



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
PROYECTO DE FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN COMBINADA DE GENERACIÓN INTERMITENTE Y VEHÍCULO ELÉCTRICO

Autor: Diego Martínez Morales
Directores: José Villar Collado
Francisco Alberto Campos Fernández

Madrid
Junio 2015

Proyecto realizado por el alumno/a:

Diego Martínez Morales

Fdo.:

Fecha://

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter
confidencial

José Villar Collado

Fdo.:

Fecha://

Francisco Alberto Campos Fernández

Fdo.:

Fecha://

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fernando de Cuadra García

Fdo.:

Fecha://

ANÁLISIS DE LA EXPANSIÓN COMBINADA DE GENERACIÓN INTERMITENTE Y VEHÍCULO ELÉCTRICO

Autor: Diego Martínez Morales

Directores: José Villar Collado, Francisco Alberto Campos Fernández.

Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

En los últimos años, se ha presentado el vehículo eléctrico (en adelante, VE) como una alternativa viable al vehículo de combustión tradicional cuyo uso generalizado reduciría y desplazaría las emisiones contaminantes de los vehículos de gasolina y gasóleo a zonas alejadas de los núcleos de población. Por otro lado, el aumento de las energías renovables en España (especialmente de la energía eólica, aunque también de la solar), supone una importante iniciativa para la reducción de las emisiones contaminantes.

La utilización de los coches eléctricos conectados a la red y controlados por estrategias inteligentes de carga y generación podrían compensar los efectos negativos que las energías renovables provocan en la red (intermitencia, inestabilidad y falta de correlación entre las curvas de generación y la curva de demanda). Los coches eléctricos conectados proporcionarían un sistema de almacenamiento de energía en los momentos de baja demanda, devolviendo dicha energía en las horas de más demanda, ayudando a compensar las faltas de correlación de las renovables y sus intermitencias, e incluso proporcionando regulación secundaria.

Objetivos

En este proyecto se realiza un análisis detallado de los efectos de la expansión combinada del coche eléctrico y de las energías renovables. Para ello se utiliza un modelo de Unit Commitment y un modelo de coste-beneficio. El objetivo es ver cómo afecta la expansión de estas tecnologías en el sistema eléctrico: precios de energía y reserva, volúmenes de generación y reserva, análisis del despacho térmico (arranques y paradas de las centrales, volúmenes por tecnología, costes,...). Además, se lleva a cabo una valoración de los costes totales de cada escenario simulado (costes de inversión, costes de la electricidad, costes de emisiones,...), y la variación de costes respecto a la situación en el año 2011 (caso base), con el fin de averiguar que escenarios son más rentables, y analizar la rentabilidad de cada una de las tecnologías en función de su nivel de penetración.

Modelo de Unit Commitment

En el proyecto se utiliza un modelo de Unit Commitment (desarrollado por el IIT), que despacha la generación térmica e hidráulica, el uso de estaciones de bombeo y el vehículo eléctrico (en función del modo de carga) para satisfacer la demanda eléctrica. Se consideran fuentes de energía solar y eólica (no despachables). También se tiene en cuenta la regulación de reserva secundaria, cubierta por las fuentes térmicas, hidráulicas, el bombeo y el vehículo eléctrico. Los datos que utiliza el modelo están basados en la estructura de generación térmica e hidráulica del sistema español, teniendo en cuenta la demanda y la estrategia de reserva secundaria del año 2011.

Análisis Coste-beneficio

El modelo de Coste-Beneficio (desarrollado por el IIT), incluye los costes de las infraestructuras necesarias para la implantación del VE, los costes específicos de VE y vehículos de combustión, los costes de las externalidades (emisiones contaminantes, dependencia energética,...) y los costes de inversión de la energía eólica y solar.

Conclusiones

Incrementos en generación solar y eólica

La inversión en energía solar o eólica para escenarios con VEs integrados va a suponer siempre una reducción del precio de la energía y, en consecuencia, de los costes totales de la electricidad. La presencia del VE va a limitar los vertidos y va a regular la aleatoriedad de la generación no despachable. La reducción del hueco térmico por la energía eólica y solar va a provocar el aumento del número de arranques y paradas de las centrales térmicas, para adaptar su producción a las variaciones de la energía no despachable. Esto conlleva un aumento importante de los costes fijos en el despacho. No obstante, el incremento de la producción de solar y eólica es rentable debido a la fuerte reducción de los costes variables que supone, ya que son energías de coste cero.

El principal beneficio de la energía eólica en el sistema es el aplanamiento de la curva de la demanda, haciendo que el consumo de energía sea poco variable a lo largo de las horas del día. Sin embargo, el incremento en energía eólica dificulta el despacho de la térmica, incrementando los costes fijos debido a la intermitencia con la que obliga a operar a sus unidades.

La principal ventaja de la energía solar es que no obliga a que las unidades térmicas operen con tanta intermitencia como la energía eólica, suponiendo un menor coste en arranques y paradas. Sin embargo, su perfil de generación provoca que los VE se carguen en los momentos de máxima demanda, lo que produce una fuerte oscilación del volumen de energía consumido en las distintas horas del día y ocasiona que la reducción de los precios de la energía sea menor.

En cuanto a la rentabilidad de ambas tecnologías, la energía eólica produce una mayor reducción del precio y del coste de la electricidad que la energía solar. Suponiendo un escenario en el que el 45% de los vehículos sean eléctricos con

capacidad de devolver la energía al sistema, la inversión en energía solar no sería nunca rentable. La tendencia vista en los resultados es que la reducción de costes que se produce por la inversión en energía solar no es suficiente para compensar sus altos costes de inversión y, adicionalmente, cuanto mayor es la inversión mayores son las pérdidas. Sin embargo, los altos niveles de inversión en eólica sí que pueden llegar a ser rentables, obteniendo unos beneficios netos de 427.70 M€ al invertir 1,815 M€. No obstante, para inversiones menores de esa cantidad (o aumentos en la capacidad eólica menores de 24 GW) no se asegura la rentabilidad de la inversión, produciéndose pérdidas para incrementos de 8 y 16 GW, que equivalen a costes de inversión de 610.5 y 1,221.0 M€.

Incrementos en el nivel de penetración del VE

En conclusión, el VE es una tecnología que si se introduce de manera moderada en el sistema eléctrico, facilita el despacho térmico y permite una mejor integración de las energías de generación intermitente. Si no va acompañada de un aumento de la producción de las energías solar o eólica, genera un incremento del precio y del coste de la electricidad. Estos incrementos son menores a medida que la presencia del VE es mayor. Una presencia masiva del VE en el sistema crea más inestabilidad en el sistema térmico, ya que le obliga a operar con mayor intermitencia, lo que no quiere decir que no sea una inversión rentable. De hecho, el análisis de costes beneficios da como resultado que el VE es una inversión rentable en cualquier escenario y que aporta una reducción considerable de los costes respecto al caso base (en el 2011), siempre que se considere el impacto del VE en la salud. Si no se considera este impacto, la inversión del VE deja de ser rentable para cualquier escenario, especialmente porque no compensa sus costes de inversión, que son muy elevados.

Análisis de la estrategia de carga

La estrategia que genera menores costes a lo largo de un año para la generación de electricidad es la V2GR. La elección de la estrategia de carga puede suponer una variación de los costes de hasta el 2.9% (para los escenarios simulados). La estrategia OPTC es, en cambio, la que realiza un despacho de las unidades térmicas más estable, manteniendo a las unidades largos periodos funcionando sin la necesidad de realizar arranques ni paradas. La estrategia V2G, a pesar de ser más completa que la OPTC, genera más costes y realiza un despacho de las unidades más inestable, con paradas y arranques frecuentes en el tiempo.

Resumen de las propuestas de mejora

Entre las propuestas de mejora más destacadas, se plantea la ampliación del estudio para un mayor número de escenarios, de forma que se pueda estudiar las tendencias de los efectos con mayor claridad.

También se propone aplicar una estrategia de reserva secundaria dependiente de los incrementos de penetración de generación intermitente en los escenarios. De esta forma, se tendría en cuenta los incrementos en los niveles de banda a subir y bajar requeridos cuando en un sistema eléctrico aumenta la presencia de medios de generación de energía no despachables.

Por último, se propone elaborar un programa que permita calcular, para un nivel de inversión determinado, el reparto óptimo de dicha inversión entre las distintas tecnologías (solar, eólica y VE) para que los beneficios del sistema sean máximos.

ANALYSIS OF COMBINED INTEGRATION OF INTERMITTENT ENERGY SOURCES WITH ELECTRIC VEHICLE

ABSTRACT

Introduction

In recent years, the plug-in-electric vehicle (hereinafter PEV) has become a viable alternative to conventional gasoline or diesel vehicles (hereinafter CV), and whose widespread use would reduce and displace car emissions from cities to remote areas. On the other hand, the increase of renewable energy sources in Spain is an important initiative for reducing air pollution.

The use of electric cars connected to the network and controlled by smart charging strategies could offset the negative effects that renewable energy causes to the grid (instability, unpredictability, lack of correlation with the final energy usage...). PEVs would provide an energy storage system when the demand is low, and would return the energy when the demand is high, reducing the lack of correlation between wind and solar power generation and demand, and even providing secondary regulation.

Objectives

In this project, a detailed analysis of the impact of the combined penetration of PEVs and renewable energy is performed. A Unit Commitment model and cost-benefit model is used. The objective is to understand how the penetration of these technologies affects to the main variables of the electric system: energy prices and reserve, volume of energy consumption and reserve. Also an analysis of thermal generation (starts and stops of the plants, volume of energy generation by each technology, costs...) is made. On the other hand, an assessment of the total costs of each simulated scenario (investment costs, electricity costs, emission costs ...), and the variation in costs compared with the situation in 2011 is performed, in order to figure out which scenarios are more profitable, and analyze the profitability of each technology depending on its level of penetration.

Unit Commitment

A hydro-thermal Unit Commitment model (developed by the IIT) is used, that dispatches the hydro-thermal generation, the use of pumping stations and the PEV (depending on charging strategies) to meet demand and reserve requirements. Variable renewable energy sources are considered. The data of the model is based on the real structure of the Spanish hydrothermal generation, and the demand and reserve requirements of the year 2011 are used.

Cost-Benefit Analysis

The Cost-Benefit model (developed by IIT) considers the PEV infrastructure costs, the specific costs of PEV and conventional vehicles, the externality costs (emissions, energy dependence ...) and wind and solar infrastructure costs.

Conclusions

Impact of Wind and Solar penetration

Solar and wind energy power investments in scenarios with integrated PEVs always causes a reduction of energy prices and of the total costs of energy. PEV limits spillages and regulate the instability caused by non-dispatchable generation. The reduction of the thermal gap by wind and solar energy causes the increase in the number of starts and stops of power plants, to adapt their production to the variation in non-dispatchable energy generation. This leads to a significant increase in fixed costs of the thermal dispatch. However, the increase in solar and wind generation will be profitable thanks to the great reduction in variable costs, since they are zero-cost energy.

The main advantage of wind power penetration in the system is that the system demand become flatter, decreasing the differences of energy consumption between the valley and peak hours. However, the wind power penetration hinders the thermal dispatch, increasing their fixed costs due to the intermittency of the plants to adapt their production to the variation of wind.

The main advantage of solar energy is that it does not forces thermal units to operate in an instable way, as wind power penetration does, and this allow to obtain reduce costs, by reducing starts and stops. However, the correlation between solar production and demand causes the PEV to load at times of high demand, which produces a strong oscillation of the volume of energy consumed throughout the day. These oscillations cause a lower reduction of the energy price.

As regard to the profitability of both technologies, wind power penetration results in lower prices and lower costs of energy than solar power penetration. Assuming a scenario in which 45% of PEV are capable of returning energy to grid (V2G charging strategy), the solar investment would not be profitable. According to the results, the infrastructure costs are too high to obtain benefits from solar energy investment. In addition, when solar energy investments are higher, higher are losses. However, high levels of investment in wind power energy can become profitable, obtaining a net profit of 427.70 M€ to invest 1,815 M€. However, for investments under that amount (or increments in wind power capacity under 24 GW) is not assured the return on investment.

Impact of PEV penetration

The moderate penetration of PEV in the system facilitates the thermal generation and allows for better integration of solar and wind energy. If only PEV penetration is increased (and wind and solar capacity remains constant), energy price and cost rise. The increase in cost of energy is lower when the presence of PEV is higher. High penetration of PEV generates more instability in the thermal system because it forces plants to operate with greater intermittency.

The main conclusion that can be drawn from the cost-benefit analysis is that the PEV is a worthwhile investment at any scenario and brings a significant cost reduction, always that the health impact of PEV is considered. Without considering this impact, PEV investment becomes unprofitable for any scenario, especially because of the high infrastructure costs.

Impact of the PEV charging strategies

The PEV strategy which generates the lowest costs of energy over one year analysis is the V2GR strategy. In the results obtained, V2GR charging strategy can cause a variation in costs up to 2.9% from other strategies. The OPTC strategy is the one which makes more stable dispatch of thermal units, keeping the plants running for long periods, and stops and starts are infrequent. The V2G strategy makes a more instable dispatch of thermal units, where stops and starts are frequent, despite of being a more complex strategy than OPTC.

Summary of the proposed improvements

Expanding the study to a larger number of scenarios is proposed, with the aim of obtaining better conclusion and clear tendencies of the prices and costs with increasing penetration levels.

It is recommended to develop a more complex secondary reserve requirements strategy, which depends on the wind and solar penetration level. It would allow the model to take into account effects on the reserve costs when the presence of non-dispatchable power generation in the system is high.

Finally, it is proposed to develop a program to calculate, for a given level of investment, the optimum distribution of this investment between the technologies (solar, wind and PEV) to maximize the benefits of the system.

MEMORIA

Índice

1	Introducción	7
1.1	Estado del arte	9
1.2	Motivación	13
1.3	Objetivos del proyecto	14
1.4	Metodología del trabajo	14
1.5	Recursos a emplear	16
2	Descripción del Modelo de UC	17
2.1	Índices	18
2.2	Parámetros	18
2.3	Variables	19
2.4	Ecuaciones	20
2.4.1	Función objetivo y ecuaciones de balance	20
2.4.2	Restricciones para las unidades térmicas	22
2.4.3	Restricciones para las unidades hidráulicas	23
2.4.4	Restricciones para las flotas de VEs	24
2.5	Datos técnicos del modelo	27
2.5.1	Unidades de generación térmica	27
2.5.2	Unidades de generación hidráulica	27
2.5.3	Unidades de generación no despachable	27
2.5.4	Flotas de VEs	28
3	Modelo de costes y beneficios	30
4	Puesta a punto del UC	34
4.1	Problemas iniciales	34
4.2	Depuración del modelo	35
4.3	Despacho del VE en la primera simulación	36
4.4	Restricciones adicionales para el balance de la reserva secundaria	36
5	Características de las simulaciones de escenarios	38
5.1	Periodo de las simulaciones	38
5.2	Condiciones en las simulaciones	38
5.3	Características a analizar del modelo	39
5.3.1	Las variables de estudio	39
5.3.2	Escenarios de estudio	39
5.4	Niveles de Reserva Secundaria	41
5.4.1	Regulación de la Reserva Secundaria actual	41
6	Resultados	45
6.1	Análisis de los efectos de los incrementos en generación solar y eólica en el sistema eléctrico	45
6.1.1	Volumen de la energía generada y de la reserva disponible, por tecnologías	45
6.1.2	Vertidos en generación	53
6.1.3	Análisis del despacho de las unidades térmicas	53
6.1.4	Precio de la energía y de la reserva	61
6.1.5	Costes de la energía eléctrica	64
6.2	Análisis de los efectos del aumento de los niveles de penetración del VE	67
6.2.1	Volumen de energía generada y de reserva por tecnología	67
6.2.2	Vertidos en generación	69
6.2.3	Análisis del despacho de las unidades térmicas	70
6.2.4	Emisiones de CO ₂	74
6.2.5	Precio de la energía y de la reserva	75

6.2.6	Costes de la reserva y de la generación de energía	76
6.3	Análisis de los efectos de las distintas estrategias de carga del VE	80
6.3.1	Volumen de energía y reserva por tecnología	80
6.3.2	Análisis del despacho de las unidades térmicas	83
6.3.3	SOC agregado de los vehículos eléctricos	87
6.3.4	Precio de la reserva secundaria	88
6.3.5	Costes de la energía	89
6.4	Modelo de Costes Beneficios: Estudio de la rentabilidad de los escenarios de inversión analizados	92
6.4.1	Inversión en energía solar y eólica	93
6.4.2	Inversión en el VE	96
6.4.3	Variación de los costes en función de la estrategia de carga del VE	98
7	Conclusiones	100
7.1	Análisis de los efectos en el sistema eléctrico y en la rentabilidad de las inversiones	100
7.1.1	Incrementos en generación solar y eólica	100
7.1.2	Incrementos en el nivel de penetración del VE	102
7.1.3	Análisis de la estrategia de carga	103
8	Propuestas de mejora	104
9	Referencias	106

Índice de figuras

Figura 1:	Potencia térmica disponible por tecnología de generación térmica.	27
Figura 2:	Energía no despachable generada durante el 2011	28
Figura 3:	Precio de la reserva. Puesta a punto del UC.	34
Figura 4:	Los niveles de reserva secundaria durante una semana en el modelo de UC	43
Figura 5:	Perfil de la demanda junto al nivel de reserva secundaria durante un día.	43
Figura 6:	Volumen de energía consumida durante una semana para incrementos de solar y eólica	48
Figura 7:	Análisis semanal de la demanda, carga del VE y el bombeo para incrementos de solar y eólica	49
Figura 8:	Análisis semanal del volumen de energía generada por cada tecnología	50
Figura 9:	Volumen de energía generada durante un año para incrementos de solar y eólica.	51
Figura 10:	Volumen de reserva durante un año para incrementos de solar y eólica.	52
Figura 11:	Vertidos en generación para incrementos de solar y eólica	53
Figura 12:	Número absoluto de arranques y paradas para incrementos en solar y eólica	56
Figura 13:	Reparto de arranques entre las distintas tecnologías, para incrementos en solar y eólica.	57
Figura 14:	Costes arranques y paradas para incrementos de solar y eólica	58
Figura 15:	Energía generada por unidades térmicas para incrementos de solar y eólica	59
Figura 16:	Volumen de reserva a subir para incrementos en solar y eólica	60

Figura 17: Emisiones CO2 para incrementos en solar y eólica.....	61
Figura 18: Gráfico de cajas del precio de la reserva para incrementos en solar y eólica.....	62
Figura 19: Gráficos de cajas del precio de la energía para incrementos en solar y eólica.....	63
Figura 20: Precios promedios para incrementos en solar y eólica.....	64
Figura 21: Monótonas de los costes de la energía para incrementos en solar y eólica.....	65
Figura 22: Costes vs Volumen, para incrementos en solar y eólica.	66
Figura 23: Análisis semanal del volumen de energía consumido para incrementos en el nivel de penetración del VE.....	68
Figura 24: Volumen de energía generada por tecnología para incrementos en el nivel de penetración del VE.	68
Figura 25: Volumen de reserva para incrementos en penetración del VE.....	69
Figura 26: Vertidos en generación para incrementos del nivel de penetración del VE.	70
Figura 27: Número absoluto de arranques y paradas para incrementos en el nivel de penetración del VE.	72
Figura 28: Reparto de los arranques por tecnología térmica para incrementos en el nivel de penetración del VE.	72
Figura 29: Costes de arranques y paradas para incrementos del nivel de penetración del VE.	73
Figura 30: Volumen de reserva y energía generada por tecnología térmica para incrementos en el nivel de penetración del VE.....	74
Figura 31: Emisiones de CO2 para incrementos en el nivel de penetración del VE.....	75
Figura 32: Monótona del precio de la energía para incrementos en penetración del VE.....	76
Figura 33: Gráfico de cajas del precio de la energía para incrementos en penetración del VE.	76
Figura 35: Monótonas de los costes horarios para incrementos del nivel de penetración del VE.	78
Figura 36: Análisis semanal de los costes horarios de la energía, para incrementos en penetración del VE.	78
Figura 37: Gráfico de cajas de los valores de los costes horarios para incrementos del nivel de penetración del VE.....	79
Figura 38: Coste vs Volumen para incrementos del nivel de penetración del VE. ..	79
Figura 39: Reserva secundaria total en un año para las distintas estrategias de carga del VE.....	82
Figura 40: Análisis semanal del volumen de energía consumida durante una semana, para las distintas estrategias de carga del VE.	83
Figura 41: Volumen de energía generado durante un año para las distintas estrategias de carga del VE.	83
Figura 42: Número absoluto de arranques y paradas para las distintas estrategias de carga del VE.....	85
Figura 43: Reparto de los arranques por tecnología térmica para las distintas estrategias de carga del VE.	85
Figura 44: Costes de arranques y paradas para las distintas estrategias de carga del VE.	86

Figura 45: Energía térmica generada durante un año para las distintas estrategias de carga del VE.....	86
Figura 46: Emisiones de CO2 para las distintas estrategias de carga del VE.	87
Figura 47: SOC agregado del VE durante dos semanas para las distintas estrategias de carga.....	88
Figura 48: Monótonas del precio de la reserva para las distintas estrategias de carga del VE.....	89
Figura 49: Precio promedio de la resera para las distintas estrategias de carga del VE.	89
Figura 50: Análisis semanal de los costes horarios para las diferentes estrategias de carga.....	90
Figura 51: Coste de la energía para las distintas estrategias de carga.....	91
Figura 52: Beneficios al invertir en solar y eólica para un nivel de penetración del VE del 45%.	94
Figura 53: Beneficios al invertir en VE, considerando el impacto económico en salud.....	97
Figura 54: Beneficios al invertir en VE, sin considerar el impacto económico en salud.....	97
Figura 55: Beneficios para un nivel de penetración del VE del 60% para las diferentes estrategias de carga.....	99
Figura 56: Beneficios para un nivel de penetración del VE del 60%, para las distintas estrategias de carga y sin considerar el impacto en salud.	99

Índice de tablas

Tabla 1: Cronograma de trabajo.	15
Tabla 2: Características específicas de las flotas de VEs.....	28
Tabla 3: Características generales del VE.....	29
Tabla 4: Estrategias de carga de los VEs.....	29
Tabla 5: Costes de inversión en infraestructura y coste total de la energía eléctrica.	30
Tabla 6: Costes específicos del VE y VC.....	31
Tabla 7: Constes de las externalidades.....	31
Tabla 8: Características de las simulaciones.....	38
Tabla 9: Incrementos en generación solar de los escenarios simulados	40
Tabla 10: Incrementos en generación eólica de los escenarios simulados	40
Tabla 11: Incrementos en el nivel de penetración del VE en los escenarios simulados	40
Tabla 12: Estrategias de carga utilizadas en los escenarios simulados.....	41
Tabla 13: Costes de las unidades térmicas.	55
Tabla 14: Incrementos en costes y volumen de energía para los niveles de penetración del VE.	79
Tabla 15: Variación de los costes en función de los incrementos en energía solar y eólica, para un nivel de penetración del VE de 45% y estrategia de carga V2G.....	93
Tabla 16: Variación de los costes en función del nivel de penetración del VE.	96
Tabla 17: Variación de costes según la estrategia de carga del VE, para un nivel de penetración del 60%.	98

Índice de ecuaciones

Ecuación 1.....	21
Ecuación 2.....	21
Ecuación 3.....	22
Ecuación 4.....	22
Ecuación 5.....	22
Ecuación 6.....	22
Ecuación 7.....	22
Ecuación 8.....	22
Ecuación 9.....	23
Ecuación 10.....	23
Ecuación 11.....	23
Ecuación 12.....	23
Ecuación 13.....	23
Ecuación 14.....	23
Ecuación 15.....	23
Ecuación 16.....	23
Ecuación 17.....	24
Ecuación 18.....	24
Ecuación 19.....	24
Ecuación 20.....	24
Ecuación 21.....	25
Ecuación 22.....	25
Ecuación 23.....	25
Ecuación 24.....	25
Ecuación 25.....	25
Ecuación 26.....	25
Ecuación 27.....	25
Ecuación 28.....	25
Ecuación 29.....	26
Ecuación 30: Rampas de reserva del VE.....	26
Ecuación 31.....	26
Ecuación 32.....	26
Ecuación 33.....	26
Ecuación 34.....	26
Ecuación 35.....	26
Ecuación 36.....	26
Ecuación 37.....	26
Ecuación 38.....	26
Ecuación 39.....	26
Ecuación 40.....	26
Ecuación 41: Nivel mínimo de regulación secundaria.....	42
Ecuación 42: Cálculo del SOC agregado.....	87

1 Introducción

En los últimos años, se ha presentado el coche eléctrico como una alternativa viable al vehículo de combustión tradicional y cuyo uso generalizado reduciría y desplazaría las emisiones contaminantes de los vehículos de gasolina y gasóleo a zonas alejadas de los núcleos de población. Sin embargo este tipo de vehículo no tiene una presencia importante en el parque automovilístico español. La inercia de los consumidores, los costes de las infraestructuras de carga que estos vehículos requieren, la adaptación de las redes eléctricas a la carga adicional y los posibles desequilibrios en la red que podrían provocar estos vehículos son algunas de sus desventajas.

Por otro lado, el aumento de las energías renovables en España (especialmente de la energía eólica, aunque también la solar), supone una importante iniciativa para la reducción de las emisiones contaminantes. Sin embargo, las energías renovables presentan ciertos inconvenientes como por ejemplo el alto coste de las infraestructuras, la inestabilidad que provocan en las redes eléctricas, su intermitencia en cuanto a la generación y la falta de correlación entre las curvas de generación y demanda eléctrica.

La expansión de las renovables y del vehículo eléctrico (en adelante, VE) también contribuiría a reducir la dependencia energética. Según [1], en el año 2012 la dependencia energética en España fue del 73.3%, muy por encima de la media europea (53.3%). Esto se debe a la carencia de recursos fósiles en el territorio nacional, y al alto consumo de los mismos. Sin embargo, el consumo de energías renovables en España es ligeramente superior a la media europea.

El consumo de petróleo y de gas natural como energía primaria supusieron un 41.6% y un 21.7% de la energía primaria total respectivamente, mientras que la producción interior de energía primaria de estos combustibles fue de 0.6% respecto al total en 2012 (ver [1]).

Del consumo de energía final procedente de recursos petrolíferos durante el 2013, alrededor del 60% fue destinado al transporte por carretera (ver [2]). Por lo tanto, la necesidad de consumo de combustibles fósiles se debe en gran medida a los medios de transporte con motores de combustión. El aumento de la presencia del vehículo eléctrico reduciría considerablemente este porcentaje, y la cantidad de petróleo que España necesita importar de países extranjeros. Por consiguiente, si se implantase el vehículo eléctrico y la energía consumida en el transporte fuese producida por energías renovables, se produciría un descenso importante de la dependencia energética de España.

En este proyecto se plantea realizar un análisis detallado de los resultados de la expansión conjunta de del coche eléctrico y la generación de electricidad mediante energías renovables, concretamente eólica y solar.

La utilización de los coches eléctricos conectados a la red y controlados por estrategias inteligentes de carga y generación podrían compensar los efectos

negativos que las energías renovables provocan en la red (intermitencia, inestabilidad y falta de correlación entre las curvas de generación y la curva de demanda). Los coches eléctricos conectados proporcionarían un sistema de almacenamiento de energía en los momentos de baja demanda, devolviendo dicha energía en las horas de más demanda, ayudando a compensar las faltas de correlación de las renovables y sus intermitencias, e incluso proporcionando regulación secundaria.

En el proyecto se utiliza un modelo de Unit Commitment (desarrollado por el IIT), que despacha semanalmente la generación térmica e hidráulica, centrales de bombeo y vehículo eléctrico (en función del modo de carga) para satisfacer la demanda eléctrica. Se consideran fuentes de energía solar y eólica (no despachables) que se restan inicialmente de la demanda. También se tiene en cuenta la regulación de reserva secundaria, cubierta por las fuentes térmicas, hidráulicas y el vehículo eléctrico.

En el Unit Commitment (en adelante, UC) utilizado en el proyecto se realizan algunas aproximaciones. Por ejemplo:

- Los recursos hidráulicos se gestionan semanalmente. Para evitar sobreestimaciones a la hora de gestionar la generación hidráulica, el modelo incluye restricciones basadas en datos históricos de las producciones y los niveles de reserva de cada semana.
- No se consideran las posibles limitaciones de las líneas de la red eléctrica ante los distintos despachos de energía.

En el proyecto también se utiliza un modelo de Coste-Beneficio (desarrollado por el IIT), en el que se incluyen los costes de las infraestructuras necesarias para la implantación del VE, los costes específicos de los VEs y vehículos de combustión (en adelante, VC), los costes de las externalidades (emisiones contaminantes, dependencia energética,...) y los costes de inversión en energía eólica y solar.

1.1 Estado del arte

Existen artículos y proyectos anteriores que estudian los efectos de la expansión del vehículo eléctrico, y también de su expansión combinada con medios de generación de energías renovables en España.

Un proyecto reciente relevante es [3], en el que se estudia desde un punto de vista económico las consecuencias de la implantación del vehículo eléctrico en España. En dicho proyecto se utiliza un modelo de Coste-Beneficio para el cual se lleva a cabo una recopilación de gran cantidad de datos para simular distintos escenarios de penetración del vehículo eléctrico, considerando distintas estrategias de carga. El modelo incluye aspectos como los costes directos del vehículo eléctrico y de las infraestructuras necesarias, las externalidades,... También se utiliza el modelo de UC desarrollado por el IIT, que realiza el despacho de energía y reserva minimizando los costes totales, que incluyen costes variables de producción y de emisión de CO₂, entre otros. Los resultados del proyecto se publicaron y presentaron en el EEM del 2013.

A partir de los proyectos anteriores se expandió el estudio con los artículos [6] y [7], ambos presentados también en el EEM del 2014. En estos artículos se analiza el impacto combinado de la penetración de los vehículos eléctricos y las fuentes de generación de energías renovables en el sistema eléctrico español. Se vuelve utilizar el modelo de UC. En [7] se utiliza el modelo Coste-Beneficio desarrollado por el IIT, considerando el balance de energía consumida en distintos escenarios de penetración de energía eólica y coche eléctrico, los costes de inversión para el aumento de la penetración de la energía eólica y las estimaciones de la variación de las emisiones de CO₂ para los escenarios.

En [8] se utiliza también un UC que realiza el despacho horario de energía y reserva, simplificando las unidades generadoras en 'tecnologías' y 'subtecnologías' para cada compañía generadora permitiendo un análisis de escenarios más eficiente. Se lleva a cabo un estudio del comportamiento de los mercados de generación y reserva a medio-largo plazo, y la influencia de la generación solar en ellos.

Existen también múltiples artículos que consideran la incertidumbre que provocan las tecnologías no despachables en el sistema eléctrico, ya sea a través del modelo de UC, o de sistemas de cálculo y programas auxiliares.

Por ejemplo, en [9] se demuestra el funcionamiento eficiente y flexible de los vehículos eléctricos conectados a redes eléctricas inteligentes, considerando la incertidumbre en cuanto a generación de las fuentes renovables, la carga y los VEs. Para que el UC tenga en cuenta dichas incertidumbres, se consideran escenarios estimados a través de estadísticas previas y heurísticas. Un algoritmo de optimización minimiza los costes y emisiones del UC.

En [10] los autores utilizan junto al UC un programa con restricciones de oportunidad de lógica difusa, como forma de simular de manera más realista los errores de previsión de potencia causados por fuentes de energía eólica.

En [11] se presenta un problema de optimización para una micro-red con generación fotovoltaica y regulación secundaria. Se utiliza programación lineal entera mixta (PLEM), que involucra que algunas variables estén restringidas a ser enteras, y que opera en periodos de cinco minutos. El problema considera la incertidumbre provocada por la aleatoriedad de la generación fotovoltaica.

En [12] se propone un marco estocástico de carga y descarga de VEs conectados a la red en V2G para mitigar los efectos provocados por la incertidumbre de la generación de energía eólica, y para aumentar su predictibilidad. El modo de carga V2G permite un flujo de energía bidireccional entre el vehículo y la red de distribución. En el estudio se utiliza un modelo Autorregresivo de Media Móvil (AutoRegressive Moving Average Model, ARMA) para calcular la velocidad variable del viento responsable de la generación eólica. Agrupa los VEs en seis flotas con distintos patrones diarios de conducción, de manera similar a nuestro modelo de UC del proyecto, pero en este caso utilizando algoritmos Fuzzy C-Means (FCM). Se utiliza la combinación de un algoritmo genético junto a un simulador del Método de Monte Carlo para optimizar la carga y descarga de los VEs en distintos escenarios y estudiar el comportamiento del sistema. Por último, se realiza un modelo de Coste-Beneficio para analizar y evaluar los costes de la tecnología de las baterías de los VEs y los costes de los servicios V2G. En comparación con el modelo del artículo, el modelo de Coste-beneficio utilizado en este trabajo tiene en cuenta además, los costes de las externalidades y los costes específicos del VC, a parte del coste de implantación de las energías solar y eólica.

En [13] se utiliza el método de optimización de Lyapunov para el estudio de la carga eficiente de los VEs mediante fuentes de energías renovables, con el objeto de estudiar la eficiencia de las renovables y de reducir el coste de carga del VE. Se utiliza un programa estocástico de carga óptima, que regula la potencia procedente de la red, de las energías renovables y de los VEs a la vez que satisface las restricciones del sistema: balance de energía, límite de carga de cada VE y carga solicitada por cada VE entre otras. Además, hace uso de un modelo de gestión de colas para la carga organizada de los VEs, considerando las peticiones individuales de carga de cada vehículo. El programa intenta reducir al máximo la generación no renovable, haciendo uso de ella únicamente cuando las fuentes renovables no son suficientes para satisfacer la demanda.

Como alternativa a los modelos de UC habituales en los que se establece la función de potencia con perfiles en escalera o en bloques de energía para las unidades de generación y demanda, en [14] se propone la utilización de funciones de potencia continuas. El uso de un perfil de potencia instantánea permite al modelo de UC operar de manera más eficiente los recursos de reservas, reduciendo la carga computacional y ayudando al modelo a satisfacer la demanda Aplicando esta variante, se garantiza que el modelo pueda satisfacer las restricciones de despacho en cuanto a demanda y a reservas (se consideran en el estudio reservas

secundarias y terciarias), teniendo en cuenta los límites de generación y de rampas.

En el apartado del cálculo de la reserva secundaria necesaria para compensar las imprevisibles diferencias entre generación y carga, provocados por la incertidumbre que provocan la demanda y principalmente las fuentes de generación intermitente no despachables, se encuentran varios artículos que aportan diferentes métodos de cálculo o predicción.

En [15] se propone una técnica de estimación óptima, a través de un simulador de Monte Carlo, de los niveles de reserva necesarios considerando la potencia eólica generada y las previsiones de errores de demanda, además de las posibles contingencias que pueden surgir utilizando un sistema de reservas que se fija con un día de antelación. Los resultados muestran que un aumento en penetración eólica no siempre supone un aumento en los niveles necesarios de reserva. La demanda esperada es considerada como la suma de la carga actual más el error de pronóstico, que sigue una distribución de probabilidad Gaussiana. Para el cálculo de la producción eólica esperada se considera de igual manera como la suma de la producción eólica actual más el valor del error de pronóstico, que sigue una distribución normal. Como el error en la predicción de la producción eólica aumenta con el tiempo, se utiliza una fórmula para calcular la desviación típica del error de pronóstico de producción eólica para un horizonte de 24 horas. Finalmente, se calcula la demanda esperada neta como la diferencia entre la carga y la generación eólicas esperadas. Los autores aplican la técnica propuesta para el cálculo de los niveles óptimos de reserva, basándose en un modelo de costes y beneficios. Este modelo analiza el coste total de la reserva, teniendo en cuenta el coste de proporcionar la reserva en si, y una estimación del coste social que supondría las interrupciones en generación provocadas por niveles de reserva insuficientes.

Basándose en un método de cálculo más práctico para calcular los niveles de reserva requeridos, el artículo [16] utiliza un método de predicción más dinámico considerando la reserva en función de la variabilidad prevista de la potencia eólica, solar y de la carga. Se desarrolla un método de estimación del aumento de los niveles de reserva necesarios considerando la variabilidad del viento, con una frecuencia de despacho de 10 minutos o menos. Cuando se realizan predicciones del nivel de viento con mucha frecuencia, se utiliza un método conocido como "persistence forecasting" (o en español pronóstico constante), en el que se estima un valor fijo para el nivel de viento basado en los 10 o 20 minutos anteriores. Para calcular la incertidumbre de la generación eólica, se utiliza una función que depende del nivel de penetración de la tecnología. Esta ecuación se desarrolla a partir del análisis de los datos de la generación eólica a lo largo de un año o más, y asumiendo que los datos siguen una distribución normal, se calculan las ecuaciones para la desviación típica de la incertidumbre de la generación. Este proceso se aplica también para el cálculo de la incertidumbre de la generación solar en función de su nivel de penetración.

Se considera un valor de incertidumbre para la demanda igual al 1.5% del valor de la demanda prevista en cada periodo. Los términos de incertidumbre calculados

para la generación eólica, solar y la carga son multiplicados por tres para cubrir el 99.7% de la incertidumbre de una distribución normal.

Por último, en [17] se propone un método sencillo y rápido para calcular el incremento necesario de reserva secundaria para cubrir la incertidumbre adicional causada por un aumento de la penetración de la energía eólica. Suponiendo que la energía eólica no contribuye en la regulación secundaria, se plantea la hipótesis de que un incremento en la generación eólica conllevaría un aumento considerable de la variabilidad y la incertidumbre en el sistema eléctrico, que tendría que ser contrarrestado con un incremento de reserva secundaria proporcionada por sistemas de generación convencional. Por lo tanto, el nivel de penetración de la energía eólica estaría limitado por el nivel de regulación secundaria que requiere el sistema de potencia. Para estimar el efecto de la energía eólica en los niveles de reserva secundaria requeridos, se calculan la desviación típica de la demanda y de la generación eólica, que se suman para obtener la desviación típica neta de la carga. Suponiendo que la desviación típica neta de la carga sigue una distribución normal (a través del Teorema del Límite Central), se considera que la reserva secundaria necesaria puede ser estimada como tres veces la desviación típica, para capturar el 99.7 % de las incertidumbres (como también se ha hecho en [16]). Finalmente se concluye que para un incremento entre el 50%-70% de producción eólica se estima un incremento de 70%-200% incremento de reserva secundaria, con el coste asociado que esto supone para el sistema. Por lo tanto, el artículo prevé dentro de un margen de error muy amplio los resultados.

En cuanto a estudios más generales sobre la reserva secundaria, en [18] se realiza un análisis partiendo de datos históricos del mercado eléctrico español, la mayoría del 2011. En este artículo se estudia, entre otros, el impacto de la reserva secundaria en el coste total de la electricidad a través de datos de REE. Además, se analiza la evolución de los niveles de reserva secundaria requeridos considerando el continuo aumento de penetración de las tecnologías de generación intermitente, en una comprobación de la práctica que lleva a cabo REE con la estrategia de reserva cuando la generación eólica aumenta. Según los datos que proporciona el artículo (procedentes de REE), del coste total de la energía en el mercado español, un 10% corresponden a los servicios auxiliares de regulación. Además, se prevé que este porcentaje aumente con el tiempo debido al progresivo aumento de la penetración de energías renovables no despachables en el sistema. Según los datos del artículo, entre 1 y 2 €/MWh proceden de la reserva secundaria, de los 60€/MWh del precio medio de la electricidad.

Al final del artículo, se concluye que los niveles de reserva se mantienen prácticamente constantes para el caso español, a pesar del incremento en generación eólica de los últimos años. El motivo de esta continuidad en el nivel de reserva se debe posiblemente a que los niveles actuales superan con creces los valores mínimos recomendados por el ENTSOE, y por lo tanto, esta sobreestimación de los niveles de reserva en España evita que haya sido necesario incrementar la reserva en los últimos años.

1.2 Motivación

En la actualidad, muchos gobiernos y empresas están interesados en fomentar medios de transporte sostenibles. Se busca reducir o desplazar las emisiones contaminantes de las ciudades, reducir la dependencia energética de los países y crear nuevas actividades económicas que contribuyan a la generación de empleo (“Green Jobs”). Los fabricantes de automóviles necesitan innovar para cumplir los requisitos de emisiones de CO₂ de la Comisión Europea. Esa innovación se está observando en la evolución de la oferta de vehículos eléctricos en España, que se ha multiplicado por nueve en los últimos cinco años (ver [19]). Sin embargo, la crisis económica dificulta la aparición de nuevas políticas incentivadoras que den el impulso definitivo a este medio de transporte. No obstante, el coche eléctrico continúa su expansión y, como se puede ver en [20], las ventas de vehículos eléctricos aumentaron un 33% en España en 2014, y un 18% la de los vehículos híbridos. En la Unión Europea las ventas de vehículos eléctricos se han doblado anualmente desde 2010. A pesar de todo esto, el volumen de ventas del vehículo eléctrico es reducido: representó el 0.11% del mercado automovilístico total en España en 2013, y en los países con más presencia representó un 3.93% (Noruega) y un 0.62% (Francia) (ver [19]).

Se han realizado estudios analizando el impacto y la rentabilidad de estos vehículos en sistemas eléctricos de distintos países. Sin embargo, un aspecto fundamental para poder evaluar su impacto ecológico es el origen de la electricidad que consumen. Si la electricidad se obtiene de centrales de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas), se consigue trasladar el foco de emisiones a zonas menos pobladas. Si por el contrario, el origen de la electricidad es renovable, el impacto en el medio ambiente del vehículo eléctrico es bastante más positivo, produciéndose un descenso considerable de emisiones contaminantes.

Por otro lado, una alta penetración de energías renovables da lugar a una mayor intermitencia en la generación, que hace que sea necesaria la presencia de unidades de generación térmicas que respalden al sistema eléctrico proporcionando reserva secundaria. También son capaces de proporcionar respaldo frente a la intermitencia las unidades hidráulicas con capacidad de bombeo, capaces de aprovechar los excesos de generación y reducir los vertidos, frecuentes en sistemas donde predominan las renovables. La implantación del coche eléctrico supone contar con una tecnología de almacenamiento que sirva de complemento para el sistema de reserva. En [6] se ve como el incremento de la penetración del vehículo eléctrico supone un descenso en la utilización de los sistemas de bombeo, ya que los excedentes de energía son aprovechados por el VE en mayor medida.

Las sinergias de las renovables y el vehículo eléctrico hacen conveniente su estudio conjunto. Por ello en este proyecto se plantea analizar la expansión combinada de estas tecnologías, y estudiar las sinergias existentes para poder alcanzar conclusiones más realistas que realizando estudios por separado, sin considerar la fuerte vinculación del VE con las energías renovables.

1.3 Objetivos del proyecto

Los principales objetivos del proyecto son:

- Analizar el impacto económico de distintos niveles de penetración del vehículo eléctrico y las energías renovables (solar y eólica), considerando las externalidades más importantes, y el coste total de la energía incluidos los servicios complementarios de reserva secundaria.
- Analizar el efecto en el sistema eléctrico de la penetración del vehículo eléctrico, energía solar y eólica.
- Investigar algún procedimiento para obtener el nivel óptimo de penetración de energía eólica o solar para un determinado nivel de penetración del vehículo eléctrico.

1.4 Metodología del trabajo

- Documentación bibliográfica: En primer lugar se ha realizado la búsqueda de otros estudios existentes que traten sobre las energías renovables y el vehículo eléctrico, para tener una referencia del estado actual de las investigaciones sobre el tema del proyecto. El estado de los estudios actuales ha influido de manera determinante en la forma de orientar los objetivos de este proyecto, buscando realizar un análisis innovador del sistema eléctrico español, que no se haya realizado ya en otros trabajos. Como se ha visto en el estado del arte, se han llevado a cabo más estudios basados en la estructura de generación del sistema eléctrico español, estudiando el impacto del VE por separado, o junto a la energía eólica. Por esa razón, se ha decidido realizar el estudio considerando también la energía solar, e incluir análisis sobre el impacto en la reserva y en el despacho de la térmica que no se han realizado con anterioridad. También se toman como referencia herramientas y sistemas de operación de otros estudios que se han realizado tanto en el sistema eléctrico español como en otros países (ver [7], [21]–[24]).
- Establecer objetivos concretos: Una vez que se tiene toda la información disponible, se establecen los objetivos concretos de investigación. Se eligen los escenarios de penetración de vehículos eléctricos y renovables que se analizarán, y se intenta predecir los posibles resultados. De esta manera, se realiza una investigación factible y que aporte resultados de utilidad para otros investigadores o incluso para inversores en tecnologías sostenibles.
- Desarrollo de las herramientas de estudio: Se desarrollarán las herramientas necesarias para poder realizar los análisis acordados. Se partirá de herramientas utilizadas en estudios anteriores [6]:

- Módulo Excel: Que incluye toda la información que se utiliza en la ejecución de las simulaciones en GAMS. Se modificará la base de datos incluyendo los valores necesarios para la nueva investigación si fuera necesario.
 - Programa GAMS: Se estudiará el código utilizado en [6], y se realizarán las modificaciones necesarias para cumplir los nuevos objetivos. Se intentará obtener los niveles óptimos de inversión de alguna de las tecnologías para cierto nivel de penetración del vehículo eléctrico. Para ello, es probable que haya que calcular varios escenarios con el modelo de costes y beneficios hasta obtener las inversiones óptimas. En un principio se utilizará como variable dependiente la inversión en energías renovables y la penetración del vehículo eléctrico como variable independiente.
- Análisis de los resultados: Una vez obtenidos los resultados de las distintas simulaciones, se comprobará si coinciden con los resultados esperados a priori.
A partir de los resultados se sacarán conclusiones sobre la rentabilidad y el impacto de la expansión del VE y las energías renovables, con el fin de poder predecir el impacto de estas tecnologías si estos hipotéticos escenarios de estudio se cumpliesen en los próximos años.

Plan de trabajo: Cronograma

Tabla 1: Cronograma de trabajo.

CRONOGRAMA DEL PROYECTO DE FIN DE GRADO	2015				
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Selección del proyecto					
Aceptación por parte de los directores					
Estado del arte					
Anexos A y B					
Documentación: Búsqueda Bibliográfica					
Establecer objetivos del proyecto					
Desarrollo de las herramientas de trabajo: GAMS Y Excel					
Simulación escenarios					
Desarrollo de la Memoria					
Primera Presentación del Proyecto					
Correcciones del borrador					
Presentación informe final					
Exposición y Entrega del Proyecto					

1.5 Recursos a emplear

Para la realización del proyecto, se utilizarán los siguientes recursos:

- Internet, y todos los recursos online que ofrece. Además, se hará uso de los recursos para la investigación ofrecidos por la Universidad Pontificia Comillas, como su buscador de artículos y los permisos de acceso a publicaciones de distintas bibliotecas online que constituyen fuentes de artículos ya publicados (IEEE Explore y Science Direct, entre otros).
- El programa Microsoft Office Excel como interfaz de las bases de datos para el UC. Permite introducir de manera clara y sencilla los parámetros que modelan el UC.
- El programa GAMS para resolver el despacho de energía, utilizando un programa desarrollado en anteriores estudios ([3]-[8]) que incluye las ecuaciones y restricciones que definen el problema.
- MATLAB, para la realización de cálculos y diseño de gráficas para representar los resultados obtenidos.

2 Descripción del Modelo de UC

El modelo de UC, desarrollado por el IIT, realiza el despacho semanal de las unidades hidro-térmicas, satisfaciendo la demanda horaria inelástica y las necesidades de reserva secundaria. Las unidades térmicas están modeladas con precisión, considerando las capacidades máximas y mínimas de generar potencia y de proporcionar reserva, las rampas en reserva, sus costes variables específicos y los costes de arranque y parada. Como se ha mencionado anteriormente, el modelo resta a la demanda inicial la generación de las unidades no despachables (energías renovables), y realiza una primera simulación despachando las unidades hidráulicas y fijando la gestión del VE en el sistema. En esta primera simulación, se fijan variables como la generación hidráulica y el bombeo de las unidades de agua, y las variables de carga, reserva y generación del VE. En la segunda simulación se despachan las unidades térmicas, proporcionando los precios y las producciones finales. La razón de esta resolución del modelo de UC en dos partes, es para evitar que las tecnologías que generan a coste cero (como son la hidráulica y el VE), puedan llegar a fijar el precio de la energía en algunos períodos, en lugar de las unidades térmicas, que tienen costes de variables, de arranque y parada y son las que han de fijar el precio de la energía cuando no hay excedente. En cuanto al despacho de la hidráulica, es importante mencionar el coste de sustitución, que es el coste que se le asigna a la energía hidráulica (aunque a priori tenga coste variable cero). Es equivalente al coste que supondría que la generación hidráulica fuera sustituida por generación térmica.

En principio, el modelo no considera variación de los niveles de reserva al aumentar la generación de fuentes renovables. Esto coincide con la práctica habitual del sistema español en los últimos años, en el que no ha sido necesario aumentar los niveles de reserva para integrar el nivel de penetración actual de eólica y solar, aunque es posiblemente poco realista para incrementos muy elevados de generación renovable..

Un archivo Excel contiene toda la información con la que opera el UC, y que está basada en la estructura real del sistema de generación español, utilizando los datos de demanda y reserva del año 2011. El archivo Excel tiene varias entradas que permiten seleccionar la estrategia de carga que se desea ejecutar, el número de semanas de la simulación, si se van a permitir vertidos, y otras opciones que permiten configurar los escenarios para poder realizar simulaciones con características específicas.

Por lo tanto, a través del archivo Excel se maneja los datos de los distintos escenarios a simular, y a través de una macro se crean los archivos de texto que sirven como datos de entrada para el modelo de UC programado en GAMS.

Una vez realizada la simulación en GAMS, los datos se extraen a un archivo de texto de salida, que es leído a través del mismo Archivo de Excel que recoge los resultados para su interpretación y análisis.

El modelo de UC en GAMS está formado por un código en el que se describen los parámetros, variables y restricciones para resolver los escenarios. En los

siguientes apartados se mencionan y se explican brevemente los distintos elementos que configuran el modelo.

Para resolver el problema de optimización se utiliza el solver tipo RMIP (Relaxed Mixed Integer Programming), es decir, programación entera mixta, usando variables relajadas.

2.1 Índices

Índice	Significado
t	Unidades de generación térmica
h	Unidades de generación hidráulica
v	Flotas de VEs
p	Periodos (horas)

2.2 Parámetros

Parámetro	Nombre
D_p	Demanda [MW]
$Q_{nd,p}$	Energía no despachable [MW]
RS^{prob}	Probabilidad de tener que emplear la reserva a subir [-]
RB^{prob}	Probabilidad de tener que emplear la reserva a bajar [-]
RU_p	Necesidades de reserva secundaria a subir [MW]
RD_p	Necesidades de reserva secundaria a bajar [MW]
$E_{v,min}, E_{h,min}$	Mínima energía almacenable [MWh]
$E_{v,max}, E_{h,max}$	Máxima energía almacenable [MWh]
RMD_v, RMD_t	Rampas de bajada [MW]
RMU_v, RMU_t	Rampas de subida [MW]
$Q_t^{max-q}, Q_h^{max-q}, Q_v^{max-q}$	Máxima potencia generando [MW]
$Q_t^{min-q}, Q_h^{min-q}, Q_v^{min-q}$	Mínima potencia generando [MW]
Q_h^{max-b}, Q_v^{max-b}	Máxima potencia consumiendo [MW]
Q_h^{min-b}, Q_v^{min-b}	Mínima potencia consumiendo [MW]
SOC_v^{min-q}	S.O.C.* mínimo para poder generar energía [-]
SOC_v^{max-q}	S.O.C. máximo para poder consumir energía [-]
SOC_v^d	S.O.C. mínimo deseado antes de

	desconectar el VE [-]
CM_v	Consumo medido de la flota de VE [MWh/km]
DI_v	Distancia media recorrida por flota de VE en un periodo [km]
CT_v	Tiempo de carga de los VE [Horas]
C_t^{ON}, C_t^{OFF}	Costes arranque y parada de unidades térmicas [€]
C_t^V	Coste variable unidades térmicas [€]
ρ_v, ρ_h	Eficiencia eléctrica [-]
I_h	Aportaciones naturales de agua a los embalses [MW]
ru_h	Reserva secundaria a subir por unidades hidráulicas [MW]
rd_h	Reserva secundaria a bajar por unidades hidráulicas [MW]
α_t	Emisiones de CO ₂ [€/ton]
CE_t	Costes de las emisiones de CO ₂ [€/ton]
$P_{v,p}^{IN}$	Condición binaria que indica si el VE está conectado a la red [Binaria]

*El SOC es el porcentaje de energía almacenada con respecto a la capacidad máxima de las baterías de cada flota de VE.

2.3 Variables

Variable	Nombre
λ_p	Precio marginal del sistema (del balance energético) [€/MWh]
μ_p	Precio de la reserva [€/MWh]
$q_{t,p}, q_{h,p}, q_{v,p}$	Potencia generada [MW]
$q'_{t,p}$	Potencia generada sobre el límite estable [MW]
$b_{h,p}, b_{v,p}$	Reserva secundaria a subir [MW]
$ru_{t,p}, ru_{h,p}, ru_{v,p}$	Reserva secundaria a bajar [MW]
$rd_{t,p}, rd_{h,p}, rd_{v,p}$	Energía almacenada [MWh]
$e_{h,p}, e_{v,p}$	Coste total del sistema [€]
SC	Coste del sistema [€]
$em_{t,p}$	Emisiones de CO ₂ [ton]
$C_{v,p}$	Nivel de batería en función de la potencia máxima a cargar [Variable positiva]
$y_{t,p}$	Variable que indica el arranque [Binaria]
$z_{t,p}$	Variable que indica la parada [Binaria]
$u_{t,p}$	Estado de cada unidad de oferta

	térmica en cada hora [Binaria]
$g_{v,p}$	Si una flota genera o no en función del SOC [Binaria]
$exc_p^{reserva}, exc_p^{gen}$	VARIABLES DE HOLGURA PARA EL EXCESO EN RESERVA SECUNDARIA O DE GENERACIÓN DE ENERGÍA [MW]
$def_p^{reserva}, def_p^{gen}, def_p^{bat},$	VARIABLES DE HOLGURA POR DEFECTO EN GENERACIÓN, RESERVA O ENERGÍA DE LAS BATERÍAS [MW]

2.4 Ecuaciones

El modelo en GAMS cuenta con 68 ecuaciones. A continuación se indican las más relevantes.

En muchas ocasiones, el modelo en GAMS tiene dos o más ecuaciones para una misma restricción, como por ejemplo para la restricción (20). Una de estas ecuaciones se aplica únicamente para la última hora o la primera hora de cada semana, y la otra ecuación para el resto de las horas intermedias. El programa realiza simulaciones semanales y las restricciones en muchas ocasiones necesitan información de la hora anterior o de la hora siguiente (y éstas son horas que pertenecen a otra semana), como en la ecuación (20). La estructura principal del programa es un bucle que va ejecutando una semana tras otra, y se emplean sets dinámicos con los períodos, de manera que solamente se ejecuta el período de horas que están activos y que corresponden con la semana del año que se encuentra activa. Todas las semanas están inicialmente desactivadas. El bucle activa la semana siguiente (que va a ejecutar) y desactiva la anterior, por lo que si una ecuación en la primera hora de la semana activada necesita información de una variable de la última hora de la semana anterior, no puede leerla porque la anterior semana está desactivada. Por lo tanto, es necesario copiar los datos de las variables de la última hora que vayan a necesitarse por las ecuaciones en la siguiente semana. Los valores de las variables de la última hora de la semana se guardan como parámetros, para poder ser utilizados en la siguiente semana. Es por ello por lo que se tienen que crear restricciones adicionales para que las ecuaciones trabajen con los parámetros que contienen la información de la otra semana.

2.4.1 Función objetivo y ecuaciones de balance

La función objetivo es la función de coste, que es la que se minimiza mediante el programa de GAMS.

Ecuación 1

$$SC = \sum_p \sum_t (C_t^V \cdot (q_{t,p} + RS^{prob} \cdot ru_{t,p} - RB^{prob} \cdot rd_{t,p}) + C_t^{ON} \cdot y_{t,p} + C_t^{OFF} \cdot z_{t,p} + CE_t \cdot em_{t,p})$$

En la función de coste del modelo en GAMS se podrían añadir las penalizaciones de coste para los casos en el que la generación de energía o reserva no sea suficiente para satisfacer las demandas, o que los VEs no tengan la energía suficiente para circular. De esta forma se intentaría evitar que en el proceso de minimización de costes el modelo creé déficits en generación o reserva. Estos déficits o excesos se definen en el modelo como variables de holgura que se utilizan en los balances de demanda, reserva y energía de las baterías del VE. Sin embargo, en el modelo que se utiliza en este proyecto, se ha optado por fijar las holguras a cero, y prescindir de las penalizaciones en la función objetivo. El motivo se explica en el apartado de “Puesta a punto del modelo UC”.

Además, cabe destacar que en la función objetivo solo se consideran la generación de energía y la aportación en reserva de las unidades térmicas, que es la única tecnología que tiene costes variables. La reserva a bajar supone que las unidades en reserva disminuyen su nivel de producción, con el ahorro que ello supone a nivel energético y económico (menos costes variables). Sin embargo, no hay que olvidar que aunque las unidades sin costes variables como la hidráulica o el VE no aparecen en la función objetivo, si proporcionan reserva o colaborar en la generación.

La ecuación de balance de energía (2) representa el balance instantáneo de consumo y generación. Está compuesta por las unidades de generación térmica e hidráulica, los ciclos de bombeo (ya sea generando o consumiendo), los VEs (generando o consumiendo), la energía no despachable (energías solar y eólica) y los datos de la demanda horaria del 2011.

Ecuación 2

$$D_p - Q_{nd,p} + def_p^{gen} = \sum_t q_{t,p} + \sum_h (q_{h,p} - b_{h,p}) + \sum_v (q_{v,p} - b_{v,p}) + exc_p^{gen} \quad ; \quad \lambda_p \quad \forall p$$

La ecuación de balance de energía en el modelo en GAMS incluye también las variables de holgura, que representan excesos o déficits en generación.

Las holguras son variables positivas que se escriben en ambos lados de la ecuación, y son el volumen de energía que tiene se tienen que introducir en el sistema para que se cumpla el balance de energía.

El coste marginal de generación es la variable dual de esta ecuación, y equivale a lo que costaría incrementar la producción en una unidad (la variación de la función objetivo cuando se incrementa en una unidad el balance de energía). La variable dual se ha utilizado para estimar el precio de la energía en cada hora.

La ecuación de balance de reserva (3) garantiza que se satisface la demanda de reserva del sistema, gracias a las unidades térmicas, hidráulicas y los VEs.

Ecuación 3

$$RU_p + RD_p + def^{reserva} = \left(\begin{array}{l} \sum_t ru_{t,p} + \sum_h ru_{h,p} + \sum_v ru_{v,p} \\ + \sum_t rd_{t,p} + \sum_h rd_{h,p} + \sum_v rd_{v,p} \\ + exc_p^{reserva} \end{array} \right) ; \mu_p \quad \forall p$$

Como ocurría para la ecuación de balance de energía, en el modelo en GAMS se consideran también los posibles déficits o excesos en la reserva (variables de holgura para la reserva).

Es importante destacar que la ecuación (3) obliga a que el volumen de reserva total casada sea igual al volumen de reserva total disponible en el sistema, pero no garantiza que se cumplan los niveles de reserva requerida a subir y a bajar por separado.

Por otro lado, debido a la estrategia de reserva utilizada, la banda de reserva a subir es mayor o igual que la banda a bajar. Para garantizar que se cumpla la relación entre la reserva a subir y la reserva a bajar suministrada por el sistema, y que éstas sean las mismas que las establecidas por la estrategia de reserva, se utiliza (4)

Ecuación 4

$$\begin{aligned} & (RD_p) \cdot \left(\sum_t ru_{t,p} + \sum_h ru_{h,p} + \sum_v ru_{v,p} \right) \\ & = (RU_p) \cdot \left(\sum_t rd_{t,p} + \sum_h rd_{h,p} + \sum_v rd_{v,p} \right) \quad \forall p \end{aligned}$$

Sin embargo, utilizando únicamente las dos restricciones anteriores no habría nada que acote la reserva casada. Por eso ha sido necesario añadir las siguientes restricciones, que obligan a que la reserva total del sistema a subir o a bajar sean iguales o menores que la reserva casada:

Ecuación 5

$$RD_p \geq \sum_t rd_{t,p} + \sum_h rd_{h,p} + \sum_v rd_{v,p} \quad \forall p$$

Ecuación 6

$$RU_p \geq \sum_t ru_{t,p} + \sum_h ru_{h,p} + \sum_v ru_{v,p} \quad \forall p$$

2.4.2 Restricciones para las unidades térmicas

La limitación de potencia que cada unidad de oferta térmica puede generar en función de sus características definidas, ecuaciones (7) y (8):

Ecuación 7

$$q_{t,p} = u_{t,p} \cdot Q_t^{\min_q} + q'_{t,p} \quad \forall t, p$$

Ecuación 8

$$q'_{t,p} \leq u_{t,p} \cdot (Q_t^{\max_q} - Q_t^{\min_q}) \quad \forall t, p$$

El control de arranques y paradas de las unidades se lleva a cabo mediante (9)

Ecuación 9

$$u_{t,p} \leq u_{t,p-1} + y_{t,p} - z_{t,p} \quad \forall t, p$$

El volumen de emisiones se considera a partir de la potencia generada por cada unidad y el factor α_t :

Ecuación 10

$$em_{t,p} = q_{t,p} \cdot \alpha_t \quad \forall t, p$$

Esta restricción permite contabilizar el volumen de emisiones en función de las características individuales de cada unidad térmica, ya que cada central tiene sus niveles específicos de emisiones. Por ejemplo, no tiene los mismos niveles de emisión por MW generado una central de ciclo combinado que una central de carbón, y de la misma manera dos unidades de la misma tecnología pueden tener niveles de emisión distintos, ya sea porque se utilicen procesos más modernos de generación, distintos sistemas de filtrado del aire, etc.

En cuanto a las restricciones de reserva, las ecuaciones (11) y (12) limitan la capacidad de las unidades de dar reserva en función de sus rampas máximas de reserva. Las ecuaciones (13) y (14) limitan la reserva de cada unidad en función de la potencia máxima y mínima que puede suministrar cada central.

Ecuación 11

$$(q'_{t,p} + ru_{t,p}) - (q'_{t,p-1} - rd_{t,p-1}) \leq RMU_t \quad \forall t, p$$

Ecuación 12

$$(q'_{t,p-1} + ru_{t,p-1}) - (q'_{t,p} - rd_{t,p}) \leq RMD_t \quad \forall t, p$$

Ecuación 13

$$ru_{t,p} \leq u_{t,p} \cdot Q_t^{\max-q} - q_{t,p} \quad \forall t, p$$

Ecuación 14

$$rd_{t,p} \leq q_{t,p} - u_{t,p} \cdot Q_t^{\min-q} \quad \forall t, p$$

2.4.3 Restricciones para las unidades hidráulicas

Las restricciones (15) y (16) fijan que las unidades hidráulicas respeten los máximos y mínimos en generación y reserva característicos de cada unidad.

Ecuación 15

$$q_{h,p} \leq Q_{h,w}^{\max-q} \quad \wedge \quad q_{h,p} \geq Q_{h,w}^{\min-q} \quad \forall h, p$$

Ecuación 16

$$b_{h,p} \leq Q_{h,w}^{\max-b} \quad \wedge \quad b_{h,p} \geq Q_{h,w}^{\min-b} \quad \forall h, p$$

La ecuación (17) computa la energía hidráulica disponible, aproximando el flujo de agua natural a cero, ya que su aportación a la generación es prácticamente nula.

Ecuación 17

$$e_{h,p} = e_{h,p-1} - (q_{h,p} - \rho_h \cdot b_{h,p} - I_{h,p})$$

Las ecuaciones (18) y (19) suponen limitaciones físicas en cuanto a la energía almacenada y a la capacidad de dar reserva.

Ecuación 18

$$e_{h,p} \leq E_h^{max} \quad \wedge \quad e_{h,p} \geq E_h^{min}$$

Ecuación 19

$$ru_{h,p} = ru_h \quad \wedge \quad rd_{h,p} = rd_h$$

2.4.4 Restricciones para las flotas de VEs

Para la configuración del VE en el modelo, existen restricciones generales que se aplican siempre a las flotas de VE, y restricciones específicas de cada estrategia de carga.

2.4.4.1 Restricciones generales del VE

Las restricciones generales son las siguientes:

La restricción (20) realiza el balance de energía de las baterías de cada flota para cada hora, teniendo en cuenta si los VE están circulando, o conectados y cargando, generando o proporcionando reserva secundaria. Además, en el modelo en GAMS esta ecuación incluye la variable de holgura de energía de las baterías, una variable positiva que representa la energía extra que necesitan las baterías de los VEs para poder cumplir las demás restricciones de VE. En principio, esta variable de holgura se podría penalizar con un coste variable muy alto en la función objetivo, para que el modelo utilice las holguras únicamente cuando no haya otra solución posible. Sin embargo, como se explicará más adelante en el apartado de puesta a punto del UC, en el modelo que se utiliza en este proyecto se optó por fijar la holgura a cero y evitar tener que usar penalizaciones en la función objetivo.

La holgura se interpreta como el déficit de energía de las baterías de una flota de VEs que no tienen la energía suficiente para circular.

La restricción (21) fija los límites de las capacidades de las baterías de cada flota, y la (22) es una restricción que obliga a los VE a tener un cierto nivel de SOC (porcentaje de batería cargada) antes de la desconexión para circular, para evitar que los VE se desconecten con la batería poco cargada y no puedan terminar los trayectos que tengan programados.

Ecuación 20

$$e_{v,p} = e_{v,p-1} + P_{v,p}^{IN} \cdot (b_{v,p} \cdot \rho_v - \frac{q_{v,p}}{\rho_v} - \frac{ru_{v,p}^g - rd_{v,p}^g}{\rho_v}) + (ru_{v,p}^b - rd_{v,p}^b) \cdot \rho_v - (1 - P_{v,p}^{IN}) \cdot (CM_v \cdot DI_v) + def_p^{bat}$$

Ecuación 21

$$E_v^{\min} \leq e_{v,p} \leq E_v^{\max}$$

Ecuación 22

$$e_{v,p} \geq (P_{v,p-1}^{IN} - P_{v,p}^{IN}) \cdot SOC_v^d \cdot E_v^{\max}$$

2.4.4.2 Estrategia de carga PAC

Para esta estrategia de carga, el VE no genera ni proporciona reserva, luego dichas variables ($q_{v,p}$, $rd_{v,p}$, $ru_{v,p}$) son fijadas a cero. Las restricciones (23-25) fuerzan que las flotas de VE se carguen a la máxima potencia posible nada más conectarse a la red.

Ecuación 23

$$c_{v,p} = P_{v,p}^{IN} \cdot (E_v^{\max} - e_{v,p-1}) / Q_v^{\max-b}$$

Ecuación 24

$$\text{If } c_{v,p} > 1 \Rightarrow b_{v,p} = P_{v,p}^{IN} \cdot Q_v^{\max-b}$$

Ecuación 25

$$\text{If } c_{v,p} < 1 \Rightarrow b_{v,p} = P_{v,p}^{IN} \cdot (E_v^{\max} - e_{v,p-1})$$

2.4.4.3 Estrategia de carga OPTC

Para esta estrategia de carga, el VE no genera ni proporciona reserva, luego dichas variables ($q_{v,p}$, $rd_{v,p}$, $ru_{v,p}$) son fijadas a cero. La siguiente restricción (26) permite al modelo cargar los VE siempre que se encuentren conectados a la red, y tengan la energía de la batería no supere el máximo de su capacidad. Para esta estrategia, los VE se cargan optimizando los costes del sistema, y no siempre a máxima potencia.

Ecuación 26

$$b_{v,p} \leq P_{v,p}^{IN} \cdot Q_{v,p}^{\max-b}$$

2.4.4.4 Estrategia de carga V2G

La estrategia de carga V2G permite al vehículo cargar y generar optimizando el sistema. Por lo tanto, las restricciones de la estrategia OPTC también están activadas para esta estrategia. La restricción (27) permite que el VE genere sólo cuando está conectado a la red. (28) limita la potencia generada por cada flota a cada hora. Por último, (29) impide que el VE genere si la energía de la batería está por debajo de un mínimo. Con esta restricción, se quiere evitar que los VE descarguen su batería al generar de tal forma que luego no estén disponibles para circular las distancias programadas.

Ecuación 27

$$q_{v,p} \leq (e_{v,p} - E_v^{\min}) \cdot P_{v,p}^{IN}$$

Ecuación 28

$$q_{v,p} \leq Q_v^{\max-q} \cdot g_{v,p}$$

Ecuación 29

$$g_{v,p} \cdot SOC_v^{\min-q} \cdot E_v^{\max} \leq P_{v,p}^{IN} \cdot e_{v,p}$$

2.4.4.5 Estrategia de carga V2GR

La estrategia de carga V2GR permite a los VE cargar, generar y proporcionar reserva secundaria. Por lo tanto, las anteriores restricciones de las estrategias OPTC y V2G también estarían activadas.

Las restricciones (30-36), computan la reserva cuando los VE están generando o cargándose. Las restricciones (36) y (37) calculan las reservas a subir o a bajar totales, y las restricciones (38) y (39) limitan las reservas totales que proporciona cada flota en función de las rampas de reserva. Las rampas de reserva se establecen en función de la capacidad máxima de la batería y del tiempo de carga establecidos para cada flota de VE, quedando de la siguiente forma:

Ecuación 30: Rampas de reserva del VE

$$RMU_v = RMD_v = \frac{E_v^{\max}}{CT_v} \left[\frac{MW}{h} \right]$$

Las restricciones son:

Ecuación 31

$$q_{v,p} + ru_{v,p}^q \leq (e_{v,p} - E_v^{\min}) \cdot P_{v,p}^{IN}$$

Ecuación 32

$$q_{v,p} + ru_{v,p}^q \leq Q_v^{\max-q} \cdot g_{v,p}$$

Ecuación 33

$$rd_{v,p}^q \leq q_{v,p}$$

Ecuación 34

$$b_{v,p} + rd_{v,p}^b \leq (E_v^{\max} - e_{v,p})$$

Ecuación 35

$$b_{v,p} + rd_{v,p}^b \leq Q_v^{\max-b} \cdot P_{v,p}^{IN}$$

Ecuación 36

$$ru_{v,p}^b \leq b_{v,p}$$

Ecuación 37

$$ru_{v,p} = ru_{v,p}^q + ru_{v,p}^b$$

Ecuación 38

$$rd_{v,p} = rd_{v,p}^q + rd_{v,p}^b$$

Ecuación 39

$$(b_{v,p} + rd_{v,p}^b) - (b_{v,p-1} - ru_{v,p-1}) \leq RMD_v$$

Ecuación 40

$$(q_{v,p} + ru_{v,p}^q) - (q_{v,p-1} - rd_{v,p-1}) \leq RMU_v$$

2.5 Datos técnicos del modelo

2.5.1 Unidades de generación térmica

En cuanto a la generación térmica, el modelo considera 90 unidades de oferta, entre las que se incluye plantas nucleares, de carbón nacional, de carbón importado, de ciclo combinado y de gas. A continuación se muestra el porcentaje de potencia instalada procedente de cada tipo de unidad térmica de generación.

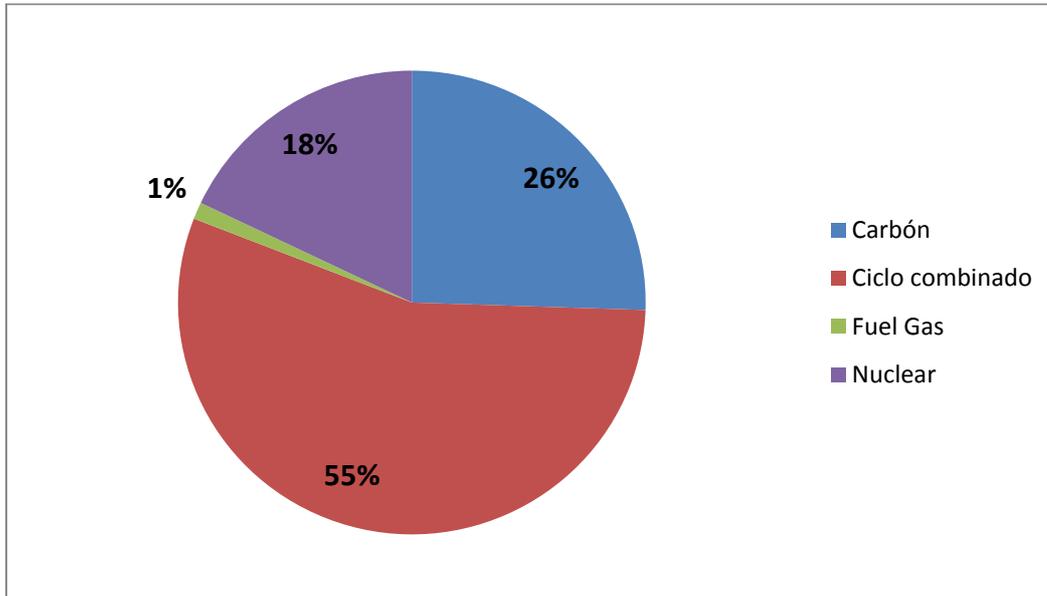


Figura 1: Potencia térmica disponible por tecnología de generación térmica.

Como se puede observar, la mayor parte de la potencia térmica instalada procede de las centrales de ciclo combinado. El segundo lugar lo ocupan las centrales de carbón.

2.5.2 Unidades de generación hidráulica

Para la generación hidráulica, se tienen en cuenta once unidades de oferta, de las cuales seis tienen capacidad de bombeo.

2.5.3 Unidades de generación no despachable

El modelo considera el impacto por aumento de penetración de las energías solar fotovoltaica y eólica, sin considerar en un principio los nuevos niveles de reserva que se requerirían, habiendo sido esta estrategia la práctica que se ha llevado a cabo en los últimos años en España. Entre la energía no despachable, también se tienen en cuenta energía procedente de unidades hidráulicas (solo un pequeño porcentaje de la energía de origen hidráulico es no despachable), de la energía geotérmica, de la energía térmica renovable y no renovable y de la procedente de intercambios internacionales. A continuación se muestra la energía total no despachable durante el año 2011, que se utiliza en el modelo:

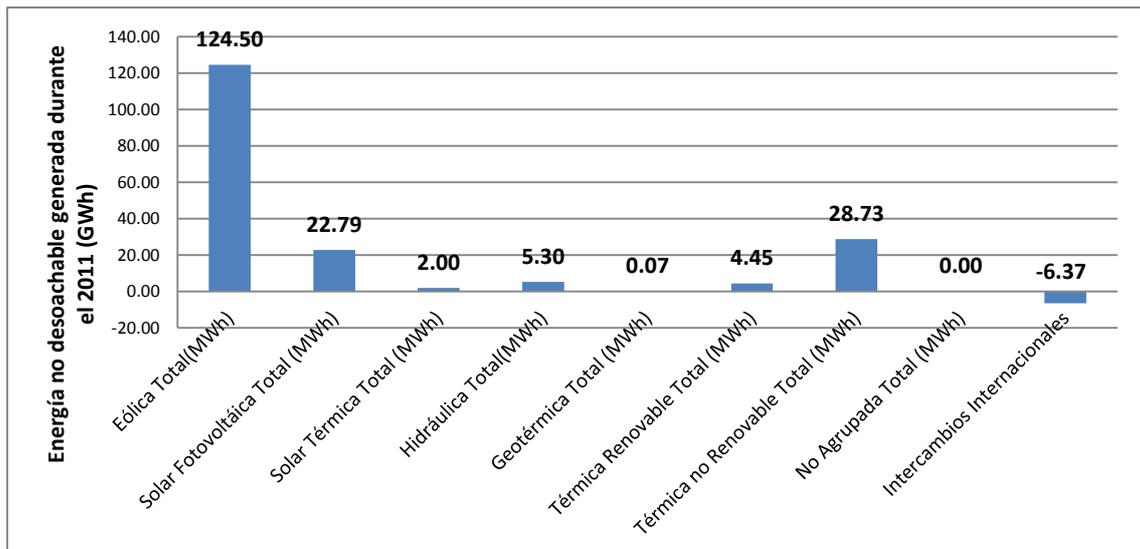


Figura 2: Energía no despachable generada durante el 2011

2.5.4 Flotas de VEs

Para introducir los VEs en el modelo, se considera el número de vehículos matriculados en España en el 2011, y se crean 21 flotas que agrupan los coches según patrones de comportamiento que incluyen el horario de circulación y la distancia circulada en cada momento del día a lo largo del año (dichos patrones consideran también los periodos vacacionales (festivos, vacaciones de verano, Navidad, Semana Santa), los días de diario y los fines de semana). Cada flota está formada por un porcentaje de VEs, dependiendo de si el patrón es más o menos frecuente. De esta forma, a la hora de simular un determinado escenario con X porcentaje de penetración de VEs, se considera que X porcentaje de los vehículos matriculados son eléctricos, y que se distribuyen en las 21 flotas mencionadas.

El modelo supone que los VEs que no están en uso están conectados a la red cargando, generando o regulando, dependiendo de la estrategia de carga utilizada.

A continuación se muestran algunos datos sobre las flotas de VE:

Tabla 2: Características específicas de las flotas de VEs

Flotas	Número de VEs (100% penetración)	Capacidad de las baterías (kWh/VE)
Flota 1	24500	24
Flota 2	10500	42 ¹
Flota 3	7350	24
Flota 4	3150	24
Flota 5	17150	24
Flota 6	7350	24
Flota 7	1056500	42
Flota 8	1056500	24

¹ En el modelo de UC inicial se utilizaban 24 kWh/VE. Tras el proceso de depuración, se fue necesario cambiar por 42 kWh/VE.

Flota 9	2113000	24
Flota 10	2113000	24
Flota 11	2113000	24
Flota 12	2113000	24
Flota 13	2113000	24
Flota 14	2113000	42
Flota 15	2113000	24
Flota 16	3446744	24
Flota 17	200000	42
Flota 18	200000	42
Flota 19	200000	42
Flota 20	200000	42
Flota 21	1056500	24

Las características generales a todas las flotas son las siguientes:

Tabla 3: Características generales del VE

Consumo del VE (kW/km)	Tiempo de carga (h)	Eficiencia eléctrica	Nivel mínimo batería para poder generar	Nivel de batería antes de la desconexión	Nivel de batería inicial
0.14	3	90%	60%	80%	60%

En el modelo de UC, existen cuatro estrategias de carga para los VEs. Dependiendo del escenario que se quiera simular, se selecciona una de estas estrategias.

Tabla 4: Estrategias de carga de los VEs

Estrategia de carga para los VEs	
PAC	Enchufa y carga o “Carga Tonta”
OPTC	Carga óptima sin generación
V2G	Carga óptima con generación
V2GR	Carga óptima, con generación y reserva secundaria

3 Modelo de costes y beneficios

El modelo de costes y beneficios ha sido desarrollado por el IIT, y se puede encontrar en [7], [25]. A continuación, se realizará un repaso sobre qué criterios se han utilizado en su elaboración.

Los análisis de costes y beneficios suponen una técnica de gran importancia a la hora de decidir entre diversas alternativas, usando una lógica de razonamiento basada en obtener para el menor esfuerzo dedicado el óptimo resultado. Serían viables todas aquellas propuestas cuyos beneficios superen sus costes, no siendo rentables aquellas con beneficios menores a sus costes.

El modelo de costes y beneficios se elabora con el objetivo de poder valorar desde un punto de vista económico la rentabilidad de inversión tanto del VE como de las energías solar y eólica.

Características

El modelo desarrollado considera los siguientes aspectos:

- Los costes de las infraestructuras, tanto del VE como de la nueva potencia eólica o solar instalada.
- Los costes específicos de mantenimiento del VE y el coche de combustión tradicional (VC).
- Los costes de las externalidades.

Los valores que se atribuyen a cada factor son los siguientes:

Tabla 5: Costes de inversión en infraestructura y coste total de la energía eléctrica.

Costes de inversión en infraestructura			Coste total de la energía eléctrica (Unit Commitment)
Vehículos eléctricos			
Puntos de carga	Público	298 €/VE	
	Parking	416 €/VE	
	Familia individual	134 €/VE	
	Garajes colectivos	416 €/VE	
Control de los puntos de carga	Equipo	6 €/VE	
	Software	42 €/VE	
Red de distribución	Transformadores de Baja y Media tensión	390 €/VE	
	Fuentes de baja tensión	270 €/VE	
	Fuentes de media tensión	275 €/VE	
Energía Solar		2500 €/kWh	
Energía Eólica		1500 €/kWh	

Tabla 6: Costes específicos del VE y VC

Costes específicos del Vehículo eléctrico		
Motor		255 €/VE
Baterías		
	Plomo	112 €/kWh
	Níquel	310 €/kWh
	Litio	525 €/kWh
Consumo		14 kWh/ 100km

Costes específicos del coche de combustión (VC)		
Motor		2240 €/VC
Consumo		
	Por distancia	5.9 l/100 km
	Costes (sin impuestos)	0.6 €/l

Tabla 7: Costes de las externalidades

Costes de las externalidades		
CO2 del Vehículo de combustión		
	Precio del CO2 por el cambio climático	30 €/tonCO2
	Valor de mercado del CO2	7 €/ton CO2
CO2 de las Unidades térmicas		(Unit Commitment)
Impacto en salud		4572 €/VE
Polución acústica		1.4 c€/VE
Dependencia energética		
	Por Vehículo eléctrico	3607 €/VE
	Unidades térmicas	(Unit Commitment)

La mayoría de los valores se obtuvieron a través de un proceso de investigación, pero hay algunos que se obtuvieron a través de los resultados del UC para cada escenario. El modelo de costes y beneficios se utiliza para calcular la variación de costes del sistema que se produce al aumentar la inversión en alguna de las tecnologías respecto al caso base (situación presente en el 2011).

Tanto los costes de infraestructuras del VE, solar y eólica como los costes específicos del VE y VC se reparten en 20 años de vida útil.

El modelo de UC calcula la cantidad de CO2 en toneladas que emite cada unidad térmica por MW generado, y cada unidad tiene asignado un coste por tonelada emitida de CO2, en función de sus características. De esta forma, se obtiene el coste total debido al CO2 emitido por el sistema térmico de generación.

Los costes asociados a la dependencia energética se clasifican en dos tipos diferentes. Los primeros dependen del número de vehículos de combustión, y están relacionados con el consumo de combustible del tráfico. Los segundos dependen del volumen de energía térmica generada por las unidades de oferta térmicas.

- Para el total de los vehículos de combustión en circulación en 2011, se asigna un coste total debido a la dependencia energética de 3,606.557 M€/año (datos del 2011 en España). Por lo tanto, cada vez que se integra un VE en la flota automovilística, se supone que un VC deja de circular, y se produce una reducción de dicho coste de dependencia energética de manera proporcional al número de VE que se introducen.
- Para calcular los costes de dependencia energética debida a la generación energética, se considera que el coste total asociado es de 2,163.934 M€/año (datos del año 2011 en España). Se asume que este coste proviene únicamente de las unidades térmicas, que son las que utilizan combustibles para su funcionamiento, y se aproxima suponiendo que toda la producción térmica actual utiliza combustibles importados (algo bastante próximo con la realidad). Por lo tanto, se deduce que el coste de 2,163.934 M€/año proviene del volumen de energía generada procedente de todas las unidades térmicas para el caso base. Para un determinado escenario, se calcula dicho volumen y su variación respecto al caso base, y dicha variación en volumen de energía es la misma variación de costes debido a la dependencia energética. Por ejemplo, si en un escenario se reduce el volumen de energía generada procedente de unidades térmicas, ya sea porque se ha incrementa la generación de energías renovables o por cualquier otro motivo, al reducirse el volumen de energía se está produciendo un decremento de volumen de energía respecto al respecto al caso base, y en consecuencia un decremento proporcional en costes debidos a la dependencia energética.

Coste total de la energía eléctrica

El coste total de la energía eléctrica se calcula a través de los resultados obtenidos en el UC para cada escenario, y se trabaja con la variación de costes resultantes entre el caso base y el escenario estudiado.

Para el cálculo de los costes totales de la energía, se tiene en cuenta los costes de generación de energía y los costes de reserva secundaria. Los costes de generación se pueden calcular desde el punto de vista del consumidor (costes por consumir), o desde el punto de vista del generador (ingresos por generar), pero en ambos casos deben coincidir.

El coste de la energía desde el punto de vista del consumidor se calcula como el producto del precio de la energía por la suma de la demanda más el balance energético neto del VE (la energía que toma del sistema para cargarse menos la que devuelve generando). Es importante tener en cuenta el balance de energía del VE, ya que cuando éste se integra en el sistema y toma energía supone una carga adicional para el conjunto. Sin embargo, la ayuda que realiza al sistema generando a determinadas horas supone un decremento en los costes que se ha de tener en cuenta (ya que el VE genera a coste variable cero). El propietario es el principal beneficiado cuando su VE devuelve energía a la red, del mismo modo que es el que asume los gastos de su consumo al cargarse. La ecuación es la siguiente:

$$\text{Coste de generación de energía} = \sum_p \lambda_p \cdot (D_p - q_{v,p} + b_{v,p}) \quad [€]$$

El coste de la energía desde el punto de vista del generador se calcula como la suma de la energía generada por las unidades térmicas, hidráulicas, y fuentes no despachables (solar y eólica principalmente) menos la energía consumida por el bombeo de agua de las unidades hidráulicas, todo ello multiplicado por el precio de la energía. En este caso, se tiene en cuenta la energía generada por los productores, y a esa energía se ha de descontar la energía que se utiliza para el bombeo, ya que no estaría disponible para los consumidores.

$$\text{Coste de generación de energía} = \sum_p \lambda_p \cdot (q_{t,p} + q_{h,p} + Q_{nd,p} - b_{h,p}) \quad [€]$$

En cuanto a los costes de la reserva secundaria, se tiene en cuenta la reserva total casada (banda a subir más banda a bajar), por el producto del precio de la reserva en dicho período. La fórmula utilizada es la siguiente:

$$\text{Coste de la reserva} = \sum_p \mu_p \cdot (RU_p + RD_p) \quad [€]$$

Por lo tanto, el coste total de la energía se calcula, en euros:

$$\text{Coste de la energía} = \text{Coste de la generación de energía} + \text{Coste de la reserva}$$

A los costes obtenidos en cada apartado (dependencia energética, coste de emisiones,...) se les resta los costes respectivos del caso base. Así se pueden valorar los incrementos en costes o los decrementos (beneficios) respecto al caso base, y concluir si invertir en una determinada tecnología reduce los costes de CO2, las externalidades,... o los incrementa respecto al caso base. Finalmente se realiza una suma total de todas las variaciones de costes y se valora de manera global si el escenario estudiado es rentable para el sistema, o por el contrario, supone un incremento en costes.

4 Puesta a punto del UC

4.1 Problemas iniciales

El modelo de UC ha sido utilizado en otros artículos y proyectos, como ya se ha mencionado anteriormente. Es un modelo que ha sido actualizado y modificado en varias ocasiones, ganando precisión y semejanza con la realidad del sistema eléctrico español, pero también ganando en complejidad.

En este proyecto se han incorporado una serie de mejoras que se explicaran a continuación. Cabe destacar que el modelo descrito en los anteriores apartados de descripción del modelo de UC es el modelo final que se utilizó para realizar los estudios del proyecto, tras el proceso de depuración, por lo que el modelo inicial con el que se parte en el proceso de depuración no es exactamente igual al descrito.

Se identificaron dos causas principales que hacían necesario actualizar el modelo:

- Algunas de las flotas de VE no tenían energía suficiente para circular en determinadas horas (había holguras positivas para la restricción (18)). Tanto las horas “problemáticas” como las flotas afectadas cambiaban en función de las condiciones de simulación (principalmente con la estrategia de carga y los datos de entrada del VE).
- Los precios de la reserva secundaria que se obtenían al resolver el modelo podían llegar a alcanzar valores muy altos que se prolongaban durante largos períodos de tiempo, llegando a alcanzarse de manera habitual los límites superiores establecidos para el valor del precio de la reserva. Esto podría ser resultado de las penalizaciones de la función objetivo, que incrementasen el valor marginal del balance de reserva de manera desproporcionada. A continuación se muestran algunos de los resultados iniciales:

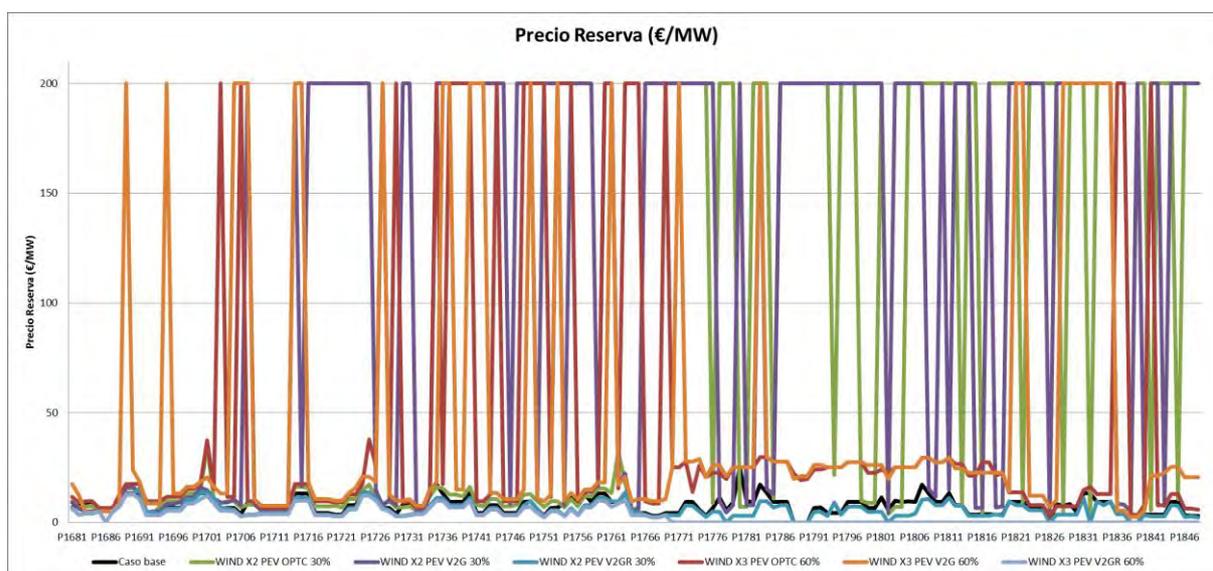


Figura 3: Precio de la reserva. Puesta a punto del UC.

- Además, se apreciaba que el exceso en reserva secundaria casada era frecuente, y que se proporcionaba sin una justificación económica razonable, por lo que se decidió añadir algunas restricciones para la reserva, que se comentan en los siguientes apartados.

Se supuso que los dos primeros problemas inicialmente identificados estaban relacionados, ya que los déficits en las baterías suponían un incremento de valor de la función coste (debido a las penalizaciones por holguras), que aumentaban su valor en miles de unidades, y dicho aumento podía afectar a los valores de los precios, que son las variables marginales o duales de las ecuaciones de balance (de reserva en este caso). Es decir, que al aumentar en una unidad la reserva secundaria, la función coste se incrementaba debido a la penalización. Dichas penalizaciones se habían establecido en la función objetivo para evitar precisamente que GAMS utilizara las holguras para resolver el modelo, pero aun así, con el incremento en coste que suponían, se utilizaban para la resolución del modelo. Por lo tanto, GAMS no era capaz de encontrar una solución para el modelo sin utilizar las holguras.

En muchas ocasiones, incrementos en los precios de reserva se deben a arranques y paradas de unidades térmicas, (ya que los costes de arranque y parada son superiores a los costes variables de generación). Sin embargo, en estos casos y como se puede observar en la anterior gráfica, los incrementos en los precios de reserva eran demasiado grandes y frecuentes como para deberse a arranques y paradas de algunas unidades.

4.2 Depuración del modelo

Para resolver el problema, se llevó a cabo un proceso de depuración del modelo en GAMS. El proceso consiste en fijar la atención en una variable en el modelo, por ejemplo, en el déficit de energía de las baterías de las flotas de VE. En caso de que se fije la holgura de déficit de energía de las baterías a cero, GAMS no encuentra una solución para el modelo, que se vuelve infactible. Por lo tanto, el procedimiento de depuración consiste en ir relajando restricciones del modelo, para ir viendo cómo afectan éstas a las variables en su resolución.

El proceso de depuración permitió encontrar las causas de los valores elevados de los precios de la reserva y los déficits de energía de la batería de los VE y solucionar los problemas.

Se consiguió llegar a un escenario en el que las flotas que sufrían déficits eran siempre las mismas, la flota 2. Como ya se habrá observado en el apartado de datos técnicos del modelo, hay algunas flotas que tienen una mayor capacidad de batería (de 42 kWh en vez de 24 kWh). Esta mayor capacidad se aplica a flotas que por sus recorridos de circulación, necesitan de una batería mayor para poder funcionar con normalidad. La flota 2 tiene una batería de 24 kWh, que parece que no es suficiente para que circule sin sufrir déficits, por lo que se decide aumentar su capacidad máxima a 42 kWh.

Al aumentar la capacidad de la batería de la flota 2, los déficits de energía de la batería desaparecen.

Al solucionar el problema de los déficits, los precios de la reserva eran más bajos, así que es evidente que las penalizaciones estaban influyendo en los valores de los precios. Es por ello, por lo que se planteó eliminar de la función coste las penalizaciones de las holguras.

Para evitar que el modelo use holguras en las ecuaciones de generación, reserva o batería del VE, se decide fijarlas a cero. De esta forma se eliminan las penalizaciones de la función objetivo, que están incrementando los valores marginales de los balances.

Al realizar este cambio, los precios de reserva adoptan valores dentro de la normalidad, y desaparecen los valores picos dentro de los resultados.

Hay que tener en cuenta, que a partir de ahora, si el modelo no es capaz de satisfacer todas las restricciones, no podrá usar las holguras de déficit para buscar una solución factible (ya que están fijadas a cero), por lo que es más fácil que aparezcan escenarios infactibles. De momento, siempre que los resultados sean factibles no supone un problema para la correcta resolución del modelo.

Si en algún escenario en concreto aparecen infactibilidades en el modelo, habría que liberar las variables de holguras para ver en qué momentos se vuelven positivas, y poder localizar el problema.

4.3 Despacho del VE en la primera simulación

Se decide cambiar la forma de simular el VE en el modelo. Anteriormente se despachaba la hidráulica en una primera simulación, y en la segunda se gestionaba el VE y la térmica para fijar el precio de la energía y la reserva. Sin embargo, se llega a la conclusión de que como el VE no interviene en la función coste, se debe simular su gestión antes del despacho térmico, que es el que fija los precios. Es la misma estrategia que se utiliza para las unidades hidráulicas, que generan y dan reserva a coste cero.

El problema de realizar el despacho en una sola simulación, es que las tecnologías con coste variable cero como son la hidráulica y el VE fijarían el precio de la energía y reserva a cada hora, en vez de fijarlo las unidades térmicas, que es la tecnología con coste variable. Realizando el despacho en dos tandas, se tiene en cuenta el coste de sustitución de la generación y reserva de las unidades hidráulicas y las flotas de VE, y que es el coste que supondría si las unidades térmicas cubriesen la generación y la reserva de la hidráulica y del VE.

4.4 Restricciones adicionales para el balance de la reserva secundaria

En el modelo inicial, no había nada que acotase la reserva casada que proporcionaban las distintas tecnologías. Además, en la función coste sólo se

considera la reserva proporcionada por las unidades térmicas, que es la única tecnología con costes variables distintos de cero. Y la reserva a bajar térmica provoca una reducción de costes (asociado al ahorro energético que se produce cuando una unidad térmica proporciona reserva a bajar). Esto favorecía que al resolver el modelo, se generasen grandes cantidades de reserva a bajar térmicas para reducir los costes, aun cuando esa reserva no era necesaria.

Las ecuaciones (3) y (4) aseguraban que la relación de reserva a subir y a bajar proporcionada por el total del sistema se mantuviera. Sin embargo, las holguras en exceso están permitidas en (3), luego se podía proporcionar cantidades de reserva mayores que las necesarias aun cumpliéndose la relación entre la reserva a subir y a bajar.

Por ejemplo, el VE podía proporcionar grandes cantidades de reserva a subir y a bajar, porque estas se compensan en el balance energético de las baterías y en la restricción (4).

Para evitar aportaciones en reserva mayores que la cantidad de reserva necesaria, se decide añadir las restricciones (5) y (6), obligan a que la reserva total del sistema a subir o a bajar sea igual o menor que la reserva casada. Por lo tanto, el exceso en reserva se hace nulo en las simulaciones.

Gracias a la puesta a punto del UC, se han solucionado los problemas que experimentaba el modelo inicial con el que se partió para este estudio, y permitió preparar el modelo para que se pudiera realizar el estudio motivo de este proyecto.

5 Características de las simulaciones de escenarios

5.1 Periodo de las simulaciones

Como bien se ha mencionado anteriormente, el UC despacha los recursos semanalmente durante el periodo de un año, asignando precios y valores de producción para cada hora de la semana.

El UC puede simular las 52 semanas del año, en las cuales la demanda y los niveles de reserva van cambiando según lo hicieron durante el 2011 en el sistema eléctrico español, y también la capacidad de generación de las unidades hidráulicas en función de las reservas de agua disponibles en cada momento.

La mayoría de los análisis se han realizado considerando el año completo (8760 horas), para englobar en los resultados todas las posibles diferencias estacionales que se dan a lo largo del año. Por ejemplo, la energía solar adquiere una mayor relevancia en las semanas de verano que en invierno, por el mayor número de horas de luz. De igual manera, pueden suceder variaciones en la demanda, y la generación hidráulica o de otras tecnologías. Por esta razón, se decidió realizar el estudio del año completo y no de un período de meses determinado.

Además, se incluyen algunos análisis semanales para algunos de los parámetros, para poder observar como varían horariamente.

Los estudios se llevaran a cabo en simulaciones durante periodos de un año completo y 168 horas (una semana), eligiendo el periodo que mejor se adapte para cada parámetro a analizar. Estos periodos serán los siguientes:

5.2 Condiciones en las simulaciones

En las simulaciones realizadas, los vertidos en generación están permitidos (la holgura de exceso en generación del balance energético está liberada). Los déficits en generación, reserva o energía de las baterías de los VE al circular no están permitidos (fijando a cero las holguras de déficits en las ecuaciones de balances correspondientes).

Además, se realiza el acoplamiento semanal de las unidades térmicas, lo que significa que el modelo tiene en cuenta el estado de funcionamiento de cada unidad térmica al finalizar la simulación de una semana y comenzar la siguiente.

Tabla 8: Características de las simulaciones.

Características simulaciones	
Periodo	52 Semanas
Vertidos en generación	Sí
Defecto en generación, reserva o baterías	No
Acoplamiento semanal de las unidades térmicas	Sí

5.3 Características a analizar del modelo

En este proyecto se va a añadir diferentes análisis a los que ya se habían realizado con este modelo en anteriores publicaciones. Se van a analizar incrementos en generación eólica, solar y en penetración de VE para distintas estrategias de carga. En los escenarios que se analizan, se mueve una única variable para poder saber a qué atribuir los cambios en las salidas. Por lo tanto, en cada análisis se varía la presencia de una única tecnología, para estudiar cómo afecta a variables determinadas.

Los análisis son los siguientes:

- Parte I: Análisis del efecto de la expansión de la energía solar y eólica. Se aumenta la capacidad de generación solar y eólica por separado, para un nivel fijo de VE.
- Parte II: Análisis del efecto del incremento en penetración del VE. Se aumenta la penetración de los VE para un nivel fijo de renovables.
- Parte III: Análisis del efecto de la estrategia de carga del VE. Para un nivel fijo de penetración de VE y renovables, se va cambiando la estrategia de carga para estudiar cómo afecta a las variables.

5.3.1 Las variables de estudio

Las variables que se van a estudiar en los distintos escenarios son las siguientes:

- El precio de la reserva
- El precio de la energía
- El volumen de reserva proporcionado por cada tecnología
- El volumen de energía proporcionado por cada tecnología
- Los costes de reserva, en generación y los costes totales

Además, se realiza un análisis del despacho de las unidades térmicas, en las que se estudian las siguientes variables:

- El número de arranques y paradas por tipo de unidad para medir el número de interrupciones de las centrales (carbón, nuclear, fuel gas y ciclo combinado)
- El coste debido a los arranques y paradas por tipo de unidad
- El volumen de reserva y de energía generada

5.3.2 Escenarios de estudio

Los escenarios escogidos para estudiar las distintas variables son los siguientes:

- Incrementos en generación solar para un nivel de generación eólica y penetración de VE fijos

Tabla 9: Incrementos en generación solar de los escenarios simulados

Parámetros fijos		Parámetro variable	Coste de inversión VE (M€/año)	Coste de inversión solar (M€/año)	Incremento Capacidad Solar (MW)
VE 45% (V2G)	Eólica x1	Solar x1	16,367.1	0.0	0.0
		Solar x3		1,011.8	8,094.0
		Solar x5		2,023.5	16,188.0
		Solar x7		3,035.3	24,282.0

- Incrementos en generación eólica para un nivel de generación solar y penetración de VE fijos.

Tabla 10: Incrementos en generación eólica de los escenarios simulados

Parámetros fijos		Parámetro variable	Coste de inversión VE (M€/año)	Coste de inversión eólica (M€/año)	Incremento Capacidad eólica (MW)
VE 45% (V2G)	Solar x1	Eólica x1	16,367.1	0.0	0.0
		Eólica x1.37		610.5	8,094.0
		Eólica x1.74		1,221.0	16,188.0
		Eólica x2.10		1,815.0	24,282.0

- Variación de los niveles de penetración de los VE para un nivel de generación solar y eólica fijos

Tabla 11: Incrementos en el nivel de penetración del VE en los escenarios simulados

Parámetros fijos			Parámetro variable	Coste de inversión VE (M€/año)	Coste de inversión solar (M€/año)	Coste de inversión eólica (M€/año)
Estrategia V2G	Solar x3	Eólica x1.37	VE 0%	0.0	16,367.1	33,000.0
			VE 30%	10,911.4		
			VE 45%	16,367.1		
			VE 60%	21,822.8		

- Variación de la estrategias de carga para un nivel de penetración de VE fijo

Tabla 12: Estrategias de carga utilizadas en los escenarios simulados

Parámetros fijos			Parámetro variable	Coste de inversión VE (M€/año)	Coste de inversión solar (M€/año)	Coste de inversión eólica (M€/año)
VE 60%	Solar x3	Eólica x1.37	Estrategia OPTC	21,822.8	16,367.1	33,000.0
			Estrategia V2G			
			Estrategia V2GR			

El principal objetivo de estos escenarios es ver cómo afecta en las variables un aumento en la inversión en energía solar, en energía eólica o en VE. También trata de analizar cómo afecta cada estrategia de carga en el sistema.

En este proyecto, no se ha trabajado con la estrategia de carga PAC o carga tonta, que carga de manera incontrolada a los VE nada más conectarse. El motivo por el cual no se considera dicha estrategia en este estudio, es que ya quedó demostrado en artículos anteriores (como en [26]) que es ineficiente, y puede ser desfavorable para el sistema de demanda, siendo muy dependiente del patrón horario de circulación que se aplique a los VEs. Por lo tanto, en las simulaciones se harán los estudios con las estrategias OPTC, V2G y V2GR.

5.4 Niveles de Reserva Secundaria

5.4.1 Regulación de la Reserva Secundaria actual

Existen tres tipos de reserva para la regulación de frecuencia-potencia:

- Reserva primaria
- Reserva secundaria
- Reserva terciaria

Según el Boletín Oficial del Estado número 173 publicado el 21 de julio de 2006, en el que se establece el proceso de operación 1.5, la reserva de regulación secundaria se define como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar de manera automática y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Dependiendo del sentido del margen de potencia, se define como reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar. La reserva secundaria viene dada por la suma en valores absolutos de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. La actuación de la regulación secundaria actúa en los 30 primeros segundos y debe

mantenerse durante al menos 15 minutos, hasta que entre en acción la reserva terciaria.[27]

Los niveles de regulación de reserva secundaria son determinados por el Operador del Sistema para cada periodo de programación del día siguiente, en función de las previsiones en cuanto a demanda y de equipos generadores acoplados a la red.

Los niveles de reserva son la energía establecida por ley que las unidades de oferta de generación tienen que ofrecer para subir o bajar la producción en caso de desequilibrios entre la demanda real y la demanda programada. La reserva a bajar es menor que la reserva a subir, aproximadamente entre el 40% y 100% de la reserva a subir. Estos niveles de reserva se establecen en consideración de los criterios y recomendaciones publicados por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE). Además, existe una fórmula matemática para determinar el requerimiento mínimo de reserva de regulación secundaria, que depende de $L_{m\acute{a}x}$, que es el nivel de demanda previsto en el área de control correspondiente al sistema peninsular español, y de los parámetros empíricos a y b :

$a=10$ MW
 $b=150$ MW

Ecuación 41: Nivel mínimo de regulación secundaria

$$R = \sqrt{a * L_{m\acute{a}x} + b^2} - b$$

Como se puede apreciar en la Figura 5, los niveles de reserva están desfasados respecto a la función de la demanda, ya que parten de las variaciones o rampas de la demanda.

Además, se establecen unos valores mínimos de reserva secundaria (500 MW para la reserva a subir, y 400 MW para la reserva a bajar). Esto supone un nivel de reserva total mínimo de 900 MW, que coincide con el mínimo de la función reserva utilizada en el UC, como se puede observar en la gráfica más adelante. [27]

El precio de la energía de regulación secundaria se valora según el precio marginal de la energía de regulación terciaria que haya sido necesario programar en cada hora para sustituir a la energía. [28]

La regulación terciaria actúa después de la regulación secundaria, y es activada manualmente en un tiempo menor de 15 minutos desde la incidencia y puede funcionar durante dos horas. La regulación terciaria tiene como objeto restablecer los niveles de reserva secundaria que hayan sido utilizados. Constituye un servicio complementario de oferta obligatoria y retribuida.[29]

Antes de la reserva secundaria, tiene lugar la regulación primaria, con una respuesta en frecuencia menor de 15 segundos si el desequilibrio es menor de 1500 MW, y menor de 30 segundos si el desequilibrio es mayor. La regulación primaria debe mantenerse al menos durante 15 minutos hasta que actúe la regulación secundaria y restablezca la primaria utilizada. Este servicio también es obligatorio para todos los generadores. [27]

A continuación, se muestran los niveles de reserva a subir y a bajar durante el periodo de una semana (168 horas) y durante un día (24 horas) procedentes de los datos del modelo UC.

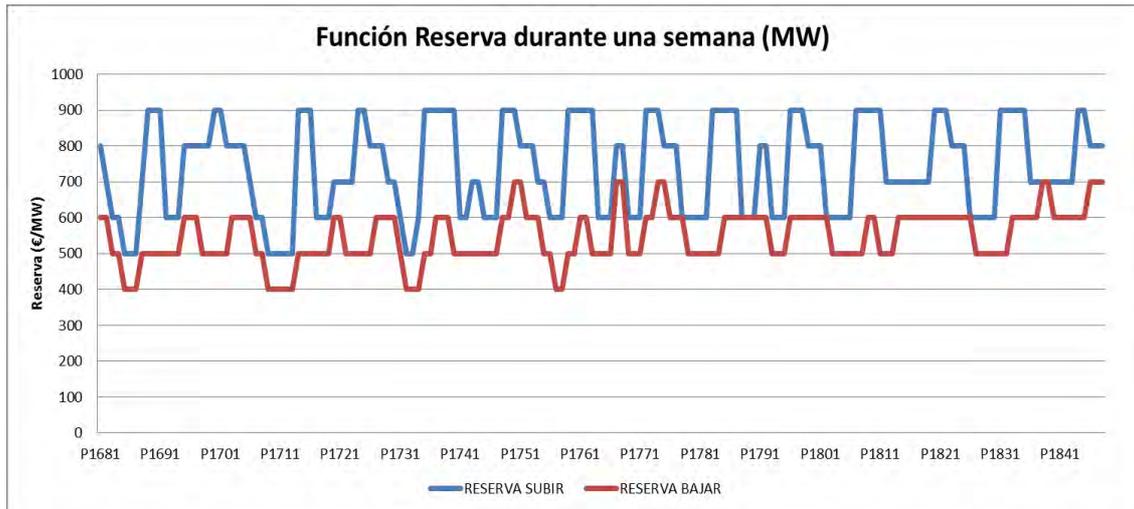


Figura 4: Los niveles de reserva secundaria durante una semana en el modelo de UC.

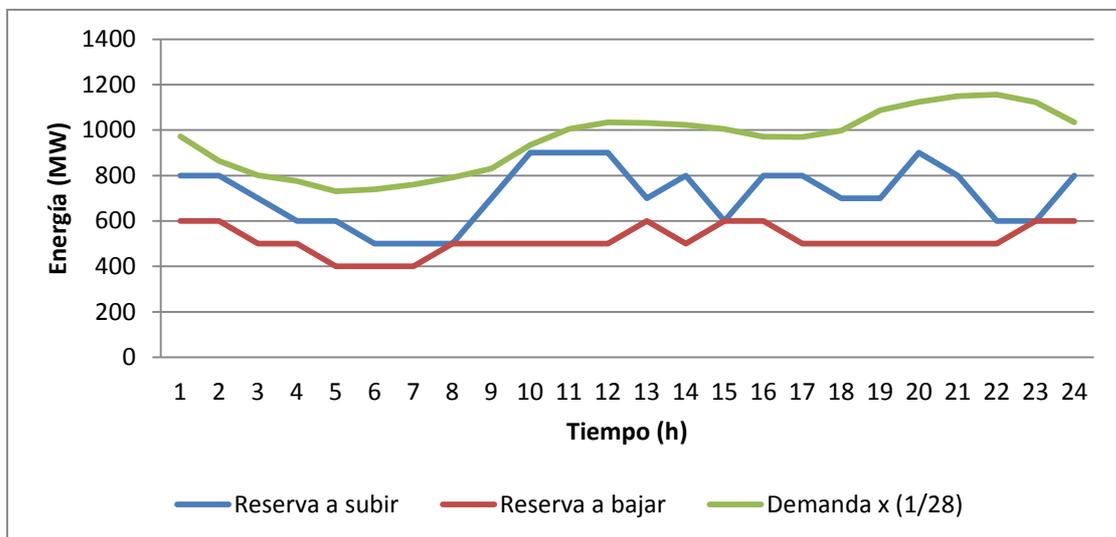


Figura 5: Perfil de la demanda junto al nivel de reserva secundaria durante un día.

Los aumentos en generación no despachable en el sistema español no han venido acompañados de un aumento en la capacidad de reserva. Esto ha sido posible por varias razones: [30]

- El aumento en cuanto a generación eólica y solar realizados hasta el momento no han tenido prácticamente influencia en el funcionamiento de la regulación secundaria, gracias a la rápida respuesta de las centrales hidráulicas con capacidad de bombeo y a las centrales térmicas.
- España cuenta históricamente con una capacidad de regulación bastante elevada, alrededor de 1500 MW.
- Además, el sistema eléctrico español dispone de un sistema de predicción de generación eólica de gran precisión, con capacidad de hacer previsiones para las 48 horas siguientes.

REE lleva a cabo un servicio que denomina como Servicio de interrumpibilidad, que permite flexibilizar la operación del sistema eléctrico desde el lado de la demanda. De esta manera, los consumidores de energía eléctrica procedentes de grandes industrias, que son los mayores consumidores del sistema, se comprometen a reducir su consumo para mantener el equilibrio entre generación y demanda, y que al resto de consumidores no les falte electricidad. [31]

Sin embargo, a medida que se producen aumentos significativos en la producción de energías no despachables, como son la energía eólica o solar, se hace imprescindible considerar un aumento de los niveles de reserva secundaria necesarios para que el sistema siga funcionando con cierta fiabilidad y respaldo. No hay que olvidar, que a pesar de la alta precisión de los sistemas de previsión meteorológica, muchas veces se producen errores en las predicciones que llegan a superar los 2.500 MW (con los niveles de penetración actuales). Además de la sobreproducción que puede acontecer cuando grandes cantidades de energía (eólica principalmente) se generan en la red de manera inesperada con bajos niveles de demanda.

Por eso, más adelante se propone como mejora del estudio que aquí se realiza, repetir el análisis sobre los efectos del aumento de la penetración combinada del VE y las energías de generación intermitente variando los niveles de reserva a medida que aumenta la penetración de VE y renovables. De esta forma se puede tener en cuenta el efecto en los precios de reserva cuando se varía la demanda en reserva, y como afecta al precio de la energía final.

6 Resultados

A continuación se muestran los resultados obtenidos al realizar las simulaciones de los escenarios. Se realiza un análisis y se sacan conclusiones del modelo, y de los efectos de la expansión de cada tecnología estudiada.

6.1 Análisis de los efectos de los incrementos en generación solar y eólica en el sistema eléctrico

En este apartado se llevan a cabo incrementos en la capacidad de generación eólica y solar, para un nivel fijo de VE al 45% de penetración y estrategia de carga V2G. Se realizan los mismos incrementos en capacidad para ambas tecnologías (de 0 GW, 8GW, 16 GW y 24 GW aproximadamente). Sin embargo, hay que tener en cuenta que no se parte de los mismos niveles de capacidad de eólica y solar en el sistema, ya que en la actualidad el sistema eléctrico español posee un mayor nivel de penetración de energía eólica que de energía solar. La capacidad inicial de energía eólica es de 22 GW, y de solar 4.05 GW.

Además, no hay que olvidar que los incrementos de capacidad que se realizan en los escenarios no suponen los mismos costes de inversión para ambas tecnologías, ya que los costes de inversión considerados para la generación solar son mayores que los costes de inversión en energía eólica (2500€/kW para la solar frente 1500€/kW para la eólica).

El objetivo es averiguar cómo afecta al sistema eléctrico la inversión en energía solar y eólica por separado, en un escenario supuesto en el que hay una presencia importante del VE, que en principio, facilita la integración de ambas tecnologías.

A continuación se compararan los diferentes resultados obtenidos para solar y eólica, y se intentará llegar a la conclusión de que tecnología resulta más favorable para el sistema y logra reducir los costes de la electricidad.

6.1.1 Volumen de la energía generada y de la reserva disponible, por tecnologías

Volumen de la energía

Para el estudio del volumen de energía consumida, es de especial interés observar su distribución a lo largo de las distintas horas del día. Un perfil de volumen horario de energía más plano o constante, puede influir en los niveles de los precios y en su variabilidad.

En las gráficas del análisis semanal se aprecian las principales diferencias entre la generación solar y eólica (ver Figura 6). La energía solar está disponible únicamente en las horas de luz, y las horas de máxima generación solar coinciden con las horas de máxima demanda, lo que en un principio, facilitaría la integración

de la energía solar, y permitiría que el sistema aproveche en mayor medida su producción. En cambio, el perfil de generación de la energía eólica no coincide con el de la demanda, lo que dificultaría la integración de este tipo de tecnología en el sistema, ya que en momentos de baja demanda (por la noche) se tienden a producir grandes excedentes de energía que no son aprovechables sin la presencia del VE o el bombeo, que tiene un bajo rendimiento.

Sin embargo, en los escenarios estudiados, la situación es diferente, porque se considera una fuerte presencia de VE, capaz de almacenar la energía de los excedentes, algo que favorece principalmente a la energía eólica, como se verá a continuación.

Para una buena comprensión de estas gráficas, hay que tener en cuenta dos cosas:

- El volumen de energía consumida se calcula desde el punto de vista del consumidor, y que el VE se cargue o genere supondrá un aumento o un decremento de dicho volumen respectivamente.
- En el modelo se considera una demanda inelástica que no cambia en función del volumen de energía disponible a cada hora, es decir, los usuarios no van a cambiar su consumo de energía de cada hora función de si hay excedentes en las horas de luz o en las horas de valle. Sin embargo, el VE sí que va a distribuir sus cargas y su generación en los momentos que supongan menores costes adicionales para el sistema (ver Figura 7).

Los incrementos en energía solar favorecen que el consumo en horas pico aumente, porque el sistema cuenta con la presencia de los VE que van a cargar sus baterías en el momento óptimo, y este momento es cuando mayor generación disponible hay. Por tanto, para incrementos en generación solar, el VE tiende a cargarse principalmente en las horas de máxima demanda, que es cuando hay una mayor producción, y en las horas de menor demanda el VE tiene una menor actividad, llegando a generar en algunas ocasiones (que el volumen de energía consumida disminuya en las horas base respecto de un escenario a otro puede significar que el VE está aportando en generación o que el VE deja de cargarse, ver Figura 6).

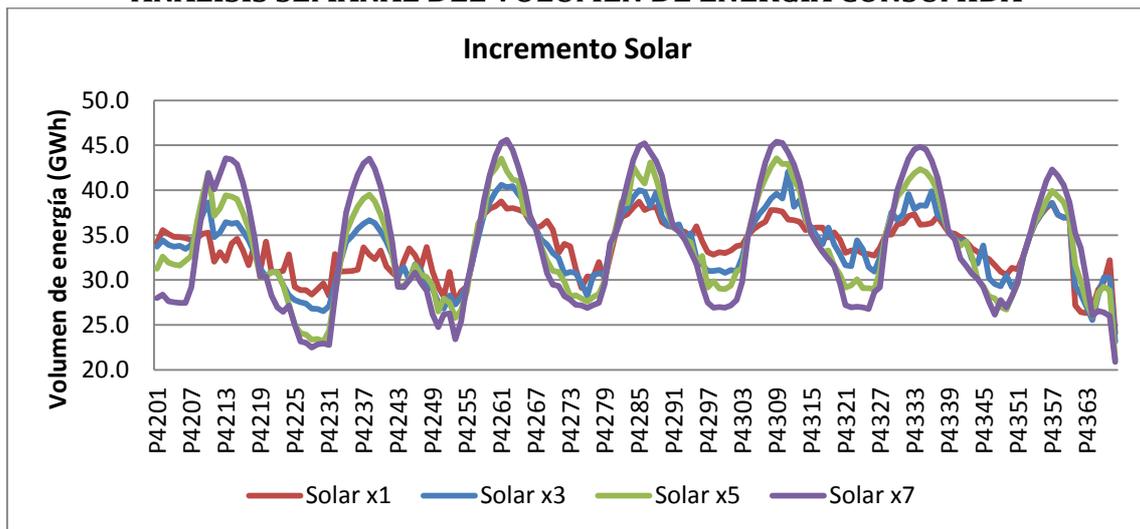
Este modo de despacho del sistema provoca diferencias entre el pico máximo de volumen (45 GWh aproximadamente) y el pico mínimo (23 GWh aproximadamente) de 22 GWh, en menos de 24 horas, y de manera habitual en el sistema, lo que pone en entredicho su eficiencia por las inestabilidades que pudiera originar.

En cuanto a los incrementos en generación eólica, al ser una tecnología que tiende a distribuir su producción a lo largo de las 24 horas del día, favorece que el volumen de energía consumida sea mucho más plano o menos variante. El VE tiende a cargarse en los momentos de baja demanda, para aprovechar los excedentes de energía provocados por la fuerte presencia de la energía eólica. Además, aporta en generación en los momentos de máxima demanda. En consecuencia, la mayor diferencia entre el pico máximo y el pico mínimo de

volumen de energía consumida no supera los 12 GWh, frente a los 22 GWh para los incrementos en solar.

No se aprecia especial diferencia en la distribución del volumen de energía consumido con los incrementos en generación eólica, algo que sí sucede para los incrementos en energía solar. Es decir, apenas hay diferencias entre los perfiles de los escenarios Eólica x1 y Eólica x2.10, y sin embargo sí que las hay entre los escenarios Solar x1 y Solar x7 (Ver Figura 6). Esto se debe principalmente al nivel de penetración inicial de cada tecnología. Para el caso Solar x1 o Eólica x1, se consideran los niveles actuales (del año 2011) de generación. En este escenario la presencia de la energía eólica es mucho mayor, como se ha comentado anteriormente. Por lo tanto, la estrategia de carga de los VE para el caso inicial es la misma que para niveles de alta penetración de energía eólica (carga por la noche y generar por el día). Sin embargo, para los incrementos en energía solar la diferencias son mucho más notables respecto al caso base, porque se está produciendo un cambio en el modo de operar del VE, que tiende a cargarse por el día y a mantener baja su participación en el sistema por la noche (llegando a generar en algunas ocasiones).

ANÁLISIS SEMANAL DEL VOLUMEN DE ENERGÍA CONSUMIDA



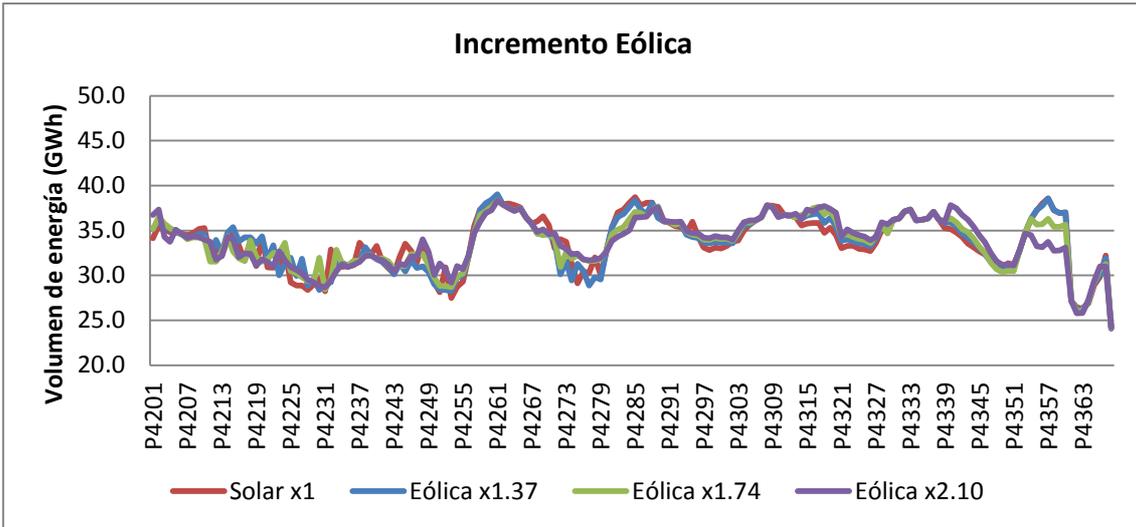
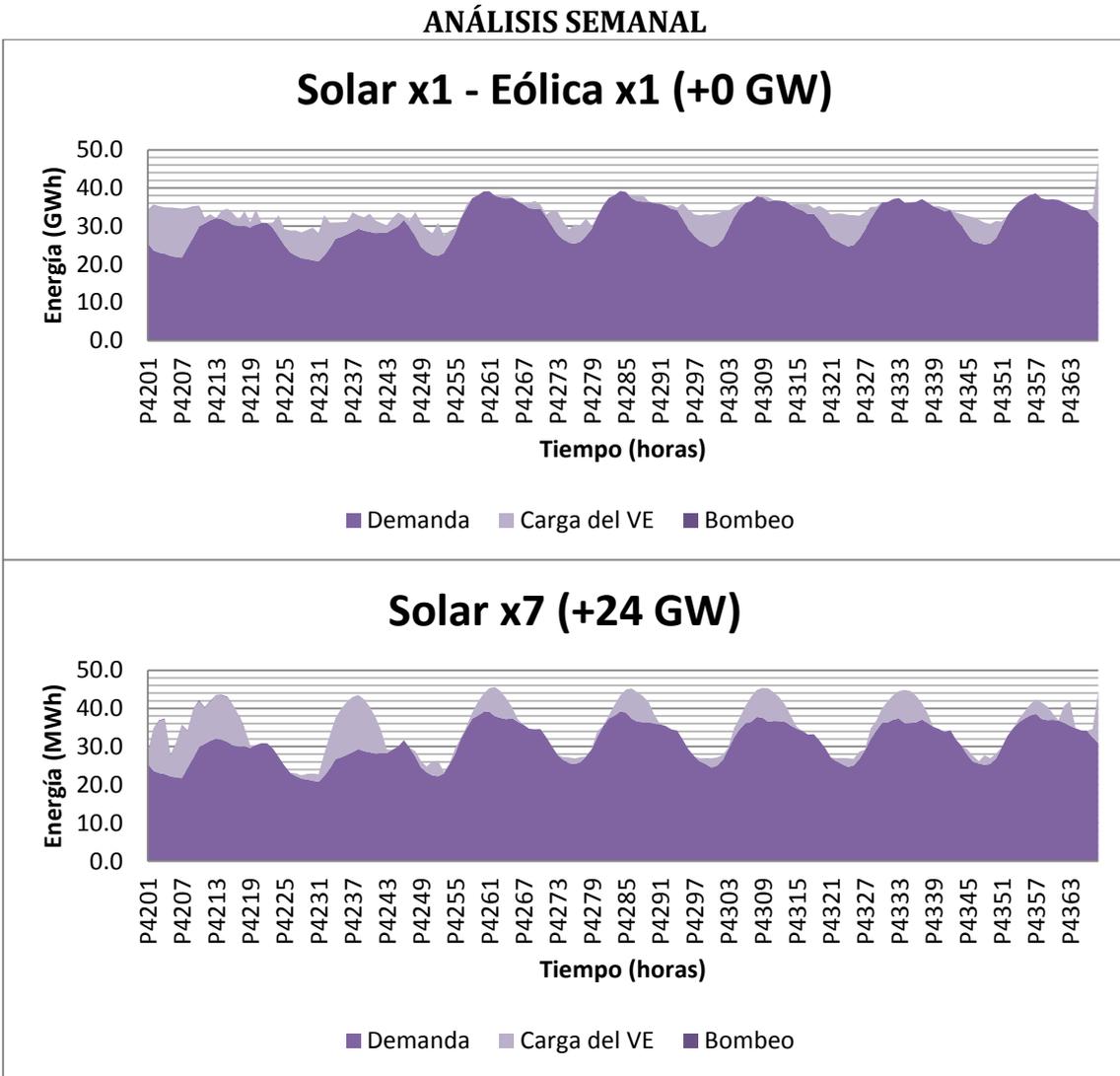


Figura 6: Volumen de energía consumida durante una semana para incrementos de solar y eólica



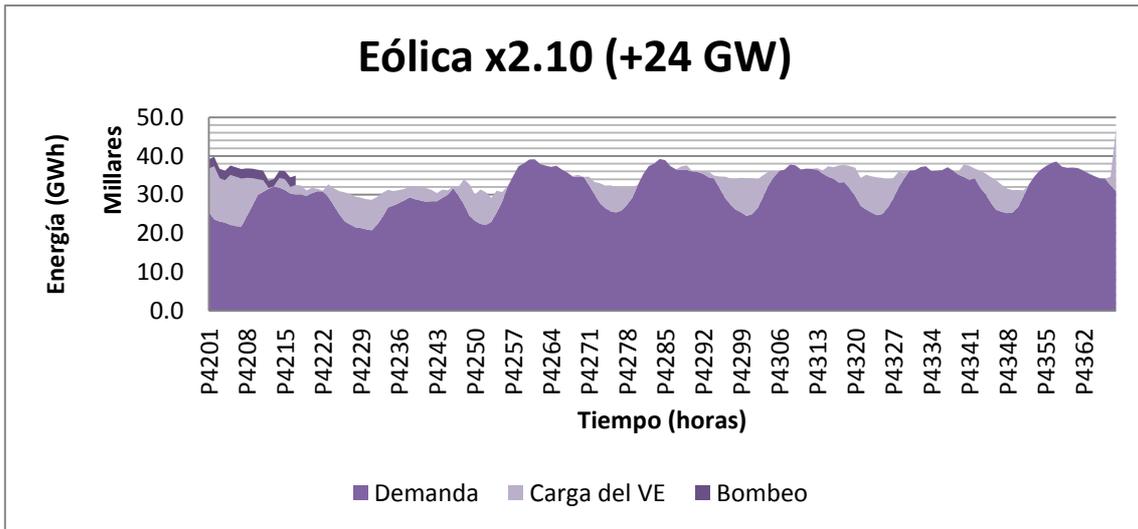
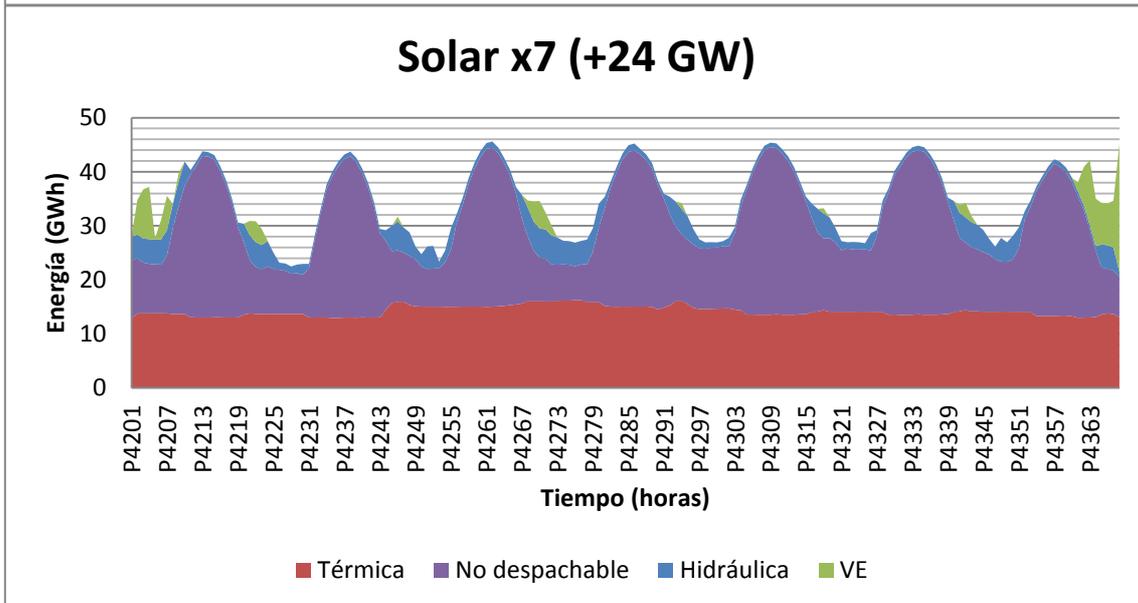
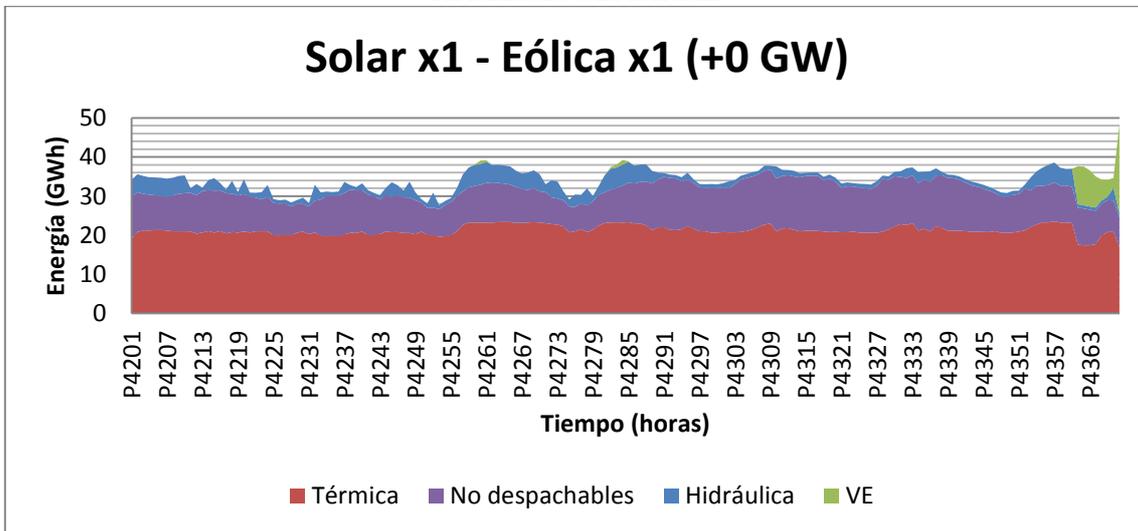


Figura 7: Análisis semanal de la demanda, carga del VE y el bombeo para incrementos de solar y eólica.

ANÁLISIS SEMANAL



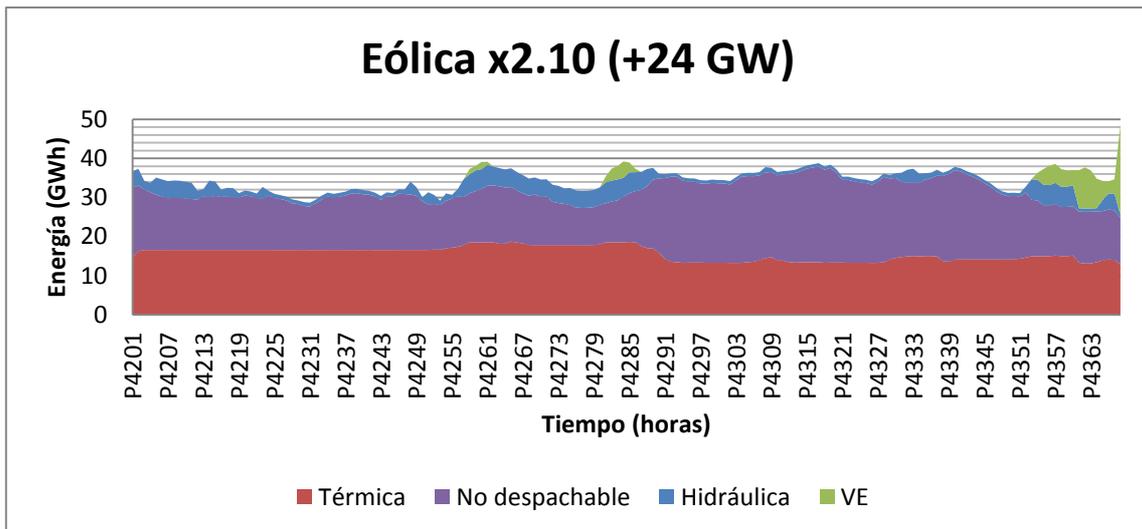


Figura 8: Análisis semanal del volumen de energía generada por cada tecnología.

En las gráficas del volumen de energía generada por tecnologías, se aprecia que un aumento de la generación no despachable tiene como consecuencia una reducción considerable del hueco térmico (pasando de unos 20 GWh de media a unos 13 GWh para el caso extremo de añadir 24 GW de capacidad en eólica o solar. En consecuencia, el volumen de energía térmica generada durante un año desciende (ver Figura 9). Además, se observa que la aportación del VE en generación es baja si se compara con la aportación de otras tecnologías.

La función principal del VE en el sistema eléctrico es la de redistribuir la energía, cargándose en los momentos en que el precio es más bajo y devolviendo la energía cuando la demanda es más alta. El volumen de generación del VE sirve como referencia para valorar cuánto interviene el VE redistribuyendo la energía en cada escenario. En la misma Figura 9, se observa que el volumen de energía generada pasa de 4.26 a 8.51 con los sucesivos incrementos en capacidad solar, o a 7.70 para los incrementos en capacidad eólica. Esto significa que cuanto mayor es la presencia de la solar o la eólica en el sistema, mayor es la acción del VE para redistribuir el consumo de energía. Esto se debe a que hay mayor energía no despachable en el sistema que el VE redistribuye. Además, según estos resultados, el VE tiende a devolver más energía para incrementos en generación solar, cuando en principio existe una mayor correlación con la demanda cuando los incrementos son en eólica. La eólica tiene un perfil de generación más plano, y se están estudiando capacidad de eólica tan alta que el VE apenas necesita generar en los momentos de máxima demanda. Sin embargo, la solar generación solar empieza a decaer en horas de la tarde-noche en la que todavía la demanda es alta, y el VE tiene más oportunidades de generar, y por esta razón su participación es mayor. Esto se aprecia especialmente en la Figura 8.

Por último, la reducción del hueco térmico que se hace evidente en la Figura 9, no se debe únicamente a la presencia de la energía eólica o solar (según corresponda), sino también a un aumento de la generación hidráulica, como se aprecia en la última gráfica de este apartado.

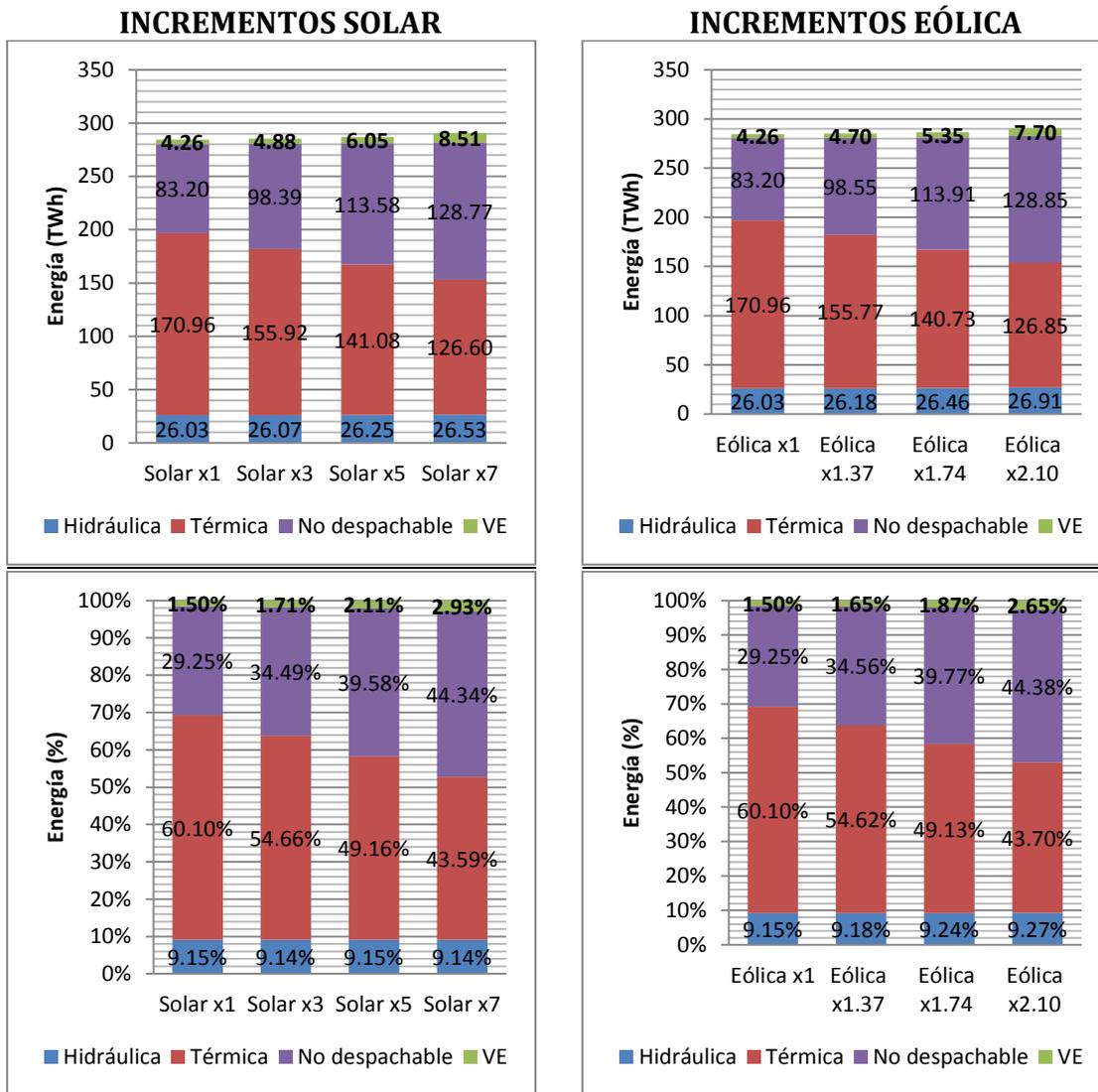


Figura 9: Volumen de energía generada durante un año para incrementos de solar y eólica.

Se estudia cómo afecta el incremento de la generación intermitente en la aportación en reserva de cada tecnología. Como la estrategia de reserva es la misma para todos los escenarios, y los excesos de reserva son siempre cero por las restricciones del modelo, el volumen de reserva a subir acumulado durante un año es el mismo para todos los casos.

Las unidades hidráulicas tienden a suministrar más reserva, tanto a subir como a bajar cuanto mayor es la penetración de la generación no despachable. Esto está ligado con la reducción del hueco térmico que se produce cuando se incrementan las renovables, que provoca menos unidades térmicas disponibles para dar reserva y que por tanto, tomen mayor protagonismo las unidades hidráulicas.

Además, las tecnologías térmicas tienden a dar más reserva a subir que reserva a bajar, cuando la reserva a bajar supone en principio un ahorro energético y en consecuencia económico.

La causa de esto es que las unidades térmicas, durante las simulaciones, tienden a operar con niveles de producción bajos, es decir, más próximos a la potencia mínima que pueden suministrar que a la potencia máxima, lo que les permite dar más reserva a subir que a bajar. Esto puede deberse a que, de manera habitual cuando se reduce el hueco térmico, al sistema le sea rentable mantener las unidades térmicas funcionando a niveles de operación bajos antes que desconectarlas y asumir los costes adicionales que ello requiere. Aunque hay que tener en cuenta que las diferencias entre las aportaciones a subir y a bajar no son demasiado significativas.

(Ver Figura 10)

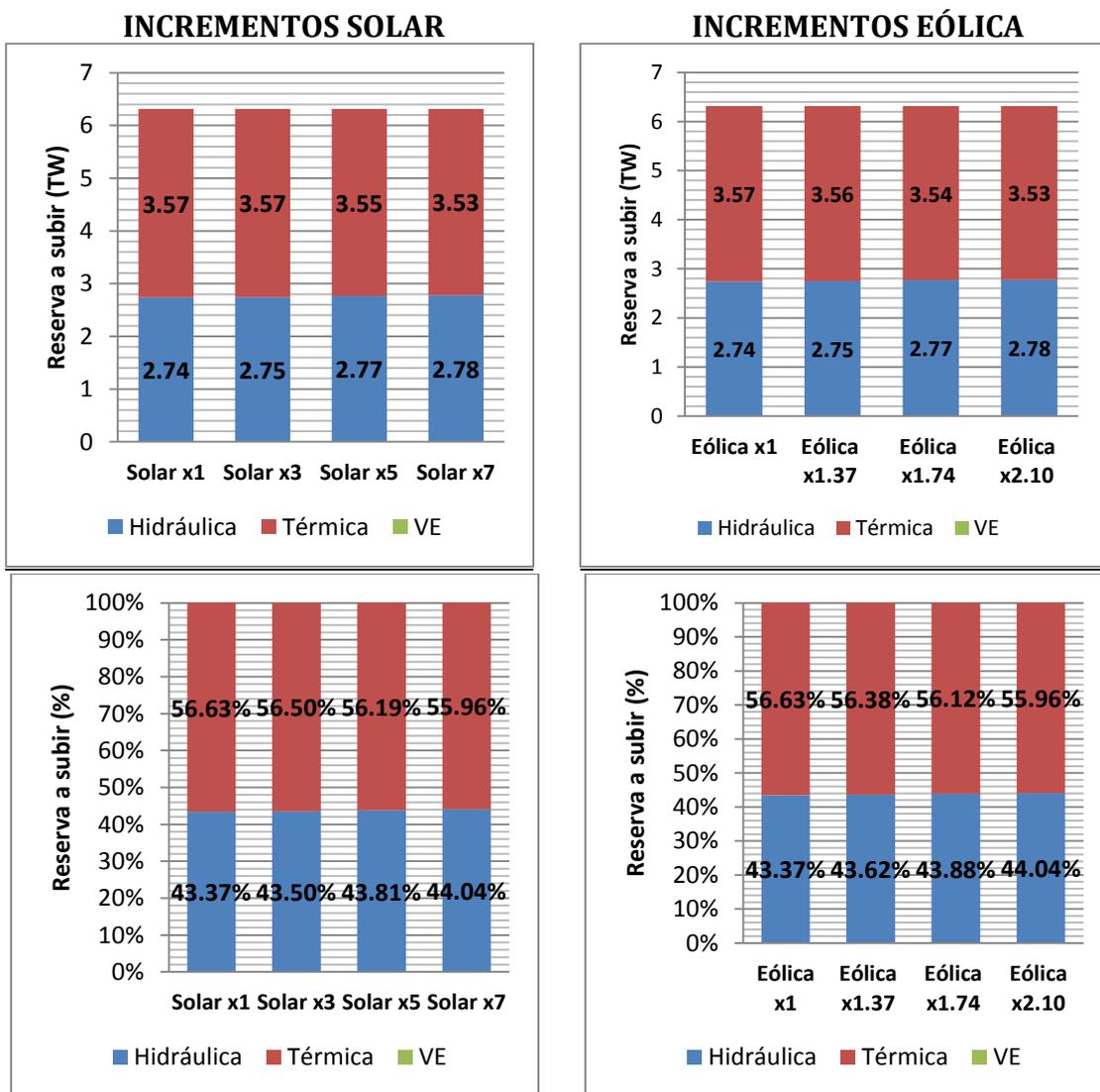


Figura 10: Volumen de reserva durante un año para incrementos de solar y eólica.

6.1.2 Vertidos en generación

Los vertidos en generación es la cantidad de energía que se genera a una determinada hora pero que no es aprovechable, ya que la demanda está cubierta y porque no hay VE disponibles para la carga. La ecuación del balance energético se ve descompensada en el lado de generación.

En principio, la presencia del VE debe disminuir el volumen y frecuencia de los vertidos, ya que pueden ser aprovechados para cargar el VE (y cargarse de esta manera con energía de bajo coste marginal). Como se puede observar en la siguiente gráfica, cuando se aumenta la capacidad solar los vertidos son mínimos (en el peor de los casos no llega a un 1 GWh en un año), mientras que para los aumentos en capacidad eólica el volumen de los vertidos es mayor (ver Figura 11). Esto tiene su explicación en el perfil de generación de cada tecnología. La solar al producir en las horas de máxima demanda hace menos probable que se produzcan excedentes de energía. No sucede lo mismo con la eólica, que mantiene un perfil de producción más aleatorio y que a pesar de la presencia del VE, puede haber momentos en los que haya excedentes. Estos excedentes son más probables cuanto mayor sea la presencia de la tecnología no despachable en el sistema eléctrico.

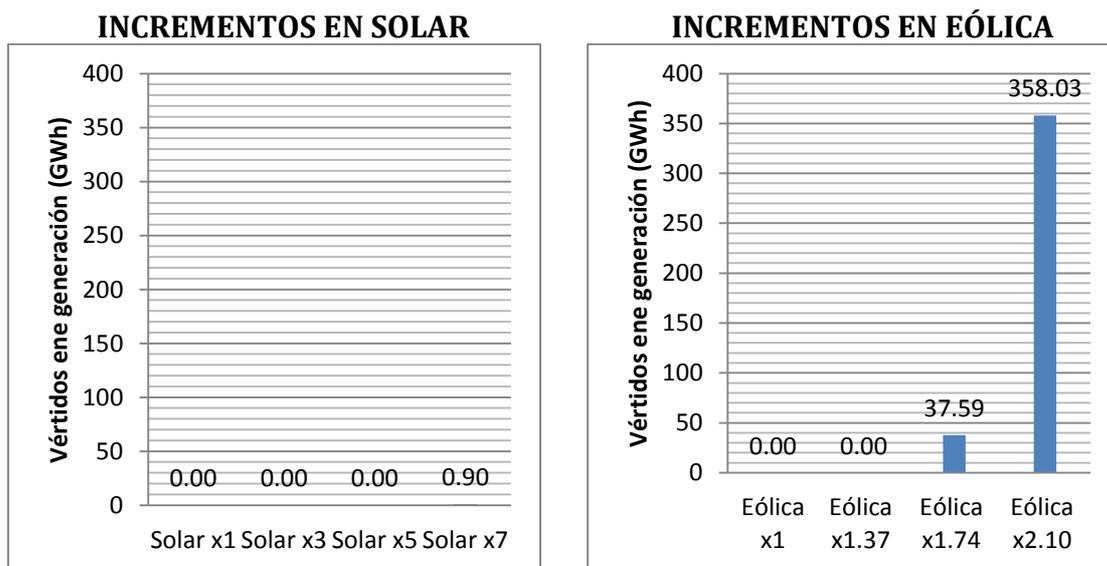


Figura 11: Vertidos en generación para incrementos de solar y eólica.

6.1.3 Análisis del despacho de las unidades térmicas

6.1.3.1 Arranques y paradas de las unidades de oferta térmicas

La intermitencia de la generación solar y eólica hace necesario la presencia de un sistema de generación capaz de cubrir las necesidades en reserva y que dé respaldo al sistema. La reducción del hueco térmico por la presencia de la energía eólica o solar obliga a muchas de las centrales térmicas a mantener un ritmo de

operación alterno, parando y arrancando con mayor frecuencia. Esto se hace evidente en las gráficas siguientes, donde se percibe un incremento del número de arranques y paradas de las unidades térmicas cuando mayor es la capacidad de generación eólica o solar. Es destacable que el número de arranques y paradas es mayor cuando se llevan a cabo incrementos de capacidad eólica en el sistema (ver Figura 12). Esto es debido al perfil de generación de la eólica, que obliga al sistema a desacoplar unidades térmicas en las horas valle, mientras que en las horas pico se vuelven a acoplar. Con la generación solar esto no ocurre, y por esa razón el número de arranques y paradas es más bajo.

El aumento del número de arranques y paradas deriva en costes adicionales de operación y mantenimiento de las centrales. Estos costes vienen representados en el modelo de UC como los costes de arranque y parada, en una simplificación de los costes necesarios para detener por completo la producción de una unidad térmica, o de ponerla en funcionamiento.

Los costes de arranque y parada se reparten a lo largo del periodo en el que dicha unidad está en funcionamiento, y son adicionales a los costes variables de producción, en general debidos al coste del combustible y al coste de las emisiones de CO₂. Por lo tanto, si una unidad térmica funciona durante un periodo de tiempo más corto, los costes de arranque y parada se reparten durante un menor número de horas, y el coste marginal es más alto que en caso de que la unidad se mantenga en funcionamiento un mayor número de horas. Es por ello que a la hora de resolver el despacho de unidades siempre se mira si es rentable parar y arrancar las unidades del sistema con frecuencia, porque ello repercute en el precio de la energía.

Las centrales nucleares tienen costes de fijos elevados (112,160 €, ver Tabla 13), y en cambio un coste variable muy bajo y no emite CO₂, luego si hay exceso de generación, rara vez resulta rentable desconectar una central de este tipo. De hecho, en los escenarios analizados, no se ha producido ninguna parada de las centrales nucleares.

A medida que el aumento en penetración de renovables obliga al sistema a realizar más arranques y paradas, las centrales de carbón adquieren mayor protagonismo en el despacho y aumenta la frecuencia de arranques y paradas, mientras que las centrales de ciclo combinado realizan un menor porcentaje de paradas y arranques (ver Figura 13).

El cambio en el despacho de las unidades térmicas con el incremento de la intermitencia de operación, está muy ligado a los costes característicos de cada tipo de tecnología, y que aparecen en la tabla a continuación.

Tecnologías	Costes Variables	Coste debido al CO2	Coste de Arranque	Costes de Parada	Costes variables totales	Costes fijos totales
Carbón	29.83 €/MW	9.21 €/MW	30,265 €	4,701 €	39.04 €/MW	34,966 €
Nuclear	10.45 €/MW	0 €/MW	93,467 €	18,693 €	10.45 €/MW	112,160 €
Ciclo Combinado	43.04 €/MW	1.57 €/MW	54,142 €	7,212 €	44.61 €/MW	61,354 €
Fuel Gas	72.51 €/MW	3.71 €/MW	24,135 €	1,953 €	76.22 €/MW	26,088 €

Tabla 13: Costes de las unidades térmicas.

Como se vio en los primeros apartados del proyecto, en el sistema eléctrico español las unidades térmicas más numerosas son las centrales de ciclo combinado y de carbón. La potencia térmica disponible procede mayoritariamente de las unidades de ciclo combinado (hasta el 55% de la potencia disponible), mientras que las centrales de carbón disponen del 26% de la potencia térmica (ver Figura 1).

Las centrales de carbón son de las unidades más baratas, como se puede ver en la Tabla 13, tienen costes fijos y costes variables bajos. Las centrales de ciclo combinado tienen costes variables algo superiores a las centrales de carbón, pero realmente lo que marca la diferencia en el despacho térmico son sus costes fijos, que son bastante más elevados.

Cuando los periodos de operación son largos, los costes de arranque y parada se reparten entre un mayor número de horas, y los costes que más influencia tienen sobre el precio de la energía son los costes variables. Estos periodos son más frecuentes cuando la presencia de energías como la solar o eólica es menor (menos arranques y paradas necesarios). En estos escenarios, las centrales con costes variables más bajos tienen prioridad a la hora de proporcionar energía, y a la hora de detener una unidad térmica, lo normal es que se detengan aquellas unidades con los costes variables más altos, que en este caso son las centrales de ciclo combinado. Por esta razón, en escenarios de menor presencia de generación no despachable, los arranques y paradas más frecuentes son de las centrales de ciclo combinado.

En cambio, cuando la penetración de la energía solar o eólica es mayor, la frecuencia de los arranques y paradas aumenta. Cuando los periodos de operación de las unidades son más cortos, adquieren especial importancia los costes de arranque y parada, que son los que van a influir en el precio de la energía, por encima de los costes variables. Por esta razón, es más rentable que las centrales de carbón (con costes fijos bajos) sean las que cubran los periodos de generación intermitente.

El coste variable de las unidades de ciclo combinado es un 14.3% superior al coste variable de las unidades de carbón, mientras que el coste fijo de las unidades de ciclo combinado es un 75.5% mayor que el de las unidades de carbón.

Al incrementarse el número de arranques con la presencia de la generación solar o eólica, aumentan también los costes de la energía debidos a los arranques y

paradas. Además, se produce un incremento notable de los costes fijos procedentes de las centrales de carbón, debido a que la variabilidad de las energías no despachables obligan a estas unidades a generar con periodos de operación más cortos.

Para el caso extremo, en el que se incrementa la capacidad solar o eólica en 24 GW, los costes de arranques y paradas debido a las centrales de carbón aumentan en un 624% para el incremento en solar y un 1953% para el incremento en eólica. En cuanto a los costes de arranques y parada debido a las centrales de ciclo combinado, estos se reducen en un 21% para el incremento en solar y aumentan un 29% para el incremento en eólica.

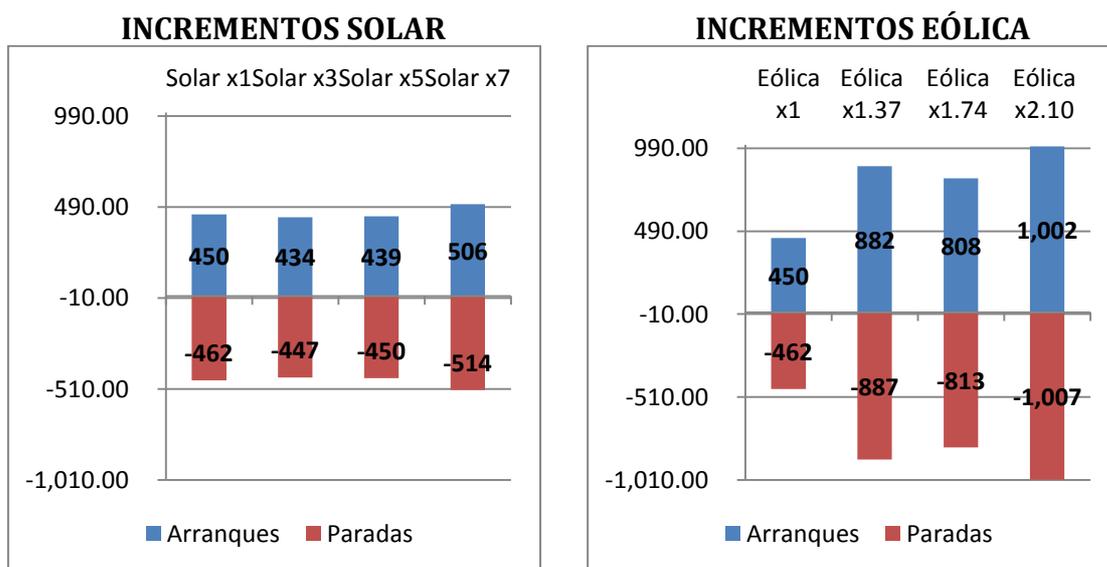
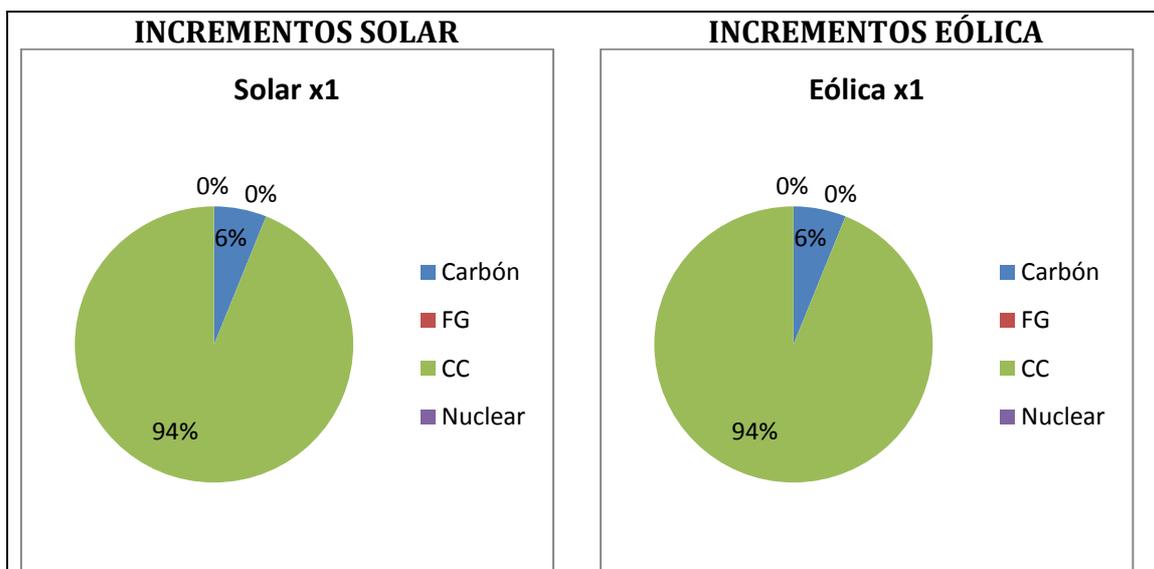


Figura 12: Número absoluto de arranques y paradas para incrementos en solar y eólica.



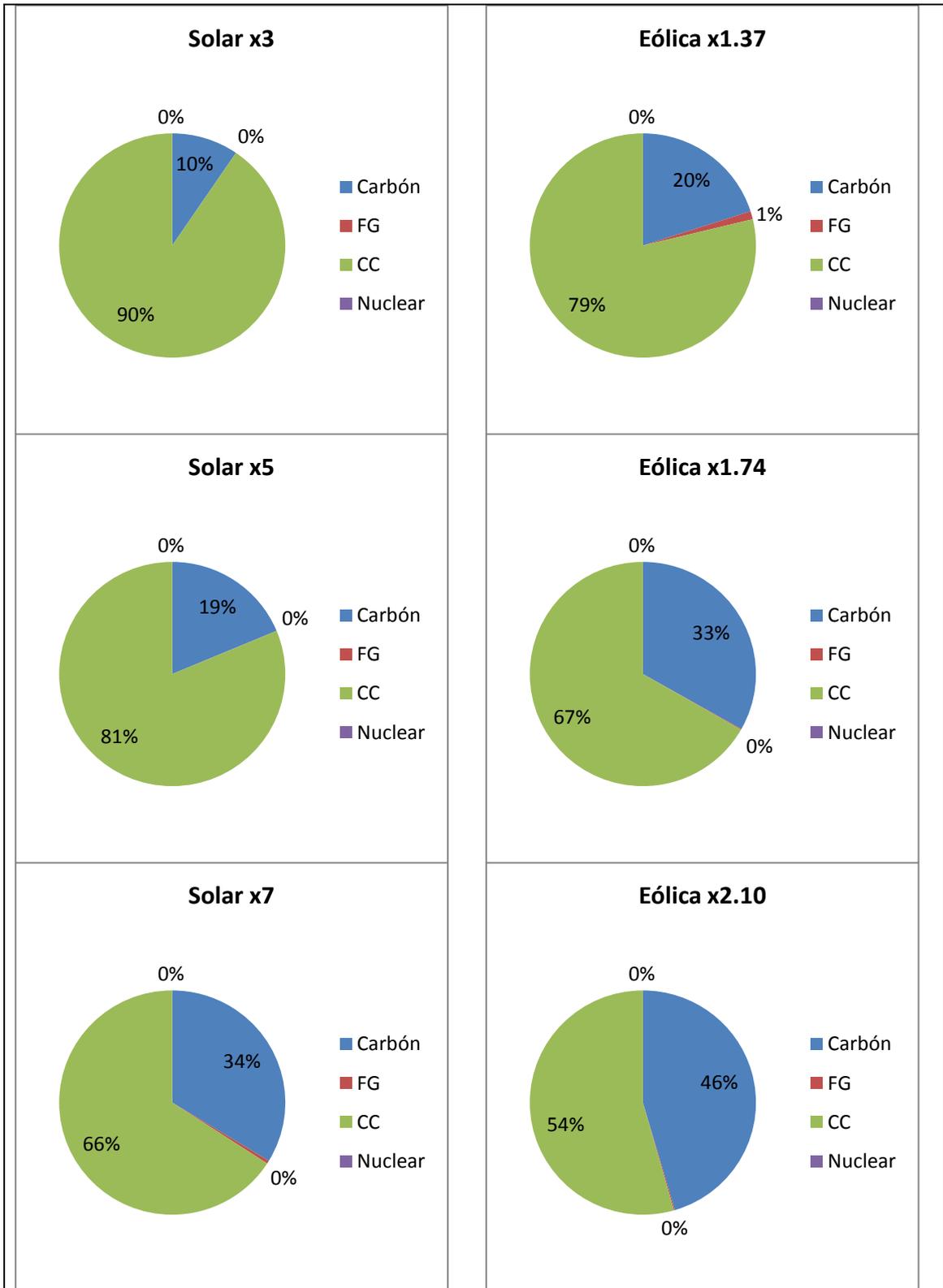


Figura 13: Reparto de arranques entre las distintas tecnologías, para incrementos en solar y eólica.

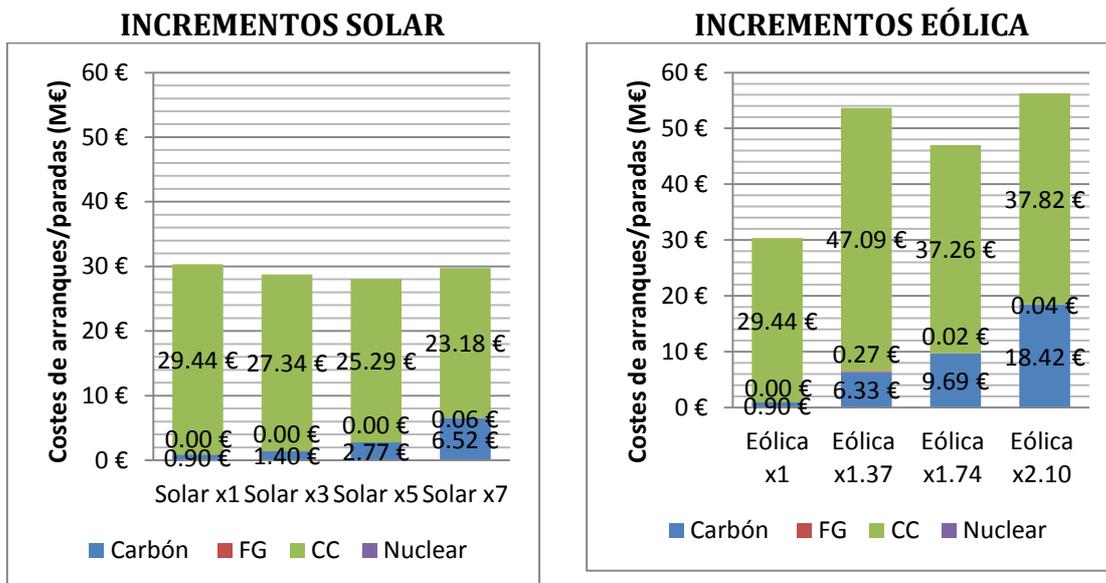


Figura 14: Costes arranques y paradas para incrementos de solar y eólica.

6.1.3.2 Volumen de energía generada por unidades de oferta térmicas

Las conclusiones realizadas en el anterior apartado son extrapolables para explicar las variaciones que se producen en el volumen de energía generada por cada unidad térmica.

En primer lugar, las centrales nucleares mantienen su nivel de generación independientemente del incremento que se realice en eólica o solar (para los casos analizados, ver Figura 15). Cuando la penetración de las renovables reduce el hueco térmico, la única tecnología que permanece invariable en su estrategia de operación es la nuclear, cuyos costes de parada y arranque son tan elevados que no es rentable detener su producción, y sus costes variables son más bajos que los de las demás tecnologías térmicas luego no disminuyen en un principio su nivel de generación.

De manera contraria, las centrales de ciclo combinado reducen especialmente su colaboración en la generación de energía, ya que son unidades más caras que las demás.

Por otro lado, es destacable como la mayor parte de la energía es aportada por las centrales nucleares, cuando es el tipo de unidad menos numeroso (sin contar las unidades de fuel gas), lo que indica la alta capacidad de generación que tiene cada unidad, frente a las centrales de carbón o ciclo combinado. Además, solamente el 18% de la potencia térmica disponible es nuclear, cuando llega a generar el 52% de la potencia térmica en un año. En la realidad el resultado es similar, y se debe a que son centrales base que funcionan permanentemente a plena carga, más por restricciones del propio OS que por la ventaja de costes dentro del mercado.

Las centrales de ciclo combinado disponen del 56% de la potencia térmica disponible, y sin embargo su colaboración en el despacho térmico está penalizada

por tener costes mayores que otras unidades térmicas, llegando a proporcionar como mucho el 31.64% de la generación térmica de un año. Del mismo modo, las centrales de carbón disponiendo del 26% de la generación disponible, llegan a suministrar el 35.19% de la generación térmica en un año.

Al igual que las centrales de ciclo combinado, las centrales de carbón también reducen su producción, pero aumentan su generación en cuanto al porcentaje respecto al total de energía generada. Las centrales de carbón pasan de proporcionar el 29.86% de la energía térmica, al 35.19% para los incrementos en solar, y al 31.8% para incrementos en eólica. Las centrales de ciclo combinado pasan de aportar el 31.64% de la energía térmica al 12.82% para los incrementos en solar y al 16.34% para los incrementos en eólica, por tratarse de unidades con costes más caros que las demás en escenarios en los que se reduce la generación térmica.

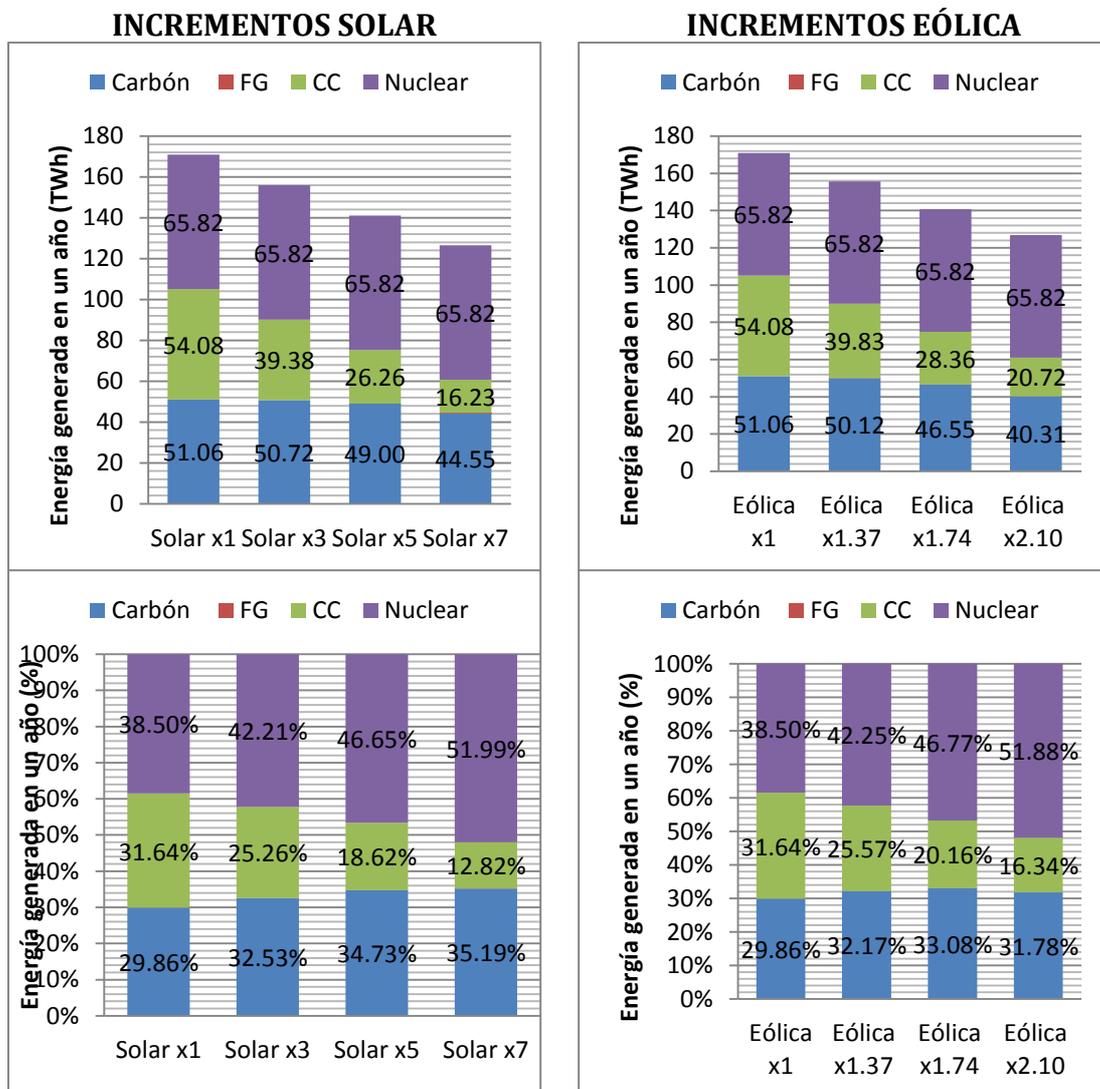


Figura 15: Energía generada por unidades térmicas para incrementos de solar y eólica.

6.1.3.3 Análisis de la reserva a subir proporcionada por las unidades térmicas.

De igual manera que las centrales de carbón toman mayor protagonismo en la generación de energía con el incremento de la generación solar y eólica, también aumentan su aportación en reserva secundaria (ver Figura 16). Como se ha comentado anteriormente, la reducción del hueco térmico obliga a que la participación de las unidades más caras sea menor (ciclo combinado), que en muchas ocasiones se encuentran paradas y no están en disposición de aportar reserva, y es por ello por lo que la participación del carbón en reserva se incrementa.

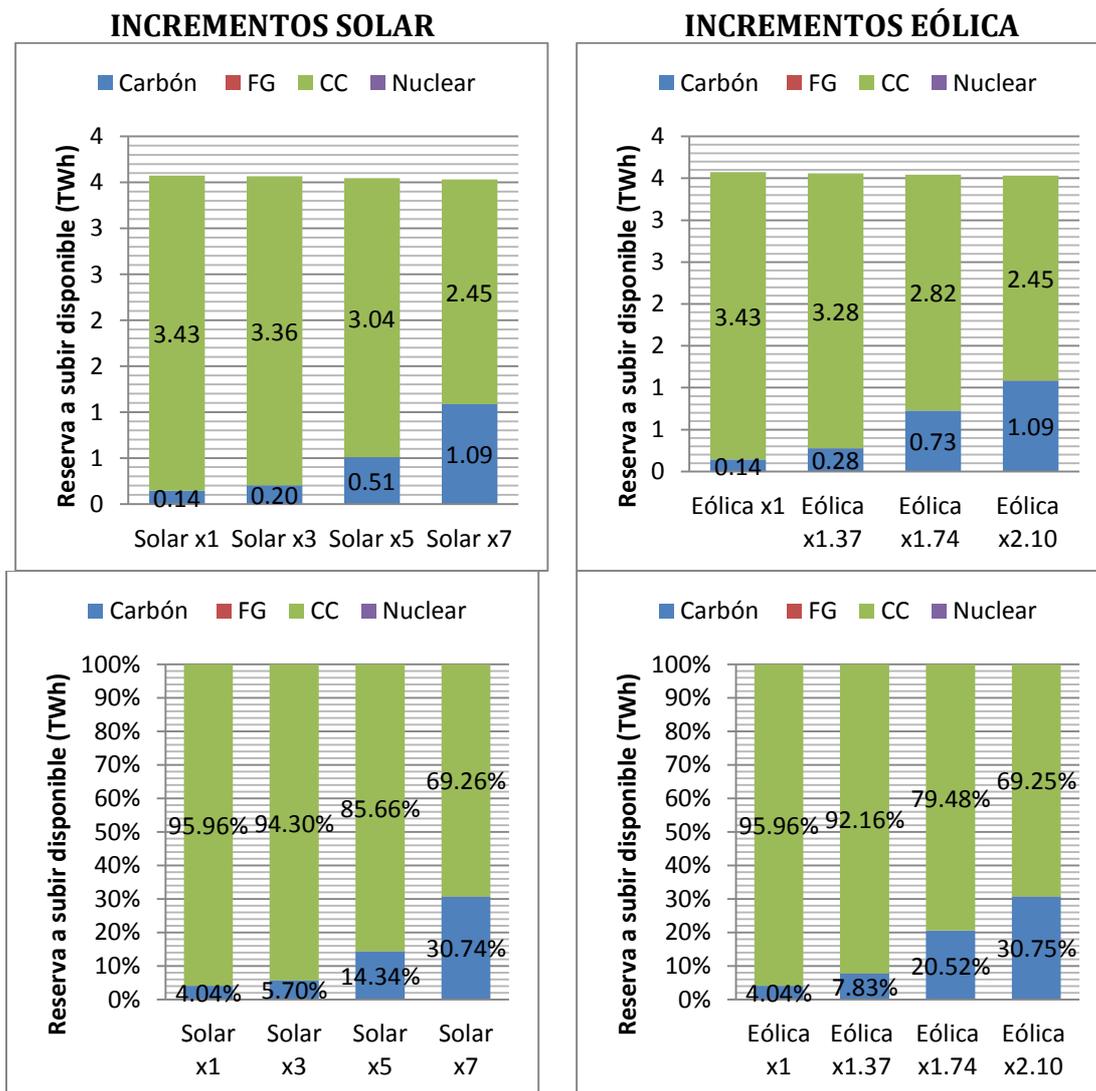


Figura 16: Volumen de reserva a subir para incrementos en solar y eólica.

6.1.3.4 Nivel de emisiones de las unidades térmicas.

Las centrales de carbón aumentan su participación en el sistema, y este tipo de centrales son más contaminantes que las centrales de ciclo combinado. Sin embargo, la reducción del hueco térmico por la presencia de energías limpias, que no generan emisiones como son las energías eólica y solar, producen un balance negativo en cuanto a la variación de emisiones de CO₂ con los incrementos en penetración (ver Figura 17).

Las inversiones en solar y eólica reducen los niveles de emisiones en CO₂, siendo ligeramente menor las emisiones cuando se invierte en eólica frente a la solar.

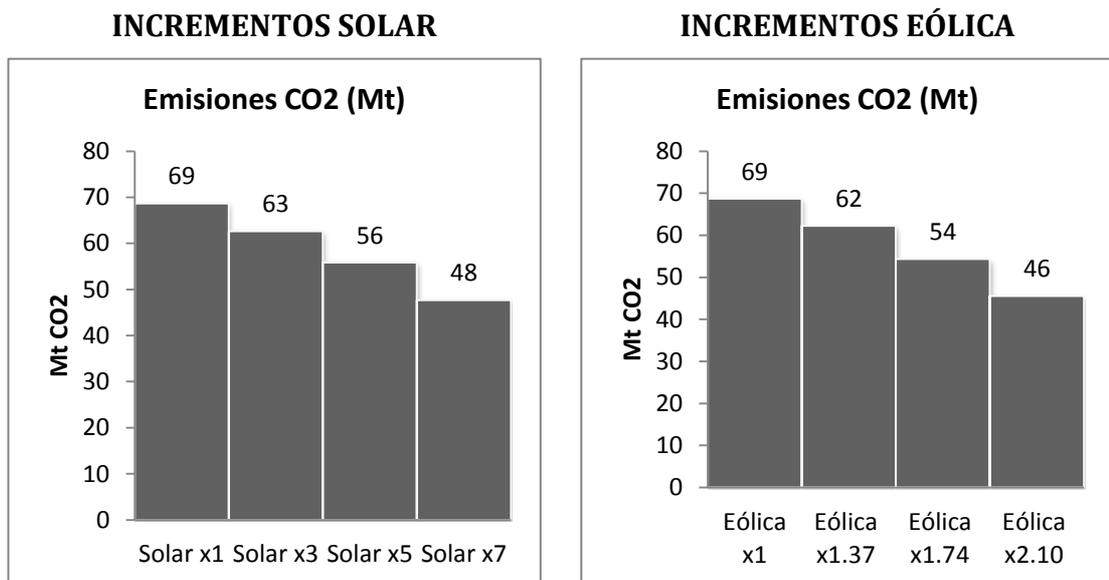


Figura 17: Emisiones CO₂ para incrementos en solar y eólica.

6.1.4 Precio de la energía y de la reserva

Tras haber analizado el impacto de la generación solar y eólica en las distintas variables del sistema, se valoran como cambia los precios.

En cuanto al precio de la reserva, se ven resultados muy similares para los incrementos de solar y eólica. En primer lugar, se aprecia en la Figura 18 que la variabilidad de los precios disminuye cuando se incrementa la generación. Además, en la Figura 20 se observa que el precio promedio de la reserva es menor cuando se incrementa la capacidad de energía no despachable, lo que resulta en cierto modo inesperado, ya que en principio la reducción del hueco térmico por el incremento de las renovables más el aumento de la variabilidad en generación debería incrementar el precio de la reserva. Como se ha visto, el aumento de la generación intermitente produce una disminución del hueco térmico. Esto obliga a que las unidades más caras que antes aportaban en generación y en reserva se desconecten con mayor frecuencia o incluso es posible que no lleguen a participar en el despacho. Esto produce una reducción de los costes variables en el despacho,

porque de media las unidades más baratas tienen una mayor participación (centrales de carbón y nuclear principalmente). Por tanto, el coste de la reserva a subir proporcionado por la térmica es más barato. El aumento de los costes de arranques y paradas, provocados por la generación no despachable, no supone un incremento tal como para contrarrestar el ahorro que se consigue con los costes variables más bajos. Y está es la razón principal por la cual el precio de la reserva disminuye en el modelo. Además, como se puede apreciar en la Figura 19, este razonamiento también es válido para precio de la energía, que igualmente disminuye.

Otra razón, no menos importante, por la cual el precio promedio de la reserva y de la energía disminuyen es porque cuanto mayor generación no despachable hay en el sistema, mayor es la acción redistribuidora del VE (cargando y generando). Más energía excedente que puede ser utilizada por el VE para cargar su batería y devolverla cuando las necesidades de la demanda o la reserva estén más apuradas. Y como se vio en la Figura 9, la participación del VE es mayor cuanto mayor es la penetración de las renovables.

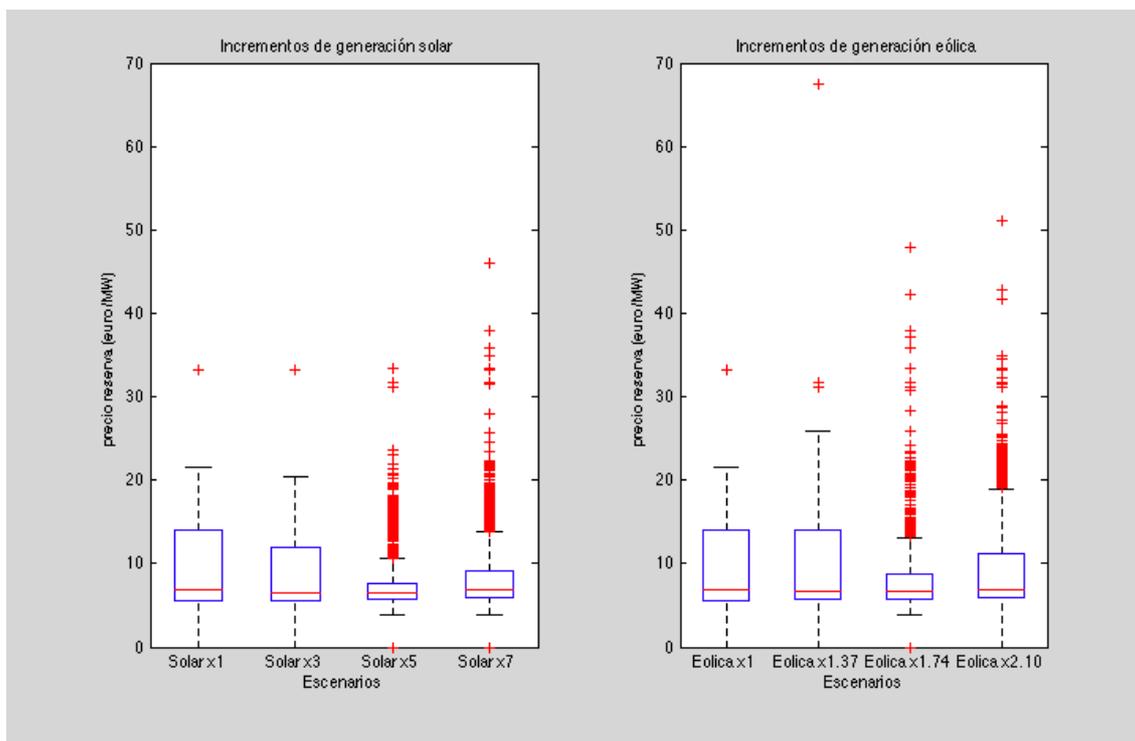


Figura 18: Gráfico de cajas del precio de la reserva para incrementos en solar y eólica.

En cuanto a la variabilidad del precio de la energía, en el gráfico de cajas de la Figura 19 se aprecia que ésta aumenta con los incrementos en generación no despachable. Sin embargo, la acción del VE redistribuyendo la energía permite compensar parte de la variabilidad, ya que es una tecnología que como se ha visto, tiende a aplanar la curva de consumo. Para los incrementos de 0 y 8 GW, el precio de la energía se mantiene prácticamente invariante. Al incrementarse la generación intermitente, aumenta la variabilidad, siendo mayor para los

incrementos en eólica. Por lo tanto en dicha figura se percibe con claridad el efecto combinado de ambas tecnologías (VE y generación intermitente). Por lo tanto, para incrementos pequeños en generación tiene más peso el efecto del VE obteniéndose precios invariantes, mientras que para mayores incrementos el aumento en variabilidad provocado por la eólica y solar se hace más notable (ver Figura 19).

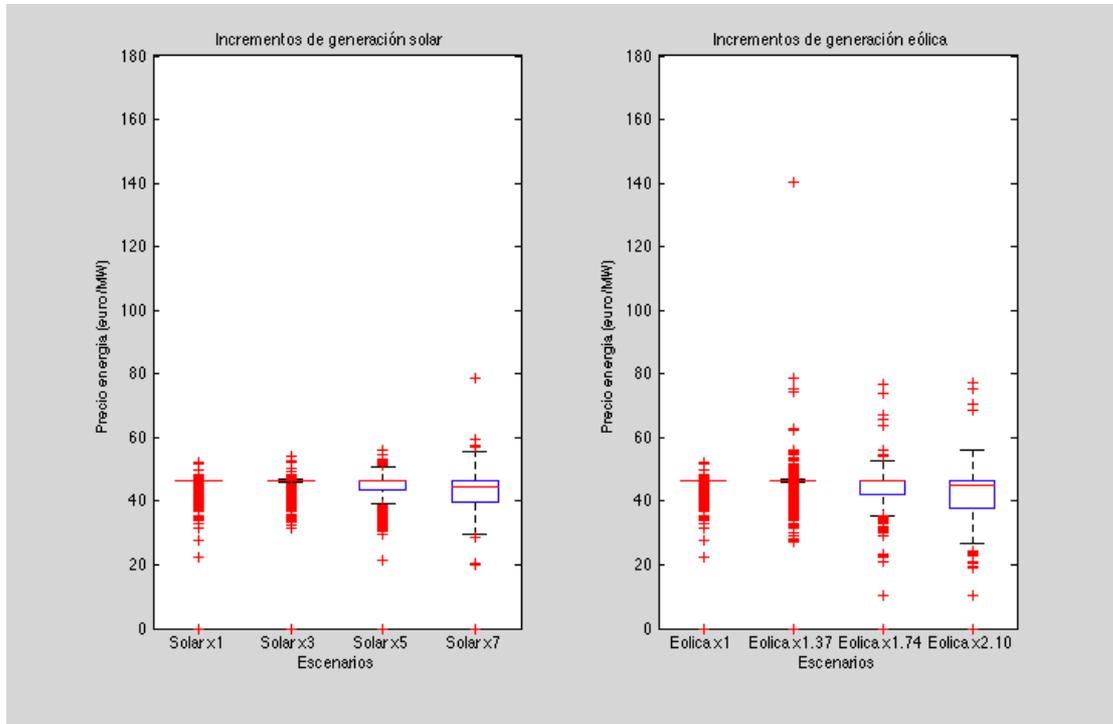


Figura 19: Gráficos de cajas del precio de la energía para incrementos en solar y eólica.

En cuanto a la reducción del precio promedio, para un mismo incremento en generación, el precio promedio de la energía es menor cuando ese incremento es de energía eólica. Esto se debe principalmente a las horas de disponibilidad de cada energía. Como ya se ha visto, la solar solo está disponible un número limitado de horas (de luz) y obliga al VE a cargarse en la hora de máxima demanda, mientras que la eólica está disponible las 24 horas, se reparte mejor la producción, el consumo es más constante y permite al VE cargarse en las horas valle, lo que proporciona precios más bajos.

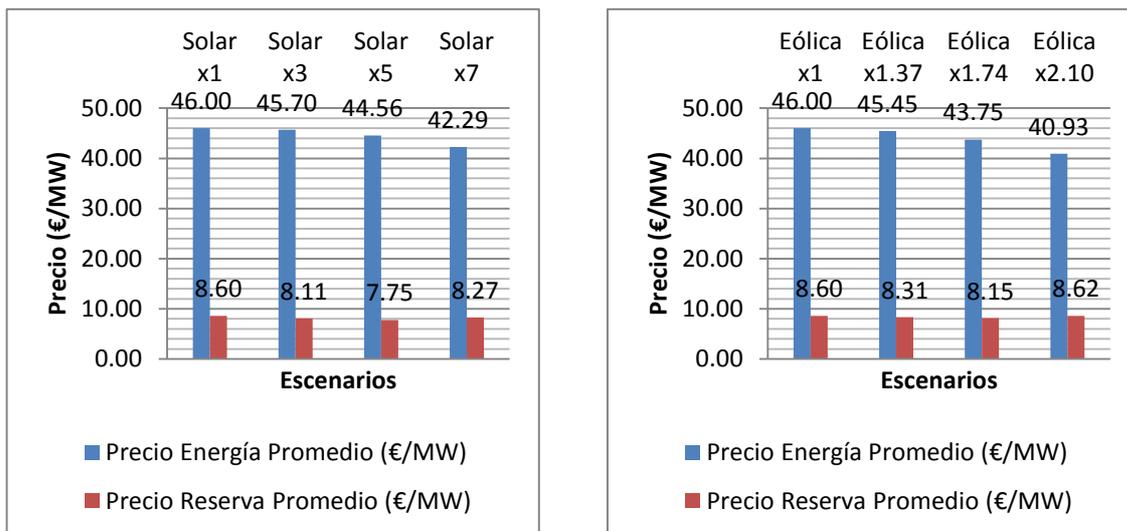


Figura 20: Precios promedios para incrementos en solar y eólica.

6.1.5 Costes de la energía eléctrica

Las gráficas de las monótonas representan la distribución de los costes horarios de la energía (los costes de la reserva más los costes en generación) durante las 8760 horas del año. En ellas se puede apreciar como los costes son en general más elevados para incrementos de solar que para incrementos de eólica. Sin embargo, los costes horarios máximos son más elevados para los incrementos en eólica, superando los 5.5 M€, mientras que para los incrementos en solar el coste diario máximo no llega a los 3 M€ (ver Figura 21). Los costes horarios máximos son más elevados para los incrementos en eólica por su perfil de generación, que es más plano que el de la energía solar, lo que hace que los costes horarios en los momentos de máxima demanda puedan ser más altos (porque la generación eólica puede ser baja). Sin embargo, esto permite que los precios promedio sean más bajos. Al contrario, la generación solar es máxima cuando la demanda es máxima, luego dificulta que los precios o costes máximos sean elevados.

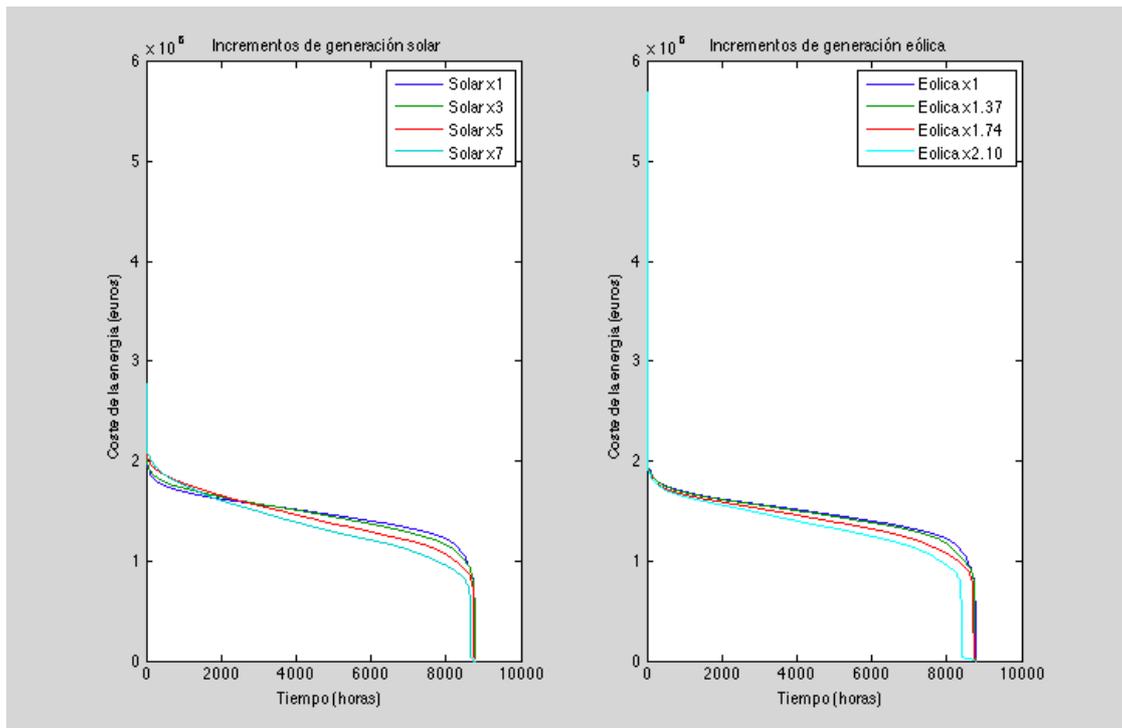


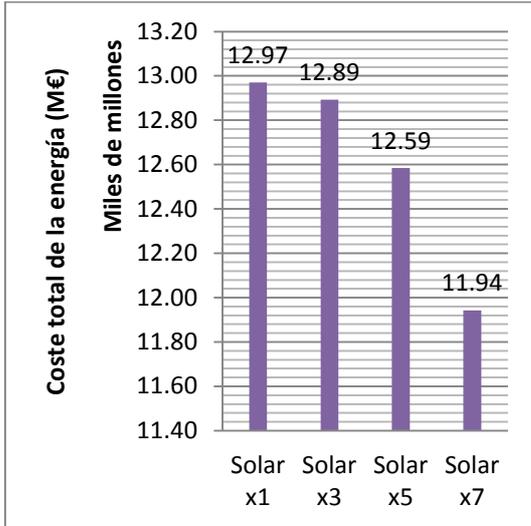
Figura 21: Monótonas de los costes de la energía para incrementos en solar y eólica.

En las siguientes gráficas se evalúa el coste total de la energía en un año (ver Figura 22).

Los incrementos en capacidad de generación solar y eólica reducen los costes totales. Los costes tienen una estrecha relación con el precio, y como se explicó en el anterior apartado, los precios para incrementos en energía solar son más altos que para incrementos en energía eólica

A partir de estos datos se puede adelantar que, considerando que los costes de inversión en energía eólica son menores que los costes en solar, es muy probable que la inversión en eólica sea más rentable que la inversión en energía solar. Más adelante se hará un análisis más extenso para comprobar dicha hipótesis, con el modelo de costes y beneficios.

INCREMENTOS SOLAR



INCREMENTOS EÓLICA

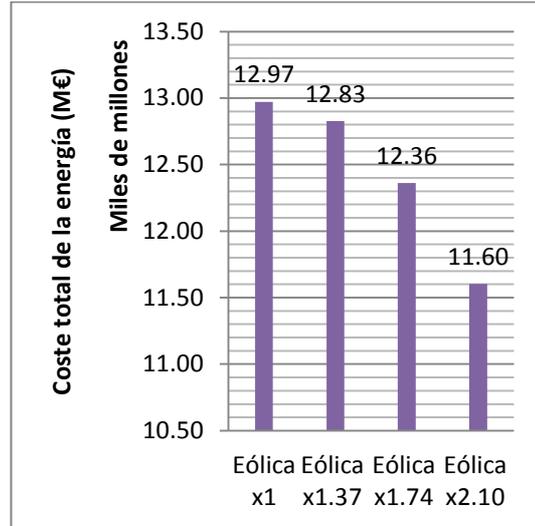


Figura 22: Costes vs Volumen, para incrementos en solar y eólica.

6.2 Análisis de los efectos del aumento de los niveles de penetración del VE

En este apartado se realizan incrementos de penetración del VE en la flota de automóviles, manteniendo la capacidad de generación solar y eólica constantes. El estudio se realiza para la estrategia de carga V2G. Se estudian los niveles de penetración del 0%, 30%, 45% y 60% del VE. La capacidad de generación solar se ha fijado en 12.14 GW y la capacidad de generación eólica en 30.09 GW, lo que supone un incremento de 8 GW de ambas tecnologías respecto al caso base (Solar x3 y Eólica x1.37).

6.2.1 Volumen de energía generada y de reserva por tecnología

Volumen de energía por tecnología

Al contrario que sucedía con los incrementos en generación solar y eólica, el aumento de VE en el sistema produce un incremento del hueco térmico (ver Figura 24, en la que las unidades térmicas aumentan su generación hasta en un 25% para el caso de VE 60%). Y es que el VE, aparte de redistribuir la energía en el sistema a lo largo del día, también tiene su propio consumo: el de la energía que necesita para realizar las trayectorias programadas en el modelo. Este consumo adicional en el sistema es el resultado de cambiar los VCs, que obtienen la energía de la gasolina y el gasóleo, por el VE que obtiene la energía del mix de generación. En la Figura 23 se aprecia como el incremento en consumo es más notable en las horas de baja demanda, porque es el momento en el que los VEs cargan sus baterías y su efecto es más perceptible.

Una consecuencia evidente cuando aumenta el número de VEs en el sistema, es que la curva del volumen de energía consumida tiende a aplanarse. En la Figura 23 se aprecia cómo se rellenan los huecos de la curva (hora valle), que son los momentos de menor demanda, en las que el VE aprovecha para cargarse. Esto ocurre porque los escenarios analizados en este estudio tienen mayor capacidad de generación eólica que de solar (debido a la capacidad inicial del caso base). Si la solar fuera predominante, la curva de consumo se haría más oscilante (como se resultó en el apartado anterior, Figura 8).

A pesar de la presencia del VE con capacidad de generar, su aportación en la generación de energía es inferior respecto a otras tecnologías, aunque ésta aumenta con el nivel de penetración (ver Figura 24). Es importante matizar que toda la energía de generación del VE ha sido previamente tomada del sistema, y parte utilizada para el uso del propio VE, luego el VE no introduce energía en el sistema, solo consume y la redistribuye de la manera óptima para reducir los costes del sistema.

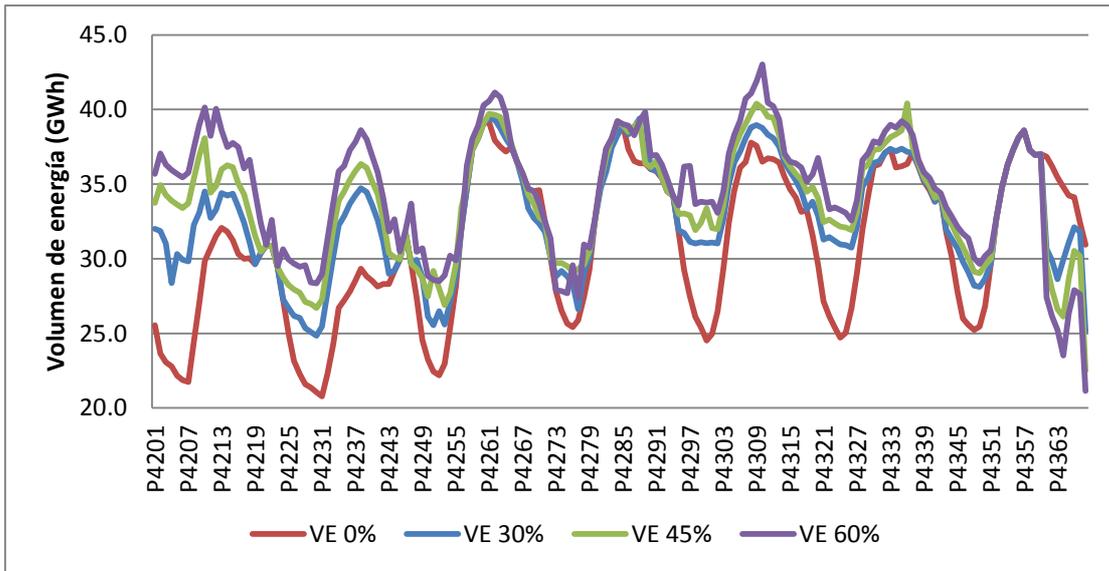


Figura 23: Análisis semanal del volumen de energía consumido para incrementos en el nivel de penetración del VE.

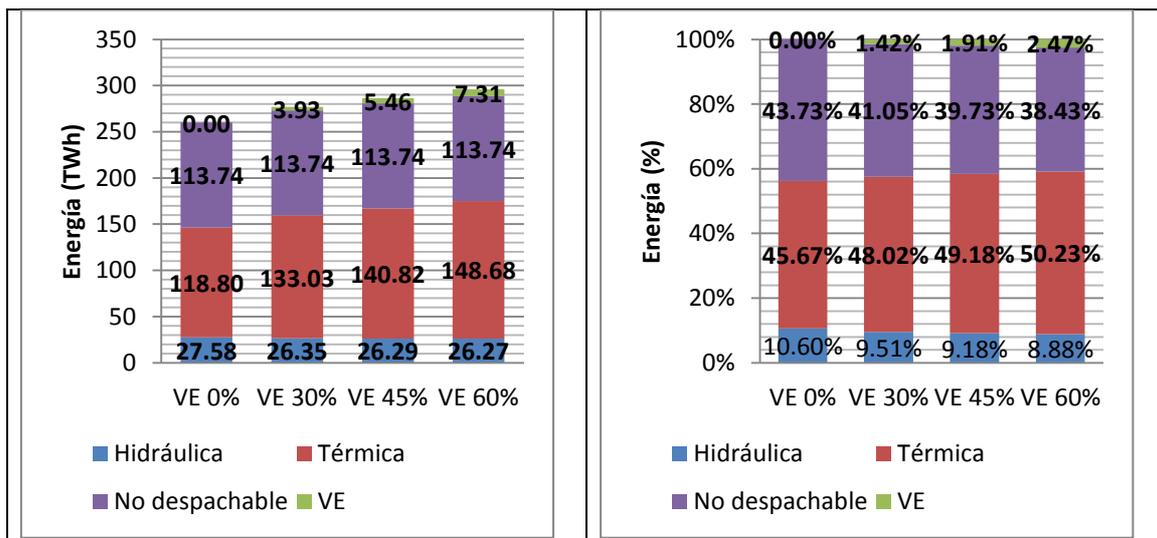


Figura 24: Volumen de energía generada por tecnología para incrementos en el nivel de penetración del VE.

Volumen de reserva por tecnología

En la Figura 25 se muestran las cantidades de reserva a subir y a bajar aportadas por las unidades térmicas e hidráulicas durante un año.

A partir de estas figuras, se puede concluir que la térmica aumenta sus aportaciones en reserva cuanto mayor es la presencia del VE en el sistema, y la hidráulica disminuye. Esto se debe básicamente a que la presencia del VE supone el incremento del hueco térmico, como se vio en el apartado anterior, y esto obliga a que haya más unidades arrancadas y que estén en disposición de dar reserva, motivo por el cual la reserva térmica aumenta (en valor absoluto y relativo respecto al total) con los incrementos en penetración del VE.

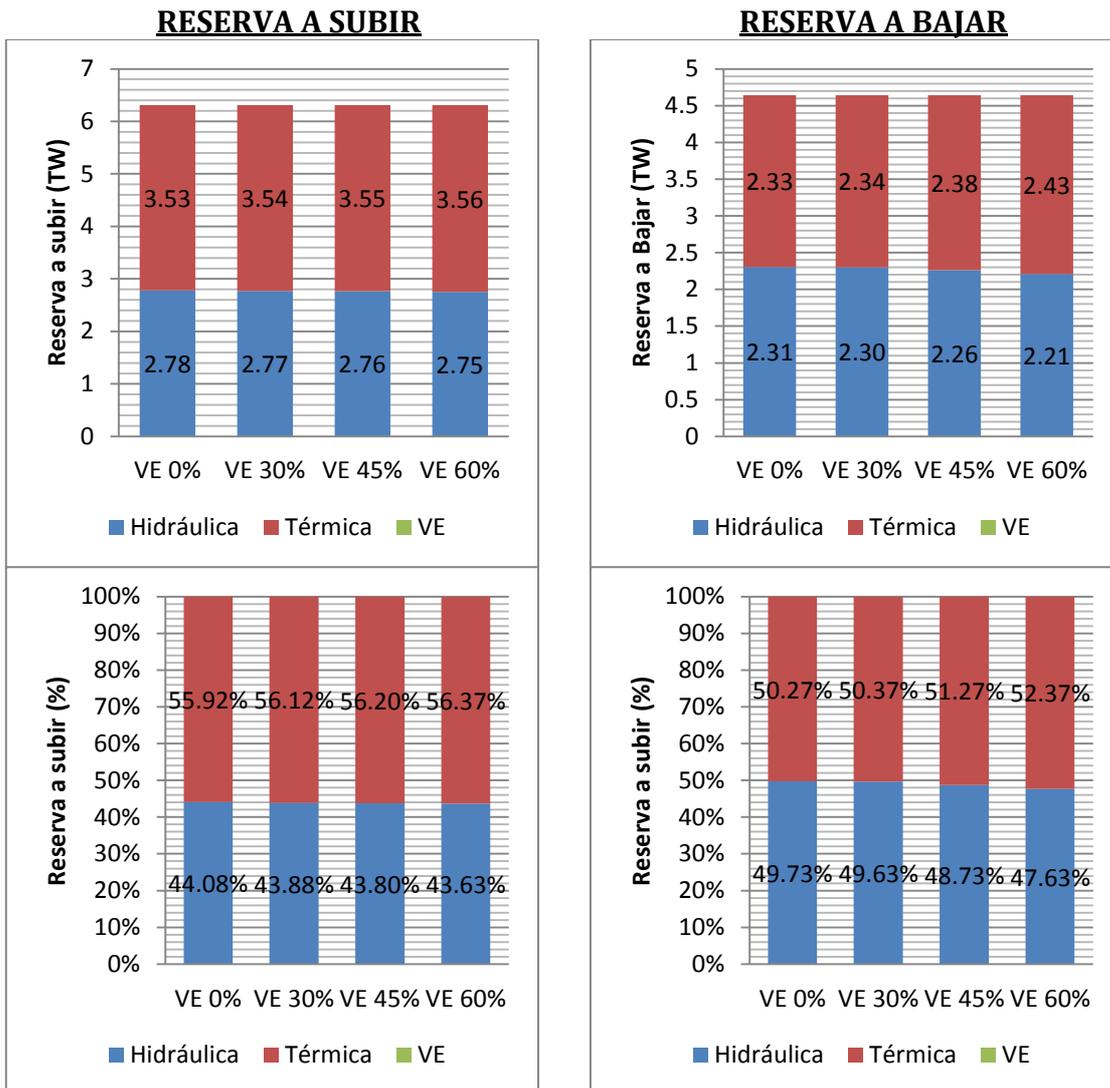


Figura 25: Volumen de reserva para incrementos en penetración del VE.

6.2.2 Vertidos en generación

En la Figura 26 se aprecia como la presencia del VE reduce los vertidos, ya que aprovecha los excedentes de energía para cargar las baterías. Para algunos escenarios los vertidos llegan a ser nulos, lo que demuestra la gran eficiencia de funcionamiento que adquiere el sistema cuando dispone de los VE.

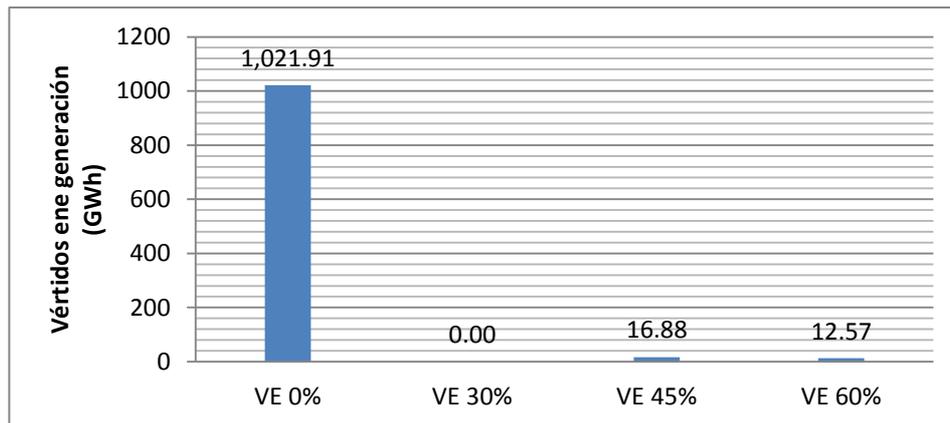


Figura 26: Vertidos en generación para incrementos del nivel de penetración del VE.

6.2.3 Análisis del despacho de las unidades térmicas

El número de arranques y paradas es elevado para el caso de VE 0% (ver Figura 27), porque hay un alto nivel de penetración eólica, y como se ha comentado anteriormente, provoca el desacoplo de las unidades térmicas cuando la demanda es baja. Los resultados que se obtienen en los siguientes escenarios son bastante interesantes. Parece que la entrada del VE en el sistema reduce el número de arranques y paradas, como era de esperar, al proporcionar un medio de almacenamiento y generación que permite redistribuir la energía y evitar así al sistema tener que arrancar y parar unidades térmicas con tanta frecuencia. Por lo que, en teoría, el VE ayuda a realizar un despacho más eficiente de las unidades térmicas. Sin embargo, el número de arranques y paradas se vuelve a incrementar cuando la presencia del VE es mayor en el sistema (ver Figura 27). La explicación de este incremento del número los arranques y paradas se realiza a continuación:

Es cierto que el VE redistribuye los consumos, pero a la vez está obligado a recorrer distancias y a desconectarse siempre con al menos el 80% de su batería cargada, lo que supone un esfuerzo adicional para el sistema. Por lo tanto, con la presencia del VE en el sistema las unidades térmicas tienen que adaptarse a la demanda inelástica más la carga de los vehículos. Por los resultados obtenidos en la Figura 27 parece que hay un momento en que los beneficios que aporta el VE al despacho de energía equilibrando los consumos horarios se ven descompensados por el perjuicio que causa al sistema térmico tener que cumplir con los requerimientos de energía de las baterías de los VE para circular.

Todo esto no quiere decir que los efectos globales del VE en el sistema vayan a ser negativos, sin embargo los incrementos desmesurados del VE en el sistema parecen provocar un despacho de la térmica más variable y con un mayor número de interrupciones de las unidades de operación.

En consecuencia, los costes debidos a los arranques y paradas disminuyen cuando se introduce un número limitado de VE (ver Figura 29). Sin embargo, con niveles altos de penetración del VE los costes vuelven a aumentar, y si siguieran la misma tendencia que se muestra en la gráfica, en un escenario con la mayor parte del parque automovilístico formado por VE los costes de arranques y paradas serían superiores a los de un escenario sin VEs.

Por otro lado, se analizan cómo se reparten los arranques entre las distintas tecnologías en la Figura 28.

El hecho de que las unidades de fuel gas acapare el 5% de los arranques para el escenario de VE 0% es bastante significativo teniendo en cuenta que supone el 1% de la potencia térmica total disponible (ver Figura 1). Se trata de una tecnología que tiene costes fijos mucho más bajos que las centrales de carbón, pero con costes variables bastante más altos. Esto pone de manifiesto que los periodos de operación de las unidades térmicas son con frecuencia muy cortos cuando no hay VE, para que sea rentable que entren las unidades de fuel gas y no encarezcan la generación por sus elevados costes variables.

Al aumentar la penetración del VE, disminuye el porcentaje de los arranques de las centrales de carbón, y aumentan los de las centrales de ciclo combinado, pasando de un 54% a un 77% (ver Figura 28). La razón principal es que debido al aumento del hueco térmico, las unidades de ciclo combinado entran con más frecuencia a generar, llegando a pasar de aportar el 13.6% de la generación térmica para el escenario sin VE a aportar el 22.5% para el escenario de 60% de penetración de VE (ver Figura 30). Las centrales de ciclo combinado son generalmente más caras que las centrales de carbón, es por ello que cuando el hueco térmico es menor las unidades de ciclo combinado suelen tener menos participación en el despacho térmico, como sucede cuando se aumentan la generación solar y eólica. Sin embargo, el VE y su consumo adicional en el sistema fuerza a que entren a generar las unidades más caras que antes tenían menor participación, porque la demanda era cubierta por las unidades más baratas. Y esta es la razón por la cual el porcentaje de arranques es mayor cuando se incrementa el número de VE, por la mayor participación de estas unidades en el despacho.

Este razonamiento se respalda en los resultados (ver Figura 30). Las centrales de ciclo combinado llegan a aumentar su generación en un 107% para el caso de VE 60%, mientras que las centrales de carbón solo aumentan en un 34%. Las centrales nucleares, por sus bajos costes variables, se supone que se despachan con la mayor prioridad, y por lo tanto, siempre aportan el máximo de su generación disponible y por ello su generación no varía de un escenario a otro.

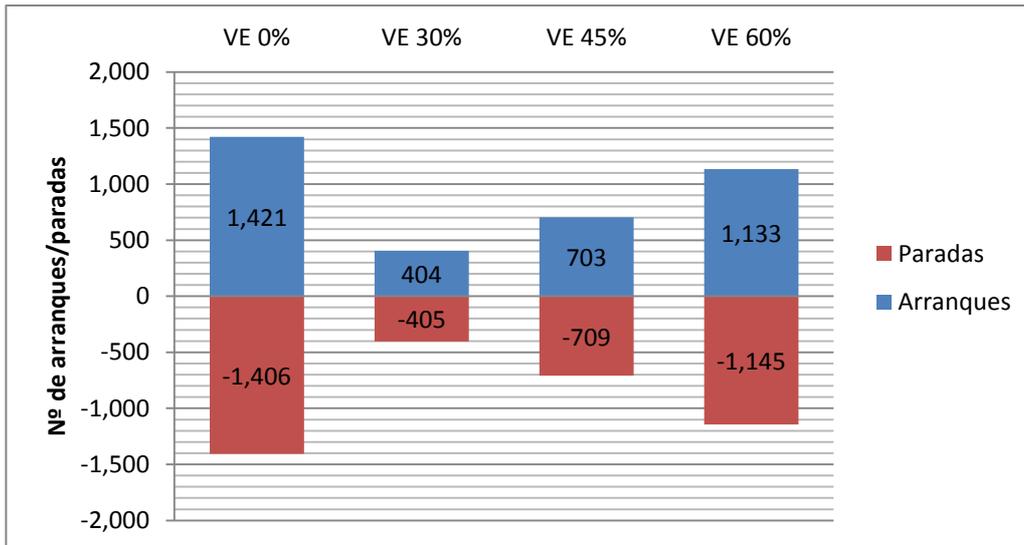


Figura 27: Número absoluto de arranques y paradas para incrementos en el nivel de penetración del VE.

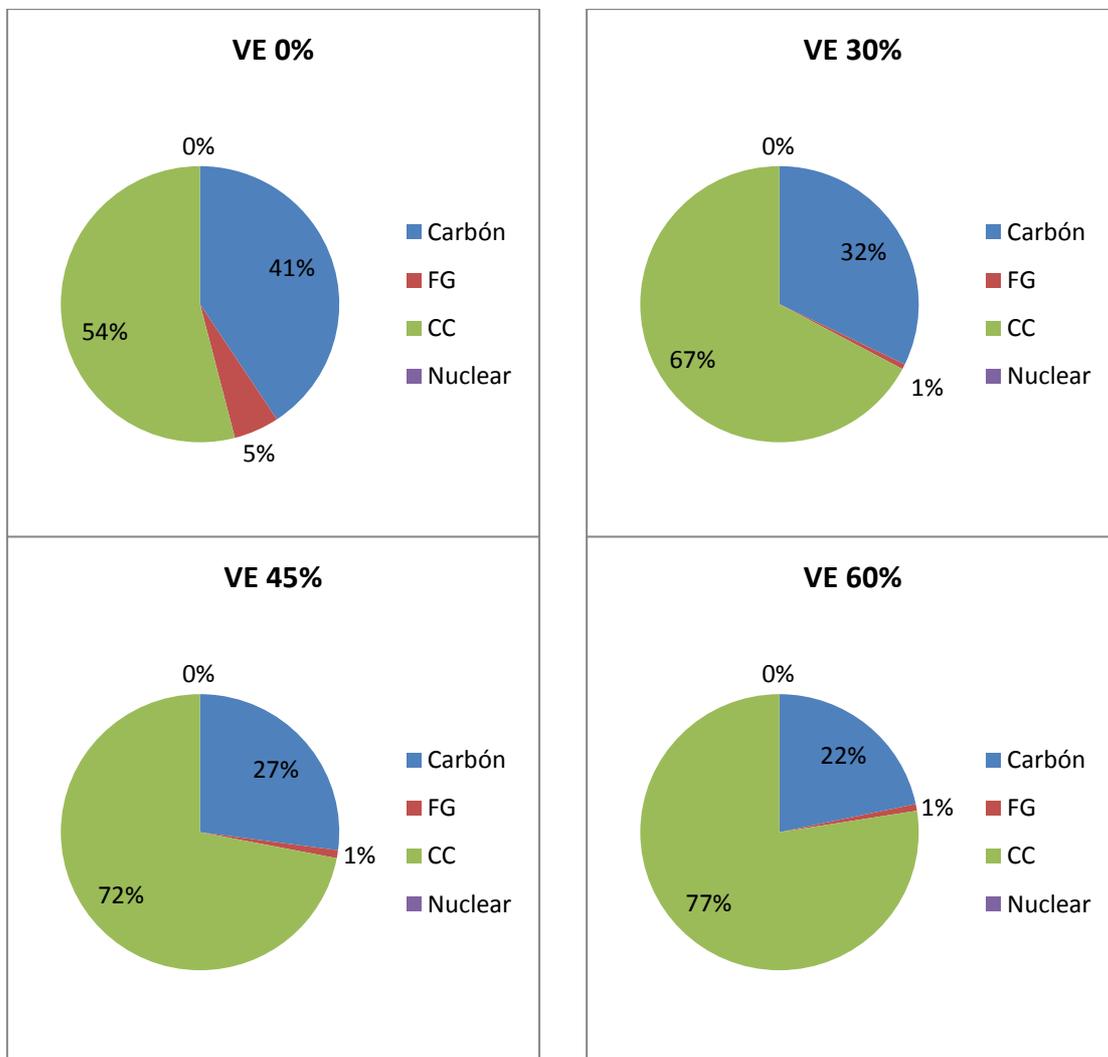


Figura 28: Reparto de los arranques por tecnología térmica para incrementos en el nivel de penetración del VE.

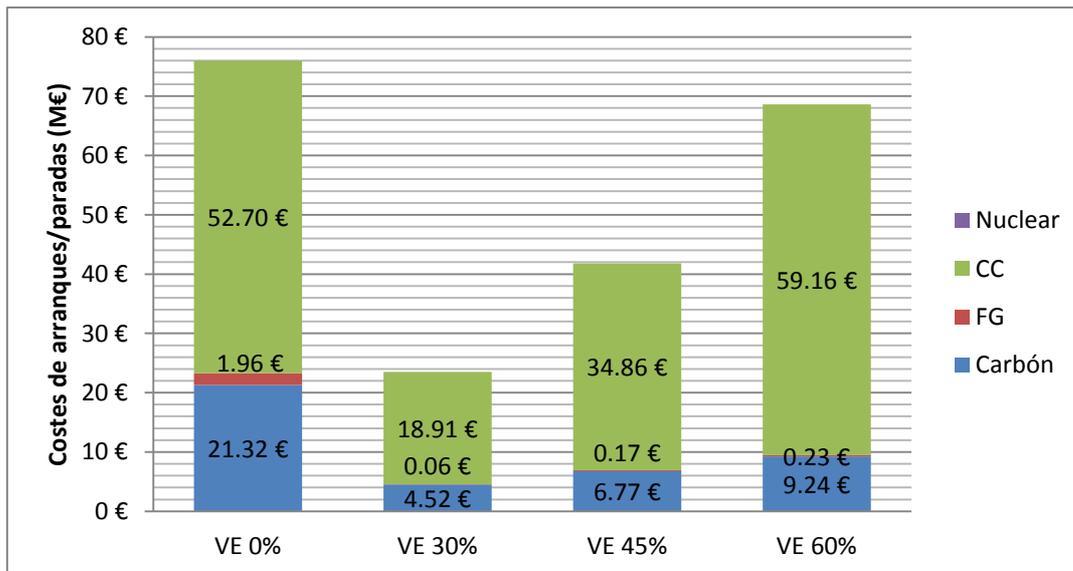


Figura 29: Costes de arranques y paradas para incrementos del nivel de penetración del VE

En la Figura 30 se muestra el volumen de reserva a subir proporcionada por cada tipo de unidad térmica. Al mantenerse la estrategia de reserva constante, en todos los escenarios se aporta el mismo volumen de reserva.

En general, la reserva la proporcionan unidades que ya están en funcionamiento, porque arrancar una unidad solamente para dar reserva resulta muy costoso. Si hay varias tecnologías disponibles para dar reserva a subir, la reserva la proporcionarán las unidades con menor coste variable que estén en disposición de darla. Las centrales de carbón son las unidades con menor coste variable (ya que las centrales nucleares no pueden dar reserva secundaria en este modelo ni en el sistema eléctrico español).

Se observa en la Figura 30 que la aportación de las centrales de carbón es mayor para la reserva a bajar que para la reserva a subir. La explicación es que las centrales de carbón suelen trabajar a niveles altos de producción (más cerca del límite de potencia máxima de cada unidad), lo que le da más margen para proporcionar reserva a bajar que reserva a subir. Sin embargo, con las centrales de ciclo combinado ocurre lo contrario, como sus costes variables son más altos tienden a trabajar con bajos niveles de generación, más próximos a la potencia mínima que pueden suministrar que a la máxima, lo que les permite tener más margen para proporcionar reserva a subir, y menos margen para proporcionar reserva a bajar.

En cuanto al razonamiento anterior, es evidente que el nivel de operación de las centrales de carbón (nivel de producción respecto al máximo) es mayor que el de las centrales de ciclo combinado. Esto se puede comprobar observando el volumen de energía generada por cada tipo de central y la potencia térmica total disponible de ese mismo tipo de central (por ejemplo, la potencia térmica disponible procedente de las unidades de carbón es del 26%, mientras que su aportación en volumen generado llega al 34.8% para el caso VE 30%). En cuanto a las unidades de ciclo combinado, la potencia térmica disponible de este tipo de unidades es del

56%, mientras que en los escenarios estudiados no supera el 22.47% del volumen de energía térmica generado en un año).

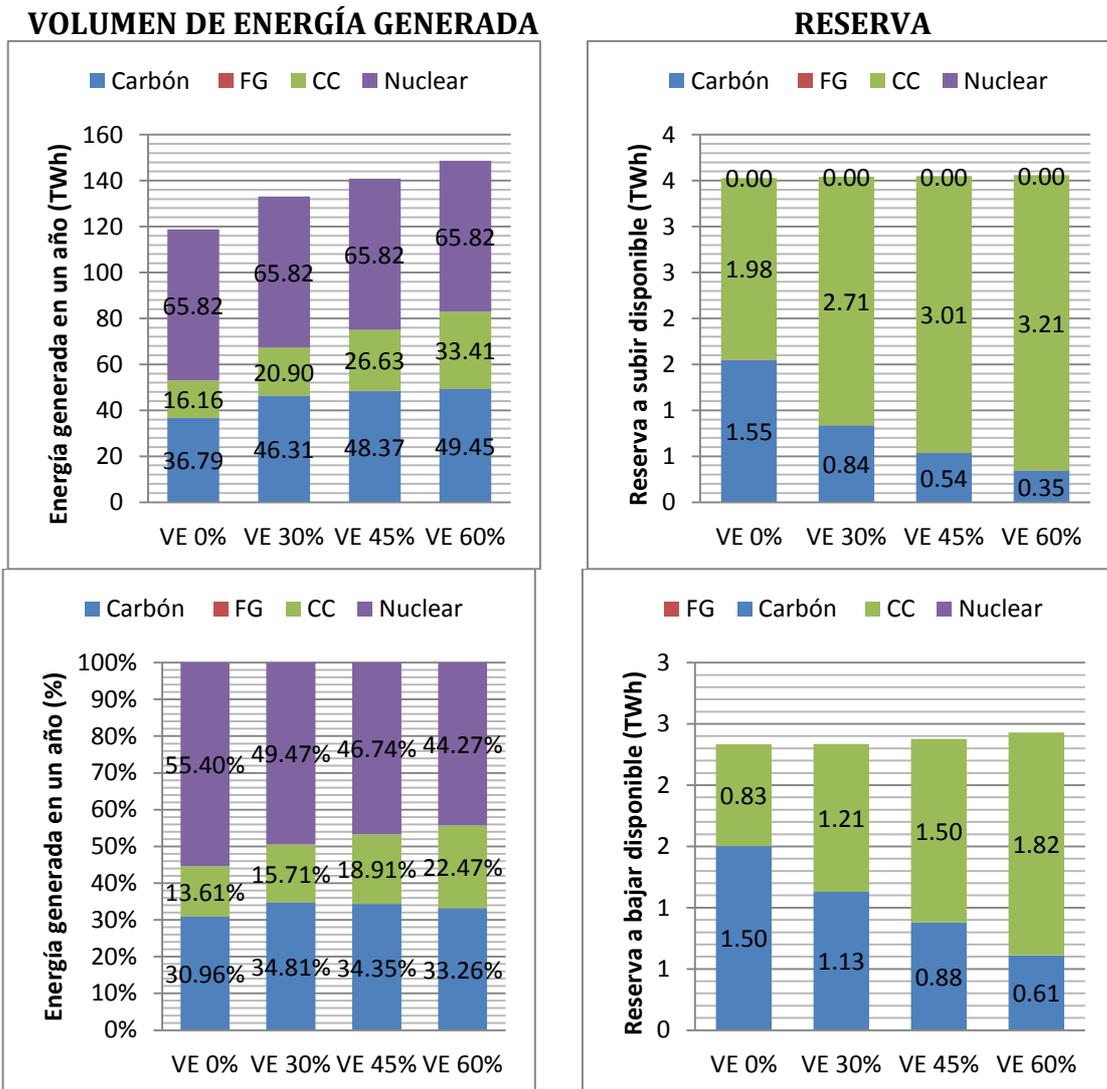


Figura 30: Volumen de reserva y energía generada por tecnología térmica para incrementos en el nivel de penetración del VE.

6.2.4 Emisiones de CO₂.

Por último, la Figura 31 muestra el nivel de emisiones para cada escenario. El nivel de emisiones de CO₂ es mayor cuanto mayor es el nivel de penetración del VE en el sistema, por el incremento del hueco térmico que provoca.

No obstante, no hay que olvidar que los incrementos en emisiones que muestran la Figura 31, son emisiones que se dan en lugares alejados de los centros de población, ya que provienen de unidades de térmicas. En los núcleos urbanos, la reducción de las emisiones debido al descenso de los vehículos de combustión es evidente, y por lo tanto, el aire de las zonas habitadas sería más limpio, con la reducción en los costes de externalidades (principalmente en salud) que ello conlleva.

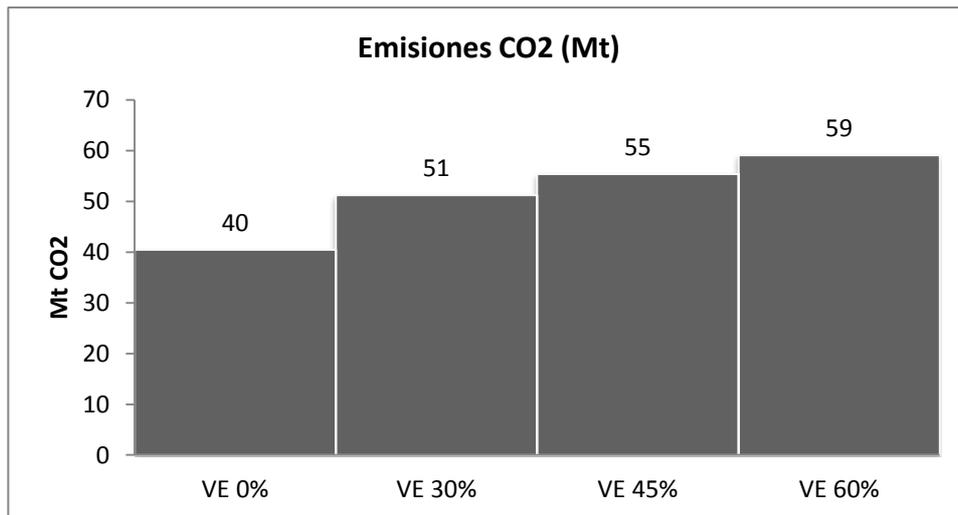


Figura 31: Emisiones de CO2 para incrementos en el nivel de penetración del VE.

6.2.5 Precio de la energía y de la reserva

El precio de la energía aumenta con el incremento del nivel de penetración del VE, como se ve en la Figura 32. Cuando aumenta el número de VE en el sistema, se generan mayores cantidades de energía para cubrir las necesidades de cada flota de VE, y ese incremento en el consumo se ve reflejado en el precio, que se incrementa cuanto mayor es la presencia del VE. Además, la mayor participación de unidades de ciclo combinado para cubrir el hueco térmico también favorece la subida de los precios

La curva de la monótona para VE al 0% desciende su valor a cero mucho antes que en los demás escenarios, lo que significa que la presencia del VE disminuye las horas en las que el precio de la energía es cero. El motivo se ha comentado anteriormente, y es que en un sistema en el que existe un medio de almacenamiento como es el VE, se puede aprovechar la energía excedente de las horas de baja demanda, evitando que haya vertidos en generación y que el precio de la energía se haga cero.

Por otro lado, la Figura 33 muestra los gráficos de cajas de los valores del precio de la energía para cada escenario de penetración del VE. Se vuelve a observar el efecto del VE en los valores de los precios, que tienden a concentrarse y a disminuir su variabilidad cuanto mayor es la presencia del VE, gracias a su capacidad de redistribución de la energía y aplanamiento de la curva de consumo. Además, con la presencia del VE en el sistema y su capacidad de generar se reduce el valor del precio máximo, que alcanza los 180 €/MW cuando para VE 0%. Esto es posible porque el VE devuelve energía al sistema en el momento de máxima demanda.

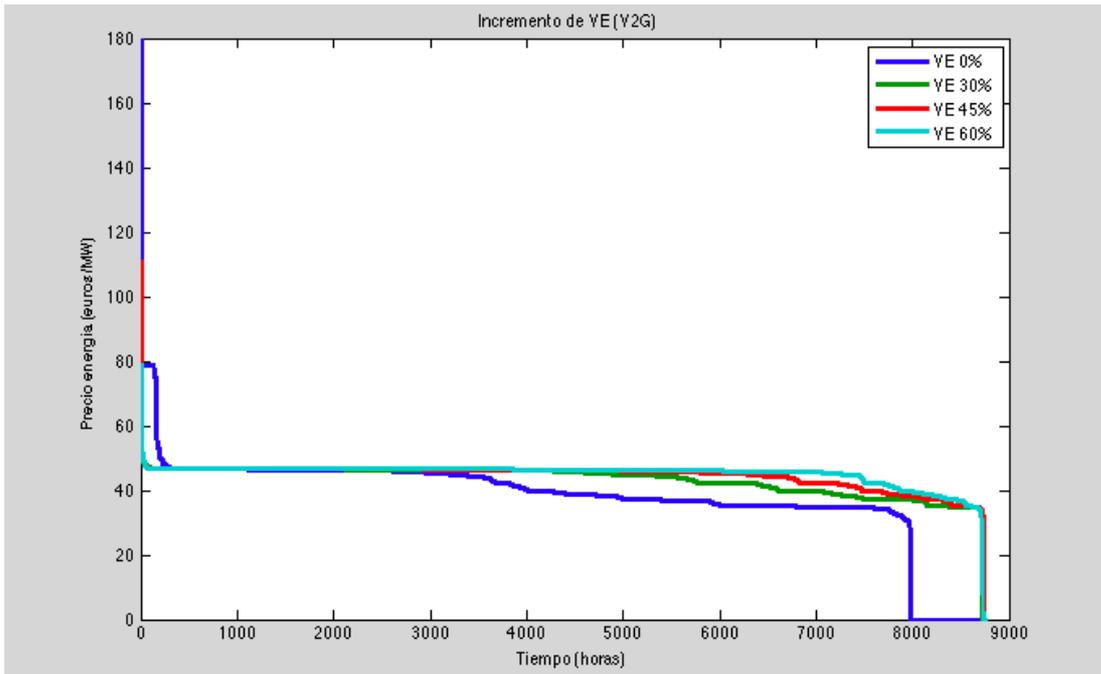


Figura 32: Monótona del precio de la energía para incrementos en penetración del VE.

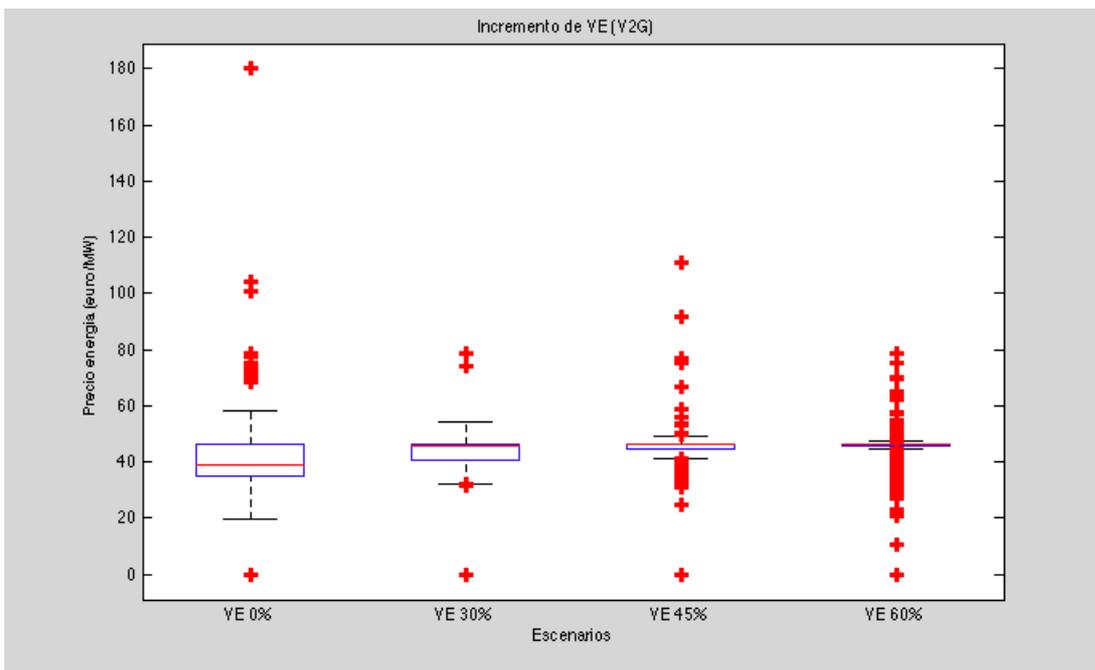


Figura 33: Gráfico de cajas del precio de la energía para incrementos en penetración del VE.

6.2.6 Costes de la reserva y de la generación de energía

Los valores pico de los costes horarios son mayores cuando no hay VE en el sistema, alcanzando los 5 M€/hora, como se puede ver en la Figura 34. Sin embargo, con el VE al 60% de penetración, no se superan los 3 M€/hora. Esto se

debe a que, igual que sucedía con los precios de la energía, la capacidad de generación del VE ayuda al sistema aportando reserva en los momentos de alta demanda.

Es importante destacar que el escenario de VE 0% supone un caso en el que se ha aumentado la capacidad de generación intermitente en 16 GW, sin añadir VE para que facilite su integración. Es por ello, que en la Figura 35, que muestra los costes de la energía durante una semana, el coste para el caso VE 0% tenga con frecuencia horas de coste cero, debido a los excesos de la eólica por la noche cuando la demanda es baja. El VE eléctrico ayuda a la integración de la generación intermitente, y como se ve en los perfiles de los costes de los demás escenarios, la presencia del VE redistribuye la energía reduciendo el número de horas con coste cero.

En la Figura 36 se aprecia como el VE disminuye la variabilidad de los costes horarios, gracias al aplanamiento del consumo que provoca distribuyendo la energía.

En las monótonas de la Figura 34, se observa que el incremento de los costes es mayor cuando aumenta la penetración de 0 a 30%, que de 30% a 60%. Por lo tanto, los incrementos marginales de VE conllevan cada vez un aumento menor de los costes horarios de la energía. Esto se puede observar también en la Tabla 14, en la que se calculan los incrementos de costes y volúmenes que suponen el incremento en penetración del VE. Se llega a la conclusión de que el aumento del número de VE provoca incrementos constantes en el consumo de energía (introducir 6,680,000 de VEs (30% VE) conlleva un aumento del consumo de un 6% aproximadamente). Sin embargo, como se había comentado, el incremento en los costes de la energía es menor cuanto mayor es la presencia del VE en el sistema. Se podría decir que existe un efecto choque al introducir los VE en el sistema, ya que el primer 30% de VE incrementa los costes en un 20% (introducir 6,680,000 VEs), mientras que añadir otro 30% de VE (otros 6,680,000 VEs, 60% de penetración) solo incrementa los costes en un 13.8%. Este denominado efecto choque del VE tiene que ver con el volumen de energía generada del VE. Como se vio en la Figura 24, cuanto mayor es la penetración del VE mayor es la aportación del VE en generación o redistribución de la energía (pasa del 1.42% del volumen total de generación al 2.47% para el escenario de mayor penetración). Por lo tanto, VE aumenta su aportación respecto al total, a pesar del aumento del hueco térmico. Esta mayor participación del VE para el nivel de penetración provoca que el coste marginal de aumentar el número de VEs en el sistema sea cada vez menor. Por otra parte, el efecto choque del VE es importante a la hora de medir la rentabilidad de inversión en una tecnología, ya que puede suponer que la inversión solamente sea rentable si es superior a cierto nivel de penetración.

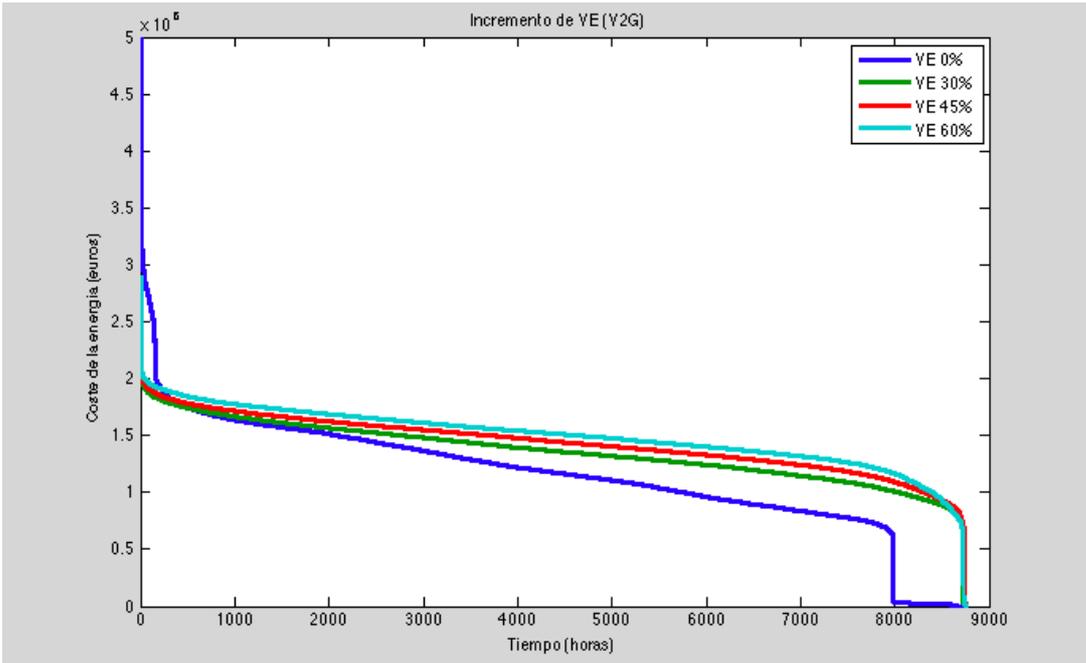


Figura 34: Monótonas de los costes horarios para incrementos del nivel de penetración del VE.

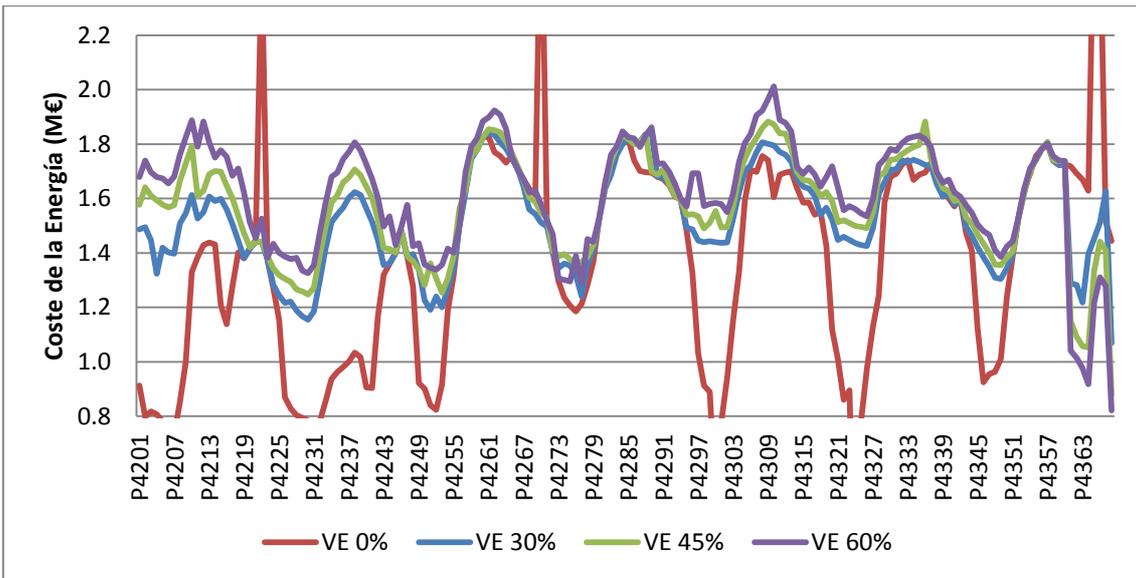


Figura 35: Análisis semanal de los costes horarios de la energía, para incrementos en penetración del VE.

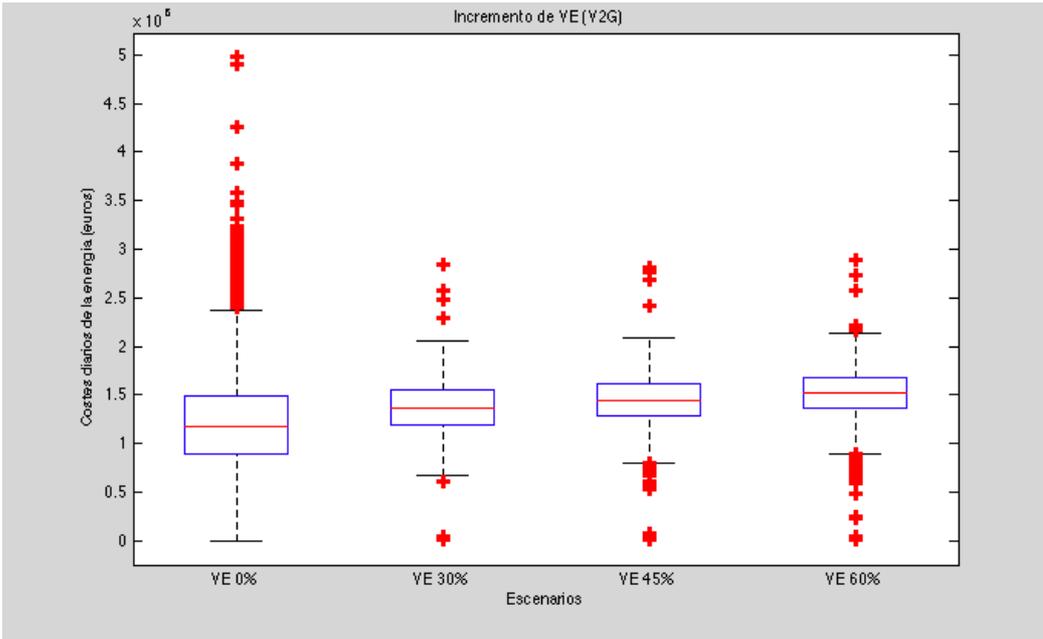


Figura 36: Gráfico de cajas de los valores de los costes horarios para incrementos del nivel de penetración del VE.

Tabla 14: Incrementos en costes y volumen de energía para los niveles de penetración del VE.

Escenarios	Incremento de costes de la energía eléctrica	Incremento de consumo de energía
VE 0%	0.0%	0.0%
VE 30%	20.0%	6.2%
VE 45%	27.5%	9.2%
VE 60%	33.8%	12.3%

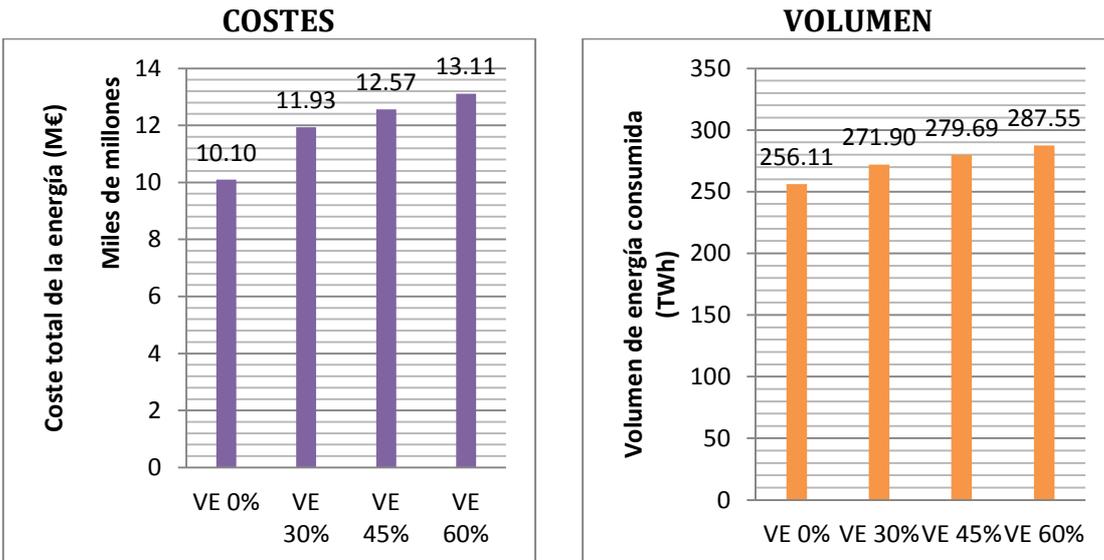


Figura 37: Coste vs Volumen para incrementos del nivel de penetración del VE.

6.3 Análisis de los efectos de las distintas estrategias de carga del VE

En este apartado se analizan resultados obtenidos de utilizar las distintas estrategias de carga disponibles. El objetivo es ver cómo afecta a cada una de las variables estudiadas el que el VE utilice una estrategia u otra, y se espera poder concluir cuál de las estrategias resulta más económica y más beneficiosa para la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico. También es interesante averiguar si la estrategia de carga utilizada afecta al despacho de las unidades térmicas, para conocer la importancia de escoger una estrategia de carga adecuada en cada escenario.

En los escenarios a simular se ha establecido un nivel fijo de penetración del VE del 60%. Se ha elegido un nivel elevado de penetración, con la idea de que en los resultados se refleje con mayor claridad las diferencias que ocasiona cada estrategia en el sistema. Además, la capacidad de generación solar se ha fijado en 12.14 GW y la capacidad de generación eólica en 30.09 GW, lo que supone un incremento de 8 GW de ambas tecnologías respecto al caso base (Solar x3 y Eólica x1.37).

6.3.1 Volumen de energía y reserva por tecnología

Volumen de reserva por tecnología

Una de las variables que más se ven afectadas por la estrategia de carga es el volumen de reserva secundaria por tecnología. No hay diferencias de volumen de reserva entre las estrategias V2G y OPTC. Sin embargo, para la estrategia V2GR sí hay diferencias notables.

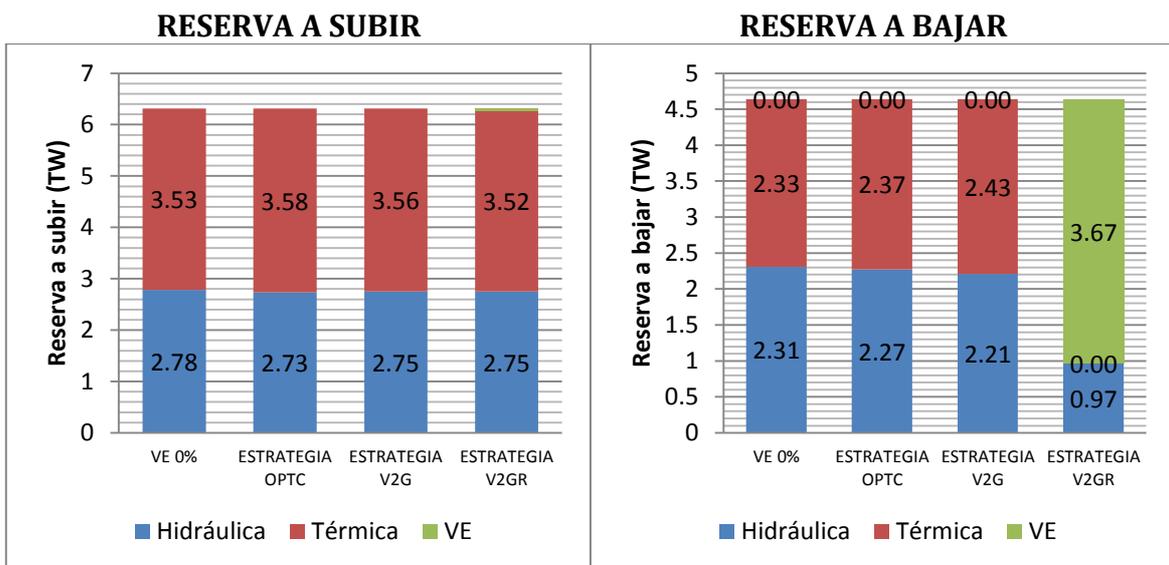
En primer lugar, el VE no colabora en la reserva a subir (aporta cantidades muy pequeñas que no se aprecian en la escala del gráfico, ver Figura 25). Por el contrario, las aportaciones del VE para la reserva a bajar son bastante considerables, suministrando el 79.16% de la reserva a bajar total durante el año en el que se realiza la simulación. El VE desplaza a la térmica y a la hidráulica, que pasan de proporcionar en torno al 51% y 49% de la reserva a bajar a proporcionar el 0.02% y el 20.82%, respectivamente. Prácticamente las unidades térmicas dejan de dar reserva a bajar en su totalidad.

A la vista de estos resultados, se plantean dos cuestiones: ¿Por qué el VE tiene una aportación tan importante para la reserva a bajar, y no para la reserva a subir? Y ¿Por qué las unidades térmicas dejan de dar reserva a bajar, antes incluso que las unidades hidráulicas?

El VE tiene la posibilidad de proporcionar reserva a subir y a bajar, pero la reserva a subir supone un gasto adicional de energía para las baterías de los vehículos, mientras que proporcionando reserva a bajar la batería supone reducir la generación del VE, por lo que la batería del vehículo devuelve menos energía a la red y se mantendría con un mayor nivel de carga que si no diera la reserva a bajar.

Se ha mencionado ya en otras ocasiones que el VE está sometido a restricciones que le obligan a cargar su batería por encima del 80% del máximo de su capacidad antes de circular, y no puede quedarse sin batería en el trayecto programado. Como se ha visto en el proceso de puesta a punto, no es difícil que una flota genere déficits en energía cuando circula, y por esa razón es de vital importancia cuidar las características de los VE (como la capacidad de las baterías de cada flota, el porcentaje de batería cargada antes de la desconexión, etc.) para evitar proponer escenarios en los que el VE no pueda funcionar con normalidad, y aparezcan infactibilidades en GAMS. Por lo tanto, la prioridad del VE es poder realizar sus trayectos, y luego colaborar en lo que pueda distribuyendo la energía generando y dando reserva para reducir los costes. Está claro que al VE le compensa dar reserva a bajar antes que a subir, porque es una forma de colaborar en el sistema y a la vez reducir la descarga de las baterías.

Sin embargo, las unidades térmicas e hidráulicas también se benefician cuando proporcionan reserva a bajar, especialmente las primeras. Los VE y las unidades hidráulicas tienen coste variable cero, pero los costes variables de las unidades térmicas permiten reducir los costes del sistema cuando las unidades térmicas dan reserva a bajar, ya que disminuyen su nivel de operación. Sin embargo, utilizando la estrategia V2GR la hidráulica es la tecnología que cubre las necesidades de reserva a bajar restantes. La hipótesis que se plantea es la siguiente: el único motivo por el cual las unidades térmicas no den reserva a bajar es porque para la estrategia V2GR están funcionando con niveles de operación bajos. Es decir, la mayoría de las unidades están trabajando cerca del nivel de potencia mínima que pueden suministrar antes de la parada, y es por ello por lo que no tienen margen para dar reserva a bajar. Entonces para el escenario con estrategia V2GR se realiza un despacho de forma que si la térmica diera reserva a bajar, se tendrían que parar varias unidades, y por los costes fijos que esto supone sale más rentable que otras tecnologías den la reserva a bajar.



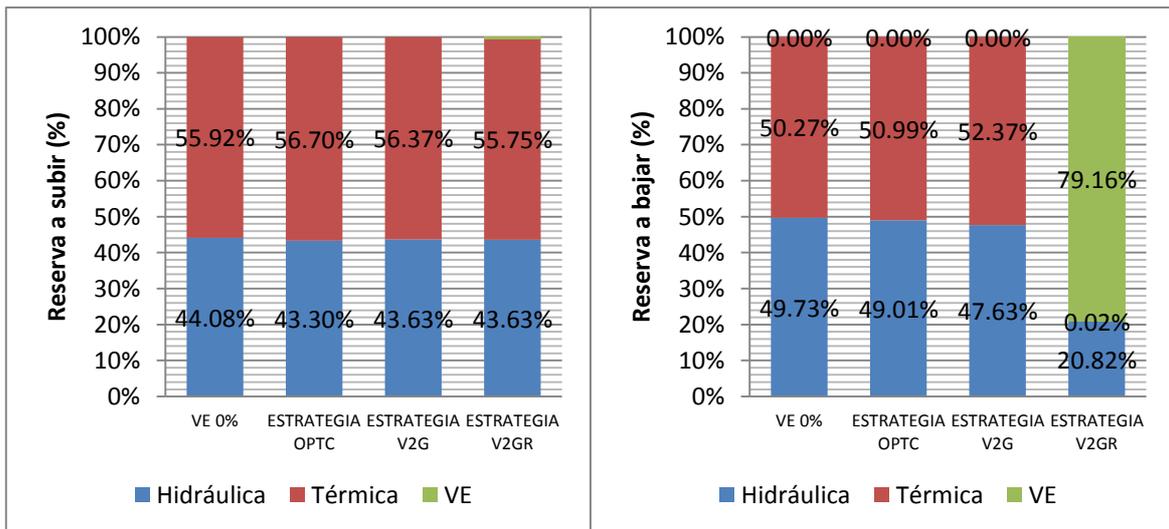


Figura 38: Reserva secundaria total en un año para las distintas estrategias de carga del VE.

Volumen de energía

En la Figura 39, se muestra el volumen de energía consumida a lo largo de una semana. Las estrategias V2G y OPTC tienden a generar más picos en el perfil de la curva, que relacionados con cargas rápidas que se ven obligados a realizar los VE antes de la desconexión, para cumplir con las restricciones durante la circulación.

En cuanto al despacho de la generación por tecnologías, en la Figura 40 se observa que el VE no llega a proporcionar más del 3% de la energía total generada a lo largo de un año. Además, la aportación en generación del VE es mayor para la estrategia V2GR, que en la V2G, aportando un 2.47% de la energía total. Por lo tanto, el VE puede generar un volumen mayor de energía cuando proporciona reserva a bajar. Esto se debe a que la aportación del VE en reserva a bajar permite un ahorro energético a la batería cuando se carga o genera (igual que ocurre con las unidades térmicas), y esto permite al VE redistribuir posteriormente un mayor volumen de energía en el sistema en generación.

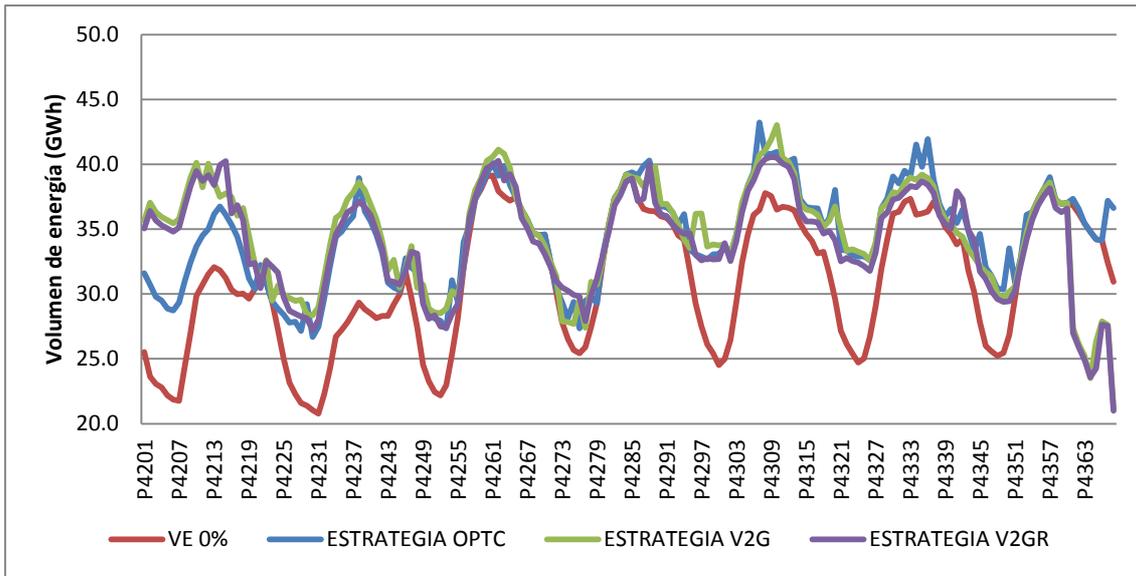


Figura 39: Análisis semanal del volumen de energía consumida durante una semana, para las distintas estrategias de carga del VE.

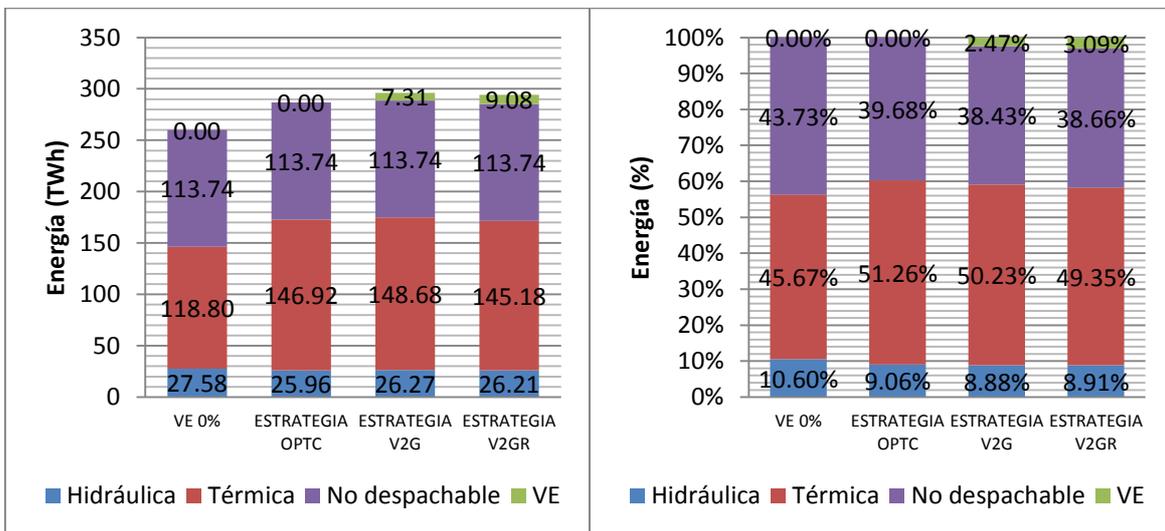


Figura 40: Volumen de energía generado durante un año para las distintas estrategias de carga del VE.

6.3.2 Análisis del despacho de las unidades térmicas

6.3.2.1 Arranques y paradas de las unidades térmicas y volumen de energía generada y de reserva secundaria

En el despacho de las unidades térmicas es donde más diferencias se aprecian entre las distintas estrategias de carga.

En primer lugar, la estrategia de carga OPTC reduce considerablemente el número de arranques y paradas de las unidades, haciendo 348 arranques en un año. Más del triple de arranques se realizan para la estrategia V2G, llegando a 1,133 arranques en un año, mientras que la estrategia V2GR los reduce a 916 arranques.

Esto repercute directamente en los costes de arranques y paradas, y como puede observar en la Figura 43, la estrategia V2G genera 68.63 M€ en arranques, un 216% mayor que los costes de arranques y paradas de la estrategia OPTC, cuyo despacho de las térmicas ocasiona un coste de 21.71 M€.

Para estudiar a que tecnología pertenecen los arranques, en la Figura 42 se muestra que en la estrategia OPTC la mayoría de los arranques los realizan centrales de ciclo combinado (el 83%). Las centrales de carbón realizan únicamente el 12% de los arranques. Sin embargo, en la Figura 44, se observa que las centrales de carbón es la tecnología que mayor aportación tiene en generación (por detrás de la nuclear) generando el 33% de la energía térmica, por encima de las centrales de ciclo combinado, que generan el 21% de la energía total térmica. Por lo tanto, se concluye que las unidades con mayor aportación en generación, son las que menos interrupciones sufren. La explicación de este reparto de generación e interrupciones es la siguiente. Como para la estrategia OPTC las interrupciones son poco frecuentes y los periodos de operación de las unidades térmicas son largos y rara vez son interrumpidos, es rentable funcionar con unidades con costes variables bajos, y sacar del sistema las unidades con costes variables más altos siempre que hay una interrupción, por eso el ciclo combinado genera menos y sufre más interrupciones que las centrales de carbón.

Lo contrario sucede con las estrategias V2G y V2GR, en el que los periodos de operación de las unidades térmicas tienden a ser más cortos por el mayor número de arranques y paradas. Las centrales de carbón tienden a interrumpir su operación con más frecuencia porque ante paradas cortas es más importante que los costes fijos sean bajos, como se ha mencionado ya en alguna ocasión.

En conclusión, la estrategia de despacho de las unidades térmicas es distinta para las estrategias V2G o V2GR y para la OPTC, lo que resalta la importancia de la estrategia que usa el VE al integrarse en el sistema.

En el volumen de energía proporcionado por cada tecnología no se aprecian diferencias considerables de una estrategia de carga a otra. Observando la Figura 44, la aportación de las centrales nucleares es entorno al 45%, la aportación del 22% es de las centrales de ciclo combinado y un 33% de las centrales de carbón.

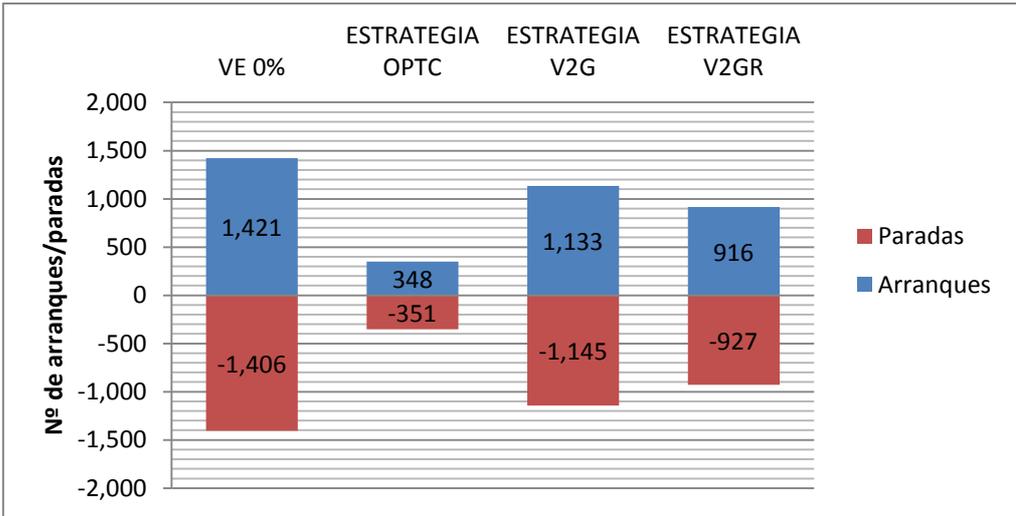


Figura 41: Número absoluto de arranques y paradas para las distintas estrategias de carga del VE.

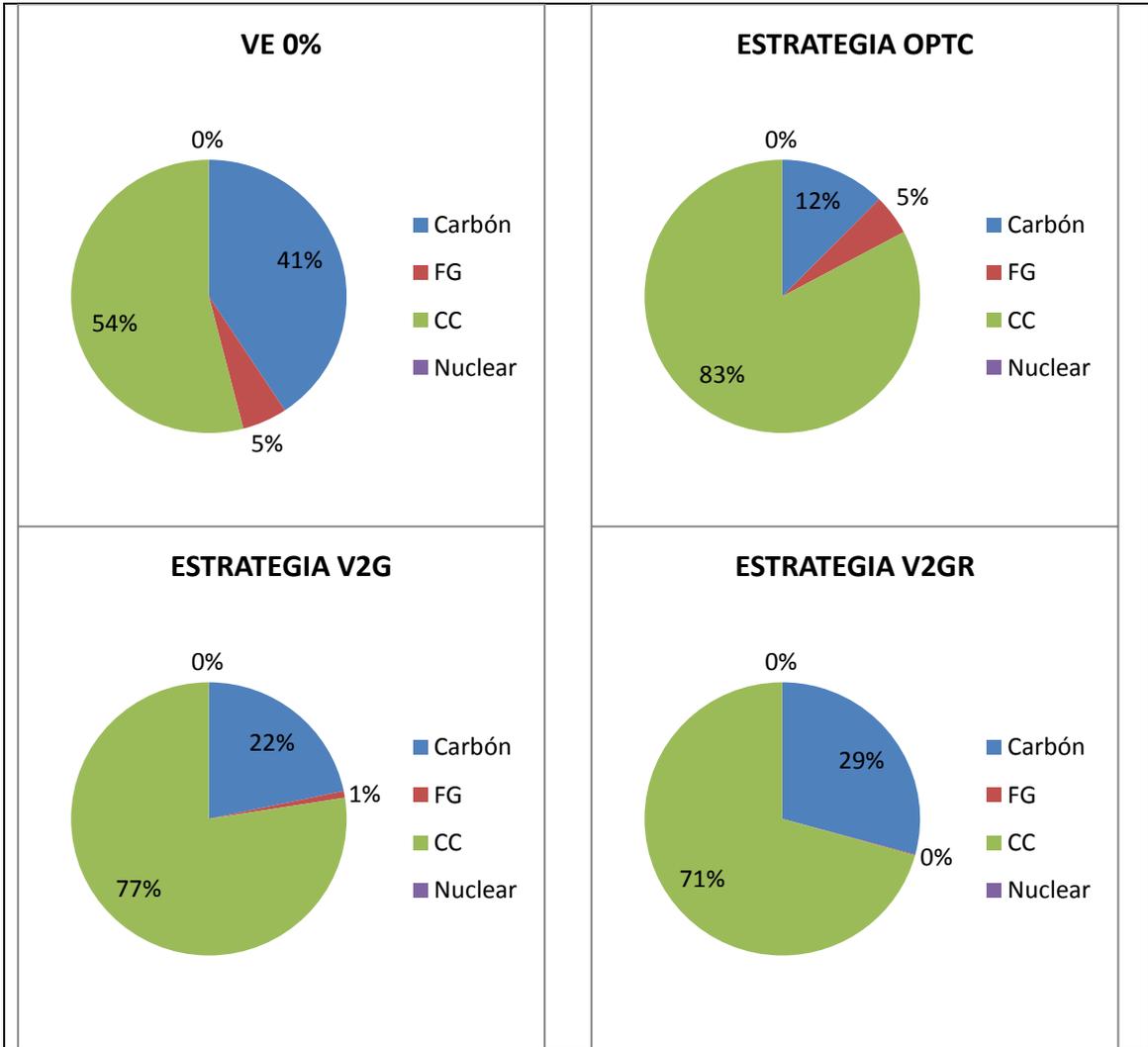


Figura 42: Reparto de los arranques por tecnología térmica para las distintas estrategias de carga del VE.

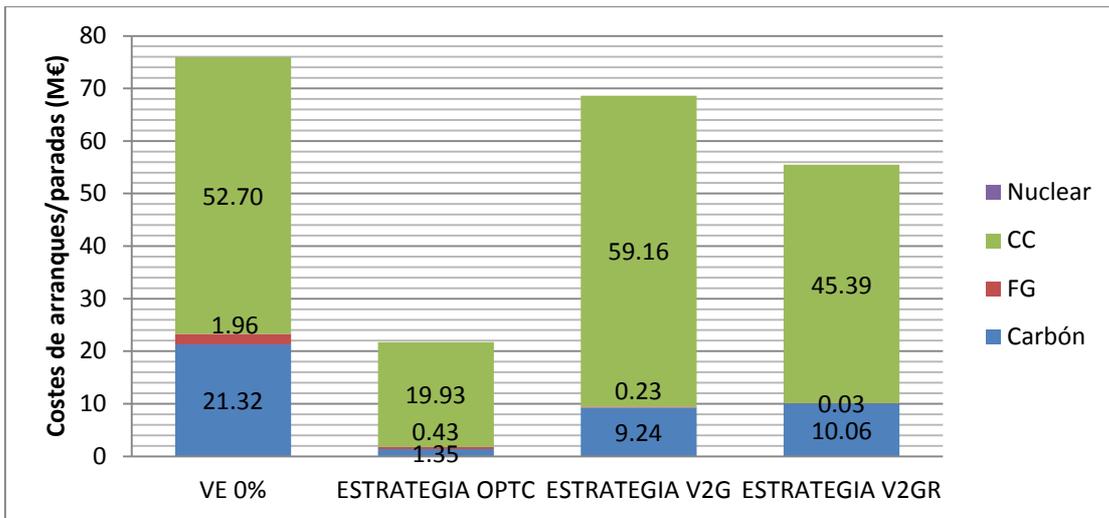


Figura 43: Costes de arranques y paradas para las distintas estrategias de carga del VE.

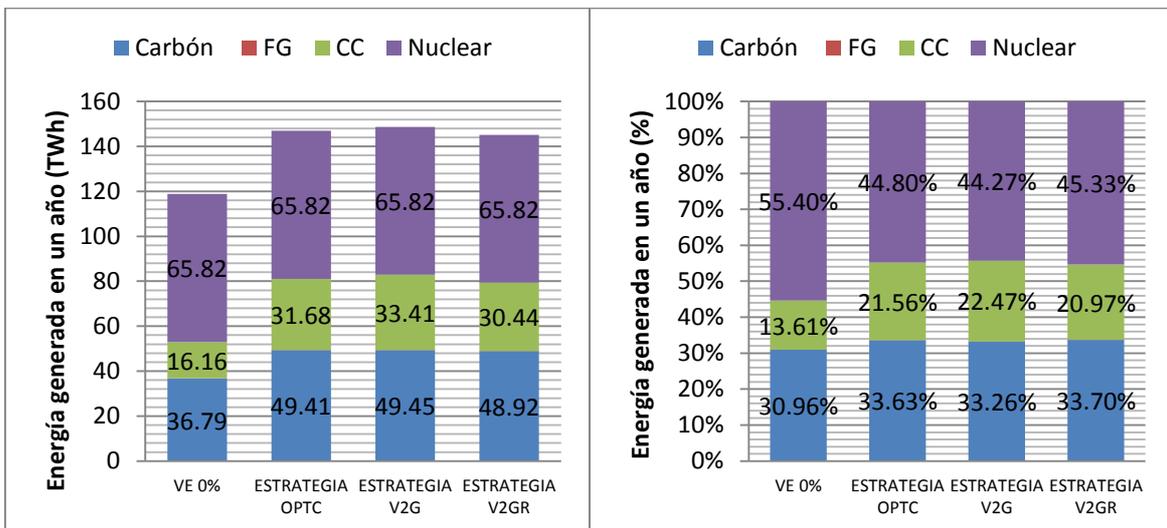


Figura 44: Energía térmica generada durante un año para las distintas estrategias de carga del VE.

6.3.2.2 Emisiones de CO2 de las unidades térmicas

Las emisiones de CO2 están directamente relacionadas con el volumen de energía generado en cada escenario. Para la estrategia V2GR se obtienen el nivel de emisiones más bajo, ya que el hueco térmico para esta estrategia es ligeramente menor, gracias a la aportación del VE en reserva y generación.

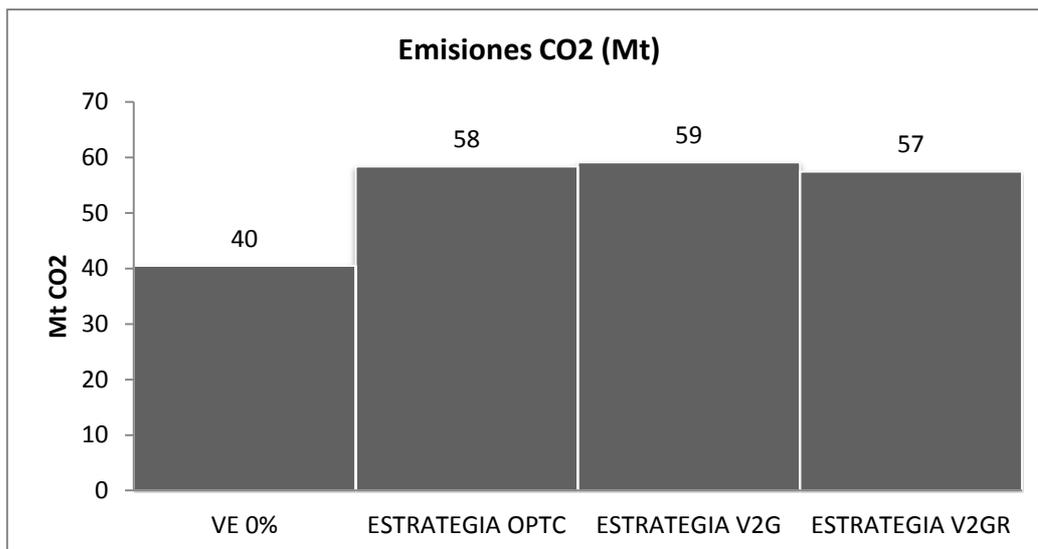


Figura 45: Emisiones de CO2 para las distintas estrategias de carga del VE.

6.3.3 SOC agregado de los vehículos eléctricos

El SOC de una flota es el porcentaje de batería cargada de una flota de vehículos, respecto a la máxima capacidad de la batería de esa flota. El SOC agregado es la suma del nivel de energía de las baterías de cada flota en una hora determinada, dividido entre la suma de la capacidad máxima de cada batería de cada flota. El SOC de una flota permite saber el nivel de carga de su batería a lo largo del tiempo, para saber en qué momentos carga, genera, da reserva o consume por circular, y cuanto se carga o descarga. El SOC agregado permite hacerse una idea general de cuál es la tendencia de las flotas del VE en cada hora, es decir, si la mayoría se encuentran cargando las baterías, o descargándolas (porque estén circulando o devolviendo energía al sistema). Estudiar el SOC agregado para cada estrategia de carga puede mostrar como varía el comportamiento de los VE en función de la estrategia. Además, puede proporcionar indicios de cómo se están realizando los despachos de las demás tecnologías, ya que no hay que olvidar que el comportamiento del VE afecta sin lugar a duda en los resultados y en la manera de operar y despachar las demás unidades de generación.

Ecuación 42: Cálculo del SOC agregado

$$SOC_{p,v}^{agregado} = \frac{\sum_v \rho_{v,p}}{\sum_v E_v^{max}}$$

En la Figura 46 se representa el SOC agregado durante dos semanas. Se demuestra que el SOC tiene valores similares para todas las estrategias de carga. Sin embargo, para la estrategia de V2GR la batería tiende a descargarse más que para el resto de estrategias, alcanzando SOC agregado mínimo cercano al 40%. Teniendo en cuenta que el VE necesita estar cargado por encima del 80% para poder circular, un nivel agregado de batería del 40% es bastante bajo.

Por lo tanto, según los resultados, la estrategia V2GR es la estrategia más exigente en cuanto a la utilización del VE para aprovechar las baterías a la hora de redistribuir la energía. Además, el proceso de puesta a punto del modelo de UC se comprobaba que para la estrategia de carga V2GR se producían más déficits que para el resto de estrategias, lo que es una muestra de que la batería se carga y descarga en mayor medida para proporcionar además de generación reserva al sistema.

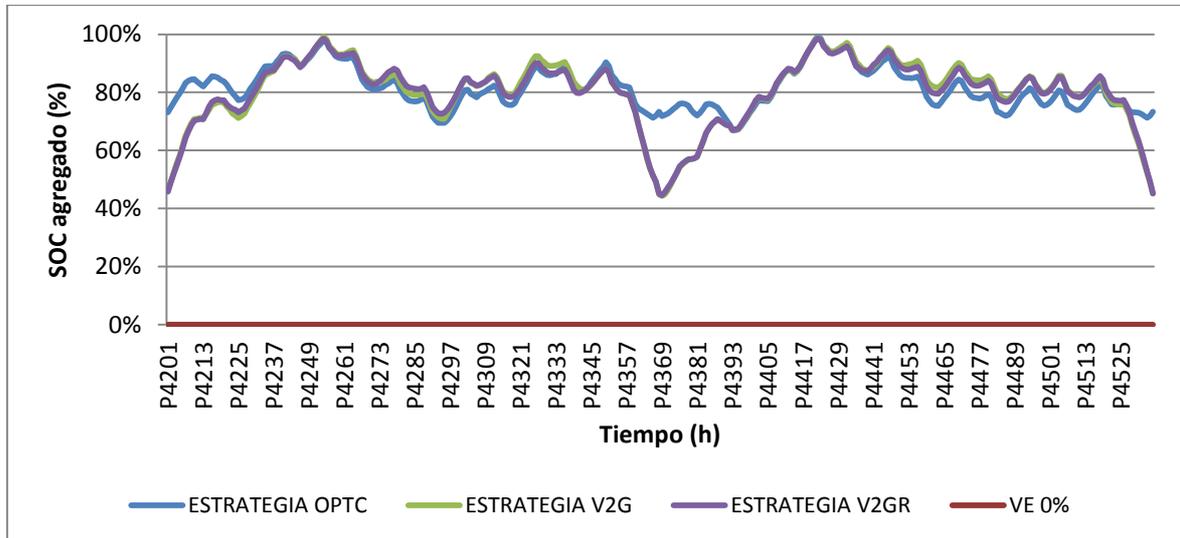


Figura 46: SOC agregado del VE durante dos semanas para las distintas estrategias de carga

6.3.4 Precio de la reserva secundaria

Precio de la reserva secundaria

Entre las distintas estrategias de carga, la V2GR es la que proporciona precios de la reserva más bajos, consecuencia de la aportación del VE a la reserva secundaria. Además, esto provoca que la monótona sea cero durante un intervalo extenso de horas, lo que significa que el VE interviene de manera notable en el precio de la reserva, evitando que otras tecnologías con costes variables sean las que fijen el precio de la reserva. Esto se aprecia en la Figura 47 y Figura 48.

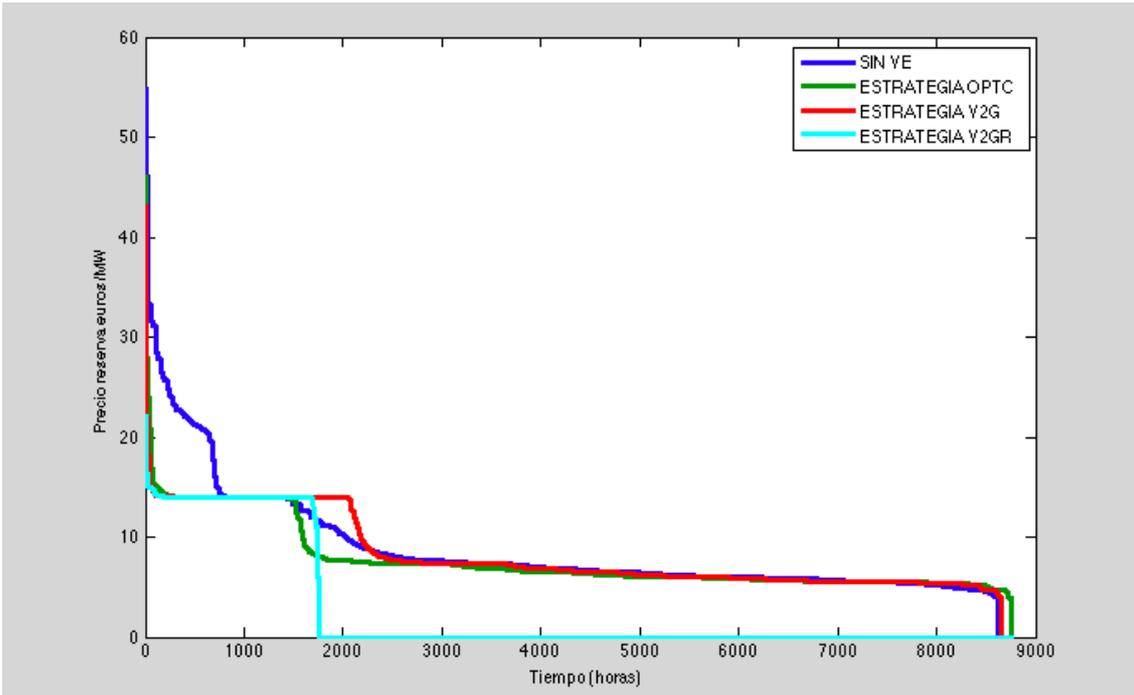


Figura 47: Monótonas del precio de la reserva para las distintas estrategias de carga del VE.

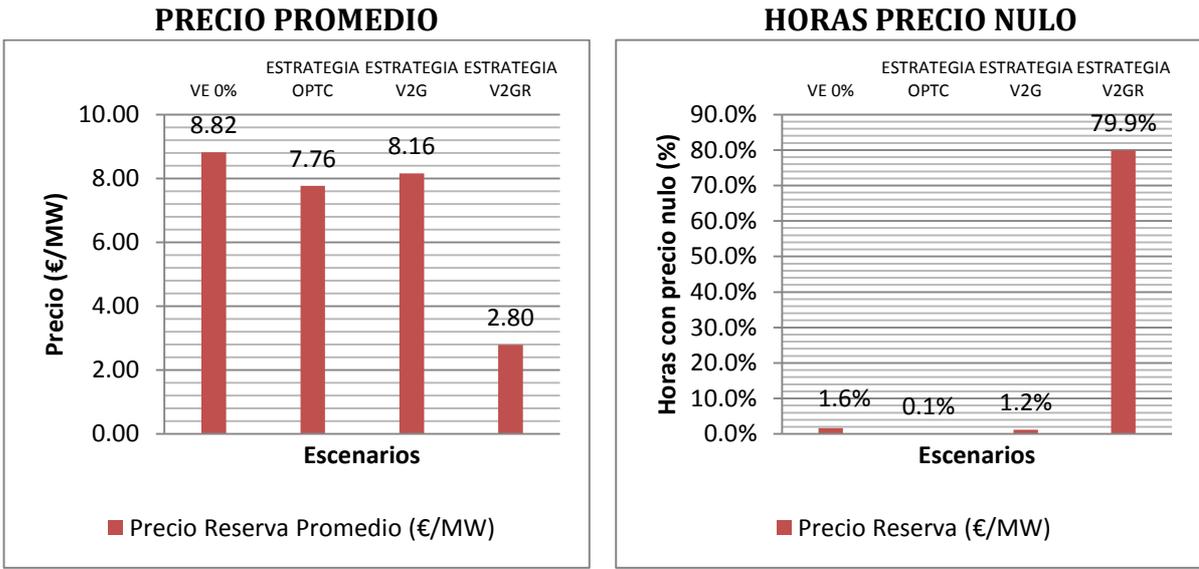


Figura 48: Precio promedio de la resera para las distintas estrategias de carga del VE.

6.3.5 Costes de la energía

Costes horarios de la energía

Entre las distintas estrategias de carga, la estrategia V2GR crea un perfil de costes más continuo y menos variable. En cambio las estrategias OPTC y V2G tienden a ocasionar pequeños incrementos en forma de picos en el perfil de los costes, en la Figura 49. Que el perfil de costes sea más continuo se debe a que los precios son menos variables para la estrategia V2GR. Las posibilidades de actuación del VE

utilizando esta estrategia son mayores y eso permite que los costes sean menos variables y menores.

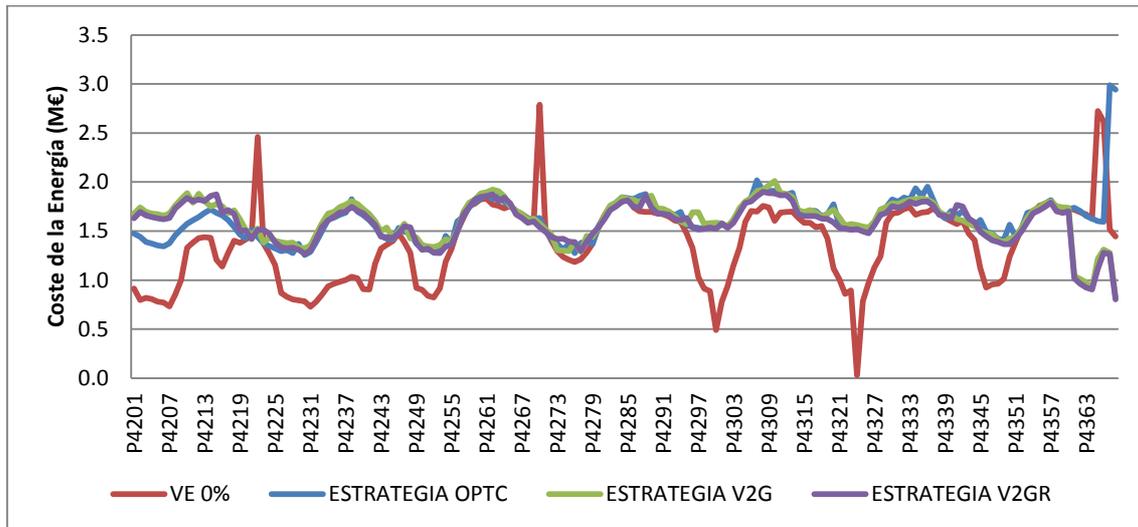


Figura 49: Análisis semanal de los costes horarios para las diferentes estrategias de carga.

La elección de la estrategia de carga puede suponer una variación de los costes de hasta el 2.9% (para los escenarios simulados). Al final de este análisis y tras conocer todas las variables que sufren cambios relevantes por las estrategias de carga, se puede concluir lo siguiente:

A pesar de los costes de arranques/paradas de las estrategias más complejas, estos no suelen superar el 0.5% del peso del coste total de la energía eléctrica generada a lo largo de un año, por lo que no son determinantes a la hora de medir la rentabilidad económica de cada estrategia, aunque sí lo son para conocer cómo se realizan los despachos de las unidades térmicas.

En el coste final de la electricidad, son más determinantes los costes variables de las unidades que los costes de arranques/paradas. Sin tener en cuenta las unidades de fuel gas, que apenas aportan en generación, las unidades con costes variables más altos son en su mayoría las centrales de ciclo combinado. La estrategia en la que menos volumen de energía generan las unidades de ciclo combinado es la V2GR, con 30.44 TWh en un año, que es la estrategia con menores costes en un año (12,740 M€). La segunda estrategia en la que menos volumen genera el ciclo combinado es la OPTC, con 31.68 TWh, y un coste total de la electricidad de 12,950 M€ en un año. Por último, la estrategia V2G, la que realiza un despacho con mayores costes, genera 33.41 TWh procedentes del ciclo combinado, y con unos costes totales de la electricidad en un año de 13,110 M€.

COSTES ENERGÍA

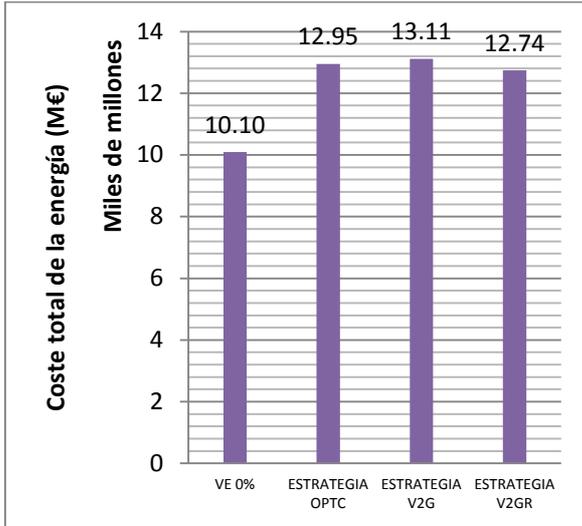


Figura 50: Coste de la energía para las distintas estrategias de carga.

6.4 Modelo de Costes Beneficios: Estudio de la rentabilidad de los escenarios de inversión analizados

En los anteriores apartados, se ha realizado un estudio de cómo afectan a las distintas variables del sistema eléctrico el incremento de penetración de la energía solar, energía eólica y el VE, haciendo un estudio comparativo de tres de las cuatro estrategias de carga disponibles. Se ha realizado un análisis de los efectos en el despacho de las unidades térmicas, en los costes y en los volúmenes de energía y reserva, para averiguar si cada una de las tecnologías favorece o no un despacho eficiente del sistema, y si el aumento de alguna de las tecnologías pone en riesgo la estabilidad del sistema. En todos los escenarios se ha incrementado de manera combinada todas las tecnologías, pero se variaba el nivel de una de ellas únicamente, para analizar la sensibilidad de los resultados antes la penetración de cada tecnología. Ahora se pretende hacer una valoración económica más completa de los escenarios. Se utiliza como referencia el caso base, en el que el nivel de capacidad de generación solar y eólica es la establecida en el año 2011, sin la presencia del VE. A partir de este escenario, se mide la variación en costes que supone la inversión en cada tecnología. De esta manera se pretende valorar que tecnologías son más rentables, y descubrir cuáles de ellas no lo son. Para calcular la variación de costes respecto al caso base, se utiliza información obtenida a través de procesos de investigación, a partir de los cuales se formó el modelo de coste y beneficios que se va a utilizar en este apartado.

En cada apartado se muestra una tabla con los incrementos en costes que supone cada escenario. Como los costes debido al impacto del VE en la salud son determinantes a la hora de medir la rentabilidad de cada escenario, se han calculado dos variaciones de costes distintas: una de ellas contabilizando el impacto en salud y la otra sin contabilizar el impacto en salud del VE.

6.4.1 Inversión en energía solar y eólica

Tabla 15: Variación de los costes en función de los incrementos en energía solar y eólica, para un nivel de penetración del VE de 45% y estrategia de carga V2G

Escenarios	Incremento Capacidad Solar (MW)	Incremento Capacidad Eólica (MW)	Inversión en energía solar (M€/año)	Inversión en energía eólica (M€/año)	COSTE DE INVERSIÓN TOTAL (M€/año)	Incremento neto de los costes (sin el impacto en salud) (M€)	Incremento neto de los costes (con el impacto en salud) (M€)
Caso Base	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar x1 + Eólica x1 + VE 45% (V2G)	0.00	0.00	0.00	0.00	16,367.07	8,916.39	-38,717.15
Solar x3 + Eólica x1 + VE 45% (V2G)	8,094.00	0.00	1,011.75	0.00	17,378.82	9,569.73	-38,063.81
Solar x5 + Eólica x1 + VE 45% (V2G)	16,188.00	0.00	2,023.50	0.00	18,390.57	9,989.24	-37,644.30
Solar x7 + Eólica x1 + VE 45% (V2G)	24,282.00	0.00	3,035.25	0.00	19,402.32	10,065.64	-37,567.89
Eólica x1.37 + Solar x1 + VE 45% (V2G)	0.00	8,140.00	0.00	610.50	16,977.57	9,096.60	-38,536.93
Eólica x1.74 + Solar x1 + VE 45% (V2G)	0.00	16,280.00	0.00	1,221.00	17,588.07	8,943.08	-38,690.45
Eólica x2.10 + Solar x1 + VE 45% (V2G)	0.00	24,200.00	0.00	1,815.00	18,182.07	8,488.69	-39,144.85

En la tabla anterior se muestra la variación de costes respecto al caso base para incrementos en energía solar y eólica. Los escenarios son los mismos que los estudiados en el apartado 6.1. Por tanto, los incrementos en solar y eólica son los mismos en capacidad. El porcentaje de penetración del VE está fijado a 45% en todos los escenarios, y la estrategia de carga utilizada es la V2G.

En las siguientes gráficas se representan los beneficios que se producen en cada escenario. Se está estudiando la calidad de inversión en solar y eólica en un

escenario hipotético en el que el 45% de la flota de automóviles está constituida por VE. Hay dos formas de interpretar los resultados.

La primera forma de analizar los resultados consiste en considerar que se parte de un escenario en el que la inversión en VE ya se ha realizado, y por lo tanto, solamente se busca averiguar la rentabilidad de inversión en eólica o solar. Por lo tanto, hay presente un nivel de penetración del 45%, y se quiere averiguar la rentabilidad de la energía solar y la eólica por separado:

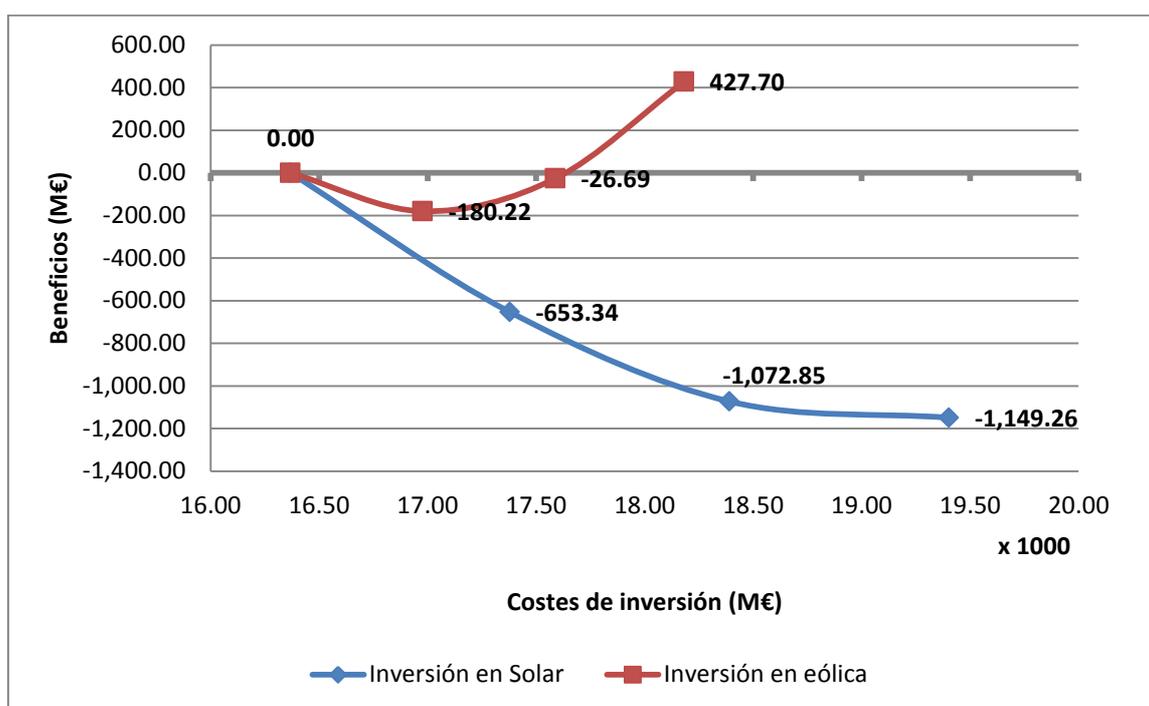
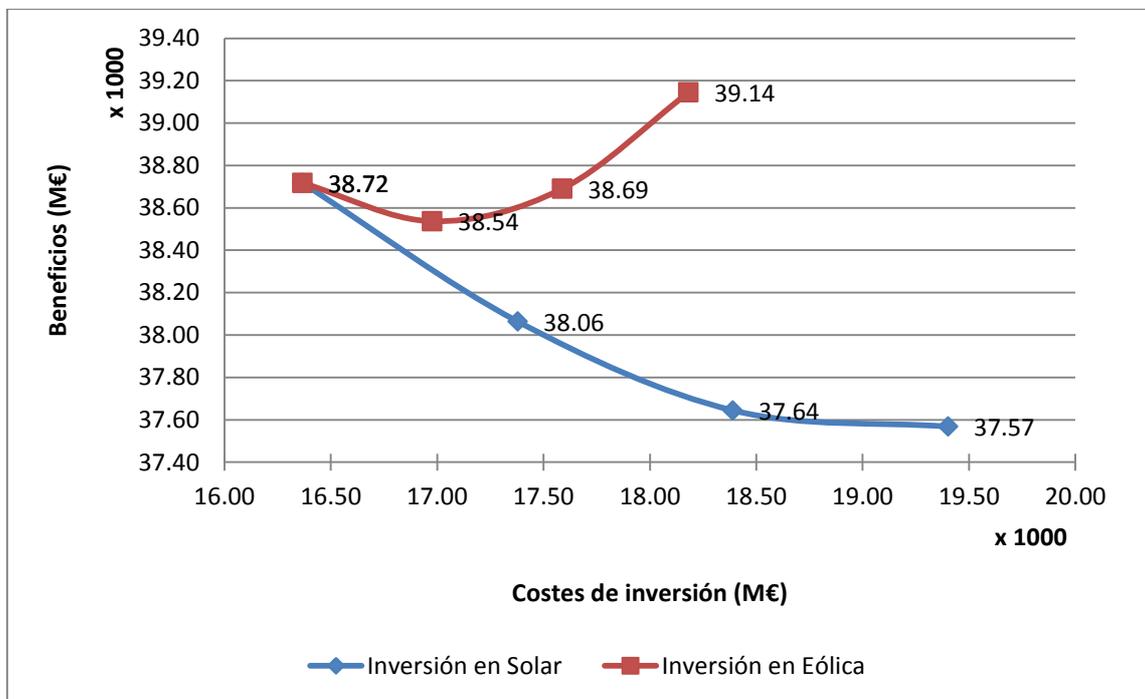


Figura 51: Beneficios al invertir en solar y eólica para un nivel de penetración del VE del 45%.

Como se puede observar en la Figura 51, los incrementos en la capacidad de energía solar no son rentables, ya que supone una variación de los costes del sistema que no compensa los costes de inversión en las infraestructuras. Sería interesante investigar si la variación de costes se mantiene siempre decreciente al aumentar la inversión en solar, o si llega un punto a partir del cual sí es rentable invertir en esta tecnología.

En cuanto a los incrementos en energía eólica, los resultados indican que incrementos en la capacidad de energía eólica de 8 y 16 GW no son rentables en el sistema. Por lo tanto, sólo serían rentables altos niveles de inversión en energía eólica. En los resultados, 24 GW de incremento proporciona unos beneficios de 427.70 M€ al año, lo que requiere una inversión de 1,815 M€ durante 20 años. De todos los escenarios aquí estudiados, es el único rentable. Sin embargo, según la tendencia que se aprecia en la gráfica, incrementos de eólica por encima de los 16 GW ya podrían ser rentables. Sería interesante comprobar si para inversiones superiores a los 1,815 M€ (24 GW) los beneficios siguen aumentando, o si llega un punto en el que comienzan a decrecer.

Una segunda forma de analizar los resultados es considerar que la inversión del VE todavía no se ha realizado. Por lo tanto, se analiza la rentabilidad de invertir en VE más eólica, o de invertir en VE más solar. El nivel de inversión de VE se mantiene fijo a un nivel de penetración del 45% (que supone una inversión fija de 16,367 M€/ año durante 20 años) y se varía la inversión en solar o eólica. Esta es la interpretación que se ha considerado al formular la Tabla 15.



Los incrementos en eólica o solar suponen la misma variación de costes que anteriormente, pero se tienen en cuenta los beneficios que debidos al nivel de penetración del 45% del VE.

Sin embargo, como se observa en la Tabla 15, la variación de costes es positiva para todos los casos si no se considera el impacto de la salud en los resultados. Esto se debe a que el impacto en la salud por VE estimado en el modelo de costes y beneficios es bastante alto (4752 €/VE), por lo que tiene una gran influencia en los resultados finales.

Como se puede observar, si no se consideran el impacto económico en salud, ninguno de los escenarios aquí estudiados sería rentable, porque los costes de inversión en VE son muy elevados. Ni si quiera en el caso de mayor penetración eólica, los beneficios generados por la eólica no servirían para compensar las pérdidas por la inversión en VE.

6.4.2 Inversión en el VE

Tabla 16: Variación de los costes en función del nivel de penetración del VE.

Escenarios	Infraestructura para el VE (M€/año)	Motores y baterías del VE (M€/año)	Motores del VC (M€/año)	Coste de inversión en eólica y solar (M€/año)	COSTE DE INVERSIÓN TOTAL (M€/año)	Incremento neto de los costes (sin el impacto en salud) (M€)	Incremento neto de los costes (con el impacto en salud) (M€)
VE 0% + Solar x3 + Eólica x1.37	0.00	0.00	0.00	1,622	1,622.25	-95.54	-95.54
VE 30% (V2G) + Solar x3 + Eólica x1.37	3,261.75	9,146.09	- 1,496.46	1,622	12,533.63	6,531.83	-25,223.86
VE 45% (V2G) + Solar x3 + Eólica x1.37	4,892.62	13,719.13	- 2,244.68	1,622	17,989.32	9,560.87	-38,072.66
VE 60% (V2G) + Solar x3 + Eólica x1.37	6,523.50	18,292.17	- 2,992.91	1,622	23,445.01	12,497.73	-51,013.65

Los escenarios con los que se realiza el estudio son los mismos utilizados en el apartado 6.2, en el que se considera un nivel constante de generación solar y eólica, superiores a los del caso base. Se añaden 8 GW en solar y en eólica, que suponen en total un coste de inversión de 1,622 M€ al año durante 20 años. En los escenarios se aumenta progresivamente el nivel de penetración del VE hasta el 60%. Como se puede observar en la tabla anterior, los costes de inversión en VE no son comparables con los de la energía eólica o solar, ya que son muy superiores. Los costes principales de inversión del VE se deben a los costes específicos del VE, que pueden suponer hasta 18,292 M€ para el escenario de 60% de penetración. Para el caso base, se supone una variación de costes de 0€.

A continuación se representan los resultados, considerando el impacto económico en salud del VE. Los resultados muestran que la inversión en VE siempre es rentable (Figura 52), a pesar de los fuertes costes de inversión que requiere, y que

pueden representar una barrera para la implantación del VE. Estos costes de inversión son compensados por los beneficios que reporta el VE en el sistema.

En cambio, si no se consideran los beneficios en salud del VE, se observa como el VE no es una inversión rentable (Figura 53).

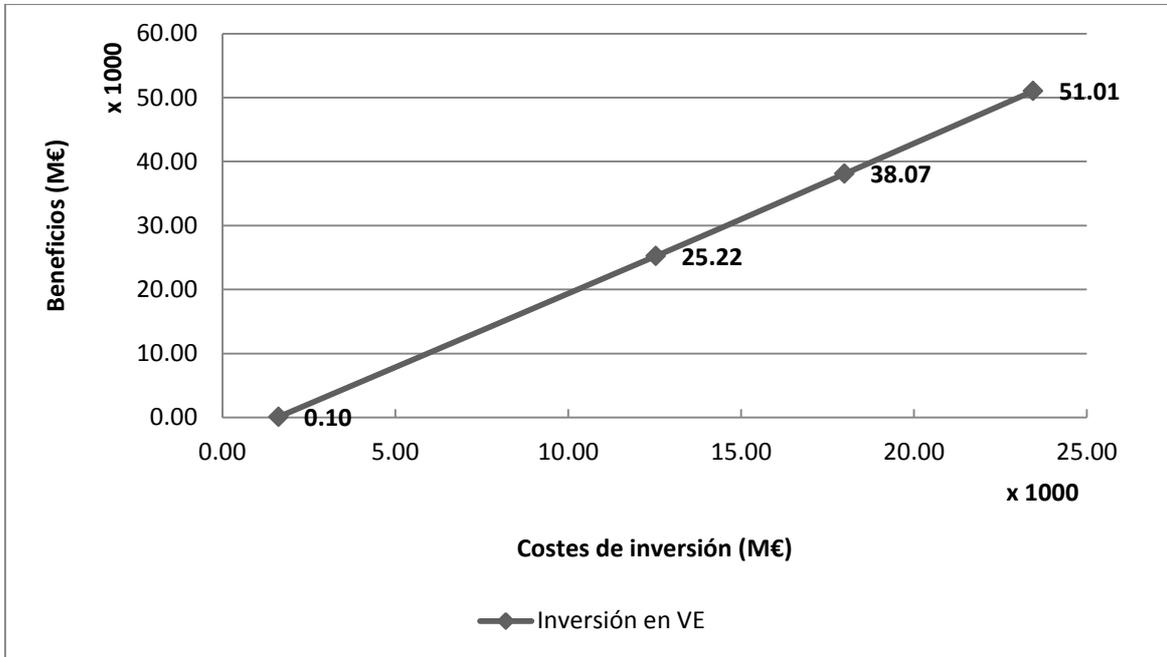


Figura 52: Beneficios al invertir en VE, considerando el impacto económico en salud.

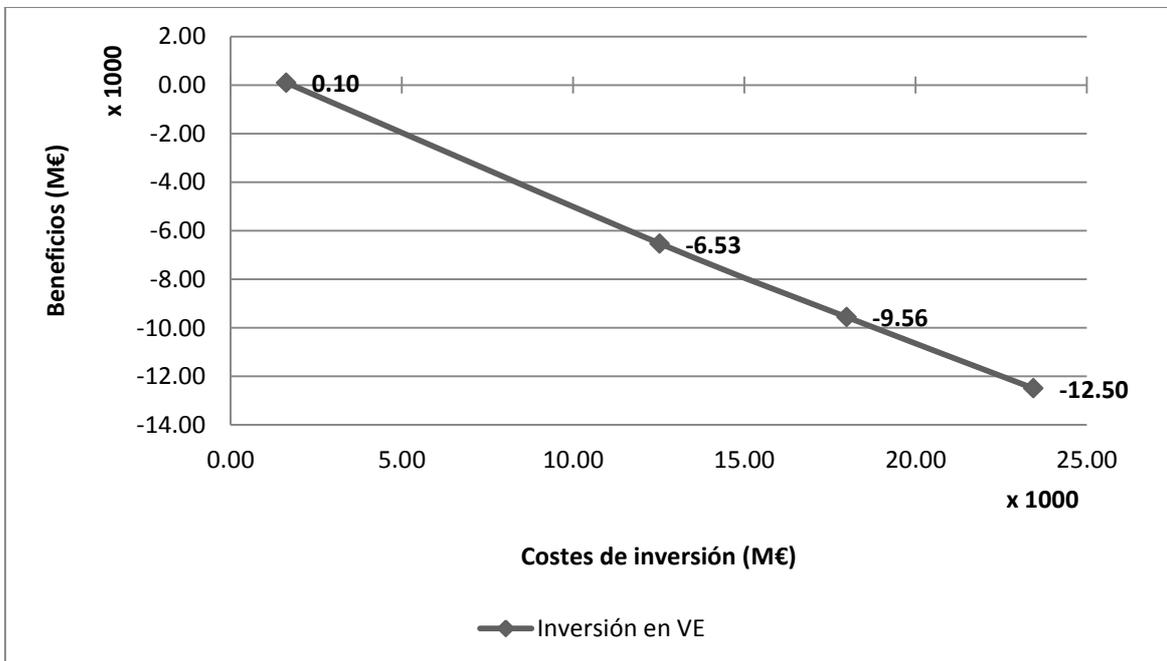


Figura 53: Beneficios al invertir en VE, sin considerar el impacto económico en salud.

6.4.3 Variación de los costes en función de la estrategia de carga del VE

Para realizar este estudio, se utilizan los mismos escenarios del apartado 6.3. Se considera un nivel constante de generación solar y eólica, superiores a los del caso base. Se añaden 8 GW en solar y en eólica, que suponen en total un coste de inversión de 1,622 M€ al año durante 20 años. El nivel de penetración del VE se fija a 60%, y se cambia la estrategia de carga en cada escenario, para poder valorar su efecto en los costes del sistema.

Tabla 17: Variación de costes según la estrategia de carga del VE, para un nivel de penetración del 60%.

Escenarios	COSTE DE INVERSIÓN TOTAL (M€/año)	Incremento neto de los costes (sin el impacto en salud) (M€)	Incremento neto de los costes (con el impacto en salud) (M€)
VE 60% (OPTC) + Solar x3 + Eólica x1.37	23,445.01	12,302.22	-51,209.16
VE 60% (V2G) + Solar x3 + Eólica x1.37	23,445.01	12,497.73	-51,013.65
VE 60% (V2GR) + Solar x3 + Eólica x1.37	23,445.01	12,057.91	-51,453.47

Como se puede observar en la Figura 54, la estrategia que mejores resultados proporciona es la V2GR, seguida de la OPTC y de la V2G. Los beneficios utilizando la estrategia V2GR son de 51.45 M€, usando la estrategia OPTC son de 51.21 M€ y usando la estrategia V2G de 51.01 M€. Por lo tanto, el utilizar una estrategia de carga adecuada puede llegar a suponer una diferencia de costes de 0.44 M€, que es una cantidad bastante pequeña si tenemos en cuenta los órdenes de magnitud que se manejan en el sistema.

No se consideran diferencias de costes de inversión entre las distintas estrategias.

En la Figura 55, se representa los beneficios sin considerar el impacto económico en la salud, lo que generaría pérdidas en todos los escenarios, como se ha visto en los demás apartados.

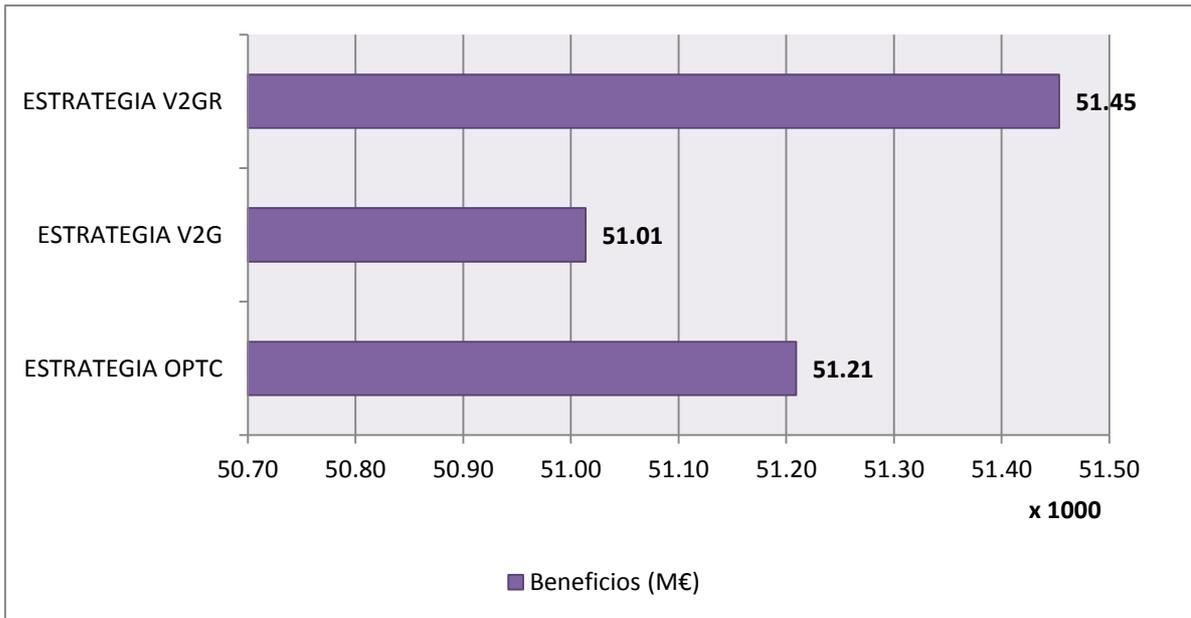


Figura 54: Beneficios para un nivel de penetración del VE del 60% para las diferentes estrategias de carga.

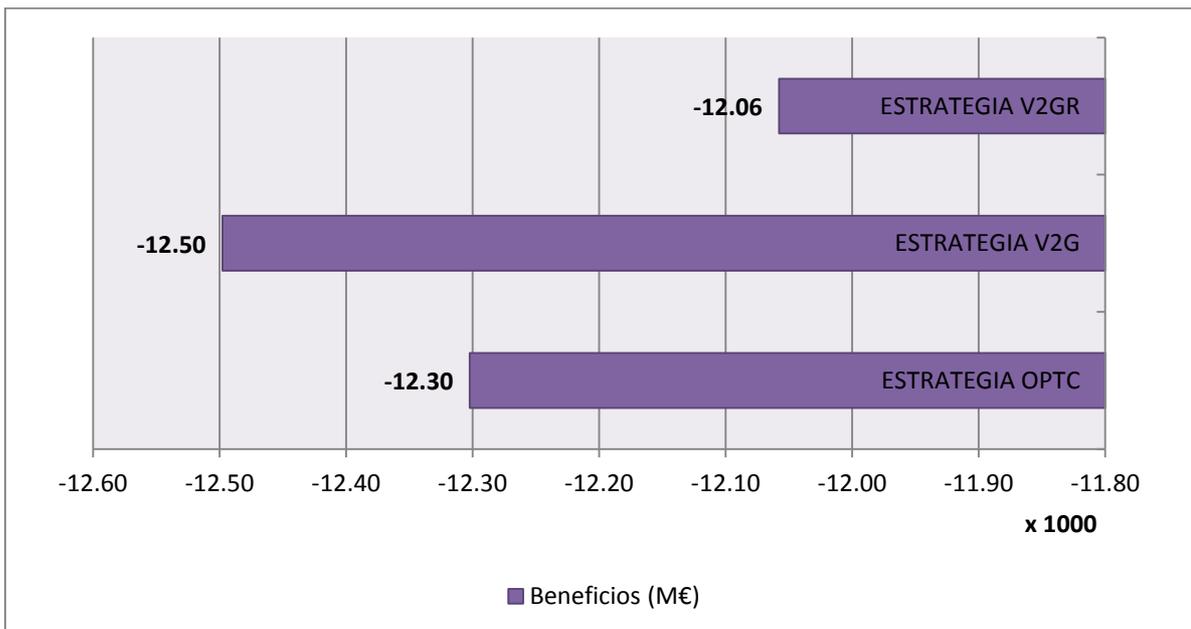


Figura 55: Beneficios para un nivel de penetración del VE del 60%, para las distintas estrategias de carga y sin considerar el impacto en salud.

7 Conclusiones

Se ha realizado un estudio sobre el impacto en el sistema eléctrico que tendría el incremento en el nivel de penetración del VE, de la energía solar o de la energía eólica. También se evalúa el impacto de cada estrategia de carga del VE en el sistema. Se ha realizado un análisis de los efectos en el despacho de las unidades térmicas, en los costes y en los volúmenes de energía y reserva, para averiguar si cada una de las tecnologías favorece o no un despacho eficiente del sistema, y si el aumento de alguna de las tecnologías pone en riesgo la estabilidad del sistema. En todos los escenarios se ha incrementado de manera combinada todas las tecnologías (para tener en cuenta su complementariedad y efectos combinados), pero se variaba el nivel de una de ellas únicamente, para analizar la sensibilidad de los resultados ante la penetración de cada tecnología (energía solar, eólica, VE o la estrategia de carga).

También se realiza el análisis de la rentabilidad de inversión del VE, energía solar y energía eólica. Se utiliza como referencia el caso base, en el que el nivel de capacidad de generación solar y eólica es la establecida en el año 2011, sin la presencia del VE. A partir de este escenario, se mide la variación en costes que supone la inversión en cada tecnología. De esta manera se pretende valorar que tecnologías son más rentables, y descubrir cuáles de ellas no lo son.

7.1 Análisis de los efectos en el sistema eléctrico y en la rentabilidad de las inversiones

Se han estudiado tres supuestos:

- a) En el primero se incrementan los niveles de energía solar y eólica, en un escenario en el que hay una presencia importante del VE que permanece constante.
- b) En el segundo se incrementan los niveles de penetración del VE para la estrategia de carga V2G y niveles constantes de generación de solar y eólica.
- c) Por último, en el tercer supuesto se proponen tres escenarios con nivel de penetración de VE y renovables constantes, y se utiliza una estrategia de carga de VE distinta en cada uno de ellos.

7.1.1 Incrementos en generación solar y eólica

A continuación, se resume y explica los principales efectos en el sistema eléctrico al invertir en energía solar o eólica.

El incremento en generación no despachable produce una reducción considerable del hueco térmico, llegándose a reducir en un 20% la generación térmica al añadir 24 GW de generación no despachable. Al introducir energía de coste variable cero, el modelo reduce la generación térmica, que es la única con costes variables, y,

por lo tanto, es la que antes disminuye su producción, por delante de la hidráulica. Esto sumado a la falta de correlación entre la demanda y la generación eólica, produce un incremento del número de arranques y paradas de las unidades térmicas, pasando de 900 en un año a 2,010 para el caso más extremo. Cuando la inversión se realiza en energía solar, el incremento en paradas y arranques es menor, por la mejor correlación entre la demanda y la generación solar.

La principal consecuencia del aumento de la frecuencia de arranques y paradas es el incremento de los costes fijos de las unidades térmicas.

Además, la falta de correlación entre generación eólica y demanda suponen unos de los principales problemas a la hora de integrar altos niveles de penetración en los sistemas eléctricos actuales, en los que la presencia del VE es escasa o nula. La acción del VE intenta compensar los efectos negativos de la generación intermitente, y en este caso, permite redistribuir la energía reduciendo el volumen de los vertidos.. Esto provoca que, aunque se aumente la capacidad de la energía eólica, apenas se originen vertidos, ya que el VE los aprovecha para cargar sus baterías. Esta energía, obtenida del excedente a bajo coste, se devuelve al sistema en horas de máxima demanda, produciendo un aplanamiento de la curva de consumo, lo que conlleva una menor variabilidad en el volumen de energía consumido y en los costes horarios de la electricidad. Cuando la producción eólica es elevada y constante, permite junto a la hidráulica cubrir la demanda. Cuando la generación eólica cae, entra el VE y la térmica.

Cuando la inversión es en energía solar, el volumen de energía devuelto por el VE a la red es mayor. El VE tiende a cargarse en las horas de máxima demanda, que es cuando hay una mayor producción solar (en las horas del mediodía es cuando mayor radiación solar hay), y contrasta con que por la noche la demanda es baja y la generación es baja. Esto provoca un aumento importante las oscilaciones de energía consumida, que puede llegar a variar hasta 22 GWh al día (entre los momentos de máximo y mínimo consumo). En las horas de la mañana o del atardecer, la demanda todavía es alta, pero la generación solar empieza a decaer de manera notable. Entonces el VE participa en la generación de energía junto a la hidráulica para cubrir la demanda que ya no está cubierta por la solar (ver Figura 8). La participación del VE en los momentos que cae la generación solar es el motivo por el cual devuelve más energía en los escenarios con incrementos en capacidad solar, que en los de eólica, cuando la participación del VE en generación depende de que caiga la generación eólica en los momentos de mayor demanda.

Además, la reducción del hueco térmico hace que las unidades térmicas más caras tengan una participación menor, si no nula, en la generación. Esto hace que las unidades de ciclo combinado, que en general son unidades más caras, realicen un porcentaje menor de interrupciones, porque su colaboración en el despacho está siendo menor (ver Figura 13). La reducción del hueco térmico sumado a que las unidades que dejan de generar son las más caras, conlleva la reducción de los costes de la energía. Para el caso extremo de añadir 24 GW de capacidad, el coste total de la energía consumida durante un año se llega a reducir en un 10.6% si se invierte en eólica, y un 7.9% si se invierte en solar.

En cuanto a la rentabilidad de ambas tecnologías, la energía eólica produce una mayor reducción del precio y del coste de la electricidad que la energía solar. Suponiendo un escenario en el que el 45% de los vehículos sean eléctricos con capacidad de devolver la energía al sistema, la inversión en energía solar no sería nunca rentable. La tendencia en los resultados es que la reducción de costes que se produce por la inversión en solar no es suficiente para compensar sus altos costes de inversión, y cuanto mayor es la inversión mayores son las pérdidas. Sin embargo, los altos niveles de inversión en eólica si pueden llegar a ser rentables, obteniendo unos beneficios netos de 427.70 M€ al invertir 1,815 M€. No obstante, para inversiones menores de esa cantidad (o aumentos en la capacidad eólica menores de 24 GW) no se asegura la rentabilidad de la inversión, produciéndose pérdidas para incrementos de 8 y 16 GW, que equivalen a costes de inversión de 610.5 y 1,221.0 M€ (ver Figura 51).

7.1.2 Incrementos en el nivel de penetración del VE

Según los resultados obtenidos, el VE contrarresta en cierta medida los efectos desfavorables que producen las energías solar y eólica en el sistema eléctrico, ayudando a su integración.

El aumento del VE en el sistema produce la expansión del hueco térmico, debido a que la gasolina y el gasóleo que antes los VCs utilizaban para circular, ahora el VE la obtiene del mix de generación. El aumento del hueco térmico favorece que entren a generar, o que tengan una mayor participación, las unidades de generación más caras como son las de ciclo combinado. Esto a su vez, provoca un aumento de los precios de la energía y en consecuencia de los costes de la electricidad.

La capacidad redistribuidora de la energía del VE permite aplanar la curva del consumo de energía para los escenarios estudiados (en los que predomina la energía eólica frente a la solar). Esta capacidad redistribuidora de la energía, o de generación del VE, permite aprovechar la energía generada en horas de baja demanda, desapareciendo los vertidos de energía, y devolviendo esta energía de bajo coste en las horas de mayor demanda, lo que contribuye a reducir el valor de los precios máximos a lo largo del año. De esta manera se reduce la variabilidad de los precios, adquiriendo valores que se mantienen prácticamente constantes durante los periodos de simulación en los escenarios de elevado nivel de penetración del VE.

El VE aumenta su participación en la generación de energía cuanto mayor es su nivel de penetración, pasando de generar el 1.42% de la energía para VE 30% a generar el 2.47% para VE 60%. Esto es muy relevante porque una mayor redistribución de la energía permite reducir costes, lo que permite que el VE se integre a menor coste en el sistema. De esta forma, cuando se va aumentando el nivel de penetración del VE, el incremento marginal de los costes cada vez es menor. Esto lleva a la conclusión de que se produce un efecto de choque en los incrementos del coste al introducir los primeros VE en el sistema, y que luego estos incrementos se van reduciendo a medida de que la presencia del VE es mayor.

En cuanto a los efectos del VE en el despacho de las unidades térmicas, los resultados muestran que el despacho de la térmica se ve beneficiado por la presencia del VE, reduciendo el número de arranques y paradas, pero que una incorporación masiva del VE dificulta y empeora el despacho de las unidades, teniendo que operar con mayor intermitencia que sin la presencia de VE, lo que se traduce en mayores costes debidos a los arranques y las paradas.

En cuanto a la rentabilidad del VE, el análisis de costes y beneficios da como resultado que el VE es una inversión rentable y que aporta una reducción considerable de los costes respecto al caso base (en el 2011), siempre que se consideren los costes debidos al impacto del VE en la salud, es decir, el ahorro que supondría para el Estado en sanidad. El considerar o no este coste es determinante en el análisis de rentabilidad, ya que si no se considerara el impacto en salud, la variación de costes es siempre negativa (pérdidas) para cualquier inversión en VE, especialmente por sus altos costes de inversión, tanto para las infraestructuras como para los costes específicos de los VE (especialmente las baterías).

7.1.3 Análisis de la estrategia de carga

La estrategia que genera menores costes en un año para la generación de electricidad es la V2GR. La elección de la estrategia de carga puede suponer una variación de los costes de hasta el 2.9% (para los escenarios simulados).

La estrategia OPTC es en cambio, la que realiza un despacho de las unidades térmicas más estable, manteniendo a las unidades largos periodos funcionando sin la necesidad de realizar arranques ni paradas. La estrategia V2G, a pesar de ser más completa que la OPTC, genera más costes y realiza un despacho de las unidades más inestable, con paradas y arranques frecuentes en el tiempo.

A pesar de los costes de arranques/paradas de las estrategias más complejas (V2G y V2GR), estos no suelen superar el 0.5% del peso del coste total de la energía eléctrica en un año, por lo que no son determinantes a la hora de medir la rentabilidad económica de cada estrategia, aunque sí lo son para conocer cómo se realizan los despachos de las unidades térmicas.

Más determinantes que los costes fijos (de arranques/paradas), son los costes variables de las unidades. Sin tener en cuenta las unidades de fuel gas, que apenas aportan en generación, las unidades con costes variables más altos son en su mayoría las centrales de ciclo combinado. Para la estrategia que menos volumen de energía generan las unidades de ciclo combinado es la V2GR, con 30.44 TWh en un año, que es la estrategia con menores costes en un año (12,740 M€). La segunda estrategia en la que menos volumen genera el ciclo combinado es la OPTC, con 31.68 TWh, y un coste total de la electricidad de 12,950 M€ en un año. Por último, la estrategia V2G, la que realiza un despacho con mayores costes, genera 33.41 TWh procedentes del ciclo combinado, y con unos costes totales de la electricidad en un año de 13,110 M€.

En el análisis de costes y beneficios, al no existir diferencias de costes de inversión entre una estrategia y otra (al menos que se hayan tenido en cuenta), los resultados son los mismos que para el análisis de la penetración del VE, siendo más rentable la estrategia que produce la electricidad a menor coste, teniendo en cuenta que además es la que menos emisiones produce.

8 Propuestas de mejora

Como propuestas de mejora para el presente proyecto, se podría realizar en análisis de costes y beneficios para un mayor número de escenarios, para poder obtener de esta manera curvas de tendencia más claras, y poder predecir con mayor seguridad el efecto de la inversión en cada tecnología sobre los costes y su rentabilidad.

En cuanto al modelo de costes y beneficios, se podría estudiar las posibles diferencias de inversión que puede suponer aplicar las distintas estrategias de carga que ofrece el VE.

Se podría llevar a cabo un análisis más completo si se tuvieran en cuenta una estrategia de reserva secundaria dependiente de los incrementos de penetración de generación intermitente en los escenarios simulados. De esta forma, se tendría en cuenta los incrementos en los niveles de banda a subir y bajar requeridos cuando en un sistema eléctrico se aumenta la presencia de medios de generación de energía no despachables. Para ello, habría que analizar cómo realizar dichos incrementos en reserva, para lo cual ya existen diversos estudios que se presentan en el estado del arte de este trabajo, como [15]–[17].

Se podría elaborar un programa que, haciendo uso del UC, permita calcular, para un nivel de inversión determinado, el reparto óptimo de dicha inversión entre las distintas tecnologías (solar, eólica y VE) para que los beneficios del sistema sean máximos. El programa obtendría mediante procesos iterativos los escenarios de simulación con mayor rentabilidad para el nivel determinado de capital invertido. De esta forma, se calcularían los escenarios óptimos para cada nivel de inversión, de manera rápida y sencilla.

Por otro lado, se podría investigar un método para optimizar el funcionamiento de UC en GAMS, de manera que se realicen las simulaciones a mayor velocidad, ya que una de los principales inconvenientes a la hora de utilizar el modelo era el tiempo que se invertía en realizar las simulaciones de un año completo (52 semanas).

Por último, se podría modificar el tratamiento que se hace de la reserva secundaria en el modelo de UC. Cuando se habla de reserva secundaria en el modelo, se mide la capacidad de las unidades de dar reserva, pero no se considera lo que sucedería

en el sistema si la reserva ofrecida por cada unidad fuese necesaria proporcionarla. Por lo tanto, se trata de una estrategia optimista que no considera el efecto que podría tener que las unidades dieran realmente toda la reserva que ofrecen. Por eso, como propuesta de mejora del modelo, se podría modificar para que considerara la posibilidad de que se solicitara la reserva secundaria que se ofrece. Aunque ello requeriría un problema de holgura casuística mayor.

9 Referencias

- [1] “España en cifras 2014.” [Online]. Available: http://www.ine.es/prodyser/espa_cifras/2014/files/assets/basic-html/page39.html. [Accessed: 22-Jan-2015].
- [2] “documentos_Balances_(1990-2013)_e1163692.xlsx.” [Online]. Available: [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Balances_\(1990-2013\)_e1163692.xlsx](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Balances_(1990-2013)_e1163692.xlsx). [Accessed: 22-Jan-2015].
- [3] I. Trigo, “Análisis de costes y beneficios de la implantación del vehículo eléctrico.” Universidad Pontificia Comillas, May-2013.
- [4] F. Herrero Frutos, J. V. Collado, C. A. Diaz, and F. A. Campos, “Análisis de la influencia del vehículo eléctrico en la demanda eléctrica.” Universidad Pontificia Comillas, 2011.
- [5] J. A. López-Leitón and J. V. Collado, “Beneficios e inconvenientes de la penetración del Vehículo eléctrico en el sistema español.” Universidad Pontificia Comillas, May-2012.
- [6] J. Villar, C. A. Diaz, P. Gonzalez, F. Campos, and others, “Wind and solar integration with plug-in electric vehicles smart charging strategies,” in *European Energy Market (EEM), 2014 11th International Conference*, Poland, 2014, pp. 1–6.
- [7] J. Villar, F. A. Campos, C. Cervilla, and C. A. Diaz, “Combined Wind and PEV Penetration: Cost-Benefit Analysis,” in *European Energy Market (EEM)*, Spain, 2015.
- [8] P. Gonzalez, J. Villar, C. A. Diaz, and F. A. Campos, “Hourly energy and reserve joint dispatch with a hydro-thermal technological based representation,” in *European Energy Market (EEM), 2013 10th International Conference*, Sweden 2013, pp. 1–8.
- [9] A. Y. Saber and G. K. Venayagamoorthy, “Resource Scheduling Under Uncertainty in a Smart Grid With Renewables and Plug-in Vehicles,” *IEEE Syst. J.*, vol. 6, no. 1, pp. 103–109, Mar. 2012.
- [10] N. Zhang, Z. Hu, X. Han, J. Zhang, and Y. Zhou, “A fuzzy chance-constrained program for unit commitment problem considering demand response, electric vehicle and wind power,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 65, pp. 201–209, Feb. 2015.
- [11] R. B. Hytowitz and K. W. Hedman, “Managing solar uncertainty in microgrid systems with stochastic unit commitment,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 111–118, Feb. 2015.
- [12] M. Ghofrani, A. Arabali, M. Etezadi-Amoli, and M. S. Fadali, “Smart Scheduling and Cost-Benefit Analysis of Grid-Enabled Electric Vehicles for Wind Power Integration,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2306–2313, Sep. 2014.
- [13] C. Jin, X. Sheng, and P. Ghosh, “Optimized Electric Vehicle Charging With Intermittent Renewable Energy Sources,” *IEEE J. Sel. Top. Signal Process.*, vol. 8, no. 6, pp. 1063–1072, Dec. 2014.
- [14] G. Morales-Espana, A. Ramos, and J. Garcia-Gonzalez, “An MIP Formulation for Joint Market-Clearing of Energy and Reserves Based on Ramp Scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 476–488, Jan. 2014.
- [15] M. A. Ortega-Vazquez and D. S. Kirschen, “Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems With Significant Wind Power Generation Penetration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 114–124, Feb. 2009.

- [16] J. King, B. Kirby, M. Milligan, and S. Beuning, "Operating Reserve Reductions From a Proposed Energy Imbalance Market With Wind and Solar Generation in the Western Interconnection," *Contract*, vol. 303, pp. 275–3000, 2012.
- [17] F. Fernandez-Bernal, I. Egido, and E. Lobato, "Secondary reserve limitation to wind power penetration in the Spanish power system," in *Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), 2014 IEEE*, 2014, pp. 147–152.
- [18] C. A. Diaz, P. Gonzalez, F. Campos, J. Villar, and others, "Spanish secondary reserve requirements, clearing and usage," in *European Energy Market (EEM), 2014 11th International Conference on the*, 2014, pp. 1–5.
- [19] M. Armero, "Vehículo eléctrico (Vehículo Alternativo). Mercado e Industria." Anfac, Agosto-2014.
- [20] "Economía/Motor.- Las ventas de coches eléctricos suben un 33% en 2014 y las matriculaciones de vehículos híbridos un 18% - Ecomotor.es." [Online]. Available: <http://www.economista.es/ecomotor/motor/noticias/6368989/01/15/Economia-Motor-Las-ventas-de-coches-electricos-suben-un-33-en-2014-y-las-matriculaciones-de-vehiculos-hibridos-un-18.html>. [Accessed: 29-Jan-2015].
- [21] A. S. Hassan, E. S. Xydias, C. E. Marmaras, L. M. Cipcigan, and N. Jenkins, "Integrating renewable energy with flexible storage systems: A case study of GB and Greece," in *Power Engineering Conference (UPEC), 2013 48th International Universities'*, 2013, pp. 1–6.
- [22] H. Lund and W. Kempton, "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G," *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3578–3587, Sep. 2008.
- [23] A. S. Hassan, C. E. Marmaras, E. S. Xydias, L. M. Cipcigan, and N. Jenkins, "Integration of wind power using V2G as a flexible storage," in *IET Conference on Power in Unity: a Whole System Approach*, 2013, pp. 1–5.
- [24] J. P. Lopes, F. J. Soares, P. M. Almeida, and M. M. da Silva, "Smart charging strategies for electric vehicles: Enhancing grid performance and maximizing the use of variable renewable energy resources," in *EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, Stavanger, Norveška*, 2009.
- [25] J. Villar, I. Trigo, C. A. Diaz, and P. Gonzalez, "Cost-benefit analysis of plug-in electric vehicles penetration," in *European Energy Market (EEM), 2013 10th International Conference on the*, 2013, pp. 1–8.
- [26] J. Villar, C. A. Diaz, J. Arnau, and F. A. Campos, "Impact of plug-in-electric vehicles penetration on electricity demand, prices and thermal generation dispatch," in *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the*, 2012, pp. 1–8.
- [27] Secretaria General de Energía, "Procedimiento de Operación 1.5: Establecimiento de la reserva para la regulación de frecuencia-potencia. BOE núm.173." 13-Jul-2006.
- [28] B. de Navas Gutiérrez, "Análisis del impacto de la integración masiva de energías renovables en el sistema eléctrico español," Universidad Pontificia Comillas (ICAI), Madrid, 2010.
- [29] J. A. Castro, "Integración de energía renovables: La visión del regulador," presented at the XI Curso de Regulación de ARIAE, La Antigua., 2013.
- [30] Y. Makarov, J. Pease, C. Loutan, and T. VanBlaricom, "Report on Visit to Red Eléctrica de España (REE)," May 2008.

[31] “Red Eléctrica de España | Servicio de interrumpibilidad.” [Online]. Available: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema/gestion-de-demanda/servicio-de-interrumpibilidad>. [Accessed: 05-Apr-2015].

[32] “Red Eléctrica de España, S.A.U- Sistema de Información del Operador del Sistema,” <http://www.esios.ree.es/web-publica/> .