



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO ELÉCTRICO

ANÁLISIS DE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Autor: Andrés Fernández Ramos
Director: David Soler Soneira

Madrid

Julio 2016

Agradecimientos

A mis padres.

A David, porque su primer objetivo siempre fue que aprendiera.

A Antonio Muñoz y Pedro Pleguezuelos , sin su ayuda este proyecto no habría salido adelante.



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

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

El autor D. **Andrés Fernández Ramos**, como alumno de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI) DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “**Análisis de las restricciones técnicas en el sistema eléctrico español**”, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

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

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

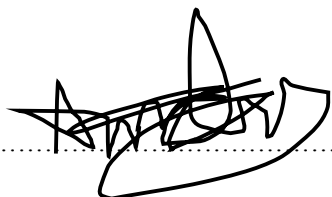
La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes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

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

Madrid, a 14 de Julio de 2016

ACEPTA

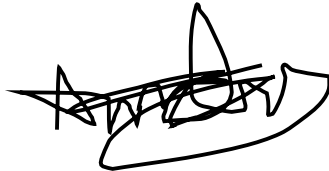
Fdo.....

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and strokes, positioned over a dotted line.

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Análisis de las restricciones técnicas en el sistema eléctrico español”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2015/2016 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Andrés Fernández Ramos

Fecha: 14/ 06/ 2016



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: David Soler Soneira

Fecha: 14 / 06 / 2016



Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.: Fernando de Cuadra García

Fecha: 14/ 06/ 2016



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

INGENIERO ELÉCTRICO

ANÁLISIS DE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Autor: Andrés Fernández Ramos
Director: David Soler Soneira

Madrid

Julio 2016



RESUMEN

La necesaria programación de la generación en el Sistema Eléctrico Español, según lo establecido en el Procedimiento de Operación 3.1 (P.O.-3.1), se establece tras sucesivos programas que tienen como objetivo garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español así como poder abastecer la demanda necesaria.

Uno de los mercados más importantes es el de restricciones técnicas. Las restricciones técnicas según se recoge en el Procedimiento de Operación 3.2 (P.O.-3.2), son cualquier circunstancia o incidencia derivada del funcionamiento y estado de la red de generación y transporte, que puede afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente.

Tras la sesión del mercado diario, el operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE), mediante un flujo de cargas analiza las situaciones en las que la casación del mercado diario no es técnicamente posible ya que pone en riesgo la calidad y fiabilidad del suministro. Para solucionar estos contratiempos se efectúa el mercado de restricciones técnicas donde se soluciona el problema y se regula de nuevo el balance entre la generación y la demanda.

El objetivo de este proyecto es el estudio y posterior modelado de las restricciones técnicas en el Sistema Eléctrico Español. Para conseguir este objetivo se ha estudiado el mercado de restricciones técnicas durante los años 2014 y 2015. Esto supone el tratamiento de más de 250.000 datos, con lo que ha sido necesario el uso de bases de datos como MySQL y herramientas de tratamiento de datos como Matlab y Excel.

Para ello, primero se lleva a cabo un estudio de las zonas donde se producen restricciones técnicas, así como las centrales térmicas implicadas. En esta primera parte se ha creado un mapa de restricciones técnicas y se ha realizado un análisis de las unidades de programación que actúan en este mercado. Los datos analizados han sido los referentes a centrales térmicas fase I, sentido subir.

En una segunda aproximación más exacta, se ha realizado un estudio histórico estadístico para así determinar la naturaleza y el comportamiento de las restricciones en cada zona. Con ello se ha podido determinar la influencia del día de la semana, la hora, la demanda, la generación eólica, la estación y el precio casado en el mercado diario.

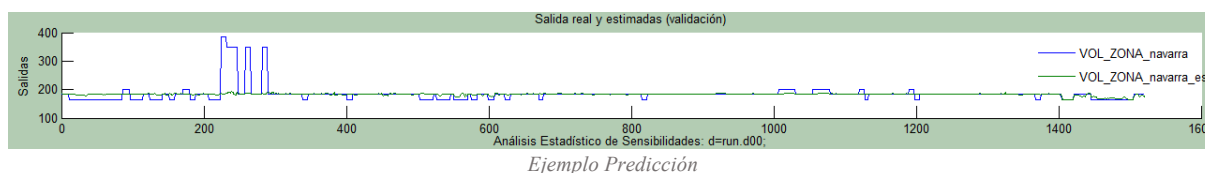
Otro aspecto estudiado ha sido la influencia de los intercambios internacionales en la aparición de restricciones así como en su naturaleza.

Para este estudio se usó la herramienta estadística de SPSS.



En cuando a la creación del modelo , se han creado para cada zona dos modelos. El primer modelo predice la aparición de restricciones técnicas , mientras que el segundo modelo predice el volumen de estas restricciones en caso de existencia.

En total se crearon 13 modelos, uno para cada zona. Además, una vez creados todos los modelos se procesaron las salidas de los datos para obtener una suma total del volumen de restricciones.



Por último se ha realizado un análisis del error del modelo. Primero se ajustó el modelo al periodo de estudio. Para ello, se realizaron diversos filtros y diversas modificaciones en cada zona con el fin de minimizar el error.

Además se estudió el comportamiento del modelo durante el máximo periodo disponible de 2016, ajustando también mediante filtros y variaciones la salida del modelo para obtener así el menor error posible.

La creación de los modelos se realizó a través de la plataforma de la Universidad Pontificia de Comillas, “IDAT”.

Aunque en un principio se diseñó el proyecto para predecir el precio, esto último se descartó ya que los futuros cambios en el mercado eléctrico, con la incorporación de nuevos tipos de generación desaconsejan la predicción del precio con modelos basados en el pasado.



ABSTRACT

Power generation's necessary schedule within Spanish Electric Power System is set after successive programs which had the objective of guaranteeing the correct operation of the electric power system as well as supplying the demand, as established in the Operation Procedure 3.1.

One the most important markets during the generation schedule is the Technical Restrictions market. As established in the Operation Procedure 3.2, technical restrictions are any circumstance or incident derivated from the operation, which can affect to the system's security, quality and reliability.

After the daily market session, the system operator - Red Eléctrica de España (REE) -, through a load flow, analyzes the cases in which market's results are not technical possible because of the quality and reliability of the supply being endangered by the spot results. In order to correct these mishaps, the technical restrictions take place where the problem is fixed and balance between demand and generation is set again.

The objective of this paper is studying and following the modelling of technical restrictions in the Spanish Electric Power System. In order to achieve this objective, the restrictions market during the years 2014-2015 has been studied. This means a computer processing of more than 250.000 samples for which the use of databases such as MySQL and tools such as Excel and Matlab have been used.

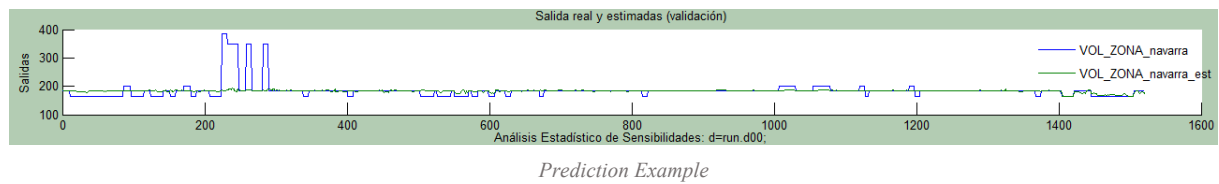
At the beginning, a study about both the places where technical restrictions appear and the thermal units involved is carried out. In this first part, the restrictions have been mapped and an analysis of the units at play in this market has been done. The analyzed data concerns phase I, offering to upload.

In a second and more exact approximation, an historic statistical study has been done in order to know better the nature and behavior of the restrictions in each location. This is aimed at establishing the influence of different variables: time, demand, wind generation, price, and the season. Another aspect which has been studied is the influence of the international exchanges in the occurrence of restrictions and its nature. For this study, SPSS IBM was used.

Two different models have been created in reference to the modelling; the first one predicts the occurrence of restrictions, while the second one predicts the volume (MWh), in case of occurrence.



In total 13 models have been created, one for each place. Besides, once all the models were created, the results of each site were processed in order to obtain the total volume.



Finally, the error in the model was analysed. First, the model was adjusted to the time period of study. To this end, different filters have been developed in order to minimize the total error. Besides, the behaviour of the model during 3016 has also been studied, fitting the model with filters and variations in the result until minimizing the error rate.

The models' development was made with the program "IDAT" developed by the Pontificia University of Comillas.

Although at the beginning this Project was designed to predict the price, this was dismissed due to future changes in the market connected to the incorporation of new types of generation - such as wind generation -. These foreseen changes advised against predictions based in the past.



ÍNDICE

RESUMEN	13
1. INTRODUCCIÓN	25
1.1. Introducción	27
1.2. Restricciones Técnicas	27
1.3. Resolución de restricciones Técnicas	28
1.4. Planteamiento del Proyecto	29
1.5. Partes Proyecto	30
1.6. Justificación Fase I a subir	31
1.7. Determinación Zonas	32
1.8. Adaptación al nuevo marco legislativo	35
2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO HISTÓRICO	37
2.1. ESTUDIO ZONA CATALUÑA	39
2.1.1. Estudio Estadístico Zona Cataluña	39
2.1.2. Estudio Influencia Variables	40
2.1.3. Estudio Naturaleza y Características de las RT	41
2.1.4. Estudio de la Influencia de los Intercambios con Francia	45
2.1.5. Estudio Estadístico Grupos Zona Cataluña	47
2.2. ESTUDIO ZONA ARAGÓN	48
2.2.1. Estudio Estadístico Zona Aragón	48
2.2.2. Estudio de la influencia de las variables	49
2.2.3. Estudio Naturaleza y Características de las RT	50
2.2.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Aragón	53
2.3. ESTUDIO ZONA LEVANTE	54
2.3.1. Estudio Estadístico Zona Levante	54
2.3.2. Estudio de la influencia de las variables	55
2.3.3. Estudio naturaleza y características de las RT	55
2.3.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Levante	59
2.4. ZONA LEVANTE SUR	60
2.4.1. Estudio Estadístico Zona Levante Sur	60
2.4.2. Estudio de la influencia de las variables	61
2.4.3. Estudio naturaleza y características de las RT	62
2.4.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Levante Sur	65
2.5. ZONA ANDALUCÍA ORIENTAL	66
2.5.1. Estudio Estadístico Zona Andalucía Oriental	66
2.5.2. Estudio de la influencia de las variables	67
2.5.3. Estudio naturaleza y características de las RT	67
2.5.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Andalucía Oriental	71
2.6. ZONA GIBRALTAR	72
2.6.1. Estudio Estadístico Zona Gibraltar	72
2.6.2. Estudio de la influencia de las variables	73
2.6.3. Estudio naturaleza y características de las RT	74
2.6.4. Estudio de la Influencia de los intercambios con Marruecos	77
2.6.5. Estudio Estadístico Grupos Zona Gibraltar	78
2.7. ZONA HUELVA	79
2.7.1. Estudio Estadístico Zona Huelva	79
2.7.2. Estudio de la influencia de las variables	80
2.7.3. Estudio naturaleza y características de las RT	81



2.7.4.	Estudio de la Influencia de los intercambios con Portugal.	85
2.7.5.	Estudio Estadístico Grupos Zona Huelva	86
2.8.	ZONA CENTRO	87
2.8.1.	Estudio Estadístico Zona Centro	87
2.8.2.	Estudio de la influencia de las variables	88
2.8.3.	Estudio naturaleza y características de las RT	88
2.8.4.	Estudio Estadístico Grupos Zona Centro	91
2.9.	ZONA GALICIA	92
2.9.1.	Estudio Estadístico Zona Galicia	92
2.9.2.	Estudio de la influencia de las variables	93
2.9.3.	Estudio naturaleza y características de las RT	93
2.9.4.	Estudio de la Influencia de los intercambios con Portugal.	97
2.9.5.	Estudio Estadístico Grupos Zona Galicia	98
2.10.	ZONA ASTURIAS	99
2.10.1.	Estudio Estadístico Zona Asturias	99
2.10.2.	Estudio de la influencia de las variables	100
2.10.3.	Estudio naturaleza y características de las RT	100
2.10.4.	Estudio Estadístico Grupos Zona Asturias	104
2.11.	ZONA CASTILLA Y LEÓN	105
2.11.1.	Estudio Estadístico Castilla y León	105
2.11.2.	Estudio de la influencia de las variables	106
2.11.3.	Estudio naturaleza y características de las RT	106
2.11.4.	Estudio Estadístico Grupos Zona Castilla y León	110
2.12.	ZONA PAÍS VASCO	111
2.12.1.	Estudio Estadístico Zona País Vasco	111
2.12.2.	Estudio de la influencia de las variables	112
2.12.3.	Estudio naturaleza y características de las RT	113
2.12.4.	Estudio de la Influencia de los intercambios con Francia.	117
2.12.5.	Estudio Estadístico Zona País Vasco	121
2.13.	ZONA RIOJA – NAVARRA	122
2.13.1.	Estudio Estadístico Zona Rioja – Navarra	122
2.13.2.	Estudio de la influencia de las variables	123
2.13.3.	Estudio naturaleza y características de las RT	124
2.13.4.	Estudio de la Influencia de los intercambios con Francia.	128
2.13.5.	Estudio Estadístico Zona Navarra - Rioja	130
3.	MODELO PREDICCIÓN	131
FASE I SUBIR		131
3.1.	Introducción Modelos MLP	133
3.2.	Creación modelo.	134
3.3.	Programación.	137
3.4.	Modelo Zona Cataluña.	138
3.4.1.	Predicción Restricciones.....	138
3.4.2.	Predicción Volumen	139
3.4.3.	Validación del modelo.	139
3.5.	Modelo Zona Aragón.	142
3.6.	Modelo Zona Levante.	143
3.6.1.	Predicción Restricciones.....	143
3.6.2.	Predicción Volumen	144
3.6.3.	Validación del modelo.	144



3.7.	Modelo Zona Levante Sur	146
3.7.1.	Predicción Restricciones	146
3.7.2.	Predicción Volumen	147
3.7.3.	Validación del modelo.	147
3.8.	Modelo Zona Andalucía Oriental	149
3.8.1.	Predicción Restricciones	149
3.8.2.	Predicción Volumen	150
3.8.3.	Validación del modelo.	150
3.9.	Modelo Zona Gibraltar	152
3.9.1.	Predicción Restricciones	152
3.9.2.	Predicción Volumen	153
3.9.3.	Validación del modelo.	153
3.10.	Modelo Zona Huelva	155
3.10.1.	Predicción Restricciones	155
3.10.2.	Predicción Volumen	156
3.10.3.	Validación del modelo.	156
3.11.	Modelo Zona Centro	158
3.11.1.	Predicción Restricciones	158
3.11.2.	Predicción Volumen	159
3.11.3.	Validación del modelo.	159
3.12.	Modelo Zona Galicia	161
3.12.1.	3.1 Predicción Restricciones	161
3.12.2.	Predicción Volumen	162
3.12.3.	Validación del modelo.	162
3.13.	Modelo Zona Asturias	164
3.13.1.	Predicción Restricciones	164
3.13.2.	Predicción Volumen	165
3.13.3.	Validación del modelo.	165
3.14.	Modelo Zona Castilla y León	167
3.15.	Modelo Zona País Vasco	168
3.15.1.	Predicción Restricciones	168
3.15.2.	Predicción Volumen	169
3.15.3.	Validación del modelo.	169
3.16.	Modelo Zona Navarra – Rioja	171
3.16.1.	Predicción Restricciones	171
3.16.2.	Predicción Volumen	172
3.16.3.	Validación del modelo.	172
4.	ANÁLISIS DEL ERROR	175
4.1.	Análisis Error periodo 2014 - 2015	177
4.1.	Análisis Error 2016	180
5.	CONCLUSIONES	181
6.	ANEXO – CÓDIGO	185





ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.2.1 Esquema aparición de RT	28
Figura 1.4.1 Cronología Proyecto	29
Figura 1.7.1 Mapa Restricciones Técnicas. Térmicas, fase 1, sentido subir.....	34
Figura 2.1.1.0.1 Cataluña Evolución RT periodo 2014- 2015.....	39
Figura 2.1.3.1 Cataluña Relación RT- Hora.....	41
Figura 2.1.3.2 Cataluña Relación RT- Estación.....	41
Figura 2.1.3.3 Cataluña RT- Balance Intercambio Francia	42
Figura 2.1.3.4 Cataluña Relación RT- Precio Mercado Diario.....	42
Figura 2.1.3.5 Cataluña Relación RT- Demanda.....	43
Figura 2.1.3.6 Cataluña Relación RT- Generación Eólica.....	43
Figura 2.1.3.7 Cataluña Relación RT- Día de la semana.....	44
Figura 2.1.4.1 Cataluña Relación RT- Exportación Francia.....	45
Figura 2.1.4.2 Cataluña Relación RT- Importación Francia	45
Figura 2.1.4.3 Cataluña Intercambios Comparativa RT Octubre-Diciembre	46
Figura 2.2.1.1 Aragón Evolución RT periodo 2014- 2015	48
Figura 2.2.1.2 Aragón Evolución P48 periodo 2014- 2015	49
Figura 2.2.3.1 Aragón Relación RT- Hora	50
Figura 2.2.3.2 Aragón Relación RT- Estación.....	50
Figura 2.2.3.3 Aragón Relación RT- Precio Mercado Diario	51
Figura 2.2.3.4 Aragón Relación RT- Demanda	51
Figura 2.2.3.5 Aragón Relación RT- Generación Eólica.....	52
Figura 2.2.3.6 Aragón Relación RT- Día de la semana.....	52
Figura 2.3.1.1 Levante Evolución RT periodo 2014- 2015.....	54
Figura 2.3.3.1 Levante Relación RT- Hora	55
Figura 2.3.3.2 Levante Relación RT- Estación.....	56
Figura 2.3.3.3 Levante Relación RT- Precio Mercado Diario.....	56
Figura 2.3.3.4 Levante Relación RT- Demanda.....	57
Figura 2.3.3.5 Levante Relación RT- Generación Eólica.....	57
Figura 2.3.3.6 Levante Relación RT- Día de la semana.....	58
Figura 2.4.1.1 Levante Sur Evolución RT periodo 2014- 2015.....	60
Figura 2.4.3.1 Levante Sur Relación RT- Hora	62
Figura 2.4.3.2 Levante Sur Relación RT- Estación.....	62
Figura 2.4.3.3 Levante Sur Relación RT- Precio Mercado Diario.....	63
Figura 2.4.3.4 Levante Sur Relación RT- Demanda.....	63
Figura 2.4.3.5 Levante Sur Relación RT- Generación Eólica.....	64
Figura 2.4.3.6 Levante Sur Relación RT- Día de la semana.....	64
Figura 2.5.1.1 Andalucía Oriental Evolución RT periodo 2014- 2015	66
Figura 2.5.3.1 Andalucía Oriental Relación RT- Hora	67
Figura 2.5.3.2 Andalucía Oriental Relación RT- Estación.....	68
Figura 2.5.3.3 Andalucía Oriental Relación RT- Precio Mercado Diario	68
Figura 2.5.3.4 Andalucía Oriental Relación RT- Demanda	69
Figura 2.5.3.5 Andalucía Oriental Relación RT- Demanda	69
Figura 2.5.3.6 Andalucía Oriental Relación RT- Día de la semana	70
Figura 2.6.1.1 Gibraltar Evolución RT periodo 2014- 201	72
Figura 2.6.3.1 Gibraltar Relación RT- Hora.....	74
Figura 2.6.3.2 Gibraltar Relación RT- Estación.....	74
Figura 2.6.3.3 Gibraltar Relación RT- Precio Mercado Diario.....	75
Figura 2.6.3.4 Gibraltar Relación RT- Demanda.....	75
Figura 2.6.3.5 Gibraltar Relación RT- Generación Eólica.....	76
Figura 2.6.3.6 Gibraltar Relación RT- Día de la semana.....	76



Figura 2.6.4.1 Gibraltar Relación RT- Exportación Portugal.....	77
Figura 2.7.1.1 Huelva Evolución RT periodo 2014- 2015.....	79
Figura 2.7.3.1 Huelva Relación RT- Hora.....	81
Figura 2.7.3.2 Huelva Relación RT- Estación.....	81
Figura 2.7.3.3 Huelva Relación RT- Precio Mercado Diario.....	82
Figura 2.7.3.4 Huelva Relación RT- Precio Mercado Diario.....	82
Figura 2.7.3.5 Huelva Relación RT- Demanda.....	83
Figura 2.7.3.6 Huelva Relación RT- Generación Eólica.....	83
Figura 2.7.3.7 Huelva Relación RT- Día de la semana.....	84
Figura 2.7.4.1 Huelva Relación RT- Exportación Portugal.....	85
Figura 2.7.4.2 Huelva Relación RT- Importación Portugal.....	85
Figura 2.8.1.1 Centro Evolución RT periodo 2014- 2015.....	87
Figura 2.8.3.1 Centro Relación RT- Hora.....	88
Figura 2.8.3.2 Centro Relación RT- Estación.....	89
Figura 2.8.3.3 Centro Relación RT- Precio Mercado Diario.....	89
Figura 2.8.3.4 Centro Relación RT- Demanda.....	90
Figura 2.8.3.5 Centro Relación RT- Generación Eólica.....	90
Figura 2.8.3.6 Centro Relación RT- Día de la semana.....	91
Figura 2.9.1.1 Galicia Evolución RT periodo 2014- 2015.....	92
Figura 2.9.3.1 Galicia Relación RT- Hora.....	93
Figura 2.9.3.2 Galicia Relación RT- Estación.....	94
Figura 2.9.3.3 Galicia Relación RT- Precio Mercado Diario.....	94
Figura 2.9.3.4 Galicia Relación RT- Precio Mercado Diario.....	95
Figura 2.9.3.5 Galicia Relación RT- Demanda.....	95
Figura 2.9.3.6 Galicia Relación RT- Generación Eólica.....	96
Figura 2.9.3.7 Galicia Relación RT- Día de la semana.....	96
Figura 2.9.4.1 Galicia Relación RT- Exportación Portugal.....	97
Figura 2.9.4.2 Galicia Relación RT- Importación Portugal.....	98
Figura 2.10.1.1 Asturias Evolución RT periodo 2014- 2015.....	99
Figura 2.10.3.1 Asturias Relación RT- Hora.....	100
Figura 2.10.3.2 Asturias Relación RT- Estación.....	101
Figura 2.10.3.3 Asturias Relación RT- Precio Mercado Diario.....	101
Figura 2.10.3.4 Asturias Relación RT- Demanda.....	102
Figura 2.10.3.5 Asturias Relación RT- Generación Eólica.....	102
Figura 2.10.3.6 Asturias Relación RT- Día de la semana.....	103
Figura 2.11.1.1 Castilla y León Evolución RT periodo 2014- 2015.....	105
Figura 2.11.3.1 Castillas y León Relación RT- Hora.....	106
Figura 2.11.3.2 Castilla y León Relación RT- Estación.....	107
Figura 2.11.3.3 Castilla y León Relación RT- Precio Mercado Diario.....	107
Figura 2.11.3.4 Castilla y León Relación RT- Demanda.....	108
Figura 2.11.3.5 Castilla y León Relación RT- Generación Eólica.....	108
Figura 2.11.3.6 Castilla y León Relación RT- Día de la semana.....	109
Figura 2.12.1.1 País Vasco Evolución RT periodo 2014- 2015.....	111
Figura 2.12.3.1 País Vasco Relación RT- Hora.....	113
Figura 2.12.3.2 País Vasco Relación RT- Estación.....	113
Figura 2.12.3.3 País Vasco Relación RT- Intercambio Francia.....	114
Figura 2.12.3.4 País Vasco Relación RT- Precio Mercado Diario.....	114
Figura 2.12.3.5 País Vasco Relación RT- Demanda.....	115
Figura 2.12.3.6 País Vasco Relación RT- Generación Eólica.....	115
Figura 2.12.3.7 País Vasco Relación RT- Día de la semana.....	116
Figura 2.12.4.1 Evolución intercambio con Francia.....	117
Figura 2.12.4.2 Relación intercambio Francia - Hora.....	118
Figura 2.12.4.3 Relación intercambio Francia - Estación.....	118
Figura 2.12.4.4 Relación Potencia Intercambio - % Horas RT.....	119
Figura 2.12.4.5 Saldo Importador/Exportador Francia.....	119



Figura 2.12.4.6 % Horas RT según el mes.....	120
Figura 2.13.1.1 Rioja-Navarra Evolución RT periodo 2014- 2015.....	122
Figura 2.13.3.1 Navarra - Rioja Relación RT- Hora.....	124
Figura 2.13.3.2 Navarra - Rioja Relación RT- Estación	124
Figura 2.13.3.3 Navarra - Rioja Relación RT- Balance Intercambio Francia	125
Figura 2.13.3.4 Relación RT- Precio Mercado Diario.....	125
Figura 2.13.3.5 Navarra - Rioja Relación RT- Demanda	126
Figura 2.13.3.6 Navarra - Rioja Relación RT- Generación Eólica	126
Figura 2.13.3.7 Navarra - Rioja Relación RT- Día de la semana	127
Figura 2.13.4.1 Navarra-Rioja Relación RT- Exportación Francia.....	128
Figura 2.13.4.2 Navarra - Rioja Relación RT- Importación Francia	129
Figura 2.13.4.3 Navarra-Rioja Comparativa RT Octubre-Diciembre	129
Figura 3.1.1 Redes Neuronales.....	133
Figura 3.2.1 Modelado con todos los datos.	134
Figura 3.2.2 Modelado con solo datos de volumen cuando hubo RT.....	134
Figura 3.2.3 Ejemplo modelo IDAT.....	135
Figura 3.2.4 Ejemplo modelo IDAT. Barrido	136
Figura 3.2.5 Ejemplo modelo IDAT. Variables	136
Figura 3.3.1 Esquema Red Neuronal	137
Figura 3.4.1.1 Modelo 1 Cataluña.....	138
Figura 3.4.2.1 Modelo 2 Cataluña.....	139
Figura 3.5.1 Modelo 1 Aragón.....	142
Figura 3.6.1.1 Modelo 1 Levante.....	143
Figura 3.6.2.1 Modelo 2 Levante.....	144
Figura 3.7.1.1 Modelo 1 Levante Sur.....	146
Figura 3.7.2.1 Modelo 2 Levante Sur.....	147
Figura 3.8.1.1 Modelo 1 Andalucía Oriental	149
Figura 3.8.2.1 Modelo 2 Andalucía Oriental	150
Figura 3.9.1.1 Modelo 1 Gibraltar.....	152
Figura 3.9.2.1 Modelo 2 Gibraltar.....	153
Figura 3.10.1.1 Modelo 1 Huelva	155
Figura 3.10.2.1 Modelo 2 Huelva	156
Figura 3.11.1.1 Modelo 1 Centro.....	158
Figura 3.11.2.1 Modelo 2 Centro.....	159
Figura 3.12.1.1 Modelo 1 Galicia	161
Figura 3.12.2.1 Modelo 2 Galicia.....	162
Figura 3.13.1.1 Modelo 1 Asturias	164
Figura 3.13.2.1 Modelo 2 Galicia	165
Figura 3.14.1 Modelo 1 Castilla y León	167
Figura 3.15.1.1 Modelo 1 País Vasco	168
Figura 3.15.2.1 Modelo 2 País Vasco	169
Figura 3.16.1.1 Modelo 1 Navarra - Rioja	171
Figura 3.16.2.1 Modelo 2 Navarra - Rioja	172



ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.6-1 Resumen Fases RT.</i>	31
<i>Tabla 1.6-2 Resumen Tecnologías RT.</i>	31
<i>Tabla 1.7-1 Lista Unidades de Programación.</i>	33
<i>Tabla 2.1.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Cataluña.</i>	40
<i>Tabla 2.2.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Aragón.</i>	49
<i>Tabla 2.3.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Levante.</i>	55
<i>Tabla 2.4.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Levante Sur.</i>	61
<i>Tabla 2.4.4-1 Relación Centrales Levante Sur.</i>	65
<i>Tabla 2.5.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT. Andalucía Oriental.</i>	67
<i>Tabla 2.6.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Gibraltar.</i>	73
<i>Tabla 2.7.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Huelva.</i>	80
<i>Tabla 2.7.5-1 Relación Centrales Huelva.</i>	86
<i>Tabla 2.8.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Centro.</i>	88
<i>Tabla 2.9.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Galicia.</i>	93
<i>Tabla 2.9.5-1 Relación Centrales Galicia.</i>	98
<i>Tabla 2.10.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Asturias.</i>	100
<i>Tabla 2.11.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Castilla León.</i>	106
<i>Tabla 2.12.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT País Vasco.</i>	112
<i>Tabla 2.12.5-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT País Vasco.</i>	121
<i>Tabla 2.13.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Navarra - Rioja.</i>	123
<i>Tabla 2.13.5-1 Relación Centrales Navarra-Rioja.</i>	130
<i>Tabla 3.4.3-1 Error Cataluña.</i>	140
<i>Tabla 3.4.3-2 Correcciones Cataluña.</i>	140
<i>Tabla 3.4.3-3 Error final Cataluña.</i>	141
<i>Tabla 3.6.3-1 Error Levante.</i>	145
<i>Tabla 3.7.3-1 Error Levante Sur.</i>	148
<i>Tabla 3.8.3-1 Error Andalucía Oriental.</i>	151
<i>Tabla 3.9.3-1 Error Gibraltar.</i>	154
<i>Tabla 3.9.3-2 Modificaciones Gibraltar.</i>	154
<i>Tabla 3.10.3-1 Error Huelva.</i>	157
<i>Tabla 3.11.3-1 Error Centro.</i>	160
<i>Tabla 3.12.3-1 Error Galicia.</i>	163
<i>Tabla 3.13.3-1 Error Asturias.</i>	166
<i>Tabla 3.15.3-1 Error País Vasco.</i>	170
<i>Tabla 3.16.3-1 Error Navarra Rioja.</i>	173
<i>Tabla 4.1-1 Análisis error 2016.</i>	180



1. INTRODUCCIÓN





1.1.Introducción

La programación de la generación en el sistema eléctrico español, según lo establecido en el P.O.-3.1, queda establecida tras sucesivos programas donde se incluyen contratos bilaterales de entrega física o bien, sucesivas sesiones de mercado donde se casa la oferta con la demanda.

En el mercado de la electricidad se lleva a cabo la programación de energía de cada día para el sistema eléctrico español. El mercado eléctrico, está controlado por la empresa OMIE, que ejerce de operador de mercado.

Esta programación se lleva a cabo a través de distintos programas de generación (PDBF, PDVP, PHF, P48, Reservas de potencia, gestión de desvíos, restricciones técnicas), que tienen como objetivo garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español así como poder abastecer la demanda necesaria.

1.2.Restricciones Técnicas.

Las restricciones técnicas según se recoge en el Procedimiento de Operación 3.2 (P.O.-3.2), son cualquier circunstancia o incidencia derivada del funcionamiento y estado de la red de generación y transporte, que puede afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecido reglamentariamente.

Lo primero que se debería explicar es el origen de las restricciones, y cuáles son los factores que intervienen en la aparición de restricciones técnicas.

Según está estructurado el sistema eléctrico existen dos principales agentes, el OMIE y REE. El operador del mercado ibérico eléctrico (OMIE) se encarga de cruzar las ofertas de generación y demanda, es un aspecto puramente económico y legislativo. Por otro lado, Red eléctrica de España (REE) es el operador del sistema y se encarga del correcto funcionamiento del sistema (P, Q, V, f), es decir, un aspecto puramente técnico.

Debido a que ambos agentes realizan una función fundamental es necesario que estén en constante comunicación.

Una vez que el operador del mercado ha realizado las distintas sesiones del mercado según el momento del día, este envía la casación a Red Eléctrica quien corre un flujo de carga y detecta los posibles problemas que pueden surgir de dicha casación.

Si el programa no es viable, el operador del sistema modificará la asignación de las unidades que den lugar a las restricciones redistribuyendo la generación.

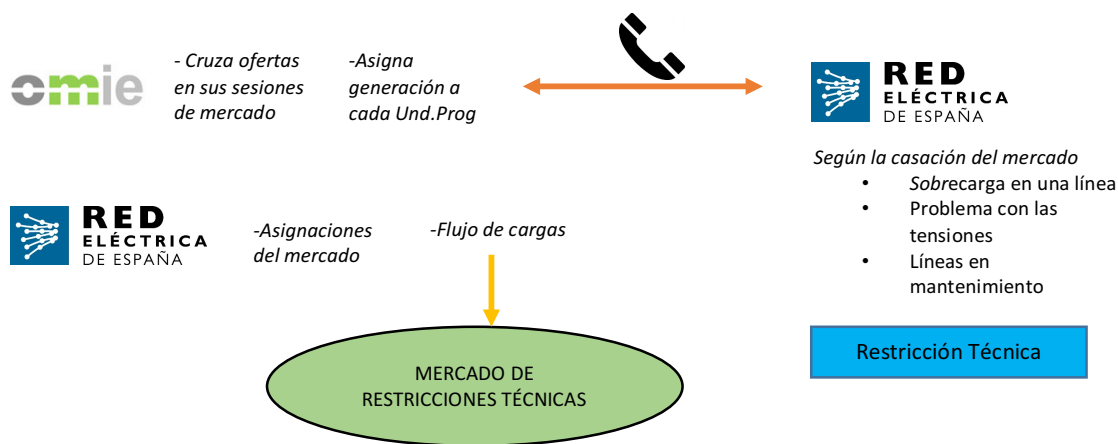


Figura 1.2.1 Esquema aparición de RT

1.3. Resolución de restricciones Técnicas.

El proceso de restricciones técnicas se divide en dos fases, fase 1 y fase 2 .

- **Fase 1:** Esta primera fase sirve para modificar el programa de manera que sea viable y evitar así restricciones en este mercado o sucesivos. En esta fase se producen ofertas que pueden ser tanto a subir como a bajar potencia. Como ya se verá más adelante, típicamente esta fase es a subir potencia, mientras que la fase 2 es a bajar.
- **Fase2:** En esta segunda fase se produce el equilibrio de la generación con la demanda. Mientras en la fase 1 es a subir potencia, en esta segunda fase el sentido es a bajar para así mantener el equilibrio.



1.4. Planteamiento del Proyecto.

Este proyecto es un análisis de las restricciones técnicas en el sistema eléctrico en el periodo 2014 -2015, según las zonas de restricciones determinadas previamente.

El objetivo de este proyecto es poder predecir el volumen fase II . Con ello, primero se estima el volumen a vender en fase I, para después en fase II, devolver esta potencia.

En análisis de restricciones técnicas se hará de manera zonal, dado que las restricciones son zonales. Por ello, se hará un estudio de las centrales que intervienen y su situación geográfica.

Tras este estudio y modelado, se busca ser competitivo en el mercado de restricciones, lo que supondría un abaratamiento de las restricciones , beneficiando al sistema eléctrico.

Primero se realizaría un predicción de restricciones técnicas de la zona, si habrá restricciones y el volumen de estas, fase I, a subir.

A continuación se estima el volumen fase II a bajar (que será igual al volumen fase I a subir). Posteriormente los generadores ofertarán el volumen predicho a bajar a un precio competitivo.

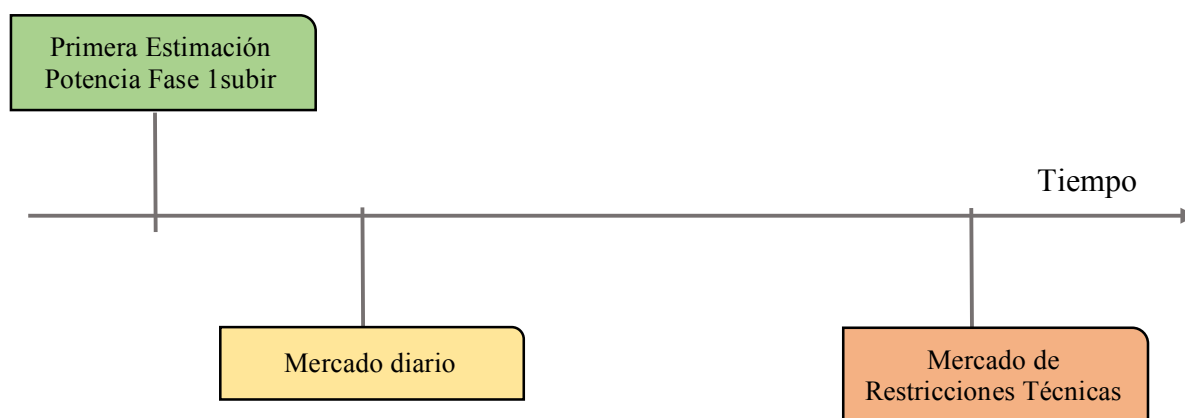


Figura 1.4.1 Cronología Proyecto

Primero se calculará el volumen a subir, para después ofertar ese mismo volumen a bajar.



1.5. Partes Proyecto.

El proyecto consta de las siguiente partes:

- **Parte Previa: Tratamiento de datos.** Establecimiento de las centrales Fase 1 a subir así como su localización geográfica con el fin de determinar las zonas de restricciones.
- **Parte Primera: Estudio estadístico histórico** de las restricciones técnicas, aparición y volumen, en cada zona según las variables:
 - Hora
 - Estación
 - Día de la semana
 - Precio Mercado diario
 - Generación eólica
 - Intercambios Internacionales (Balance, Importación, Exportación)
 - Demanda

Con esta parte se pretende estudiar la naturaleza y características de las restricciones técnicas de cada zona para la Fase I a subir.

- **Segunda Parte: Creación de modelo predicción restricciones fase I a subir.** Primero se creará un modelo de predicción de restricciones técnicas, y después en otro modelo, se estimará el volumen se estas.

Las variables serán las mismas que en la primera parte.

Aunque en un principio se diseñó el proyecto para predecir el precio, esto último se descartó ya que los futuros cambios en el mercado eléctrico, con la incorporación de nuevos tipos de generación desaconsejan la predicción del precio con modelos basados en el pasado.



1.6. Justificación Fase I a subir.

Para este proyecto se ha utilizado la Fase I a subir, y la Fase II a bajar. Sin embargo, como ya se explicó anteriormente, en el mercado de restricciones existen dos fases a las cuales se puede ofertar a subir o a bajar potencia.

La justificación de esta división se muestra en la siguiente tabla, donde se observa como la fase I es mayoritariamente a subir. Por el contrario la Fase II es mayoritariamente a bajar.

Potencia (GWh)	
Fase 1 Subir	16442
Fase 1 Bajar	184
Fase 2 Subir	4
Fase 2 Bajar	16262

Tabla 1.6-1 Resumen Fases RT durante el periodo de estudio

Además , en este proyecto se han tratado solo las unidades térmicas, ya que como se muestra a continuación , son las centrales que más influencia tienen en el mercado de restricciones.

Tecnología	F1 Subir	F1 Bajar	F2 Subir	F2 Bajar
Térmica	99,92%	79%	85%	55%
Bombeo	0,05%	19%	14%	36%
Eólica	0%	1%	0%	0%
Hidráulica	0,03%	1%	1%	8%
Nuclear	0%	0%	0%	1%
Solar (PV)	0%	0%	0%	0%
Solar Térmica	0%	0%	0%	0%

Tabla 1.6-2 Resumen Tecnologías RT durante el periodo de estudio

Se justifica claramente que para las dos primeras partes, donde interesa conocer el volumen de restricciones técnicas a subir , para después ofertar a bajar , el proyecto se centre en fase 1 , y en las centrales térmicas.



1.7. Determinación Zonas

Para llevar a cabo el estudio, primero se analizaron las unidades de programación térmicas, que han intervenido por restricciones técnicas fase 1 a subir, durante el periodo de estudio, 2014-2015.

Posteriormente se localizó geográficamente las centrales, para así delimitar las zonas de restricciones a estudiar.

Las Unidades de Programación térmicas que intervinieron en restricciones se muestran en la siguiente tabla.

Unidad de Prog	Nombre	Zona
ABO1	ABOÑO 1	Asturias
ABO2	ABOÑO 2	Asturias
ACE3	ACECA 3	Centro
ACE4	ACECA 4	Centro
ALG3	C.C. ALGECIRAS	Andalucía Sur
ALL1	ANLLARES	Castilla y León
AMBIETA	AMBIETA	País Vasco
ARCOS2	C.C. ARCOS 2	Andalucía Sur
ARCOS3	C.C. ARCOS 3	Andalucía Sur
ARRU2	C.C. ARRUBAL	Navarra - Rioja
BAHIAB	C.C. BAHÍA DE BIZKAIA	País Vasco
BES3	C.C. BESÓS 3	Cataluña
BES4	C.C. BESÓS 4	Cataluña
BES5	C.C. BESÓS 5	Cataluña
BRR1	C.T. LOS BARRIOS	Andalucía Sur
CCO2	C.T. COMPOSTILLA 2	Castilla y León
CCO3	C.T. COMPOSTILLA 3	Castilla y León
COL4	C.C. COLÓN 4	Huelva
COM4	C.T. COMPOSTILLA 4	Castilla y León
COM5	C.T. COMPOSTILLA 5	Castilla y León
CTGN1	C.C. CARTAGENA 1	Levante Sur
CTGN2	C.C. CARTAGENA 2	Levante Sur
CTGN3	C.C. CARTAGENA 3	Levante Sur
CTJON1	C.C. CASTEJÓN 1	Navarra - Rioja
CTJON3	C.C. CASTEJÓN 3	Navarra - Rioja
CTN3	C.C. CASTELLÓN 3	Levante
CTN4	C.C. CASTELLÓN 4	Levante
ELC1*	C.T. ELCOGÁS GICC PL	Centro
ESCCC1	C.C. ESCOMBRERAS 1	Levante Sur
ESCCC2	C.C. ESCOMBRERAS 2	Levante Sur
ESCCC3	C.C. ESCOMBRERAS 3	Levante Sur



Unidad de Prog	Nombre	Zona de RT
GUA1	C.T. GUARDO 1	Castilla y León
GUA2	C.T. GUARDO 2	Castilla y León
LIT1	C.T. LITORAL 1	Andalucía Oriental
LIT2	C.T. LITORAL 2	Andalucía Oriental
MALA1	C.C. MALAGA 1	Andalucía Oriental
MEI1	C.T. MEIRAMA	Galicia
NRC3	C.T. NARCEA 3	Asturias
PALOS1	C.C. PALOS 1	Huelva
PALOS2	C.C. PALOS 2	Huelva
PALOS3	C.C. PALOS 3	Huelva
PBCN1	C.C. PUERTO BARCELONA 1	Cataluña
PBCN2	C.C. PUERTO BARCELONA 2	Cataluña
PGR1	C.T. PUENTES 1	Galicia
PGR2	C.T. PUENTES 2	Galicia
PGR3	C.T. PUENTES 3	Galicia
PGR4	C.T. PUENTES 4	Galicia
PNN3*	C.T. PUENTENUEVO 3	Centro
PVENT1	C.C. PLANA DE VENT 1	Cataluña
PVENT2	C.C. PLANA DE VENT 2	Cataluña
ROB2	C.T. LA ROBLA 2	Castilla y León
SAGU1	C.C. SAGUNTO 1	Levante
SAGU2	C.C. SAGUNTO 2	Levante
SAGU3	C.C. SAGUNTO 3	Levante
SBO3	C.C. SABÓN 3	Galicia
SRI2	C.T. SOTO 2	Asturias
SRI3	C.T. SOTO 3	Asturias
SRI4	C.T. SOTO 4	Asturias
SROQ1	C.C. SAN ROQUE 1	Andalucía Sur
SROQ2	C.C. SAN ROQUE 2	Andalucía Sur
STC4	C.C. SANTURCE 4	País Vasco
TAPOWER	C.C. TARRAGONA POWER	Cataluña
TARRAG	CC. TARRAGONA	Cataluña
TER1	C.T. TERUEL 1	Aragón
TER2	C.T. TERUEL 2	Aragón
TER3	C.T. TERUEL 3	Aragón

Tabla 1.7-1 Lista Unidades de Programación

Se determinaron en total **13 zonas** de restricciones.

Dado que las restricciones son zonales, una vez estudiadas las centrales, se localizaron y se situaron en un mapa.



*Las centrales de Elcogás y Puente Nuevo finalmente no se incluyeron al estar desmantelándose.



1.8. Adaptación al nuevo marco legislativo

En Octubre de 2015 entró en vigor el nuevo marco legislativo el cual regula las ofertas en el mercado de restricciones.

Con ello se intenta resolver el problema de ofertas por debajo del mínimo técnico de algunas centrales. En el nuevo marco regulatorio, una oferta por debajo del mínimo técnico no se aceptaría.

Por ello, dado que los datos con los que se pretende crear el modelo están basados en este periodo previo, se han sustituido las ofertas por debajo del mínimo técnico por el mínimo técnico de la central.





2. ANÁLISIS ESTADÍSTICO **HISTÓRICO**





2.1. ESTUDIO ZONA CATALUÑA

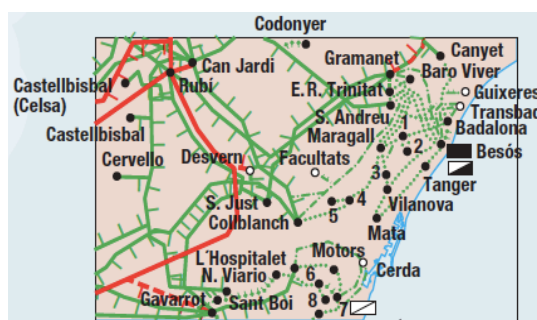
En la zona de Cataluña se encuentran las centrales de Tarragona, Tarragona Power, Besós, Puerto de Barcelona y Plana de Vent.

La central térmica de Tarragona se encuentra en el polígono industrial de la ciudad de Tarragona. Cuenta con una potencia instalada de 400MW mono-eje.¹

La central de Tarragona Power se sitúa en el municipio de La Canonja. Está formada por tres grupos. Los ciclos combinados Besos III y Besós IV, son dos grupos independientes con una potencia de 400MW cada uno. En 2010 entró en funcionamiento el grupo Besós V, con una potencia instalada de 859MW.²

La central Puerto de Barcelona, está formada por dos grupos de 400MW mono-eje.

Por último, la central Plana de Vent se encuentra en Tarragona y consta dos grupos mono eje de 400MW.



2.1.1. Estudio Estadístico Zona Cataluña

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

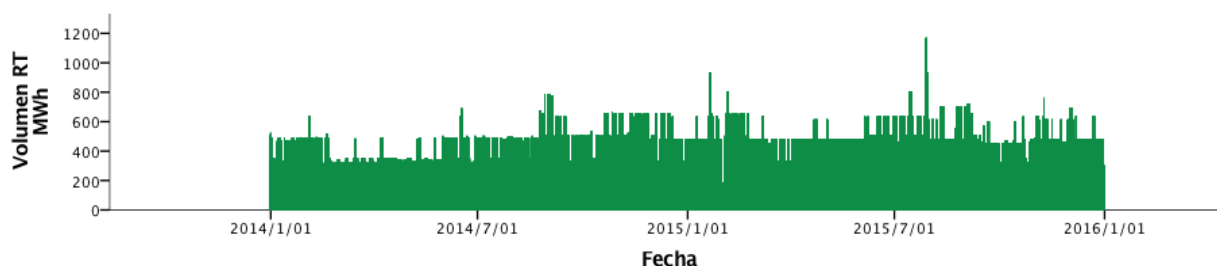


Figura 2.1.1.0.1 Cataluña Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 17470 horas, lo que supone un 99% de las horas.

¹ <http://www.empresariosagrupados.es/projects/tarragona-spain/>

² https://es.wikipedia.org/wiki/Central_t%C3%A9rmica_del_Bes%C3%B3s



En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 400 MWh, generando un total de 6995 GWh durante 2014 y 2015.

Se observa cómo se produjeron restricciones todos los días de manera continua.

2.1.2. Estudio Influencia Variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda	Exportación Francia	Importación Francia
Aparición RT	0.42	-0.20	0.90	-0.24	0.50	0.10

Tabla 2.1.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Cataluña

No hay relación entre la hora y la aparición de restricciones técnicas. Las restricciones se mantiene constantes para cada hora.

Existe una fuerte relación entre las restricciones técnicas y la generación eólica, a medida que aumenta la generación eólica aumenta el porcentaje de restricciones técnicas.

El precio del mercado y la demanda no influyen en la aparición de restricciones técnicas.

En cuanto a los intercambios internacionales, existe una relación muy débil entre las exportaciones y la aparición de restricciones técnicas. Las importaciones no tienen ninguna influencia en las restricciones.



2.1.3. Estudio Naturaleza y Características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

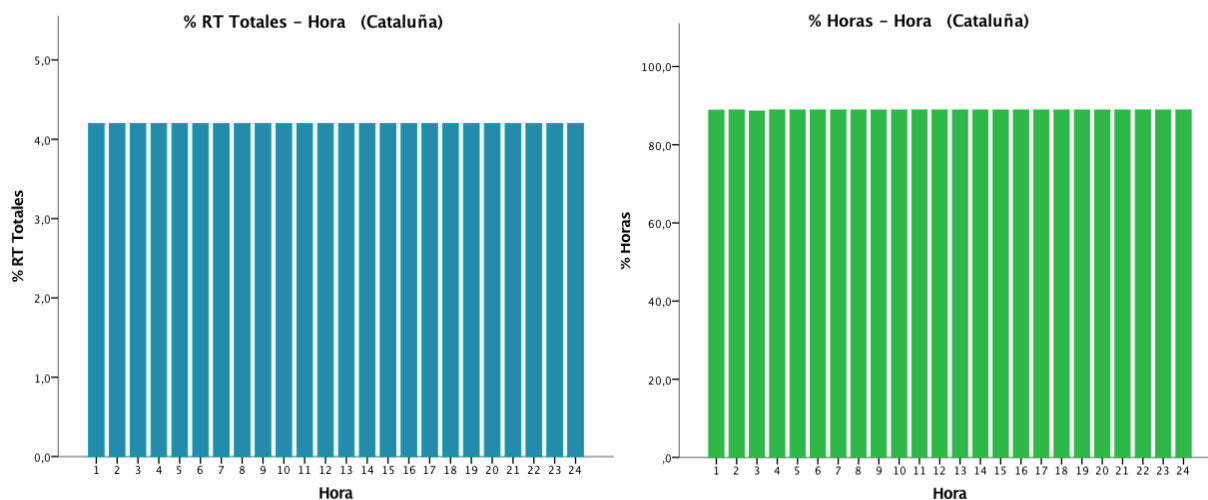


Figura 2.1.3.1 Cataluña Relación RT- Hora

La aparición de restricciones técnicas no se ve influenciada por la hora. El número de restricciones se mantiene constante durante todo el día . Para cualquier periodo del día, se producen restricciones el 83% de las veces.

Relación Restricciones Técnicas – Estación

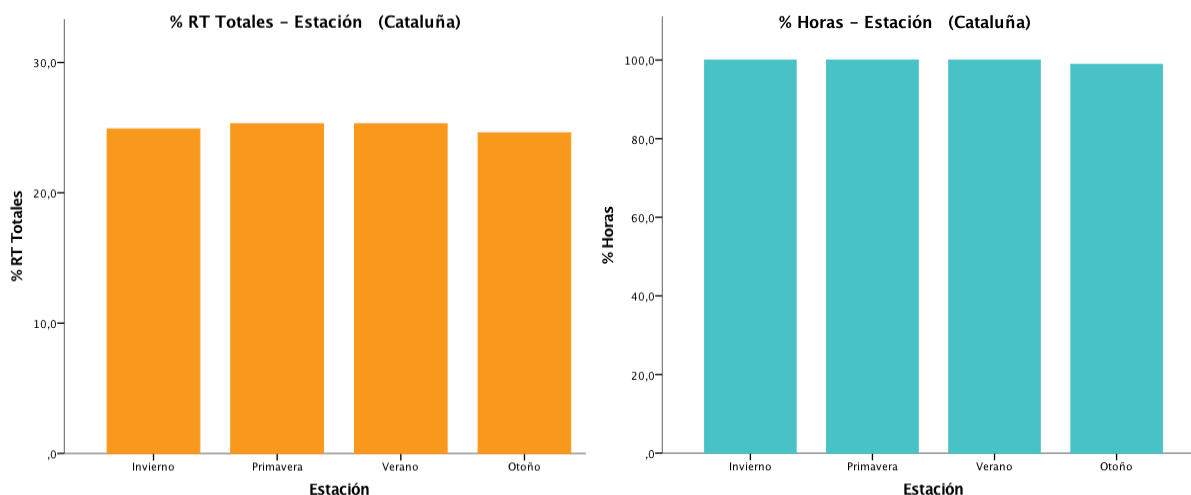


Figura 2.1.3.2 Cataluña Relación RT- Estación

Se producen restricciones durante todas las estaciones destacando el Invierno donde se producen restricciones el 100% de las horas.



Relación Restricciones Técnicas – Balance Intercambio con Francia

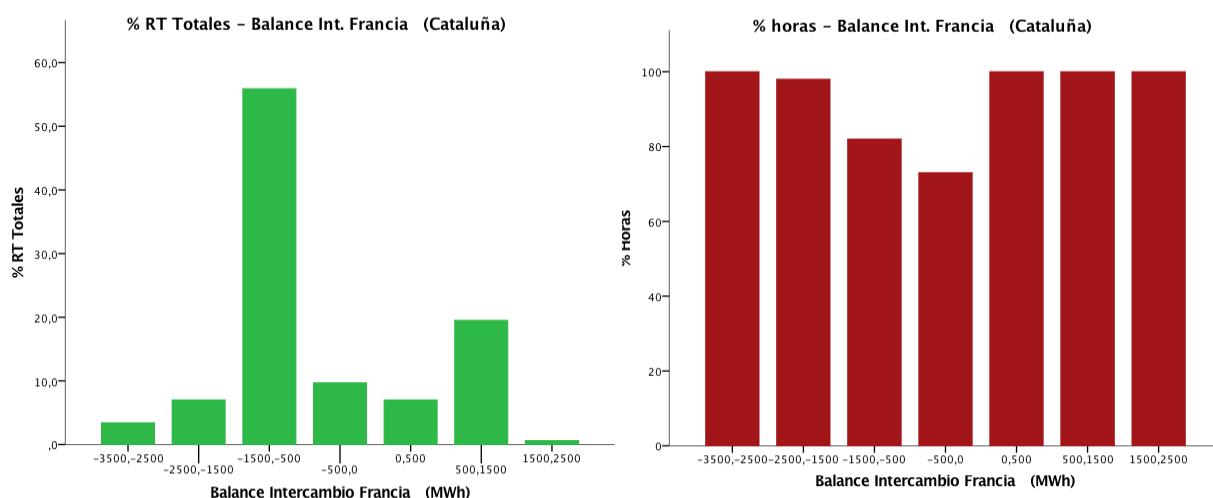


Figura 2.1.3.3 Cataluña RT- Balance Intercambio Francia

Cuando el saldo es importador, entre 1500 y 500 MWh, se producen el 50% de las restricciones técnicas. Se producen un número alto de restricciones independientemente de cual sea el balance del intercambio.

Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

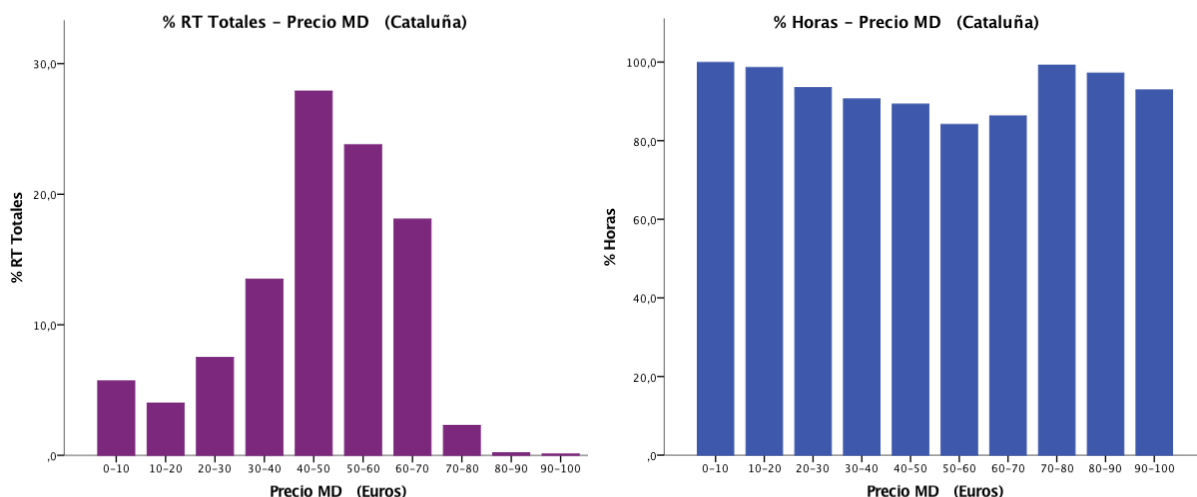


Figura 2.1.3.4 Cataluña Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como no hay relación entre el precio de mercado y la aparición de restricciones técnicas. Un gran porcentaje de las restricciones técnicas se concentran cuando el precio del mercado está entre 40 y 50 euros, ya que es el precio medio del mercado.



Relación Restricciones Técnicas – Demanda

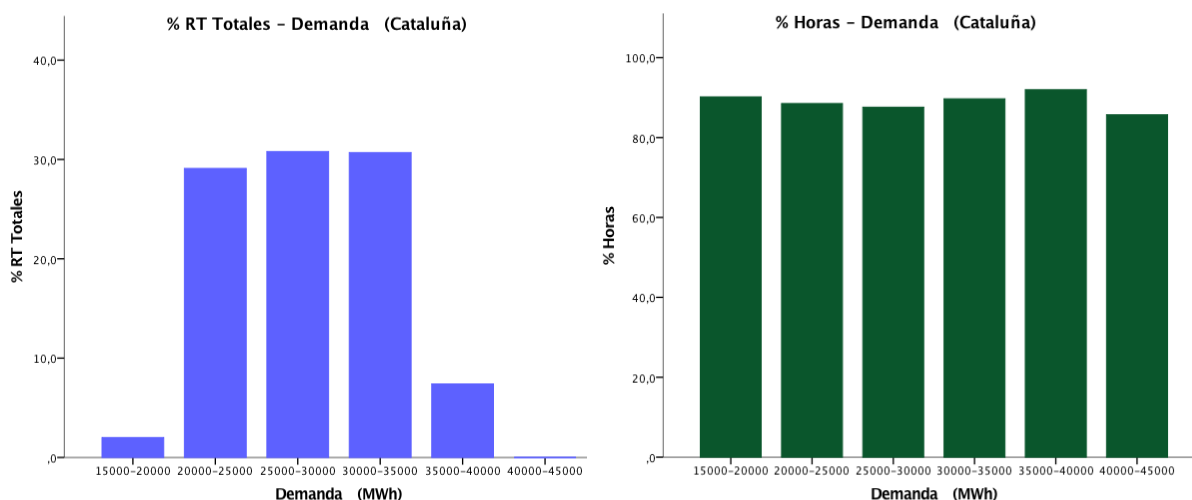


Figura 2.1.3.5 Cataluña Relación RT- Demanda

Se observa como la demanda no influye en la aparición de restricciones técnicas, manteniendo un alto porcentaje de restricciones para cada nivel de demanda.

Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

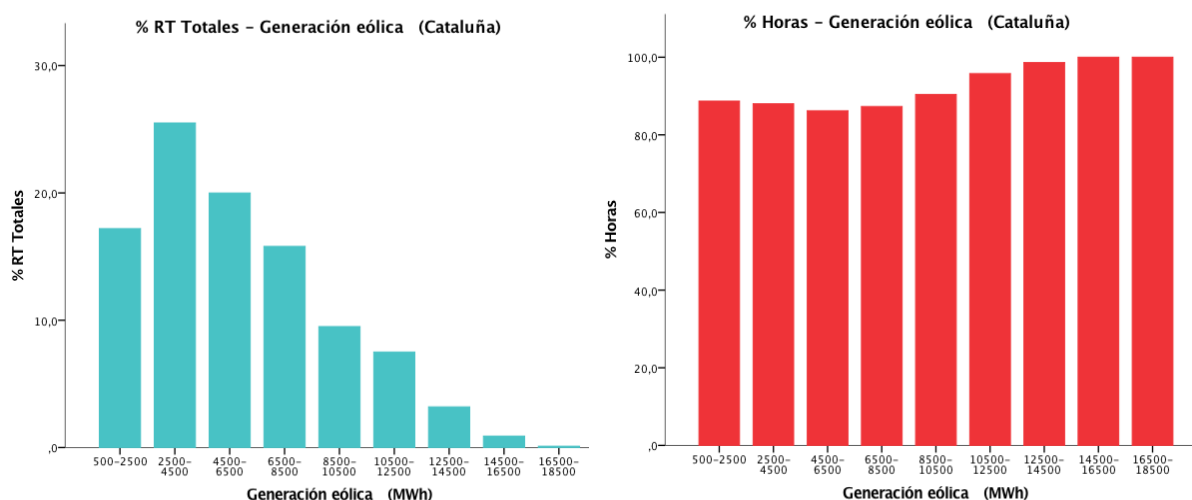


Figura 2.1.3.6 Cataluña Relación RT- Generación Eólica

A medida que aumenta la generación eólica, aumenta el porcentaje en el que ocurren restricciones técnicas, llegando a haber restricciones técnicas el 100% de las horas cuando la generación eólica es superior a 14500MWh.



Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

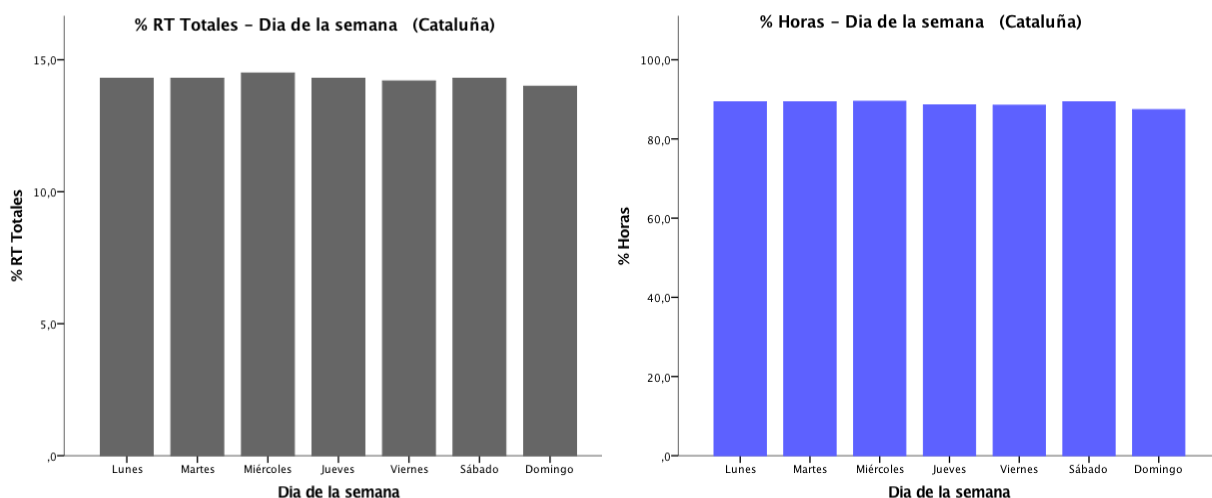


Figura 2.1.3.7 Cataluña Relación RT- Día de la semana

Se producen restricciones técnicas todos los días de la semana por igual, no hay un día que destaque especialmente.

Conclusiones

- Las restricciones técnicas se producen a cualquier hora y se mantienen constantes en el tiempo.
- Durante el invierno y el otoño se producen un 10% más de restricciones técnicas.
- No se observa influencia del día de la semana en la aparición de restricciones técnicas. Tampoco se observa influencia de la demanda y el precio del mercado dado que las restricciones se mantienen constantes en el tiempo.
- A medida que aumenta la generación eólica aumenta el porcentaje de restricciones, llegando a haber restricciones el 100% de las horas cuando la producción eólica está por encima de 14500MWh.
- El balance no influye en la aparición de las restricciones.



2.1.4. Estudio de la Influencia de los Intercambios con Francia

Estudio Interconexiones 2014-2015.

Al igual que ocurría en la zona del País Vasco y Navarra, debido a la cercanía de esta zona con Francia, es de gran interés estudiar la evolución de las restricciones técnicas según los intercambios internacionales con el país fronterizo.

Por ello, se muestra la relación entre las importaciones - exportaciones y el porcentaje de horas donde se produjeron restricciones.

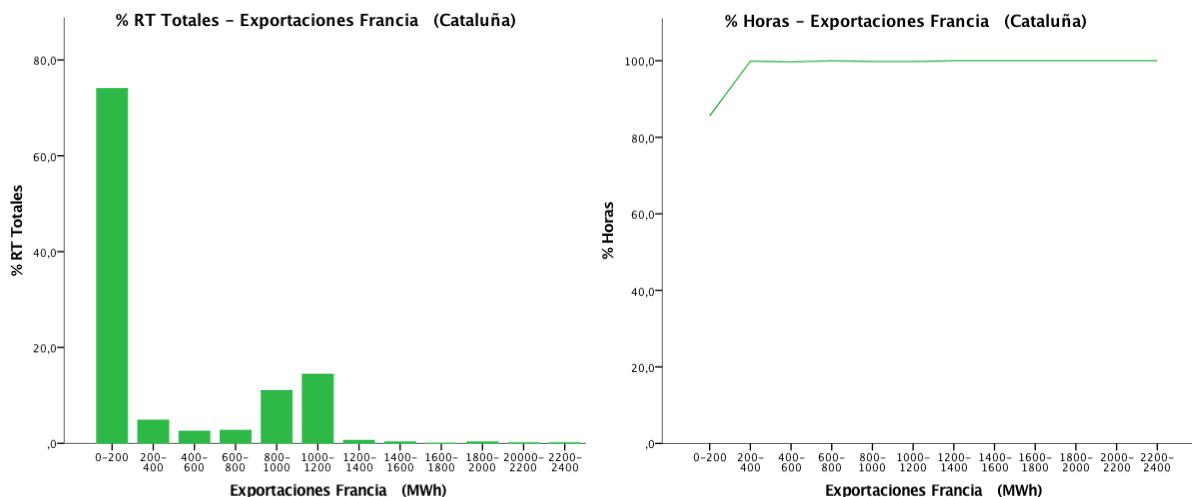


Figura 2.1.4.1 Cataluña Relación RT- Exportación Francia

El 74% de las restricciones se producen cuando se está exportando menos de 200 MWh. A partir de 200 MWh de exportación se producen restricciones el 100% de las horas, aunque son menos numerosas ya que el saldo exportador no suele alcanzar valores muy elevados.

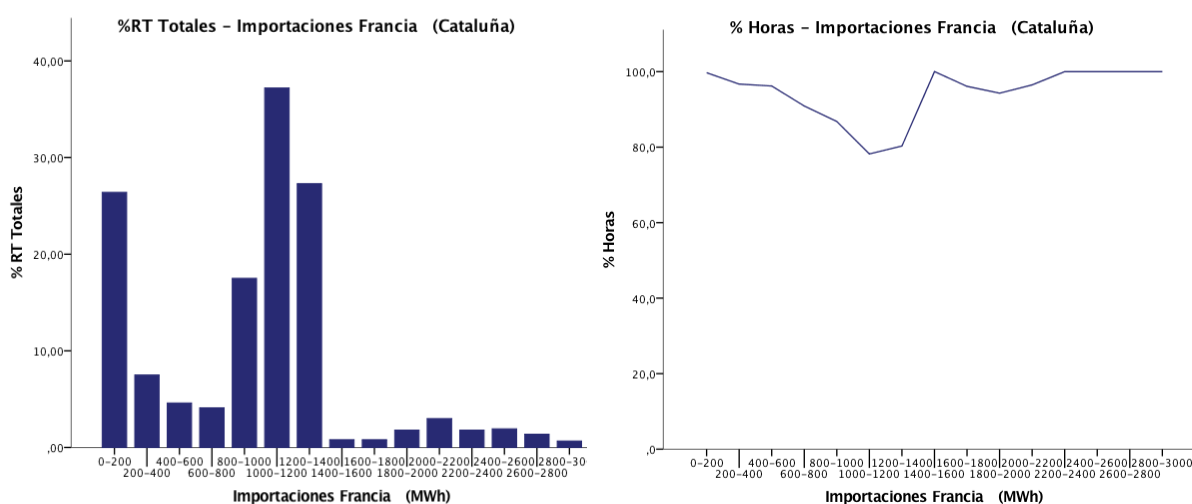


Figura 2.1.4.2 Cataluña Relación RT- Importación Francia



Se observa como no existe influencia entre las restricciones y las importaciones. A partir de una importación de 2400MWh, se producen restricciones técnicas el 100% de las horas.

Estudio Interconexiones Octubre 2015 – Diciembre 2015

Dado que la inauguración de la nueva interconexión ha influido en el intercambio entre España y Francia, se estudia cómo se han visto afectadas las restricciones técnicas, comparando el periodo Octubre – Diciembre 2014 y 2015.

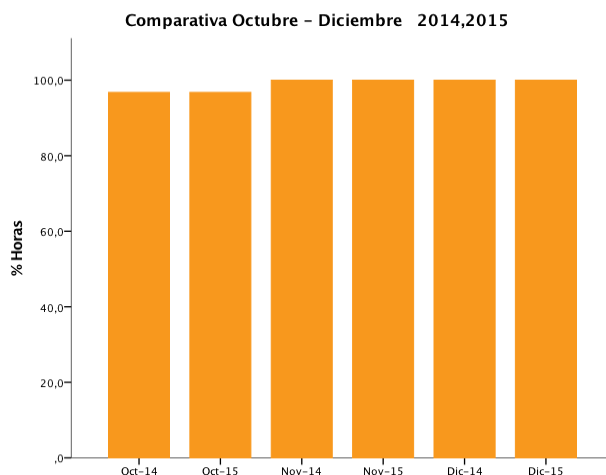


Figura 2.1.4.3 Cataluña Intercambios Comparativa RT Octubre-Diciembre

No se ha producido ningún cambio desde la nueva interconexión, el porcentaje de restricciones técnicas no se ha visto alterado.

Conclusiones

- No existe una influencia clara entre las conexiones internacionales y la aparición de restricciones técnicas en la zona de Cataluña.



2.1.5. Estudio Estadístico Grupos Zona Cataluña

En esta última parte se ha estudiado la influencia entre las cinco centrales.

La central de Tarragona Power generó por restricciones técnicas 1332 horas, lo que supone un 7.6 % de las horas. Durante 2014-2015, generó 142GWh.

La central de Tarragona participó en restricciones 209 horas, lo que supone un 1.2% de las horas, generando 45 GWh con una media de 218MWh.

En cuanto la central térmica de Besós, sus grupos generaron un total de 2851GWh, gracias a sus cuatro grupos Besós III, Besós IV, Besos V, produjeron una media de 150 MWh, 180 MWh y 150 MWh, respectivamente.

La central del puerto de Barcelona generó una potencia de 145 GWh durante 10760 horas.

Por último, la central de Plana de Vent, generó 193GWh, durante 1302 horas.

2.2. ESTUDIO ZONA ARAGÓN

En la zona de Aragón se encuentran la central de Teruel, o también conocida como la central de Andorra.

La central térmica de carbón se encuentra situada en la provincia de Teruel. Está formada por tres grupos de 367 MW cada uno.³



Actualmente esta central térmica se ha visto envuelta en polémica por la decisión del gobierno de subvencionar la modernización de la planta con el fin de incentivar las cuencas mineras de esta región.

2.2.1. Estudio Estadístico Zona Aragón

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

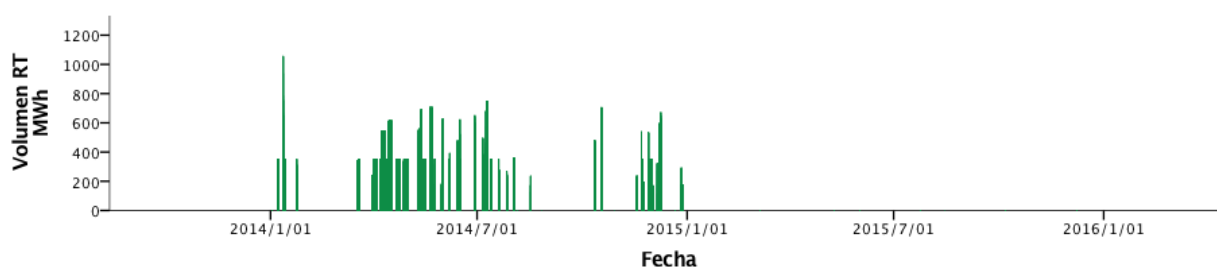


Figura 2.2.1.1 Aragón Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 1253 horas, lo que supone un 7% de las horas. En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 380 MWh, generando un total de 477 GWh durante 2014 y 2015.

Se observa como no ha habido restricciones técnicas en esta zona desde Enero de 2015, incluyendo 2016. Por ello se ha estudiado el comportamiento de la central en el resto de mercados, con el fin de determinar si este comportamiento es generalizado, o si se restringe solo al mercado de restricciones.

³ <http://www.sipca.es/censo/15-INM-TER-033-025-2/Central/T%C3%A9rmica.html#.V17wTOaLSu4>

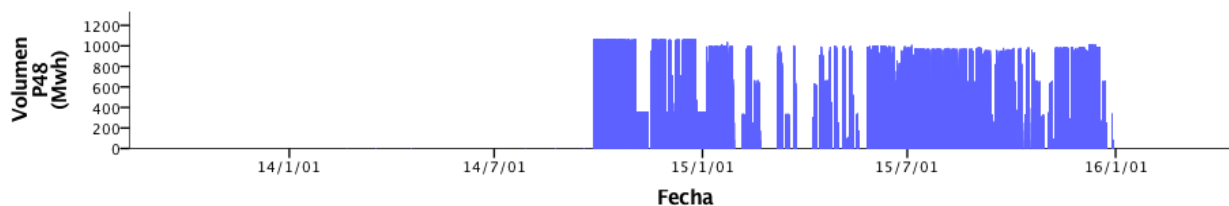


Figura 2.2.1.2 Aragón Evolución P48 periodo 2014- 2015

Se observa como existe un cambio de tendencia. Mientras en 2014 la central participó en restricciones, durante 2015 tuvo un mayor papel en otro tipo de generación. Por lo que se concluye que el comportamiento en restricciones se ha visto afectado por un cambio en la generación de la central.

2.2.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas. Dado que esta zona de estudio está distanciada de Francia, no se incluye las variables de intercambio con Francia. Además, ya que no se produjeron restricciones durante 2015, solo se estudia el año 2014 con el fin de estudiar mejor el comportamiento de las centrales técnicas en esta zona.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda
Aparición RT	-0.66	0.33	-0.18	-0.98

Tabla 2.2.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Aragón

Existe una clara relación entre las restricciones y la demanda. Cuanto menor es la demanda, mayor es el número de restricciones técnicas. Esto está ligado a la hora, ya que la baja demanda se concentra en determinadas horas del día.

La generación eólica, así como el precio del mercado diario no tienen relación con la aparición de restricciones técnicas.



2.2.3. Estudio Naturaleza y Características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

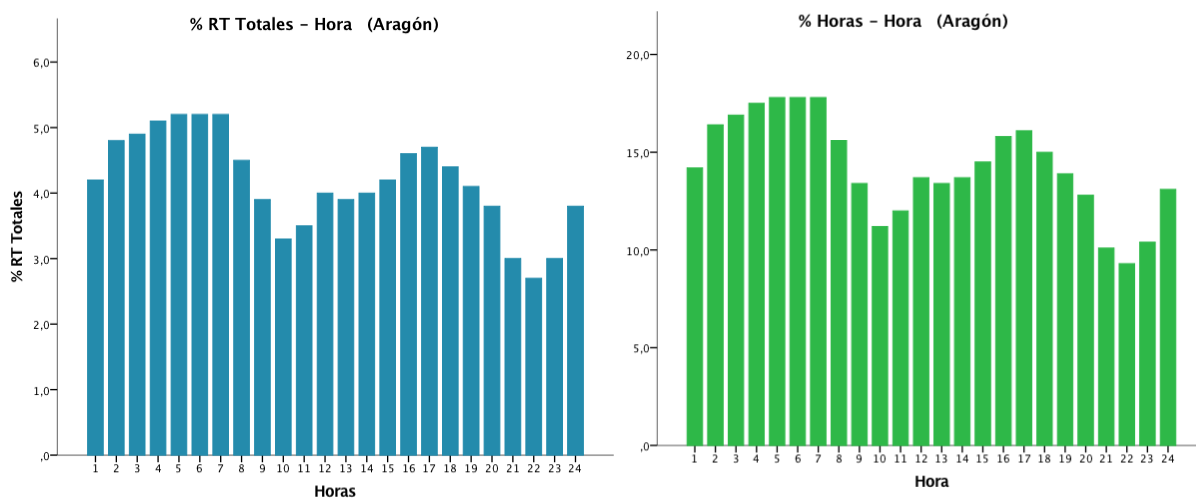


Figura 2.2.3.1 Aragón Relación RT- Hora

A menor demanda mayor número de restricciones. Se observa como las restricciones técnicas tienen una ligera relación con el perfil horario de la demanda, siguiendo el perfil inverso. En los periodos de mayor demanda el porcentaje de restricciones disminuye, aumentando en los valles.

Relación Restricciones Técnicas – Estación

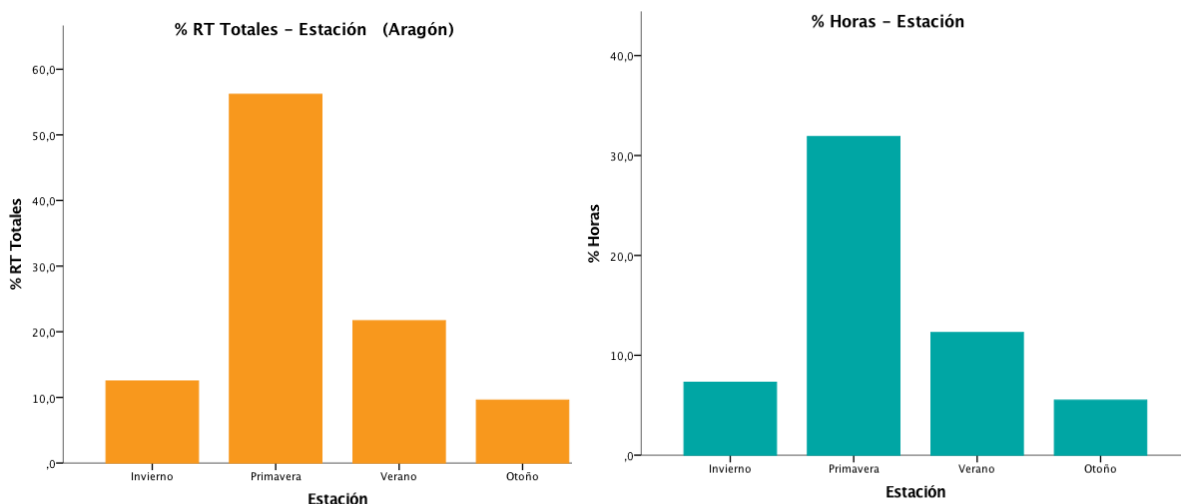


Figura 2.2.3.2 Aragón Relación RT- Estación

Primavera es la estación en la cual se producen más restricciones, surgiendo restricciones en una de cada tres horas.



Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

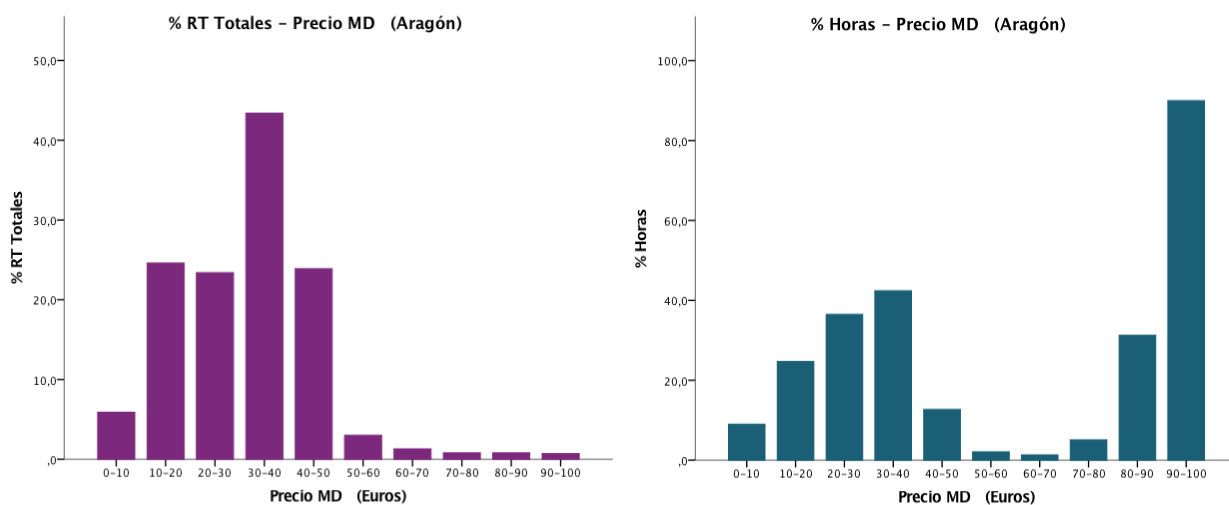


Figura 2.2.3.3 Aragón Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como no hay relación entre el precio de mercado y la aparición de restricciones técnicas. El mayor porcentaje de restricciones técnicas se concentra cuando el precio es menor de 40 euros, coincidiendo con los momentos de baja demanda. Si el precio es muy alto se producen restricciones el 100% de la horas.

Relación Restricciones Técnicas – Demanda

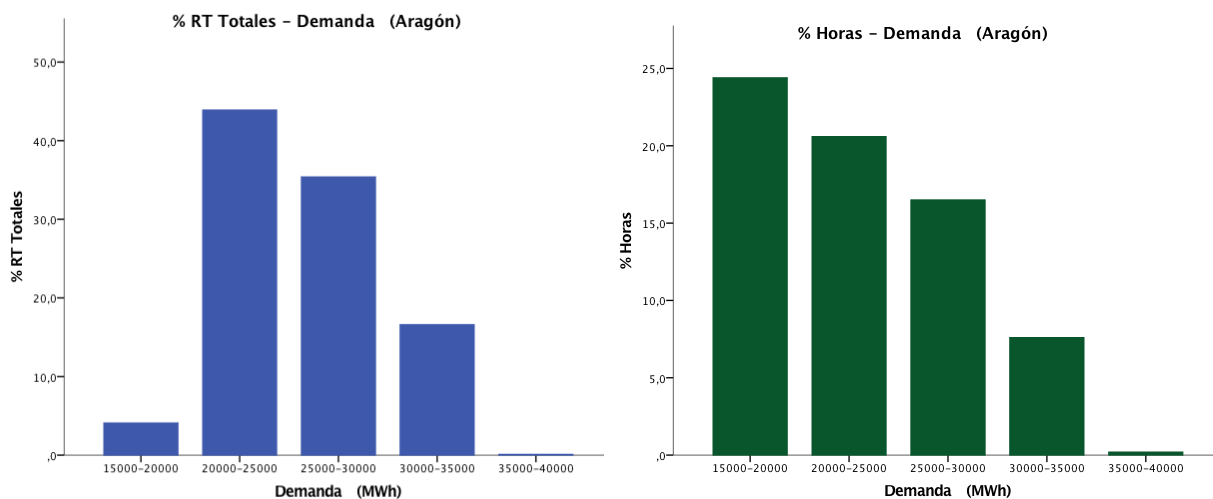


Figura 2.2.3.4 Aragón Relación RT- Demanda

Se observa una fuerte relación entre la demanda y la aparición de la demanda. A medida que la demanda aumenta, disminuye el porcentaje de restricciones. En el valle de la demanda es cuando más restricciones técnicas ocurren, coincidiendo con la madrugada. Cuanto mayor es el valle, mayor es el porcentaje de restricciones que ocurren.



Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

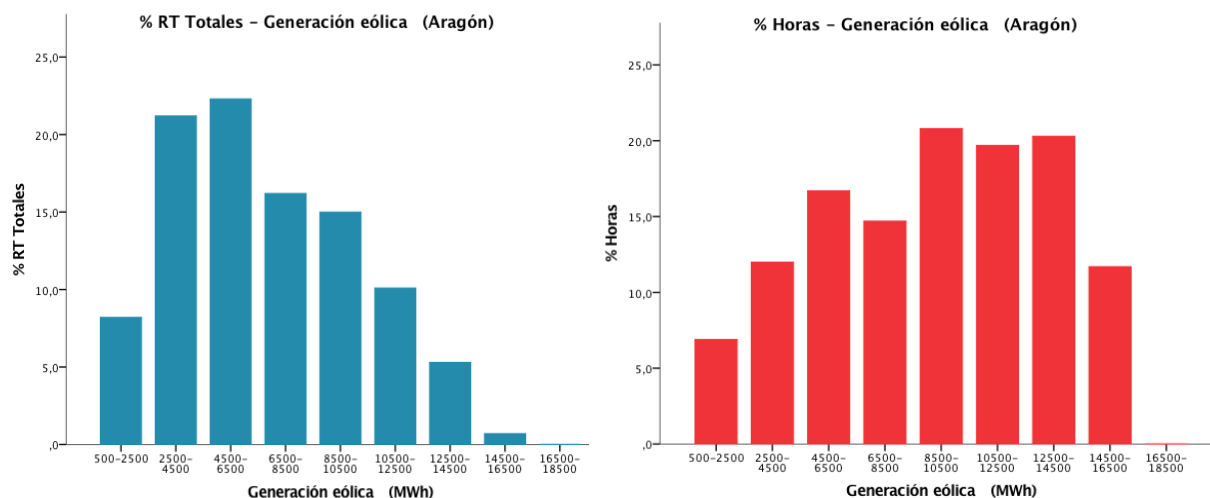


Figura 2.2.3.5 Aragón Relación RT- Generación Eólica

A medida que aumenta la generación eólica, aumenta el porcentaje en el que ocurren restricciones técnicas, pero sin llegar a haber una relación lineal clara.

Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

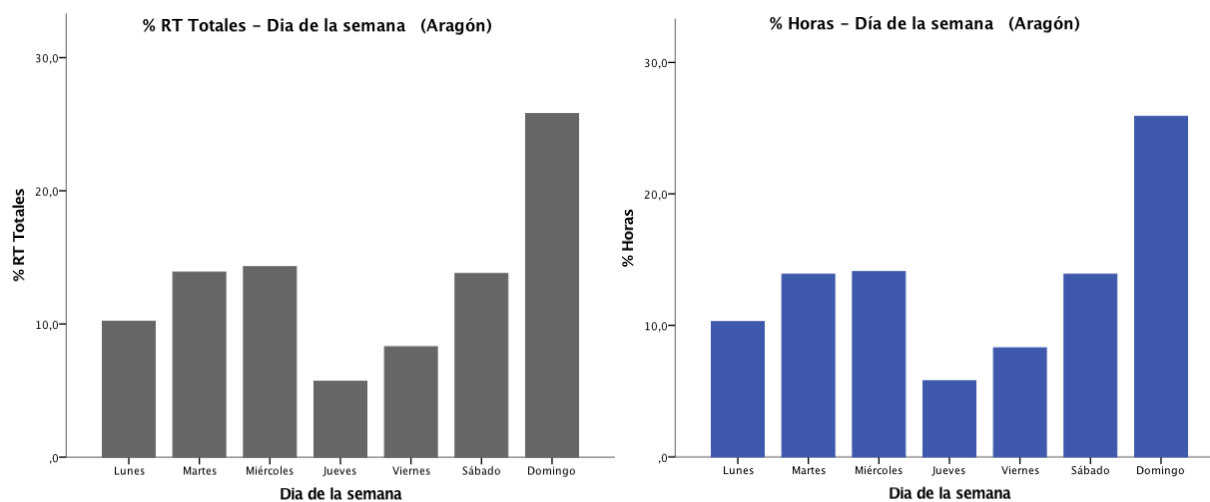


Figura 2.2.3.6 Aragón Relación RT- Día de la semana

El domingo es el día de la semana que más restricciones técnicas ocurre. Durante el resto de la semana el porcentaje de restricciones varía según el día.



Conclusiones

- A menor demanda , mayor número de restricciones técnicas. Debido a ello, el mayor porcentaje de restricciones se produce durante la madrugada, aunque si se producen restricciones durante el día a diferencia de otras zonas.
- Primavera es la estación donde más restricciones técnicas suceden.
- Mayor concentración de restricciones cuando el precio del mercado es inferior a 40 euros. Si el precio es muy elevado, se producen restricciones el 100% de las horas.
- Tanto la generación eólica como el día de la semana no influyen en la aparición de restricciones técnicas.

2.2.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Aragón

En esta última parte, dado que solo hay una central , se ha estudiado el comportamiento de los grupos que conforman la central térmica de Teruel.

El grupo que más generó por restricciones fue Teruel III, generando 227GWh, durante 791 horas con una media de 290 MWh.

El segundo grupo fue Teruel I, generando 160 GWh, durante 621 horas, con una media de 259 MWh.

Por último, el grupo Teruel II, generó 90 GWh, durante 377 horas con una media de 290MWh.

2.3. ESTUDIO ZONA LEVANTE

En la zona de Levante se encuentran las centrales de Castellón y Sagunto.

La central de ciclo combinado de Castellón está formada por dos grupos, Castellón 3 y Castellón 4 de 800MW Y 850 MW respectivamente.

Actualmente la empresa propietaria se ha planteado cerrar Castellón 3 , el cual solo generó el 1% de su capacidad durante 2014.⁴



La central térmica de Sagunto, ubicada en el municipio de Sagunto, consta de tres grupos. La central, de ciclo combinado, tiene una potencia total de 1200MW⁵

2.3.1. Estudio Estadístico Zona Levante

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

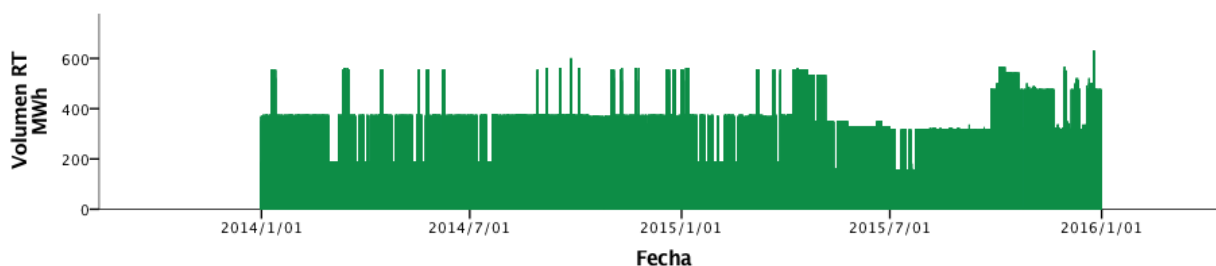


Figura 2.3.1.1 Levante Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 14834 horas, lo que supone un 85% de las horas.

En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 283 MWh, generando un total de 4204 GWh durante 2014 y 2015.

Las restricciones se mantuvieron constantes a lo largo del periodo de estudio.

⁴ <http://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/6596779/03/15/Iberdrola-tiene-tres-meses-para-cerrar-la-central-de-Castellon.html>

⁵ https://es.wikipedia.org/wiki/Central_t%C3%A9rmica_de_Sagunto



2.3.2. Estudio de la influencia de las variables

A continuación, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas. Dado que esta zona de estudio está distanciada de las conexiones internacionales, no se incluye las variables de intercambios extranjeros.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda
Aparición RT	-0.35	0.14	0.41	-0.35

Tabla 2.3.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Levante

Ninguna de las variables de estudio tiene relación con la aparición de las restricciones técnicas. Por ello, se concluye que la aparición de restricciones técnicas en esta zona no sigue un patrón de comportamiento lineal determinado y se mantiene muy constante en el tiempo.

2.3.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

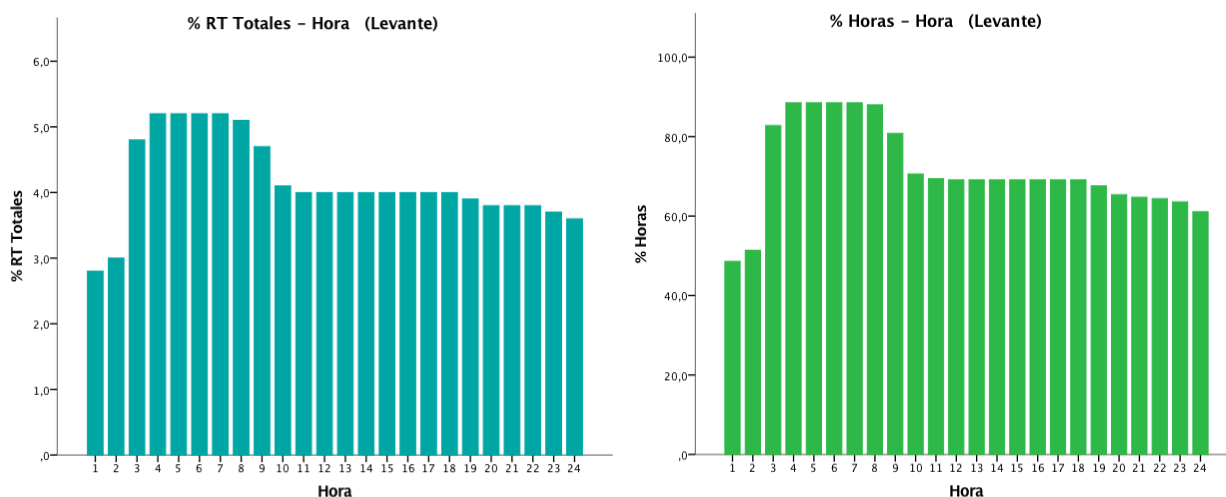


Figura 2.3.3.1 Levante Relación RT- Hora

Las restricciones técnicas no tienen relación con la hora. Se observa como el mayor porcentaje de restricciones se produce de madrugada, coincidiendo con el valle de la demanda.



Relación Restricciones Técnicas – Estación

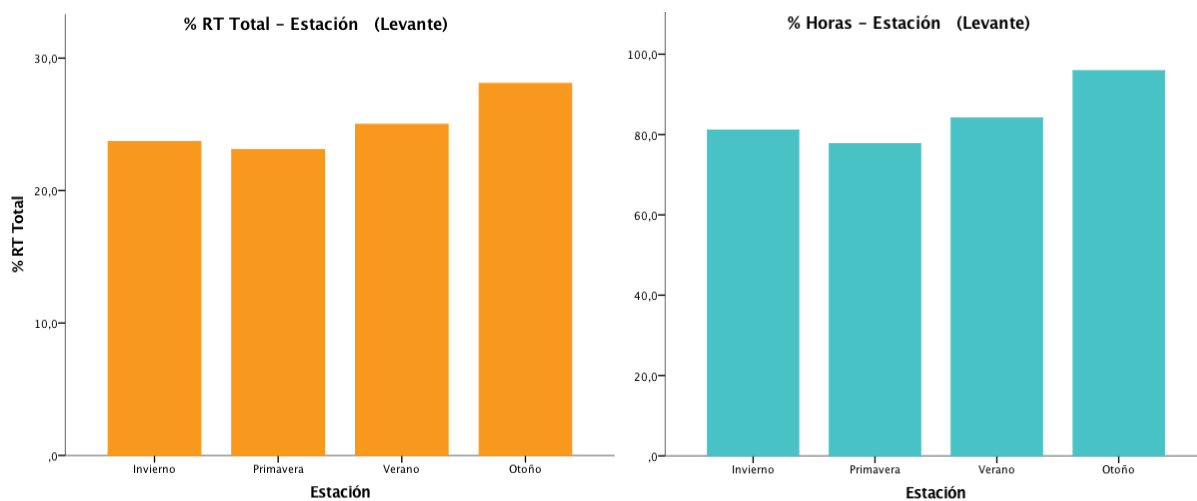


Figura 2.3.3.2 Levante Relación RT- Estación

En Otoño se producen restricciones el 96% de las horas, por lo que resulta la estación en la que se producen más restricciones técnicas.

Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

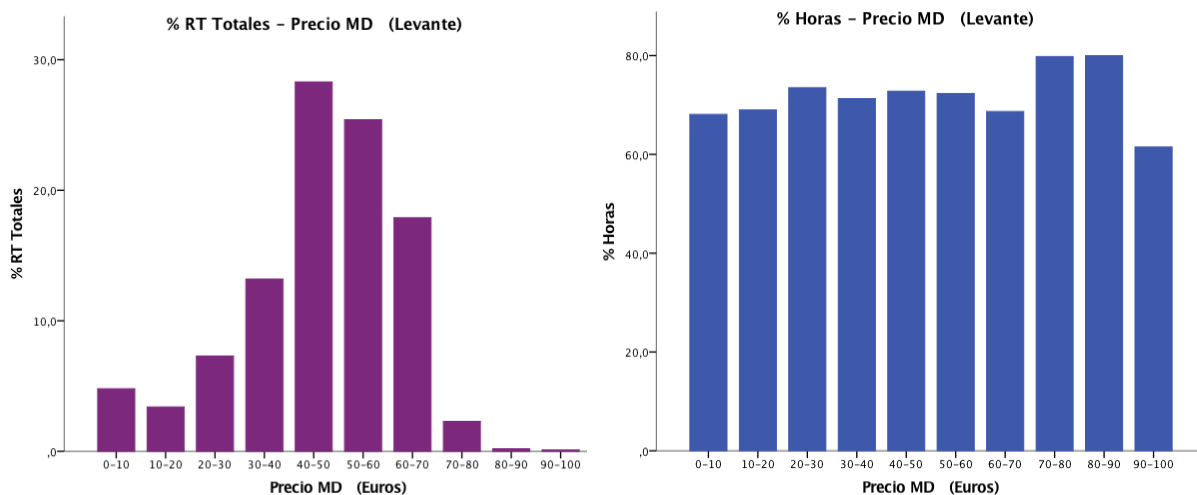


Figura 2.3.3.3 Levante Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como no hay relación entre el precio de mercado y la aparición de restricciones técnicas. El porcentaje de restricciones se mantiene aproximadamente constante para cualquier precio de mercado.



Relación Restricciones Técnicas – Demanda

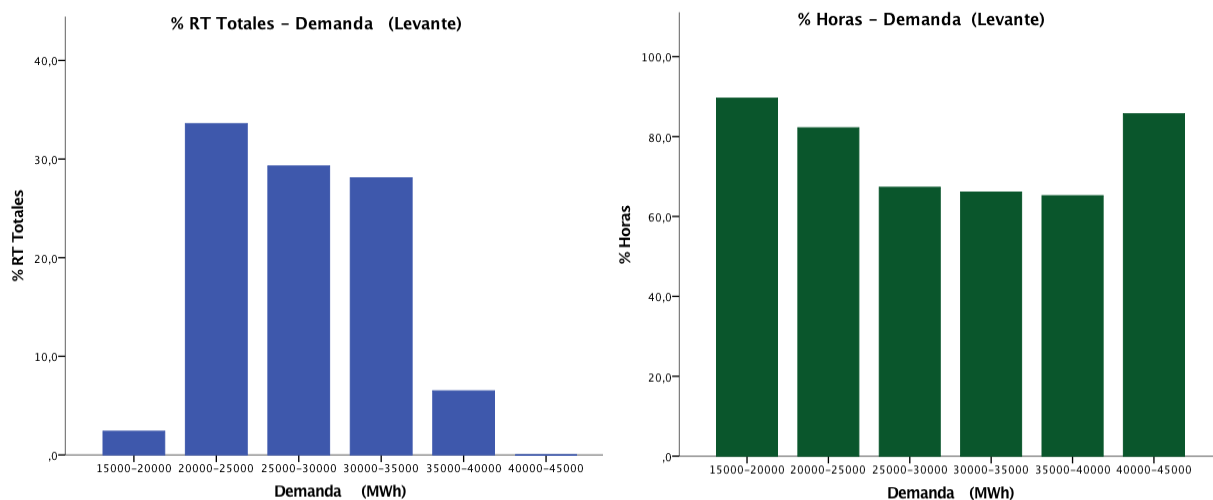


Figura 2.3.3.4 Levante Relación RT- Demanda

Las restricciones técnicas son más frecuentes en los valles de la demanda que durante el resto de horas. Durante el resto de valores de demanda, el porcentaje de restricciones se mantiene constante.

Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

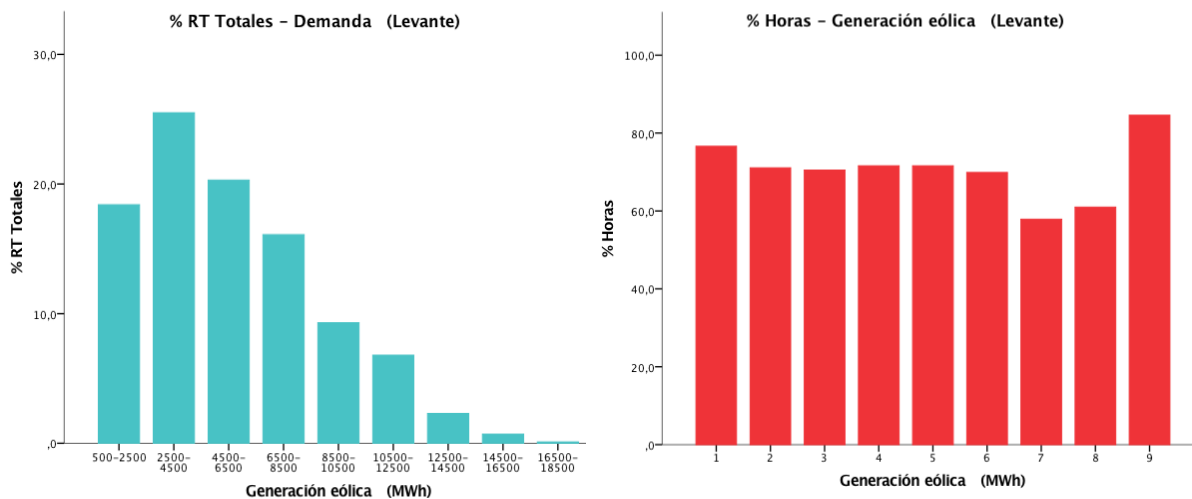


Figura 2.3.3.5 Levante Relación RT- Generación Eólica

No existe relación entre la generación eólica y la aparición de restricciones técnicas, las cuales se mantienen constantes para todos los niveles de generación eólica.



Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

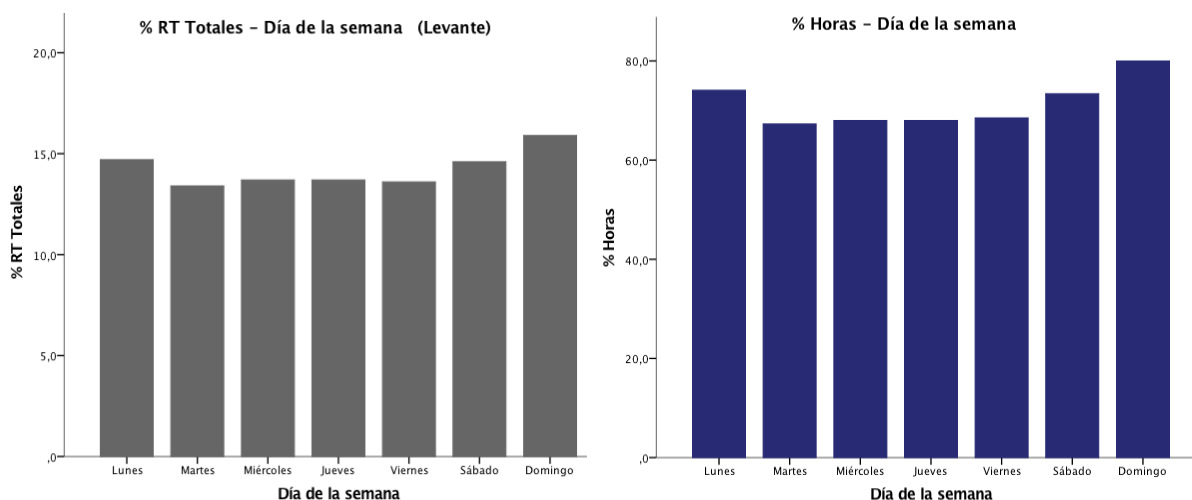


Figura 2.3.3.6 Levante Relación RT- Día de la semana

No se destaca ningún día de la semana con mayor porcentaje de restricciones, ya que todos los días tienen aproximadamente el mismo porcentaje de restricciones técnicas.

Conclusiones

- El mayor porcentaje de restricciones técnicas se concentran de madrugada cuando la demanda es baja, pero no existe una relación directa ni con la hora, ni con la demanda.
- Tanto la generación eólica, el precio de mercado, la estación y el día de la semana, no afectan a la aparición de restricciones.
- La aparición de restricciones técnicas en la zona de Levante se mantiene constante para todas las variables y por tanto son un fenómeno estacionario y que tiene poca dependencia exterior.



2.3.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Levante

En esta última parte, se ha estudiado el comportamiento de las centrales que forman esta zona.

Tras analizar las líneas de evacuación de las centrales, no se distingue influencia entre ambas centrales, ya que ambas están conectadas a líneas con distintas tensiones.

La central de Castellón, consta de dos grupos. El primer grupo Castellón 3, generó 68 GWh, durante 302 horas, con una media de 224 MWh.

El grupo de Castellón 4, generó 584 GWh, durante 3251 horas, con un promedio de 180 MWh.

La central de Sagunto está formada por tres grupos. El grupo que más generó fue Sagunto 3, generando 1122 GWh, durante 6182 horas. Sagunto 2, generó 1012 GWh, durante 5497 horas. Por último Sagunto 1 generó 818 GWh, durante 4547 horas, con una media de 180 MWh. El segundo grupo. La media total de la central fue de 180 MWh

2.4. ZONA LEVANTE SUR

En la zona del Levante Sur (Murcia), se encuentran las centrales de Cartagena y Escombreras.

La central de Cartagena (Fausita) situada en el puerto de Escombreras, cuenta con tres grupos de 400 MW cada uno. La central de ciclo combinado, que entró en funcionamiento el año 2006, produce el 3,5% de la demanda peninsular.

Está formada por una turbina de gas, un generador de vapor con recuperación de calor, una turbina de vapor y un generador.⁶



La central de Escombreras, que sustituye a la central de fueloil inaugurada en 1956, consta actualmente de un grupo de ciclo combinado de 815 MW.⁷

2.4.1. Estudio Estadístico Zona Levante Sur

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

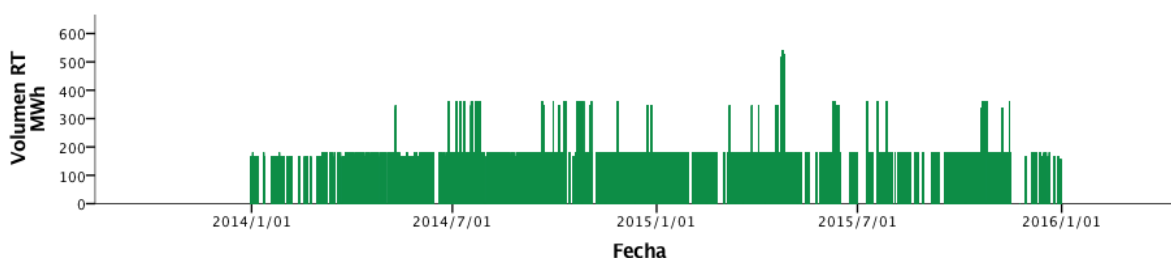


Figura 2.4.1.1 Levante Sur Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 7606 horas, lo que supone un 43% de las horas. En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 190 MWh, generando un total de 1446 GWh durante 2014 y 2015.

Se observa cómo, durante el periodo de estudio, hubo restricciones de manera continuada.

⁶ http://www.laverdad.es/murcia/pg060216/actualidad/region/200602/16/RL_gasnatural.html

⁷ https://es.wikipedia.org/wiki/Central_t%C3%A9rmica_de_Escombreras



2.4.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas. Dado que esta zona de estudio está distanciada de las zonas de intercambio internacional no se incluyen intercambios en las variables.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda
Aparición RT	-0.91	-0.51	-0.96	-0.57

Tabla 2.4.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Levante Sur

Existe una gran relación lineal entre la hora y la aparición de restricciones. Según el signo del coeficiente, a menor hora, mayor concentración de restricciones, por lo que es de esperar que las restricciones se concentren durante la madrugada.

Otra de las variables que tiene gran influencia en las restricciones es la generación eólica. A menor generación eólica mayor porcentaje de restricciones técnicas.

El precio del mercado diario, así como la demanda, no influyen de manera directa en la aparición de restricciones técnicas.



2.4.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

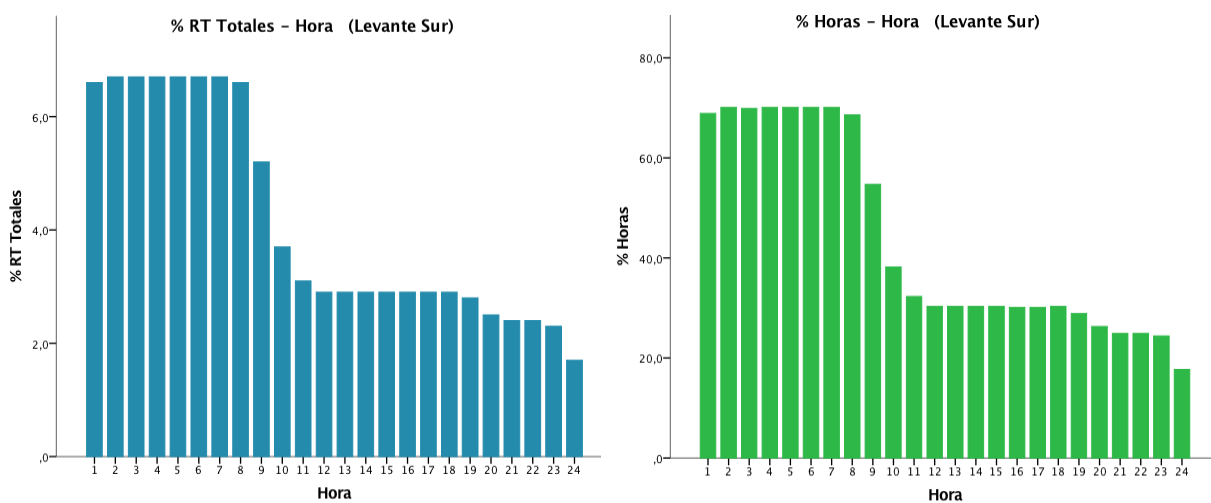


Figura 2.4.3.1 Levante Sur Relación RT- Hora

Se observa como las restricciones técnicas tienen una clara dependencia lineal con la hora. Las restricciones se concentran principalmente de madrugada, disminuyendo a lo largo del día.

Relación Restricciones Técnicas – Estación

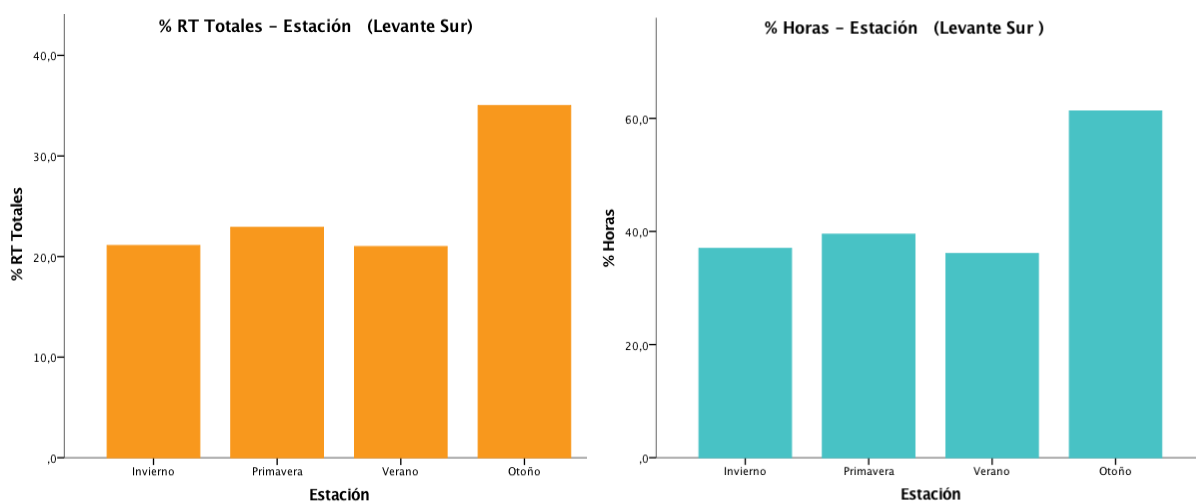


Figura 2.4.3.2 Levante Sur Relación RT- Estación

El Otoño la estación con más restricciones, llegando a tener restricciones una de cada dos horas. El resto de estaciones se mantienen en el mismo porcentaje de restricciones.



Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

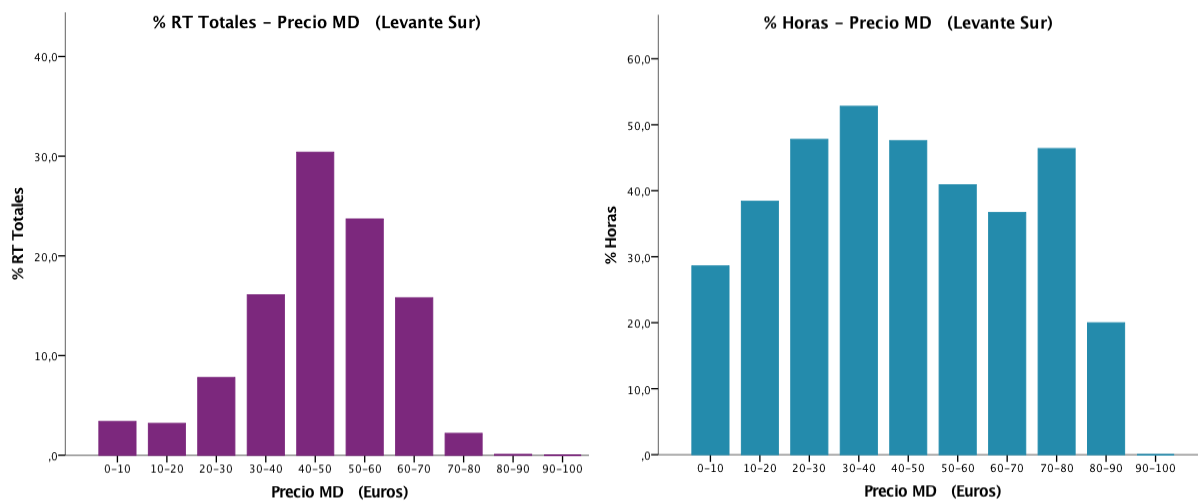


Figura 2.4.3.3 Levante Sur Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como no existe relación directa entre el precio de mercado y la aparición de restricciones técnicas. Las restricciones técnicas encuentran su máximo cuando el precio está entre 30 y 40 euros, coincidiendo con el valle de la demanda.

Relación Restricciones Técnicas – Demanda

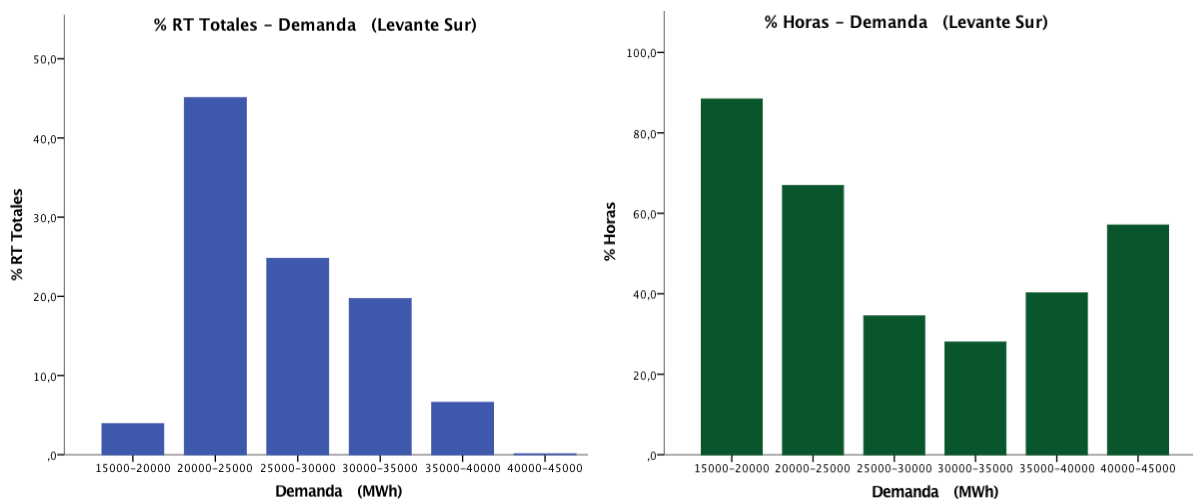


Figura 2.4.3.4 Levante Sur Relación RT- Demanda

Se observa como las restricciones técnicas son más frecuentes en los valles de la demanda. En los valles de demanda muy pronunciados, se produce un gran número de restricciones.



Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

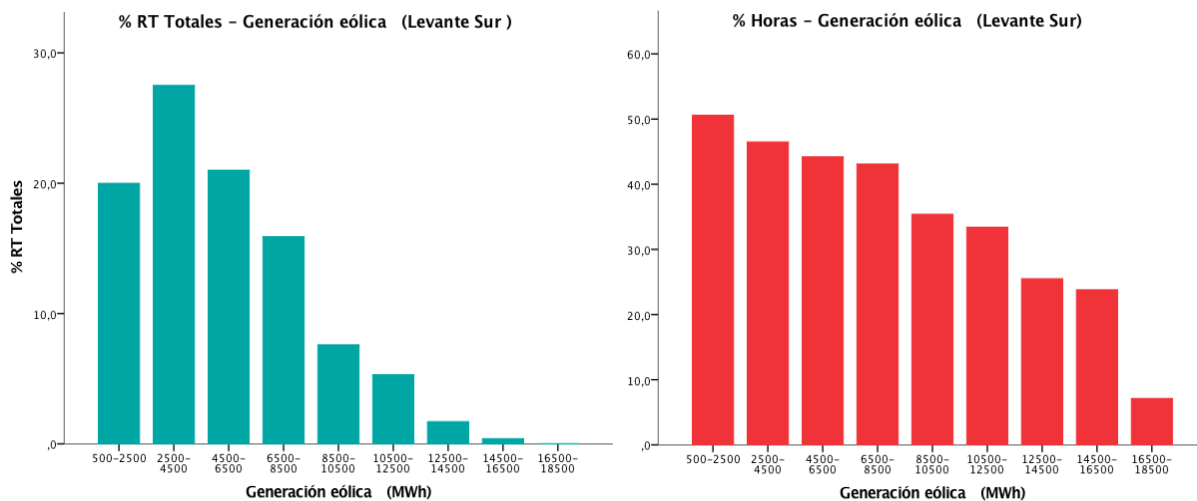


Figura 2.4.3.5 Levante Sur Relación RT- Generación Eólica

Existe una gran influencia de la generación eólica con la aparición de restricciones técnicas. A mayor generación eólica menor número de restricciones técnicas. Cuando la generación eólica se sitúa entre 500 y 2500 MWh, se producen restricciones técnicas una de cada dos horas.

Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

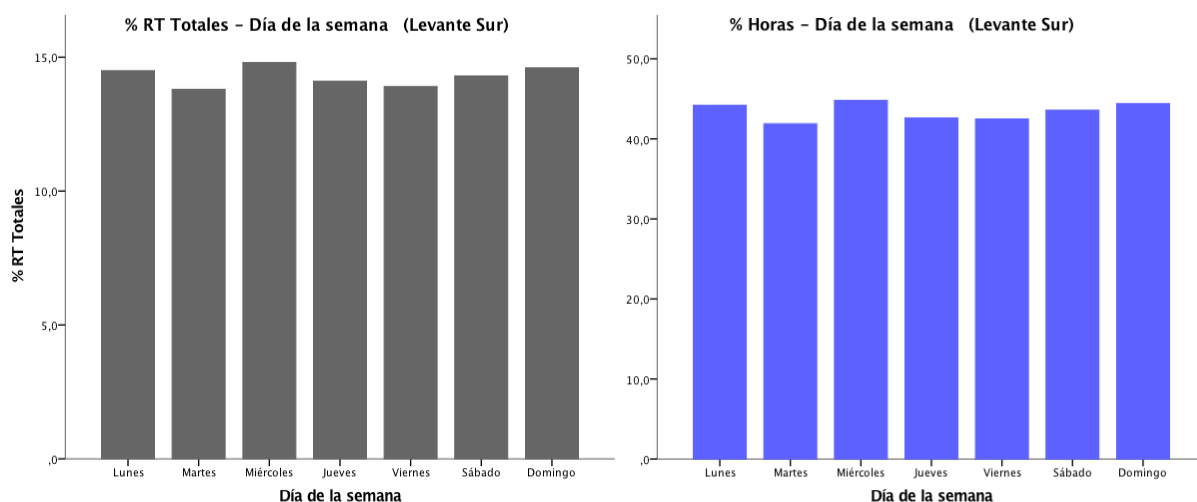


Figura 2.4.3.6 Levante Sur Relación RT- Día de la semana

Se observa como no hay relación entre las restricciones y el día de la semana, ya que todos los días de la semana tienen aproximadamente el mismo porcentaje de restricciones técnicas.



Conclusiones

- Las restricciones se concentran de madrugada, disminuyendo a lo largo del día.
- Durante el Otoño es cuando más restricciones ocurren.
- Se produce un pico de restricciones cuando el precio del mercado diario está entre 30 y 40 euros.
- La demanda, así como el día de la semana no influyen en la aparición de restricciones técnicas.
- A medida que aumenta la generación eólica, disminuye el número de restricciones.

2.4.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Levante Sur

En esta última parte, se estudiará el comportamiento de las centrales que forman parte de esta zona.

Coef. Pearson	Escombreras	Cartagena
Escombreras	1	-0.75
Cartagena	-0.75	1

Tabla 2.4.4-1 Relación Centrales Levante Sur

Se observa como hay una moderada relación entre cuando entra cada central por restricciones. Cuando Cartagena genera por restricciones, Escombreras no genera y viceversa.

La central de Cartagena está formada por tres grupos los cuales generaron durante , un total de 156 GWh, con una media de 180MWh.

La central de Escombreras, formada también por tres grupos, generó por restricciones durante 924 horas, generando 156 GWh, con una media de 178MWh.



2.5. ZONA ANDALUCÍA ORIENTAL

En la zona del Andalucía Oriental (Málaga y Almería), se encuentran las central de Málaga y litoral de Almería.

La central de Málaga se encuentra situada en el distrito de Campanillas de la ciudad de Málaga. Esta central de ciclo combinado está formada por un único grupo de 400 MW. Entró en funcionamiento en el año 2011. Cuenta con una turbina de gas y una turbina de vapor, ambas de la empresa Alstom.



Litoral de Almería, también conocida como central de Carboneras, cuenta con dos grupos de generadores. La central, con una potencia total de 1158 MW, usa el Carbón como combustible.

2.5.1. Estudio Estadístico Zona Andalucía Oriental

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

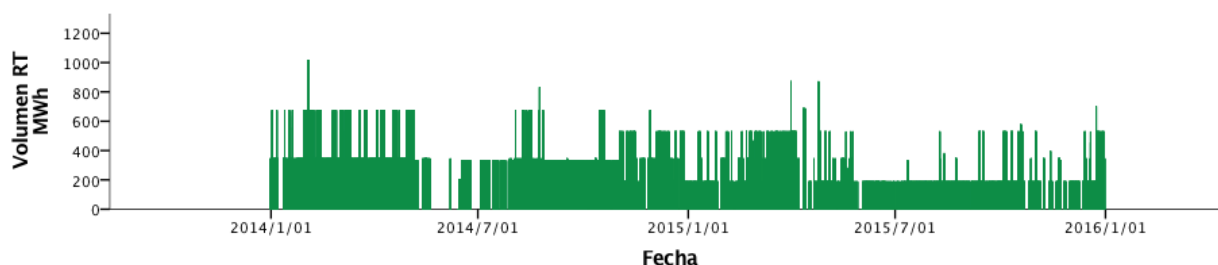


Figura 2.5.1.1 Andalucía Oriental Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 11420 horas, lo que supone un 65% de las horas.

En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 309 MWh, generando un total de 3533 GWh durante 2014 y 2015.

La restricciones, se produjeron de manera continua durante todo el periodo de estudio, disminuyendo el volumen de estas durante 2015.



2.5.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas. Dado que esta zona de estudio está distanciada de las zonas de intercambio internacional no se incluyen intercambios en las variables.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda
Aparición RT	0.76	-0.87	0.09	0.64

Tabla 2.5.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT. Andalucía Oriental

Existe una gran relación lineal entre el precio de mercado, siendo mayor el porcentaje de restricciones cuanto menor es el precio de mercado. La hora de así como la demanda no tiene una relación lineal significativa con la aparición de restricciones.

La generación eólica no tiene relación lineal con la aparición de restricciones técnicas.

2.5.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

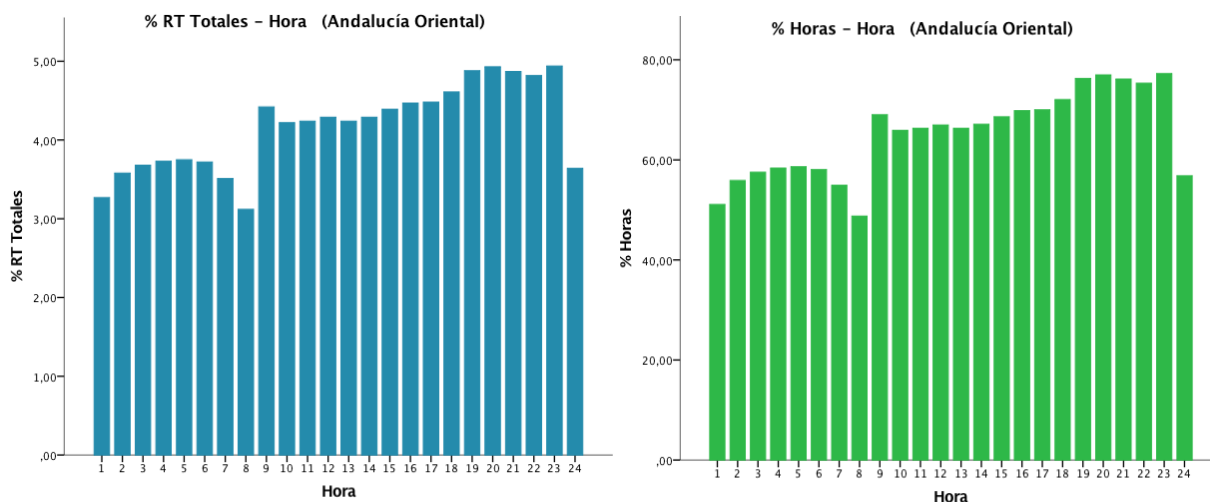


Figura 2.5.3.1 Andalucía Oriental Relación RT- Hora

Se observa como las restricciones técnicas tienen una clara relación con la hora. El pico de restricciones se concentra por las noches donde estas suceden el 80% de las horas.



Relación Restricciones Técnicas – Estación

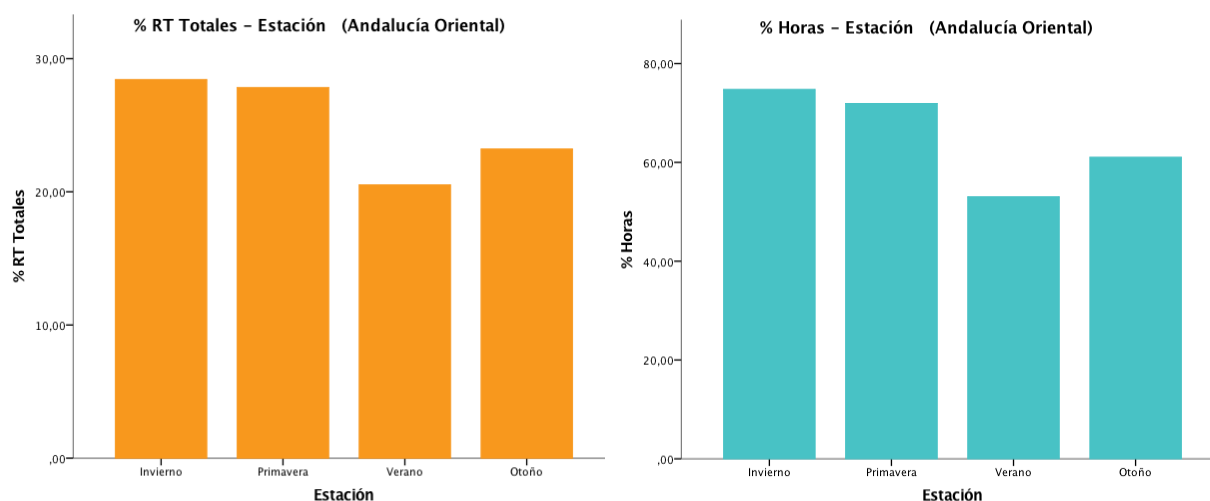


Figura 2.5.3.2 Andalucía Oriental Relación RT- Estación

La aparición de restricciones no está influenciada por la estación, siendo Invierno y Primavera las estaciones en las que se producen más restricciones.

Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

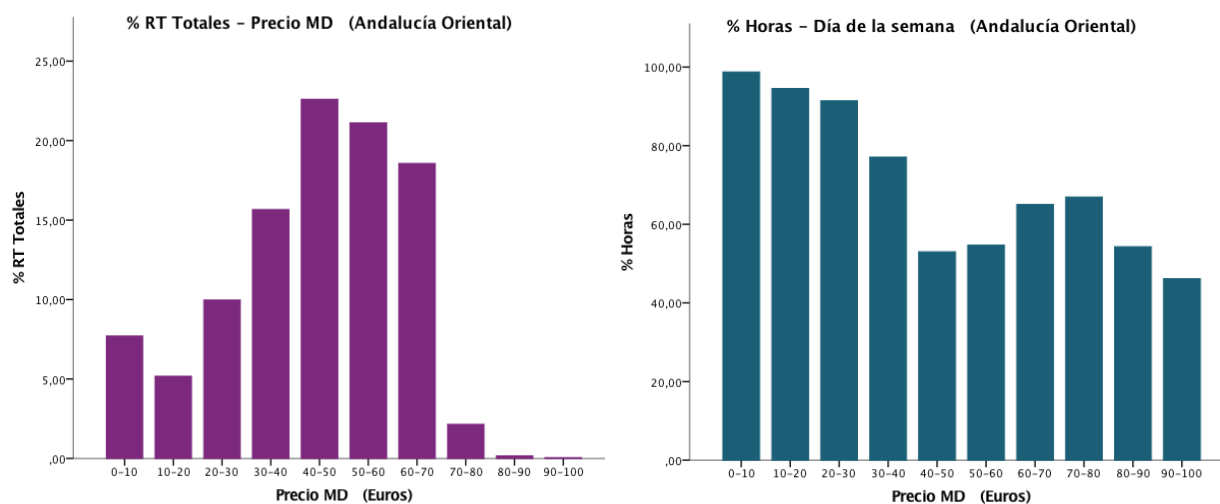


Figura 2.5.3.3 Andalucía Oriental Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como existe relación directa entre el precio de mercado y la aparición de restricciones técnicas. Las restricciones técnicas encuentran su máximo cuando el precio está entre 50 y 60 euros.

Se observa como a medida que aumenta el precio del mercado, disminuye el porcentaje de horas en las cuales aparecen restricciones. Cuando el precio del mercado es menor de diez euros, las restricciones suceden el 97% de las horas.



Relación Restricciones Técnicas – Demanda

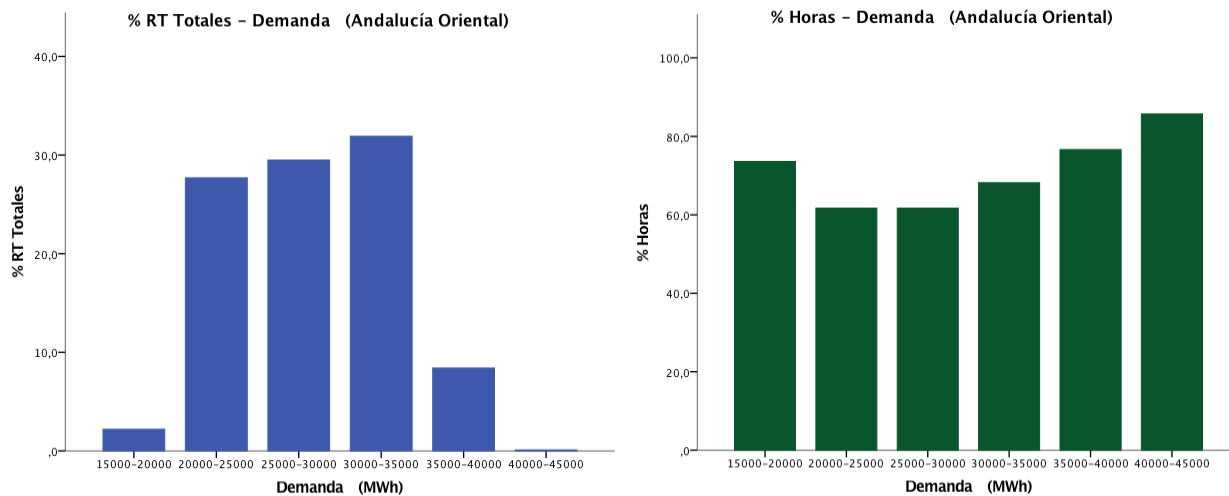


Figura 2.5.3.4 Andalucía Oriental Relación RT- Demanda

Se observa como las restricciones técnicas son más frecuentes en los picos de la demanda. El pico de restricciones se concentra entre 30000 y 35000 MWh donde se producen restricciones una de cada tres horas.

Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

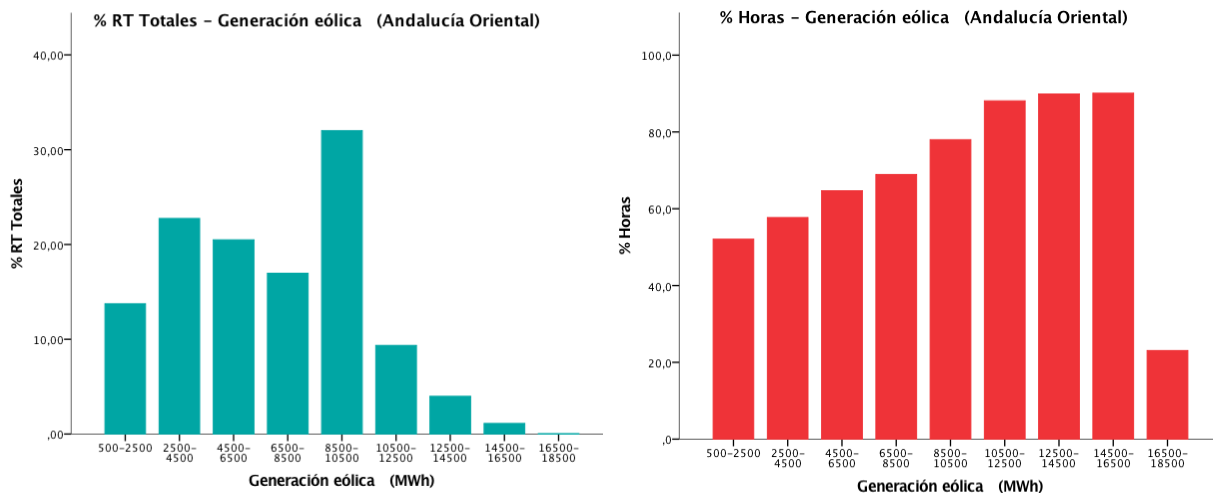


Figura 2.5.3.5 Andalucía Oriental Relación RT- Demanda

Existe una moderada influencia de la generación eólica con la aparición de restricciones técnicas. El mayor porcentaje de restricciones se concentran cuando la generación eólica está entre 2500 y 4500 MWh



Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

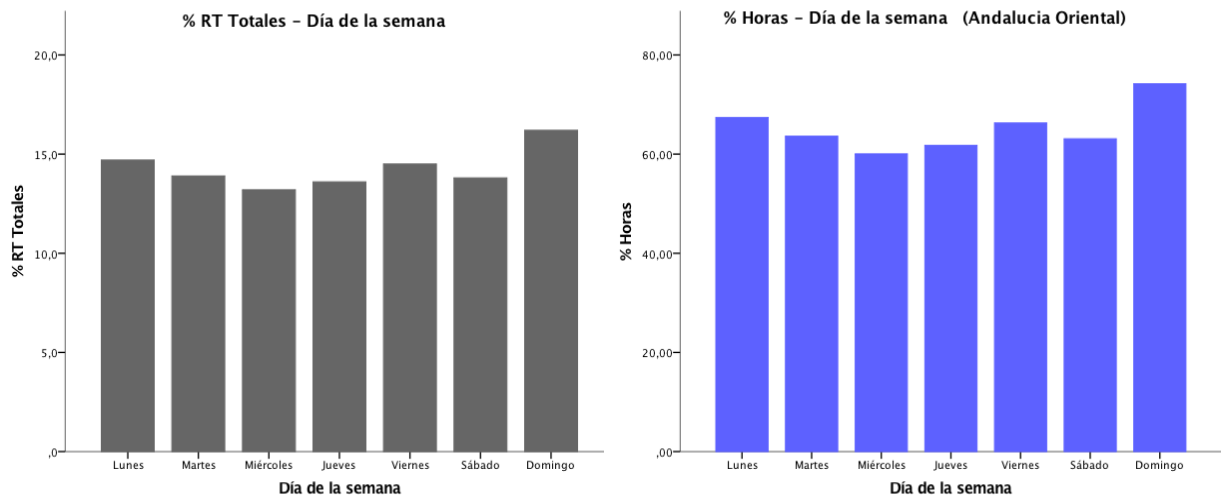


Figura 2.5.3.6 Andalucía Oriental Relación RT- Día de la semana

Se observa como no hay relación entre el día de la semana y la aparición de restricciones, ya que todos los días de la semana tienen aproximadamente el mismo porcentaje de restricciones técnicas.

Conclusiones

- Las restricciones aumentan a lo largo de la tarde, localizándose el pico de la demanda durante la noche.
- En Invierno y Primavera el porcentaje de restricciones técnicas aumenta un 20%.
- A mayor precio del mercado diario , menor porcentaje de restricciones.
- El mayor porcentaje de restricciones aparece cuanto mayor es la demanda y mayor es la generación eólica.



2.5.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Andalucía Oriental

En esta última parte, se estudiará el comportamiento de las centrales que forman parte de esta zona.

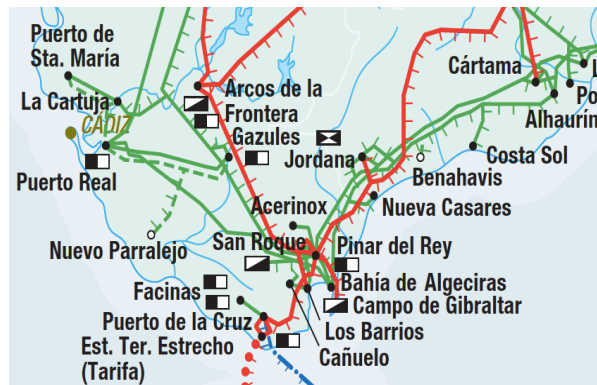
La central de Litoral de Almería está formada por dos grupos los cuales generaron durante , un total de 104GWh, con una media de 150MWh.

La central de Málaga, formada también por tres grupos, generó por restricciones durante 924 horas, generando 18 GWh, con una media de 180MWh.

2.6. ZONA GIBRALTAR

La zona de Gibraltar se encuentran las centrales de Arcos de la Frontera, Los Barrios, San Roque y Algeciras.

La central termoeléctricas de ciclo combinado de Arcos de la Frontera, está formada por tres grupos. Los grupos I y II tienen una potencia de 400 MW cada uno. El grupo III, compuesto por dos turbinas de gas y una de vapor, cuenta con una potencia de 800 MW. Actualmente, la empresa propietaria de la central, solicitó el desmantelamiento del grupo III, debido a su baja demanda. Dicha solicitud, fue denegada por el gobierno en Abril de 2014.



Los Barrios, es una central térmica de carbón situada en Cádiz, con 550 MW de potencia.

La central de ciclo combinado de San Roque, inaugurada en 202, está constituida por dos grupos térmicos de 425 MW cada uno.

Por último la central de Bahía de Algeciras, situada en el término municipal de San Roque, consta de dos grupos de 400MW cada uno.⁸

2.6.1. Estudio Estadístico Zona Gibraltar

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

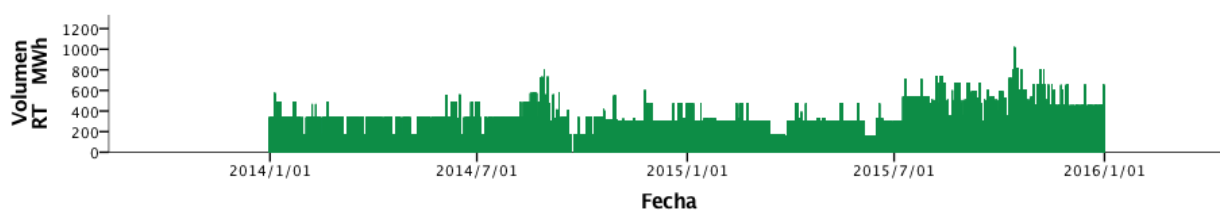


Figura 2.6.1.1 Gibraltar Evolución RT periodo 2014- 2015

5

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 17260 horas, lo que supone un 98.5% de las horas. En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 302 MWh, generando un total de 52176 GWh durante 2014 y 2015.

El volumen de las restricciones aumentó durante el último cuatrimestre de 2015.

⁸ https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Centrales_t%C3%A9rmicas_en_Espa%C3%B1a



2.6.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas. Debido a la cercanía con Marruecos, se estudiará la influencia de los intercambios con los países fronterizos. .

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda	Importación Marruecos	Exportación Marruecos
Aparición RT	0.56	0.21	-0.33	-0.44	-	-0.65

Tabla 2.6.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Gibraltar

A la vista de los resultados, se define el comportamiento de las restricciones técnicas como constantes para todas las variables de estudio. No existe una variable que tenga gran influencia en la aparición de restricciones, por lo que es de esperar un porcentaje de restricciones muy constante en el tiempo.

Durante el periodo de estudio no se produjeron importaciones hacia Marruecos, por lo que en este estudio solo se incluirán las exportaciones. Las exportaciones tienen una relación lineal modelara con la aparición de restricciones. En este caso, dado el signo, a mayor exportación menor porcentaje de restricciones.



2.6.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

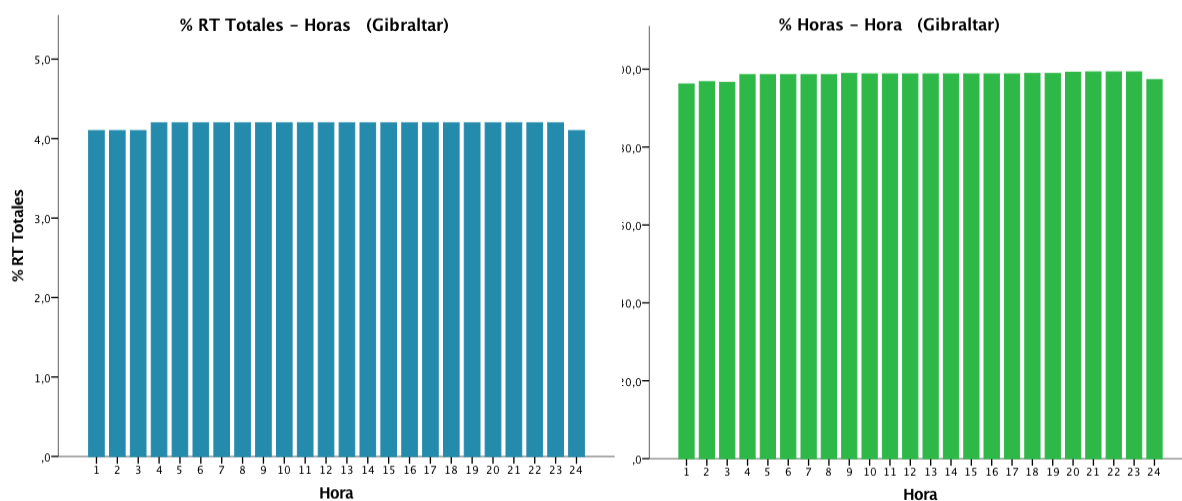


Figura 2.6.3.1 Gibraltar Relación RT- Hora

Las restricciones no se ven influenciadas por la hora, ya que el porcentaje de restricciones se mantiene constante para todos los periodos del día.

Relación Restricciones Técnicas – Estación

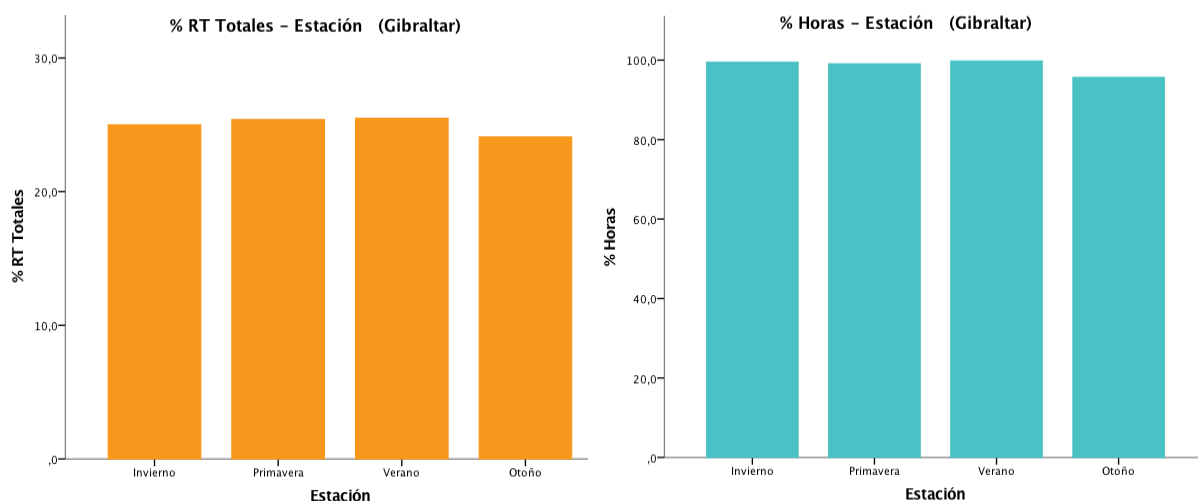


Figura 2.6.3.2 Gibraltar Relación RT- Estación

La aparición de restricciones no está influenciada por la estación, siendo el porcentaje de restricciones muy similar para cualquier estación.



Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

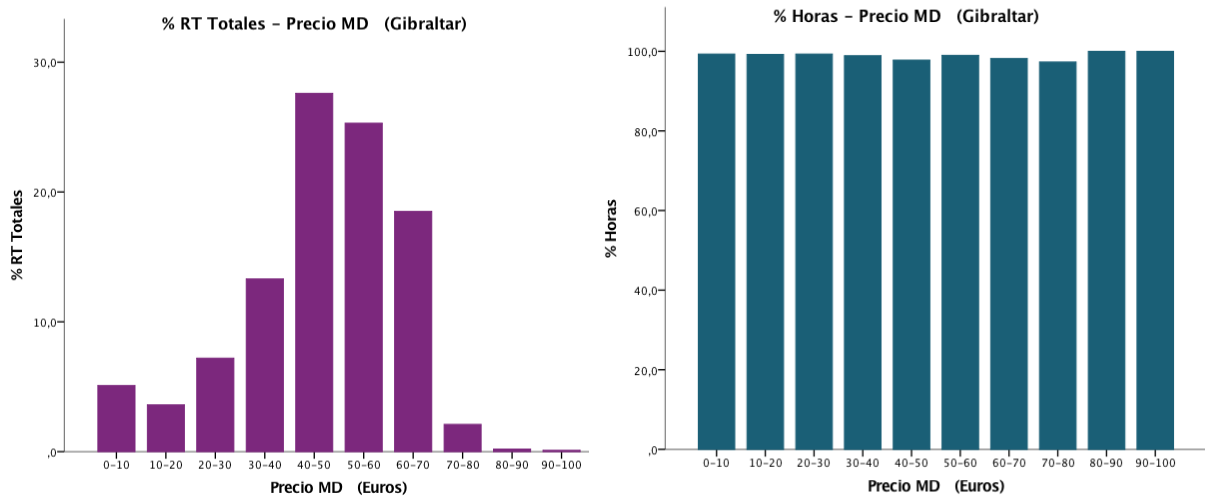


Figura 2.6.3.3 Gibraltar Relación RT- Precio Mercado Diario

El precio del mercado no influencia la aparición de restricciones técnicas las cuales se mantienen constantes para cualquier precio.

Relación Restricciones Técnicas – Demanda

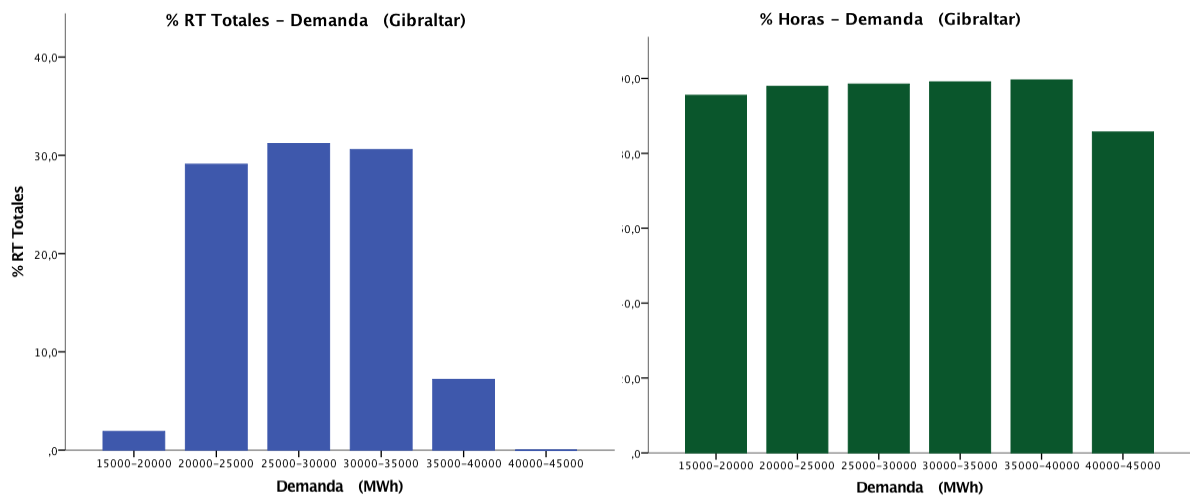


Figura 2.6.3.4 Gibraltar Relación RT- Demanda

Se observa como las restricciones técnicas se mantienen constantes, y no dependen de la demanda.



Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

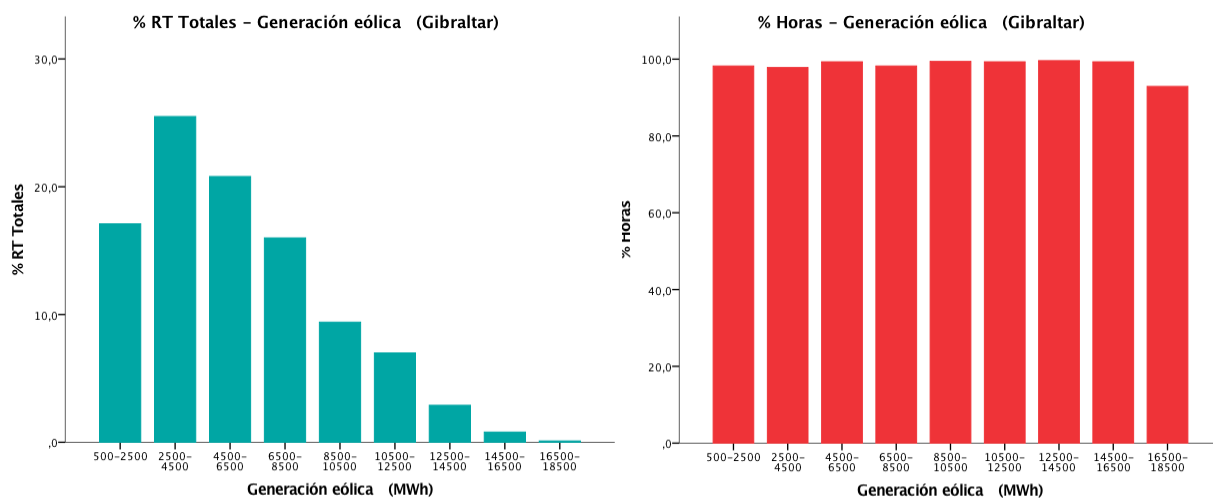


Figura 2.6.3.5 Gibraltar Relación RT- Generación Eólica

No existe relación entre la aparición de restricciones técnicas y la generación eólica, el porcentaje de restricciones se mantiene constante para cada nivel de generación.

Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

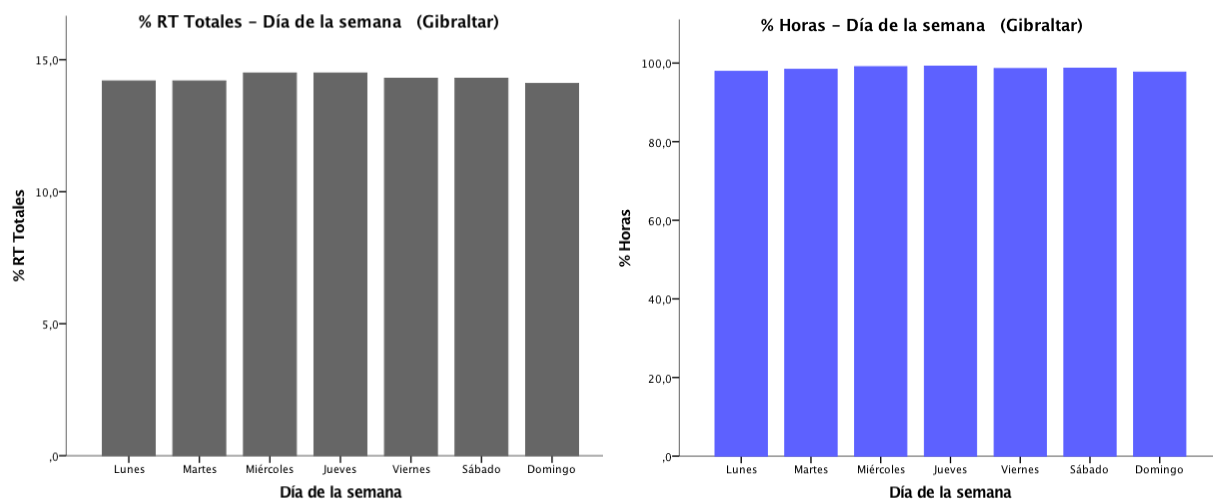


Figura 2.6.3.6 Gibraltar Relación RT- Día de la semana

Se observa como no hay relación entre el día de la semana y la aparición de restricciones. El porcentaje de restricciones es igual para todos los días de la semana.



Conclusiones

- El número de restricciones se mantiene constante para todas las horas del día. No existen diferencias entre los distintos periodos del día.
- La demanda, así como el precio del mercado, la generación eólica y la estación, no influyen en la aparición de restricciones técnicas.
- En la zona de Gibraltar las restricciones son constantes y no se ven afectadas frente a cambios en las variables estudiadas.

2.6.4. Estudio de la Influencia de los intercambios con Marruecos.

Debido a la cercanía de esta zona con Marruecos, es de gran interés estudiar la evolución de las restricciones técnicas según los intercambios internacionales con el país fronterizo.

Dado que durante el periodo de estudio no se importó a Marruecos, se realizó el estudio solo de las exportaciones. La potencia total exportada fue de 6114 GWh.

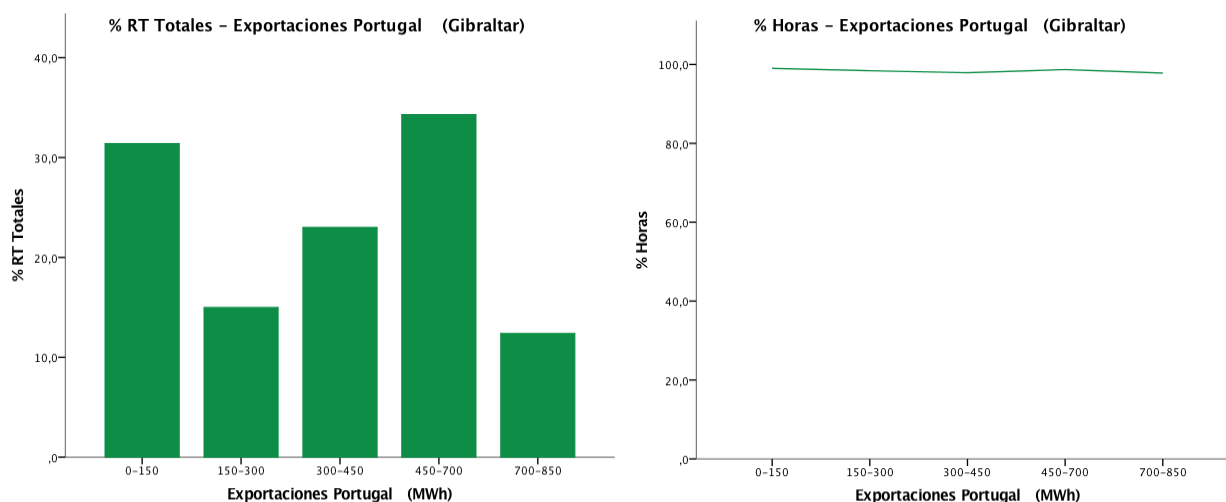


Figura 2.6.4.1 Gibraltar Relación RT- Exportación Portugal

El porcentaje de restricciones se mantiene constante para cualquier intervalo de exportación. Dado que el porcentaje de restricciones es muy alto y que solo se exporta, la relación entre las exportaciones y la aparición de restricciones es también muy elevada.



2.6.5. Estudio Estadístico Grupos Zona Gibraltar

En esta última parte, se estudiará el comportamiento de las centrales que forman parte de esta zona.

La central que más generó durante el periodo de estudio es la central térmica de San Roque, generando 3415 GWh, con una media de 153MWh.

Los Barrios, es la segunda central que más género. Durante 2014 – 2015, generó durante 7715 horas, generando un total de 1431 GWh, con una media de 185 MWh.

La central térmica de Algeciras generó durante 1424 horas, con una media de 201 MWh, un total de 287 GWh.

Por último , Arcos de la Frontera, generó durante 356 horas, un total de 82 GWh.



2.7. ZONA HUELVA

En la zona de Huelva se encuentra las centrales de Colón y Palos de la Frontera.

La central térmica de Colón, consta de un grupo de ciclo convencional de 400MW.

Palos de la Frontera , es una central térmica formada por tres grupos gemelos de 400MW. La central se ubica en el Polígono Industrial Nuevo Puerto.



2.7.1. Estudio Estadístico Zona Huelva

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

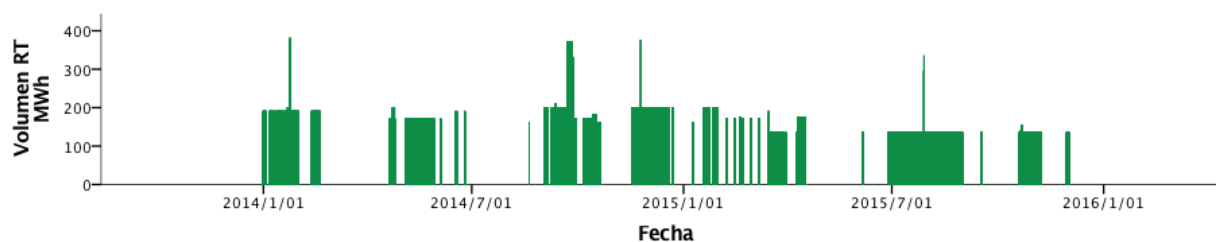


Figura 2.7.1.1 Huelva Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 4538 horas, lo que supone un 26% de las horas.

En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 167 MWh, generando un total de 760 GWh durante 2014 y 2015.

Se observa cómo, durante el periodo de estudio, hubo restricciones muy dispersas en el tiempo, acumulándose en periodos pequeños.



2.7.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas. Debido a la cercanía de esta zona con Portugal, se ha incluido en el estudio las variables de exportación e importación con el país vecino.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda	Importación Portugal	Exportación Portugal
Aparición RT	0.83	0.94	0.55	0.16	-0.62	-0.56

Tabla 2.7.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Huelva

Las restricciones técnicas de la zona de Huelva , están muy influenciadas por la hora, ya que tienen una relación directa con dicha variable.

El precio del mercado diario también influye en la aparición de restricciones.

La demanda, así como la generación eólica, no presentan una influencia destacada.

En cuanto a los intercambios internacionales, ni las exportaciones, ni las importaciones tienen una influencia clara en la aparición de restricciones.



2.7.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

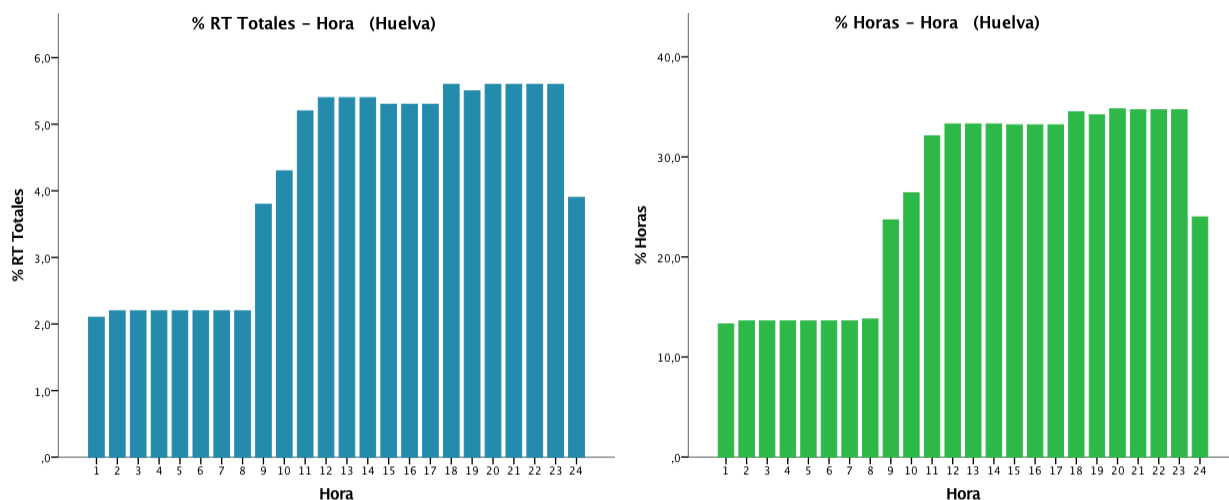


Figura 2.7.3.1 Huelva Relación RT- Hora

Se observa como las restricciones técnicas tiene una clara dependencia con la hora. El momento con menos porcentaje de restricciones es la madrugada. Durante el resto del día se producen restricciones una de cada tres horas.

Relación Restricciones Técnicas – Estación

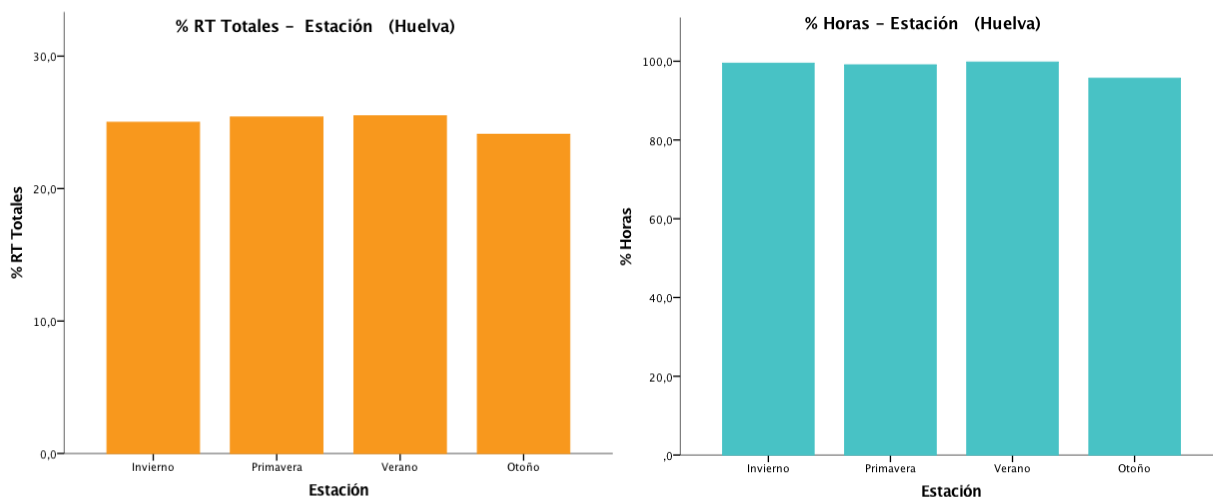


Figura 2.7.3.2 Huelva Relación RT- Estación

Las restricciones no están influenciadas por la estación, teniendo todas las estaciones el mismo porcentaje de restricciones.



Relación Restricciones Técnicas – Balance Intercambio con Francia

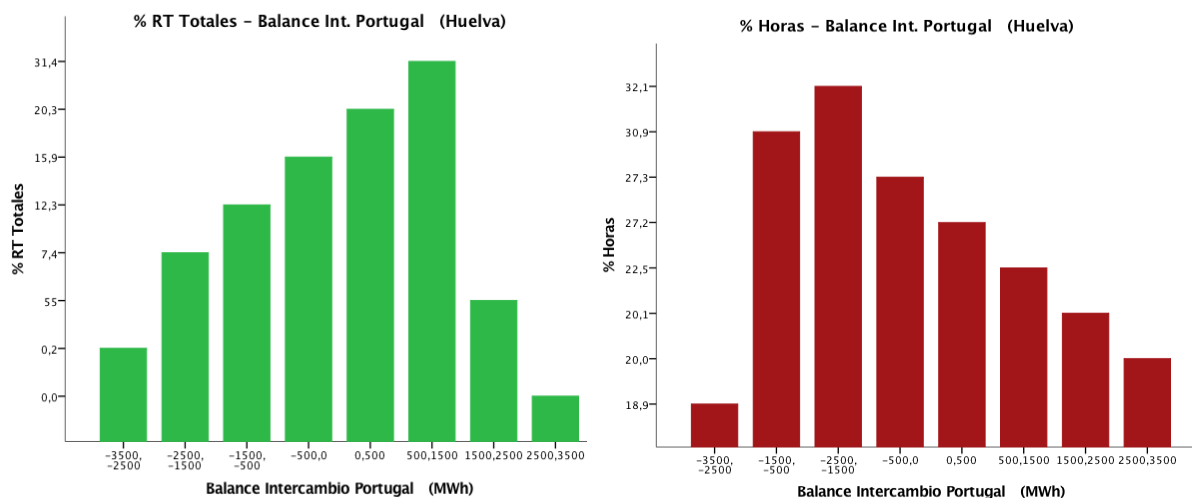


Figura 2.7.3.3 Huelva Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como el mayor porcentaje de restricciones se concentra cuando el saldo es exportador entre 500 y 1500 MWh. Sin embargo el mayor porcentaje de horas en las que ocurren restricciones se encuentra cuando el saldo es importador.

Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

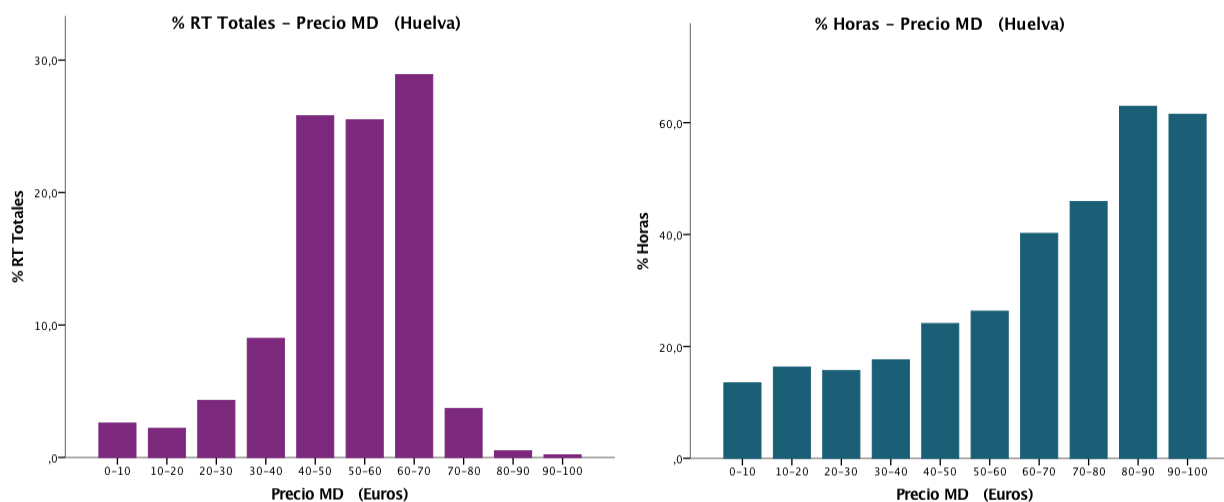


Figura 2.7.3.4 Huelva Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como hay una fuerte relación directa entre el precio de mercado y la aparición de restricciones técnicas. El porcentaje de restricciones aumentan en cuanto mayor es el precio del mercado diario, coincidiendo con el pico de demanda de la noche.



Relación Restricciones Técnicas – Demanda

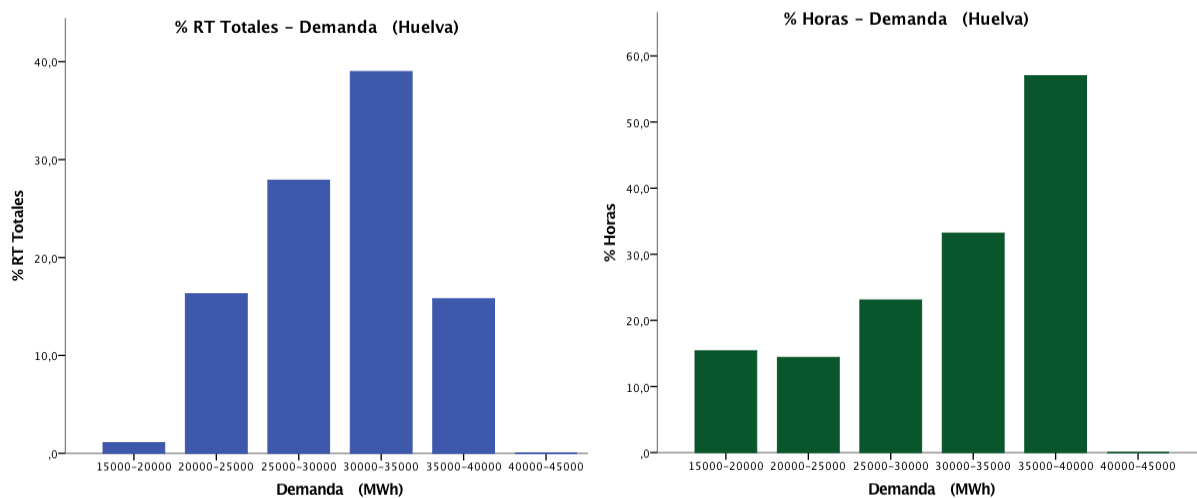


Figura 2.7.3.5 Huelva Relación RT- Demanda

Se observa como las restricciones técnicas son más frecuentes a medida que aumenta la demanda. Los picos de restricciones se dan cuando la demanda se sitúa entre 3500 y 40000 MWh.

Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

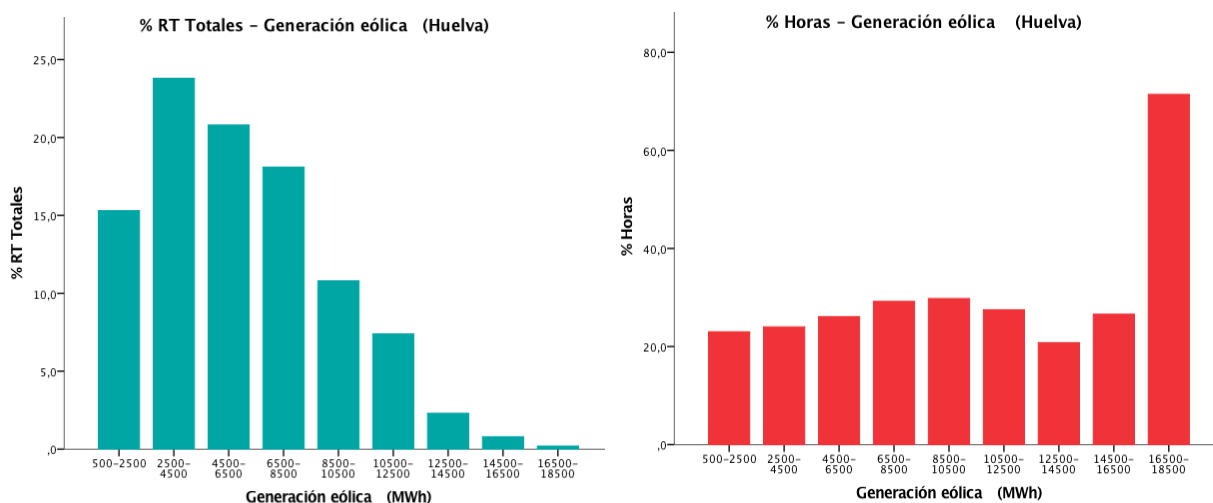


Figura 2.7.3.6 Huelva Relación RT- Generación Eólica

No existe relación entre la generación eólica y las restricciones técnicas. Las restricciones se mantienen constantes para todos los valores de generación. Cuando la generación eólica es muy grande se produce un pico de restricciones.



Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

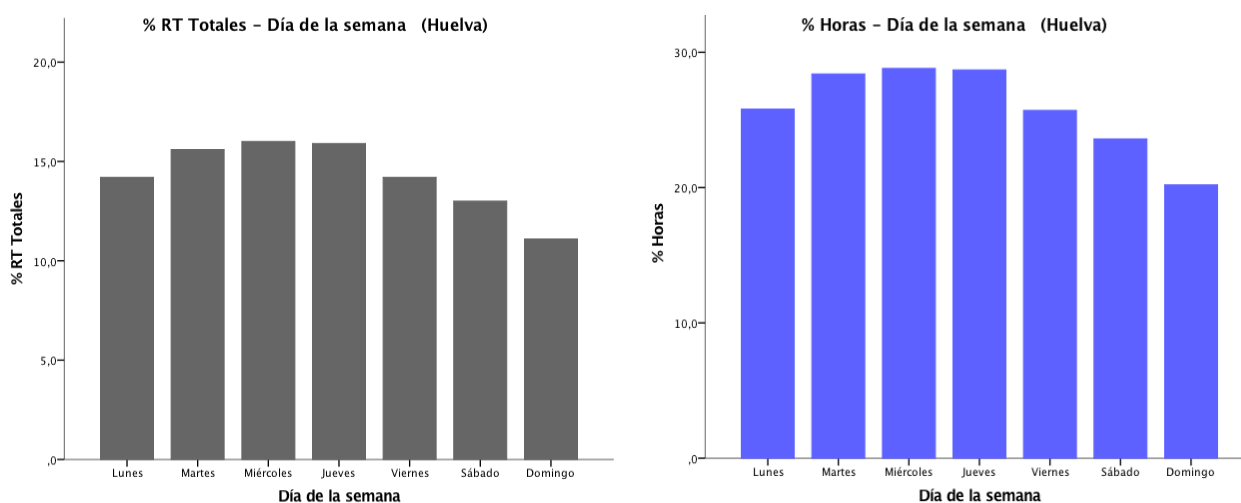


Figura 2.7.3.7 Huelva Relación RT- Día de la semana

Se observa como no hay relación entre las restricciones y el día de la semana. Los fines de semana se produce un menor porcentaje de restricciones.

Conclusiones

- Las restricciones técnicas se concentran durante todo el día, aumentando en el pico de demanda de la noche. Durante la madrugada, el porcentaje de restricciones se reduce a la mitad.
- A mayor precio del mercado diario, mayor porcentaje de restricciones, coincidiendo con el pico de demanda nocturno.
- La generación eólica, día de la semana y estación no influyen en la aparición de restricciones técnicas.
- El mayor porcentaje de horas en los que se producen restricciones ocurren cuando el saldo es importador.



2.7.4. Estudio de la Influencia de los intercambios con Portugal.

Estudio Interconexiones 2014-2015.

Debido a la cercanía de esta zona con Portugal, es de gran interés estudiar la evolución de las restricciones técnicas según los intercambios internacionales con el país portugués.

A continuación se muestra la relación entre las importaciones - exportaciones y el porcentaje de horas donde se produjeron restricciones.

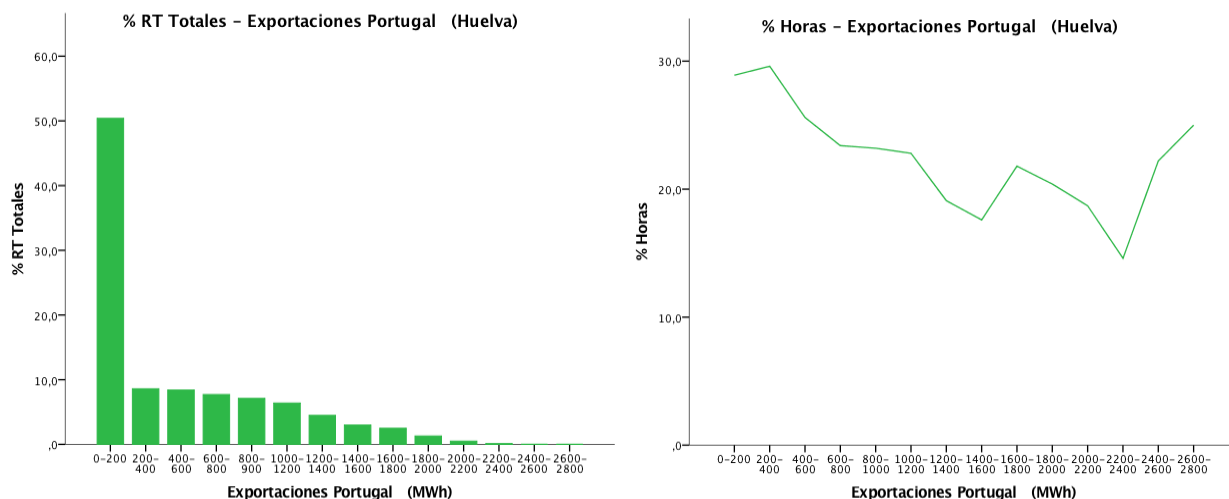


Figura 2.7.4.1 Huelva Relación RT- Exportación Portugal

A medida que aumenta la exportación disminuye el número de restricciones técnicas. Se observa cómo se produce un pico de restricciones cuando la potencia exportada es muy elevada. La mitad de las restricciones se producen cuando se está exportando menos de 200MWh.

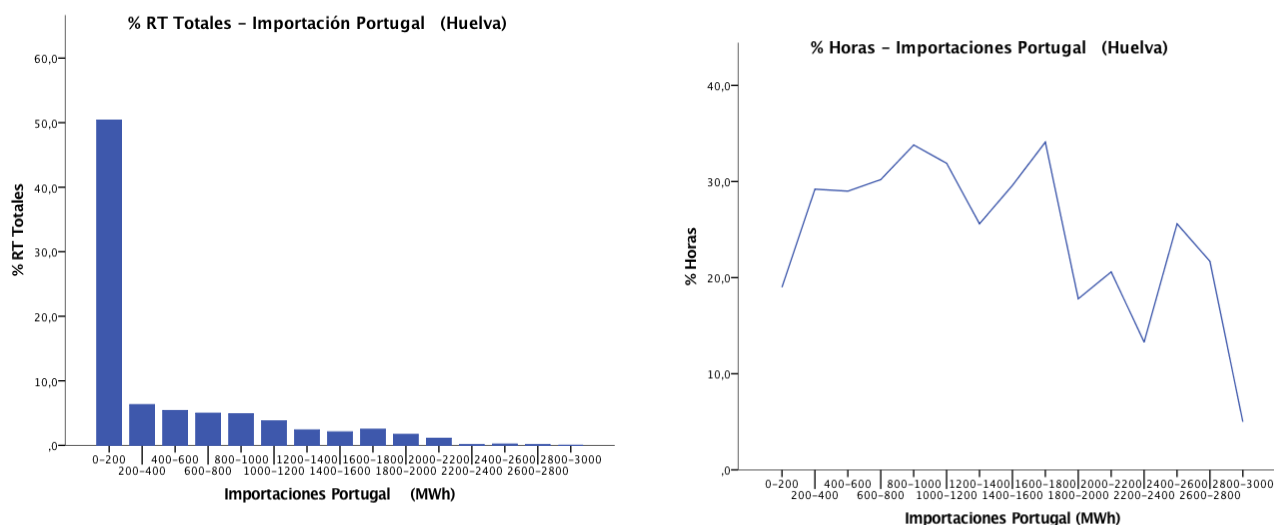


Figura 2.7.4.2 Huelva Relación RT- Importación Portugal



Cuando se importa entre menos de 200MWh, se producen el 50% de las restricciones técnicas.

No se observa una influencia directa entre la aparición de restricciones técnicas y el saldo importador.

2.7.5. Estudio Estadístico Grupos Zona Huelva

En esta última parte, se estudiará el comportamiento de las centrales que forman parte de la zona de estudio, Palos de la Frontera y Colón.

Coef. Pearson	Palos de la Frontera	Colón
Palos de la Frontera	1	-0.97
Colón	-0.97	1

Tabla 2.7.5-1 Relación Centrales Huelva

Existe una gran influencia entre las dos centrales. Cuando una central es llamada por restricciones, la otra central no genera por restricciones.

La central de Colón, generó 411 GWh, durante 3960 horas, con una media de 103 MWh.

Por último, la central de Palos de la Frontera, generó un total de 349 GWh, con una media de 122MWh.

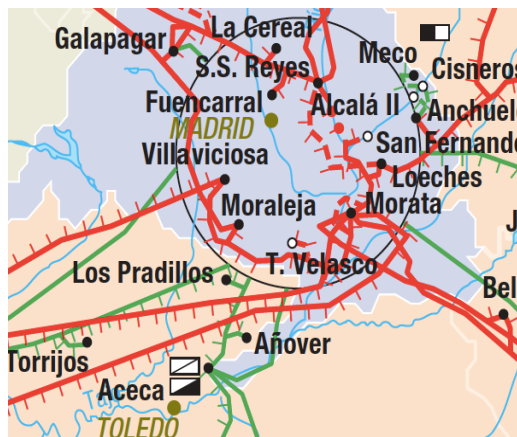


2.8. ZONA CENTRO

En la zona centro se encuentra la central, de ciclo convencional, Aceca.

La central situada en Toledo, está formada por cuatro grupos, dos de ciclo convencional y dos de ciclo combinado.

Los dos grupos de ciclo convencional, cuyo combustible es el fueloil, tienen una potencia de 315 MW cada uno. EN 2012, el Ministerio de Industria autorizó a la empresa Iberdrola al desmantelamiento de estos grupos, aunque el proyecto quedó aplazado.⁹



Los dos grupos de ciclo combinado tienen una potencia de 400 MW cada uno.

2.8.1. Estudio Estadístico Zona Centro

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

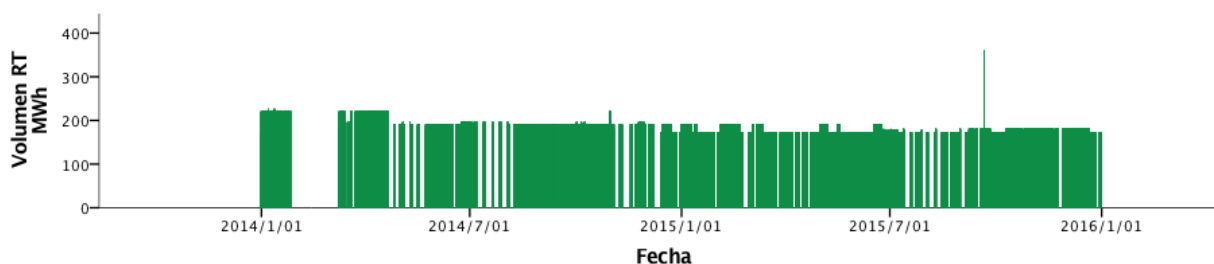


Figura 2.8.1.1 Centro Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 7161 horas, lo que supone un 41% de las horas. En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 186 MWh, generando un total de 1332 GWh durante 2014 y 2015.

Se observa cómo, durante el periodo de estudio, hubo restricciones de manera continuada.

⁹ <http://www.expansion.com/agencia/efe/2012/12/27/17931007.html>



2.8.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas. Dado que esta zona de estudio está distanciada de las zonas de intercambio internacional no se incluyen intercambios en las variables.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda
Aparición RT	-0.93	-0.04	-0.16	-0.14

Tabla 2.8.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Centro

La aparición de restricciones tiene una fuerte relación lineal con la hora. Por lo que se espera que las restricciones se concentren de madrugada.

El precio de mercado, la generación eólica y la demanda no tienen relación lineal con las restricciones técnicas.

2.8.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

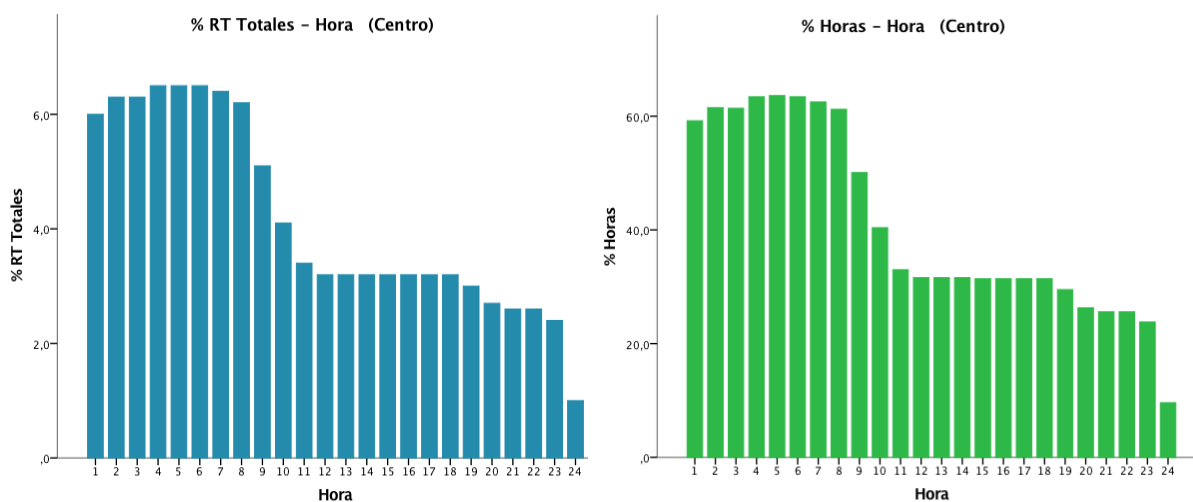


Figura 2.8.3.1 Centro Relación RT- Hora

Se observa como las restricciones técnicas tienen una clara dependencia con la hora. Las restricciones se concentran principalmente de madrugada, disminuyendo las restricciones a lo largo del día.



Relación Restricciones Técnicas – Estación

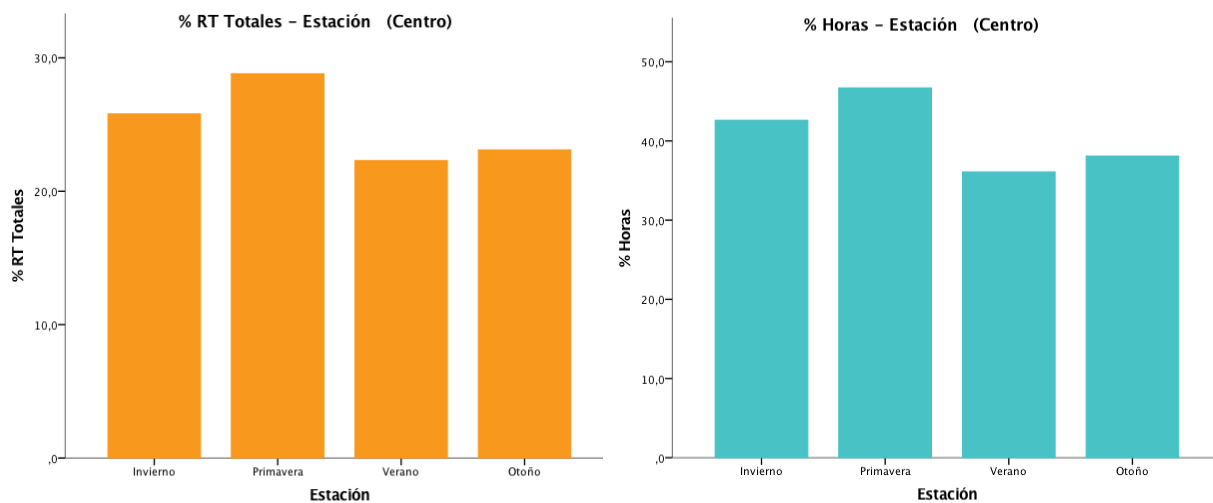


Figura 2.8.3.2 Centro Relación RT- Estación

Las restricciones no están influenciadas por la estación, siendo Primavera la estación con más restricciones.

Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

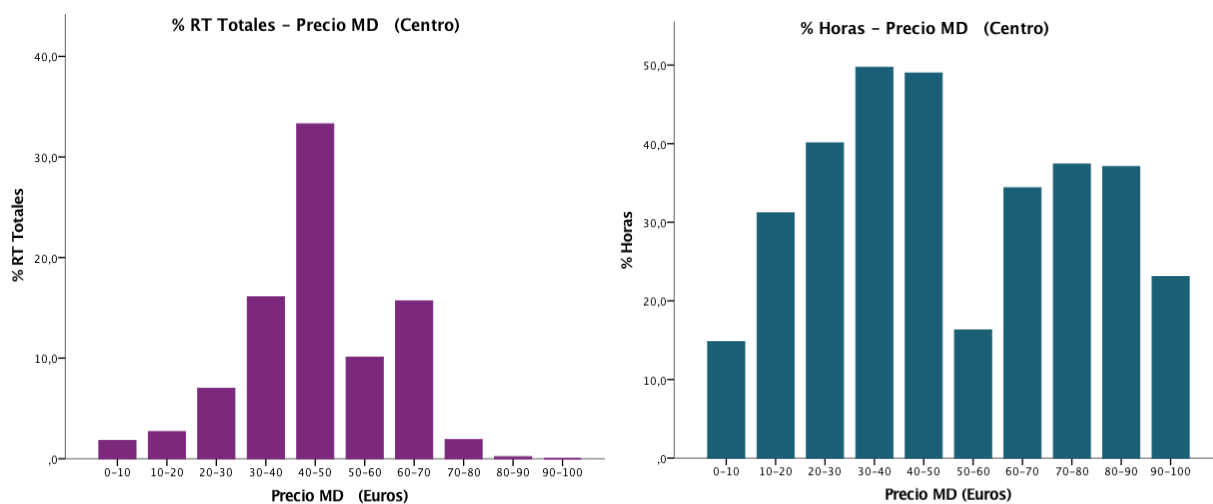


Figura 2.8.3.3 Centro Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como no hay relación directa entre el precio de mercado y la aparición de restricciones técnicas. Las restricciones se concentran cuando el precio del mercado es menor del 40% coincidiendo con el valle de la demanda durante la madrugada.



Relación Restricciones Técnicas – Demanda

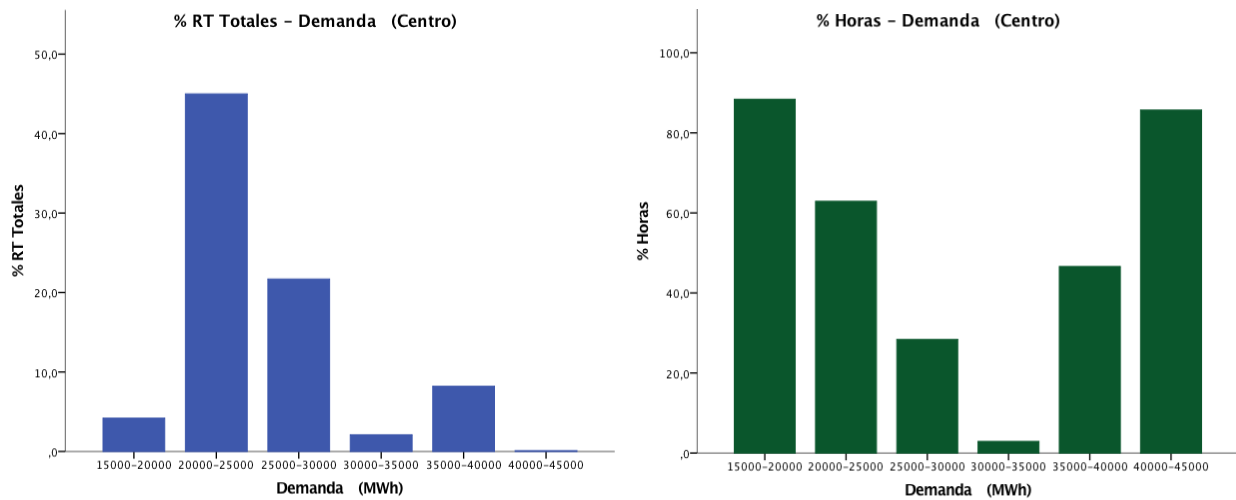


Figura 2.8.3.4 Centro Relación RT- Demanda

Se observa como las restricciones técnicas son más frecuentes en los valles de la demanda. En los valles de demanda muy pronunciados, se produce un gran número de restricciones, al igual que para valores de demanda muy elevados.

Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

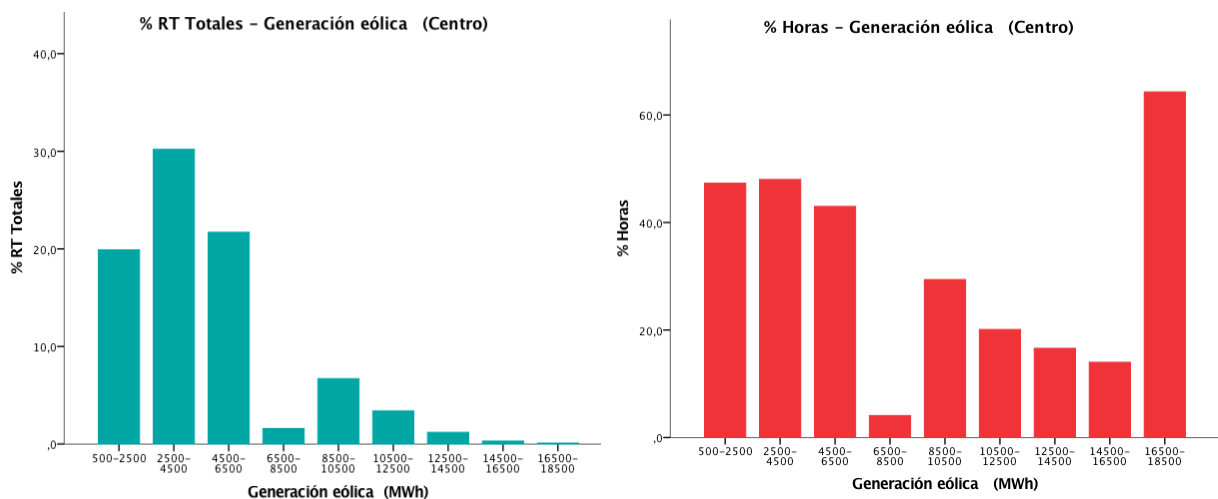


Figura 2.8.3.5 Centro Relación RT- Generación Eólica

No existe relación entre la generación eólica y las restricciones técnicas, las cuales varían según la generación eólica. Cuando la generación eólica es muy grande, se producen restricciones dos de cada tres horas.



Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

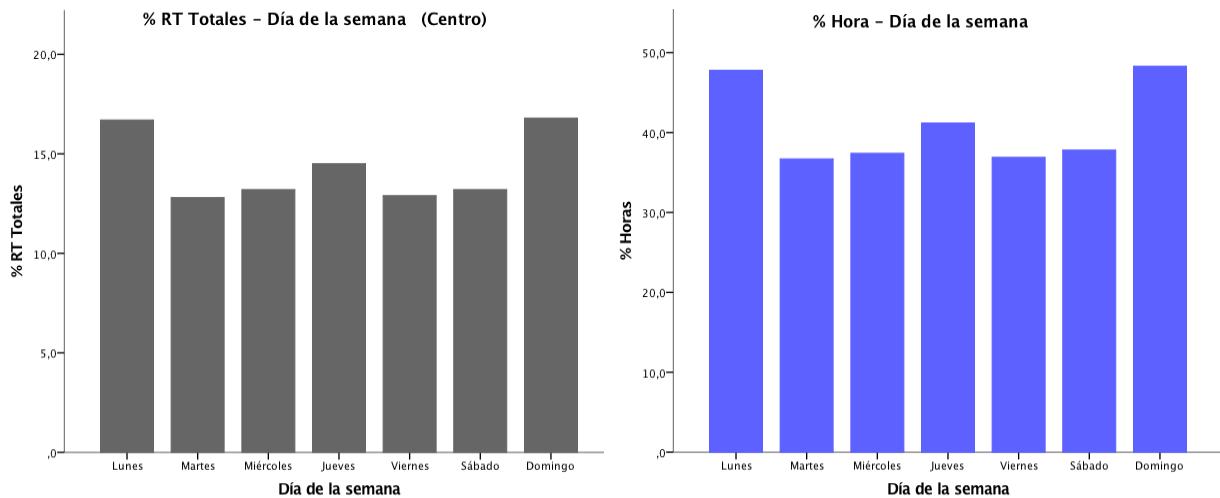


Figura 2.8.3.6 Centro Relación RT- Día de la semana

Se observa como no hay relación entre las restricciones y el día de la semana, ya que todos los días de la semana tienen aproximadamente el mismo porcentaje de restricciones técnicas.

Conclusiones

- Las restricciones técnicas se concentran de madrugada, disminuyendo a lo largo del día.
- La estación, precio del mercado diario y el día de la semana, no tienen relación directa con la aparición de restricciones.
- Las restricciones se concentran cuando la demanda es muy baja, (valle de demanda en la madrugada) y cuando es muy alta.
- La generación eólica no influye en la aparición de restricciones.

2.8.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Centro

En esta última parte, se estudiará el comportamiento de los grupos que forman la central de Aceca.

El grupo Aceca III, generó durante el periodo de estudio 454 GWh, durante 2587 horas, con una media de 176MWh.

Por último, el grupo Aceca IV, generó durante 4576 horas, un total de 878 GWh, con una media de 192MWh.

2.9. ZONA GALICIA

En la zona de Cataluña se encuentran las centrales de Pontes García Rodríguez, Sabón y Meirama

La central térmica de Pontes, se encuentra situada al noreste de la provincia de A Coruña. Consta de cuatro grupos generadores con una potencia total de 1468 MW. La central además, dispone de una central mini hidráulica (60 MW) , parque eólico (161 MW) y una central de ciclo combinado (800 MW).¹⁰



La central térmica de Sabón, en el municipio de Arteijo. Está formada por dos complejos, un generador de fueloil (480 MW) y un ciclo combinado (400MW)

Por último la central de Meirama es una central de ciclo convencional situada en el término municipal de Cerceda. Consta de un grupo térmico de 563 MW. El combustible de la central es el carbón.

2.9.1. Estudio Estadístico Zona Galicia

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

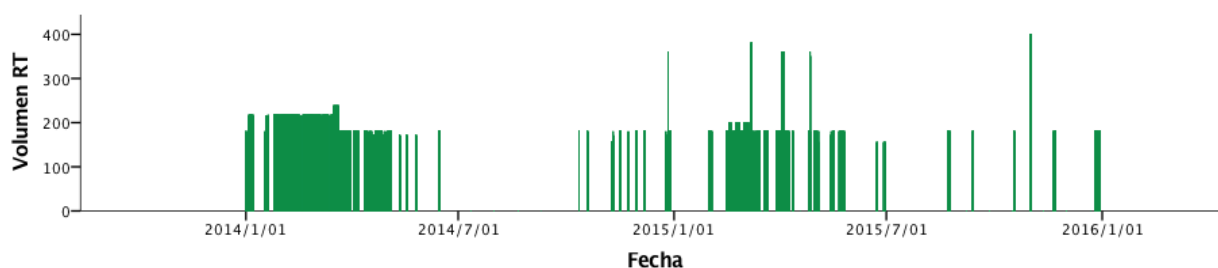


Figura 2.9.1.1 Galicia Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 3974 horas, lo que supone un 22% de las horas.

En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 194 MWh, generando un total de 739 GWh durante 2014 y 2015.

¹⁰ http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/instalaciones-electricas/informacion-as-pontes



2.9.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda	Importación Portugal	Exportación Portugal
Aparición RT	-0.18	-0.82	0.56	-0.91	-0.21	-0.61

Tabla 2.9.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Galicia

Existe una gran relación lineal entre el precio del mercado y la demanda con la aparición de restricciones. La hora y la generación eólica no tienen ninguna relación con la aparición de restricciones.

En cuanto a la relación con los intercambios, ni las importaciones, ni las exportaciones tienen relación lineal con la aparición de restricciones técnicas.

2.9.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

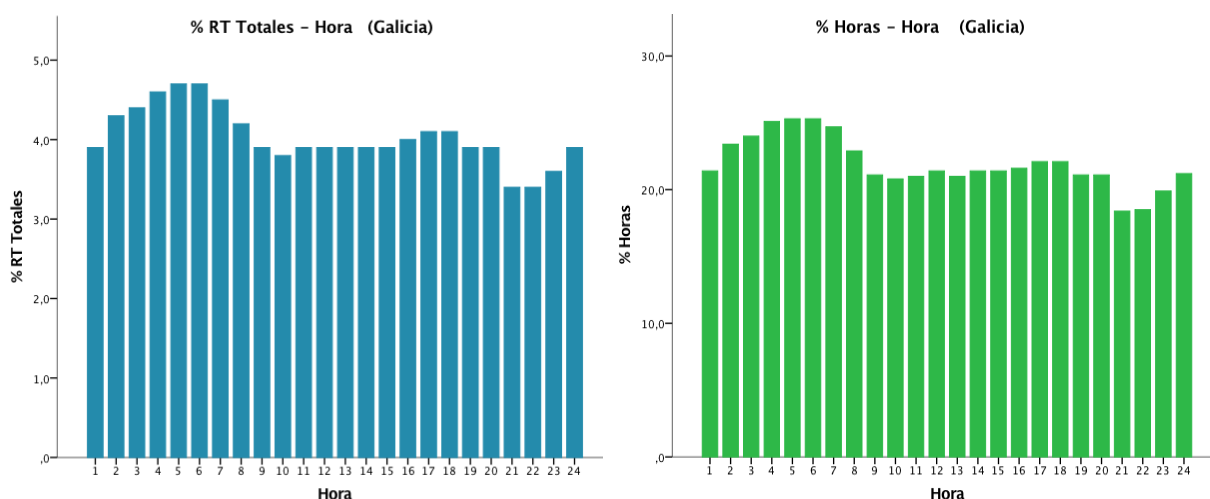


Figura 2.9.3.1 Galicia Relación RT- Hora

Se observa como las restricciones técnicas siguen el patrón inverso de la demanda. El mayor porcentaje de restricciones técnicas se concentra de madrugada.



Relación Restricciones Técnicas – Estación

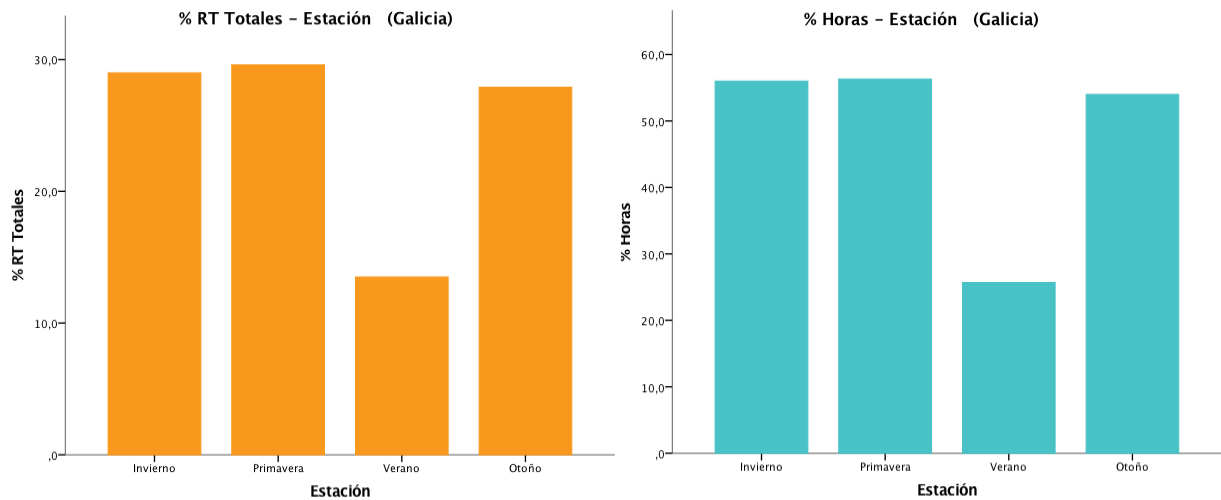


Figura 2.9.3.2 Galicia Relación RT- Estación

Durante el Verano es cuando menos restricciones ocurren. Durante el resto de estaciones el porcentaje se mantiene constante .

Relación Restricciones Técnicas – Balance Intercambio Portugal

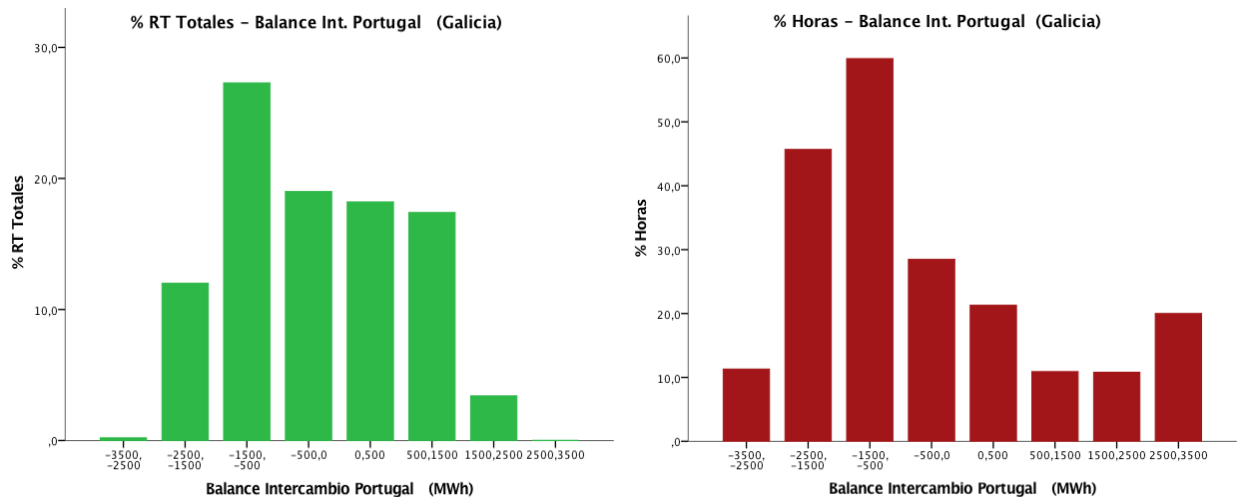


Figura 2.9.3.3 Galicia Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como el mayor porcentaje de restricciones, así como el mayor porcentaje de horas en las cuales se producen restricciones ocurren cuando el saldo es importador entre 1500 y 500 MWh.



Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

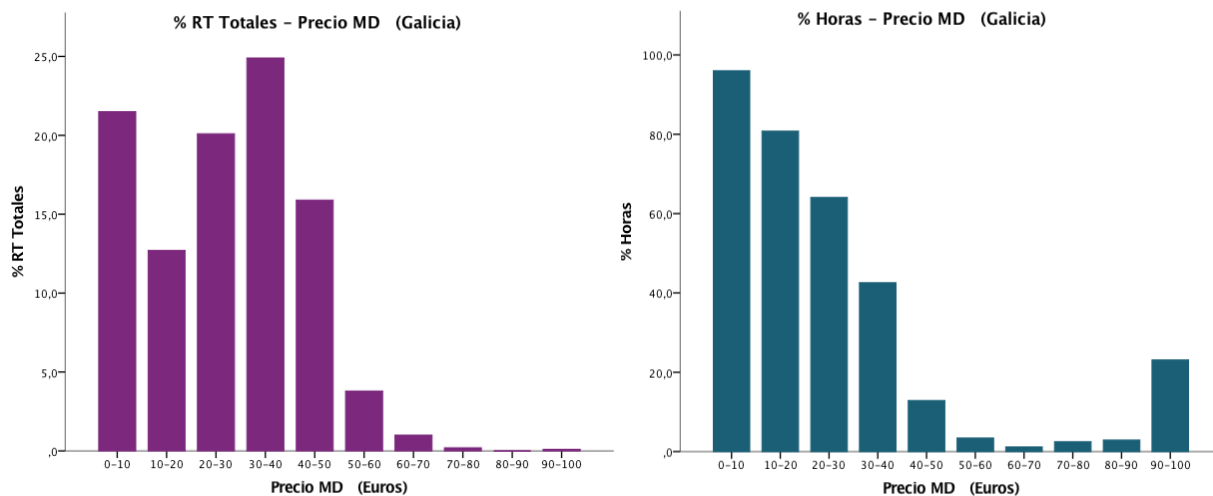


Figura 2.9.3.4 Galicia Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como hay una fuerte relación directa entre el precio de mercado y la aparición de restricciones técnicas. Cuanto menor es el precio de mercado mayor porcentaje de restricciones se alcanza, llegando a ocurrir restricciones en el 98% de las horas cuando el precio es menor de 10 euros.

Relación Restricciones Técnicas – Demanda

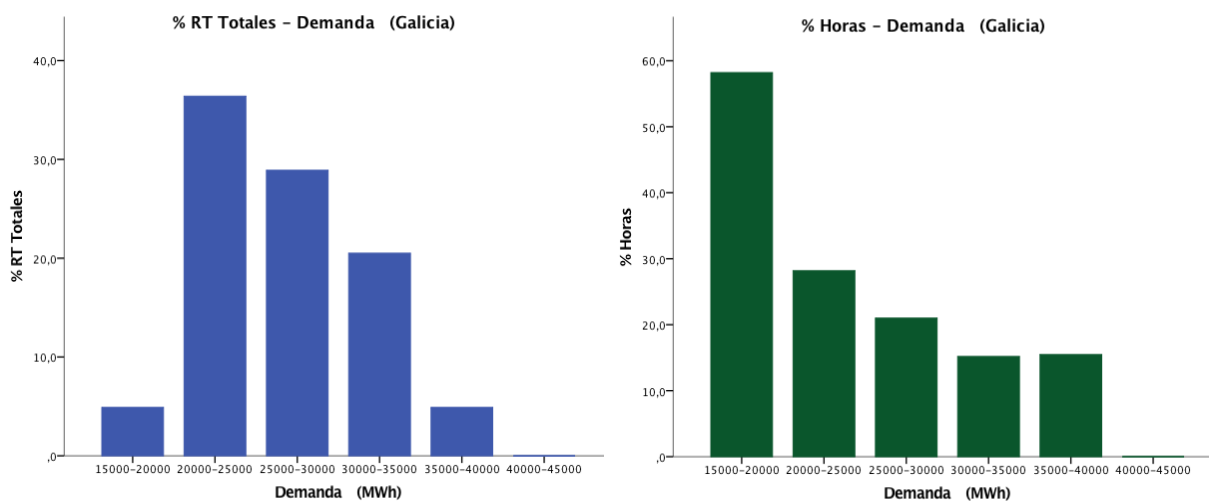


Figura 2.9.3.5 Galicia Relación RT- Demanda

Se observa como las restricciones técnicas son más frecuentes cuando la demanda es muy baja, coincidiendo con las horas de la madrugada.



Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

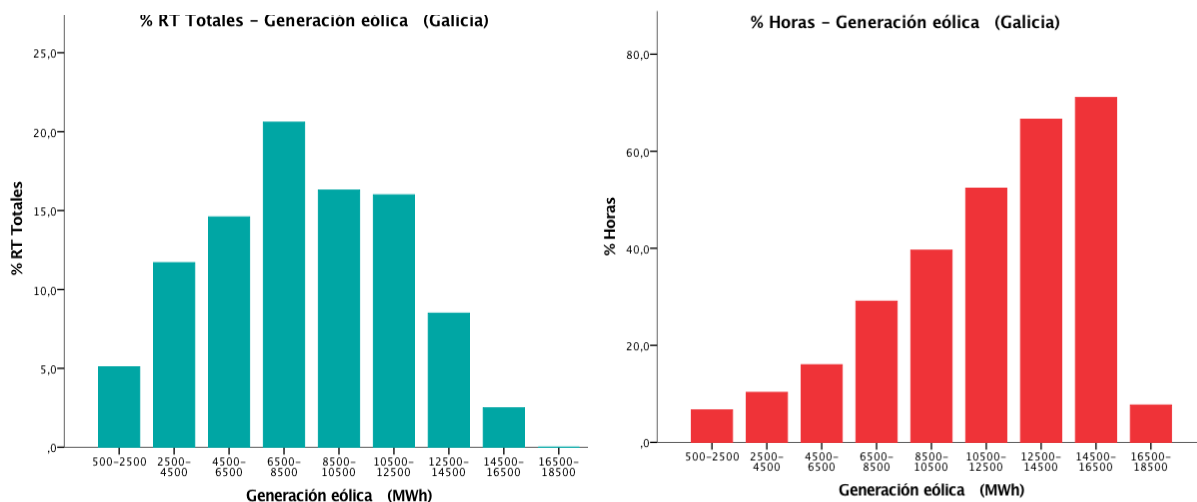


Figura 2.9.3.6 Galicia Relación RT- Generación Eólica

A mayor generación eólica mayor porcentaje de restricciones técnicas. El mayor porcentaje de restricciones se producen cuando la generación eólica se encuentra entre 6500 y 8500 MWh.

Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

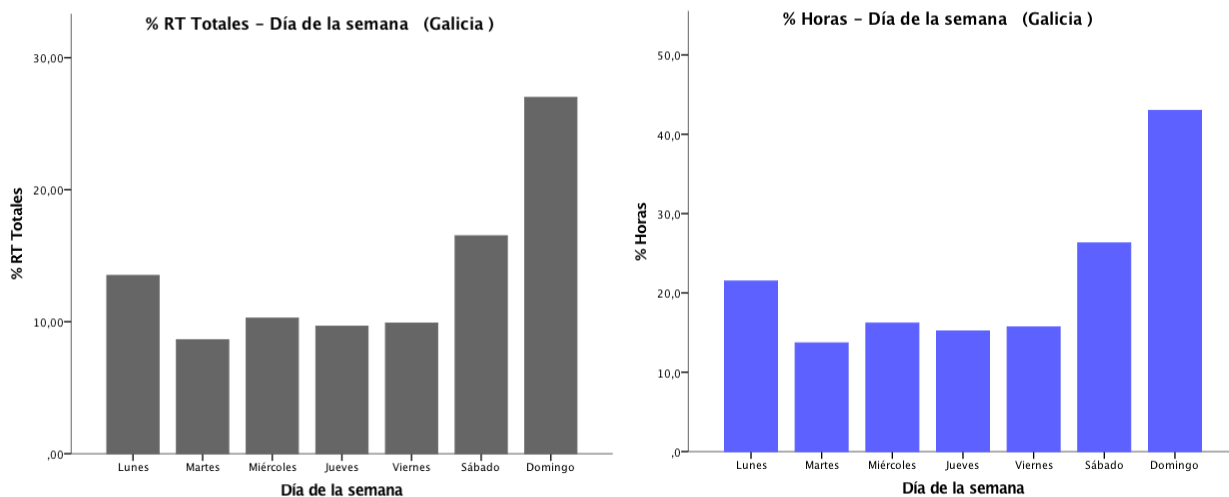


Figura 2.9.3.7 Galicia Relación RT- Día de la semana

El domingo es el día de la semana en el que más restricciones técnicas aparecen. Durante el resto de la el porcentaje de restricciones se mantiene constante.



Conclusiones

- Las restricciones se producen de madrugada, cuando la demanda y el precio del mercado son bajos.
- El verano es la estación donde más restricciones técnicas suceden.
- Cuando el precio del mercado está entre 0 y 10 euros, se producen restricciones el 90% de las horas.
- A mayor generación eólica, mayor porcentaje de restricciones, llegando a rozar el 70% de las horas.

2.9.4. Estudio de la Influencia de los intercambios con Portugal.

Estudio Interconexiones 2014-2015.

Debido a la cercanía de esta zona con Portugal, es de gran interés estudiar la evolución de las restricciones técnicas según los intercambios internacionales con el país portugués.

A continuación se muestra la relación entre las importaciones - exportaciones y el porcentaje de horas donde se produjeron restricciones.

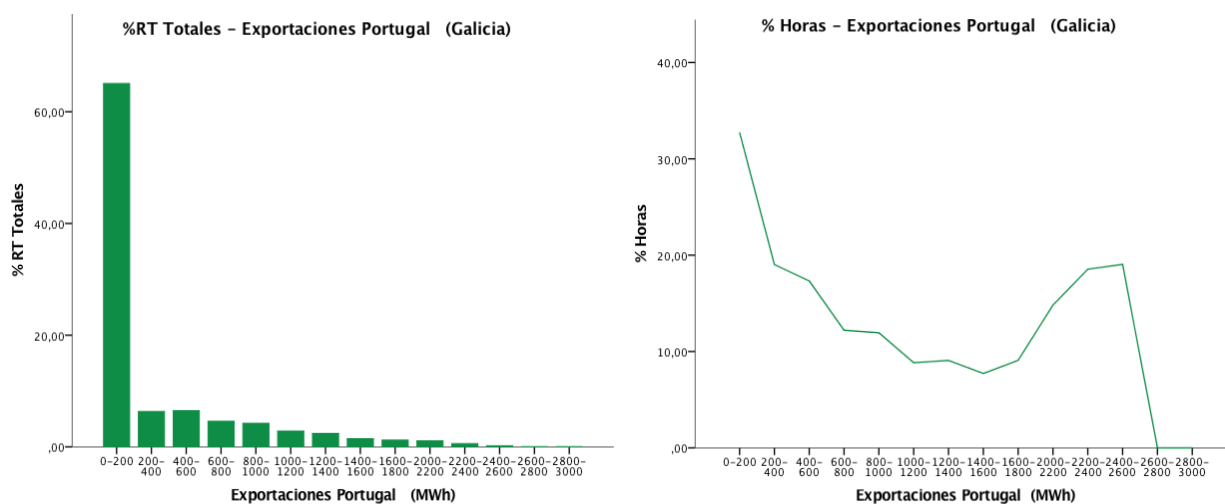


Figura 2.9.4.1 Galicia Relación RT- Exportación Portugal

Se observa como a medida que aumentan las exportaciones disminuye el porcentaje de restricciones técnicas.

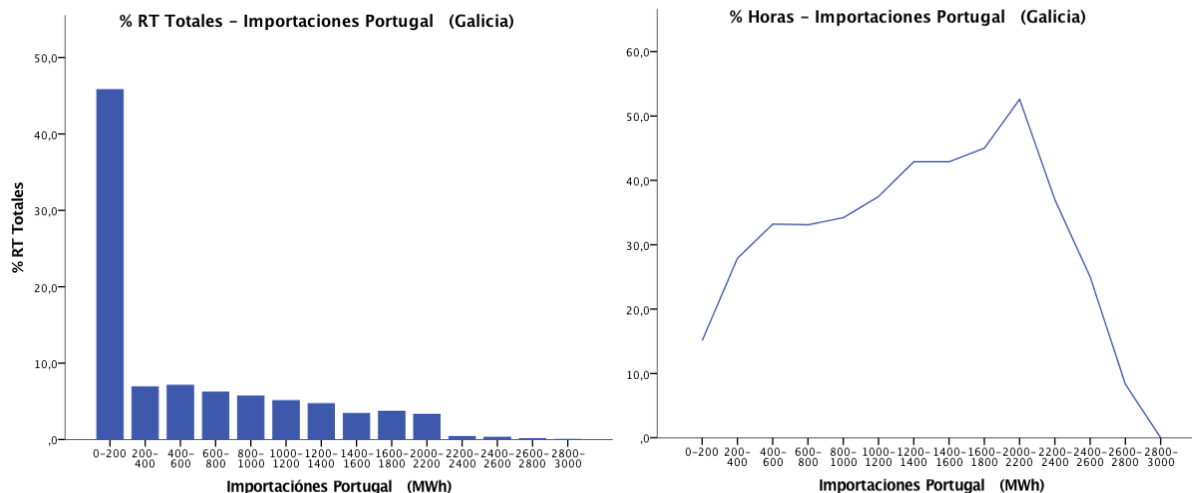


Figura 2.9.4.2 Galicia Relación RT- Importación Portugal

Cuando se importa entre menos de 200MWh, se producen el 50% de las restricciones técnicas.

No se observa una influencia directa entre la aparición de restricciones técnicas y el saldo importador.

2.9.5. Estudio Estadístico Grupos Zona Galicia

En esta última parte, se estudiará el comportamiento de las centrales que forman parte de la zona de estudio.

Coef. Pearson	Meirema	Pontes	Sabón
Meirema	1	-0.84	-0.13
Pontes	-0.84	1	0.33
Sabón	-0.13	0.33	1

Tabla 2.9.5-1 Relación Centrales Galicia

Existe una gran influencia entre las centrales de Pontes con Meirema. Cuando Pontes entra por restricciones, Meirema no genera.

Entre el resto de centrales no existe una relación clara entre el resto de centrales.

La central de Meirema generó durante 1249 horas un total de 165 GWh con una media de 132 MWh.

Pontes generó un total de 546 GWh durante 3431 horas una media de 159 MWh.

Sabón generó un total de 26 GWh durante 217 horas una media de 24 MWh.



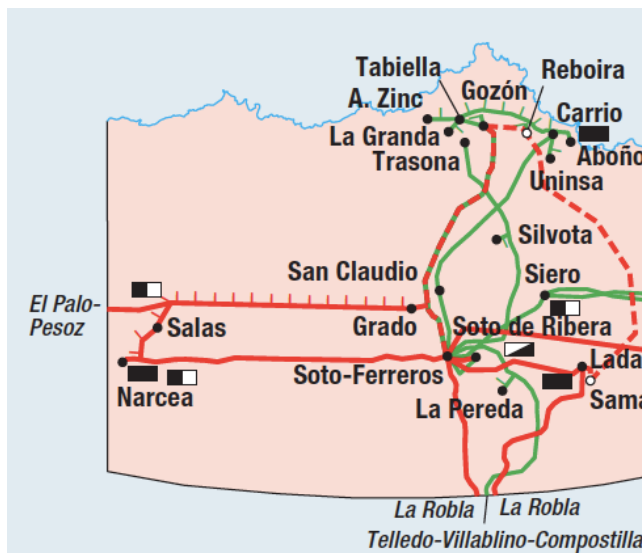
2.10. ZONA ASTURIAS

En la zona centro se encuentra las centrales de Narcea, Soto de Ribera, Aboño.

La central térmica de Narcea, situada en el municipio de Tineo, está formada por tres grupos de 60, 170 y 370 MW, respectivamente. La central es de ciclo convencional usando el carbón como combustible.

En el puerto de Gijón se encuentra la central térmica de Aboño. Posee dos grupos de carbón, con una potencia total de 921 MW

Por último, la central de Soto de Ribera, situada junto al río Nalón, consta de cuatro grupos, dos de ciclo convencional de 254 y 361 MW y dos de ciclo combinado de 432 y 434 MW. Los ciclos convencionales se alimentan del carbón proveniente del puerto de Gijón, mediante una línea férrea.



2.10.1. Estudio Estadístico Zona Asturias

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

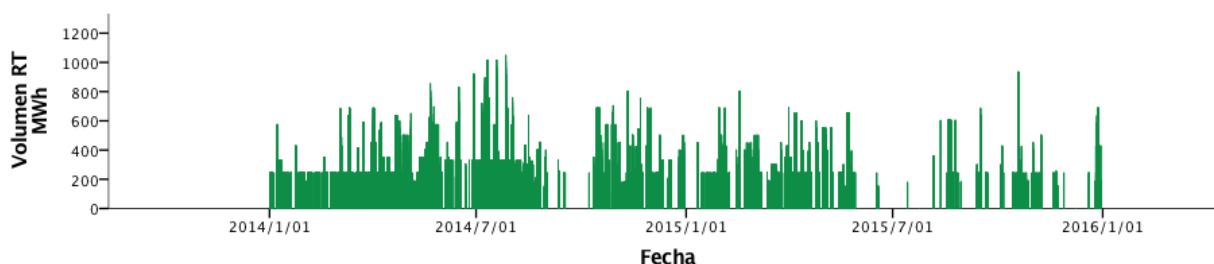


Figura 2.10.1.1 Asturias Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 5935 horas, lo que supone un 34% de las horas.

En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 320 MWh, generando un total de 1902 GWh durante 2014 y 2015.

Las restricciones se producen de forma dispersa en el tiempo, disminuyendo a lo largo del periodo de estudio.



2.10.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas..

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda
Aparición RT	0.18	-0.55	0.98	-0.13

Tabla 2.10.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Asturias

Se observa como la única variable que influye directamente en la aparición de restricciones es la generación eólica. El resto de variables tienen una influencia lineal moderada en la aparición de restricciones, por lo que es de esperar que las restricciones dependan de varias variables interrelacionadas.

2.10.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

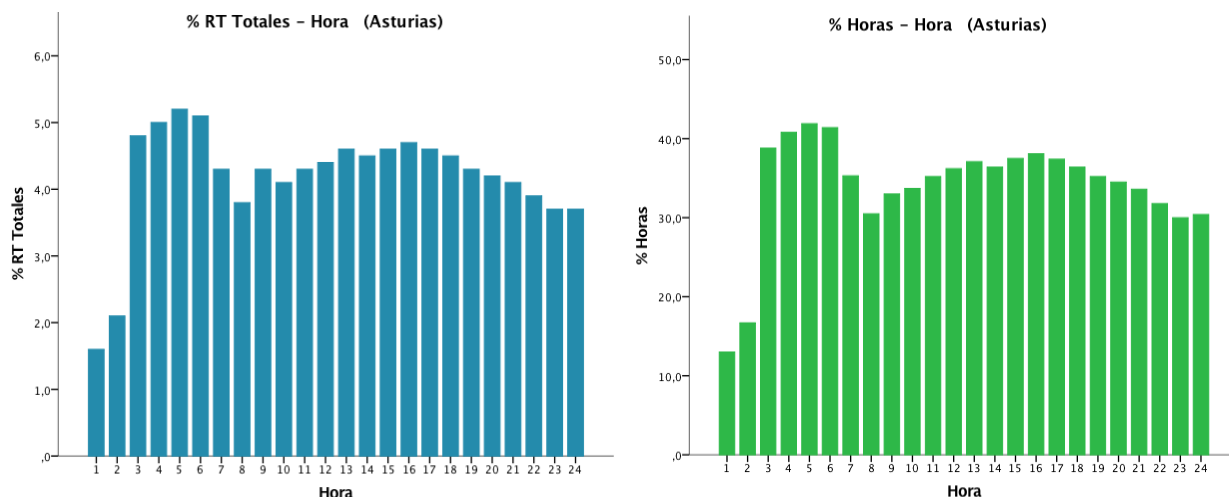


Figura 2.10.3.1 Asturias Relación RT- Hora

Se observa como las restricciones técnicas siguen el perfil inverso de la demanda. Se produce un pico de restricciones cuando la demanda es baja. Las restricciones disminuyen en los periodos centrales de la mañana y de la noche coincidiendo con los picos de demanda.



Relación Restricciones Técnicas – Estación

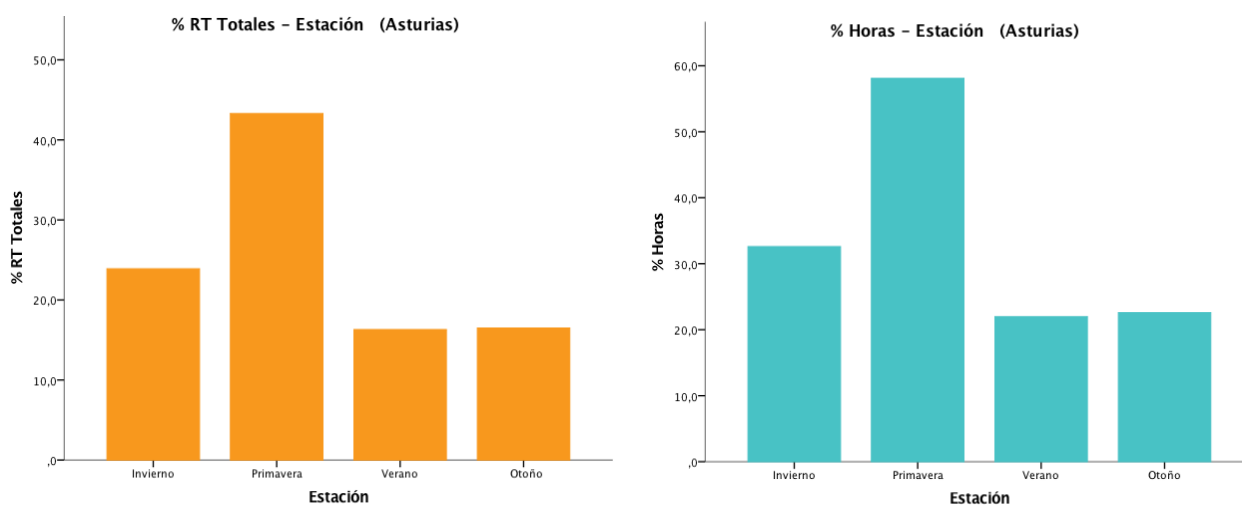


Figura 2.10.3.2 Asturias Relación RT- Estación

Primavera es el mes donde más restricciones ocurren, surgiendo restricciones en el 58% de las horas. El invierno es la segunda estación donde más restricciones se producen, apareciendo restricciones en una de cada tres horas.

Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

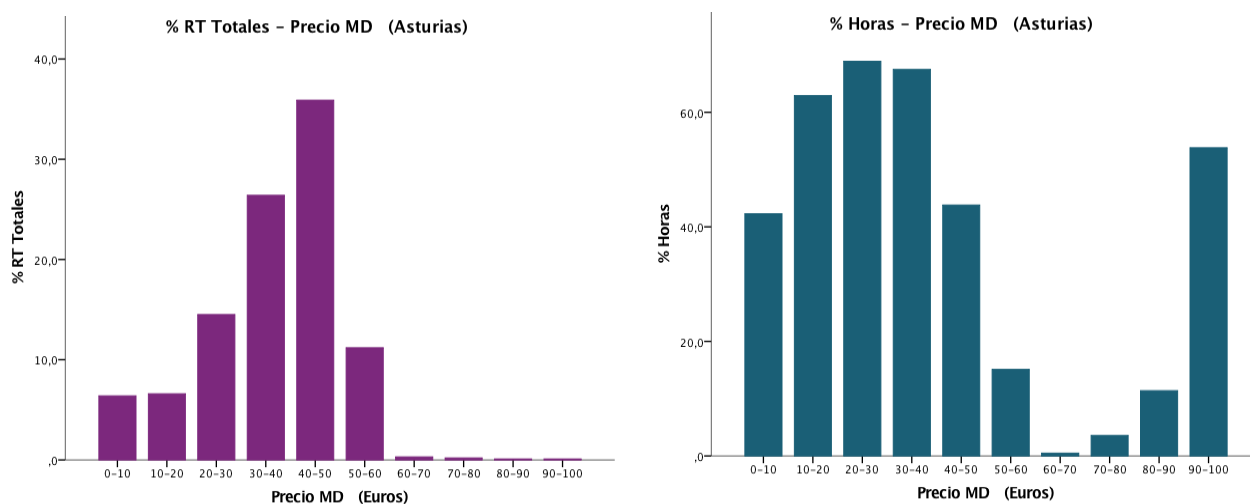


Figura 2.10.3.3 Asturias Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa cómo el 60% de las restricciones se producen cuando el precio de mercado es menor de 40 euros, coincidiendo con los momentos de baja demanda. Cuando el precio está entre 20 y 30 euros, se producen restricciones el 65% de las horas, por lo que se reafirma una vez más como en la zona de Asturias, las restricciones se producen en los dos valles de demanda.



Relación Restricciones Técnicas – Demanda

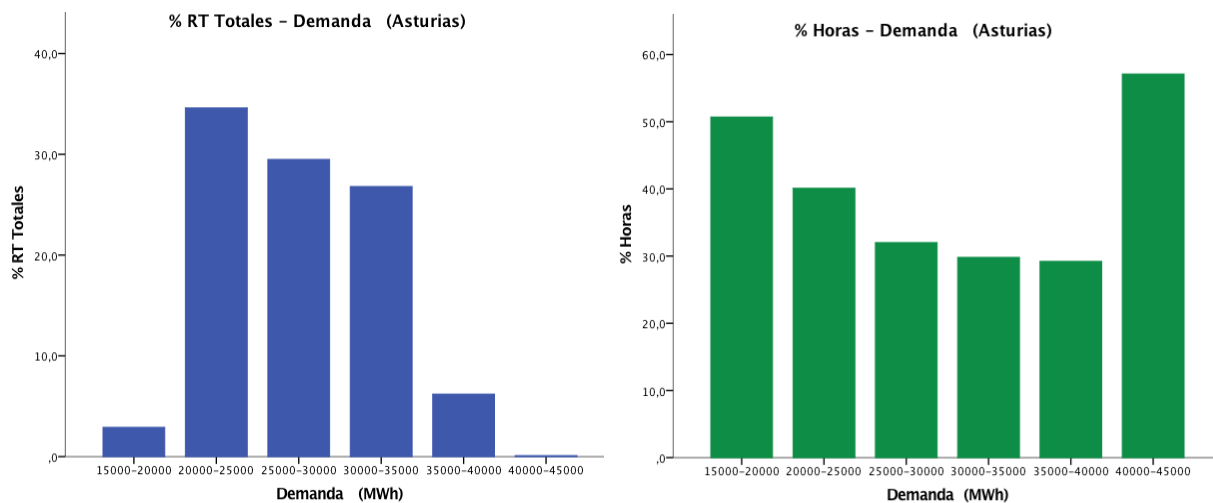


Figura 2.10.3.4 Asturias Relación RT- Demanda

Como ya se expuso anteriormente, las restricciones se producen en los dos valles de demanda, durante la madrugada y durante la primera mitad de la tarde. Por ello se observa como los picos de restricciones se concentran cuando la demanda se encuentra en valores relativamente bajos. Cuando la demanda es muy baja, se producen restricciones una de cada dos horas.

Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

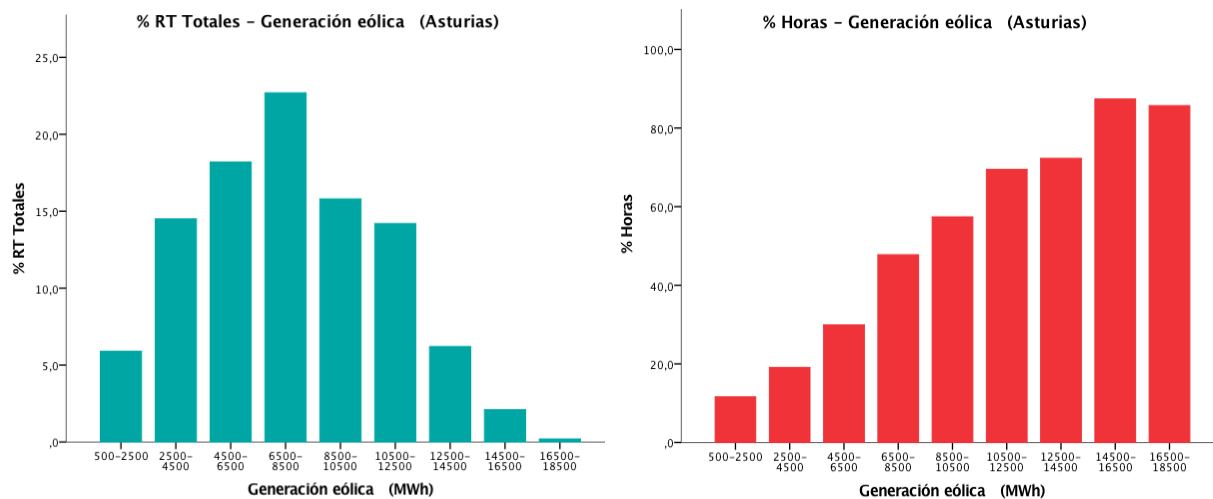


Figura 2.10.3.5 Asturias Relación RT- Generación Eólica

Se observa claramente que a medida que aumentan la generación eólica aumenta el porcentaje de restricciones técnicas.



Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

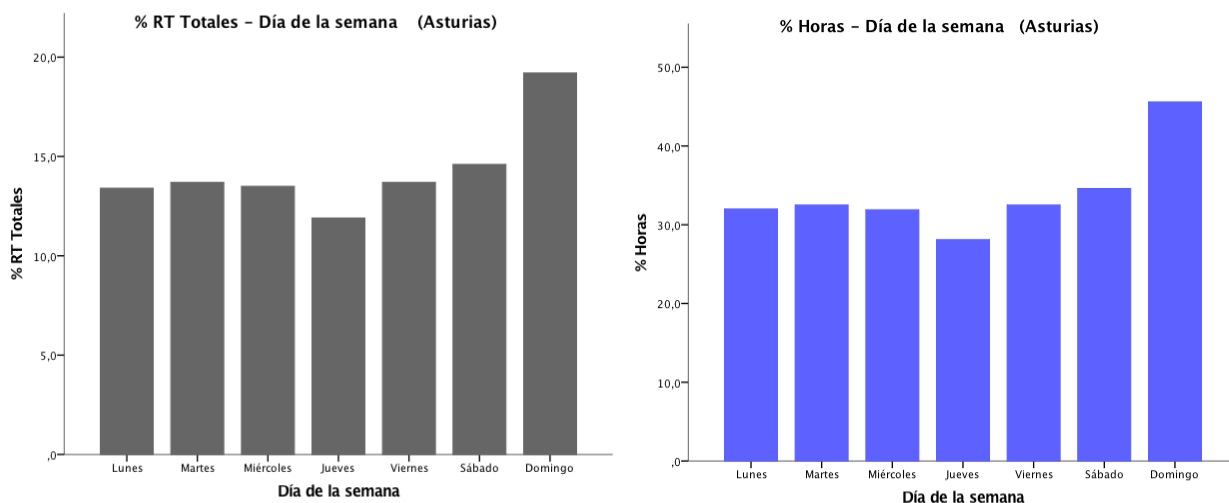


Figura 2.10.3.6 Asturias Relación RT- Día de la semana

El domingo es el día de la semana que más restricciones se producen. Durante el resto de días se mantiene el mismo porcentaje de resistencias.

Conclusiones.

- Las restricciones técnicas se concentran cuando la demanda es baja. Por ello, los picos de restricciones se encuentran durante la madrugada y primera mitad de la tarde.
- Coincidiendo con los valles de demanda, cuando más restricciones aparecen es cuando la demanda es muy baja, y el precio del mercado es menor de 40 euros.
- La Primavera es la estación donde más restricciones ocurren.
- A medida que aumenta la generación eólica, aumenta el porcentaje de restricciones.



2.10.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Asturias

En esta última parte, se estudiará el comportamiento de las centrales que forman parte de la zona de estudio.

La central Aboño fue la central que más generó durante el periodo de estudio. En total generó 15932 GWh, con una media de 255 MWh.

La siguiente central que más generó fue la central de Narcea, quien generó 164 GWh, con una media de 273 MWh.

Por último, la central Soto de Ribera generó 144 GWh, con una media de 177 MWh.



2.11. ZONA CASTILLA Y LEÓN

En la zona de Castilla y León se encuentra las centrales de Anllares, Compostilla, La Robla y Guardo.

La central térmica de Anllares situada en el municipio de Páramo del Sil, tiene un único grupo de 365 MW. El carbón es el combustible que alimenta a la planta consumiendo más de 700.000 toneladas al año.

Compostilla es una central térmica de ciclo convencional alimentada por carbón situada junto al río Sil. Consta de cuatro grupos con una potencia total de 1341 MW.



La central térmica de La Robla, alimentada por carbón, está situada junto al río Bernesga. Consta de dos grupos térmicos de 284 y 370 MW, respectivamente.

Por último, la central de carbón Guardo consta de dos grupos de 350 y 150 MW.

2.11.1. Estudio Estadístico Castilla y León

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

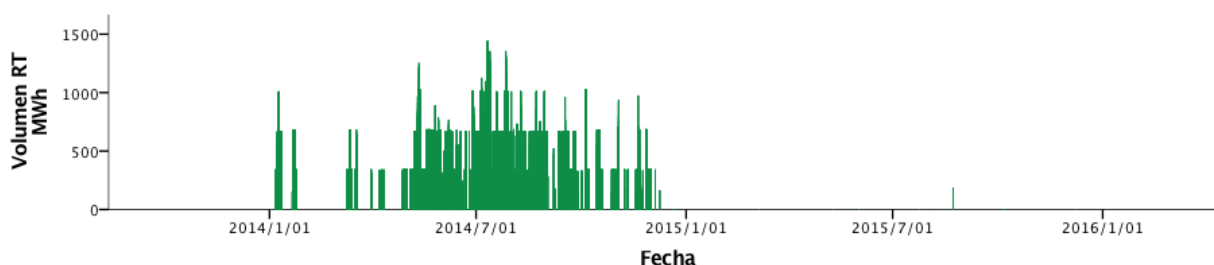


Figura 2.11.1.1 Castilla y León Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 2457 horas, lo que supone un 14% de las horas.

En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 500 MWh, generando un total de 1222 GWh durante 2014 y 2015.

Las restricciones se produjeron en 2014, produciéndose durante 2015 solo 9 horas de restricciones.



2.11.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas. Dado que solo se produjeron restricciones durante 2014, solo se analizará este periodo-

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda
Aparición RT	-0.71	-0.35	-0.74	-0.86

Tabla 2.11.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Castilla León

Existe una fuerte relación lineal entre la hora, la demanda y la generación eólica. El precio del mercado diario no tiene una relación directa en la aparición de restricciones técnicas.

2.11.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

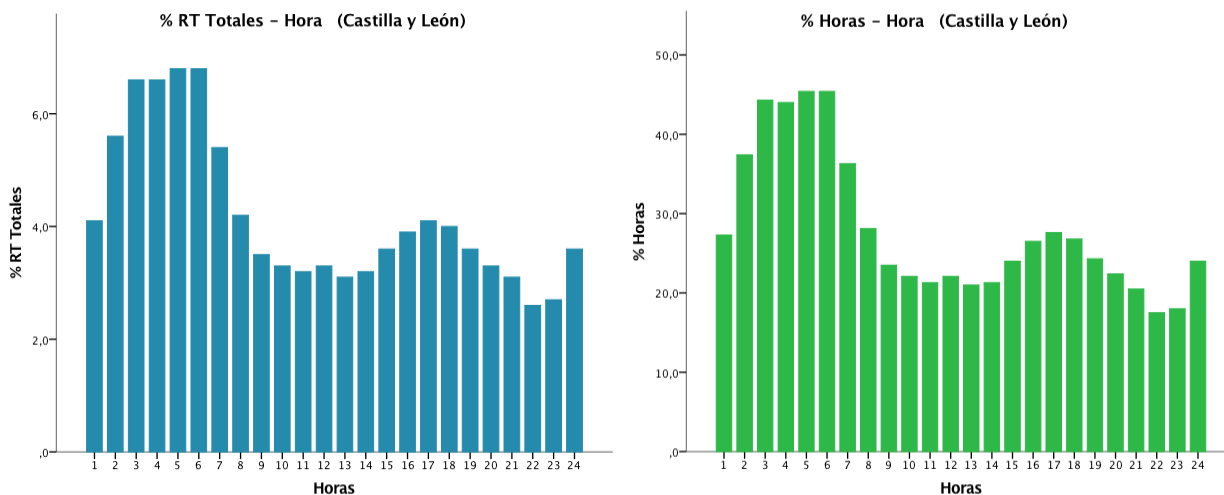


Figura 2.11.3.1 Castillas y León Relación RT- Hora

Se observa como las restricciones técnicas siguen el perfil inverso de la demanda. Se produce un pico de restricciones cuando la demanda es baja y una caída en las restricciones cuando la demanda es alta.. El mayor pico de restricciones se encuentra durante la madrugada, cuando la demanda es más baja.



Relación Restricciones Técnicas – Estación

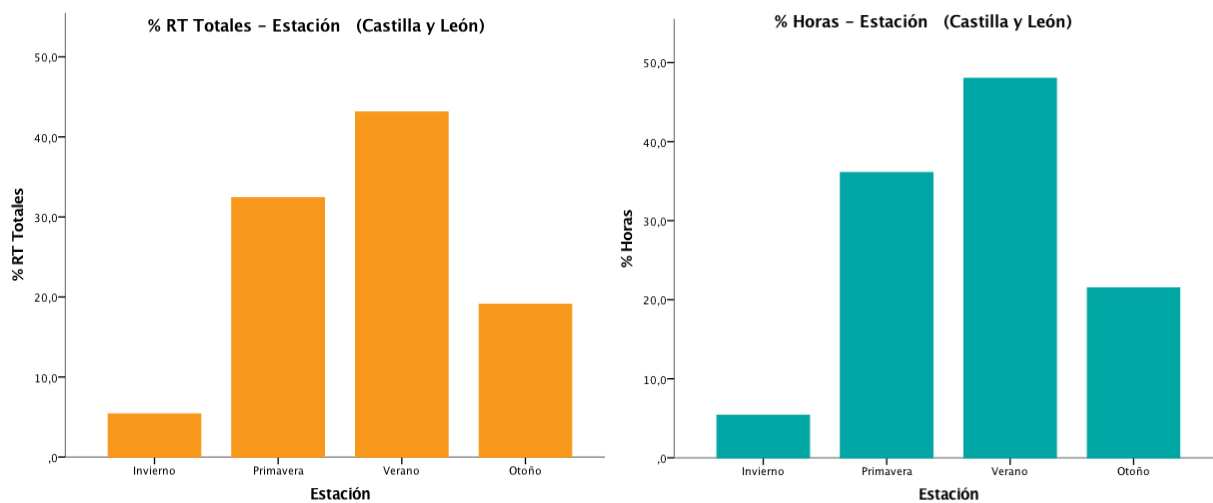


Figura 2.11.3.2 Castilla y León Relación RT- Estación

Verano es el mes donde más restricciones ocurren, surgiendo restricciones en el 48% de las horas, seguido de la Primavera.

Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

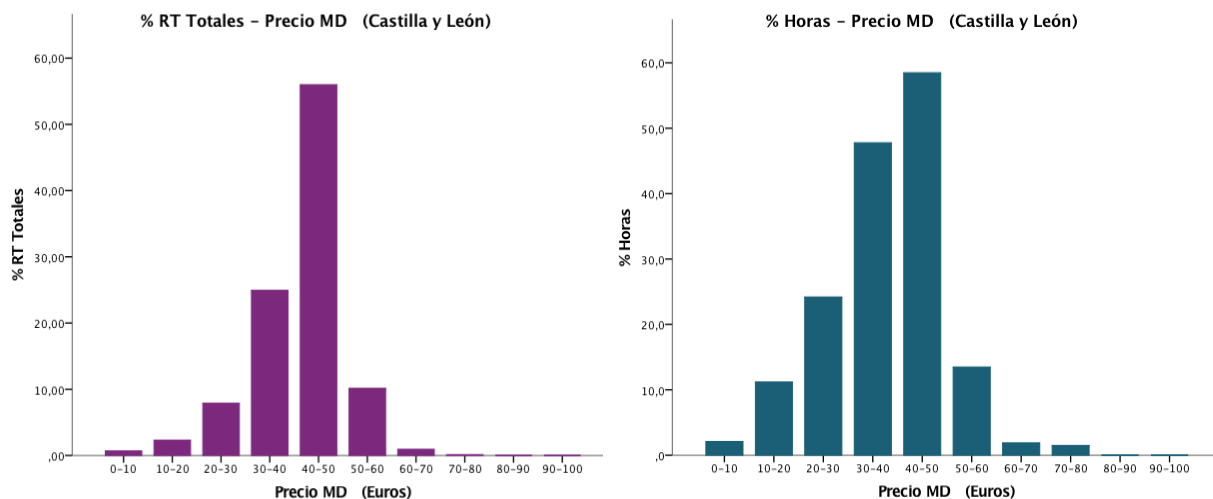


Figura 2.11.3.3 Castilla y León Relación RT- Precio Mercado Diario

Se observa como a medida que aumenta el precio del mercado , aumenta el porcentaje de restricciones técnicas. A partir de 50 euros, el número de restricciones técnicas disminuye a valores cercanos a cero.



Relación Restricciones Técnicas – Demanda

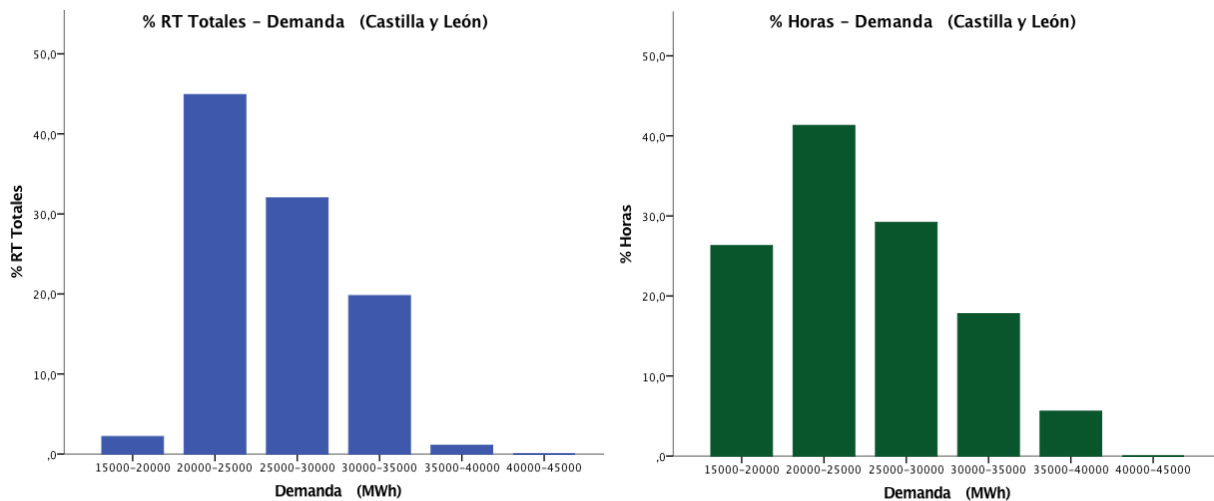


Figura 2.11.3.4 Castilla y León Relación RT- Demanda

A medida que aumenta la demanda disminuye el porcentaje de restricciones. Se produce un pico de restricciones cuando la demanda se encuentra entre 20000 y 25000 MWh, correspondiente al valle de demanda durante la madrugada.

Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

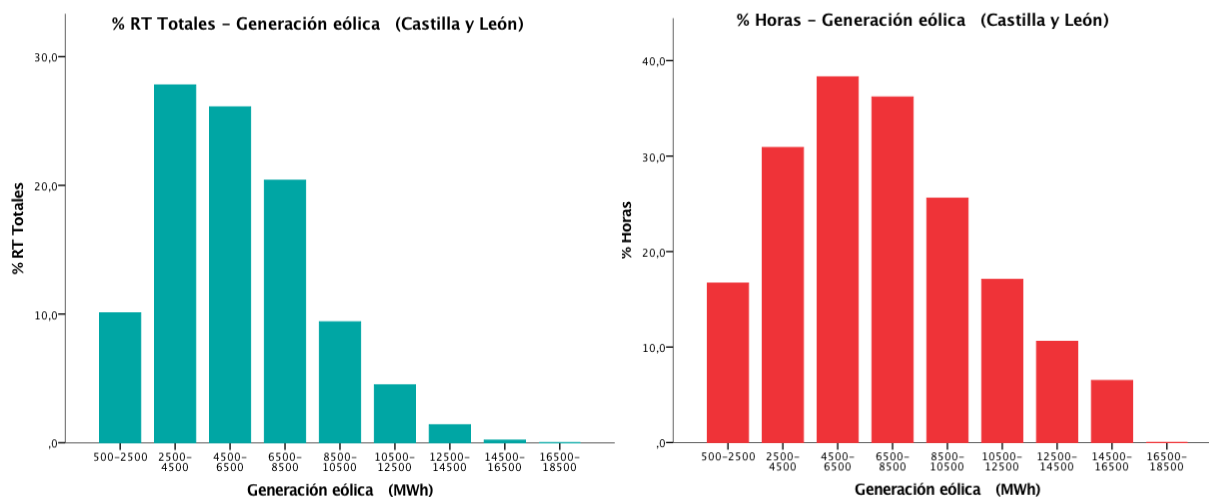


Figura 2.11.3.5 Castilla y León Relación RT- Generación Eólica

Se observa claramente que a medida la generación eólica disminuye, disminuye el porcentaje de restricciones.



Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

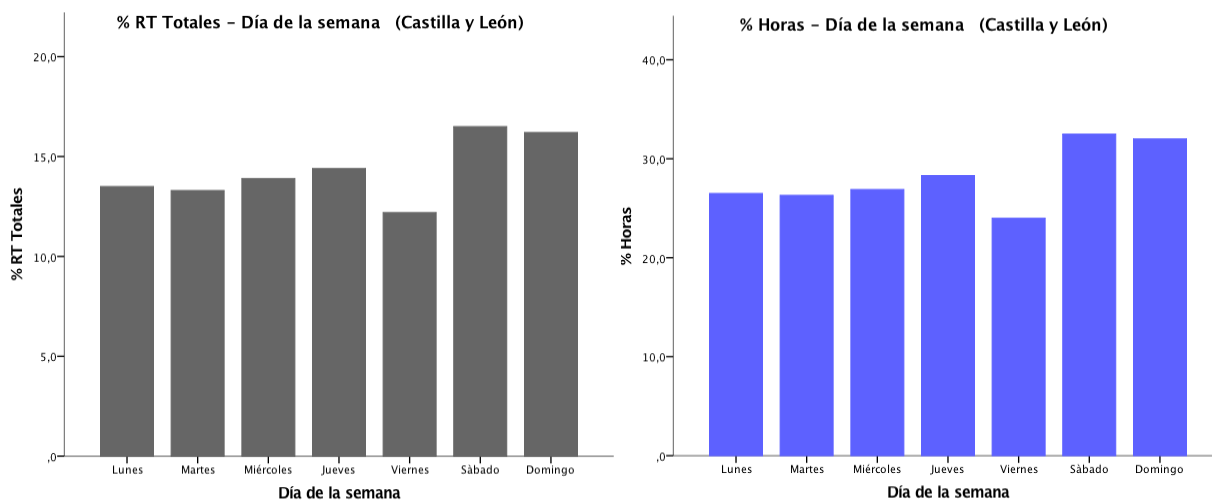


Figura 2.11.3.6 Castilla y León Relación RT- Día de la semana

Durante la semana se produce el mismo porcentaje de restricciones. En el fin de semana se incrementa este porcentaje llegando a aparecer restricciones el 30% de las horas.

Conclusiones

- Se produce mayor porcentaje de restricciones durante la madrugada. Durante el día se producen dos picos de resistencias coincidiendo con los horas donde la demanda baja.
- Las restricciones aumentan cuando la demanda baja.
- El mayor porcentaje de restricciones se producen cuando el precio del mercado es menor de 40 euros, coincidiendo con el precio durante la madrugada.
- A mayor generación eólica, menor porcentaje de restricciones técnicas.



2.11.4. Estudio Estadístico Grupos Zona Castilla y León

En esta última parte, se estudiará el comportamiento de las centrales que forman parte de la zona de estudio.

La central térmica de Anllares generó durante 1297 horas un total de 3966 GWh, seguida de Compostilla la cual generó 338 GWh con una media de 270 MWh.

Guardo, generó un total de 253 GWh, con una media de 312 MWh. Por último la central La Robla generó 234 GWh a lo largo de 832 horas.

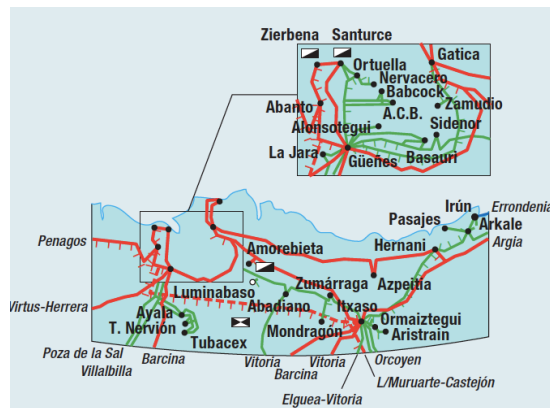


2.12. ZONA PAÍS VASCO

En la zona del País Vasco se encuentran las centrales de Amorebieta , Santurce y Bahía Bizkaia (Zierbena).

La central térmica de Amorebieta se encuentra situada en el municipio de Amorebieta –Echano (Vizcaya). Es una central de ciclo combinado con una potencia nominal de 800MW, en configuración multi-eje con dos turbinas de gas y una turbina de vapor de 280MW¹¹.

La central de ciclo combinado Bahía Bizkaia está situada en el Puerto Exterior de Bilbao (Zierbena). Cuenta con una potencia instalada de 785MW. Está formada por dos turbinas de gas con caldera de recuperación de 254MW cada una, y una turbina de vapor de 282MW.



Por último , la central termoeléctrica de Santurce está situada en el término municipal de Santurce (Vizcaya). Dispone actualmente de un único grupo de ciclo combinado de 400MW. Esta central ha sufrido un grave descenso en su actividad. Durante 2014 solo arrancó dos veces para la producción de energía eléctrica.¹²

2.12.1. Estudio Estadístico Zona País Vasco

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas)

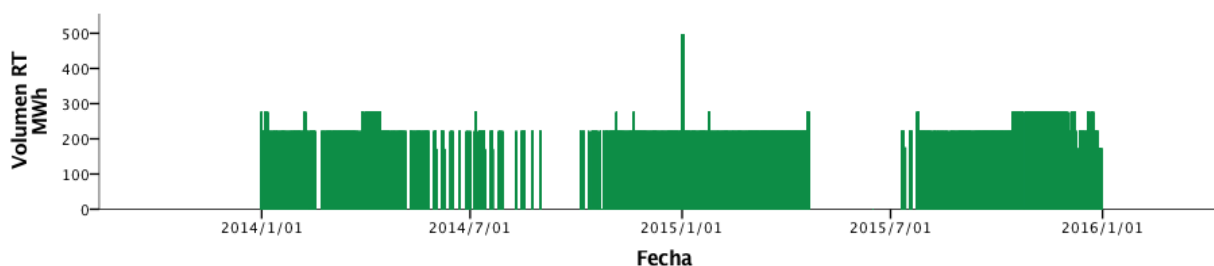


Figura 2.12.1.1 País Vasco Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 8397 horas, lo que supone un 48% de las horas. En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 224 MWh, generando un total de 1888 GWh durante 2014 y 2015.

¹¹ http://www.sener.com.mx/EPORTAL_DOCS/GENERAL/SENERV2/DOC-cw4a1e51f815449es/pdfproject.pdf

¹² https://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/DA_CC_Santurce.pdf



Se observa cómo, durante el periodo de estudio, hubo restricciones de manera continuada. El aumento de la potencia durante el último trimestre de 2015, se debe a la nueva interconexión con Francia, la cual, como se verá más adelante, ha influido en el volumen de las restricciones.

2.12.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas. Dado que esta zona de estudio está distanciada de las zonas de intercambio internacional no se incluyen intercambios en las variables.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda	Exportación Francia	Importación Francia
Aparición RT	-0.86	-0.81	-0.60	-0.93	-0.77	0.5

Tabla 2.12.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT País Vasco

Se observa como existe una relación lineal (inversa) muy acusada entre la aparición de restricciones técnicas y la demanda. Esto significa que a menor demanda, más restricciones. Además dado que cuando la demanda es baja, el precio es bajo y suele coincidir con la madrugada, el precio y la hora también tienen una relación inversa con la aparición de restricciones.

En cuanto a los resultados, las restricciones técnicas bajan con las exportaciones y aumentan con las importaciones. Aunque existe mayor influencia con las exportaciones que con las importaciones.



2.12.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

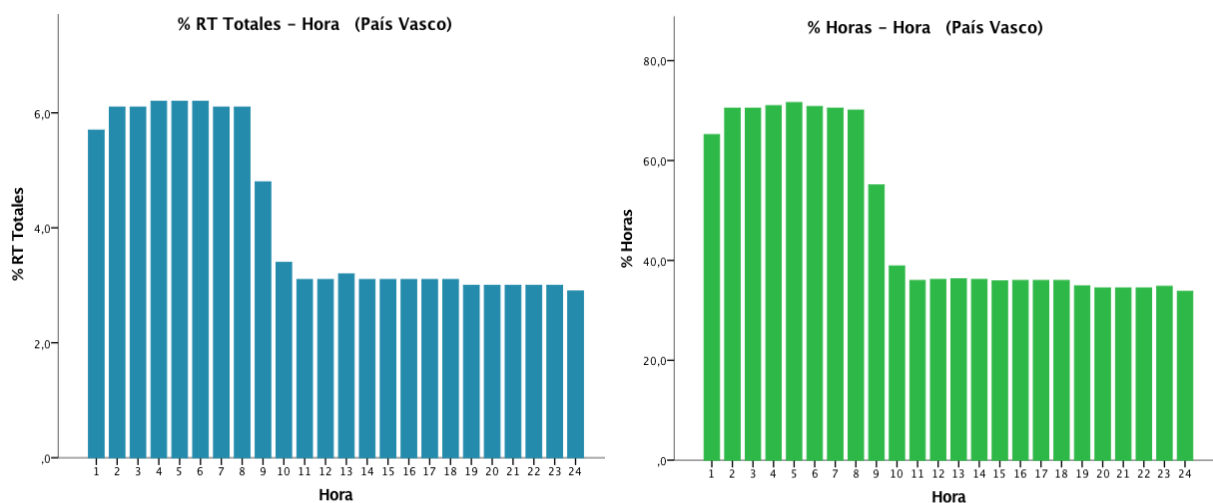


Figura 2.12.3.1 País Vasco Relación RT- Hora

Se observa como las restricciones técnicas se concentran en periodos de 6 horas, concentradas de madrugada, produciéndose en este periodo el 50% de las restricciones. Durante la madrugada (1h-9h) hubo restricciones técnicas el 70% de las horas, mientras que en el resto del día (10h-24h), el 40%.

Relación Restricciones Técnicas – Estación

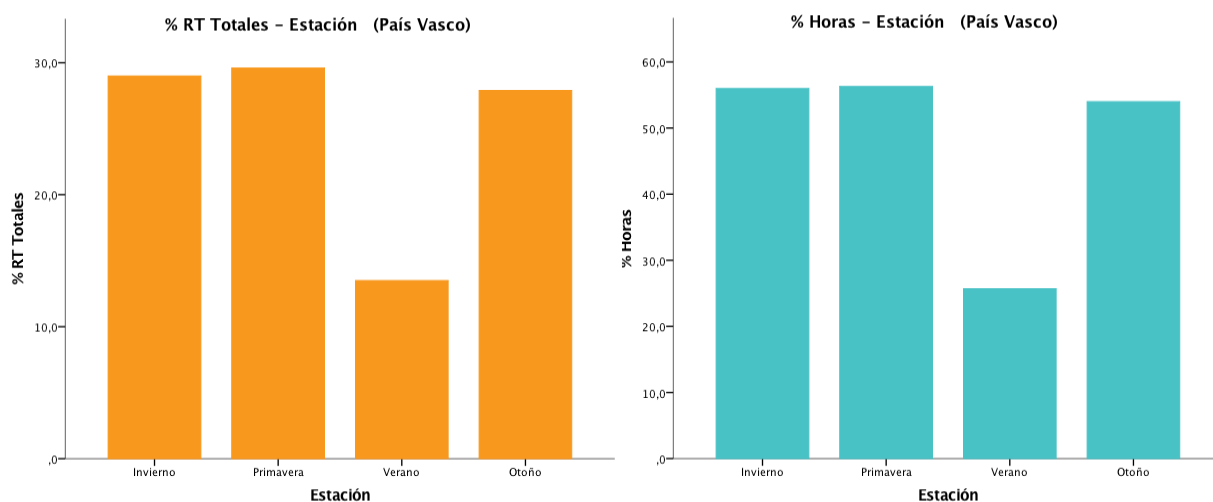


Figura 2.12.3.2 País Vasco Relación RT- Estación

Se observa como en Invierno, Primavera y Otoño se produjeron la mayoría de las restricciones técnicas, surgiendo restricciones una de cada dos horas. Durante Invierno, Verano y Otoño se produjeron el 86% de las restricciones.



Relación Restricciones Técnicas – Balance Intercambio Francia

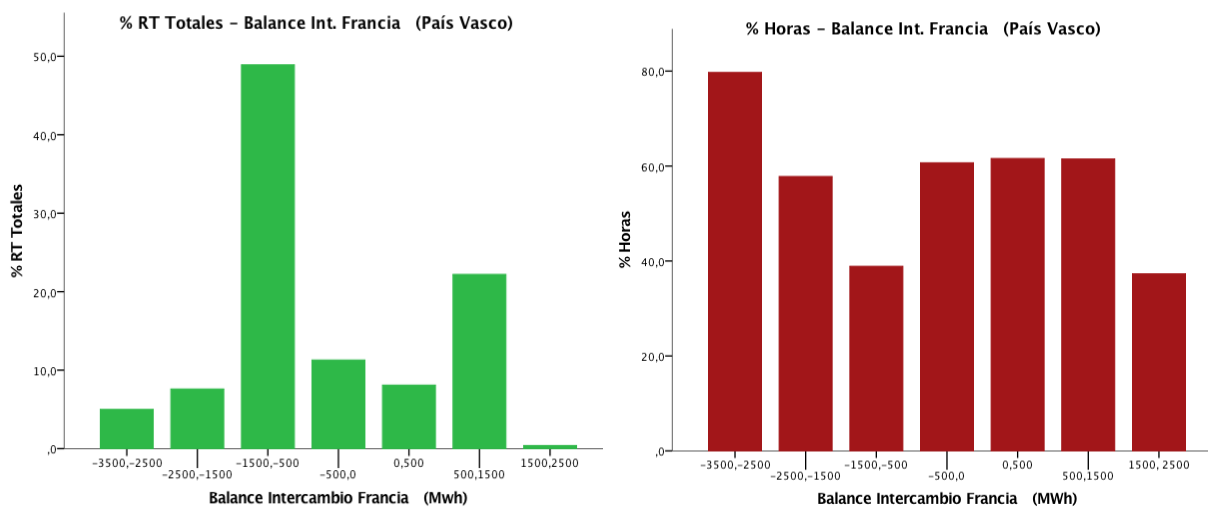


Figura 2.12.3.3 País Vasco Relación RT- Intercambio Francia

Las restricciones se producen mayoritariamente cuando el saldo es importador (negativo), en total, cuando el saldo es importador se producen el 70% de las restricciones. Se observa como cuando el saldo es importador entre 500 MWh y 1500 MWh, se producen el 50% de las restricciones técnicas.

Se concluye que cuando el saldo es muy importador, se producen restricciones el 80% de las horas. Estos valores de saldo importador solo se han dado desde Noviembre de 2015, debido a la nueva interconexión con Francia.

Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

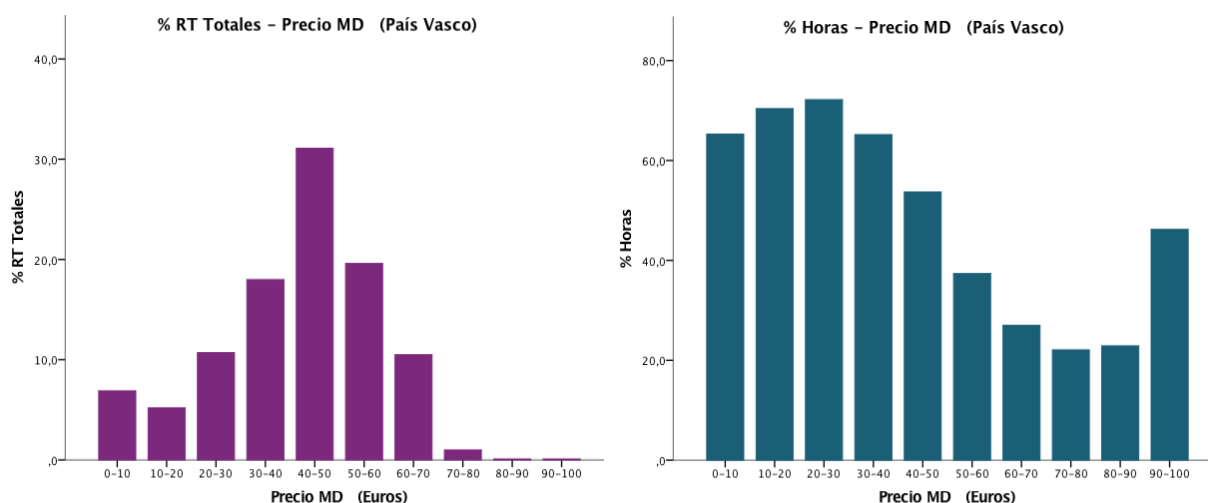


Figura 2.12.3.4 País Vasco Relación RT- Precio Mercado Diario



Cuando se producen grandes picos de volumen , estos se concentran en momentos de baja demanda, es decir, de madrugada, por lo cuando el precio es muy bajo se produce un alto porcentaje de restricciones. Se corrobora el comportamiento de las restricciones durante el valle de demanda.

Relación Restricciones Técnicas – Demanda

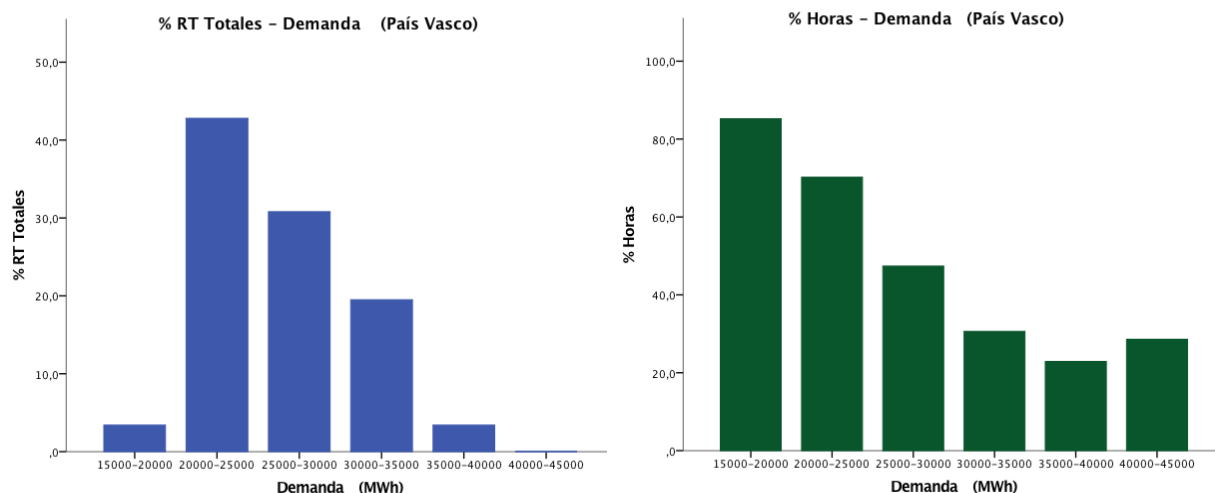


Figura 2.12.3.5 País Vasco Relación RT- Demanda

Cuando se producen grandes picos de restricciones , estos se concentran en momentos de baja demanda, es decir, de madrugada. Se corrobora el comportamiento de las restricciones durante el valle de demanda.

Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

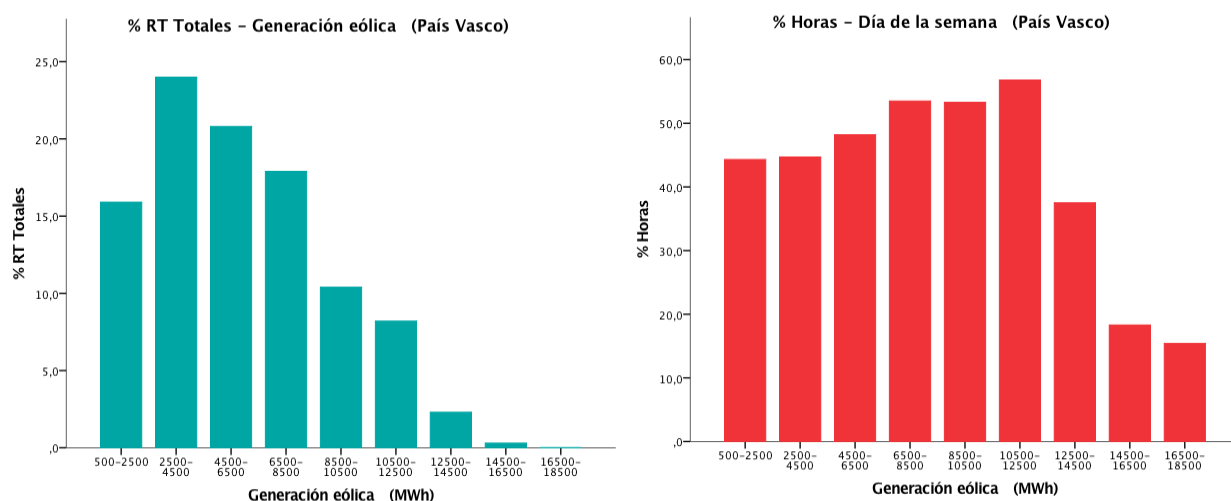


Figura 2.12.3.6 País Vasco Relación RT- Generación Eólica

A medida que aumenta la generación eólica, aumenta el porcentaje de restricciones técnicas. Sin embargo, para valores de generación muy altos el número de restricciones disminuye.



Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

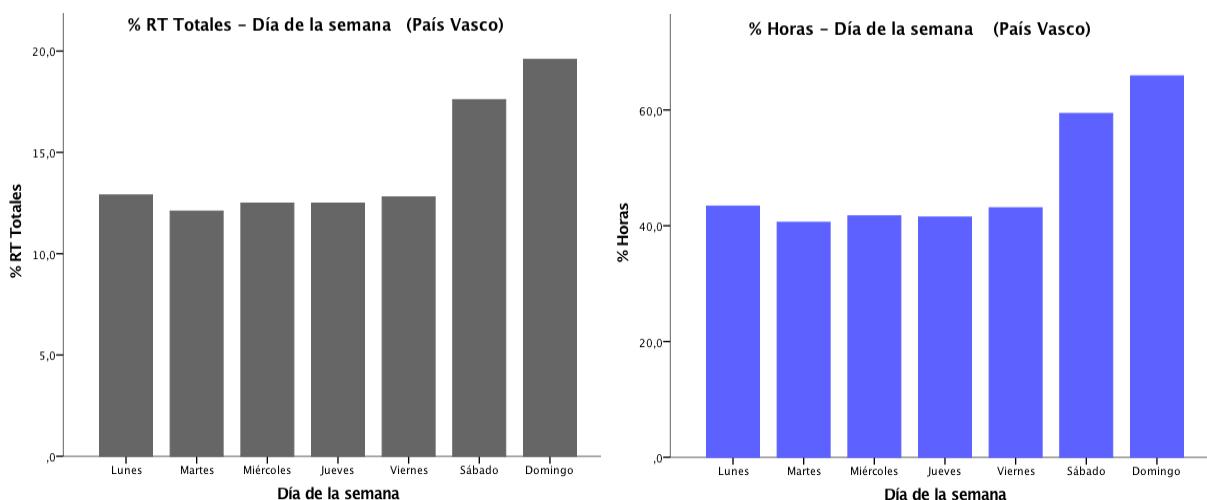


Figura 2.12.3.7 País Vasco Relación RT- Día de la semana

Los fines de semana se produce un incremento de restricciones técnicas. Durante el resto de la semana el porcentaje de restricciones se mantiene constante.

Conclusiones

- Las restricciones técnicas se concentran de madrugada, en el periodo de 0h-9h.
- Verano es la estación en la que menos restricciones técnicas aparecen.
- Cuando el balance es muy importador, el número porcentaje de restricciones técnicas es muy elevado.
- Cuando el precio es cero, suele coincidir con un gran número de restricciones.



2.12.4. Estudio de la Influencia de los intercambios con Francia.

Estudio Interconexiones 2014-2015.

Red Eléctrica de España (REE) y Réseau de Transport d'Électricité (RTE) firmaron en 2008 un acuerdo para constituir, a partes iguales, la sociedad Inelfe con el fin de ejecutar la construcción de una nueva línea eléctrica que uniera España y Francia por el este de los Pirineos, duplicando así la capacidad de intercambio con Francia de 1.400 a 2.800 megavatios (MW) y aumentando la seguridad, estabilidad y calidad del suministro eléctrico de los dos países.

Los trabajos de construcción de la línea finalizaron en febrero del 2015, coincidiendo con la inauguración oficial de la misma. Desde esa fecha, la línea ha estado funcionando en modo de pruebas técnicas y desde el 5 de octubre del 2015 ha iniciado su operación comercial.¹³

En este apartado se va a estudiar la relación que tienen los intercambios eléctricos con Francia, con la aparición de restricciones técnicas.

A continuación se muestra la evolución del saldo exportador e importador con Francia durante el periodo de estudio.

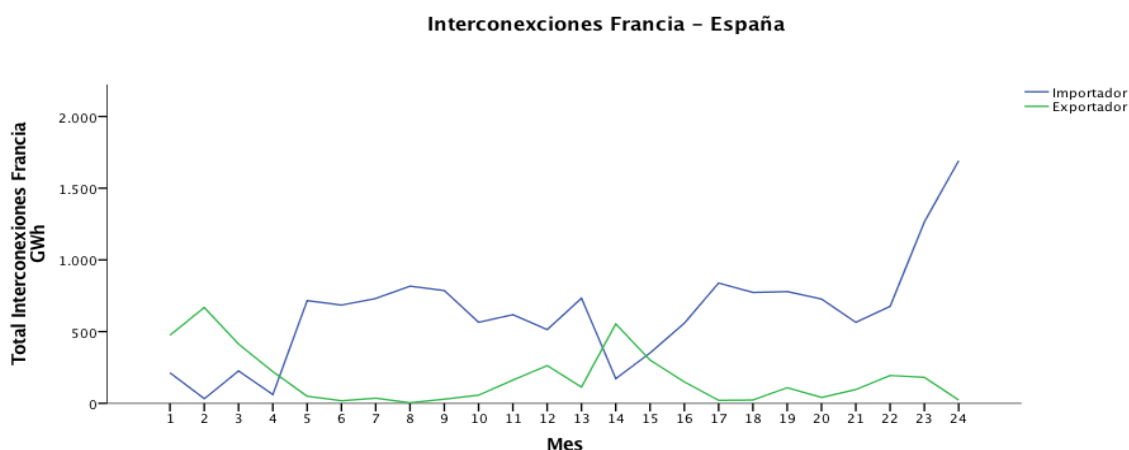


Figura 2.12.4.1 Evolución intercambio con Francia

La media de exportación fue de 210 MWh, mientras que la media de importación fue de 875 MWh.

Se observa como el saldo durante 2014- 2015 fue más importador que exportador. Se observa el incremento del saldo importador tras la apertura en Octubre de 2015, de la nueva interconexión con Francia.

¹³ <http://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/nueva-interconexion-electrica-con-francia>



Relación Intercambio – Hora

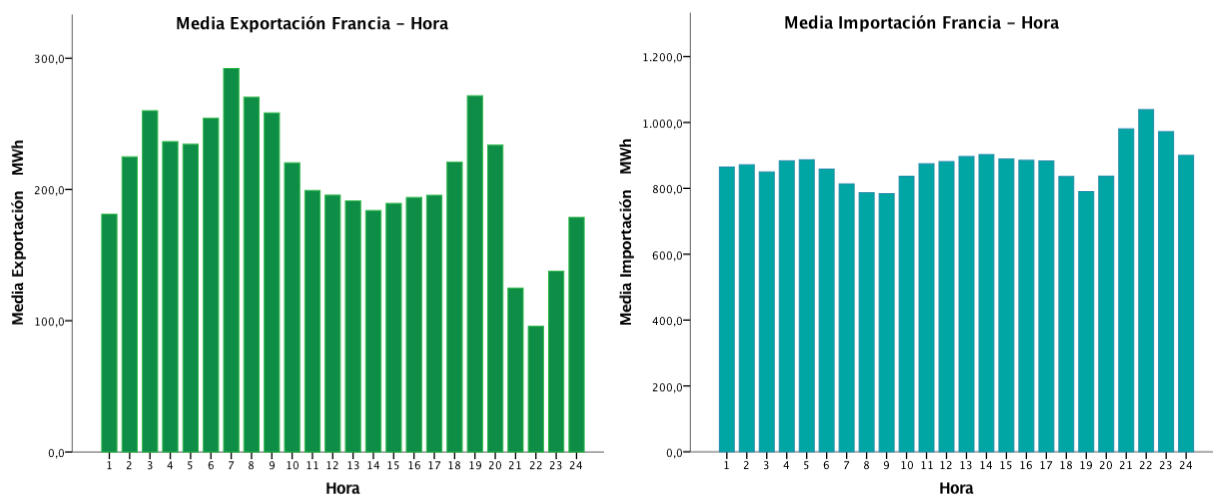


Figura 2.12.4.2 Relación intercambio Francia - Hora

El balance exportador disminuye en los picos de demanda. La importación sí tiene un perfil parecido a la demanda.

Relación Intercambio – Estación

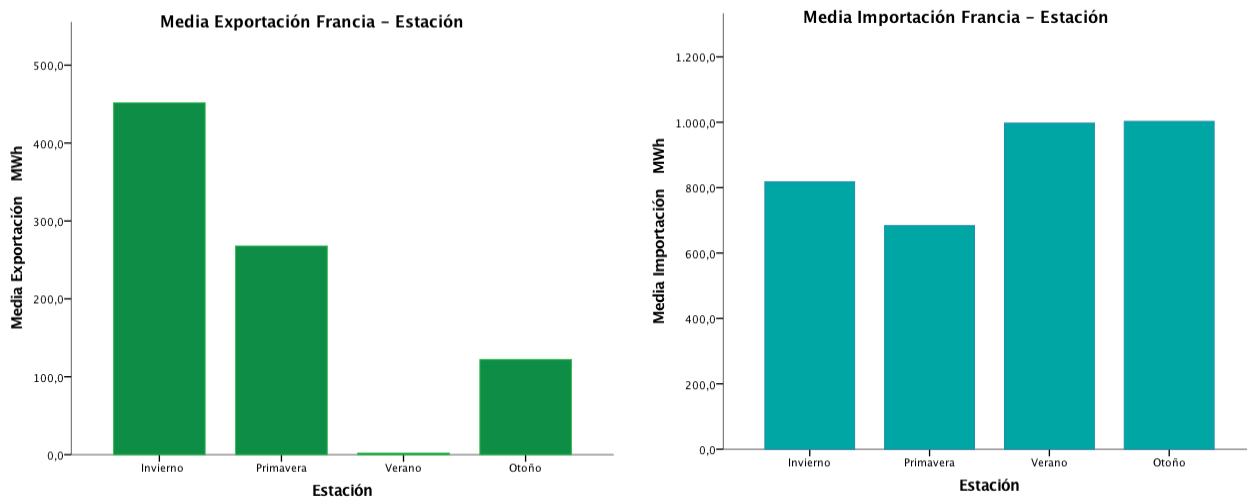


Figura 2.12.4.3 Relación intercambio Francia - Estación

Las exportaciones en Verano son mínimas, mientras que sí existe una gran importación de potencia a Francia.

Como ya se vio en la tabla PV.1, existe una gran relación lineal entre las exportaciones e importaciones y la aparición de restricciones técnicas.



A continuación se muestra la relación entre las importaciones - exportaciones y el porcentaje de horas donde se produjeron restricciones.

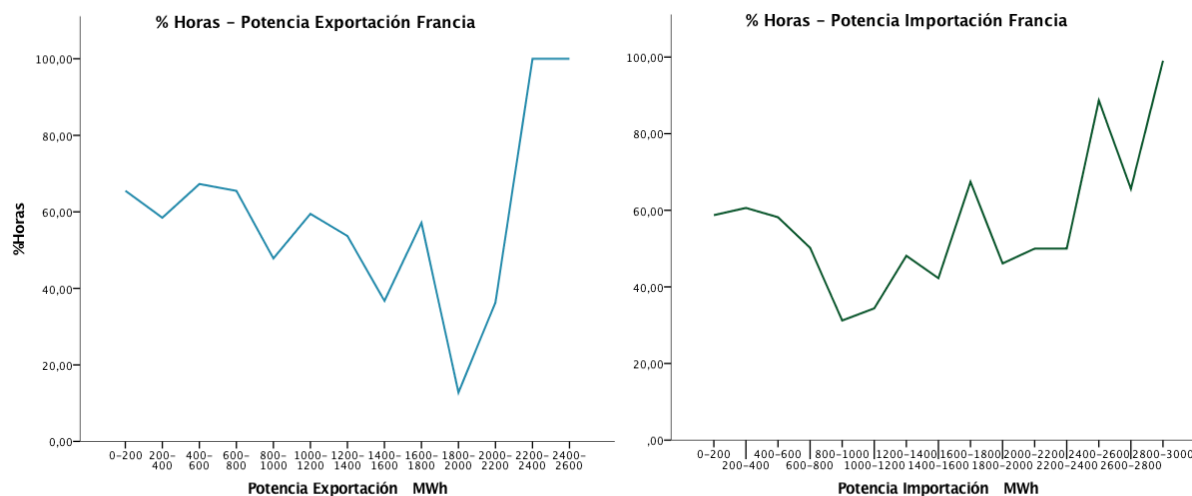


Figura 2.12.4.4 Relación Potencia Intercambio - % Horas RT

Se observa como a medida que aumenta el volumen exportador disminuyen las horas de RT, y a medida que aumenta las importaciones aumentan las restricciones.

En las exportaciones se ha producido un pico de restricciones cuando se estaba exportando mucha potencia. Estos valores solo se han dado en Noviembre 2015 y por tanto están relacionados con la ampliación de la interconexión con Francia.

Estudio Interconexiones Octubre 2015 – Febrero 2016

Según el perfil de exportaciones e importaciones, desde que se instaló la interconexión el balance total ha sido claramente importador. Dado que la ampliación de capacidad de interconexión entró en funcionamiento en Octubre de 2015, se muestra las interconexiones del periodo Octubre 2015- Mayo 2016, para estudiar cómo ha afectado la interconexión a las restricciones técnicas de la zona.

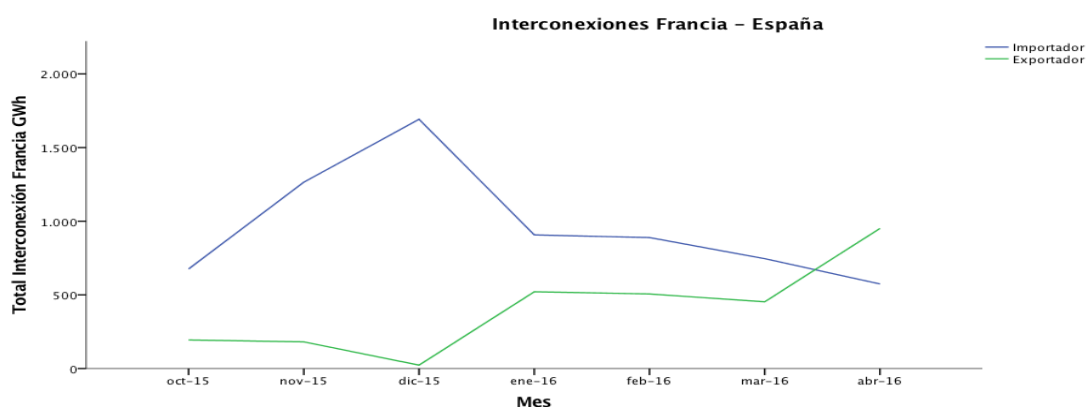


Figura 2.12.4.5 Saldo Importador/Exportador Francia



Se observa un gran incremento tanto en el saldo importador como exportador tras la apertura de la nueva interconexión con Francia. Durante este periodo, la media de importación fue de 1512 MWh, mientras que la media de exportación es de 360MWh, ambas muy superiores al periodo anterior.

A continuación se muestra la evolución de las restricciones técnicas a lo largo de los meses.

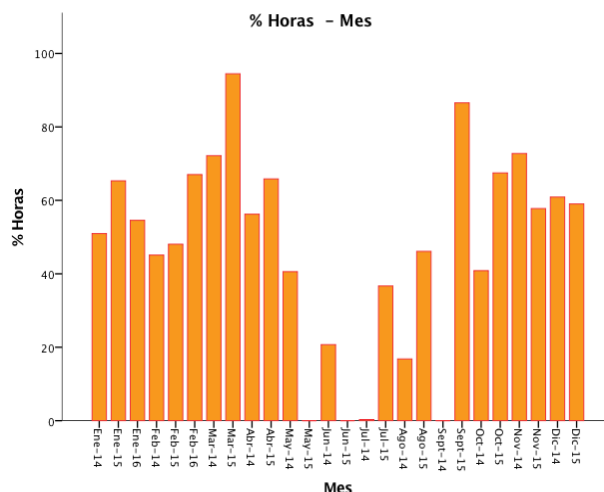


Figura 2.12.4.6 % Horas RT según el mes

Desde Octubre 2014 – Febrero 2015 se produjeron restricciones el 57% de las horas, mientras que en el periodo Octubre 2015 – Febrero 2016, se produjeron restricciones el 61% de las horas.

Se observa como la ampliación de la interconexión ha aumentado un 5% el número de restricciones técnicas.

Conclusiones :

- Cuando las exportaciones aumentan, disminuye el número de restricciones, y cuando aumentan las importaciones , aumenta el número de restricciones. Por ejemplo, se observa como durante el verano no se produjeron exportaciones y por tanto verano resultó la estación con menor número de restricciones.
- La ampliación a aumentado tanto el saldo importador como el saldo exportador.
- Las restricciones técnicas han aumentado un 5% desde que empezó a operar la nueva la interconexión.



2.12.5. Estudio Estadístico Zona País Vasco

En esta última parte se ha estudiado la influencia entre las tres centrales.

Estudiando la influencia de cuando cada central es llamada a restricciones técnicas, se determina la influencia entre las centrales. Para ello, se ha estudiado la relación lineal entre la entrada de cada central por restricciones.

Coef. Pearson	Amorebieta	Santurce	Bahia Bizkaia
Amorebieta	1	0.45	-0.97
Santurce	0.45	1	-0.52
Bahia Bizkaia	-0.97	-0.52	1

Tabla 2.12.5-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT País Vasco

Existe una relación excluyente entre Bahía Bizkaia y Amorebieta. Cuando entra una central, la otra central no genera, y viceversa.

La central que más generó fue la central de Bahía Bizkaia, la cual generó por restricciones técnicas 7167 horas, lo que supone un 40% de las veces. Su media de generación fue de 221 MWh, generando un total de 1583 GWh.

La central de Amorebieta entró por restricciones 1155 veces, lo que supone 6,5% de las veces. La media de generación fue de 281 MWh, con un total de 3246 GWh.

Por último, la central de Santurce, solo generó por restricciones técnicas 24 horas, 0.1% de las veces. La media de generación fue de 223 MWh, generando un total de 5 GWh.

2.13. ZONA RIOJA – NAVARRA

En la zona de Rioja-Navarra se encuentran las centrales de Arrúbal y Castejón.

La central térmica de Arrúbal se encuentra situada en el municipio de Arrúbal (La Rioja). La central de ciclo combinado, fue construida en 2005 y cuenta con dos grupos de gas de 400MW cada uno.

Por su parte, la central térmica de Castejón, situada en el municipio de Castejón (Navarra), es una central de ciclo combinado constituida por dos grupos monoje de 429 MW y 418MW.



La salida de la energía eléctrica generada por la central se efectúa a través de una línea de doble circuito de 400kV y 1.7km de longitud.¹⁴

2.13.1. Estudio Estadístico Zona Rioja – Navarra

A continuación se muestra la evolución del número y el volumen de restricciones técnicas, durante el periodo 2014 – 2015 (17520 horas).

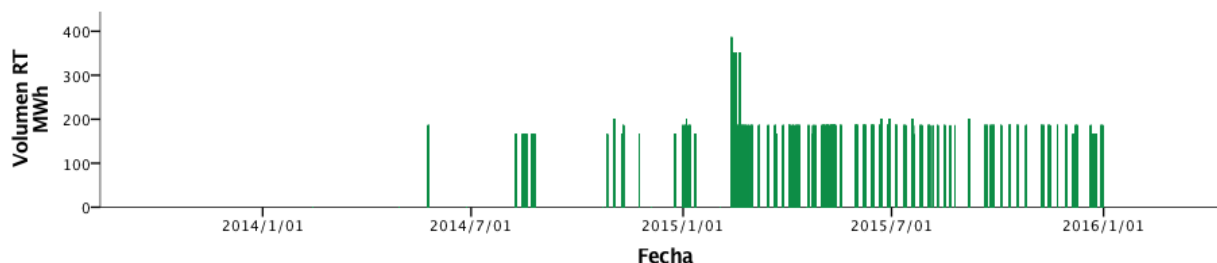


Figura 2.13.1.1 Rioja-Navarra Evolución RT periodo 2014- 2015

Se observa como durante el periodo de estudio hubo restricciones técnicas durante 1521 horas, lo que supone un 8.6%.

En cuanto al volumen de estas, la media se sitúa en 185 MWh, generando un total de 282 GWh durante 2014 y 2015.

Se observa como la aparición de restricciones técnicas se concentran en periodos muy dispersos.

El número de restricciones aumentó notoriamente durante 2015, comparado con 2014.

¹⁴ <http://www.edpenergia.es/institucional/es/actividades/generacion/centrales-termicas/>



2.13.2. Estudio de la influencia de las variables

Seguidamente, se estudia la relación lineal entre las variables de estudio, y la aparición de restricciones técnicas.

Para ello, se ha llevado a cabo una prueba de correlación lineal según el coeficiente de Pearson con prueba de significación al 0,05.

Coef. Pearson	Hora	Precio Mercado	Generación eólica	Demanda	Exportación Francia	Importación Francia
Aparición RT	-0.89	-0.20	-0.83	-0.56	-0.66	0.73

Tabla 2.13.2-1 Coeficiente Pearson. Aparición RT Navarra - Rioja

Existe una fuerte relación lineal inversa con la hora, donde las restricciones se concentran de madrugada, disminuyendo a medida que avanza el día. La generación eólica tiene también una fuerte relación lineal inversa con la aparición de restricciones, a medida que aumenta la generación eólica, disminuyen las restricciones.

El precio del mercado diario, así como la demanda, no tienen una gran relación lineal con la aparición de restricciones.

En cuanto a los intercambios internacionales, existe una ligera dependencia lineal inversa entre las restricciones y las exportaciones. A medida que aumentan las exportaciones, disminuyen las restricciones.

Además existe una gran dependencia directa lineal con las importaciones, a mayor potencia importada, mayor porcentaje de restricciones técnicas.



2.13.3. Estudio naturaleza y características de las RT

Relación Restricciones Técnicas – Hora

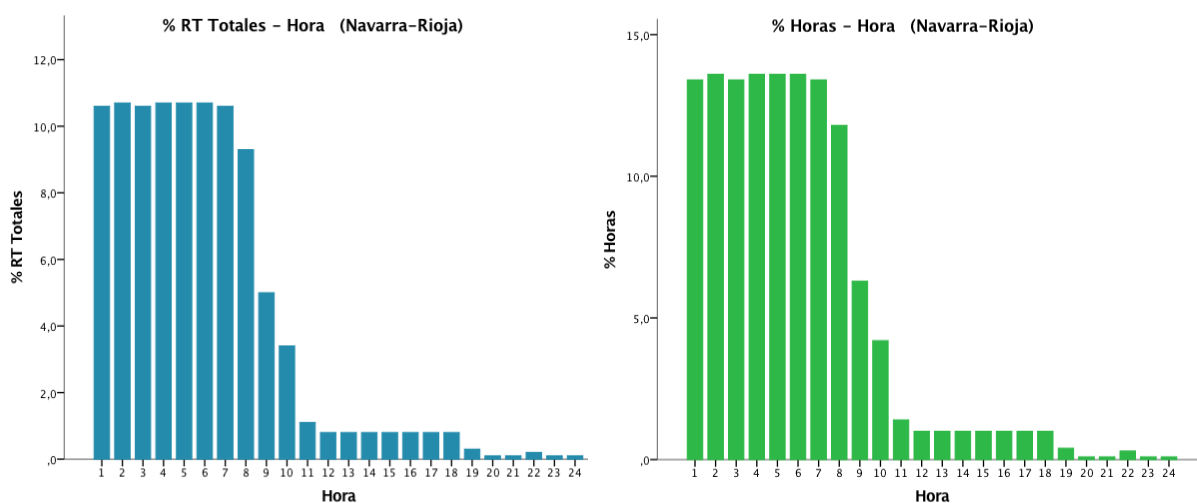


Figura 2.13.3.1 Navarra - Rioja Relación RT- Hora

Las restricciones técnicas se producen de madrugada, produciéndose en esas horas el 74,5% de las restricciones. Cabría destacar el bajo número de restricciones que se producen por la noche.

Relación Restricciones Técnicas – Estación

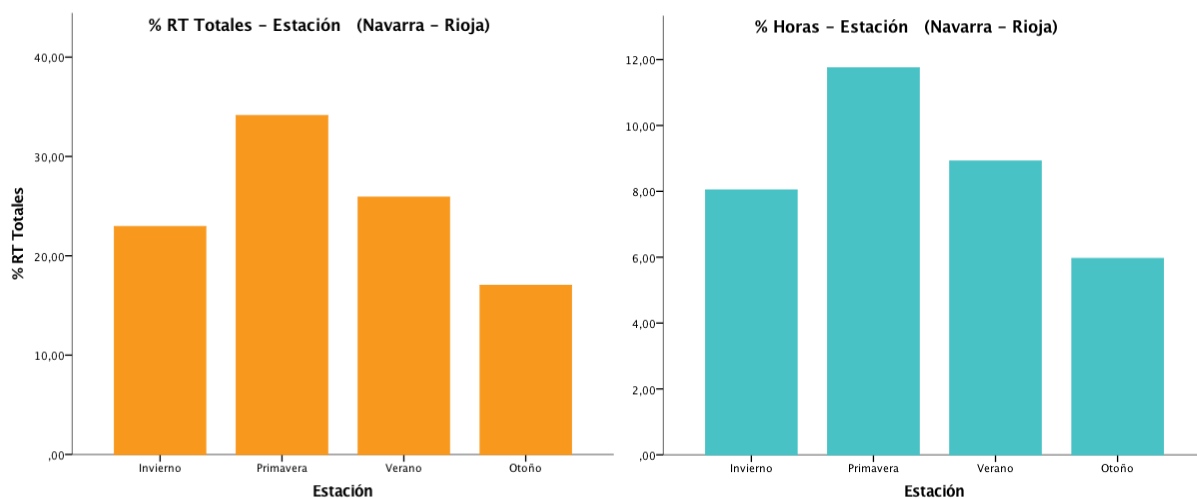


Figura 2.13.3.2 Navarra - Rioja Relación RT- Estación

La estación en la que se producen más restricciones es en Primavera. No existe relación directa entre las restricciones y la estación.



Relación Restricciones Técnicas – Balance Intercambio con Francia

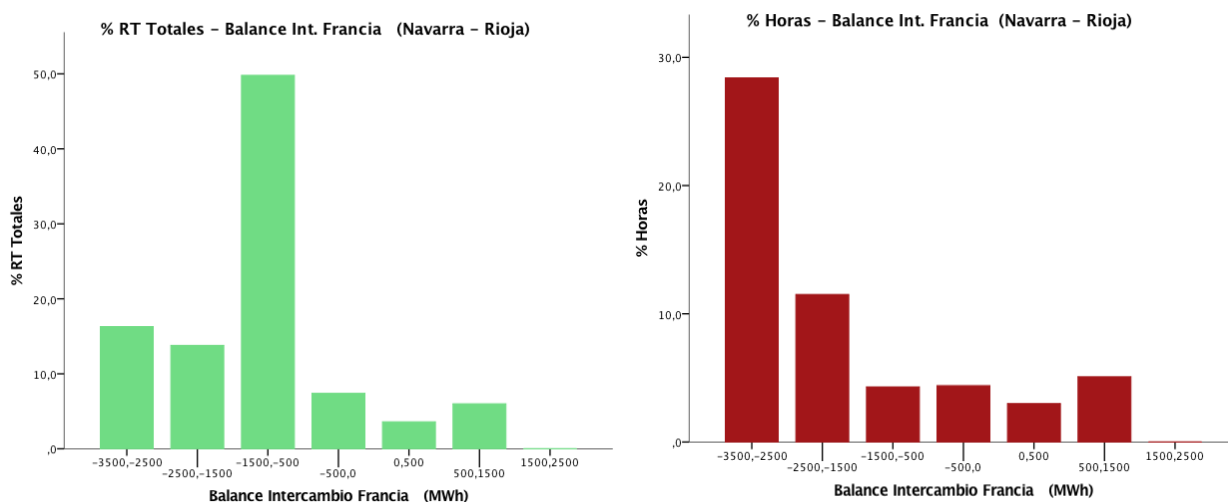


Figura 2.13.3.3 Navarra - Rioja Relación RT- Balance Intercambio Francia

Cuando el saldo es importador, entre 1500 y 500 MWh, se producen el 50% de las restricciones técnicas. Sin embargo, cuando el saldo es muy importador se producen restricciones el 28% de las horas, siendo el intercambio que más restricciones técnicas produce.

Relación Restricciones Técnicas – Precio Mercado Diario

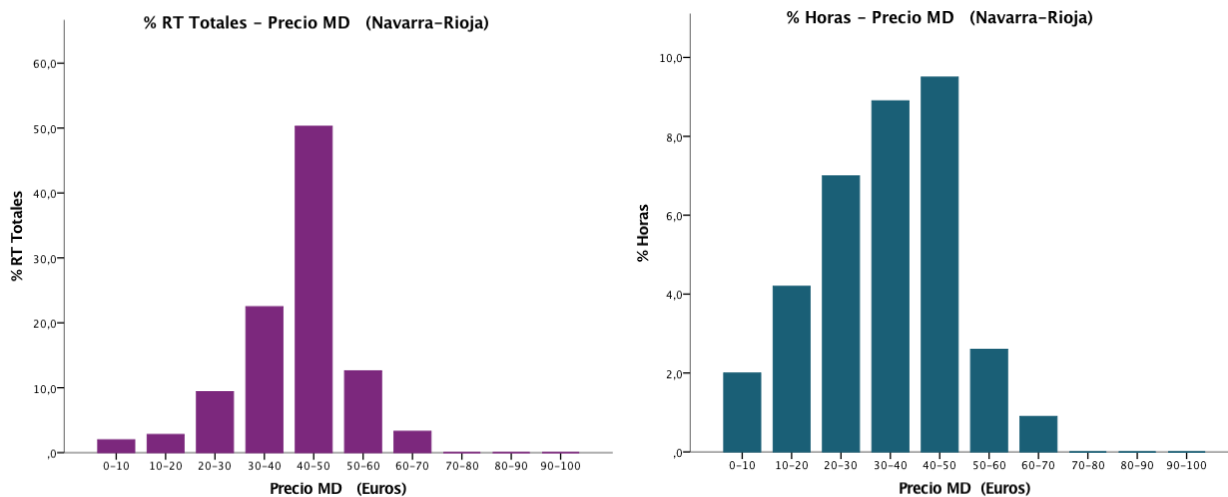


Figura 2.13.3.4 Relación RT- Precio Mercado Diario

El 50% de las restricciones ocurren cuando el precio del mercado se sitúa entre 40 y 50 euros. Se observa cómo, a medida que aumenta el precio, aumentan las restricciones técnicas, hasta llegar a los 50 euros donde empiezan a disminuir.



Relación Restricciones Técnicas – Demanda

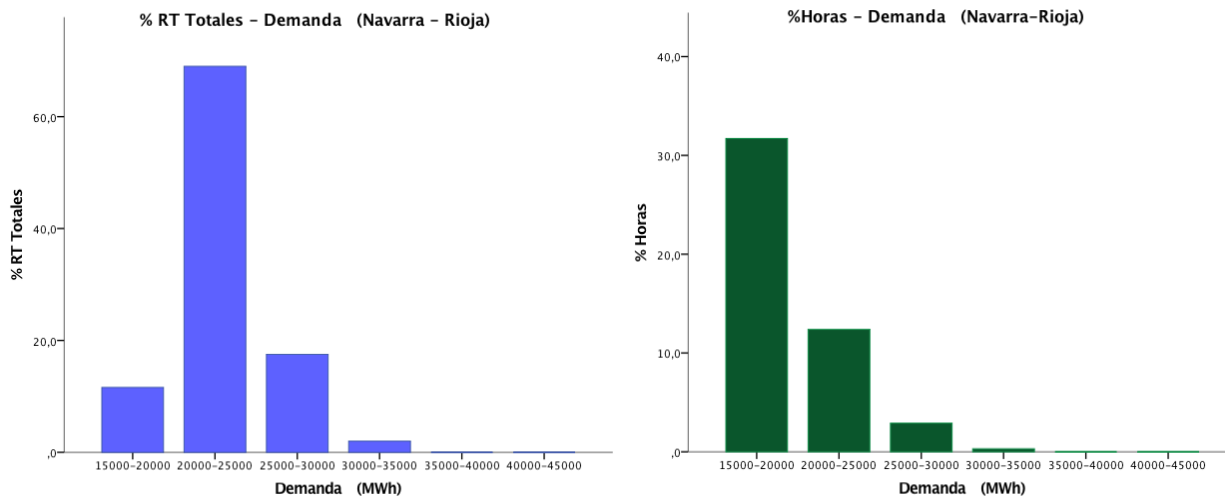


Figura 2.13.3.5 Navarra - Rioja Relación RT- Demanda

Se observa como el 69% de las restricciones se concentran cuando el valle de demanda se sitúa entre 20000 y 25000 MWh, como era de esperar según el comportamiento horario de las restricciones. Cuando se produce un valle muy acusado, se producen restricciones un tercio de las horas.

Relación Restricciones Técnicas – Generación eólica

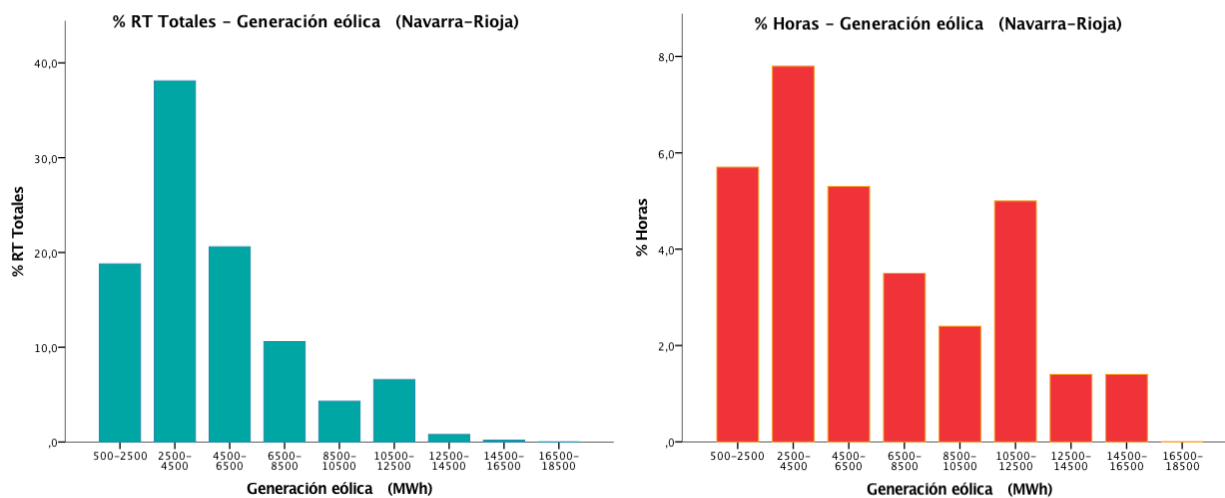


Figura 2.13.3.6 Navarra - Rioja Relación RT- Generación Eólica

Cuando la generación eólica se sitúa entre 2500 y 4500 MWh, se producen restricciones el 8% de las horas, significando el 40% de las restricciones totales. A medida que la generación eólica aumenta, el número de restricciones disminuye.



Relación Restricciones Técnicas – Día de la semana

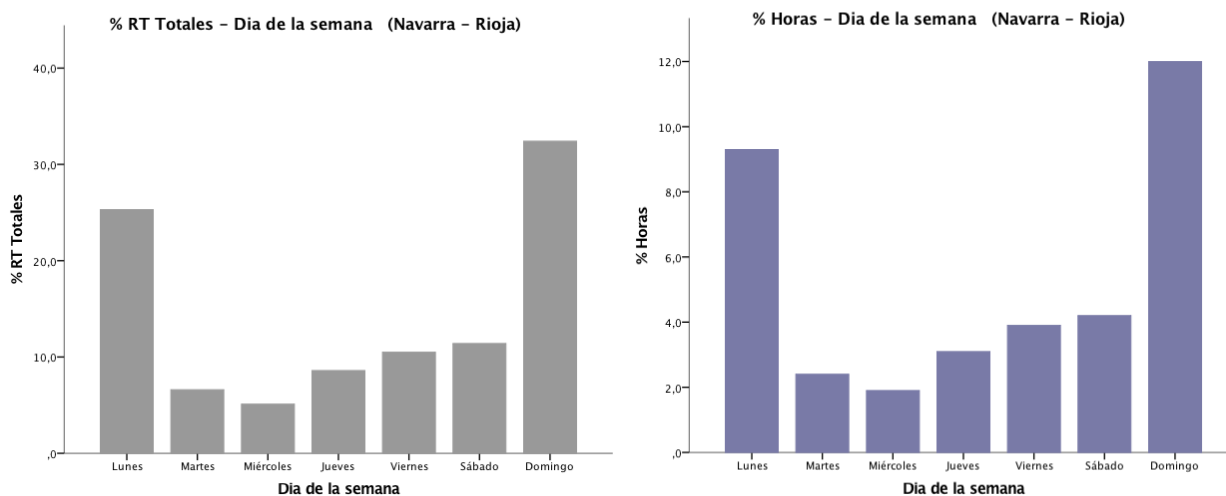


Figura 2.13.3.7 Navarra - Rioja Relación RT- Día de la semana

Los días de la semana en los cuales se producen más restricciones técnicas son los Lunes y los Domingos.

Conclusiones

- Las restricciones técnicas se producen de madrugada (1h-8h). Durante el día las restricciones técnicas no superan el 2% de las horas.
- La mitad de las restricciones técnicas se producen cuando el saldo es importador entre 500 y 1500MWh. Si el saldo es muy importador se producen restricciones técnicas un tercio de las horas.
- A medida que el precio del mercado diario aumenta, las restricciones técnicas aumentan, situándose el máximo de restricciones cuando el precio está entre 40 y 50 euros.
- Cuanto más agudo es el valle de la demanda durante la madrugada, mayor es el número de restricciones técnicas.
- A medida que aumenta la generación eólica, disminuyen las restricciones.



2.13.4. Estudio de la Influencia de los intercambios con Francia.

Estudio Interconexiones 2014-2015.

Al igual que ocurría en la zona del País Vasco, debido a la cercanía de esta zona con Francia, es de gran interés estudiar la evolución de las restricciones técnicas según los intercambios internacionales con el país fronterizo.

A continuación se muestra la relación entre las importaciones - exportaciones y el porcentaje de horas donde se produjeron restricciones.

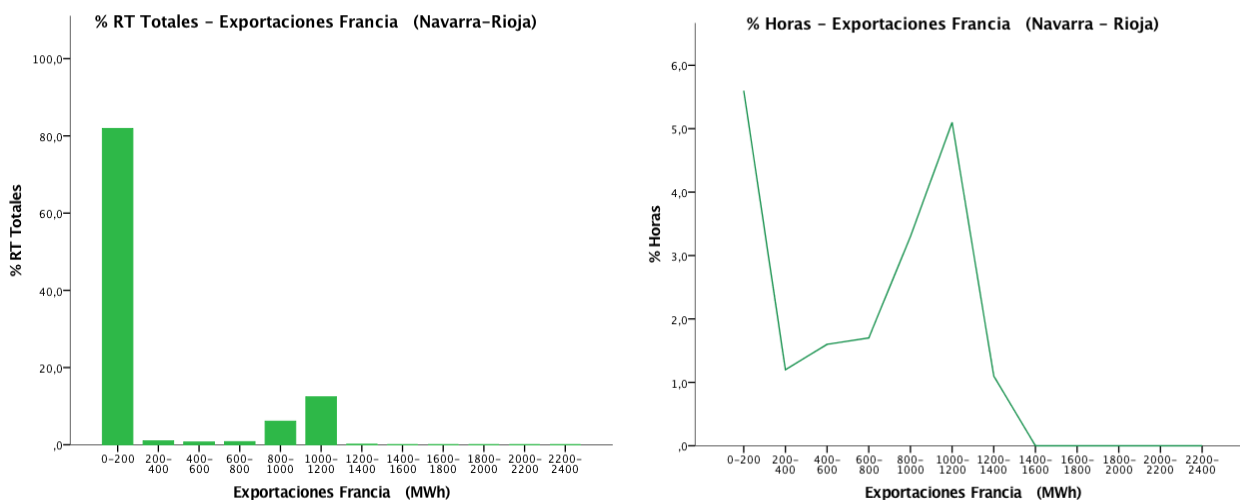


Figura 2.13.4.1 Navarra-Rioja Relación RT- Exportación Francia

Se producen dos picos de restricciones; cuando la exportación es menor de 200 MWh, y cuando se encuentra entre 1000 y 1200 MWh. Se observa también como a partir de una exportación de 1600MWh, no hay restricciones.

El 83% de las restricciones se producen cuando se exporta una potencia menor de 200MWh.

Los valores de exportación superiores a 1600MWh se encuentran después de la nueva interconexión con Francia inaugurada en Octubre de 2015..

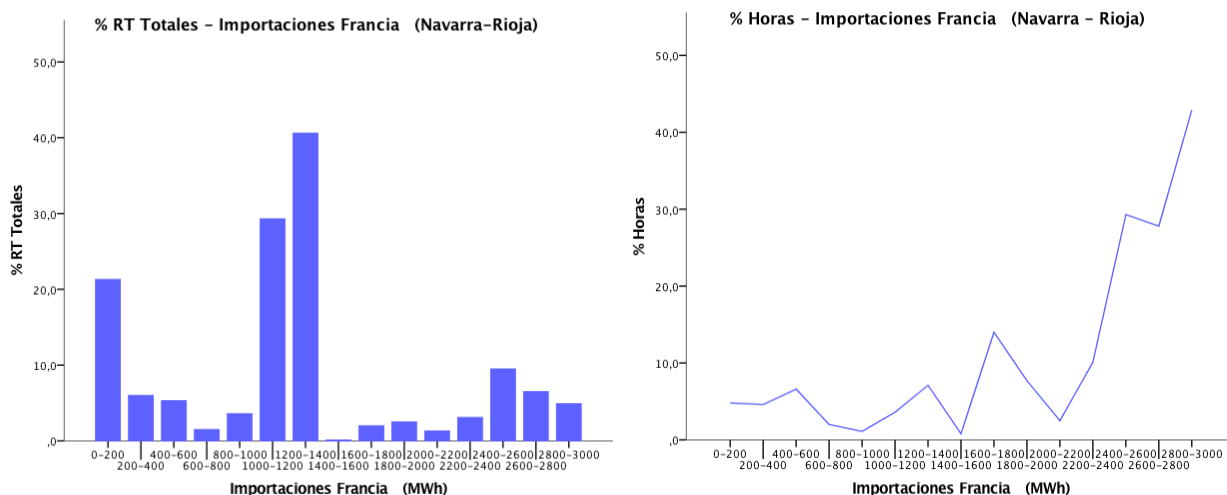


Figura 2.13.4.2 Navarra - Rioja Relación RT- Importación Francia

Cuando se importa entre 1000 y 1400 MWh, se producen el 70% de las restricciones técnicas. A medida que aumenta el saldo importador, aumenta el porcentaje de horas donde se producen restricciones.

Estudio Interconexiones Octubre 2015 – Diciembre 2015

Dado que la inauguración de la nueva interconexión ha influido en el intercambio entre España y Francia, se estudia cómo se han visto afectadas las restricciones técnicas, comparando el periodo Octubre – Diciembre 2014 y 2015.

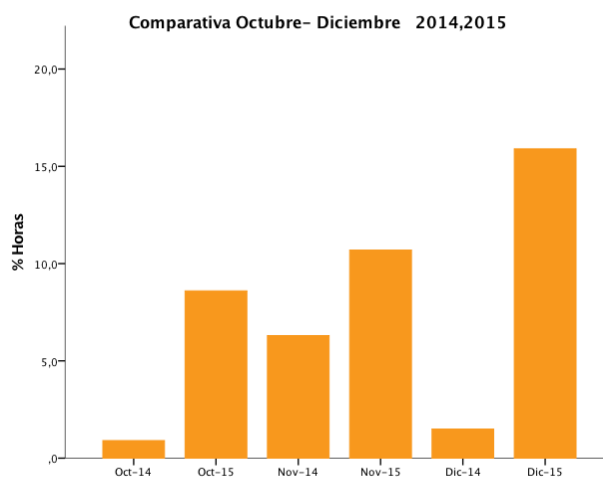


Figura 2.13.4.3 Navarra-Rioja Comparativa RT Octubre-Diciembre

Se ha producido un gran aumento en las restricciones tras la apertura de la interconexión, mientras en el periodo de Octubre a Diciembre de 2014 se produjeron restricciones el 2,8% de las horas, en el mismo periodo de 2015 se produjeron 11,7% de las horas, lo que significa un aumento de cuatro veces más, el número de restricciones.



Conclusiones

- A medida que aumentan las importaciones, aumenta el porcentaje de restricciones.
- Las restricciones técnicas aparecen cuando el saldo exportador es menor de 200MWh.
- Debido a la nueva interconexión, sea producido un pico de restricciones cuando las exportaciones se encuentran entre 1000 y 1200MWh.
- Cuando la exportación es mayor de 1600MWh, no se producen restricciones.
- La nueva interconexión a multiplicado por cuatro el número de restricciones que se producen en esta zona.

2.13.5. Estudio Estadístico Zona Navarra - Rioja

En esta última parte se ha estudiado la influencia entre las tres centrales.

Estudiando la influencia de cuando cada central es llamada a restricciones técnicas, se determina la influencia entre las centrales. Para ello, se ha estudiado la relación lineal entre la entrada de cada central por restricciones.

Coef. Pearson	Castejón	Arrubal
Castejón	1	-0.9
Arrubal	-0.9	1

Tabla 2.13.5-1 Relación Centrales Navarra-Rioja

Existe una relación excluyente entre ambas centrales, cuando Arrubal entra por restricciones, Castejón no entra, y viceversa.

La central que más generó fue la central de Castejón, la cual generó por restricciones técnicas 917 horas. Su media de generación fue de 90 MWh, generando un total de 36354 MWh.

La central de Arrubal solo entró por restricciones 45 horas. La media de generación fue de 180 MWh, con un total de 2925 MWh.



3. MODELO PREDICCIÓN

FASE I SUBIR





El objetivo de esta parte del proyecto es la creación de un modelo de predicción del volumen de restricciones antes del mercado diario, para cada zona de estudio, a partir de las variables estudiadas previamente. Una vez estimado el volumen de cada zona se sumarán todas las predicciones para conocer así el volumen total.

Se desea crear un modelo que al introducir las variables , prediga el volumen de restricciones en cada zona , así como el total de España.

3.1. Introducción Modelos MLP

Para la creación de cada modelo se utilizará la plataforma desarrollada por la Universidad Pontificia de Comillas, IDAT.

Dado que las restricciones técnicas no tienen carácter temporal, se usarán modelos de predicción de perceptrón multicapa (MLP). Este modelo se basa en redes neuronales que resuelven problemas no lineales mediante la interconexión de las distintas capas de neuronas las cuales procesan la información y dan una salida.

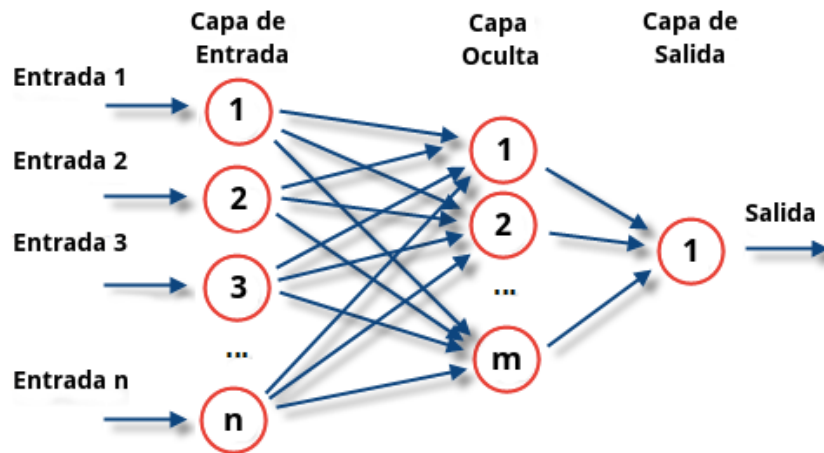


Figura 3.1.1 Redes Neuronales

El modelo consta de distintas capas de neuronas:

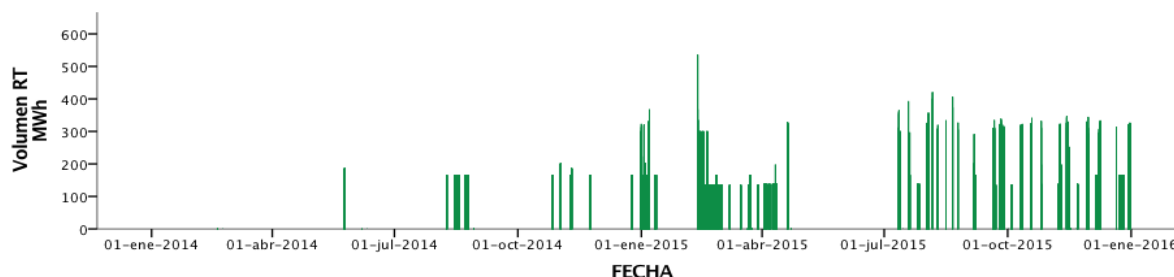
- **Capas de entrada:** Se encarga de recibir las señales de entrada y propagarlas a la siguiente capa. En esta fase se normaliza la entrada.
- **Capas de salida:** Proporcionan al exterior la respuesta de la red para cada patrón de entrada.
- **Capas ocultas:** Realizan el procesamiento no lineal de los datos recibidos. En este proyecto solo se usó una capa oculta.

Como se muestra en la figura I.1, las neuronas están interconectadas, procesando todas la salida de cada capa anterior.



3.2. Creación modelo.

Como se ve en la figura I.2, existe una gran diferencia entre cuando hay restricciones técnicas y cuando no hay, ya que representa un cero frente a una potencia media de 200MWh, lo que supone una gran escalón en la magnitud de los datos que sin duda afectan al error en la predicción.



Por ello, debido a la gran variabilidad de los datos, ya que en la gran mayoría de las zonas no se produjeron restricciones durante un gran periodo de tiempo, se ha decidido crear dos modelos de predicción.

El primer modelo predice la aparición de restricciones, mientras que el **segundo modelo** predice el volumen.

Con esto se consigue eliminar el problema de la gran diferencia entre los valores, ya que en el **primer modelo** la entrada está acotada a 0 y 1 (no restricción, restricción). En el **segundo modelo**, los datos que se utilizarán, solo incluirán la potencia generada cuando hubo restricciones técnicas, con lo que se elimina los grandes escalones en los datos.

A continuación se muestra la diferencia en la predicción del volumen mediante el uso de los datos completos y el uso solo de los datos de cuando hubo restricciones técnicas.



Figura 3.2.1 Modelado con todos los datos.



Figura 3.2.2 Modelado con solo datos de volumen cuando hubo RT

En el primer caso, el error resulta de 64%, mientras que en el segundo resulta del 4%.



Previamente se realizará un barrido de modelos para distinto número de iteraciones con el fin de conseguir para cada modelo, las variables más significativas y el número de neuronas necesarias.

En el **primero modelo**, para la estimación de restricción técnica, se usará un tipo de salida hiperbólica ya que deberá estar acotada entre 0 y 1. Sin embargo la salida del modelo no es un discreta, sino que es continua. Para ello, se llevara a cabo un estudio estadístico para obtener a partir de qué valor continuo se deberá considerar un uno (ó un cero), y predecir así la aparición de restricciones.

En el **segundo modelo** se usará una función de activación lineal ya que la salida será un valor continuo.

Se minimizará el error absoluto medio (MAE) utilizando para ello tres ajustes para cada modelo escogiendo el que resulte con menor error.

En cuanto a los datos, para la validación se utilizarán todos los datos, mientras que para entrenamiento y test se mezclará el conjunto de datos.

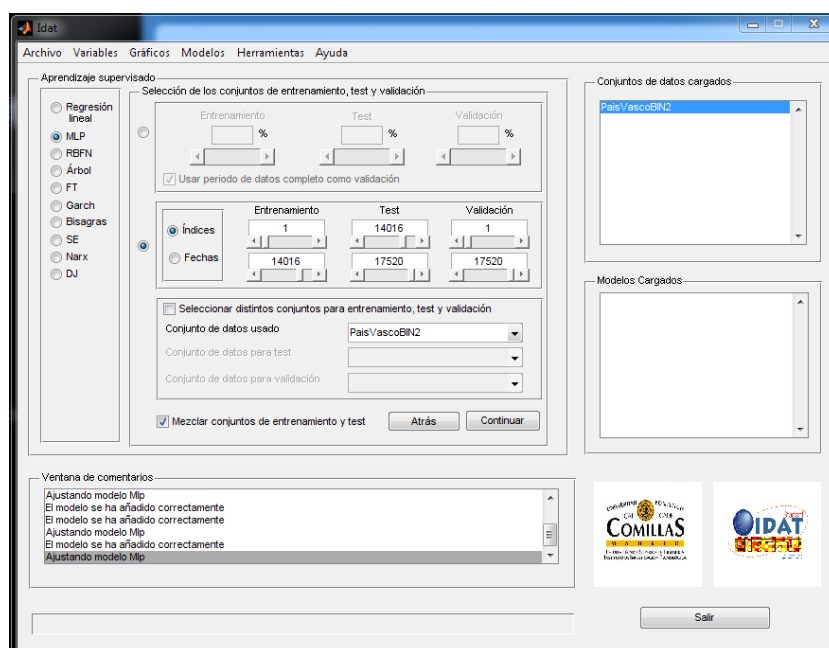


Figura 3.2.3 Ejemplo modelo IDAT

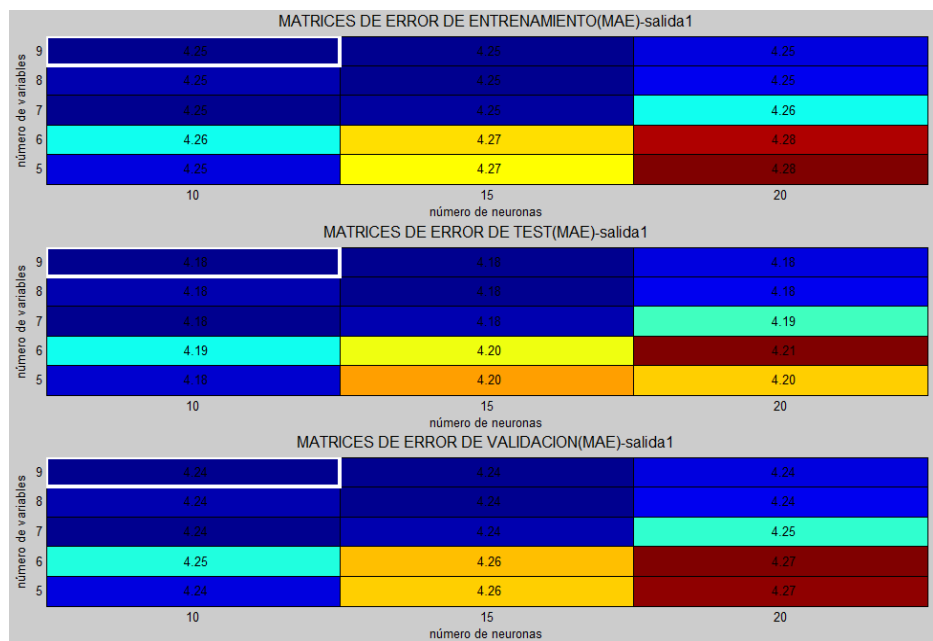


Figura 3.2.4 Ejemplo modelo IDAT. Barrido

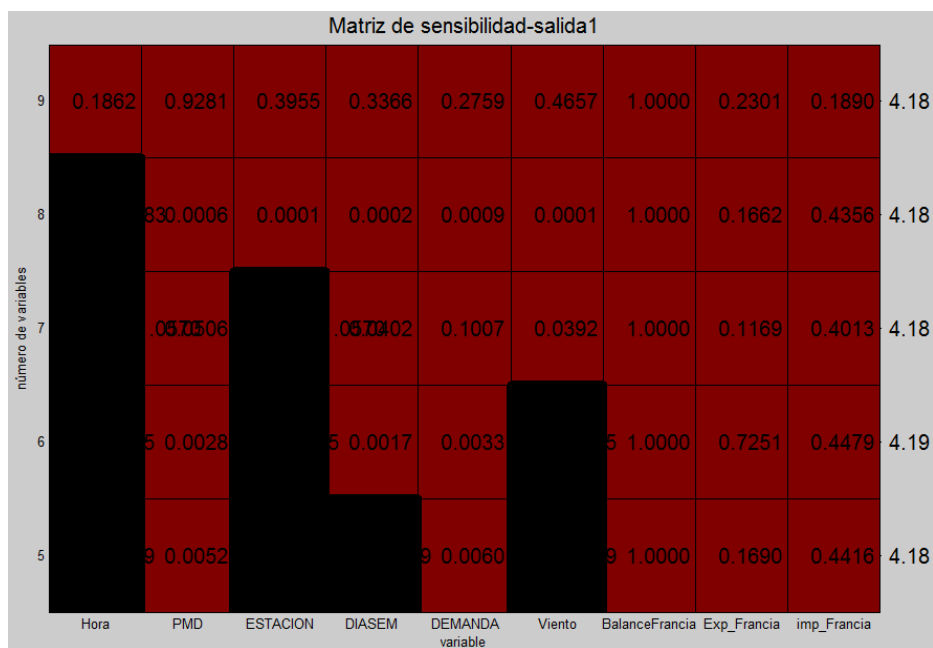


Figura 3.2.5 Ejemplo modelo IDAT. Variables



3.3. Programación.

Dado que se desea poder aplicar filtros a la salida del modelo, así como sumar todas las salidas es necesario poder manejar la variable de salida.

La plataforma IDAT proporciona una figura de Matlab la cual debe ser procesada para poder manejar la salida. El modelo creado por la plataforma proporciona los pesos de cada variable en cada proceso de la red neuronal, pero no proporciona la salida directamente. Por ello se programó en Matlab todo el proceso neuronal usando los pesos de las variables proporcionados por la plataforma para obtener así la salida para cualquier variable de entrada.

El proceso seguido es el siguiente:

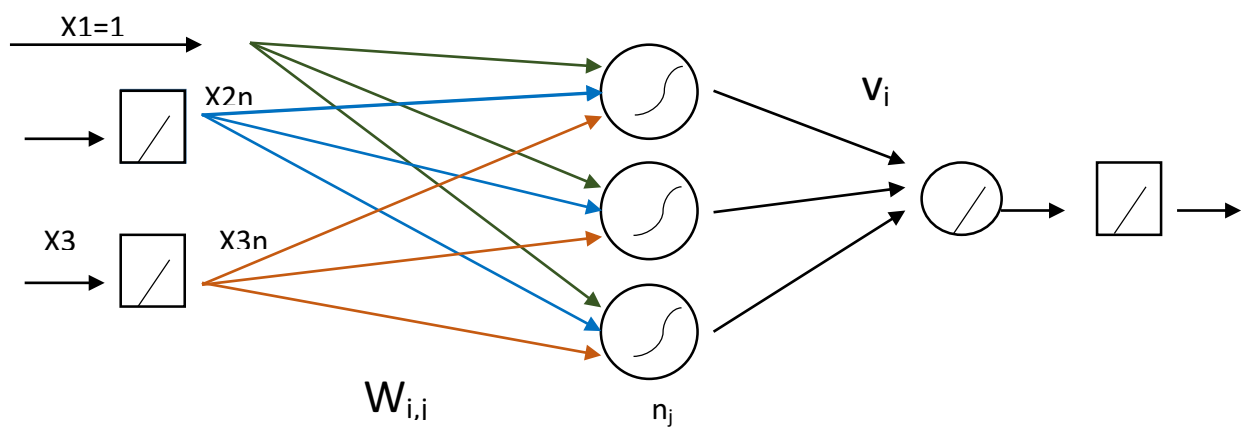


Figura 3.3.1 Esquema Red Neuronal

Siendo X_i las variables de entrada, $W_{j,i}$ el peso de las variables para cada neurona de la capa oculta, V_i la salida de la capa e Y la variable de salida.

Se produce una normalización en las variables de entrada y en la salida.

A continuación se muestra los distintos procesos de la red neuronal.

$$X_{in} = a_i * X_i + b_i$$

$$Y = z * Y_n + n$$

$$V_i = \text{Tanh} \left(\sum W_{ij} * X_{in} \right)$$

$$Y_n = \left(\sum a * X_{in} \right)$$



3.4. Modelo Zona Cataluña.

3.4.1. Predicción Restricciones

En esta parte se analizará la existencia o no de restricciones técnicas, para ello, como se explicó previamente, se estudiará los datos 2014-2015, indicando un 0 si no hubo restricciones y 1, si las hubo.

El barrido previo dio como resultado que el modelo óptimo es de 10 Neuronas, 100 Iteraciones, usando las variables de Hora, Viento, Balance Francia e Importación Francia.

Con todo ello el modelo resulta:

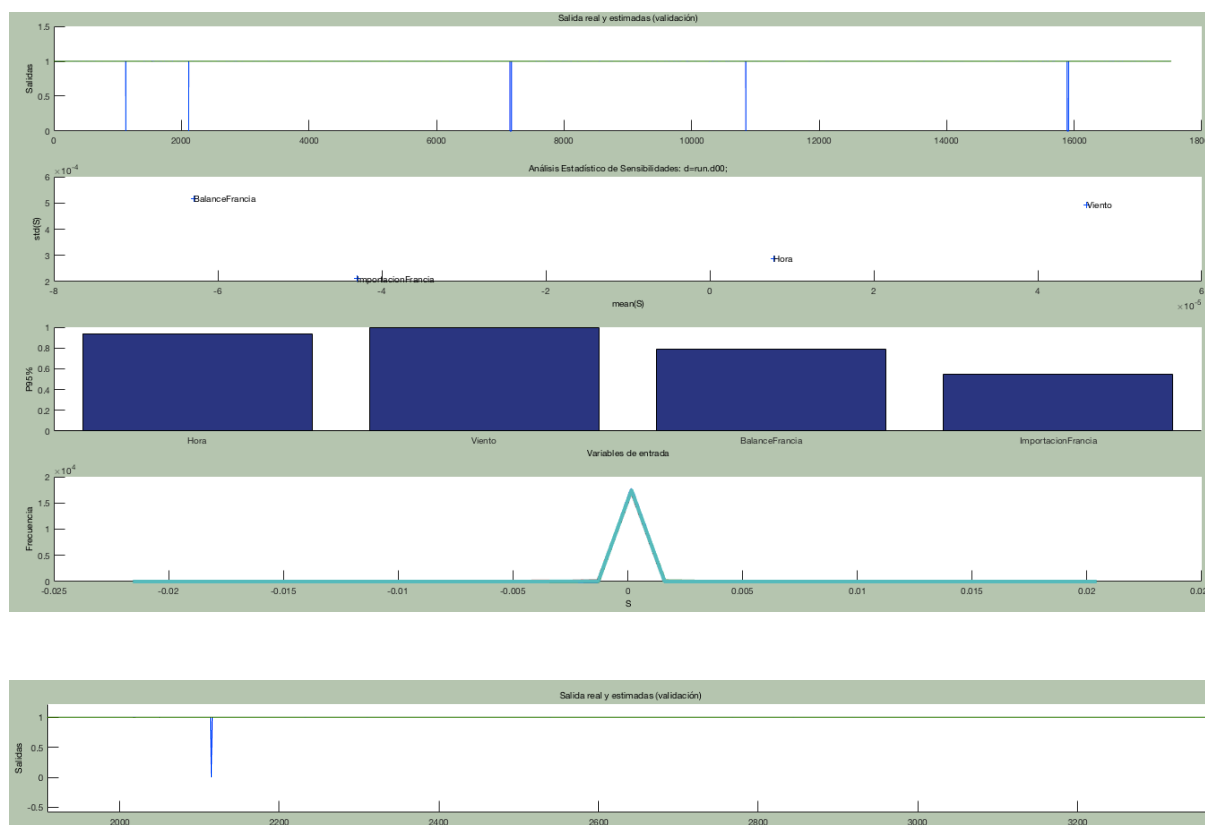


Figura 3.4.1.1 Modelo 1 Cataluña

Se observa que el modelo predice que siempre hay restricciones, esto se debe a que durante el periodo de estudio en Cataluña se produjeron restricciones el 99% de las horas. Al ser tan alto el porcentaje de horas, ajustar a que siempre hay restricciones produce un error muy bajo.

Dado que el modelo siempre predice restricciones, no se pueden aplicar filtros adicionales.



3.4.2. Predicción Volumen

Tras este barrido se determinó que el mejor modelo constaría de todas las variables (incluyendo aquellas relacionadas con el intercambio con Francia), 20 neuronas y 200 iteraciones.

Con todo ello el modelo resulta:

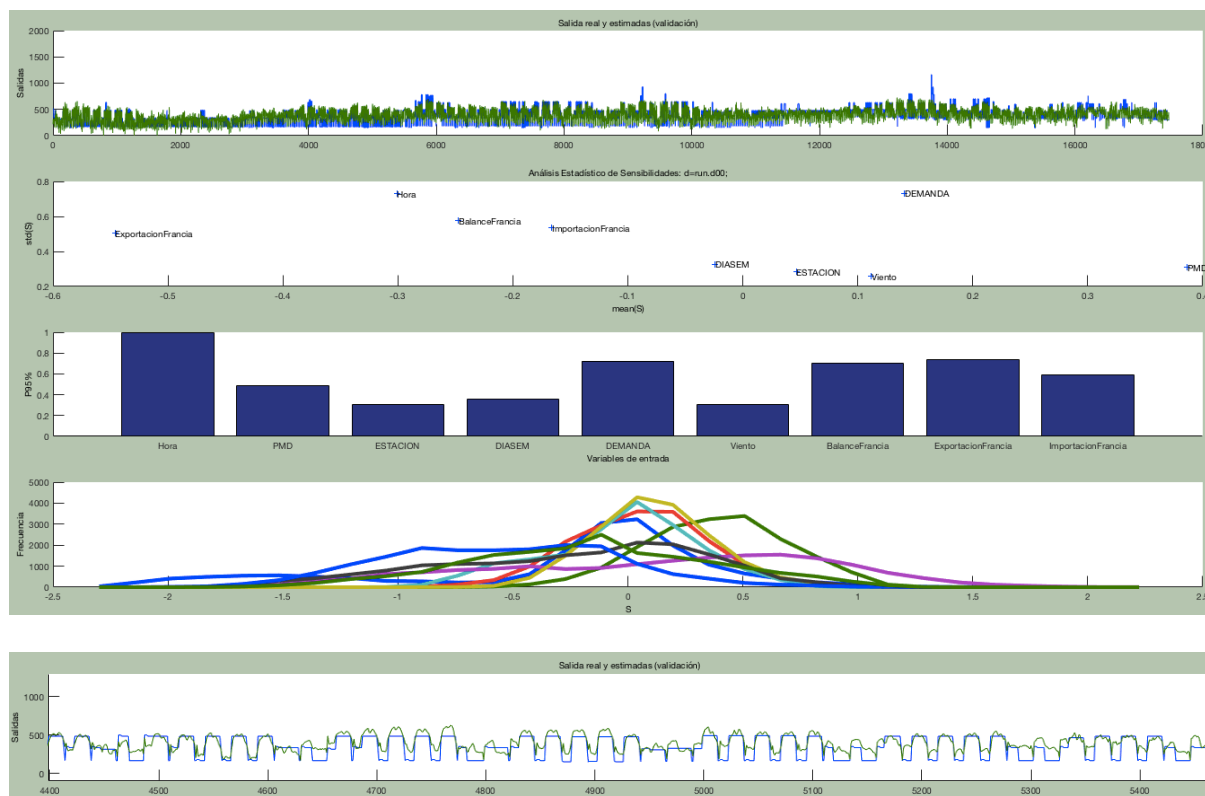


Figura 3.4.2.1 Modelo 2 Cataluña

3.4.3. Validación del modelo.

A continuación se muestra el error total por hora para la zona de Cataluña. Para este cálculo se ha tenido en cuenta si hubiera predicho restricción y su volumen en caso de haberse predicho la aparición de restricción.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 21.44%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error Medio
1	26.21	13	18.00
2	23.12	14	18.24
3	22.24	15	17.54
4	23.88	16	17.45
5	23.77	17	17.85
6	23.64	18	17.98
7	23.74	19	17.82
8	30.70	20	19.70
9	15.96	21	21.00
10	17.31	22	19.62
11	18.50	23	30.62
12	17.50	24	32.32

Tabla 3.4.3-1 Error Cataluña

Se observa como el mayor porcentaje de error se produce a últimas horas de la noche y durante la madrugada. Por ello se realiza un estudio estadístico del error con el fin de minimizar el error. A continuación se muestran las modificaciones necesarias para minimizar el error.

HORA	Factor de Corrección (MWh)	% Error Medio	HORA	Factor de Corrección (MWh)	% Error Medio
1	-25	25.27	12	-25	16.90
3	-25	22.14	13	-25	17.17
4	-25	22.74	14	-25	17.23
5	-25	22.50	19	-25	17.01
6	-25	22.39	20	-25	19.04
7	-25	22.64	21	-25	20.44
8	-50	28.00	23	-25	29
9	+25	15.47	24	-25	30.75
11	-25	18.15			

Volumen Predicho (MWh)	Factor de Corrección (MWh)	% Error Medio Anterior	% Error Medio Posterior
<=100	+100	57.54	15.84

Tabla 3.4.3-2 Correcciones Cataluña



Con todo ello, resulta un error del 20.5%. Quedando la distribución por hora de la siguiente forma:

HORA	% Error Medio	HORA	% Error medio
1	24.92	13	17.04
2	23.12	14	17.17
3	22.07	15	17.55
4	22.70	16	17.45
5	22.50	17	17.85
6	22.40	18	17.98
7	22.45	19	17.07
8	27.00	20	18.97
9	15.47	21	20.40
10	17.29	22	19.56
11	18.00	23	28.30
12	16.66	24	27.90

Tabla 3.4.3-3 Error final Cataluña



3.5. Modelo Zona Aragón.

En cuando a la existencia de restricciones en la Zona de Aragón, el modelo más ajustado consiste en 10 neuronas, 100 iteraciones usando como variables la Hora, Estación, Día de la semana , Demanda y Viento.

Con todo ello el modelo resulta:

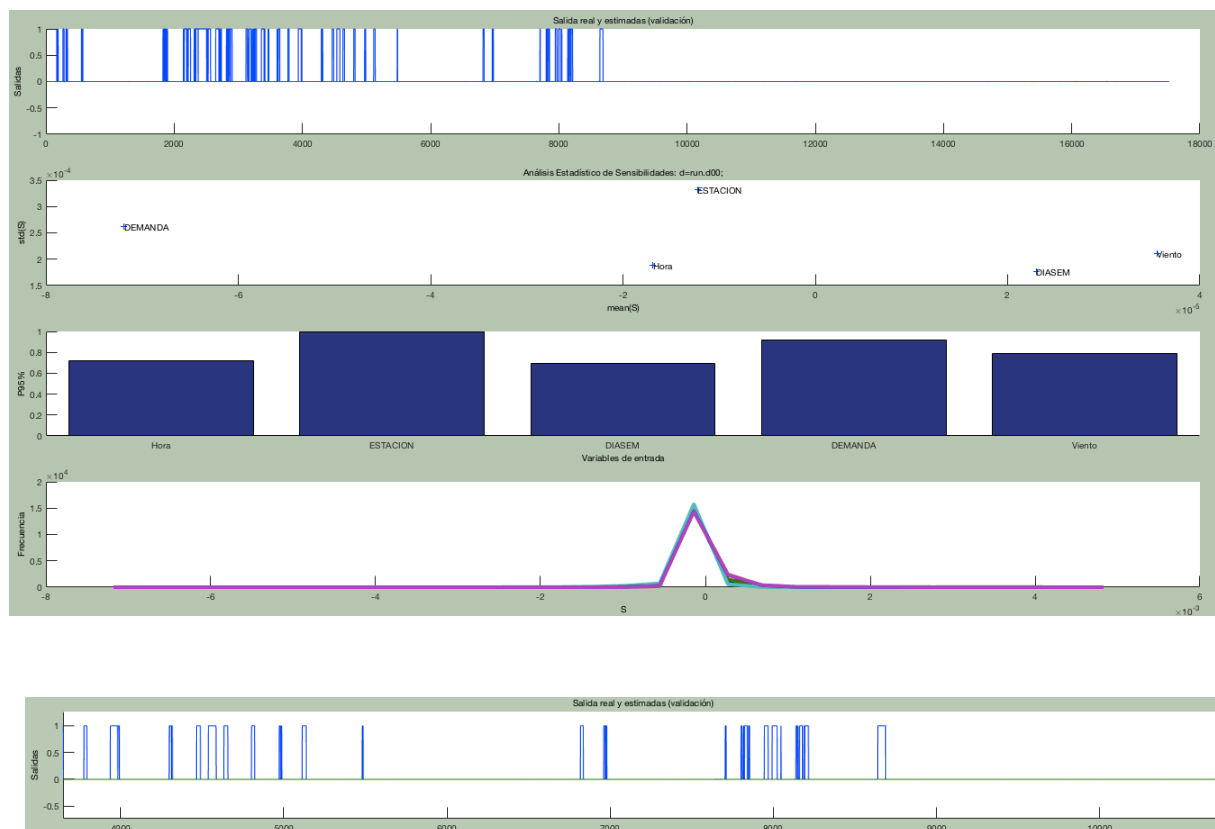


Figura 3.5.1 Modelo 1 Aragón

Dado que en Aragón no se produjeron restricciones durante 2015 y durante 2014 no fueron muy significativas, el modelo estima que nunca hay restricciones. Por ello, se decide excluir esta zona del modelo.



3.6. Modelo Zona Levante.

3.6.1. Predicción Restricciones

Para la zona de Levante, el barrido realizado, para un tipo de salida hiperbólica, determinó que el modelo óptimo debía de constar de 200 iteraciones, 20 neuronas y se deberían usar todas las variables, a excepción de los intercambios internacionales, debido a que no afectan a esta zona como ya se estudió en los apartados previos.

Con todo ello el modelo resulta:

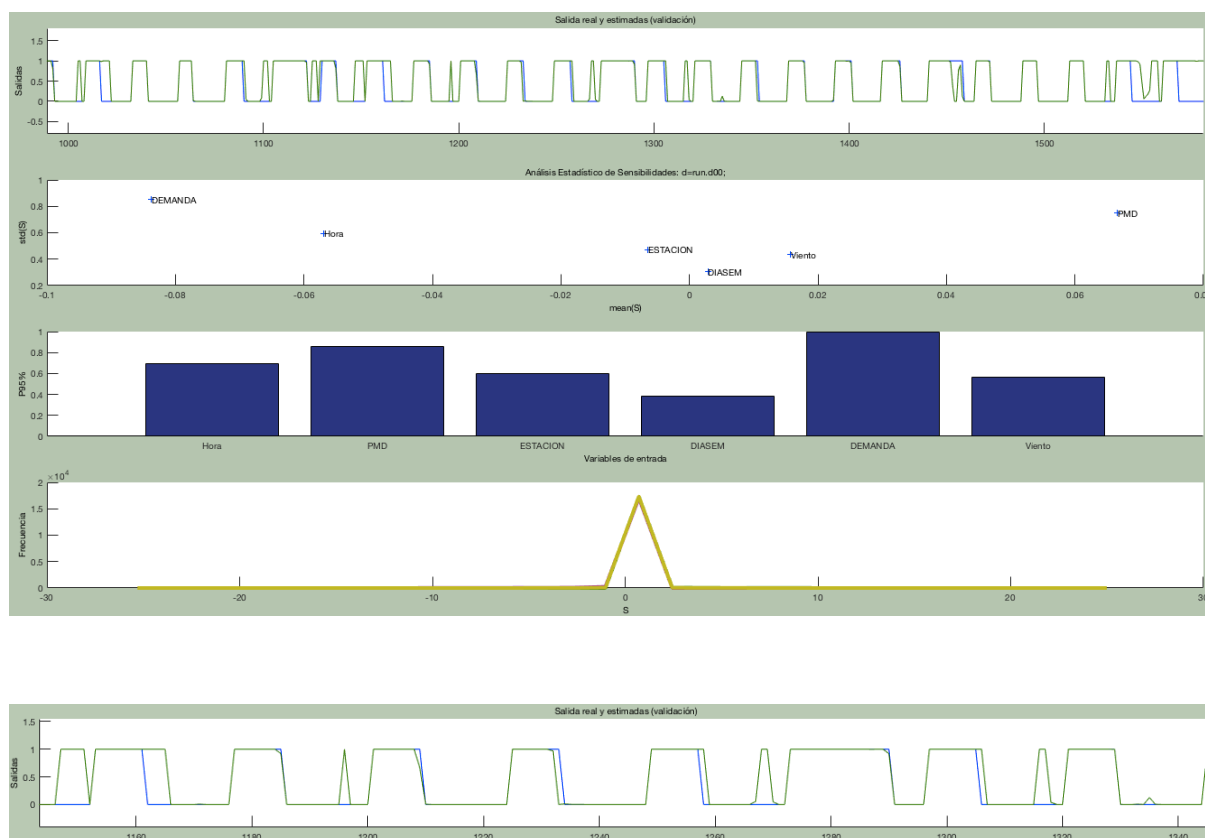


Figura 3.6.1.1 Modelo 1 Levante

Se estudia estadísticamente que una salida superior o igual a 0.5 se considerará como aparición de restricciones técnicas.



3.6.2. Predicción Volumen

En cuanto al volumen, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 300 iteraciones 20 neuronas y 6 variables (Hora, Precio mercado, Estación, Día de la semana, Demanda y Viento).

Con todo ello el modelo resulta:

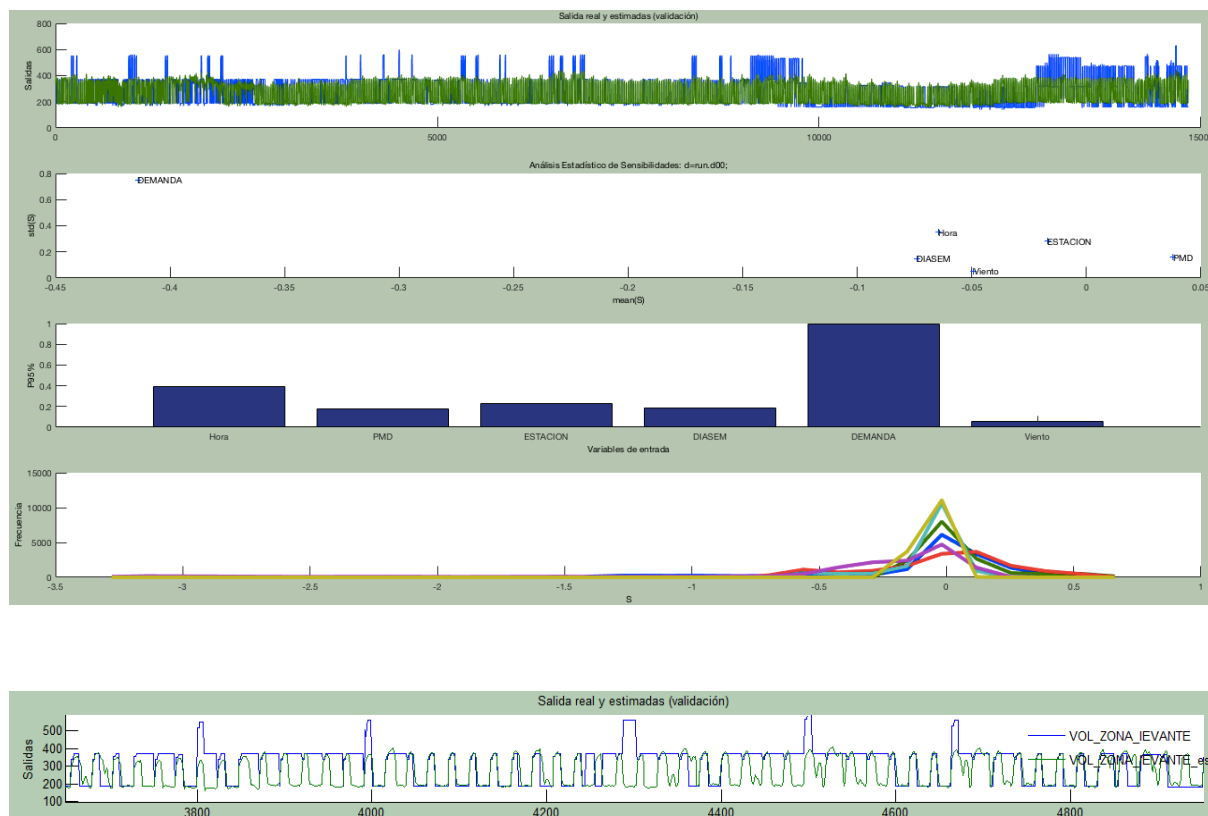


Figura 3.6.2.1 Modelo 2 Levante

3.6.3. Validación del modelo.

A continuación se estudia el error del modelo, validando ambos modelos a la vez.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 29.50%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error Medio
1	40.00	13	29.74
2	36.91	14	29.53
3	38.41	15	29.47
4	20.21	16	30.20
5	20.33	17	30.17
6	20.53	18	29.95
7	20.77	19	30.00
8	23.86	20	31.00
9	36.01	21	30.05
10	38.14	22	29.48
11	33.08	23	21.62
12	30.46	24	31.70

Tabla 3.6.3-1 Error Levante

Tras realizar un estudio de los filtros a aplicar, se determinó que no es posible disminuir el error debido a la normalidad de la diferencia entre lo real y la predicción.



3.7. Modelo Zona Levante Sur .

3.7.1. Predicción Restricciones

Analizando la aparición de restricciones, el barrido realizado determinó, para un tipo de salida hiperbólica, que el modelo óptimo debía de constar de 200 iteraciones, 20 neuronas y se deberían usar las variables de Hora, Precio mercado, Estación, Demanda y Viento.

Con todo ello el modelo resulta:

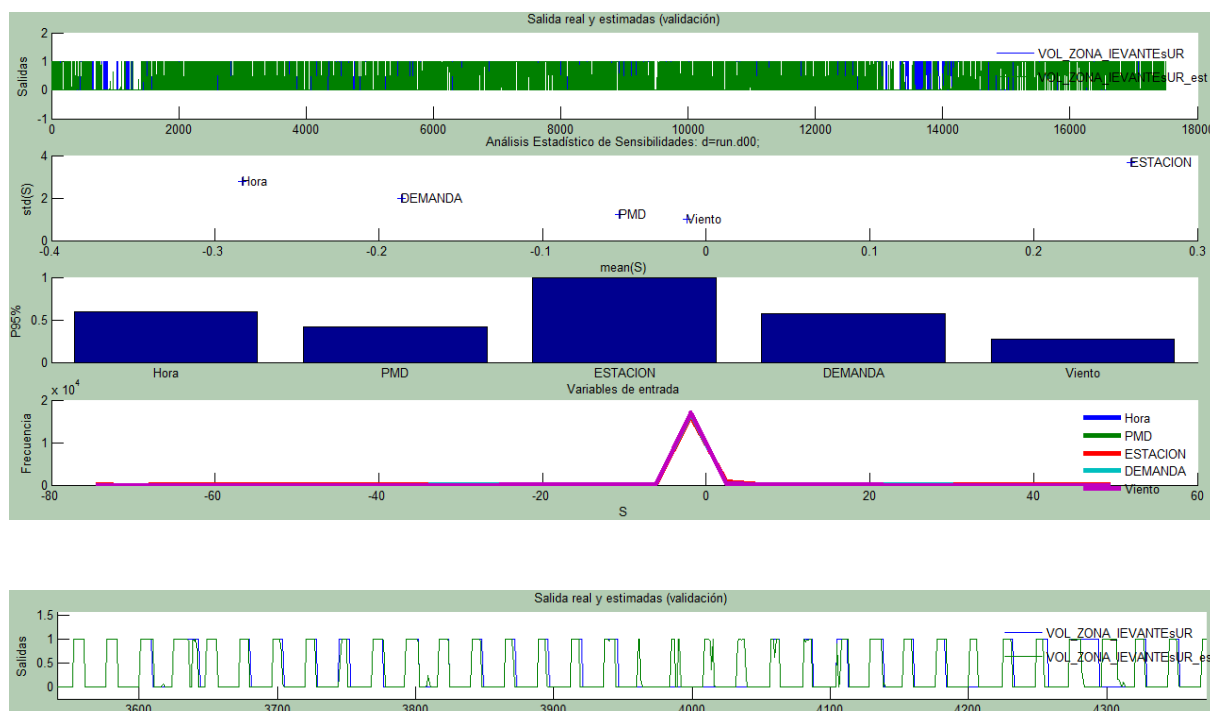


Figura 3.7.1.1 Modelo 1 Levante Sur

Se estudia estadísticamente que una salida superior o igual a 0.5 se considerará como aparición de restricciones técnicas.



3.7.2. Predicción Volumen

En cuanto al volumen, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 100 iteraciones 20 neuronas y 3 variables (Precio mercado, Demanda y Viento).

Con todo ello el modelo resulta:

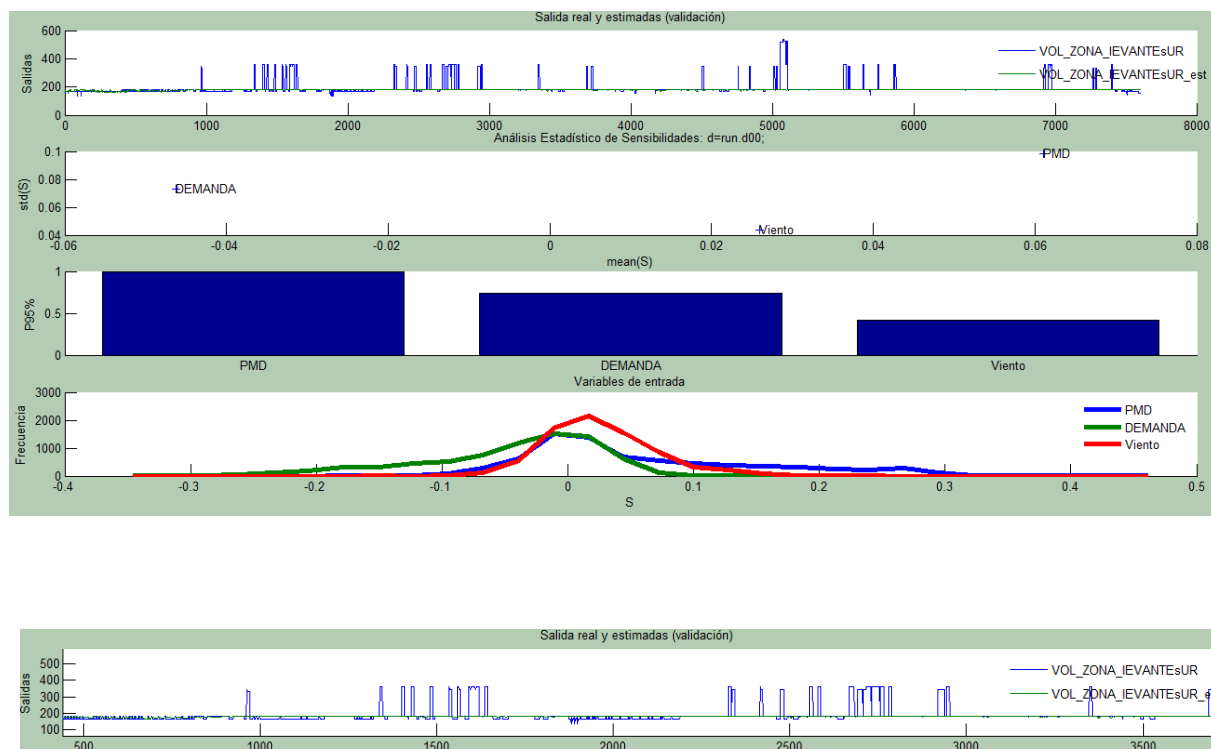


Figura 3.7.2.1 Modelo 2 Levante Sur

3.7.3. Validación del modelo.

A continuación se estudia el error del modelo validando a la vez la predicción de ambos modelos.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 25%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio:

HORA	% Error Medio	HORA	% Error Medio
1	27.38	13	26.02
2	25.31	14	26.50
3	24.70	15	26.23
4	24.30	16	24.60
5	24.46	17	24.40
6	24.40	18	23.20
7	24.61	19	23.53
8	27.85	20	21.04
9	32.46	21	21.71
10	29.31	22	23.35
11	27.23	23	24.00
12	25.10	24	17.65

Tabla 3.7.3-1 Error Levante Sur

En este caso, estadísticamente se determina como no es posible mejorar el error ya que al sumar o al restar potencia, no existe un valor que disminuye el error. Esto se ve reflejado además en como la media real de generación es de 82 MWh, y la prevista es de 72 MWh, por lo que la variabilidad máxima es de 10 MWh.



3.8. Modelo Zona Andalucía Oriental.

3.8.1. Predicción Restricciones

En la zona de Andalucía Oriental el barrido realizado determinó, para un tipo de salida hiperbólica, que el modelo óptimo debía de constar de 100 iteraciones, 20 neuronas y se deberían usar las variables de Hora, Precio mercado, Estación, Día de la semana, Demanda y Viento.

Con todo ello el modelo resulta:

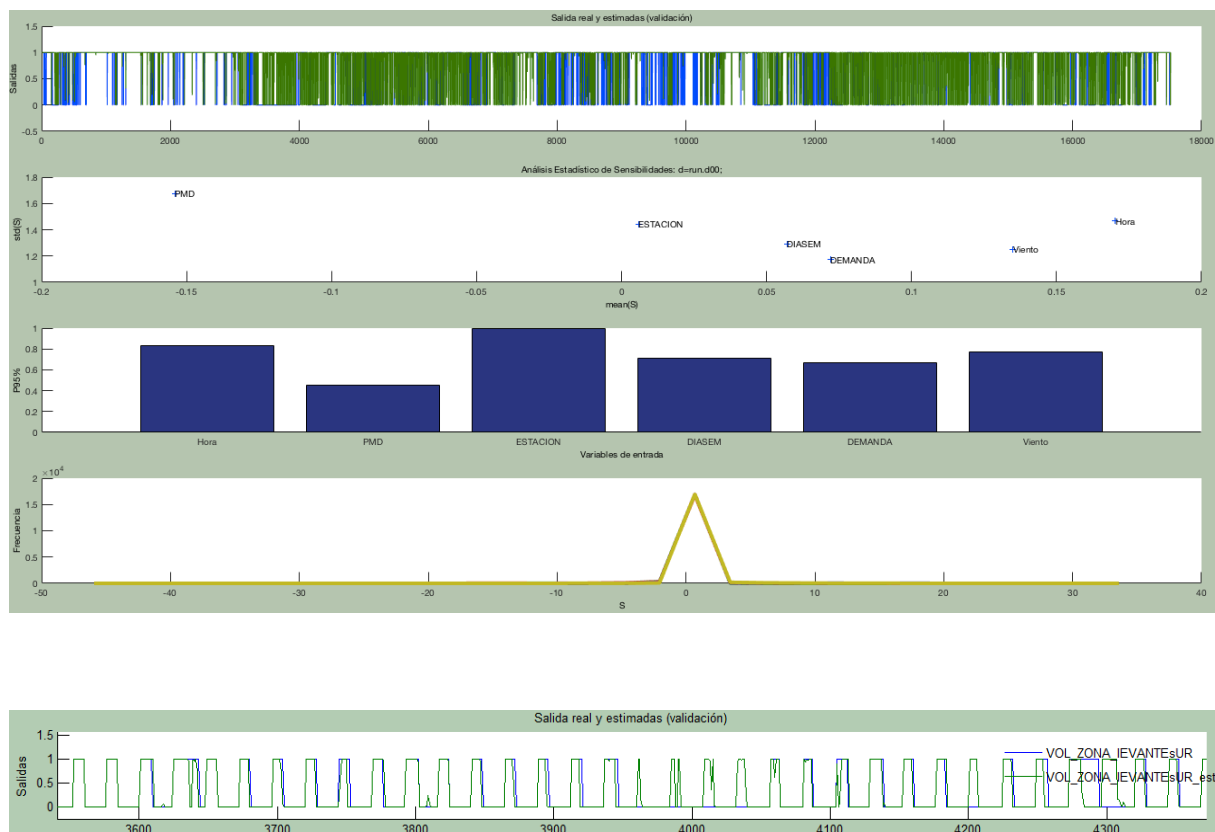


Figura 3.8.1.1 Modelo 1 Andalucía Oriental

El filtro es 0.5 resultando un error del 25.6% de las horas. Por lo que se estimará que hay restricción técnica a partir de 0.5.



3.8.2. Predicción Volumen

En cuanto al volumen, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 100 iteraciones 10 neuronas y 4 variables (Precio mercado, Estación Demanda y Viento).

Con todo ello el modelo resulta:

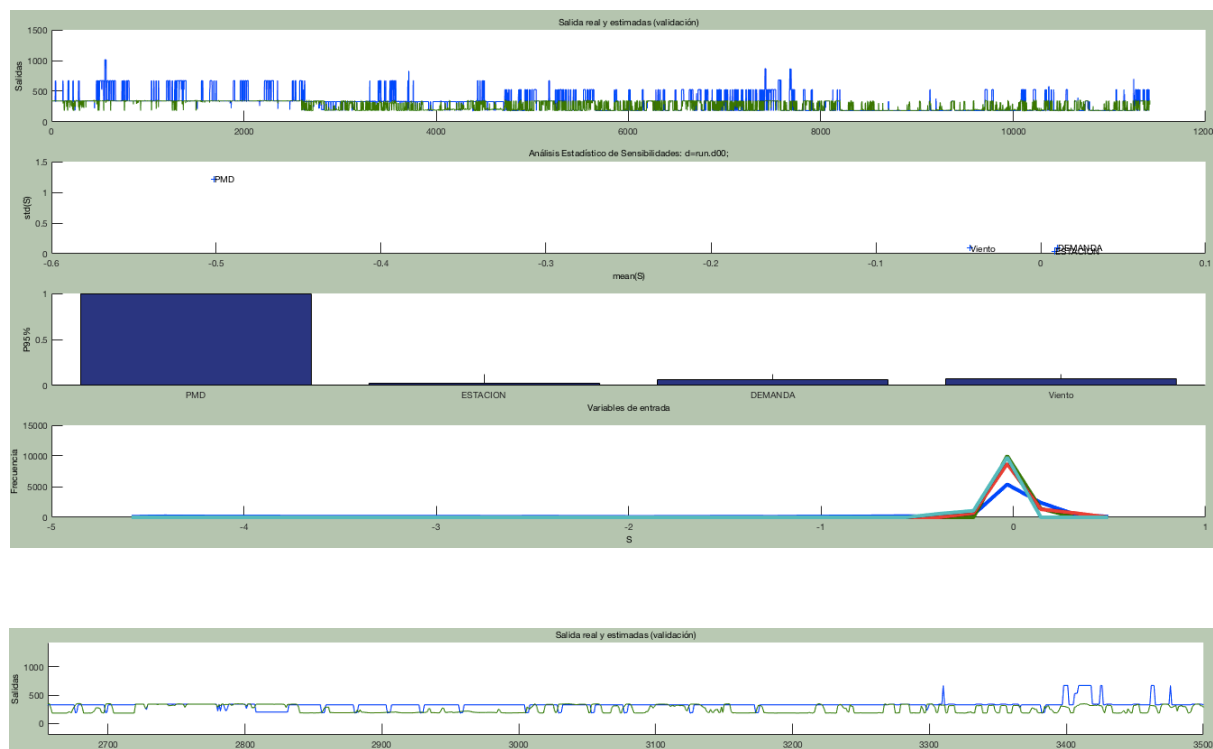


Figura 3.8.2.1 Modelo 2 Andalucía Oriental

3.8.3. Validación del modelo.

Validando ambos modelos a la vez, en total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 37%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error Medio
1	28.72	13	40.65
2	30.31	14	40.85
3	32.07	15	41.52
4	30.83	16	42.30
5	32.20	17	42.02
6	32.50	18	41.13
7	31.50	19	37.43
8	30.42	20	35.45
9	40.20	21	34.70
10	41.00	22	36.00
11	42.22	23	36.05
12	40.73	24	50.44

Tabla 3.8.3-1 Error Andalucía Oriental

Tras realizar un estudio estadístico del error no se encuentran posibles filtros o modificaciones que mejoren el error.



3.9. Modelo Zona Gibraltar.

3.9.1. Predicción Restricciones

En la zona de Gibraltar el barrido realizado determinó, para un tipo de salida hiperbólica, que el modelo óptimo debía de constar de 100 iteraciones, 15 neuronas y se deberían usar las variables de Hora, Precio mercado, Estación, Día de la semana, Demanda y Viento, Importación Marruecos, Exportación Marruecos, Balance Marruecos.

Con todo ello el modelo resulta:

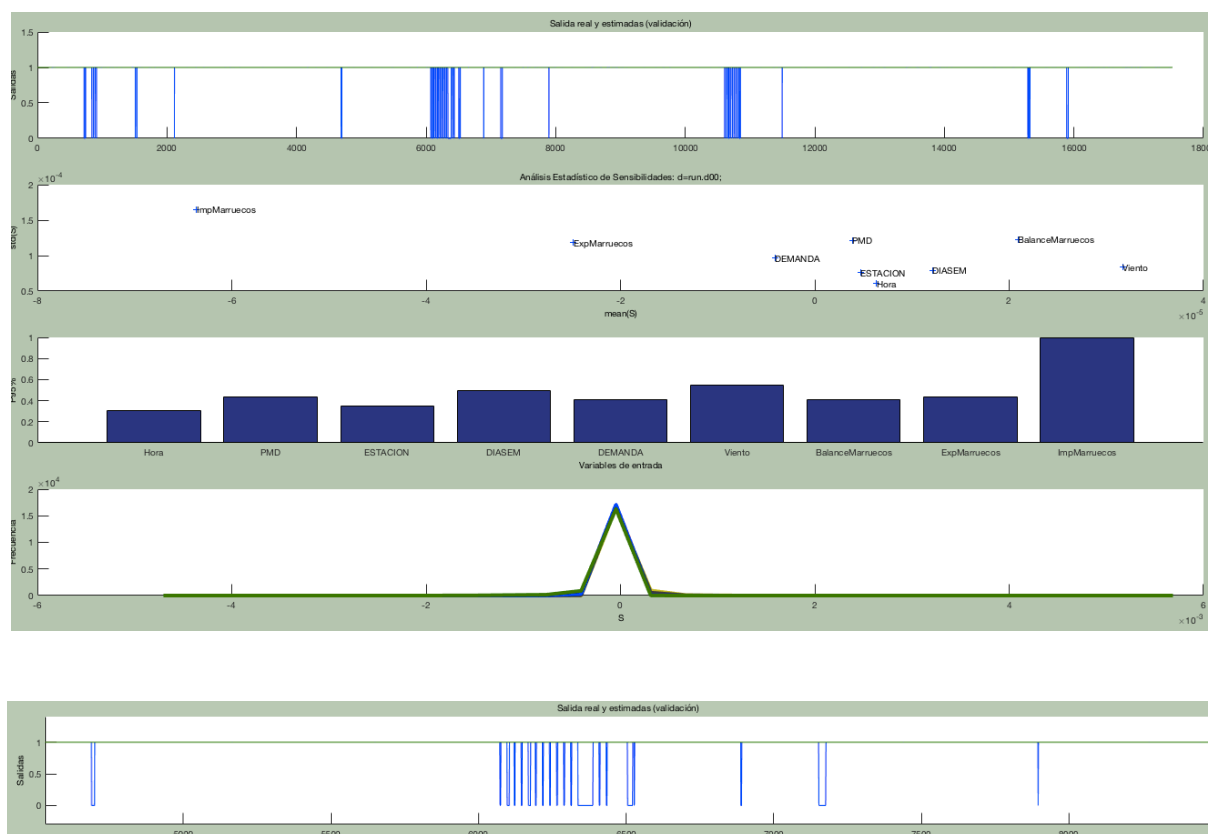


Figura 3.9.1.1 Modelo 1 Gibraltar

Se observa como el modelo predice que siempre habrá restricciones técnicas.



3.9.2. Predicción Volumen

En cuanto al volumen, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 100 iteraciones, 20 neuronas y 7 variables (Hora, Precio mercado, Estación Demanda, Importación Marruecos, Exportación Marruecos, Balance Marruecos).

Con todo ello el modelo resulta:

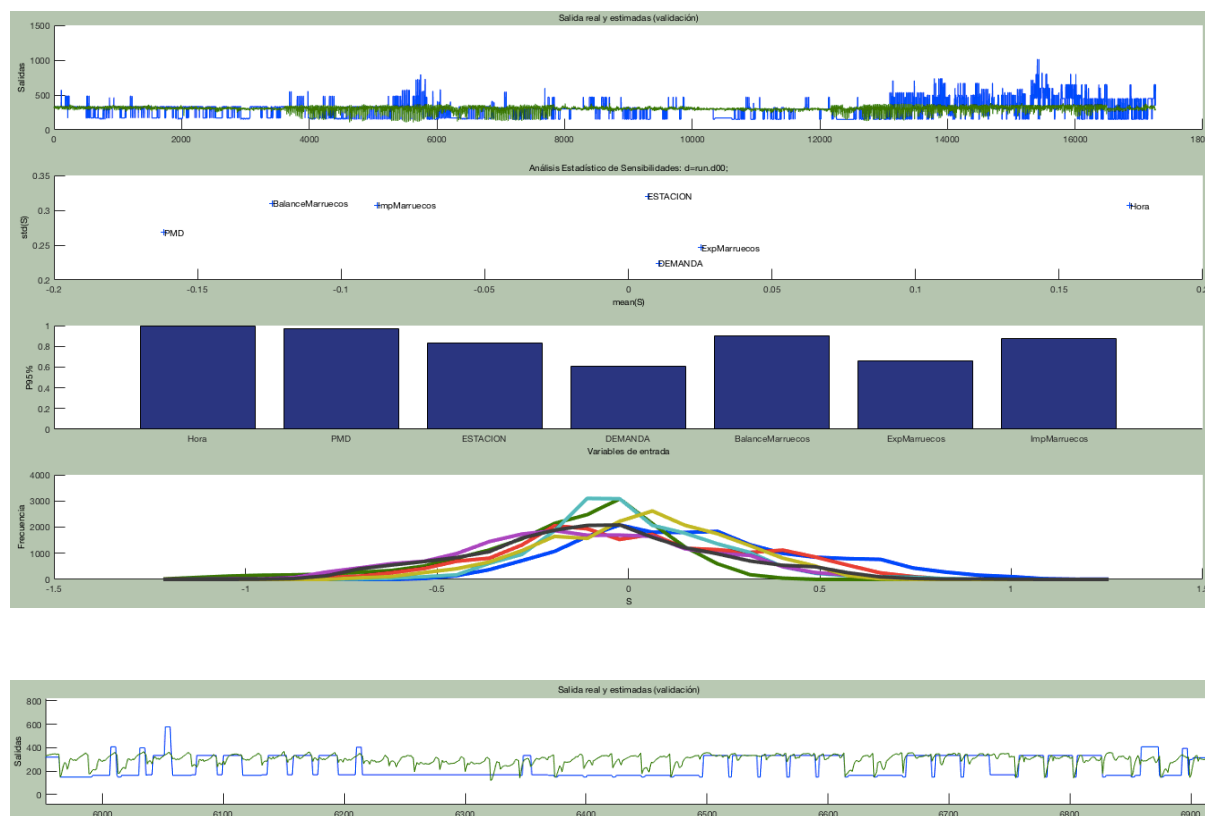


Figura 3.9.2.1 Modelo 2 Gibraltar

3.9.3. Validación del modelo.

A continuación se estudia el error del modelo. Para este cálculo se ha tenido en cuenta si hubiera predicho restricción y su volumen en caso de haberse predicho la aparición de restricción.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 33.25%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error Medio
1	36.37	13	31.41
2	35.89	14	31.80
3	38.83	15	32.23
4	32.10	16	32.83
5	33.02	17	33.32
6	33.58	18	33.10
7	33.00	19	32.66
8	34.80	20	32.45
9	29.23	21	32.50
10	30.64	22	32.87
11	31.00	23	31.96
12	31.34	24	41.00

Tabla 3.9.3-1 Error Gibraltar

Estadísticamente se determinan los siguientes cambios que minimizan el error.

HORA	Factor de Corrección (MWh)	% Error Medio	HORA	Factor de Corrección (MWh)	% Error Medio
3	-100	37.66	8	-100	33.90

Tabla 3.9.3-2 Modificaciones Gibraltar

Por lo que el error final resulta del 33.17%. Sin embargo, se observa como estos cambios aumentan el error total de la suma de las zonas, por lo que se decide no aplicarlos.



3.10. Modelo Zona Huelva.

3.10.1. Predicción Restricciones

En la zona de Huelva el barrido realizado determinó, para un tipo de salida hiperbólica, que el modelo óptimo debía de constar de 100 iteraciones, 20 neuronas y se deberían usar las variables de Hora, Precio mercado, Estación, Día de la semana, Demanda y Viento, Importación Portugal y Balance Portugal.

Con todo ello el modelo resulta:

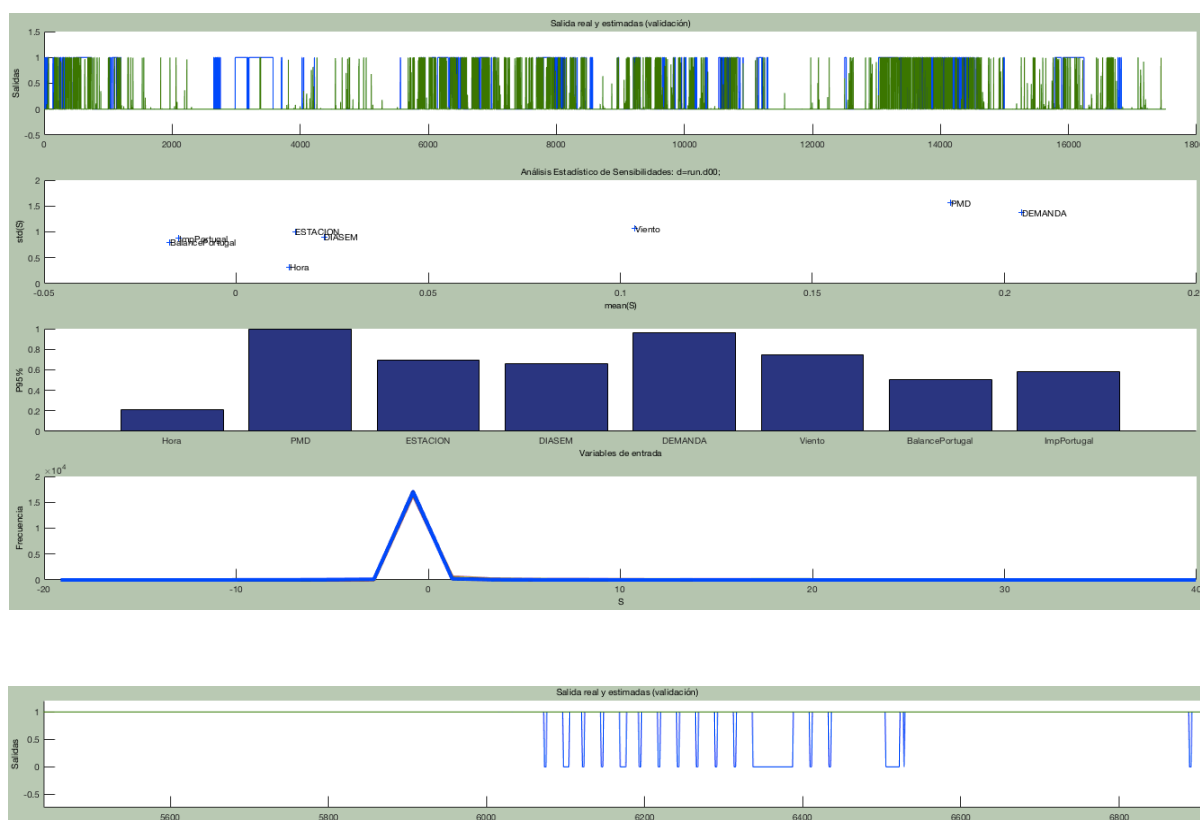


Figura 3.10.1.1 Modelo 1 Huelva

Con este modelo el error resulta del 25%. Por ello añadiendo un filtro para un valor de 0.5, el error baja hasta el 19.7%.



3.10.2. Predicción Volumen

En cuanto al volumen, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 100 iteraciones, 15 neuronas y todas las variables incluyendo los intercambios.

Con todo ello el modelo resulta:

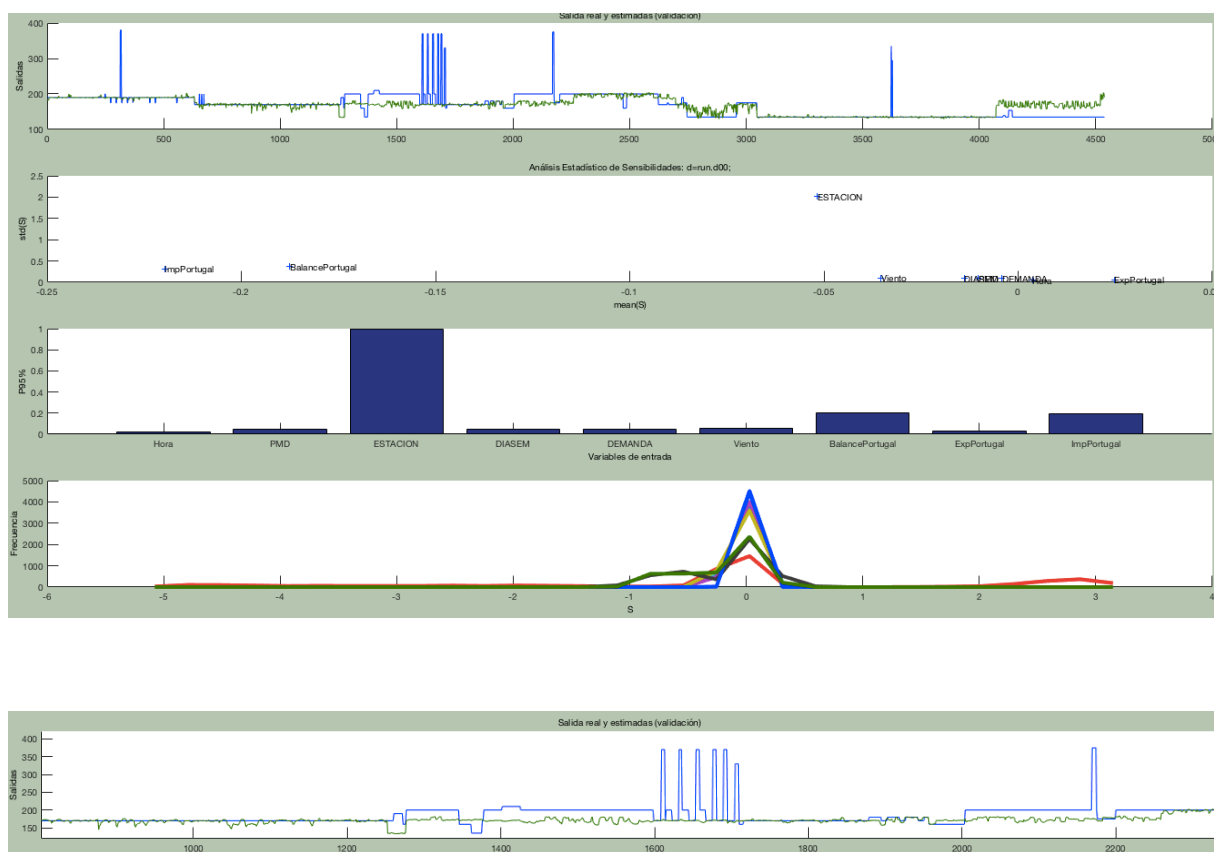


Figura 3.10.2.1 Modelo 2 Huelva

3.10.3. Validación del modelo.

A continuación se estudia el error del modelo. Para este cálculo se ha tenido en cuenta si hubiera predicho restricción y su volumen en caso de haberse predicho la aparición de restricción.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 20.25%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error Medio
1	13.29	13	22.76
2	13.56	14	23.38
3	13.56	15	22.22
4	13.56	16	24.53
5	13.56	17	24.26
6	13.56	18	24.35
7	13.56	19	23.88
8	14.00	20	25.15
9	22.60	21	26.17
10	23.50	22	24.14
11	22.05	23	25.78
12	21.88	24	20.84

Tabla 3.10.3-1 Error Huelva

Después del estudio estadístico del error no se ha determinado ninguna modificación necesaria para que el error disminuya.



3.11. Modelo Zona Centro

3.11.1. Predicción Restricciones

En la zona del centro de la península, el barrido realizado determinó, para un tipo de salida hiperbólica, que el modelo óptimo debía de constar de 100 iteraciones, 15 neuronas y se deberían usar las variables de hora, precio mercado, estación, día de la semana, demanda y viento.

Con todo ello el modelo resulta:

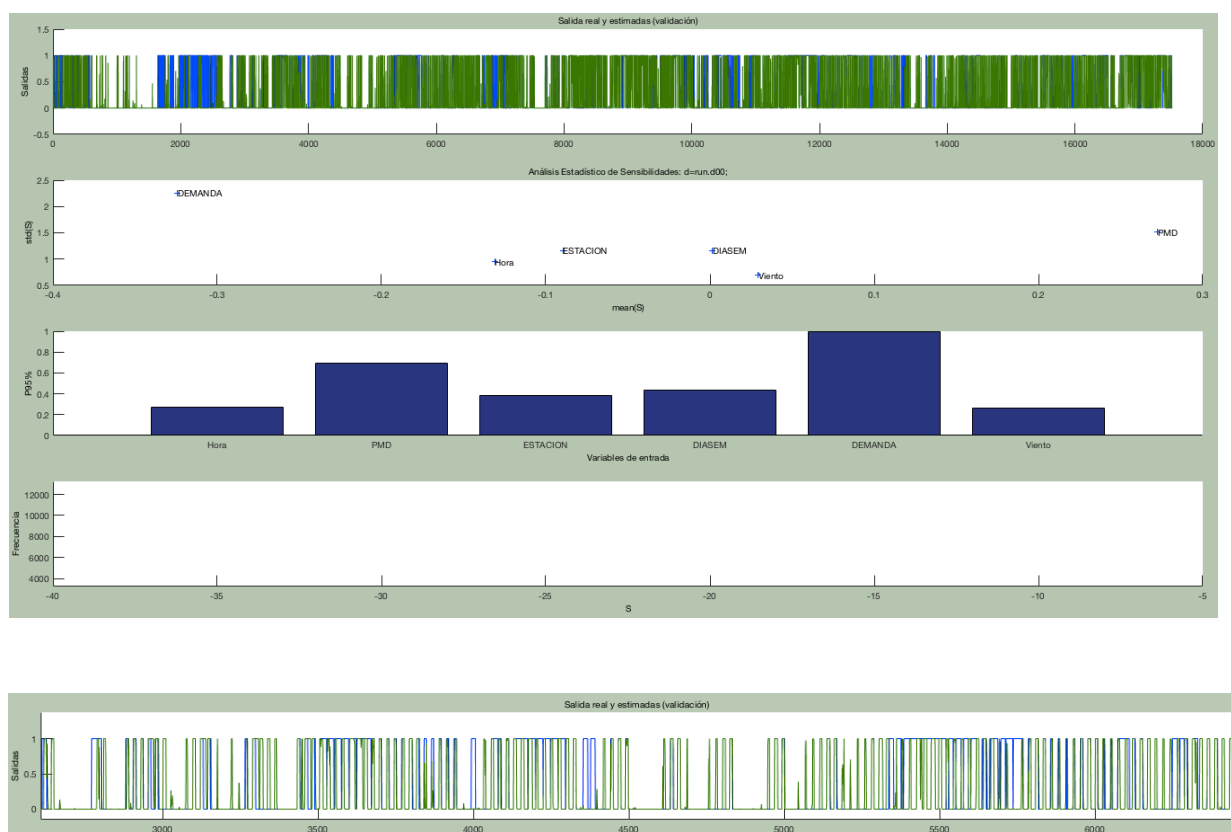


Figura 3.11.1.1 Modelo 1 Centro

Dado que el error es del 23%, estimando que hay restricción a partir 0.5, baja el error hasta el 15.5% .



3.11.2. Predicción Volumen

Para el volumen de esta zona, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 100 iteraciones, 10 neuronas y las variables de Hora, Precio del mercado, Estación, Demanda y Viento.



Figura 3.11.2.1 Modelo 2 Centro

3.11.3. Validación del modelo.

A continuación se estudia el error del modelo. Para este cálculo se ha tenido en cuenta si hubiera predicho restricción y su volumen en caso de haberse predicho la aparición de restricción.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 22.87%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error Medio
1	21.84	13	25.70
2	20.00	14	25.55
3	18.67	15	26.43
4	17.43	16	26.61
5	17.87	17	26.54
6	18.30	18	25.97
7	20.57	19	24.35
8	27.80	20	22.86
9	26.54	21	21.88
10	26.00	22	22.70
11	27.56	23	22.65
12	25.92	24	9.33

Tabla 3.11.3-1 Error Centro

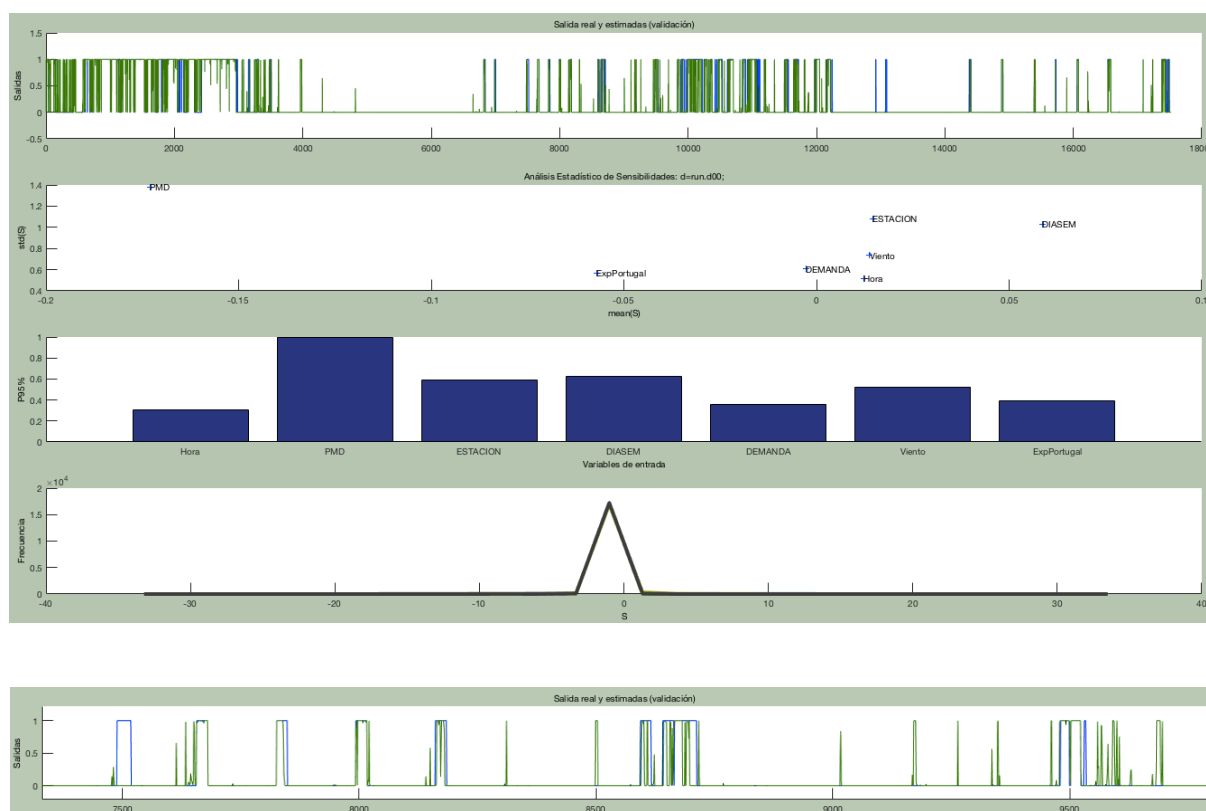


3.12. Modelo Zona Galicia

3.12.1. 3.1 Predicción Restricciones

En la zona de Galicia, el barrido realizado determinó, para un tipo de salida hiperbólica, que el modelo óptimo debía de constar de 100 iteraciones, 20 neuronas y se deberían usar las variables de hora, precio mercado, estación, día de la semana, demanda, viento y exportación Portugal.

Con todo ello el modelo resulta:



Se estudia que una salida superior o igual a 0.5 se considerará como aparición de restricciones técnicas.



3.12.2. Predicción Volumen

Para el volumen de esta zona, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 100 iteraciones, 20 neuronas y todas las variables salvo el día de la semana

Con todo ello el modelo resulta:

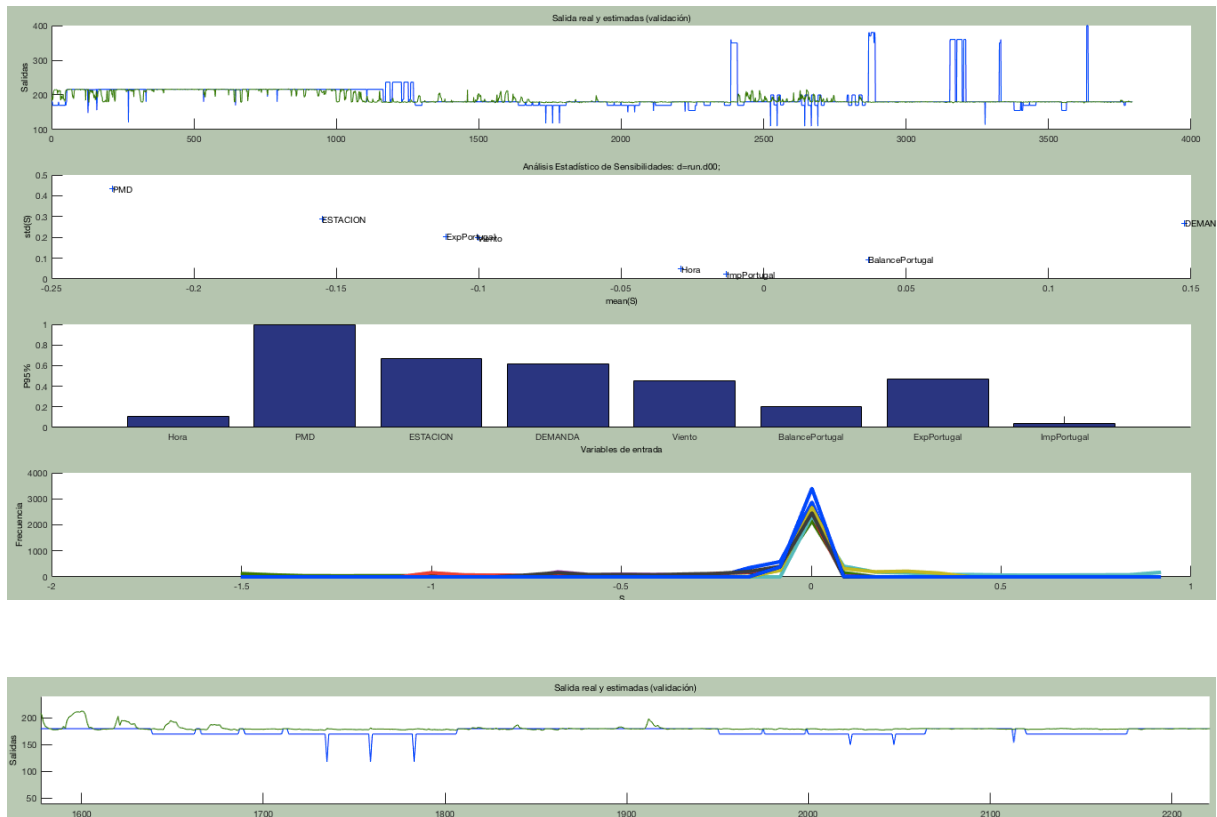


Figura 3.12.2.1 Modelo 2 Galicia

3.12.3. Validación del modelo.

A continuación se muestra el error total por hora para la zona de Galicia. Para este cálculo se ha tenido en cuenta si hubiera predicho restricción y su volumen en caso de haberse predicho la aparición de restricción.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 8.40%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error medio
1	10.82	13	6.46
2	10.42	14	7.00
3	10.33	15	7.29
4	9.60	16	7.85
5	10.70	17	8.30
6	10.34	18	7.63
7	8.82	19	8.45
8	7.75	20	9.20
9	6.50	21	8.80
10	7.65	22	9.00
11	7.00	23	8.38
12	7.26	24	7.72

Tabla 3.12.3-1 Error Galicia

Se observa como el mayor porcentaje de error se produce durante la madrugada. Sin embargo, dado que el error es bajo no se considera necesario aplicar ningún filtro adicional.



3.13. Modelo Zona Asturias

3.13.1. Predicción Restricciones

Analizando la aparición de restricciones, el barrido realizado determinó, para un tipo de salida hiperbólica, que el modelo óptimo debía de constar de 100 iteraciones, 15 neuronas y se deberían usar las variables de Hora, Precio mercado, día de la semana, estación, demanda y viento.

Con todo ello el modelo resulta:

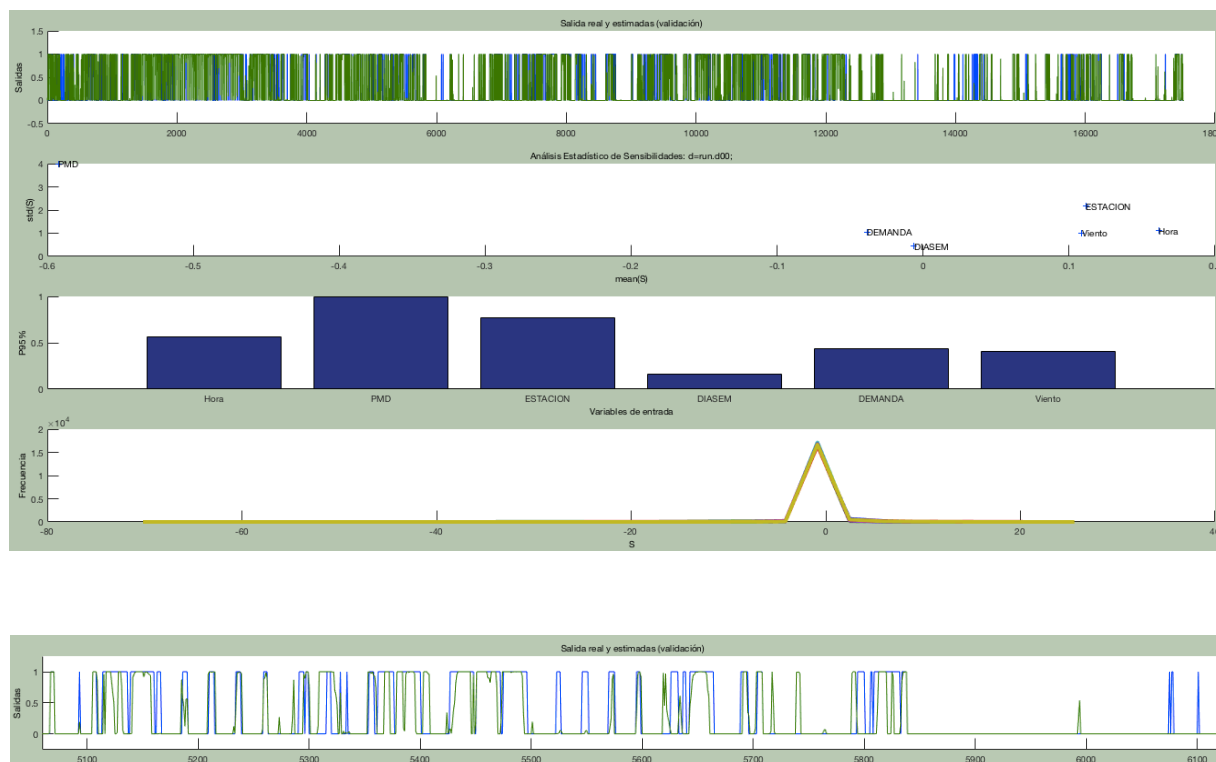


Figura 3.13.1.1 Modelo 1 Asturias

Se obtuvo un error de 23.7%, considerando restricción a partir de un valor de 0.5 el error disminuye hasta el 15%.



3.13.2. Predicción Volumen

Para el volumen de esta zona, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 100 iteraciones, 10 neuronas y las variables de Hora, Estación, Demanda y Viento.

Con todo ello el modelo resulta:

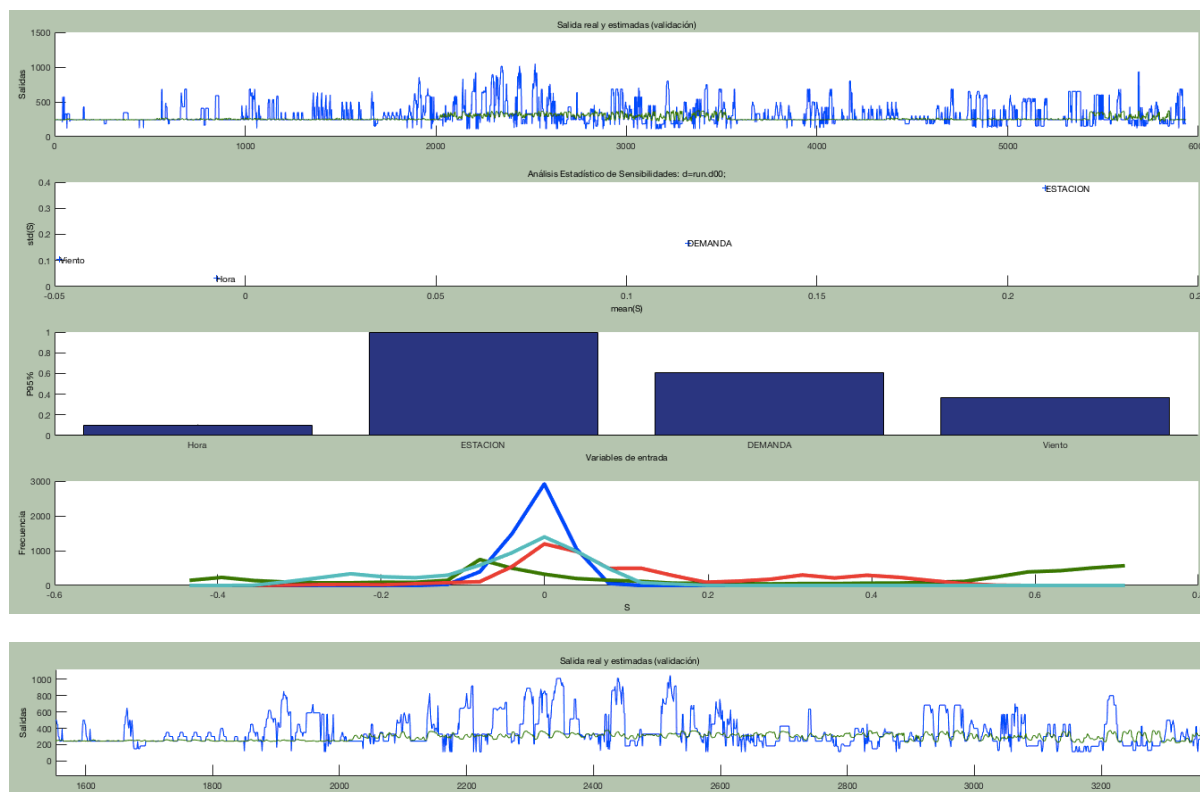


Figura 3.13.2.1 Modelo 2 Galicia

3.13.3. Validación del modelo.

A continuación se muestra el error total por hora para la zona de Galicia. Para este cálculo se ha tenido en cuenta si hubiera predicho restricción y su volumen en caso de haberse predicho la aparición de restricción.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 21.33%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error medio
1	13.72	13	18.28
2	18.88	14	19.42
3	26.82	15	20.65
4	28.23	16	19.57
5	27.96	17	20.50
6	27.60	18	20.36
7	22.85	19	20.64
8	17.76	20	21.38
9	17.71	21	22.74
10	17.91	22	24.64
11	17.90	23	25.12
12	17.60	24	23.76

Tabla 3.13.3-1 Error Asturias

Tras el análisis del error no se determinó modificación posible que mejore el error de esta zona.



3.14. Modelo Zona Castilla y León

En la zona de Galicia, el barrido realizado determinó, para un tipo de salida hiperbólica, que el modelo óptimo debía de constar de 100 iteraciones, 20 neuronas y se deberían usar las variables de Hora, Precio mercado, Día de la semana, Demanda, Viento y Exportación Portugal.

Con todo ello el modelo resulta:

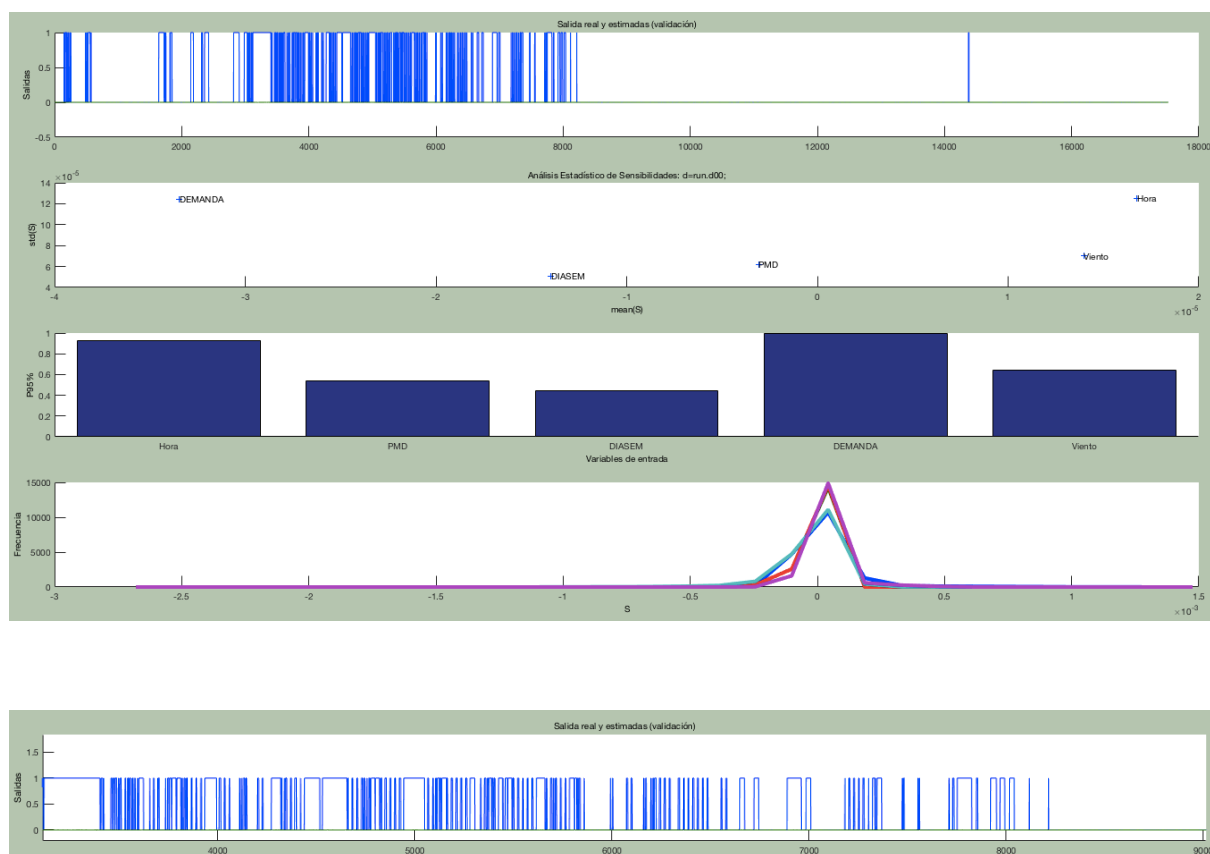


Figura 3.14.1 Modelo 1 Castilla y León

Se observa como el modelo predice que no se producen restricciones nunca. Esto se debe a que durante 2015, no se produjeron restricciones en esta zona, por lo que, al igual que Aragón, no se incluye esta zona en el modelo.



3.15. Modelo Zona País Vasco

3.15.1. Predicción Restricciones

Estudiando los datos del periodo de estudio para la zona del País Vasco, se determinó tras el barrido que el modelo óptimo era de debía de constar de 100 iteraciones, 20 neuronas y se deberían usar todas las variables, usando salida hiperbólica dado que la salida está acotada entre 0 y 1.

El modelo resulta:

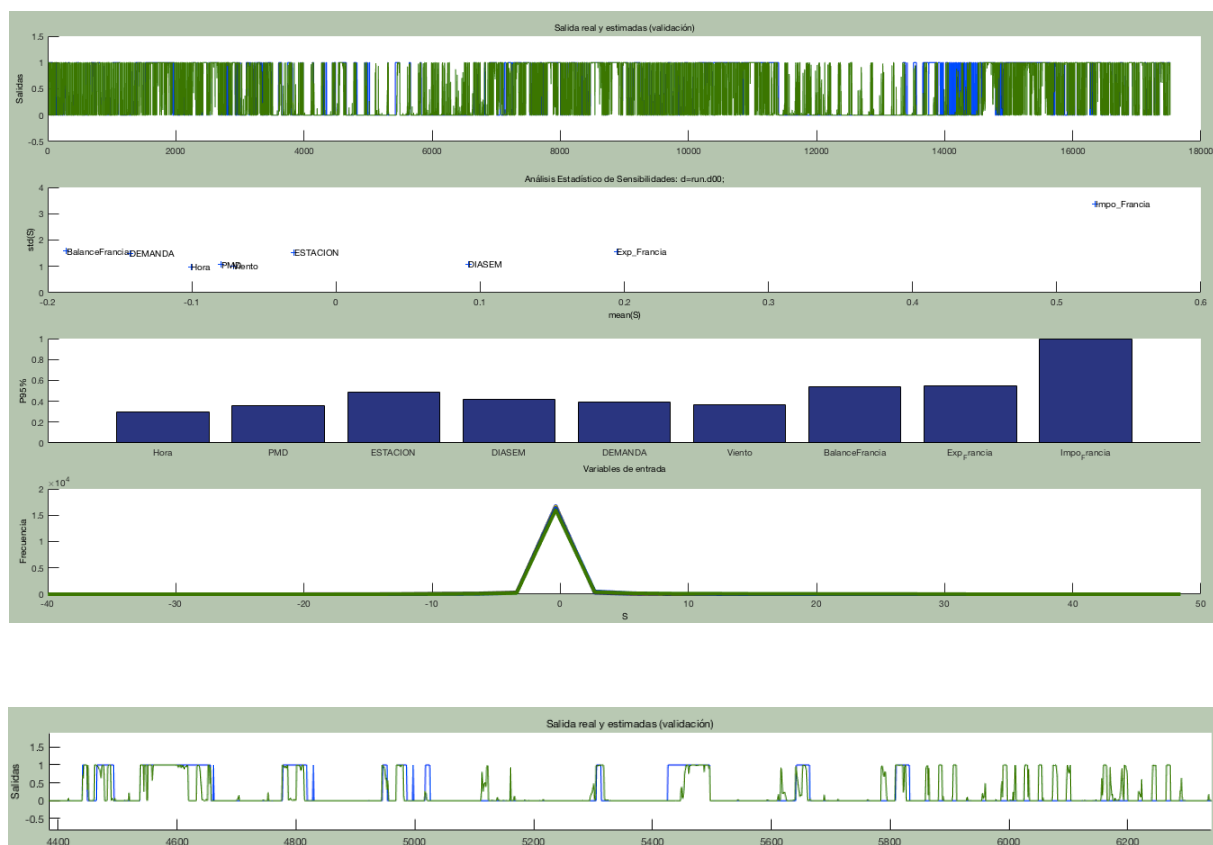


Figura 3.15.1.1 Modelo 1 País Vasco

Con ello se obtiene un error del 33%, considerando 0.5 como el punto de inflexión entre la existencia o no de resistencia el error disminuye hasta el 19.80%



3.15.2. Predicción Volumen

En cuanto al volumen, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 100 iteraciones 20 neuronas y 5 variables (Estación, demanda, balance Francia, Importaciones y exportaciones con Francia).

El modelo resulta:

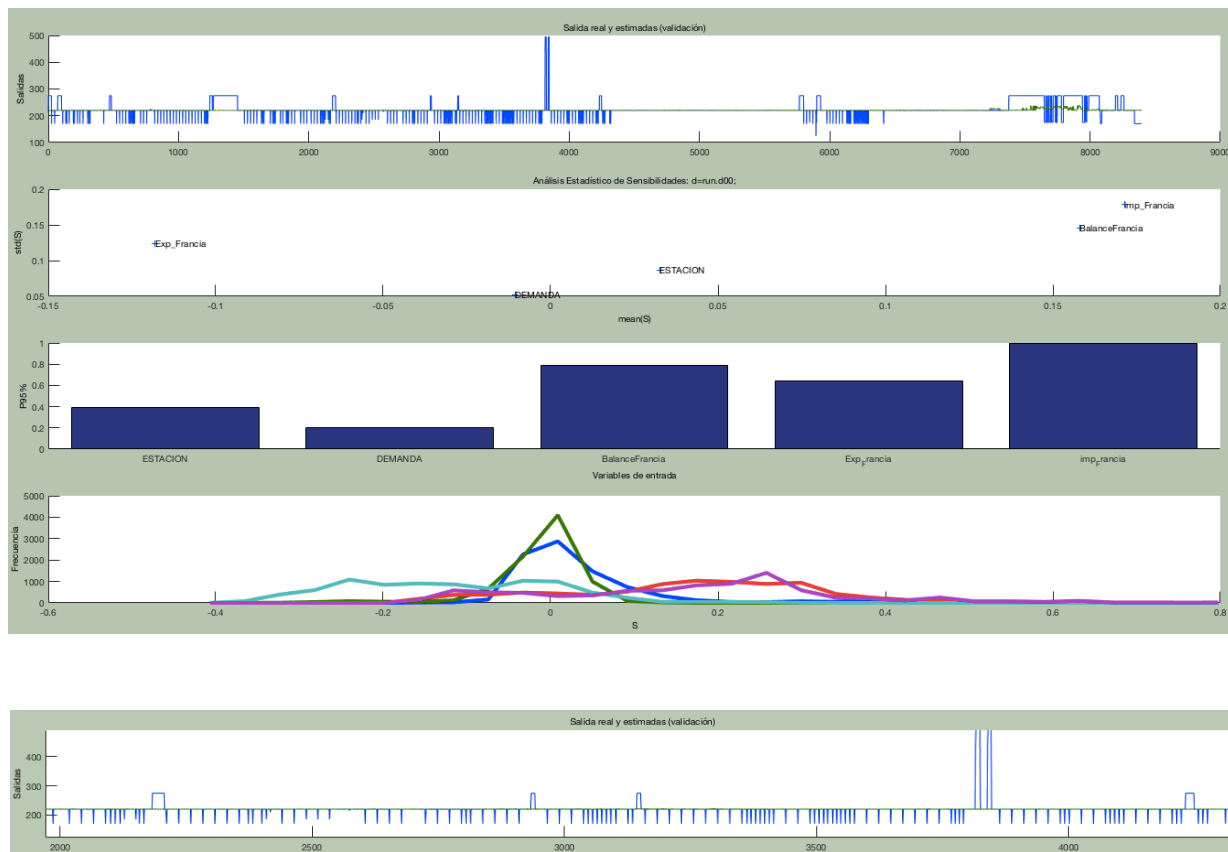


Figura 3.15.2.1 Modelo 2 País Vasco

Con este modelo, el error total es de un 4.1%, produciéndose una desviación media de 9.5 MWh respecto al volumen real.

3.15.3. Validación del modelo.

A continuación se muestra el error total por hora para la zona de Galicia. Para este cálculo se ha tenido en cuenta si hubiera predicho restricción y su volumen en caso de haberse predicho la aparición de restricción.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 21.43%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error medio
1	27.90	13	26.16
2	16.71	14	23.00
3	15.88	15	20.92
4	16.00	16	20.77
5	16.20	17	22.43
6	15.92	18	23.62
7	16.07	19	21.12
8	17.05	20	23.00
9	25.50	21	23.92
10	24.83	22	25.02
11	24.84	23	23.84
12	23.71	24	22.90

Tabla 3.15.3-1 Error País Vasco

No se encuentran modificaciones posibles para minimizar el error de esta zona.



3.16. Modelo Zona Navarra – Rioja

3.16.1. Predicción Restricciones

Analizando la aparición de restricciones, el barrido realizado determinó, para un tipo de salida hiperbólica, que el modelo óptimo debía de constar de 100 iteraciones, 20 neuronas y se deberían usar todas las variables, incluyendo las relacionadas con el intercambio con Francia.

El modelo resulta:

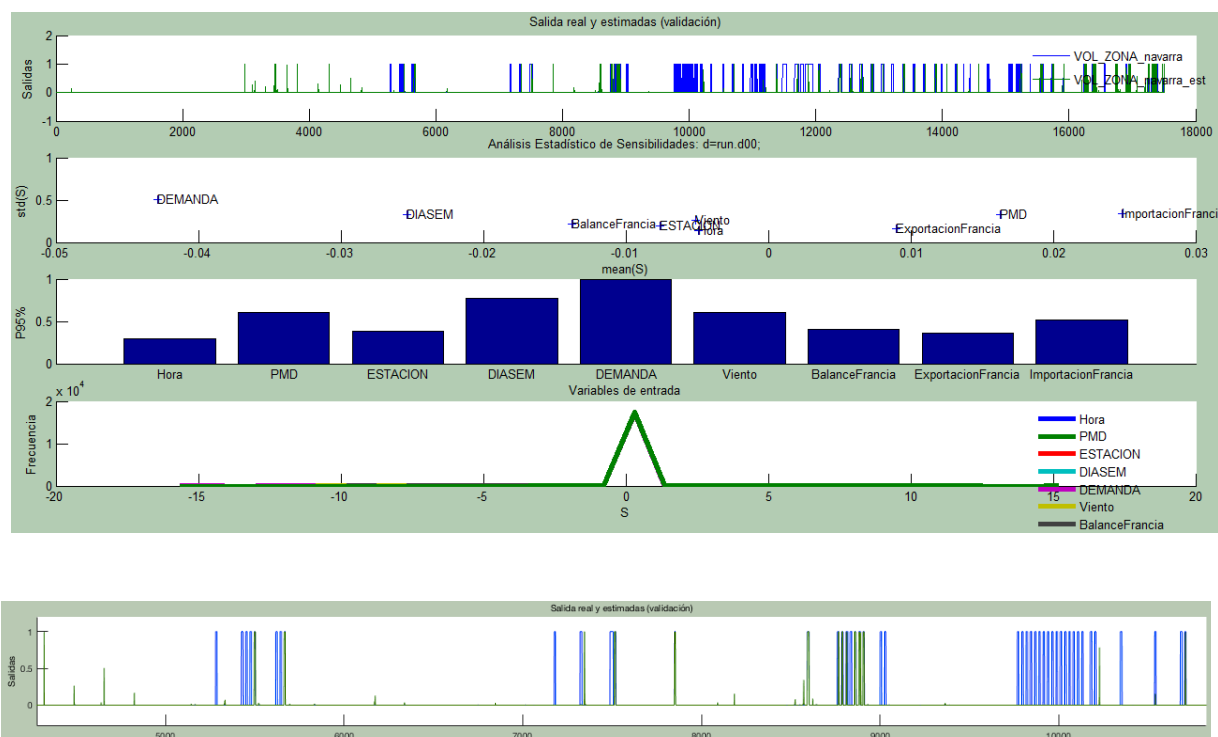


Figura 3.16.1.1 Modelo 1 Navarra - Rioja

Se considerará restricción técnica a partir del 0.5.



3.16.2. Predicción Volumen

En cuanto al volumen, el barrido de modelos de esta zona determinó que el modelo más óptimo para esta zona es de 100 iteraciones, 15 neuronas y 7 variables (Precio mercado, estación, día de la semana, demanda y las variables relacionadas con los intercambios con Francia).

El modelo resulta:

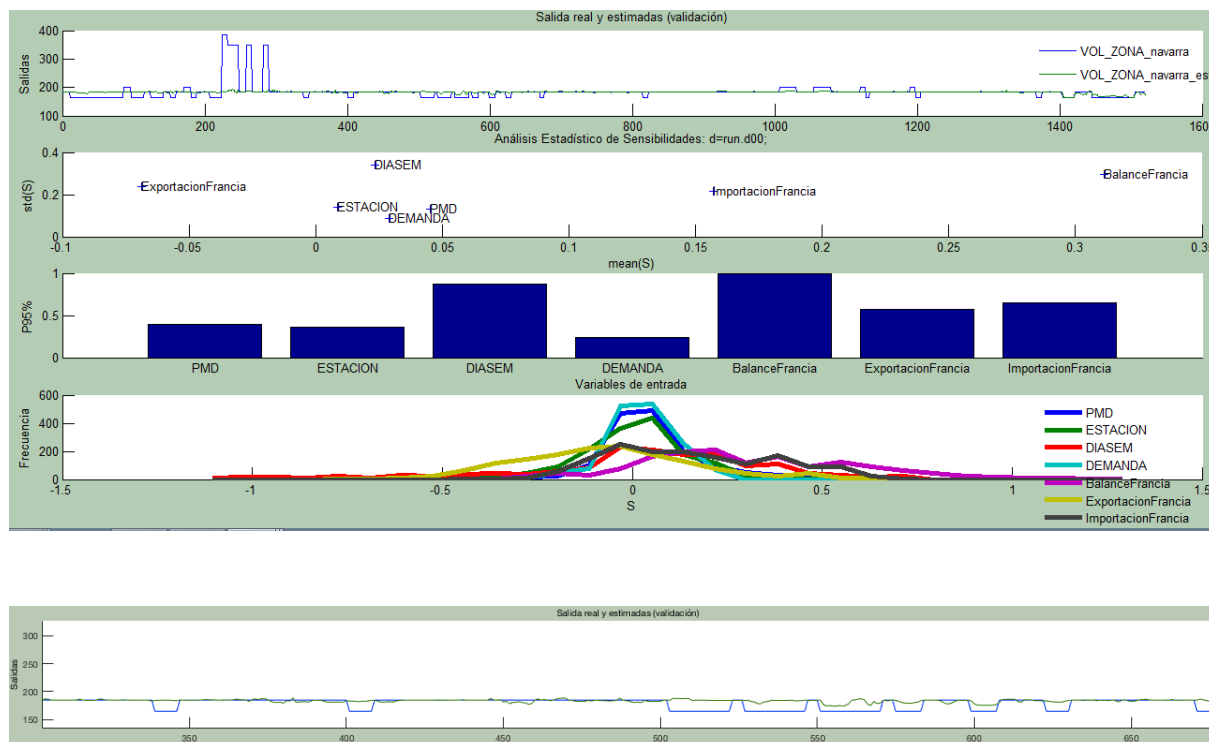


Figura 3.16.2.1 Modelo 2 Navarra - Rioja

3.16.3. Validación del modelo.

A continuación se muestra el error total por hora para la zona de Galicia. Para este cálculo se ha tenido en cuenta si hubiera predicho restricción y su volumen en caso de haberse predicho la aparición de restricción.

Para ello se ha validado el modelo durante las 17520 horas de estudio. En total durante 2014-2015, este modelo habría producido un error medio del 7.17%.



A continuación se muestra el porcentaje de error por horas durante el periodo de estudio.

HORA	% Error Medio	HORA	% Error medio
1	14.77	13	4.25
2	12.77	14	4.24
3	11.60	15	4.25
4	11.73	16	4.25
5	11.60	17	4.25
6	11.60	18	4.25
7	12.90	19	3.84
8	13.90	20	3.56
9	8.25	21	3.56
10	7.15	22	3.70
11	4.70	23	3.60
12	4.25	24	3.43

Tabla 3.16.3-1 Error Navarra Rioja

Dado que el error de la zona es bajo, no se considera necesario modificar los valores de esta zona.





4. ANÁLISIS DEL ERROR





4.1. Análisis Error periodo 2014 - 2015

A continuación se muestra el error medio según la hora para cada zona, y para la suma de todas.

	Cataluña	Levante	Levante Sur	Andalucía. O	Gibraltar	Huelva	Centro	Galicia	Asturias	País Vasco	Navarra	Agregada
1	24.92	40.00	27.38	28.72	36.37	13.29	21.84	10.82	13.72	27.90	14.77	20.41
2	23.12	36.91	25.31	30.31	35.89	13.56	20.00	10.42	18.88	16.71	12.77	18.44
3	22.07	38.41	24.70	32.07	38.83	13.56	18.67	10.33	26.82	15.88	11.60	18.47
4	22.70	20.21	24.30	30.83	32.10	13.56	17.43	9.60	28.23	16.00	11.73	15.30
5	22.50	20.33	24.46	32.20	33.02	13.56	17.87	10.70	27.96	16.20	11.60	15.02
6	22.40	20.53	24.40	32.50	33.58	13.56	18.30	10.34	27.60	15.92	11.60	15.10
7	22.45	20.77	24.61	31.50	33.00	13.56	20.57	8.82	22.85	16.07	12.90	15.54
8	27.00	23.86	27.85	30.42	34.80	14.00	27.80	7.75	17.76	17.05	13.90	17.32
9	15.47	36.01	32.46	40.20	29.23	22.60	26.54	6.50	17.71	25.50	8.25	20.02
10	17.29	38.14	29.31	41.00	30.64	23.50	26.00	7.65	17.91	24.83	7.15	21.25
11	18.00	33.08	27.23	42.22	31.00	22.05	27.56	7.00	17.90	24.84	4.70	21.96
12	16.66	29.74	25.10	40.73	31.34	21.88	25.92	7.26	17.60	23.71	4.25	21.40
13	17.04	29.53	26.02	40.65	31.41	22.76	25.70	6.46	18.28	26.16	4.25	21.27
14	17.17	29.47	26.50	40.85	31.80	23.38	25.55	7.00	19.42	23.00	4.24	21.56
15	17.55	30.20	26.23	41.52	32.23	22.22	26.43	7.29	20.65	20.92	4.25	21.81
16	17.45	30.17	24.60	42.30	32.83	24.53	26.61	7.85	19.57	20.77	4.25	20.82
17	17.85	29.95	24.40	42.02	33.32	24.26	26.54	8.30	20.50	22.43	4.25	21.04
18	17.98	30.00	23.20	41.13	33.10	24.35	25.97	7.63	20.36	23.62	4.25	21.90
19	17.07	31.00	23.53	37.43	32.66	23.88	24.35	8.45	20.64	21.12	3.84	22.51
20	18.97	30.05	21.04	35.45	32.45	25.15	22.86	9.20	21.38	23.00	3.56	23.77
21	20.40	29.48	21.71	34.70	32.50	26.17	21.88	8.80	22.74	23.92	3.56	24.15
22	19.56	21.62	23.35	36.00	32.87	24.14	22.70	9.00	24.64	25.02	3.70	25.23
23	28.30	31.70	24.00	36.05	31.96	25.78	22.65	8.38	25.12	23.84	3.60	25.92
24	27.90	29.74	17.65	50.44	41.00	20.84	9.33	7.72	23.76	22.90	3.43	26.72
% Total	21.24	29.50	25	37	33.25	20.25	22.87	8.40	21.33	33	7.17	20.70



El error total resulta del 20.7%, por lo que se analizan las desviaciones con el fin de añadir un valor continuo que minimice el error.

Para ello, se han estudiado las distintas distribuciones de la diferencia entre lo real y lo estimado con el fin de averiguar la potencia a añadir o a sumar para así minimizar el error.

A continuación se muestran algunas horas donde se observa tanto la normalidad en las desviaciones en ciertas horas, como las horas donde sí se han realizado los ajustes.

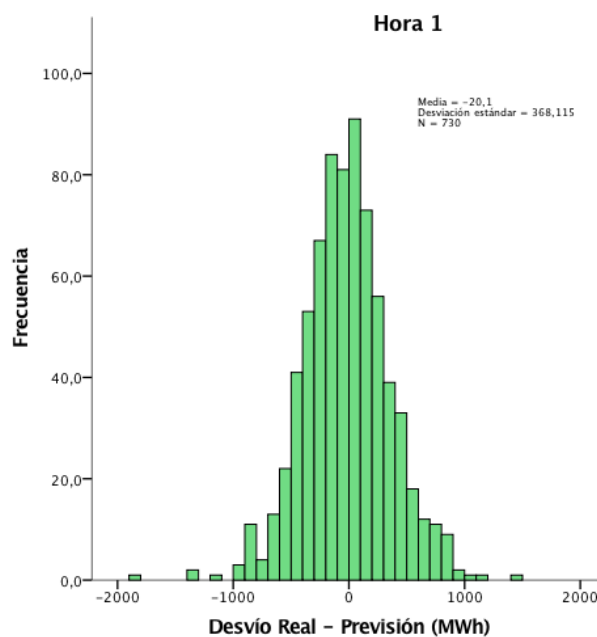


Figura 4.1.1 Ejemplo normalidad en la desviación

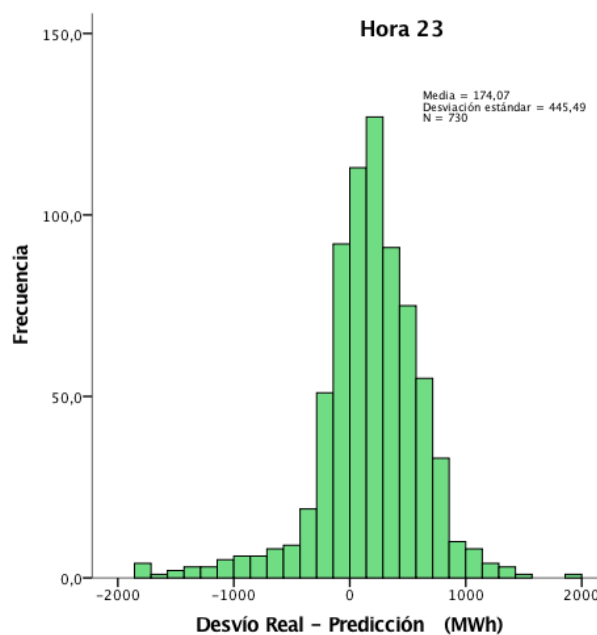


Figura 4.1.2 Ejemplo no normalidad en la desviación



Se observa como durante la mayoría de las horas , se produce una distribución aproximadamente normal y por tanto añadir o restar un término fijo de potencia solo aumentaría el error.

Para las horas en las que no se observa normalidad y estadísticamente se demuestra una mejora en el error se diseñan filtros adicionales para bajar el error.

Sin embargo, esta mejora en el error solo se ha traducido en un 0.02% y dado que el modelo se va a usar en 2016, se decide aplicar el filtro final ajustando con los datos disponibles del nuevo año y no a los años 2014 y 2015.

El error total resulta del **20.7%**



4.1. Análisis Error 2016

A continuación se estudia el error producido en el modelo para los datos disponibles del año 2016. En el momento de la publicación de este proyecto solo estaban disponibles los datos de restricciones técnicas de los primeros 5 meses del año, (Enero –Mayo),

Debido al elevado error inicial se decide aplicar un primer filtro a todas las horas restando 200 MWh a la estimación del modelo. Con ello **el error resulta del 16.90%**.

Hora	Error	Hora	Error
1	11.88	13	17.91
2	11.55	14	18.16
3	10.51	15	17.91
4	17.80	16	17.54
5	17.80	17	17.67
6	18.52	18	18.17
7	19.30	19	18.17
8	17.50	20	17.50
9	19.20	21	16.90
10	17.02	22	14.40
11	16.63	23	15.90
12	17.94	24	16.72

Tabla 4.1-1 Análisis error 2016



5. CONCLUSIONES





Tras realizar los distintos modelos el resultado final presento un error medio del 16.90% durante los meses de Enero a Junio de 2016. Este es el mínimo error que se ha podido conseguir con las variables disponibles.

Para obtener un estudio más exhaustivo se deberían tratar variables específicas de cada zona de estudio. Se deberían incluir variables zonales de temperatura y viento, las cuales no fueron posibles de obtener en este proyecto debido a que su escasez limitaba mucho el número de datos para analizar.

Además se debería incluir la demanda y los intercambios internacionales de cada zona mediante la realización de flujos de carga.

Por último, debido al cambio de legislación si existieran datos disponibles se recomienda empezar el registro a partir de Febrero de 2016.





6. ANEXO – CÓDIGO





```
% CODIGO PARTE B
%.....%
%.....%
clc
clear all

%.....%
%VARIABLES
%.....%

Hora=24;
PMD=29.4;
Estacion=2;
Dia_de_la_semana=7;
Demanda=24767;
Viento=5204;
BalanceFrancia=-2650;
ExportacionFrancia=0;
ImportacionFrancia=-2650;
BalanceMarruecos=400;
ExportacionMarruecos=400;
ImportacionMarruecos=0;
ExportacionPortugal=224;
ImportacionPortugal=0;
BalancePortugal=224;

%Signo Importación en negativo%

%.....%
%ZONA CATALUÑA APARICIÓN DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionCataluna.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end
end
```



```
%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(1)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*Viento + pari(4);
x(4)=pari(5)*BalanceFrancia + pari(6);
x(5)=pari(7)*ImportacionFrancia + pari(8);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=tanh(b+g(1));

Aparicion=paro(1)*c+paro(2);

if Aparicion>= 0.5

    AparicionZONACataluna=1;
end

if Aparicion< 0.5

    AparicionZONACataluna=0;
end

close all force
```



```
%.....%
% ZONA CATALU-A VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenCataluna.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(6)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(7)=pari(11)*Viento + pari(12);
x(8)=pari(13)*BalanceFrancia + pari(14);
x(9)=pari(15)*ExportacionFrancia + pari(16);
x(10)=pari(17)*ImportacionFrancia + pari(18);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
```



```
end

v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);
vol=m;

%FILTROS%

if Hora==1 || Hora==3 || Hora==4 || Hora==5 || Hora==6 || Hora==7

    vol=vol-25;
end

if Hora==11 || Hora==12 || Hora==13 || Hora==14 || Hora==19 || Hora==20

    vol=m-25;
end

if Hora==21 || Hora==23 || Hora==24

    vol=m-25;
end

if Hora==8

    vol=m-50;
end

if Hora==9

    vol=m+25;
end

if m<=100

    vol=vol+100

end
```



```
% Final%
Cataluna=vol*AparicionZONACataluna;
Cataluna=round(Cataluna)
close all force

%.....%
%ZONA LEVANTE APARICIÓN DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionLevante.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(6)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(7)=pari(11)*Viento + pari(12);
```



```
for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=tanh(b+g(1));

Aparicion=paro(1)*c+paro(2);

if Aparicion>= 0.5

    AparicionZONALevante=1;
end

if Aparicion< 0.5

    AparicionZONALevante=0;
end
close all force

%.....%
% ZONA LEVANTE VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenLevante.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer par·metros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));
```



```
%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(6)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(7)=pari(11)*Viento + pari(12);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);
```



```
Levante=m*AparicionZONALevante;

Levante=round(Levante)

close all force

%.....%
%ZONA NAVARRA-RIOJA APARICIÓN DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionNavarra.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(6)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(7)=pari(11)*Viento + pari(12);
```



```
x(8)=pari(13)*BalanceFrancia + pari(14);
x(9)=pari(15)*ExportacionFrancia + pari(16);
x(10)=pari(17)*ImportacionFrancia + pari(18);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=tanh(b+g(1));

Aparicion=paro(1)*c+paro(2);

if Aparicion>= 0.5

    AparicionZONANavarraRioja=1;
end

if Aparicion< 0.5

    AparicionZONANavarraRioja=0;
end

close all force

%.....%
% ZONA NAVARRA-RIOJA VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenNavarra.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);
```



```
%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*PMD + pari(2);
x(3)=pari(3)*Estacion + pari(4);
x(4)=pari(5)*Dia_de_la_semana + pari(6);
x(5)=pari(7)*Demanda + pari(8);
x(6)=pari(9)*BalanceFrancia + pari(10);
x(7)=pari(11)*ExportacionFrancia + pari(12);
x(8)=pari(13)*ImportacionFrancia + pari(14);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end

b=0;
```



```
for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);

NavarraRioja=AparicionZONANavarraRioja*m;

NavarraRioja=round(NavarraRioja)

close all force

%.....%
%ZONA LEVANTE SUR APARICI" N DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionLevanteSur.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end
```



%orden de las variables

```
modelo.var.Ent.Nombre;  
  
x(1)=1;  
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);  
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);  
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);  
x(5)=pari(7)*Demanda + pari(8);  
x(6)=pari(9)*Viento + pari(10);  
  
for i=1:nh  
    b=0;  
    for j=1:ni+1  
        z(j)=(w(i,j)*x(j));  
        f=sum(z(j));  
        b=b+z(j);  
    end  
    v(i)=tanh(b);  
end  
  
b=0;  
for j=2:nh+1  
    z(j)=(g(j)*v(j-1));  
    b=b+z(j);  
end  
c=tanh(b+g(1));  
  
Aparicion=paro(1)*c+paro(2);  
if Aparicion>= 0.5  
    AparicionZONALevanteSur=1;  
end  
if Aparicion< 0.5  
    AparicionZONALevanteSur=0;  
end  
close all force
```



```
%.....%
% ZONA LEVANTE SUR VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenLevanteSur.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*PMD + pari(2);
x(3)=pari(3)*Demanda + pari(4);
x(4)=pari(5)*Viento + pari(6);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end
```



```
b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);

LevanteSur=m*AparicionZONALevanteSur;

LevanteSur=round(LevanteSur)

close all force

%.....%
%ZONA PAIS VASCO APARICION DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionPVasco.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end
```



%orden de las variables

```
modelo.var.Ent.Nombre;  
  
x(1)=1;  
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);  
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);  
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);  
x(4)=pari(5)*Dia_de_la_semana + pari(6);  
x(5)=pari(7)*Demanda + pari(8);  
x(6)=pari(9)*Viento + pari(10);  
x(7)=pari(11)*BalanceFrancia + pari(12);  
x(8)=pari(13)*ImportacionFrancia + pari(14);  
x(9)=pari(15)*ExportacionFrancia + pari(16);  
  
for i=1:nh  
    b=0;  
    for j=1:ni+1  
  
        z(j)=(w(i,j)*x(j));  
        f=sum(z(j));  
        b=b+z(j);  
    end  
  
    v(i)=tanh(b);  
end  
  
b=0;  
  
for j=2:nh+1  
  
    z(j)=(g(j)*v(j-1));  
  
    b=b+z(j);  
end  
c=tanh(b+g(1));  
  
Aparicion=paro(1)*c+paro(2);  
  
if Aparicion>= 0.5  
    AparicionZONAPaisVasco=1;  
end  
  
if Aparicion< 0.5  
    AparicionZONAPaisVasco=0;  
end  
  
close all force
```



```
%.....%
% ZONA PAIS VASCO VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenPVasco.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Estacion + pari(2);
x(3)=pari(3)*Demanda + pari(4);
x(4)=pari(5)*BalanceFrancia + pari(6);
x(5)=pari(7)*ExportacionFrancia + pari(8);
x(6)=pari(9)*ImportacionFrancia + pari(10);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end
```



```
b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);

PaisVasco=m*AparicionZONAPaisVasco;

PaisVasco=round(PaisVasco)

close all force

%.....%
%ZONA  ANDALUCIA ORIENTAL APARICI'N DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionAOriental.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end
```



%orden de las variables

modelo.var.Ent.Nombre;

```
x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(4)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(5)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(6)=pari(11)*Viento + pari(12);
```

```
for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end
```

b=0;

```
for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=tanh(b+g(1));
```

Aparicion=paro(1)*c+paro(2);

if Aparicion>= 0.5

```
    AparicionZONAAndaluciaOriental=1;
end
```

if Aparicion< 0.5

```
    AparicionZONAAndaluciaOriental=0;
end
```

close all force



```
%.....%
% ZONA ANDALUCIA ORIENTAL VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenAOriental.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*PMD + pari(2);
x(3)=pari(3)*Estacion + pari(4);
x(4)=pari(5)*Demanda + pari(6);
x(5)=pari(7)*Viento + pari(8);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end

b=0;
```



```
for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);
AndaluciaOriental=m*AparicionZONAAndaluciaOriental;
AndaluciaOriental=round(AndaluciaOriental)

%.....%
%ZONA GIBRALTAR APARICI'N DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionGibraltar.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;
```



```
x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(4)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(5)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(6)=pari(11)*Viento + pari(12);
x(7)=pari(13)*BalanceFrancia + pari(14);
x(8)=pari(15)*ExportacionMarruecos + pari(16);
x(9)=pari(17)*ImportacionMarruecos + pari(18);
```

```
for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end
```

```
    v(i)=tanh(b);
end
```

```
b=0;
```

```
for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=tanh(b+g(1));
```

```
Aparicion=paro(1)*c+paro(2);
```

```
if Aparicion>= 0.5
```

```
    AparicionZONAGibraltar=1;
end
```

```
if Aparicion<= 0.5
```

```
    AparicionZONAGibraltar=0;
end
```

```
close all force
```



```
%.....%
% ZONA GIBRALTAR VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenGibraltar.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Demanda + pari(8);
x(6)=pari(9)*BalanceMarruecos + pari(10);
x(7)=pari(11)*ExportacionMarruecos + pari(12);
x(8)=pari(13)*ImportacionMarruecos + pari(14);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end
end
```



```
v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);

Gibraltar=m*AparicionZONAGibraltar;

Gibraltar=round(Gibraltar)

close all force

%.....%
%ZONA HUELVA APARICI" N DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionHuelva.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end
```



```
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(4)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(5)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(6)=pari(11)*Viento + pari(12);
x(7)=pari(13)*BalanceFrancia + pari(14);
x(8)=pari(15)*ImportacionMarruecos + pari(16);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=tanh(b+g(1));

Aparicion=paro(1)*c+paro(2);

if Aparicion>= 0.5

    AparicionZONAHuelva=1;
end

if Aparicion< 0.5

    AparicionZONAHuelva=0;
end
close all force
```



```
%.....%
% ZONA HUELVA VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenHuelva.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(6)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(7)=pari(11)*Viento + pari(12);
x(8)=pari(13)*BalancePortugal + pari(14);
x(9)=pari(15)*ExportacionPortugal + pari(16);
x(10)=pari(17)*ImportacionPortugal + pari(18);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end
end
```



```
end

v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);

Huelva=AparicionZONAHuelva*m;

Huelva=round(Huelva)

close all force

%.....%
%ZONA ASTURIAS APARICION DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionAsturias.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end
end
```



```
%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(1)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(6)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(7)=pari(11)*Viento + pari(12);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=tanh(b+g(1));

Aparicion=paro(1)*c+paro(2);

if Aparicion>= 0.5

    AparicionAsturias=1;
end

if Aparicion< 0.5

    AparicionAsturias=0;

end

close all force
```



```
%.....%
% ZONA ASTURIAS VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenAsturias.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*Estacion + pari(4);
x(4)=pari(5)*Demanda + pari(6);
x(5)=pari(7)*Viento + pari(8);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end
```



```
b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);

Asturias=m*AparicionAsturias;
Asturias=round(Asturias)
close all force

%.....%
%ZONA CENTRO APARICI" N DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionCentro.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end
```



%orden de las variables

```
modelo.var.Ent.Nombre;  
  
x(1)=1;  
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);  
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);  
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);  
x(5)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);  
x(6)=pari(9)*Demanda + pari(10);  
x(7)=pari(11)*Viento + pari(12);  
  
for i=1:nh  
    b=0;  
    for j=1:ni+1  
        z(j)=(w(i,j)*x(j));  
        f=sum(z(j));  
        b=b+z(j);  
    end  
    v(i)=tanh(b);  
end  
  
b=0;  
  
for j=2:nh+1  
    z(j)=(g(j)*v(j-1));  
    b=b+z(j);  
end  
c=tanh(b+g(1));  
  
Aparicion=paro(1)*c+paro(2);  
  
if Aparicion>= 0.5  
    AparicionCentro=1;  
end  
  
if Aparicion<= 0.5  
    AparicionCentro=0;  
end  
  
close all force
```



```
%.....%
% ZONA CENTRO VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenCentro.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Demanda + pari(8);
x(6)=pari(9)*Viento + pari(10);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end
```



```
b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);

Centro=m*AparicionCentro;

Centro=round(Centro)

close all force

%.....%
%ZONA GALICIA APARICIÓN DE RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/AparicionGalicia.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end
```



```
%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora + pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Dia_de_la_semana + pari(8);
x(6)=pari(9)*Demanda + pari(10);
x(7)=pari(11)*Viento + pari(12);
x(8)=pari(11)*ExportacionPortugal + pari(12);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end

    v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=tanh(b+g(1));

Aparicion=paro(1)*c+paro(2);

if Aparicion>= 0.5
    AparicionGalicia=1;
end

if Aparicion<= 0.5
    AparicionGalicia=0;
end

close all force
```



```
%.....%
% ZONA GALICIA VOLUMEN RESTRICCIONES
%.....%

uiopen('/Users/Andy/Desktop/MODELOS/VolumenGalicia.fig',1);
modelo=get(gcf,'userdata');
%leer estructura
st=str2num(cell2mat(modelo.pesos(2)));
ni=st(1);
nh=st(2);
no=st(3);

%leer parámetros de escalado
pari=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5:5+ni-1)));
paro=str2num(cell2mat(modelo.pesos(5+ni+1:5+ni+1+no-1)));

%pesos de neuronas ocultas w[nh x 1+ ni]
%cada fila de w son los pesos de una neurona.
l=5+ni+1+no+1;
for i=1:nh
    for j=0:ni
        l=l+1;
        w(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%pesos de neurona de salida
for i=1:no
    for j=0:nh
        l=l+1;
        g(i,j+1)=str2num(cell2mat(modelo.pesos(l)));
    end
    l=l+1;
end

%orden de las variables
modelo.var.Ent.Nombre;

x(1)=1;
x(2)=pari(1)*Hora+ pari(2);
x(3)=pari(3)*PMD + pari(4);
x(4)=pari(5)*Estacion + pari(6);
x(5)=pari(7)*Demanda + pari(8);
x(6)=pari(9)*Viento + pari(10);
x(7)=pari(11)*BalancePortugal + pari(12);
x(8)=pari(13)*ExportacionPortugal + pari(14);
x(9)=pari(15)*ImportacionPortugal + pari(16);

for i=1:nh
    b=0;
    for j=1:ni+1

        z(j)=(w(i,j)*x(j));
        f=sum(z(j));
        b=b+z(j);
    end
end
```



```
v(i)=tanh(b);
end

b=0;

for j=2:nh+1

    z(j)=(g(j)*v(j-1));

    b=b+z(j);
end
c=b+g(1);

m=paro(1)*c+paro(2);

Galicia=AparicionGalicia*m;

Galicia=round(Galicia)

close all force

%.....%
% ESTUDIO RT TOTALES
%.....%

Total=Cataluna+Levante+NavarraRioja+LevanteSur+PaisVasco+AndaluciaOriental+
Gibraltar+Huelva+Asturias+Centro+Galicia;

Total=Total-200;
Total=round(Total)
```



