

PREDICCIÓN DE CARGA ELÉCTRICA APLICANDO TECNOLOGÍA DE REDES NEURONALES Y AJUSTES MULTIDIMENSIONALES ADAPTATIVOS.

*Rodríguez Montequín, T.; Menéndez Fernández, C.;
Villanueva Balsera, J. ; De Cos Juez, J.
Universidad de Oviedo*

Resumen

La liberalización del mercado eléctrico ha generado la necesidad de conocer con exactitud el consumo previsible en un tiempo relativamente cercano, con el fin de ofertar precios lo más ajustados posibles a ésta demanda y planificar las producciones de cada uno de los centros. Es además un factor esencial a la hora de valorar inversiones en nuevos proyectos como los de cogeneración. Desafortunadamente el problema de la predicción de la carga eléctrica posee una gran complejidad puesto que depende no linealmente de diversos factores algunos de los cuales son desconocidos (temperatura, desarrollo económico de la región) y que por lo tanto deben a su vez ser estimados.

En esta comunicación se presenta la aproximación a la resolución del problema mediante el desarrollo de un método híbrido basado en la descomposición de la carga eléctrica en función de las diferentes variables de influencia y la aplicación de diferentes tecnologías inteligentes (redes neuronales no supervisadas, técnicas de ajuste adaptativas, splines y técnicas basadas en casos).

El modelo híbrido desarrollado ha sido aplicado exitosamente a la predicción de la demanda de carga máxima diaria en la región de Eslovaquia. La metodología desarrollada puede sin embargo ser adaptada fácilmente a cualquier otra región geográfica.

Introducción

La política energética de los países industrializados durante la última década se ha dirigido hacia un aprovechamiento eficiente de la energía, satisfaciendo las necesidades de energía requeridas con un menor coste. El uso eficiente de la energía implica además de un menor coste económico, un menor impacto medioambiental reduciendo las emisiones atmosféricas.

Desafortunadamente el problema de la predicción de la carga eléctrica posee una gran complejidad puesto que depende no linealmente de diversos factores algunos de los cuales son desconocidos (temperatura, desarrollo económico de la región) y que por lo tanto deben a su vez ser estimados. La dificultad que supone la predicción de los factores meteorológicos limita la aplicación de los modelos a un corto espacio temporal. Además durante la modelización del problema deben de ser

considerados los factores estacionales y locales, causados por ejemplo por la presencia de días festivos.

Para el desarrollo del trabajo que se presenta en esta comunicación, se dispone de datos correspondientes a la medida en intervalos de media hora, de la demanda de carga eléctrica de Eslovaquia durante los años 1997 y 1998, así como de la temperatura media diaria durante los años 1995-1998. Con estos datos, el objetivo consiste en crear un modelo capaz de predecir la demanda máxima de carga diaria durante el mes de enero de 1999 (31 datos).

Dado el limitado número de datos disponibles para la modelización de la carga eléctrica, tanto desde un punto de vista espacial como temporal, las posibles metodologías a utilizar se vieron fuertemente condicionadas. Tras realizar un análisis del problema y de los datos disponibles el equipo investigador optó por desarrollar una aproximación a la resolución del problema realizando una descomposición de la carga eléctrica en función de las diferentes variables de influencia y la aplicación de diferentes tecnologías inteligentes.

Descomposición de la carga eléctrica

El consumo de energía viene determinado por la existencia de diferentes factores medioambientales, socioeconómicos y temporales. La consideración de estos factores se ha visto condicionada por la escasa información disponible para la resolución del problema, siendo necesario la consideración únicamente de los factores más importantes. Durante este trabajo para la descomposición de la carga eléctrica se han considerado los siguientes efectos:

Temperatura

La meteorología y factores medioambientales (temperatura, humedad relativa, velocidad del viento etc.) tienen un impacto significativo en el consumo de electricidad, siendo la temperatura la variable más relevante en este proceso.

Los estudios realizados mediante análisis de correlación y varianzas sobre los datos disponibles del periodo 1997-98, muestran importantes diferencias en el consumo eléctrico en función de las variaciones de temperatura. Estos resultados conducen a la necesidad del desarrollo de un modelo que proporcione una buena aproximación de la temperatura.

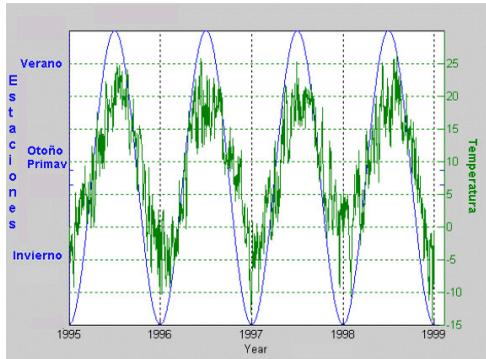


Figura 1: Evolución de la temperatura durante los cuatro años previos.

La representación gráfica de las temperaturas medias diarias versus tiempo, muestra el comportamiento estacional de la temperatura, así como una gran variabilidad de temperaturas medias diarias durante los meses de enero y diciembre con cambios bruscos de temperatura. Además se puede observar un ligero efecto de calentamiento (para las temperaturas mínimas) desde el año 1995 al año 1997. Este efecto se acentúa especialmente en el invierno de 1997, presentando los meses de diciembre de 1997 y enero de 1998 temperaturas muy superiores (del orden de 5°C) a las temperaturas de los inviernos previos. Este efecto se atenúa durante el mes de diciembre de 1998. Esta información parece indicar que el invierno de 1997 ha sido un año especialmente cálido en la región de estudio, afectando a la construcción del modelo de predicción de temperaturas en dos niveles:

1. La predicción de la temperatura de enero de 1999, a partir de la temperatura del periodo 1995-98 puede ser excesivamente alta, siendo este efecto más pronunciado durante la primera quincena del mes.
2. La demanda de energía durante el mes de enero de 1998 se ha visto afectada por las altas temperaturas, siendo probablemente menor del valor esperado. Este hecho introduce una alteración en la corta serie temporal de consumo eléctrico.

Debido a estos resultados se tomaron las siguientes decisiones:

- Evitar el uso de análisis de series temporales basadas en enero de 1998.
- Realizar la modelización de la temperatura utilizando interpolación lineal a trozos cuyos nodos de control vienen dados por la temperatura del 31 de diciembre del 98 para la estimación del 1 de enero del 99, la temperatura media de los meses de enero del 95 al 98 para la temperatura del 15 de enero del 99 y por último

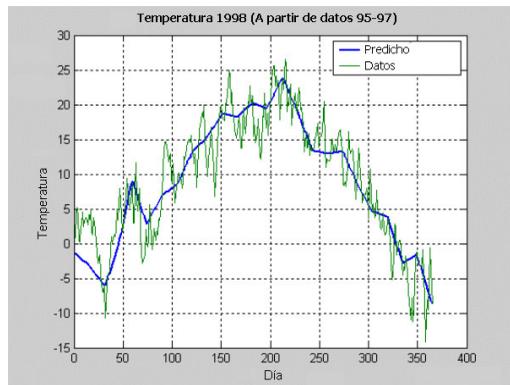


Figura 2: Aplicación de la predicción de interpolación de temperatura al año 1998

utilizar la temperatura media de la segunda quincena del mes de enero (1995-98) y la temperatura media de la primera quincena del mes de febrero (1995-98) para la aproximación del 31 de enero del 99.

Efecto del día de la semana

Existe una relación periódica, de periodo 7 días, de la demanda de la carga eléctrica que se corresponde con el día de la semana y que es independiente del mes. Así, se

observa la caída de la demanda los sábados y domingos, siendo los domingos los días con menor demanda. Además, la demanda de los lunes es sistemáticamente inferior a la de los otros días laborables, debido a la inercia producida por el fin de semana. Los viernes son el día en el que la demanda eléctrica es mayor, y la demanda para los martes, miércoles y jueves es muy similar, siendo difícil de diferenciar estos tres días entre sí únicamente en función de la carga eléctrica.

Los primeros análisis realizados, se enfocaron en determinar si el ciclo se repite en cada semana con características similares, es decir, si la forma de la curva del consumo es similar cada semana a lo largo del año. En este caso la predicción de un día de la semana puede ser suficiente para determinar la predicción extendiendo el principal valor obtenido de forma acorde al patrón semanal de consumo.

Debido a que se detectaron importantes diferencias en los patrones semanales, no correspondidos con variaciones temporales de los meses, se decidió utilizar redes neuronales no supervisadas para encontrar las relaciones entre los patrones.

Con estos resultados se decidió utilizar un patrón homogéneo para la predicción semanal de los valores y predecir únicamente un día de la semana (Lunes).

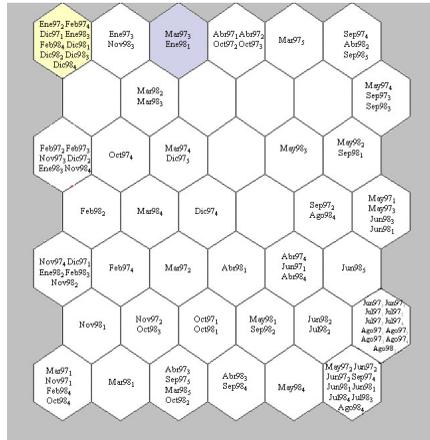


Figura 3: SOM de los patrones de consumo semanales. Se observa como se agrupan en función de meses, pero existe cierta dispersión debida a las temperaturas.

Efecto del mes

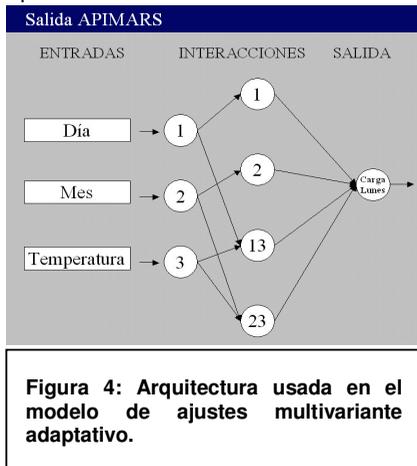
La influencia del mes sobre la demanda eléctrica es debido a diferentes factores, entre los que se encuentra el efecto de la temperatura estudiado previamente, pero también se encuentran el número de horas de luz, los periodos vacacionales etc.

Este efecto se introdujo en el modelo considerando dos variables periódicas correspondientes al día y mes (con periodo 365 y 12 respectivamente). Así, realizando esta transformación se introduce continuidad entre los meses de diciembre de 1997 y enero de 1998.

Diferentes técnicas y algoritmos de predicción con diferentes topologías y parametrizaciones fueron probados para la construcción del modelo de predicción de la carga eléctrica máxima los lunes (la predicción para el resto de los días de la semana se construye aplicando el patrón semanal correspondiente obtenido con la red SOM).

Finalmente, el modelo fue construido utilizando técnicas adaptativas de ajuste mediante la aplicación de una modificación (APIMARS), realizada por el equipo de investigación del algoritmo MARS desarrollado por Friedman en 1991.

Las variables introducidas en el modelo final fueron: día del año (introducida mediante una transformación de senos y cosenos que la transforma en una variable periódica de periodo 365), mes del año (introducido mediante una transformación que convierte a la variable en periódica de periodo 12) y temperatura (estimada mediante la interpolación lineal a trozos ya explicada anteriormente). El modelo final creado por el algoritmo consiste en un ajuste a trozos mediante splines cúbicos, formado por 4 funciones base y con la posibilidad de interacciones entre el día del año y el mes, y entre el mes y la temperatura.



Efecto de días festivos y vacaciones

La demanda eléctrica decae en los días festivos que se celebran de lunes a viernes, viéndose además afectados los días siguientes a la fiesta, así como los puentes. Este efecto resulta especialmente relevante durante los meses de Diciembre/Enero, donde existen varios días festivos consecutivos y los días laborables se ven afectados por las vacaciones de navidad. Los días festivos en Eslovaquia durante el mes de enero son el 1 de enero (Viernes) y el 6 de enero (Miércoles).

Debido al escaso número de datos correspondientes a días festivos disponibles, se tomó la decisión de

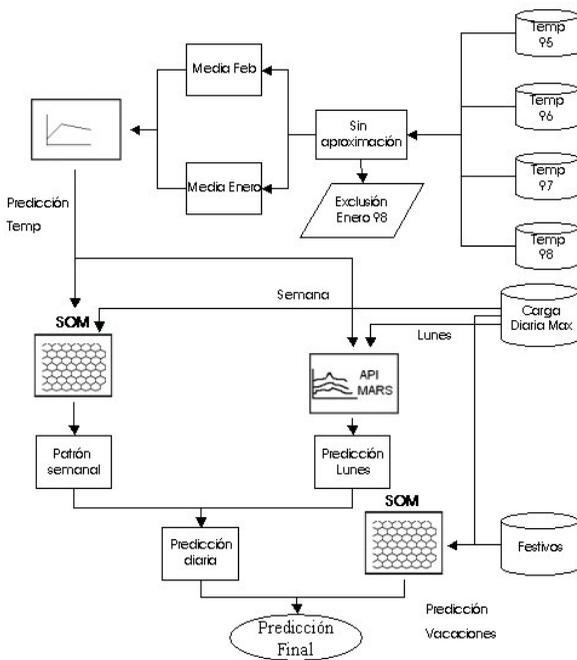


Figura 5: Configuración final del modelo

introducir el efecto de los días festivos mediante una técnica basada en casos modificando los valores predichos por el modelo para días laborables. Así se consideró la demanda durante un día festivo similar a la demanda durante el domingo previo, y se utilizó una red SOM para predecir el valor de la demanda el día previo a la fiesta y el día posterior a la fiesta determinando un patrón de comportamiento.

Resultados

La configuración final del modelo híbrido desarrollado consta de los siguientes pasos:

1. Determinación de la evolución de la temperatura en enero de 1999 mediante una interpolación lineal a trozos, determinada por la temperatura del 31 de diciembre, la media de temperaturas del mes de enero en el periodo 95-98 y la media de temperaturas de febrero 95-98
2. Determinación de la carga básica del 1 de enero con el modelo generado por APIMARS.
3. Extensión de la predicción para la semana hasta el 7 de enero con el patrón semanal identificado con la red SOM
4. Determinación de la carga máxima del resto de lunes de enero con APIMARS
5. Extensión de la predicción para el resto de los días de la semana (hasta el 31 de enero) con los patrones identificados con la red SOM.
6. Introducción de una compensación para los días festivos 1 y 6, acorde a los valores predichos para los anteriores domingos.
7. Compensación de los días previos y posteriores al 6 de enero con el uso de la red SOM entrenada para semanas con días festivos.

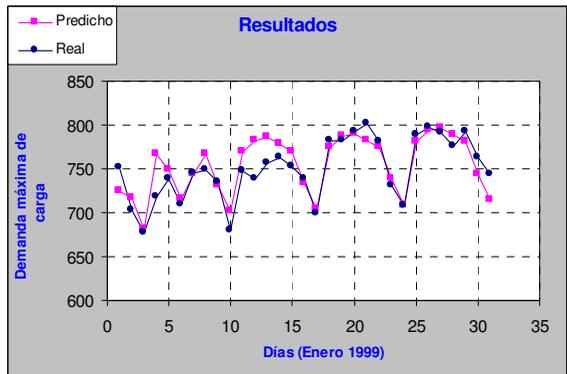


Figura 6: Comparación de resultados reales frente a resultados predichos en enero.

Los resultados obtenidos con el modelo de predicción para el mes de enero, muestran que los datos predichos se ajustan bien a los datos reales, para todo el mes de enero excepto para la segunda semana, donde el efecto de inercia de las

vacaciones unido a unas temperaturas excesivamente altas para las fechas, ocasionó una demanda inferior a la predicha por el modelo.

Conclusiones

En esta comunicación se presenta una aproximación alternativa a la predicción de la carga eléctrica mediante el uso de diversas técnicas inteligentes. El limitado número de datos e información disponible para la resolución del problema condicionó la tecnología utilizada así como los resultados obtenidos. Así aunque los resultados obtenidos se pueden considerar satisfactorios, el equipo de investigación considera que la adquisición de datos durante un mayor periodo de tiempo, así como la consideración de información adicional (desarrollo económico de la región) afinaría los resultados del modelo.

Aunque el modelo ha sido aplicado en el entorno geográfico de Eslovaquia, la metodología y configuración del modelo pueden ser fácilmente extensibles a otras regiones geográficas. Para ello, únicamente sería necesario la adquisición de datos de la región de interés y la adaptación de los pesos y patrones a los nuevos datos.

Referencias

- [Fri91] Friedman, J. H.: "Multivariate adaptive regression splines. The Annals of Statistics", Vol. 19, Nº 1, 1-141, 1991.
- [Rui95] Rui, Y.; El-Keib, A.A: "A review of ANN-based short-term load forecasting models". Proceedings of the 27th Southeastern Symposium on System Theory, 1995.
- [Val00] Valenzuela, J., M. Mazumdar, and A. Kapoor: "Influence of Temperature and Load Forecast Uncertainty on Estimates of Power Generation Production Costs," IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, pp. 668-674, 2000.