

Trabajo Fin de Máster

**Criterios de dimensionamiento de sistemas
de generación híbridos renovables para
consumos eléctricos domésticos.**

Autor

Francisco José Martín Flores

Director

Ángel Antonio Bayod Rújula

Universidad de Zaragoza - Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética

2016

TÍTULO DEL PROYECTO

Criterios de dimensionamiento de sistemas de generación híbridos renovables para consumos eléctricos domésticos.

RESUMEN

El objetivo de este proyecto es analizar la influencia de la incursión de pequeños sistemas de generación de energía eléctrica (paneles solares (FV) y mini eólica (ME)) y de almacenamiento de la misma (SAE) y ver su interacción con la red en el caso de consumos domésticos.

Se ha tomado como modelo el perfil de consumo eléctrico doméstico para 2014, publicado en el BOE y mediante la distribución estadística de Weibull y el consumo anual real de una familia residente en Zaragoza, se ha conseguido un perfil de consumo horario anual ajustado a la realidad.

Los datos de generación solar y mini eólica han sido obtenidos de instalaciones en funcionamiento en Aragón y junto con el dato de consumo obtenido mediante la Weibull, son entradas para el modelo del sistema implementado en Visual Basic.

Para implementar el sistema se han considerado diferentes combinaciones y tamaños de FV, ME y de SAE y se ha simulado para periodos horario a lo largo de un año natural.

Se ha realizado el análisis desde dos criterios, el primero de ellos la prioridad es siempre alimentar la carga con la energía generada y en el segundo la prioridad es usar la energía generada y almacenada en el SAE para evitar los picos de consumo.

Se analizarán ambos con diferentes criterios y se obtendrán conclusiones para el dimensionamiento del sistema y conseguir disminuir parámetros como las pérdidas en la red, los picos de consumo y la energía absorbida.

Índice

| | |
|---|----|
| Índice de Figuras..... | 1 |
| Índice de tablas..... | 1 |
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 2. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA..... | 4 |
| 2.1. Caso básico..... | 4 |
| 2.2. Peak shaving..... | 4 |
| 2.3. Parámetros del sistema..... | 5 |
| 2.3.1. Producción de energía..... | 5 |
| 2.3.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía..... | 6 |
| 2.3.3. Balance de energía..... | 6 |
| 2.3.4. Parámetros para definir el sistema..... | 7 |
| 3. APLICACIÓN PRÁCTICA..... | 9 |
| 4. ESTUDIO DE LOS RESULTADOS..... | 10 |
| 4.1. Caso básico..... | 10 |
| 4.2. Peak Shaving..... | 18 |
| 5. CONCLUSIONES..... | 24 |
| 5.1. Caso básico..... | 24 |
| 5.2. Peak Shaving..... | 25 |
| 5.3. Conclusión global..... | 26 |
| 6. BIBLIOGRAFÍA..... | 27 |
| ANEXO I. CÁLCULO DEL PERFIL DE LA DEMANDA..... | 29 |
| ANEXO II. MÉTODOS MATEMÁTICOS EMPLEADOS..... | 37 |
| 1. Método de máxima verosimilitud..... | 37 |
| 2. Estimación de los parámetros de la Distribución de Weibull..... | 37 |
| 3. Método de la bisección..... | 40 |
| 4. Aplicación a la distribución de Weibull..... | 42 |
| 5. Estimación del consumo a partir de la Weibull obtenida..... | 43 |

Índice de Figuras

| | |
|--|----|
| FIGURA 1. Energía consumida Invierno..... | 9 |
| FIGURA 2. Energía consumida Verano..... | 9 |
| FIGURA 3. Combinaciones para satisfacer la demanda..... | 10 |
| FIGURA 4. Pérdidas en la red en función del factor de producción..... | 11 |
| FIGURA 5. Energía absorbida por el sistema sin batería..... | 12 |
| FIGURA 6. Energía Inyectada por el sistema sin batería..... | 12 |
| FIGURA 7. Pérdidas en la red..... | 12 |
| FIGURA 8. Energía Intercambiada con la Red..... | 13 |
| FIGURA 9. Efecto de la incorporación de batería en la EAE..... | 14 |
| FIGURA 10. Pérdidas en la red en función de la batería..... | 14 |
| FIGURA 11. energía Intercambiada con la red en función del tamaño de la batería..... | 15 |
| FIGURA 12. Intercambio con la red con tope..... | 15 |
| FIGURA 13. Pérdida de energía..... | 16 |
| FIGURA 14. Energía Absorbida, Caso sin inyección..... | 16 |
| FIGURA 15. Energía perdida en función del tamaño de la batería..... | 17 |
| FIGURA 16. Energía absorbida de la red..... | 17 |
| FIGURA 17. Pérdidas en la red..... | 18 |
| FIGURA 18. Pico de Energía Con sistema Puro eólico..... | 19 |
| FIGURA 19. Pico de energía con sistema puro fotovoltaico..... | 19 |
| FIGURA 20. Energía absorbida de la red..... | 20 |
| FIGURA 21. pérdidas en la red (con inyección)..... | 21 |
| FIGURA 22. Pérdidas en la red (sin inyección)..... | 21 |
| FIGURA 23. Energía perdida (con inyección)..... | 22 |
| FIGURA 24. Energía perdida (Sin inyección)..... | 22 |
| FIGURA 25. Intercambio de energía, con inyección..... | 23 |
| FIGURA 26. Intercambio de energía, sin inyección..... | 23 |
| FIGURA 27. Perfil de consumo en un día de invierno laborable..... | 30 |
| FIGURA 28, perfil de consumo en un día no laborable de invierno..... | 30 |
| FIGURA 29. perfil de consumo en un día de verano laborable..... | 31 |
| FIGURA 30. perfil de consumo en un día de verano no laborable..... | 31 |
| FIGURA 31. Perfil día invierno laborable estimado con la weibull..... | 33 |
| FIGURA 32. Perfil día invierno no laborable estimado con la weibull..... | 34 |
| FIGURA 33. Perfil día invierno noverano laborable estimado con la weibull..... | 34 |
| FIGURA 34. Perfil día invierno noverano no laborable estimado con la weibull..... | 34 |
| FIGURA 35. Perfil medio día invierno laborable estimado con la weibull..... | 35 |
| FIGURA 36. Perfil medio día invierno no laborable estimado con la weibull..... | 35 |
| FIGURA 37. Perfil medio día Verano laborable estimado con la weibull..... | 36 |
| FIGURA 38. Perfil medio día verano no laborable estimado con la weibull..... | 36 |
| FIGURA 39. Ejemplo de función que incluye paso por 0..... | 41 |
| FIGURA 40. Gráfica que representa a la Ecuación 29..... | 43 |

Índice de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Perfil de la demanda..... | 29 |
| Tabla 2. Parámetros de la weibull para lods diferentes escenarios | 32 |

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, en referencia a la producción de energía eléctrica, uno de los mayores retos es conseguir la implantación de los sistemas de energía renovable (SER), con el objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y evitar los efectos de calentamiento global. Es este aspecto la mini eólica (ME) y la fotovoltaica (FV) cobran una gran importancia, sobre todo aplicadas a consumos eléctricos domésticos.

Este tipo de sistemas puede usarse o bien de forma aislada o bien conectados a la red eléctrica. En este segundo caso se consigue que la energía producida en exceso pueda ser usada por otros consumidores cercanos, con lo que, en teoría, se disminuyen las pérdidas en la red eléctrica. Además se consigue la reducción de gases que provocan efecto invernadero. En el caso de sistemas conectados a la red, otro punto de vista de interés es la reducción de la demanda de energía a la red y también la reducción del pico de la misma. Para la reducción del pico de consumo eléctrico, sistemas fotovoltaicos son los más adecuados debido a una mayor coincidencia entre los picos de generación y los picos de carga que en el caso de la energía eólica [1].

Por otro lado, muchos gobiernos europeos como los de Alemania, Italia y Francia, reconocen la necesidad y la importancia de implantar SER en los hogares, dado a que se consiguen ventajas como la disminución de las pérdidas por efecto Joule en la red eléctrica. Con el objetivo de promover la instalación de este tipo de sistemas, ofrecen incentivos para la instalación y unas mejores tarifas para maximizar el autoconsumo promoviendo la instalación de SER por parte tanto de consumidores particulares como industriales [2] y [3]. En general el uso de SER está fomentado e incentivado por los gobiernos de los diferentes países, debido los beneficios mencionados. En España la situación es bastante diferente ya que existen peajes de acceso a la red y costes del sistema, la energía sobrante inyectada a la red no será retribuida y además el uso de SAE es gravado y sólo se puede usar en sistemas no conectados a la red [4]. A pesar de que actualmente la legislación española no es favorable para la instalación de este tipo de sistemas y que desde el punto de vista económico no se conseguiría la amortización del precio de la instalación, en este estudio sólo se abordará la instalación teniendo únicamente en cuenta factures técnicos y no económicos o legislativos.

Aunque este tipo de sistemas también tiene sus inconvenientes, en especial para la red eléctrica, en el caso de sistemas conectados a la red y que tengan la posibilidad de entregar energía a la misma. El mayor problema reside en la gran variabilidad en la producción en los sistemas de generación tanto fotovoltaicos como eólicos y la dificultad para su predicción. Esto hace que sea difícil para el operador de la red conocer qué tipo de interacción se va a producir en cada momento entre el consumidor (si disponen de este tipo de sistemas y se le permite entregar energía a la red) dado que se podrá comportar como consumidor o generador y dependerá de la carga y de la energía que se genere en cada momento mediante el sistema de producción renovable [5] y [6]. Además de la mencionada variabilidad de la generación, la demanda también es variable lo que añade más complejidad al sistema. Esta variabilidad de la demanda también puede resultar difícil de predecir [7]. Una forma de mejorar estos inconvenientes es mediante el uso de sistemas de generación híbridos mezclando la fotovoltaica con la eólica. Con estos sistemas híbridos se puede conseguir mejorar la eficiencia, entre otras cosas, porque dichas energías se complementan muy bien dado que en invierno suele ser una estación con bastante recurso eólico, con lo que esto

complementaría a la energía fotovoltaica en los momentos en los que hay menor radiación solar. Por otra parte durante los meses de verano el recurso eólico es bastante más escaso, pero la energía solar se incrementa de forma considerable, con lo que vuelve a producirse el efecto de complementariedad. Con este tipo de sistemas híbridos se consigue disminuir el inconveniente de la variabilidad y del no poder predecir la generación [8]. Hay que tener en cuenta, por otro lado, que la combinación de sistemas fotovoltaicos y eólicos aumenta la complejidad de los mismos si se compara con el uso de cada uno de ellos de forma independiente, con lo que esto ha de ser tomado en cuenta de cara a su aplicación. Los sistemas híbridos son más complicados de analizar [9].

Para resolver este problema de no poder predecir la energía procedente de fuentes renovable, se hace necesaria la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE). En el caso de tener un sistema híbrido solar-eólico, y debido a la que al combinarse, la estacionalidad de la producción se reduce, los SAE necesarios son de menor capacidad que para sistemas únicamente solares o eólicos [10] y [11].

En el caso que se analiza, el sistema se encuentra conectado a la red, lo que permite disminuir de forma considerable el tamaño de la batería con respecto al caso de diseños para aplicaciones aisladas de la misma, El introducir SAE mejora la eficacia del sistema, permitiendo usar la energía que se genera en exceso y pasando a ser usada cuando es necesaria, con esto se consigue un mejor uso de las fuentes de energía renovables (FER) añadiendo una flexibilidad al sistema que en el caso de ser sistemas sin baterías no se tiene. Esta flexibilidad que se consigue con la incursión de las baterías lo que puede tener gran valor para las redes eléctricas del futuro ya que se puede contribuir directamente a disminuir los picos en los consumos ya que el sistema almacenaría energía en los momentos valle y dicha energía sería liberada en los picos de demanda, consiguiendo rebajar los picos de la misma y mejorando el funcionamiento de la red. Con esta forma de funcionar, que la energía generada por las FER en los momentos valle, en el cual tiene poco valor, pueda ser liberada durante el pico de demanda con un valor mucho mayor. Esto se debe a las fluctuaciones en el precio de la energía eléctrica, ya que normalmente en el mercado eléctrico los precios son mayores en los momentos de pico de demanda [12]. Por otro lado, es muy conveniente conseguir reducir los picos de demanda, ya que debido a estos picos tanto la generación como la transmisión y la distribución de energía eléctrica queda sobredimensionada por el hecho de tener que satisfacer dichos picos de consumo. Con el sistema descrito en el que se almacena la energía en los momentos en los que la demanda es más baja y libera dicha energía en los momentos pico, se consigue evitar la necesidad de comprar electricidad cuando la demanda es más alta y por tanto el precio también. Si se consigue evitar comprar energía para satisfacer los momentos de pico de consumo, se puede reducir la potencia contratada por el consumidor, con lo que la potencia contratada baja y por lo tanto se consigue una importante rebaja en la factura eléctrica. Esta técnica se denomina peak shaving (recorte de picos) y es ir un paso más allá en los sistemas con FER contados a la red [13]. Con el uso de baterías, además de reducir los picos, se consiguen reducir las pérdidas provocadas por la interacción con la red y al hacer de esta generación en principio impredecible en una relativamente programada se puede aumentar considerablemente la cantidad de sistemas de generación distribuida conectados a la red, ya que la inestabilidad que generar es bastante menos que para el caso en el que no se dispone de SAE [14].

En referencia a la integración de la generación distribuida mediante el aprovechamiento de FER, se han desarrollado una gran cantidad de estrategias, como por ejemplo patrones de comunicación para elegir el momento en el que se debe entregar energía

que dicha energía pueda ser entregada a la red de forma que el operador de la misma en los momentos en el que sea permitido por el operador de la red, evitando los problemas de inestabilidad que se podrían generar en otro caso. Aunque el proceso de transición hacia una red inteligente en la que se integre la generación distribuida se está llevando a cabo de una forma muy lenta debido principalmente a los costes que supondría y a la reticencia de las compañías eléctricas a este nuevo modelo de red, por ello hay que tratar de maximizar la aportación de las FER pero a la vez disminuyendo todo lo posible la aportación de estas a la red eléctrica [15]. Por lo expuesto tiene una gran importancia analizar los efectos de añadir generación distribuida a la red eléctrica y para ello habrá que analizar diferentes criterios para la gestión de dicha energía así como tomar parámetros para dimensionar la instalaciones de la forma más óptima y teniendo en cuenta factores que afectan directamente a la red como serían las pérdidas en la red, los picos de potencia tanto absorbidos como inyectados en la red y el tamaño de la generación y de las baterías.

Para ello, en el presente estudio, se analizará la interacción de sistemas híbridos fotovoltaicos-eólicos, con la posibilidad de añadir baterías, con la red y conseguir la combinación de SER más conveniente para el uso de las mismas por consumidores domésticos. El objetivo será encontrar la mejor combinación de los SER, así como la cantidad de energía producida por los mismos en proporción con el consumo y el tamaño óptimo de los SAE, para analizar cómo afecta a la energía absorbida y, en los casos en los que se permita, inyectada a la red para estudiar las pérdidas generadas en la red y compararlas con el caso base en el que no hay este tipo de generación.

Para llevar a cabo este estudio, se ha creado un modelo en Visual Basic en el que se han incluido en periodos horarios tanto la generación solar y eólica (datos de instalaciones reales en la provincia de Zaragoza) como de la demanda (para la cual se han tomado los el perfil de consumo eléctrico doméstico en España del año 2014 publicado en el BOE [16] y a través una Distribución de Weibull se ha creado el perfil de consumo para la demanda anual de una familia de cinco miembros).

En primer lugar se analizará el impacto que tiene este tipo de sistemas tanto para el consumidor como para la red. Se analizará el caso en el que el consumidor puede inyectar todo la energía sobrante a la red, así como establecer limitaciones [17]. El segundo caso es un paso más avanzado, el denominado peak shaving, en el que la prioridad ya no será el satisfacer el consumo con la energía producida sino que habrá que almacenar la energía para usarla en los momentos en los que el consume alcance un cierto nivel con el objetivo de reducir los picos de demanda.

2. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA

EL sistema de generación híbrido que se está considerando es una combinación de paneles fotovoltaicos (FV) y pequeños generadores de energía eólica (ME) combinados entre sí y con la posibilidad de añadir sistemas de almacenamiento de energía (SAE). Tal y como se ha indicado anteriormente, se van a analizar dos casos, el primero de ellos denominado caso básico y el segundo peak shaving.

Para ambos casos, se ha implementado un modelo en Visual Basic, en el que se trabaja con la generación, así como la demanda del sistema en periodos horarios. El funcionamiento para cada caso se explica a continuación.

2.1. Caso básico.

En este caso, se compara para cada hora la producción del sistema de generación con la demanda y en función del resultado de la comparación podemos estar ante tres situaciones diferentes:

- a) Energía producida > consumo: en este caso la energía generada es mayor a la energía demandada, así que el sistema es capaz de satisfacer la demanda e incluso hay energía en exceso. En el supuesto que se cuente con baterías y estas no estén completas, esta energía sobrante será almacenada en ellas, y en caso de no haber baterías o estar completamente cargadas, la energía será inyectada a la red si la legislación lo permite, en este estudio se han supuesto tres casos que son inyectar toda la energía sobrante, inyectar sólo hasta el límite de potencia contratado o no poder inyectar nada a la red.
- b) Energía producida < consumo: en este caso, la generación no es suficiente para cubrir toda la demanda, así que en el caso de que haya baterías y estén dispongan de energía almacenada estas suministrarán la energía restante a la demanda y en caso de que no se cubra la carga se absorberá energía de la red.
- c) Energía producida = demanda: en este caso la energía producida por los SER se entregará directamente a la carga sin que haya interacción ni con la red ni con la batería.

2.2. Peak shaving.

En este supuesto cambia completamente el objetivo. Deja de ser prioridad satisfacer a la demanda de forma directa. El objetivo es disminuir el pico de energía absorbida de la red y así poder disminuir la energía contratada, con lo que hay que disponer de energía almacenada para cuando se produzcan picos de demanda. Con lo que se establecerá un valor de demanda, en el que mientras se esté por debajo del mismo, la prioridad será cargar las baterías con la energía producida y una vez superado este límite, se suministrará el exceso de demanda con la energía producida y la almacenada en la batería. El funcionamiento se resume en:

- a) Energía demandada \leq Límite: En el caso en el que la energía demandada no sea superior al límite que se ha establecido como pico de energía, la prioridad de la energía generada será siempre cargar la batería para disponer de energía en los momentos de pico de demanda. La energía de generada sólo alimentará a la carga

en caso que la batería no admita más energía, sólo si tras cargar la batería y alimentar la demanda sigue hay energía generada disponible, esta pasaría a red, si la legislación lo permite, pero siempre entregado hasta un máximo de energía de lo establecido como pico de demanda.

- b) Energía demandada > Límite: en este caso, se considerará como prioritario que el SER y la batería sean capaces de suministrar a la demanda la diferencia entre la energía demandada y el límite establecido, para así asegurar que la energía absorbida por la red no sea mayor al límite. Sólo si la energía producida por el SER es mayor a esa energía prioritaria de servir y la batería está completamente cargada, se suministraría energía a la demanda por encima del valor de energía que supera al límite. Si aun así, quedara energía sobrante y la legislación lo permitiera, se entregaría energía a la red, siempre sin superar el límite establecido como pico de potencia.

2.3. Parámetros del sistema.

Una vez definidos los casos de estudio, hay que explicar los parámetros que se van a tratar para estudiar el sistema [17].

2.3.1. Producción de energía.

En lo que se refiere a producción de energía hay definir dos aspectos importantes, por una parte el tamaño que tiene la generación con respecto a la demanda, este parámetro se definirá como factor de producción F_p y por otro lado hay que definir, ya que se trata de un sistema híbrido, el aporte que tiene la energía solar y la eólica sobre el total de energía producida, denominándolos como factor de fotovoltaica f_{fv} y factor de minieólica f_{me} . A continuación se definirán brevemente estos factores.

a. Factor de producción.

El factor de producción F_p se define como la proporción existente entre la energía producida por el sistema de energía renovable E_g y la energía consumida por la carga E_c . El factor de producción queda definido en la . Ecuación .

$$F_p = \frac{E_g}{E_c} \quad (ec. 1)$$

b. Factor solar y eólico.

Por otro lado, dentro de la energía generada por los SER, hay que definir qué proporción de esta es generada por los paneles fotovoltaicos y cual por la minieólica. Para ello se definen el factor de fotovoltaica f_{fv} y factor de minieólica f_{me} en la Ecuación y la $f_{fv} = \frac{E_{fv}}{E_g}$ (ec. 2)

respectivamente en las que la energía generada por los paneles fotovoltaicos se define como E_{fv} y la energía generada por la minieólica E_{me} .

$$f_{fv} = \frac{E_{fv}}{E_g} \quad (ec. 2)$$

$$f_{me} = \frac{E_{me}}{E_g} \quad (ec.3)$$

Hay que tener en cuenta que la suma de ambos factores es uno, ya que entre ambos se engloba toda la energía generada, por lo tanto se puede establecer entre ellos la relación que se muestra en la Ecuación .

$$f_{me} = 1 - f_{fv} \quad (ec.4)$$

2.3.2. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía.

Otro factor a tener en cuenta es el tamaño de los sistemas de almacenamiento de energía SAE o baterías, en el caso en el que se permita su uso. Para ello se va a usar el criterio más comúnmente usado para su dimensionamiento, como se muestra en la Ecuación .

$$E_{SAE}(Wh) = \frac{110C_t \left(\frac{Wh}{día}\right) D}{DOD(\%)} \quad (ec.5)$$

En la que $E_{SAE}(Wh)$ representa la energía que es capaz de almacenar la batería, $C_t \left(\frac{Wh}{día}\right)$ es el consumo medio diario de la carga y $DOD(\%)$ es la profundidad de descarga de la batería en porcentaje (usualmente se considera un 70 % de profundidad de descarga). Por otro lado el SOC se define como el estado de carga de la batería y va a oscilar entre el 100 %, cuando la batería esté completamente carga y $100\% - DOD$, en este caso al tomarse un 70 % como DOD, el nivel mínimo será de un 30 %.

2.3.3. Balance de energía.

Otro aspecto a tener en cuenta es el intercambio balance de energía en el sistema, que ha de estudiarse de forma separada para el caso básico por un lado y para e peak shaving por otro.

En el **caso básico**, la prioridad con la energía generada es satisfacer a la demanda, y tras ello en el caso de ser mayor al consumo bien almacenar energía en las baterías y si estas se completan entregarla a la red (en caso de que se permita) Ecuación y en el caso de no poder abastecer a la demanda se complementarían con energía proveniente de las baterías y si no es suficiente se absorbería energía de la red Ecuación . Nótese que en el proceso de carga de la batería se ha tenido en cuenta un 15 % de pérdidas de energía y que la Energía de la batería será negativa en el caso en el que absorbe energía. En la situación en la que la energía generada es igual a la carga, no hay interacción con la red ni con la batería.

$$E_i = E_g - E_c + E_b \quad (ec.6)$$

Dónde E_i es la energía intercambiada con la red, E_g es la energía generada por los SER, E_c es la energía consumida y E_b es la energía proporcionada (cuando es positiva) o absorbida (cuando es negativa) por la batería.

Para el **peak shaving**, la situación es diferente, ya que en este caso, mientras la demanda de energía se sitúe por debajo del pico de demanda que se imponga, la prioridad

para la generación será la de cargar la batería (considerando un 15 % de pérdidas en el proceso de carga) y una vez que esté completa, la energía se usaría para satisfacer la carga y en último caso entregar a la red si se permite como se muestra en la Ecuación .

$$E_c \leq E_p \rightarrow E_i = [E_g + E_b] - E_c \text{ (ec. 7)}$$

En el caso en el que la demanda sea mayor a pico establecido, la generación pasaría a satisfacer la parte de la demanda que exceda al pico, en caso de no ser suficiente se recurriría a la energía almacenada en la batería y sólo si la batería no dispone de energía suficiente se absorbería energía de la red para satisfacer la parte de energía que excede el pico expresado en la Ecuación 8.

$$E_c > E_p \rightarrow E_i = [E_g + E_b - E_e] - E_p \text{ (ec. 8)}$$

Dónde E_p es la energía que se establece como pico de demanda y E_e es la parte del consumo en la que se supera a la energía pico.

2.3.4. Parámetros para definir el sistema.

Otro factor a tener en cuenta son los parámetros energéticos a través de los cuales se pueda analizar el sistema. Los parámetros que se han definido son:

a. Energía anual absorbida (EAA).

Se define como la cantidad de energía absorbida por el sistema en relación al consumo total de la demanda en el periodo de un año como se muestra en la Ecuación .

$$EAA = \frac{\sum_{h=1}^{8760} |E_{Sa,h}|}{\sum_{h=1}^{8760} |E_{C,h}|} \text{ (ec. 9)}$$

Dónde $E_{Sa,h}$ es la energía absorbida por el sistema y $E_{C,h}$ la energía demanda por la carga para cada hora.

b. Energía anual inyectada (EAI).

Se define como la cantidad de energía inyectada por el sistema a la red en relación al consumo total de la demanda en el periodo de un año como se muestra en la Ecuación .

$$EAI = \frac{\sum_{h=1}^{8760} |E_{Si,h}|}{\sum_{h=1}^{8760} |E_{C,h}|} \text{ (ec. 10)}$$

Dónde $E_{Si,h}$ es la energía inyectada por el sistema para cada hora.

c. Ratio de pérdidas en la red (RPR).

Es importante tener en cuenta las pérdidas en la red por efecto Joule y poder comparar dichas pérdidas con el caso base en el que no hay SER. Para ello se va a usar la aproximación mostrada en la *Ecuación* .

$$RPR = \frac{\sum_{h=1}^{8760} 3 * R * I_{S,h}^2}{\sum_{h=1}^{8760} |E_{C,h}|} = \frac{\sum_{h=1}^{8760} 3 * R * \left(\frac{E_{S,h}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} \right)^2}{\sum_{h=1}^{8760} 3 * R * \left(\frac{E_{C,h}}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} \right)^2} = \frac{\sum_{h=1}^{8760} E_{S,h}^2}{\sum_{h=1}^{8760} E_{C,h}^2} \quad (ec. 11)$$

Dónde $E_{S,h}$ es la energía absorbida/inyectada por el sistema para cada hora.

3. APLICACIÓN PRÁCTICA

Para la aplicación práctica, al no disponer de datos horarios de consumo doméstico para el periodo de un año, se ha tomado el consumo anual de una familia de 5 miembros de Zaragoza con un consumo anual de 4488 kWh y se le ha aplicado el perfil de consumo eléctrico para consumidores domésticos para el año 2014 publicado en el BOE. Para obtener unos resultados más reales, con dicho perfil se han obtenido los parámetros para cuatro distribuciones de Weibull (separando entre verano e invierno y días laborables y festivos), como se explica de forma detallada en el anexo.

La FIGURA 1 y la FIGURA 2 representan el consumo de un día de enero y otro de junio, ambos laborables, respectivamente.

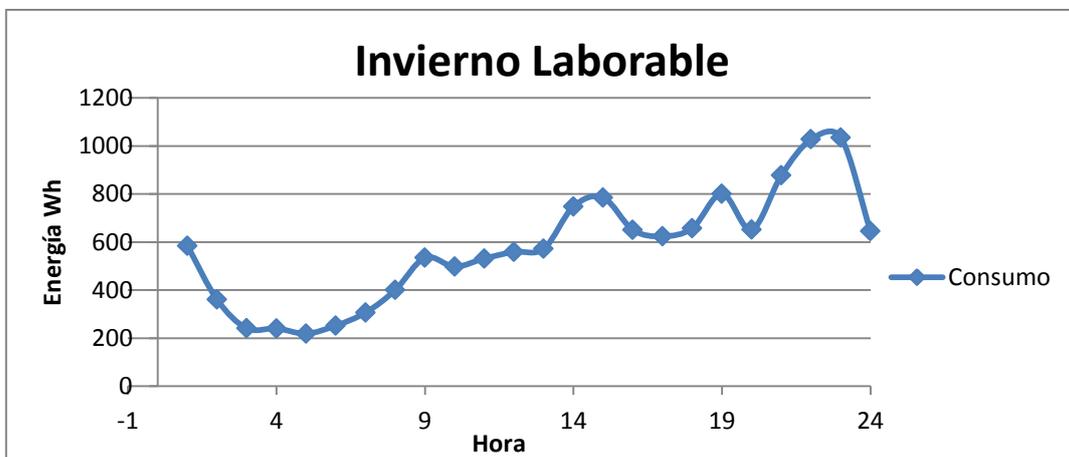


FIGURA 1. ENERGÍA CONSUMIDA INVIERNO.

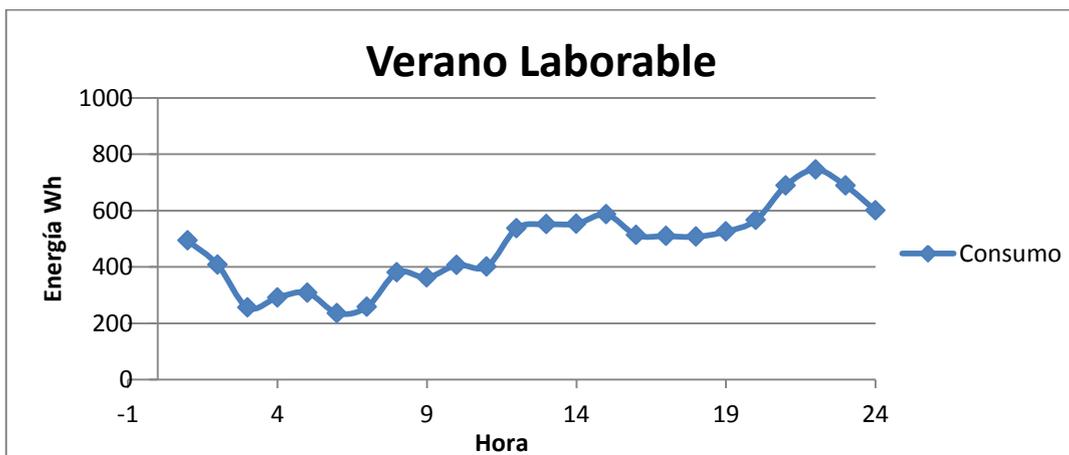


FIGURA 2. ENERGÍA CONSUMIDA VERANO.

4. ESTUDIO DE LOS RESULTADOS.

En este apartado se van a analizar los resultados obtenidos al aplicar el modelo descrito. Tal y como se ha explicado hay dos modelos con objetivos diferenciados, como lo son el caso básico y el peak shaving, así que se van a estudiar los resultados para cada uno de ellos de forma diferenciada. Antes de comenzar en la FIGURA 3 se muestran las combinaciones de energía eólica y solar con las que genera la misma energía que consume la carga. Se muestra como para un sistema puramente fotovoltaico se necesitaría una generación de 2,47 kWp y en un sistema puramente eólico 1,79 kW.

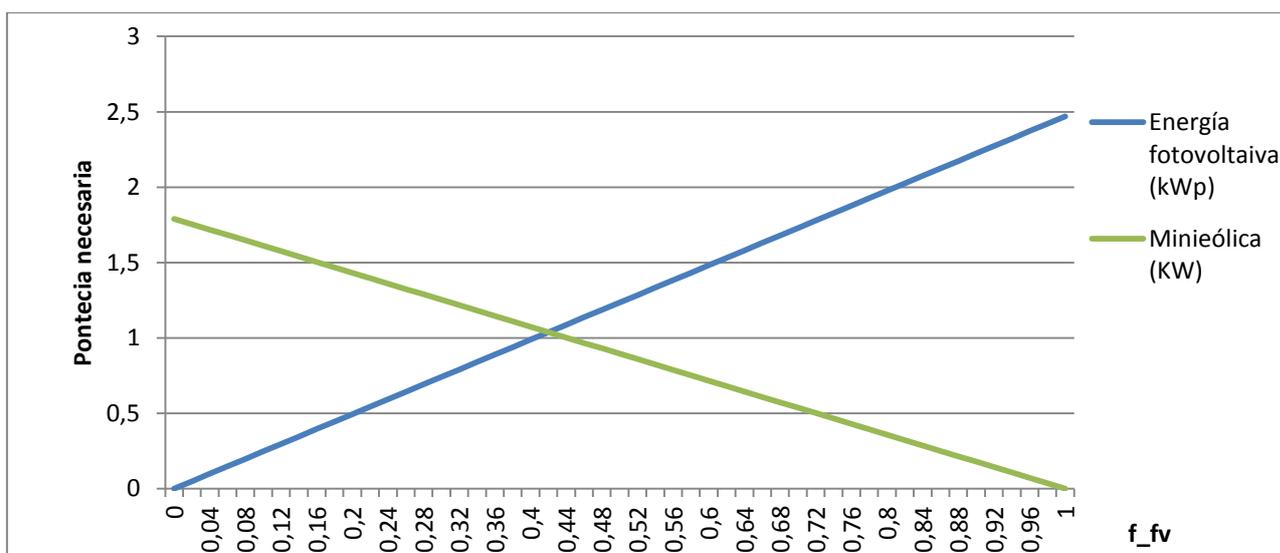


FIGURA 3.COMBINACIONES PARA SATISFACER LA DEMANDA.

Una vez mostradas las combinaciones de energía que igualan la energía producida a la demanda, se pasa a estudiar los dos modelos, por un lado el caso básico y por otro el peak shaving. Cabe recordar que el consumo de energía anual que se ha tomado es de 4488 kWh/año.

4.1. Caso básico.

En primer lugar es importante definir el factor de producción F_p . Para ello si se analiza la FIGURA 4 se observa la evolución del ratio de pérdidas en la red en función del factor de producción en el caso en el que no hay batería, para un sistema puro fotovoltaico y considerando que el excedente de energía producido se entrega a la red. Como se ve, al aumentar el F_p por encima de 1, las pérdidas aumentan exponencialmente, pasando de un RPR= 1,74 con $F_p = 1$, a un RPR=19,05 para un $F_p = 3$, algo lógico, ya que si la generación es mayor a la carga, al menos, toda la energía producida que supere a la demanda tiene que ser entregada a la red, con el aumento de pérdidas en los conductores que ello conlleva. Al ser el objetivo de este estudio, disminuir las pérdidas en la red, se centrará en F_p no superiores a 1.

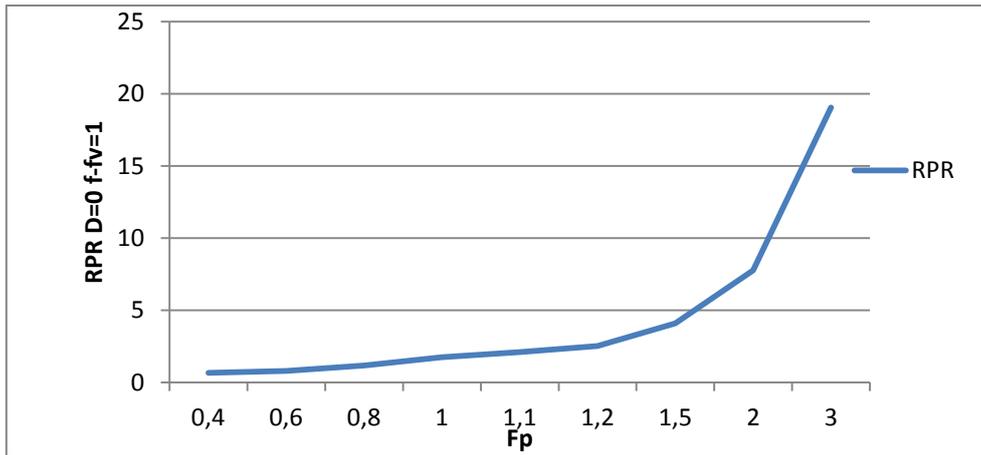


FIGURA 4. PÉRDIDAS EN LA RED EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE PRODUCCIÓN.

En primer lugar se va a estudiar el impacto en el sistema de las aplicaciones de los SER sin incorporar baterías. En la FIGURA 5 se puede ver la EAA por el sistema en el caso en el que no hay baterías. Conforme se aumenta el F_p dicha cantidad es menor y para cada factor de producción la combinación en la que se reduce la EAA se sitúa en torno a un F_{fv} de un 0,4. Se observa por ejemplo que para un F_p de 1 y un F_{fv} de 0,4 la EAA es de sólo 37 % respecto a la energía total de la carga, con lo que aparentemente se consigue importante disminución de la energía intercambiada con la red, pero hay que tener en cuenta otros factores, como la energía inyectada a la red EIA, es el caso para el caso sin batería y F_p de 1 coincidirá con la EAA (ya que se produce exactamente la cantidad de energía consumida y la energía producida en exceso se entrega a la red ya que no se puede almacenar). En la FIGURA 6 se muestra la evolución de la energía inyectada. Se puede ver que al aumentar el F_p , del mismo modo que se disminuye la EAA (FIGURA 5), aumenta la EAI. Con ello aunque se disminuya la energía absorbida de la red, el intercambio de energía con la misma se ve aumentado y por consecuencia afecta de forma significativa a las pérdidas, por ello hay que hacer un análisis de éstas.

Las pérdidas se analizan en la FIGURA 7. Como se observa, para el caso en el que no hay batería la mejor combinación para cada F_p se sitúa con un F_{fv} de 0,4. Para el caso F_p de 1 y un F_{fv} de 0,4, el caso más óptimo según el criterio de la EAA) dichas pérdidas son de un 70,45 % de las del caso con lo que sí que se consigue una mejora respecto al caso inicial, aunque por ejemplo con F_p de 1 y un F_{fv} de 1 las pérdidas se sitúan en un 174 % (y de un 131 % con $F_{fv} = 0$) de caso base y, con lo que se muestra la complementariedad de la energía solar y la eólica, ya que se obtienen mejores resultados con la combinación de ambas. Por otro lado se muestra la tendencia de que al aumentar el F_p las pérdidas en la red aumenten, ya que al no poder almacenar la energía producida en exceso, se aumenta el intercambio de energía.

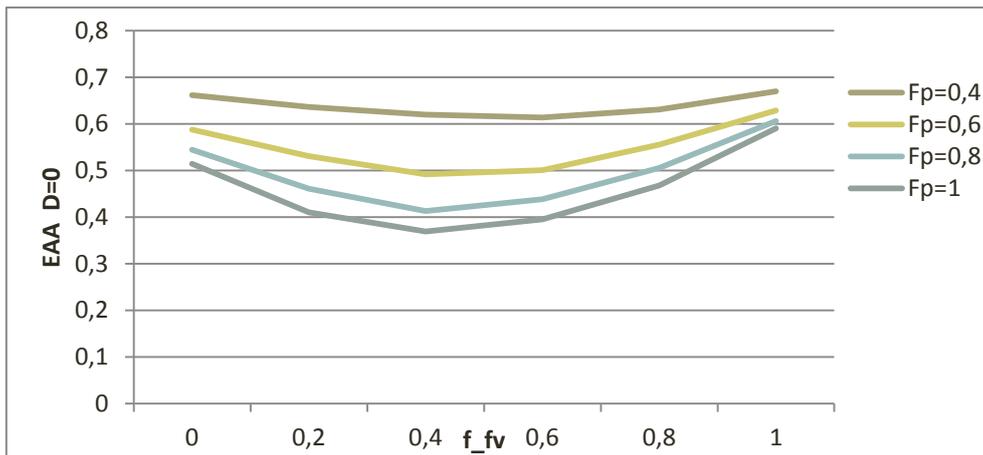


FIGURA 5. ENERGÍA ABSORBIDA POR EL SISTEMA SIN BATERÍA.

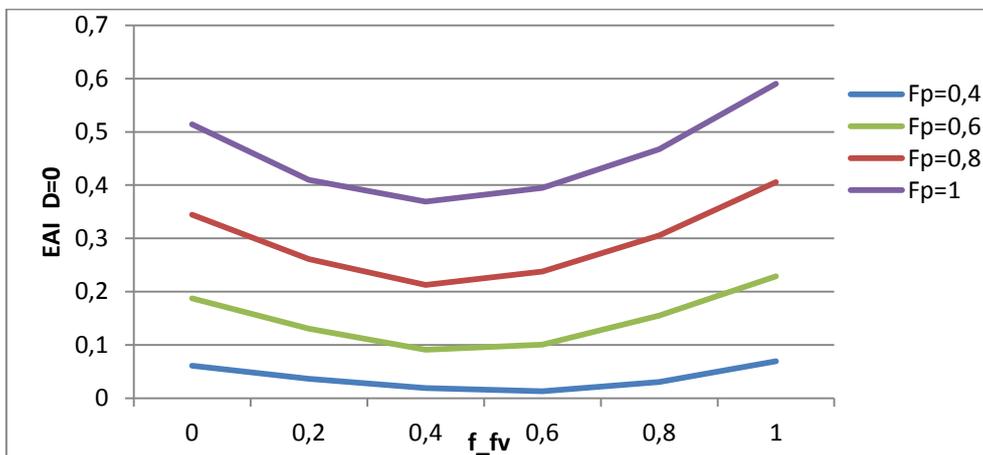


FIGURA 6. ENERGÍA INYECTADA POR EL SISTEMA SIN BATERÍA.

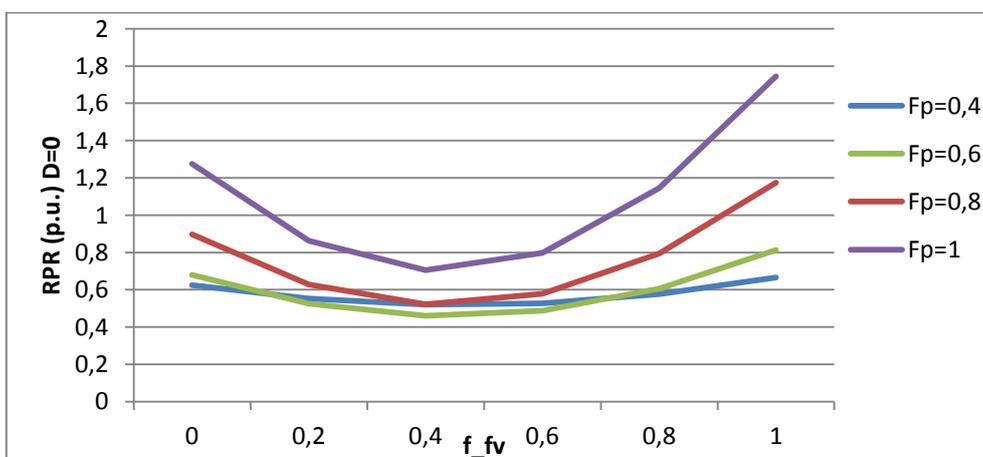


FIGURA 7. PÉRDIDAS EN LA RED.

Hasta ahora se han mostrado resultados óptimos de cara a disminuir la energía intercambiada con la red, aunque queda otro factor relevante en el análisis que es la energía intercambiada con la red y así poder estudiar los picos de energía que se producen en la interacción del sistema con la red. Para ello en la FIGURA 8 se muestra el intercambio con la red (en valor absoluto muestra tanto la energía inyectada como la absorbida) y se puede observar como para el caso de $F_p = 1$ y sin batería los picos de consumo aumentan con respecto al caso en el que no hay SER debido a los picos de energía producidos en momentos en los que no hay demanda y hay que inyectarlos directamente a la red. Este aumento del pico de energía va desde un 12,57 % para un $F_{fv} = 0,2$ hasta un 40,71 % en el caso de $F_{fv} = 1$. Este es un factor negativo, ya que esto implicaría tener que aumentar la potencia contratada por el consumidor y con ello el importe de la factura eléctrica.

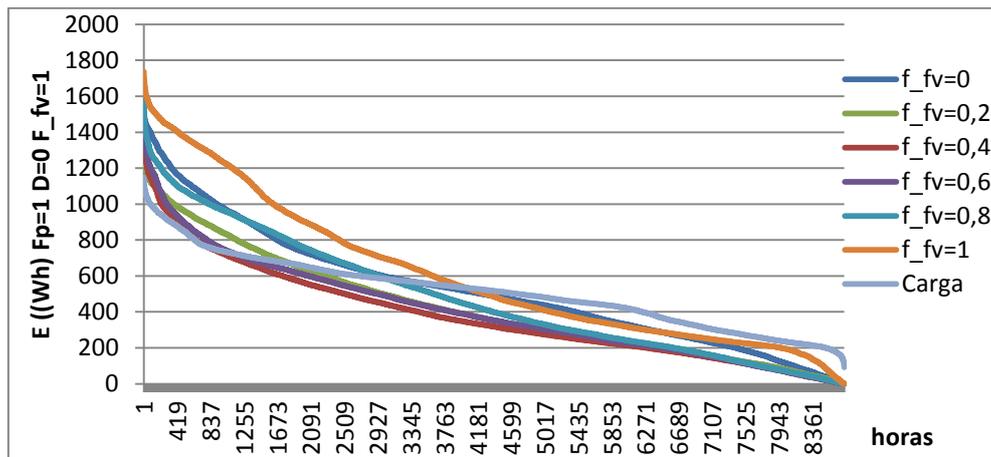


FIGURA 8. ENERGÍA INTERCAMBIADA CON LA RED.

En resumen, para el caso en el que no hay SAE, se pueden llegar a conseguir resultados óptimos desde el punto de vista de la disminución de la energía absorbida de la red e incluso el RPR, aunque al no haber almacenamiento todo el exceso de energía hay que entregarlo, aumentando la intercambio de energía con la red. Aunque el mayor obstáculo encontrado ha sido el aumento de los picos de energía, ya que en este aspecto, en función del F_p , se consiguen datos que empeoran el caso inicial.

Por lo expuesto en análisis anterior resulta interesante es ver el efecto que tiene la incorporación de baterías al sistema al sistema y valorar los resultados en función del tamaño de las mismas. En la FIGURA 9 se puede observar, el enorme efecto que tiene colocar una batería con $D=1$ con respecto al caso inicial. Por ejemplo para un F_p de 1 y un F_{fv} de 0,4 se pasa de una EAA de un 37 % a sólo un 19 % con $D=1$. A partir de ahí, el impacto de aumentar el tamaño de la batería se amortigua, teniendo una EAA de un 10,45 % para $D = 5$, mostrándose con esos resultados la idoneidad de colocar una batería en el sistema, aunque queda demostrado que un aumento en exceso de la misma, no garantiza una mejora en los resultados en la misma proporción.

Por otra parte, desde el punto de vista de las pérdidas en la red, se produce el mismo efecto, con una gran reducción al añadir batería con $D=1$. En la FIGURA 10 se muestran los resultados y se ve como para un F_p de 1 y un F_{fv} de 0,4 se pasa de unas pérdidas de un 70,45 % sobre el caso inicial con $D=0$ a reducir las a un 39,30 % con $D = 1$, al igual que para la EAA, el seguir aumentando el tamaño de la batería no hace que el resultado mejore en exceso.

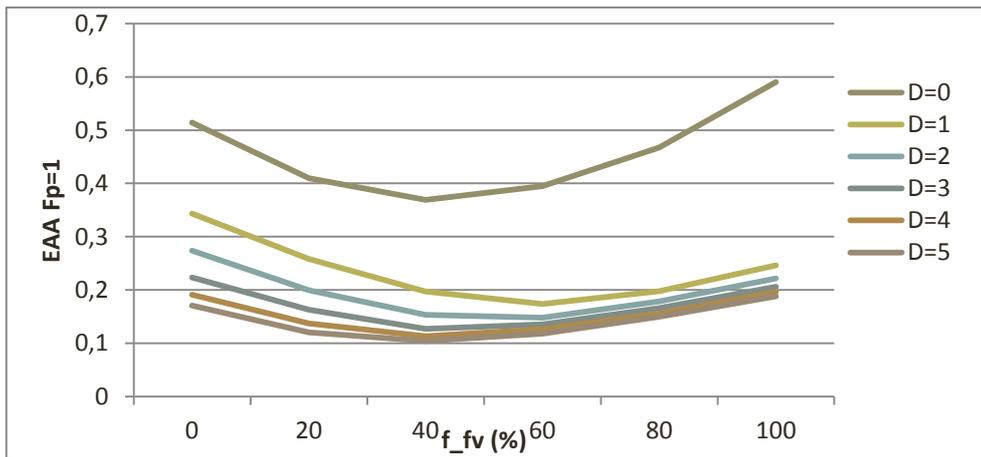


FIGURA 9. EFECTO DE LA INCORPORACIÓN DE BATERÍA EN LA EAE.

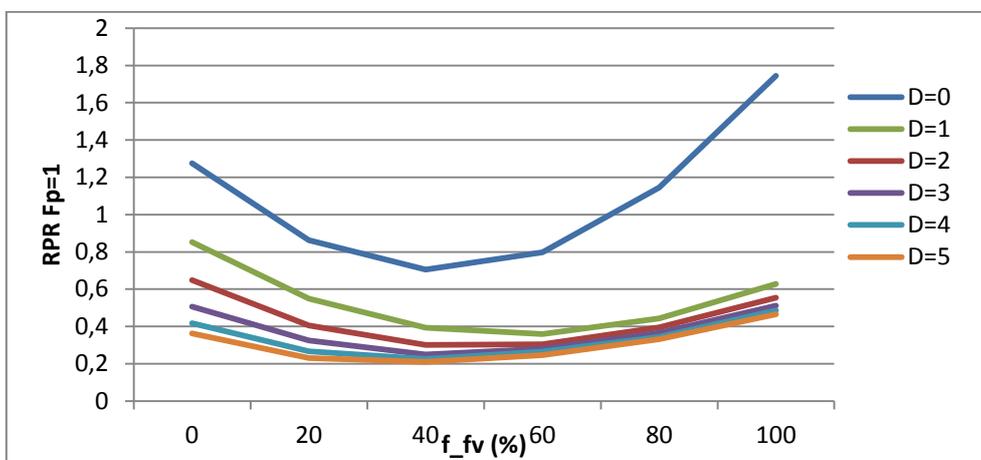


FIGURA 10. PÉRDIDAS EN LA RED EN FUNCIÓN DE LA BATERÍA.

Tras los buenos resultados tanto en EAA como en RPR, hay que analizar si en referencia a los picos de energía intercambiada con la red se obtiene el mismo efecto. Esto se muestra en la FIGURA 11, dónde se puede ver para F_p de 1 y un F_{fv} de 1, el efecto que provoca el aumento del tamaño de la batería. Claramente al aumentar el tamaño de la misma se disminuye la energía intercambiada con la red de forma significativa aumentándose el número de horas en las que no hay interacción con la red especialmente significativo es el caso de pasar de $D = 0$ a $D = 1$ en el que se pasa de las 8760 horas del año con iteración con la red a sólo 3345 horas, reduciéndose en un 62 % el número de horas en el que hay intercambio con la red. Pero en relación al pico de energía, éste se mantiene prácticamente constante con el aumento de las baterías, con lo que no sólo no se disminuye dicho pico con respecto al caso base sino que se aumenta, con lo que desde el punto de vista de la potencia contratada los resultados obtenidos siguen sin ser óptimos (se sigue estando en un peor escenario que antes de usar los SER).

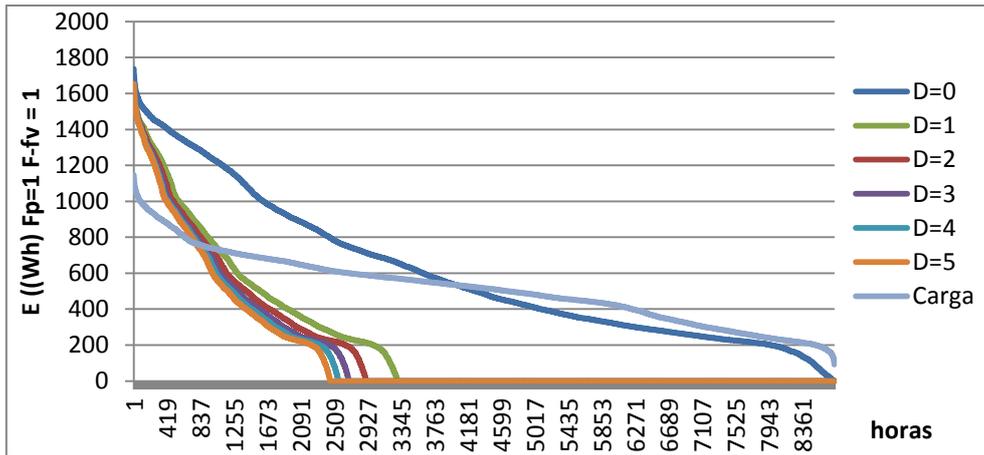


FIGURA 11. ENERGÍA INTERCAMBIADA CON LA RED EN FUNCIÓN DEL TAMAÑO DE LA BATERÍA.

Ante la problemática de este aumento del pico de energía que se produce al incluir SER, se establece un tope a la energía entregada a la red en los momentos en los que la producción es superior a la demanda, estableciendo dicho pico en un valor igual al pico de demanda, de tal forma que no se pueda entregar más energía de la que la carga consume. En la FIGURA 12 se muestra el valor absoluto del intercambio. Siendo así, no se aumentaría el pico de energía con respecto al caso sin SER, aunque habría que tener en cuenta la cantidad de energía perdida (EP) por el hecho de no poder inyectar a la red valores superiores al pico de demanda. La FIGURA 13 muestra las pérdidas de energía en por unidad. Se aprecia que son poco significativas para un $F_p = 1$ incluso en el caso en el que no hay batería, donde alcanza su máximo con un $F_{fv} = 1$ en el que la pérdida es de un 7,6 % de la energía generada por el SER, con lo que limitar la energía inyectada es una buena opción para solventar el problema de los picos de energía entregada.

Se observa que con esta limitación de la energía entregada a la red, se consiguen resultados relativamente óptimos, ya que la energía perdida es de poca magnitud pero se sigue sin reducir el pico de energía de la carga, que es el otro factor crítico, ya que una disminución de dicho pico disminuiría la potencia a contratar con el consecuente ahorro para el consumidor.

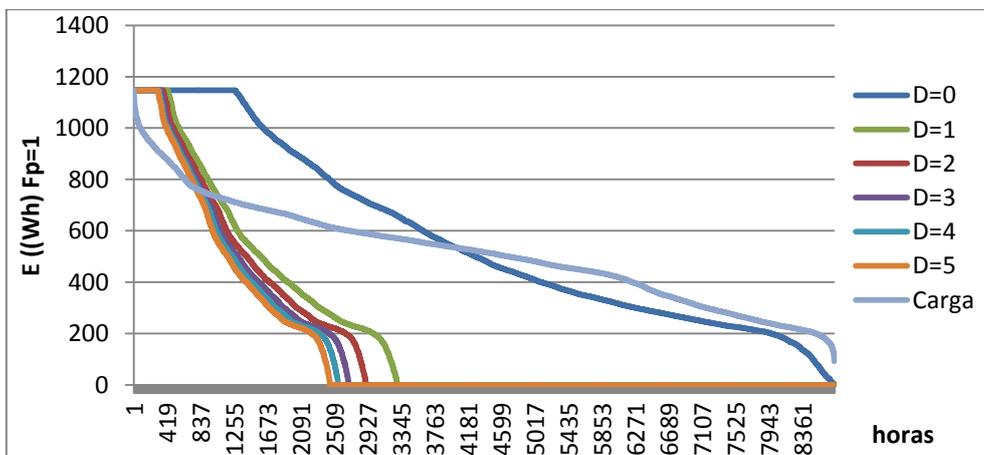


FIGURA 12. INTERCAMBIO CON LA RED CON TOPE.

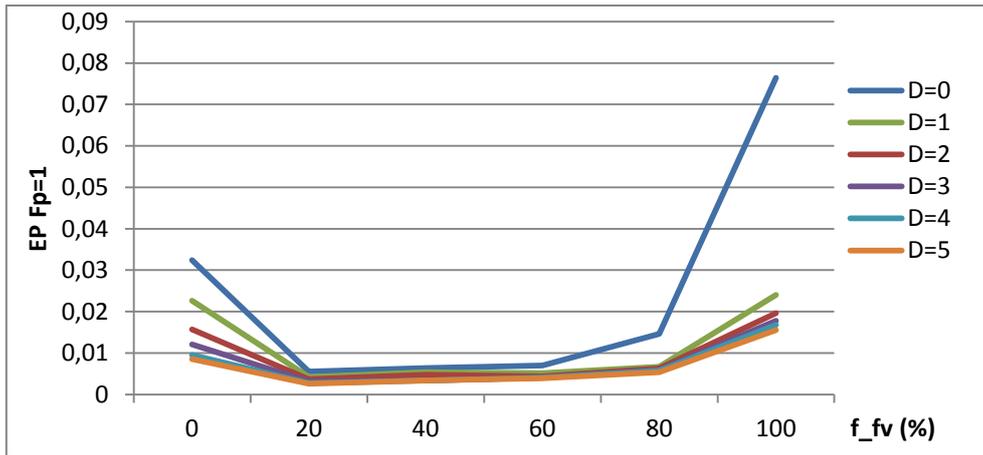


FIGURA 13. PÉRDIDA DE ENERGÍA.

Para poder analizar todos los casos posibles (desde el punto de vista de lo que la legislación permita), habría que situarse en la opción en la que los SER no puedan inyectar energía en la red (en función de lo que permita la legislación) y buscar la combinación con la que se obtengan los mejores resultados, ya que en este caso la EP sí que va a ser significativa y va a tener un papel determinante para el dimensionamiento del sistema, ahora toda la energía producida en exceso y que no pueda ser almacenada se va a perder, por ello la energía perdida va a ser el factor crítico. En la FIGURA 14 se puede observar como el intercambio con la red baja de forma significativa con respecto al caso inicial, aunque lo que no varía en ningún caso es el pico de energía consumida (al igual que en todos los casos estudiados hasta el momento).

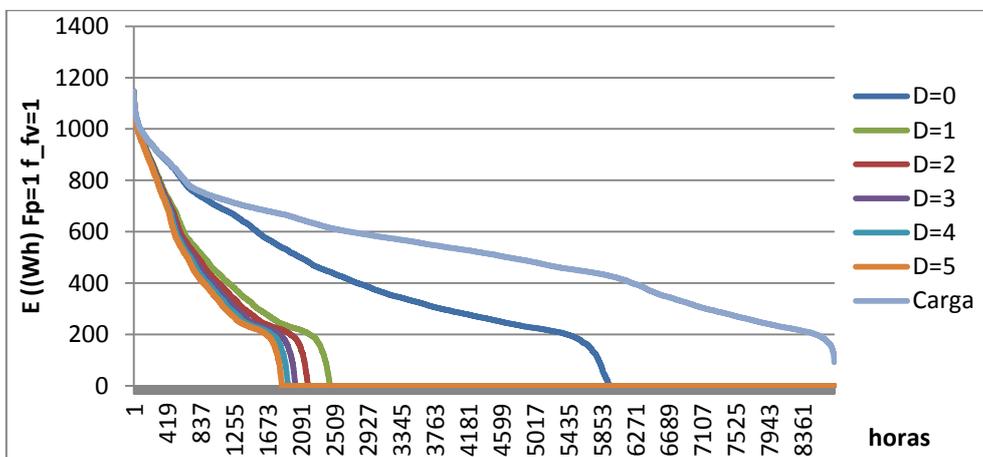


FIGURA 14. ENERGÍA ABSORBIDA, CASO SIN INYECCIÓN.

Por otra parte, en este caso, hay que tener en cuenta las pérdidas de energía que tiene lugar por el hecho de no poder entregar a la red la energía que sobra cuando la energía es mayor a la generación y las baterías están completamente cargadas y que toda esa energía se convertiría en perdida. En la FIGURA 15 se muestra la evolución de estas pérdidas con un $F_p = 1$, por ejemplo para F_p de 1 y un F_{fv} de 1 con $D = 0$ las pérdidas de energía sería de un 59 %, bajando de manera significativa hasta un 16,35 % con $D = 1$, aunque se observa que los mejores resultados con un F_{fv} de entre 0,4 y 0,6. A partir de un $D = 1$ el seguir aumentando el tamaño de las baterías hace que el efecto sobre las pérdidas de energía se mitigue bastante

con lo que sobredimensionar la batería no asegura una mejora excesiva en cuanto a la energía pedida por no poder entregar energía al red.

Si se tiene en cuenta la energía perdida y se relaciona con la energía absorbida que se muestra en la FIGURA 16, se observa que con $F_p = 1$, $F_{fv} = 0,6$ y $D=1$ el sistema reduce las pérdidas en la red a un 17,4 % del caso original, y con una energía perdida de sólo un 13,8 %, consiguiendo unos resultados aceptables desde el punto de vista energético, sin la problemática de inyectar energía a la red y reduciendo de forma significativa la interacción con ésta y por tanto las pérdidas en los conductores, como se ve en la FIGURA 17 el ratio de pérdidas en la red es sólo de un 16,5 % con respecto al caso inicial, con lo que este resultado se considera óptimo.

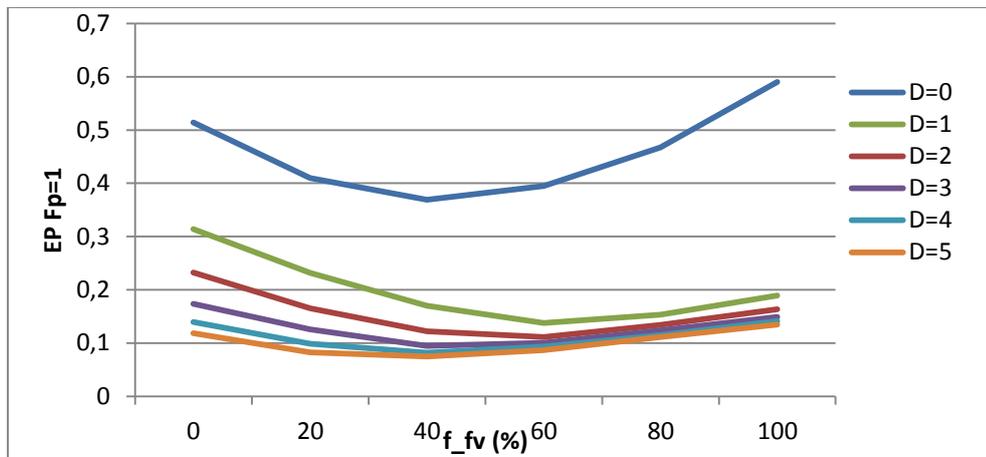


FIGURA 15. ENERGÍA PERDIDA EN FUNCIÓN DEL TAMAÑO DE LA BATERÍA.

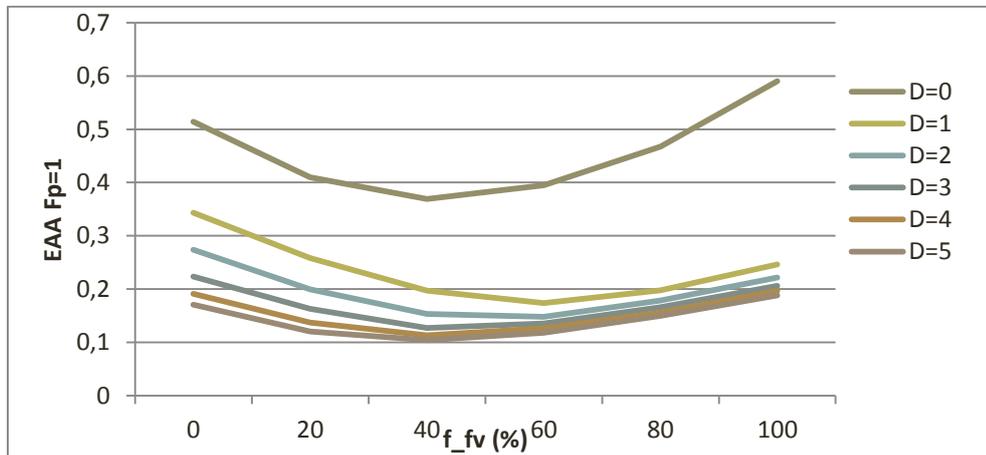


FIGURA 16. ENERGÍA ABSORBIDA DE LA RED.

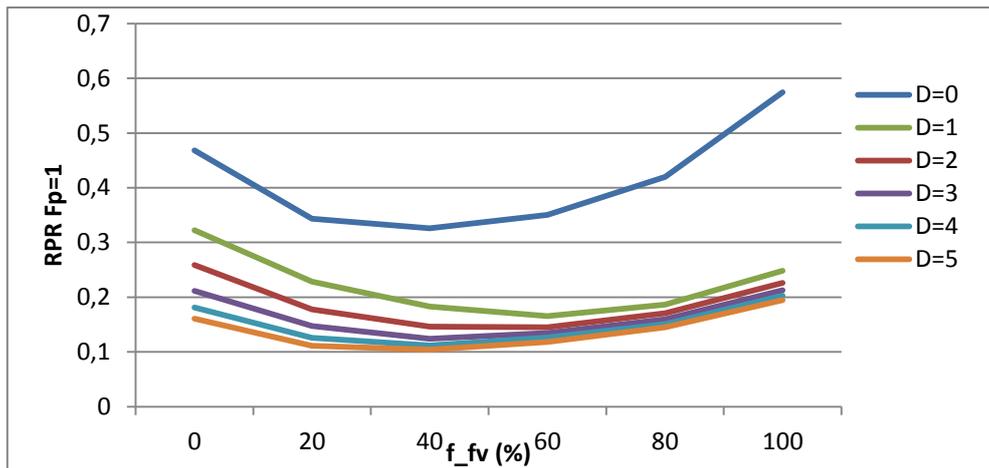


FIGURA 17. PÉRDIDAS EN LA RED.

Se ha observado que en esta estrategia denominada como básica, se han conseguido mejorar los resultados desde todos los aspectos, salvo desde el punto de vista del pico de energía entregado a la red, con lo que hace falta el uso de otra estrategia para conseguir mejorar dicho factor.

4.2. Peak Shaving.

En este segundo caso el enfoque cambia radicalmente, siendo ahora el objetivo principal reducir el pico de energía demanda, para así poder conseguir disminuir la energía contratada. Además, las pérdidas por efecto Joule dependen del cuadrado de la intensidad, por lo tanto también se debe conseguir una reducción significativa de las pérdidas en la red. En objetivo principal deja de ser reducir la energía absorbida de la red, se trata de bajar el pico de consumo con la mejor gestión de los recursos (sin sobredimensionar).

En este caso, se busca minimizar el tamaño de la generación, por eso el estudio se centra en sistema puramente eólicos o solares, ya que se va a intentar conseguir los resultados con el tamaño de la generación y de las baterías lo más reducido posible. En la FIGURA 18 y la FIGURA 19 (nótese que no faltan datos, sino que para muchas combinaciones, los picos son coincidentes y ello hace que algunas líneas aparezcan ocultas ya que se sitúan por debajo de la otras) se muestra el pico de energía absorbida de la red en sistemas puramente eólicos y fotovoltaicos respectivamente para diferentes combinaciones del factor de producción y de la autonomía de la batería. Se observa claramente, que en todas las combinaciones de factor de producción y de autonomía de la batería, el sistema fotovoltaico es capaz de conseguir reducir en mayor medida dichos picos de energía, con lo que el estudio se centrará en sistemas fotovoltaicos, dado su mejor comportamiento.

Para llevar a cabo esta estrategia lo que se ha realizado es un análisis para cada F_p (desde 0,2 hasta 1), F_{fv} (0 y 1) y D (desde 0,25 hasta 1) y para cada una de las combinaciones se ha estudiado hasta que valor se consigue rebajar el pico de energía (y ese es el resultado que se muestra en la FIGURA 18 y la FIGURA 19). Hay que tener presente que el valor pico de la energía que se permite entregar a la red, será para cada uno de los casos como máximo igual al valor de energía hasta el que se ha disminuido el pico de energía (ya que de no ser así se sobrepasaría el pico de energía por la inyección de la energía sobrante). Este hecho

provocará que conforme más se consiga disminuir el pico de energía más considerable sea la energía perdida en el sistema.

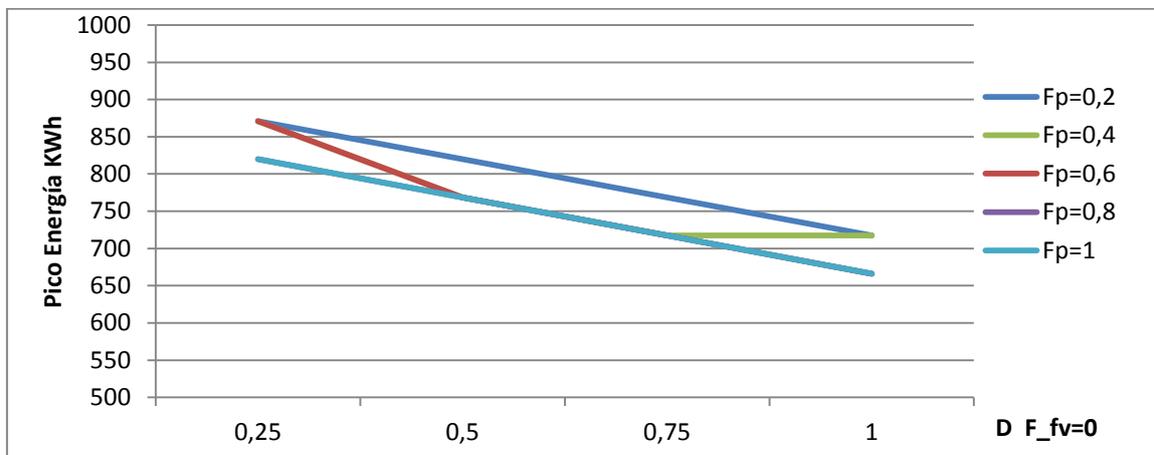


FIGURA 18. PICO DE ENERGÍA CON SISTEMA PURO EÓLICO.

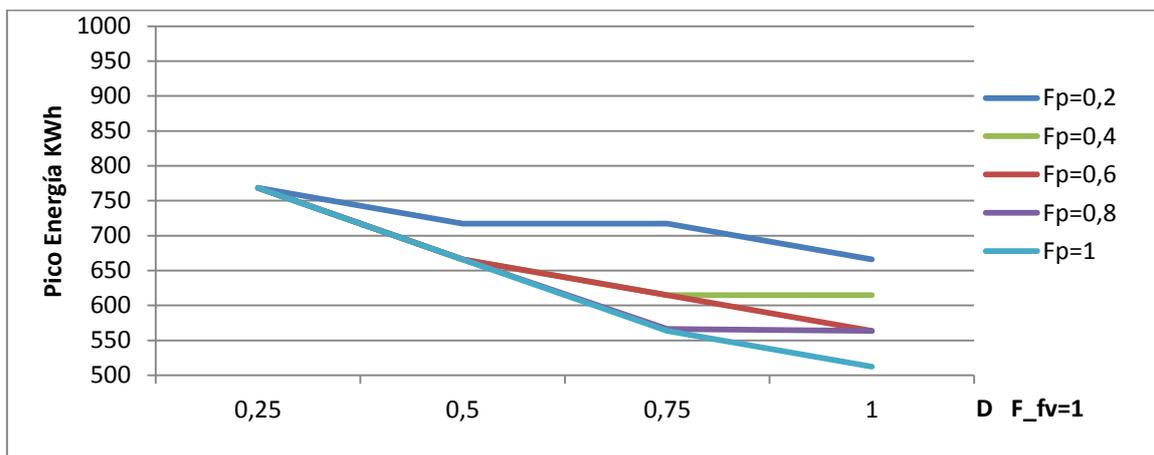


FIGURA 19. PICO DE ENERGÍA CON SISTEMA PURO FOTOVOLTAICO.

Dado el mejor comportamiento del sistema con generación solar, en adelante sólo se analizará este tipo de sistemas. Si se observan los datos anteriores, en el caso inicial (sin generación) el pico de energía era de 1146 kWh, y en este sistema simplemente con un $F_p = 0,2$, $F_{fv} = 1$ y $D = 0,25$ (6 horas) se consigue rebajar dicho pico hasta 768,55 kWh, lo que supone una reducción del 33 % con una sistema bastante pequeño, o, si se dimensiona un sistema mayor, con $F_p = 0,4$, $F_{fv} = 1$ y $D = 0,5$ se reduce dicho pico hasta 666,07 lo que supone una reducción del 42 %. Se aprecia que esta estrategia del peak shaving consigue su objetivo sin necesidad de un gran sistema. Ya de partida se muestra como este cambio de estrategia hace que lo que resultaba un problema que no se conseguía solucionar con la estrategia anterior pase a ser el punto fuerte de esta estrategia.

Dentro de esta estrategia, también se analizan dos situaciones, en función de si se permite inyectar energía a la red o no. La reducción de pico de energía y la energía absorbida de la red va a ser la misma en ambos casos, lo que se va a ver afectado es el intercambio de energía con la red ya que en el caso de no inyectar este será nulo (y por tanto las pérdidas en la red disminuirán) y las pérdidas de energía que por el contrario, serán mayores en el caso de

no poder inyectar energía a la red ya que toda la energía producida en exceso se convertiría en energía perdida.

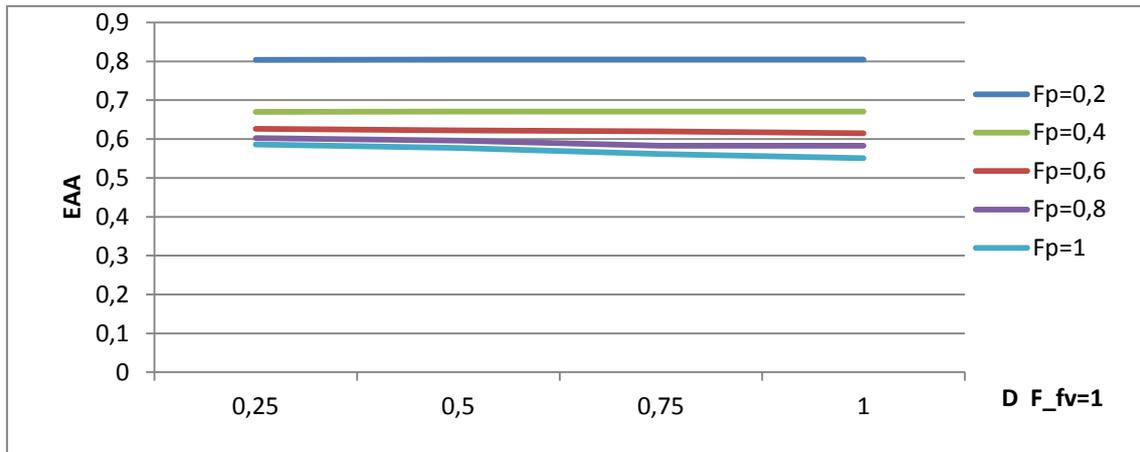


FIGURA 20. ENERGÍA ABSORBIDA DE LA RED.

En la FIGURA 20 se muestra la energía que absorbe el sistema de la red. Se puede observar que a medida que se aumenta el F_p y la D , disminuye dicha cantidad, aunque se puede ver que para un mismo F_p prácticamente no varía dicha EAA aunque se aumente el tamaño de la batería a diferencia que para la estrategia anterior en la que el aumento de la batería tenía un efecto mayor en cuanto a la disminución de la energía absorbida. Esto se debe a que en este caso la energía almacenada en la batería sólo se entrega a la carga cuando el valor de energía demandado supere al pico de energía que no se puede superar y la energía generada por el SER no sea capaz de suministrarla. Hay que recordar que en esta estrategia el objetivo principal no es reducir la EAA sino reducir el pico de energía absorbida (se permita o no inyectar energía a la red la EAA no va a verse afectada).

También es interesante ver cómo afecta esta estrategia al RPR, por ello En la FIGURA 21 y la FIGURA 22 se muestra el RPR tanto para el caso con inyección como sin la misma respectivamente. Los resultados son completamente diferentes, mientras que para el caso sin inyección al aumentar el F_p y la D , se disminuyen (es lógico ya que se cubre más parte de la demanda y no se permite entregar lo sobrante a la red). Para el caso con inyección, se muestra como con un $F_p = 0,4$ se consiguen los mejores resultados en base a este criterio. Con lo que en base al criterio de las pérdidas en la red, para el caso en el que se permite inyectar energía a la red, el dimensionamiento del sistema tiene una gran importancia.

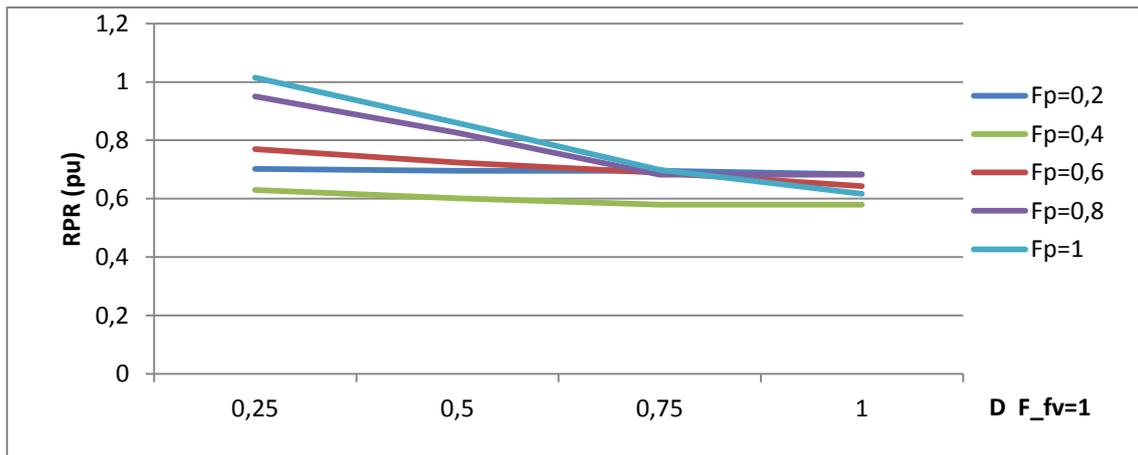


FIGURA 21. PÉRDIDAS EN LA RED (CON INYECCIÓN).

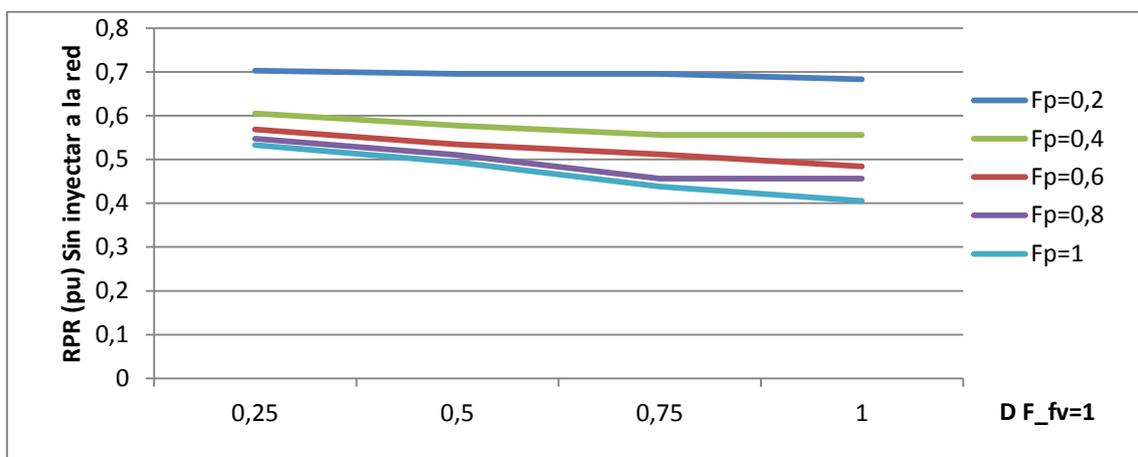


FIGURA 22. PÉRDIDAS EN LA RED (SIN INYECCIÓN).

Pero, como ya se ha mencionado anteriormente, la cantidad de energía perdida va a ser un factor crítico en esta estrategia, debido a los límites que se imponen a la energía que se permite inyectar a la red. En la FIGURA 23 y la FIGURA 24 se muestran las pérdidas de energía (por energía producida en exceso y que no se puede entregar a la red). En el caso con inyección, se puede entregar energía excedente a la red, siempre que no se supere el pico establecido en la estrategia, el resto de la energía excedente que supere el pico no podrá ser entregado, mientras que para el caso sin inyección no se entrega energía a la red en ningún caso.

Se puede ver como en el caso con inyección para F_p de 0,2 y 0,4 las pérdidas de energía son prácticamente insignificantes con lo que cualquiera de las combinaciones se considerarían óptimas desde este punto de vista. Para F_p 0,6, 0,8 y 1 se muestra que conforme aumenta la batería, las pérdidas de energía son mayores, algo que en principio es contradictorio, ya que se intuye que al aumentar la batería se consigue almacenar más energía y por tanto disminuir la energía perdida. El motivo para que al aumentar D se aumente la energía perdida es (como se ha explicado en el funcionamiento de esta estrategia) que se consigue reducir el pico de energía y por tanto la cantidad de energía que se puede inyectar a la red en los casos en los que hay exceso de producción y las baterías están cargadas, haciendo que se pueda entregar una menor parte de esta energía en exceso y provocando mayores pérdidas de la misma.

Por otro lado para el caso sin inyección, sí que para F_p al aumentar el tamaño de la batería se reduce la cantidad de energía perdida, aunque tampoco de una forma muy significativa. Para este caso, salvo para un $F_p = 0,2$, en el prácticamente no se producen pérdidas, a partir de un $F_p = 0,4$ empiezan a ser considerables, llegando hasta a superar el 60 % para $F_p = 1$ y $D = 0,25$. Con lo que se hace evidente la necesidad dimensionar el sistema teniendo estas pérdidas muy presentes. El caso con $F_p = 0,2$, $F_{fv} = 1$ y $D = 0,25$ (6 horas), resulta muy interesante, ya que con un pequeño sistema se consigue reducir el pico de energía un 33 %, sin que haya prácticamente pérdidas de energía y evitando la problemática de inyectar energía a la red.

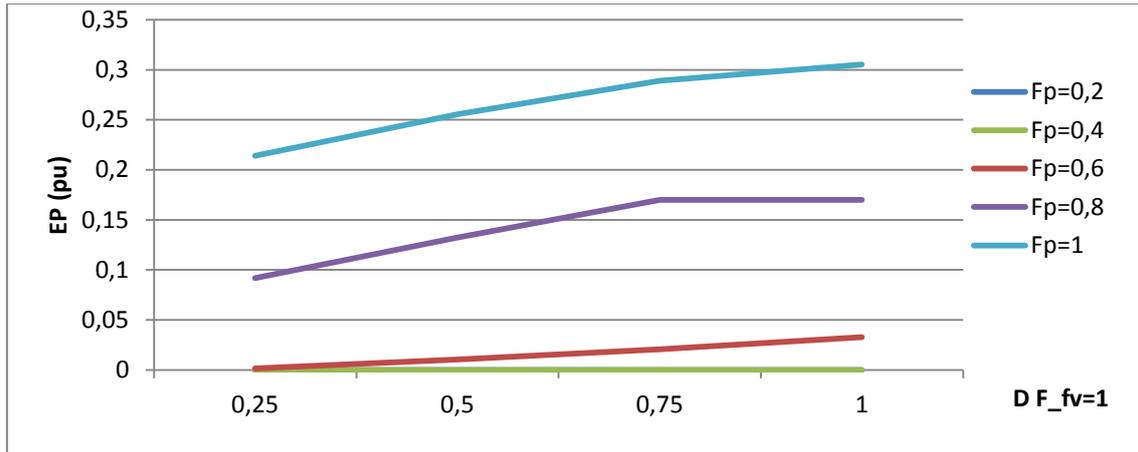


FIGURA 23. ENERGÍA PERDIDA (CON INYECCIÓN).

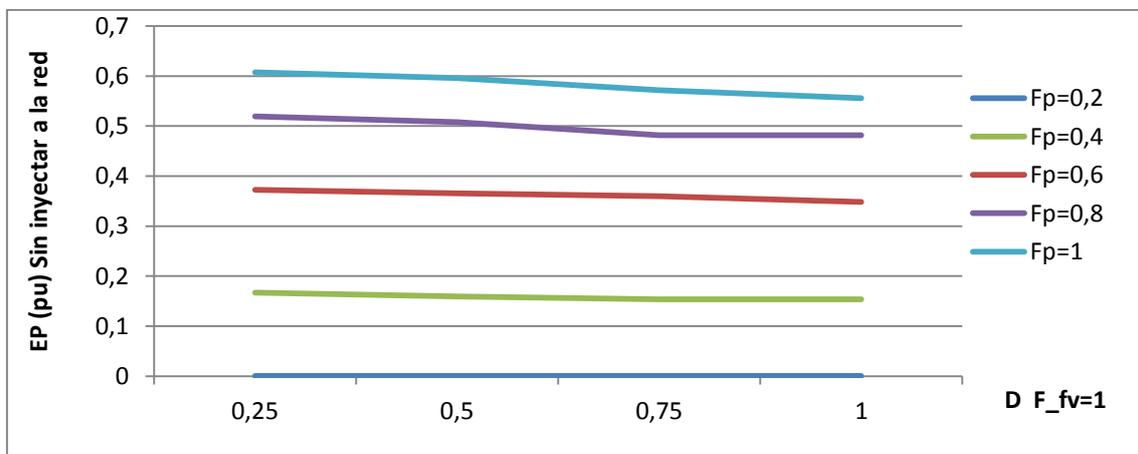


FIGURA 24 ENERGÍA PERDIDA (SIN INYECCIÓN).

Para finalizar el estudio la FIGURA 25 y la FIGURA 26 muestran el intercambio de energía con la red para los casos con y sin inyección respectivamente (en valor absoluto). Se muestra claramente como para el caso con inyección la interacción con la red es siempre mayor que para el caso sin inyección, de ahí que las pérdidas por efecto Joule en los conductores sean mayores, pero del mismo modo la energía perdida es menor ya que se permite que entregue a la red para de la energía producida en exceso. Ya se trabaje con inyección o sin ella, para sistemas iguales, la reducción del pico será de la misma proporción. A lo que afectará será al intercambio de energía con la red (y por tanto al RPR) y a la energía perdida, resultando un tamaño óptimo del sistema diferente para cada uno de los casos.

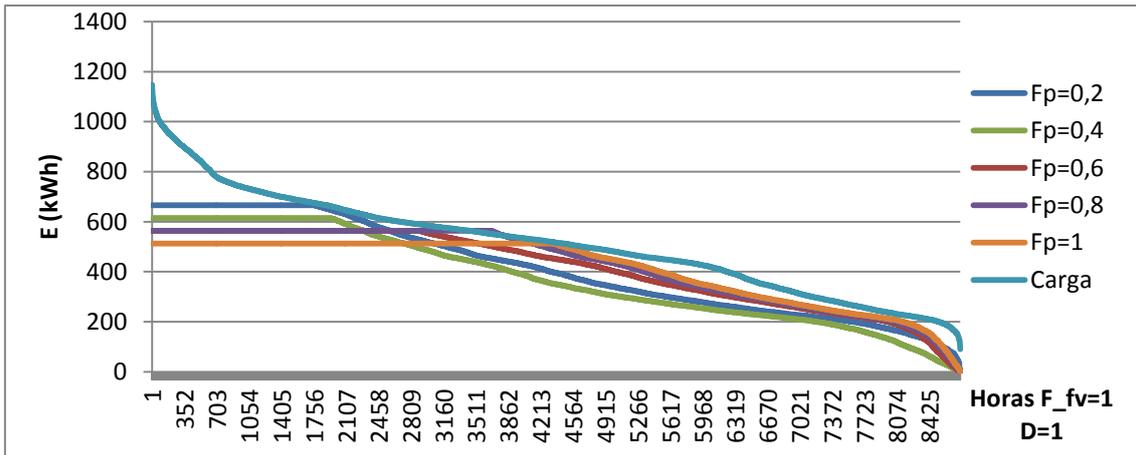


FIGURA 25. INTERCAMBIO DE ENERGÍA, CON INYECCIÓN.

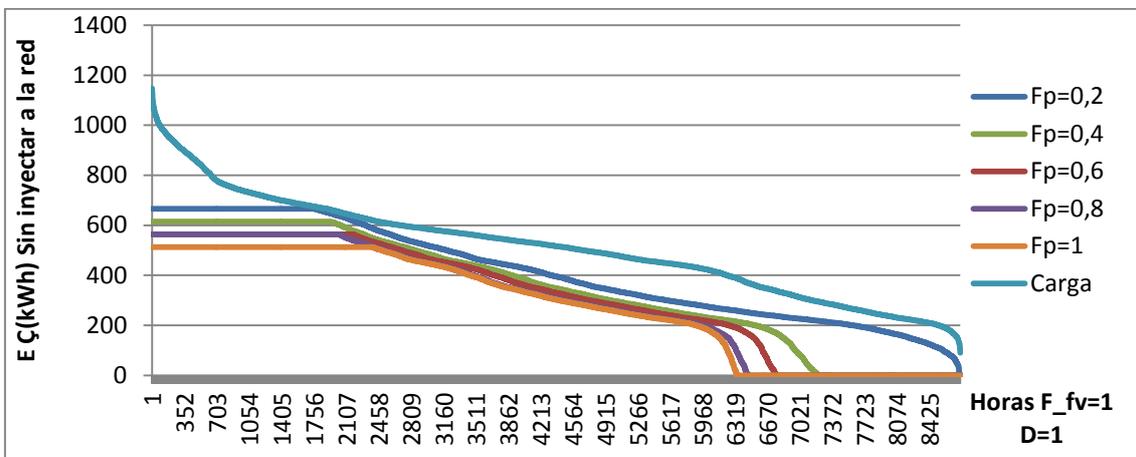


FIGURA 26. INTERCAMBIO DE ENERGÍA, SIN INYECCIÓN.

En resumen, con esta estrategia se consigue solventar el problema de los picos de energía que aparecían en la estrategia anterior, aunque por otra parte en función del dimensionamiento de la misma, las pérdidas de energía que se producen en el sistema son mayores debido a las limitaciones que se imponen a la energía entregada en exceso por el hecho de no poder superar el pico de energía establecido para cada caso.

5. CONCLUSIONES.

Tras analizar los resultados, se van a exponer los resultados para cada uno de los dos estudios que se han realizado.

5.1. Caso básico.

Para el caso básico, se ha podido observar que la fotovoltaica y la eólica se complementen bastante bien entre sí para alimentar a la carga, consiguiendo reducir de forma significativa la energía absorbida de la red, que es el primer objetivo establecido. Por otra parte, además del uso de ambas fuentes de energía, también ha cobrado mucha importancia la incorporación de baterías al sistema, ya que ha afectado a los resultados de forma muy significativa.

Por ejemplo suponiendo el caso sin batería, con $D=0$ y un $F_p=1$, en sistemas puramente eólicos la EAA es del 51,4 %, y para el caso puramente fotovoltaico la EAA es de un 59,9 %. Si se tiene en cuenta un sistema híbrido el mejor resultado se obtiene con un $F_{fv}=0,4$ en el que la EAA baja a un 36,9 % de la energía total demandada. Como se puede observar, con la combinación de la solar con la eólica se ha conseguido disminuir la EAA, y con ello al EAI al no haber baterías es el mismo ratio que la EAA y el RPR a un 70,45 %, de una forma bastante significativa, poniendo de manifiesto lo bien que se complementan ambas fuentes de energía y la idoneidad de usar sistemas híbridos.

Aunque se han conseguido resultados aceptables sin el uso de baterías, ha quedado demostrado el buen resultado de añadir las al sistema, consiguiendo almacenar la energía producida en exceso con respecto a la demanda y permitiendo usar la misma en los momentos en los que la generación no satisface a la demanda. Por ejemplo para un $F_p=1$ y $D=1$, en un sistema eólico la EAA pasa a ser un 34,3 % y en sistemas fotovoltaicos de un 24,6 %, mostrándose un mejor comportamiento de la fotovoltaica cuando se añaden baterías al sistema. La mejor combinación con $F_p=1$ se consigue con un $F_{fv}=0,6$ llegando a una EAA de un 17,4 % y un RPR de 30,41 %, mostrándose de nuevo que ambas fuentes de energía se complementan perfectamente. Como se ha demostrado, hay una gran reducción al añadir una batería con $D=1$, pero a partir de ese tamaño los efectos de aumentarla son muy reducidos, con un $D=5$ con la mejor combinación que es $F_{fv}=0,4$ la EAA es de un 10,5 % y el RPR de un 24,30 %, reduciéndose sólo un 7 % y un 6,11 % respectivamente, con respecto al mejor caso con $D=1$, haciéndose evidente que el sobredimensionamiento de la batería no garantiza que los resultados mejoren de forma notable.

Por otra parte sobredimensionar el F_p por encima de 1 sí que consigue que se siga disminuyendo la EAA en todos los casos, pero se produce una mayor energía en exceso y por tanto, aumenta la cantidad de energía inyectada a la red, lo que hace que el RPR es mayor, por último esto también provoca un aumentando el pico de energía, pasando de pico de la carga que es 1146,9 kWh, hasta 6223,4 kWh en un sistema fotovoltaico con $F_p=3$ (en el caso de no permitir entregar energía a la red estos picos no aparecerían, ni aumentaría el RPR pero la EP se dispararía). En cuanto al aumento del pico de energía por la inyección de la energía generada en exceso inyectada a la red se puede mitigar limitando el pico de energía que se puede inyectar, aunque con eso se generan pérdidas de energía que aumentan al aumentar el

F_p . Dadas las limitaciones legales para la implantación de este tipo de sistemas de generación, se ha analizado el funcionamiento del sistema para el caso en el que no se permitiera inyectar energía a la red, aunque en este caso las pérdidas de energía se disparan cuando el F_p está por encima de 1 dado que toda la energía producida en exceso se perdería y también son muy considerables para el caso con $D=0$ en el que en un sistema puro solar dichas pérdidas las pérdidas alcanzan un 59% con $F_p = 1$. El caso sin inyección no es óptimo desde el punto de vista energético, pero ha sido interesante su estudio de cara a la implantación de este tipo de sistemas adecuándolo al marco legal de cada zona.

Por otro lado las pérdidas por efecto Joule RPR, en cuanto el F_p supera el 1, aumentan de forma exponencial, llegándose a situar en 19 veces las pérdidas en el caso en el que no hay generación, para el caso sin batería y $F_p = 3$ en sistema puro solar. Si se considera el caso en el que no se permite la inyección de energía, este RPR disminuirá conforme se aumenta el F_p , pero de igual forma aumentan las pérdidas de energía, con lo que desde el punto de vista energético no es una buena solución. Volviendo al caso en el que se permite entregar energía a la red, en sistemas sin baterías se ha observado que $F_p = 1$ y estas pérdidas se mueven en entre 174 % veces la inicial para $F_{fv} = 1$ y 127 % veces para $F_{fv} = 0$ (en ambos casos se empeora el caso inicial), consiguiendo la mejor combinación para $F_{fv} = 0,4$ se disminuyen a un 70,45 % del caso inicial. Si se introduce una batería con $D=1$ este RPR se consiguen disminuir hasta a 35 % con un $F_{fv} = 0,6$, quedando patente la idoneidad del uso de baterías, siempre que la legislación lo permita.

El problema de esta estrategia, es que no se consigue disminuir el pico de energía en ninguno de los casos, incluso para la mayoría de las combinaciones “óptimas” se sitúa por encima del pico inicial (aumenta al aumentar el F_p). Para solventar este problema, en esta estrategia lo único que se ha conseguido es que dicho pico no sobrepase el pico de la demanda limitando la energía inyectada a la red al mismo valor del pico de energía demandado (provocando pérdidas de energía), pero en ningún caso se ha conseguido disminuir el pico de energía de la demanda, por ello se analiza la estrategia peak shaving.

5.2. Peak Shaving.

Con esta estrategia se persigue precisamente conseguir mejorar el punto débil del caso básico, que es reducir el pico de energía. Además también se tendrán en cuenta el resto de parámetros. Dado que ahora el objetivo es disminuir el pico de demanda con el sistema dimensionado con el menor tamaño posible, no se ha entrado a valorar sistemas híbridos, ya que el objetivo es tener sistemas lo más pequeños posibles.

Tras analizar sistemas eólicos y solares, ha quedado demostrado que sistemas solares tienen un mejor comportamiento, por ello se centra el estudio en ellos. Para sistemas solares con un F_p de sólo 0,2 y $D=0,25$ (6 horas) se ha visto que se consigue disminuir el pico en un 33 %, como se ve se ha conseguido una gran reducción con muy pocos recursos y además sin pérdidas de energías tanto para el caso con inyección como para el caso sin inyección. En este tipo de sistemas es crítico el dimensionamiento del mismo, ya que conforme se aumenta, efectivamente se consigue disminuir el pico de energía pero de igual forma se aumentan la energía perdida. Consiguiéndose, en el caso de los analizados, la mayor reducción del pico de energía con $F_p = 1$ y $D=1$ con el que se consigue reducir el pico hasta el valor de pico hasta el valor medio de la carga, lo que supone una reducción del mismo del 55 %, pero a diferencia el caso anterior en el que las pérdidas eran prácticamente nulas, en este caso alcanzarían 30,52

% y un 55,55 % para el caso con inyección y sin inyección respectivamente. Como se observa, el dimensionamiento del sistema es crítico desde el punto de vista de las pérdidas de energía en el mismo.

Otro factor a tener en cuenta, aunque no es el objetivo de esta estrategia, es el RPC. Dado que en esta estrategia no se tienen en cuenta $F_p = 1$ (ya que el objetivo no es cubrir la mayor parte de la demanda sino cubrir la misma cuando se produzcan picos en la mima), prácticamente en todos los casos se disminuyen las pérdidas por efecto Joule en la red, con lo que para esta estrategia el RPR no será un factor crítico. Se obtienen unas menores pérdidas para el caso en el que no se permite inyectar energía a la red, como es lógico, porque esto disminuye la interacción con la red aunque provoca unas mayores pérdidas de energía de la energía producida en exceso, ya que no se permite inyectar la misma a la red.

Tras analizar todas las opciones, se da como dimensionamiento muy óptimo un $F_p = 0,4$, $F_{fv} = 1$ y $D = 0,5$ con el que se consigue reducir el pico de energía en un 42 % hasta 666,1 kWh y en el que la energía producida y perdida es del 0 % para el caso con inyección y del 16 % en el caso sin inyección, y con unos ratios de pérdidas en los conductores de 60,11 % y 57,10 % para casos con y sin inyección respectivamente.

Tras estudiar los resultados obtenidos con la estrategia peak shaving, ha quedado demostrado que se obtienen muy buenos resultados desde todos los puntos de vista como son EAA, RPR y reducción del pico de energía. En esta estrategia el factor crítico es la pérdida de energía, debida a las limitaciones en la energía que se permite inyectar a la red, por ello hay que ser estudiar muy bien el caso para dimensionar de la forma que se consigan los mejores resultados sin que la energía perdida sea un factor determinante.

5.3. Conclusión global.

Tras analizar las dos estrategias, se puede concluir que la estrategia básica es más óptima desde el punto de vista energético, ya que, en todo caso, la energía perdida va a ser menor. El peak shaving tiene mayores restricciones para entregar el exceso de energía a la red, además de que la prioridad es tener la batería cargada para los momentos pico, lo que provoca que uso de la energía almacenada para satisfacer la demanda sea más limitado. Por ello el uso de la estrategia básica es más óptimo en los casos en los que no haya limitación para entregar energía a la red o bien si los picos de energía no suponen un problema para el sistema.

Por otra parte, la estrategia peak shaving, aunque desde el punto de vista energético siempre se obtienen peores resultados, es la forma óptima de trabajar para el caso en el que el factor crítico sea el pico de energía, dado que esta es la única manera en la que consigue una reducción del mismo.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ortjohann,E; Omari, O.A. Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record of the twenty-Ninth IEEE2002, 1634-1634.
- [2] Colmenar-Santos, A; Campiñez-Romero, S., Pérez-Molina, C; Castro- Gil, M; 2012. Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency. *Energy Policy* 51, 749–764.
- [3] Mulder, G., Ridder, F., Six, D; 2010. Electricity storage for gridconnected household dwellings with PV panel. *Solar Energy* 84, 1284–1293.
- [4] Boletín oficial del estado (España). Real Decreto 413/2014. Martes 10 de junio de 2014. Sec. I. Pág. 43876 Núm. 140.
- [5] Beaudin, M; Zareipour, H; Schellenberglabe, A; Rosehart, W., 2010. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an updated review. *Energy for Sustainable Development* 14. 302–314.
- [6] Hemdan, N.G.A; Kurrat, M; 2011. Interconnection of decentralized renewable resources into distribution grids: implications and planning aspects. *Electric Power Systems Research* 81, 1410–1423.
- [7] Borowy, B.S; Salameh, Z.M; 1994. Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind–PV system. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 9 (3), 482–488.
- [8] Zhou, W; Lou, C; Li, Z; Lu, L; Yang, H; 2010. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy* 87, 380–389.
- [9] Celik, A.N; 2002. Optimization and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic–wind hybrid energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems. *Energy Conversion Management* 43 (18), 2453–2468.
- [10] Lamadrid, AJ; 2015. Optimal use of energy storage systems with renewable energy sources. *Electrical Power and Energy Systems* 71 101–111
- [11] Weitemeyer, S; Kleinhans, D; Vogt, T; Agert. A; 2015. Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage. *Renewable Energy* 75 14-20.
- [12] Wagner, R; 1997. Large lead acid bat for frequency regulation, load leveling and solar power applications. *Journal of Power Sources* 67 (1–2), 163–172.
- [13] Zheng, M; Meinrenken, CJ; Lackner. KS; 2015. Smart households: Dispatch strategies and economic analysis of distributed energy storage for residential peak shaving. *Applied Energy* 147 246–257.
- [14] Mena, R; Hennebel, M; FuLi, Y; Ruiz, C; Zio; E; 2014. A risk-based simulation and multi-objective optimization framework for the integration of distributed renewable generation and storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 37 778–793.
- [15] Castillo-Cagigal, M; Camaño-Martín, E; Matallanas, E; Masa-Bote, D; Gutiérrez, A; Monasterio-Huelin, F; Jiménez-Leube, J; 2011. PV self-consumption optimization with storage and active DSM for the residential sector. *Solar Energy* 85, 2338–2348.

[16] Boletín oficial del estado (España). Real Decreto 1110/2007. Martes 31 de diciembre de 2013. Sec. I. Pág. 106840 Núm. 313.

[17] Bayod-Rújula, A; Haro-Larrode, M; Martínez-Gracia, A; 2013. Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid. Solar Energy 98 582-591.

[18] Mohammad A. Al-Fawzan. 2010. Methods for Estimating the Parameters of the Weibull Distribution. King Abdulaziz City for Science and Technology P.O. Box 6086, Riyadh 11442, Saudi Arabia.

[19] Chapra, S. C. & Canale, R. P. 1985. Métodos numéricos para ingenieros. Mc Graw-Hill.

ANEXO I. CÁLCULO DEL PERFIL DE LA DEMANDA.

En referencia a la demanda, no se han podido conseguir datos horarios del consumo, datos fundamentales para este estudio. El dato que se tiene es el consumo anual, de una familia de 5 miembros residente en Zaragoza que es de 4488 kWh /año. Por otra parte, también se dispone del perfil anual horario publicado en el BOE para el año 2014 [16]. Si se tiene dicho perfil y el consumo total, se puede conseguir el consumo horario para dicho año.

En la Tabla 1 se muestra para el primer día del año el perfil de consumo medio para hogares publicado en el BOE [16] para cada periodo horario en la columna perfil, según esto para cada hora, expresado en tanto por uno, la cantidad que aparece en la columna perfil es la que se consume con respecto al total del consumo anual. En el caso de análisis el consumo anual es de 4480 kWh, por lo tanto para determinar el consumo horario basta con multiplicar el consumo total por el dato que aparece para cada periodo horario, obteniéndose los datos que aparecen en la columna perfil total. Con estos datos se puede hacer lo mismo con el resto de los días del año y conseguir el perfil anual de consumo horario.

TABLA 1. PERFIL DE LA DEMANDA.

| Día | Mes | Hora | Perfil | Perfil total (Wh) | Consumo (Wh) |
|-----|-------|------|------------|-------------------|--------------|
| 1 | Enero | 1 | 0,00016902 | 758,57 | 735,46 |
| 1 | Enero | 2 | 0,00013522 | 606,86 | 548,10 |
| 1 | Enero | 3 | 0,00010141 | 455,14 | 296,02 |
| 1 | Enero | 4 | 0,00007775 | 348,94 | 262,71 |
| 1 | Enero | 5 | 0,00006761 | 303,43 | 286,05 |
| 1 | Enero | 6 | 0,00006761 | 303,43 | 303,45 |
| 1 | Enero | 7 | 0,00006761 | 303,43 | 257,09 |
| 1 | Enero | 8 | 0,00007437 | 333,77 | 260,09 |
| 1 | Enero | 9 | 0,00007775 | 348,94 | 298,74 |
| 1 | Enero | 10 | 0,00009465 | 424,80 | 413,62 |
| 1 | Enero | 11 | 0,00012846 | 576,51 | 506,94 |
| 1 | Enero | 12 | 0,00014536 | 652,37 | 619,76 |
| 1 | Enero | 13 | 0,00016226 | 728,23 | 620,00 |
| 1 | Enero | 14 | 0,00016564 | 743,40 | 663,31 |
| 1 | Enero | 15 | 0,00016902 | 758,57 | 757,01 |
| 1 | Enero | 16 | 0,00016564 | 743,40 | 724,69 |
| 1 | Enero | 17 | 0,00015888 | 713,06 | 638,04 |
| 1 | Enero | 18 | 0,00015550 | 697,89 | 666,35 |
| 1 | Enero | 19 | 0,00017240 | 773,74 | 852,73 |
| 1 | Enero | 20 | 0,00018931 | 849,60 | 884,88 |
| 1 | Enero | 21 | 0,00020959 | 940,63 | 995,34 |
| 1 | Enero | 22 | 0,00022649 | 1016,49 | 835,73 |
| 1 | Enero | 23 | 0,00021635 | 970,97 | 860,64 |
| 1 | Enero | 24 | 0,00018254 | 819,26 | 780,93 |

El problema de usar directamente estos datos, es que se trata de un perfil medio, con lo cual las distorsiones en el consumo para cada franja se amortiguan y lo que se muestra es la tendencia global de los consumidores domésticos, pero esto podría no ajustarse fielmente a la realidad de cada consumidor de forma individual. La columna Consumo muestra los datos calculados a partir de la distribución de Weibull, proceso que se explica dentro de este anexo.

Lo que sí que se ha podido observar son las diferentes tendencias de consumo de los consumidores domésticos a lo largo del año. Se ha observado una clara diferencia entre los meses de invierno (noviembre-marzo) y los meses de verano (abril-octubre) además, para cada uno de los periodos también se aprecia una clara diferencia entre días laborables y los festivos o fines de semana.

Para el periodo de invierno, la característica principal del consumo es un fuerte pico alrededor de las 22 00 horas. En la FIGURA 27 se muestra el comportamiento del consumo en un día laborable y en FIGURA 28 para un día no laborable. La tendencia del pico es la misma, la clara diferencia entre un día laborable y un día no laborable es que los días laborables es a partir de las 7 00 horas cuando la demanda comienza a crecer y en los días festivos este inicio del aumento de la demanda se retrasa hasta las 9 00 horas.

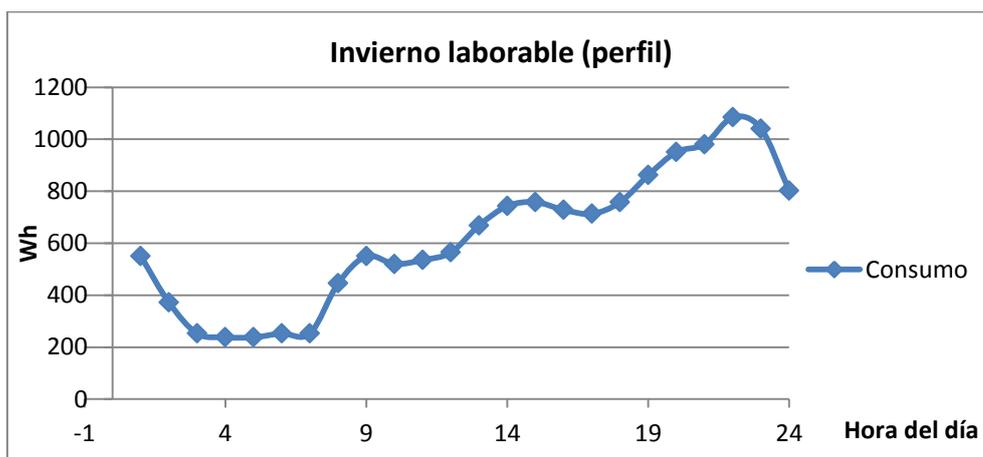


FIGURA 27. PERFIL DE CONSUMO EN UN DÍA DE INVIERNO LABORABLE.



FIGURA 28, PERFIL DE CONSUMO EN UN DÍA NO LABORABLE DE INVIERNO.

Para los días de verano en la FIGURA 29 se muestra el perfil de consumo para días laborables y en la FIGURA 30 para días no laborables. A grandes rasgos la tendencia del consumo es parecida a los días de inviernos, observándose el retraso del inicio del consumo en las primeras horas del día los días no laborables con respecto a los laborables. En lo que sí que se aprecia diferencia es que el consumo es menor en verano y sobre todo se muestra en un pico en las horas finales del día mucho menos acusado que en invierno.

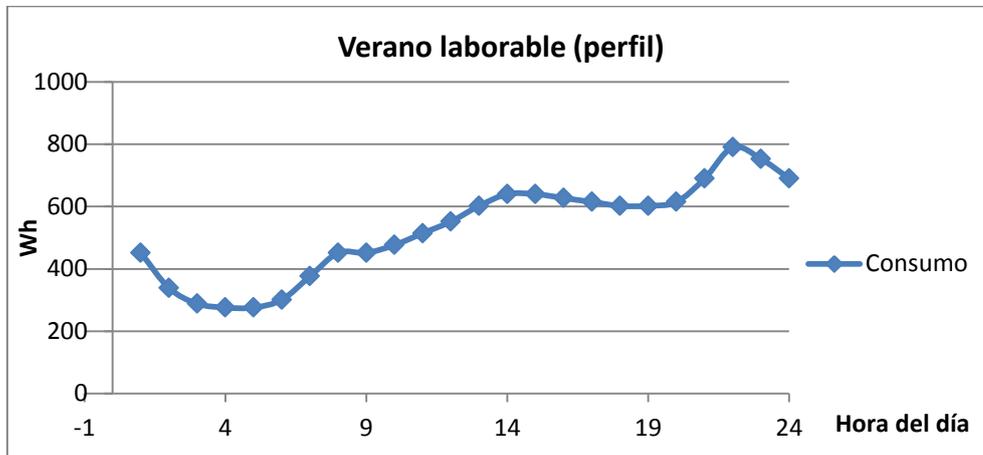


FIGURA 29. PERFIL DE CONSUMO EN UN DÍA DE VERANO LABORABLE.

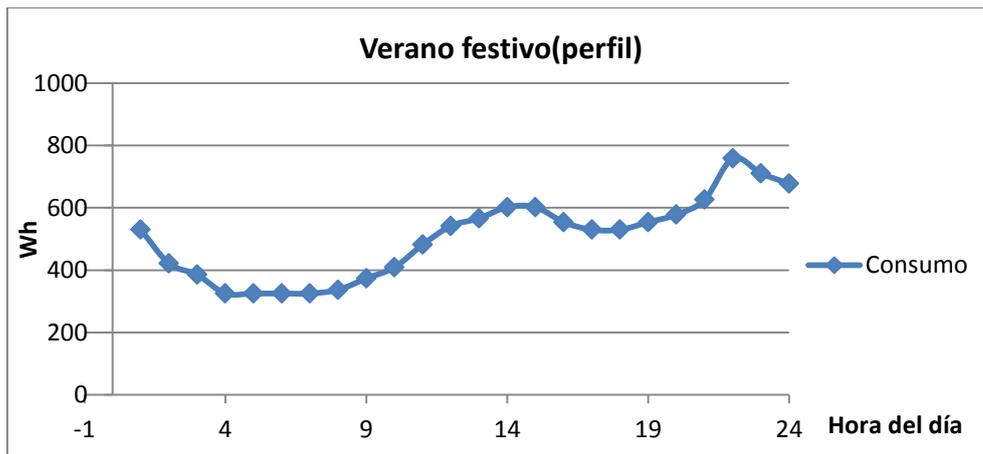


FIGURA 30. PERFIL DE CONSUMO EN UN DÍA DE VERANO NO LABORABLE.

Como se ha expuesto, se podría trabajar con los datos resultantes de multiplicar el consumo final por el perfil de consumo que se tiene, pero como se observa en las figuras anteriores, es un consumo medio y este no refleja las dispersiones que se producen en el consumo de energía de un consumidor doméstico individual, por ello lo ideal es trabajar con un modelo en el que dichas dispersiones estén presentes y no trabajar con esos valores medios.

Es muy común usar una distribución de Weibull para poder predecir el recurso eólico y sería posible extrapolar dicho uso para, disponiendo de los datos del perfil de consumo, obtener datos más cercanos a la realidad si se consiguen obtener los parámetros de la distribución de Weibull por la que se pueda modelar el sistema. Hay que tener en cuenta, que se está ante un perfil de consumo horario, dónde nada tiene que ver el dato de consumo de un día cualquiera de las 4 00 horas con el de las 22 00 horas, además de las diferencias en la

tendencia del consumo en periodos de invierno y en periodos de verano, así como para días laborables y días no laborables.

Para poder tener en cuenta todas las diferencias que se han expuesto, se divide el consumo en cuatro grupos: días de verano laborables y en no laborables (de abril a octubre) y en días de invierno laborables y no laborables (de noviembre a marzo). Nótese que se han considerado como días no laborables los fines de semana y los días que aparecen como festivos a nivel nacional. Además de estos cuatro grupos en los que se ha agrupado el consumo, dentro de cada uno de ellos se hace la división para cada periodo horario, tendiendo para cada uno de los grupos 24 subgrupos, uno por cada hora del día.

Antes de continuar es importante definir la distribución de Weibull. En la Ecuación se muestra la función de densidad de probabilidad y la rma y de escala respectivamente

muestra la función de distribución de la Weibull.

$$f(t, \alpha, \beta) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} t^{\alpha-1} e^{-(t/\beta)^\alpha} \quad (ec. 12)$$

Donde α y β (ambos >0) se denominan parámetro de forma y de escala respectivamente

$$F(t) = 1 - e^{-(t/\beta)^\alpha} \quad (ec. 13)$$

Dentro de cada grupo, para cada subgrupo de han obtenido los parámetros de la distribución de Weibull que modela en comportamiento del sistema. La Tabla 2 muestra los parámetros de la distribución de Weibull que define sistema para cada una las horas y periodos.

TABLA 2. PARÁMETROS DE LA WEIBULL PARA LODS DIFERENTES ESCENARIOS

| Periodo | Invierno laboral | | Invierno no laboral | | Verano laboral | | Verano no laboral | |
|---------|------------------|--------|---------------------|--------|----------------|--------|-------------------|--------|
| | Forma | Escala | Forma | Escala | Forma | Escala | Forma | Escala |
| 1 | 10,33 | 477,65 | 15,61 | 635,98 | 5,89 | 350,74 | 14,10 | 454,94 |
| 2 | 10,51 | 320,82 | 11,41 | 487,95 | 6,93 | 271,88 | 12,40 | 360,08 |
| 3 | 14,06 | 207,43 | 9,96 | 362,19 | 6,53 | 233,56 | 8,60 | 310,81 |
| 4 | 14,27 | 195,39 | 15,23 | 289,92 | 5,85 | 215,99 | 8,77 | 287,47 |
| 5 | 14,08 | 195,18 | 15,68 | 251,89 | 5,83 | 215,46 | 10,83 | 276,86 |
| 6 | 13,38 | 206,70 | 14,74 | 251,11 | 8,39 | 237,20 | 8,63 | 265,51 |
| 7 | 6,58 | 213,55 | 13,57 | 247,94 | 15,24 | 315,60 | 8,14 | 271,82 |
| 8 | 14,51 | 376,91 | 11,76 | 269,24 | 30,29 | 400,93 | 6,25 | 291,95 |
| 9 | 15,94 | 463,56 | 13,77 | 302,04 | 39,07 | 402,09 | 9,51 | 331,86 |
| 10 | 16,30 | 439,01 | 11,48 | 374,51 | 24,32 | 405,22 | 17,39 | 389,79 |
| 11 | 16,12 | 451,36 | 15,50 | 482,62 | 18,48 | 431,05 | 19,53 | 432,75 |

| | | | | | | | | |
|----|-------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|--------|
| 12 | 15,88 | 477,03 | 15,05 | 541,63 | 16,08 | 458,74 | 19,72 | 464,18 |
| 13 | 15,66 | 563,57 | 12,82 | 592,14 | 14,55 | 497,29 | 20,41 | 489,51 |
| 14 | 15,51 | 625,65 | 15,30 | 622,54 | 17,44 | 534,97 | 25,32 | 523,77 |
| 15 | 15,61 | 638,34 | 14,42 | 646,42 | 18,07 | 535,60 | 15,88 | 518,77 |
| 16 | 15,77 | 613,59 | 14,34 | 633,49 | 15,44 | 517,81 | 11,57 | 490,30 |
| 17 | 15,68 | 600,95 | 14,37 | 608,00 | 16,06 | 509,30 | 11,09 | 469,44 |
| 18 | 15,46 | 638,28 | 11,96 | 615,68 | 16,27 | 499,45 | 13,13 | 441,12 |
| 19 | 14,98 | 724,73 | 10,06 | 699,27 | 16,84 | 500,42 | 14,24 | 452,44 |
| 20 | 14,71 | 798,99 | 9,53 | 766,07 | 28,56 | 530,30 | 28,32 | 521,72 |
| 21 | 15,14 | 825,04 | 12,74 | 810,19 | 34,02 | 606,60 | 18,87 | 609,06 |
| 22 | 15,14 | 912,29 | 15,04 | 852,56 | 29,46 | 663,03 | 34,23 | 665,02 |
| 23 | 15,18 | 875,13 | 14,63 | 813,40 | 15,08 | 608,45 | 28,68 | 609,94 |
| 24 | 11,15 | 698,92 | 12,53 | 709,17 | 6,87 | 495,09 | 10,85 | 542,79 |

Tras aplicar la distribución de Weibull con los parámetros mostrados en la Tabla 2 al consumo, se obtienen los perfiles ajustados que se muestran en la FIGURA 31, la FIGURA 32, la FIGURA 33, y la FIGURA 34 en las que se muestra el perfil horario de la demanda para un día de invierno laborable y no laborable y un día de verano laborable y no laborable respectivamente. Como puede observarse, a diferencia del perfil del BOE que es un perfil medio en el que se sigue la tendencia del conjunto de consumidores domésticos y en el que no hay distorsiones horarias, en este perfil calculado mediante la aplicación de la distribución de Weibull se muestra un perfil que sigue la misma tendencia que el perfil medio, pero en el que sí existen distorsiones horarias, típicas de consumo de un usuario doméstico individual y hacen que este perfil se ajuste mejor al consumo horario real de un usuario doméstico individual.

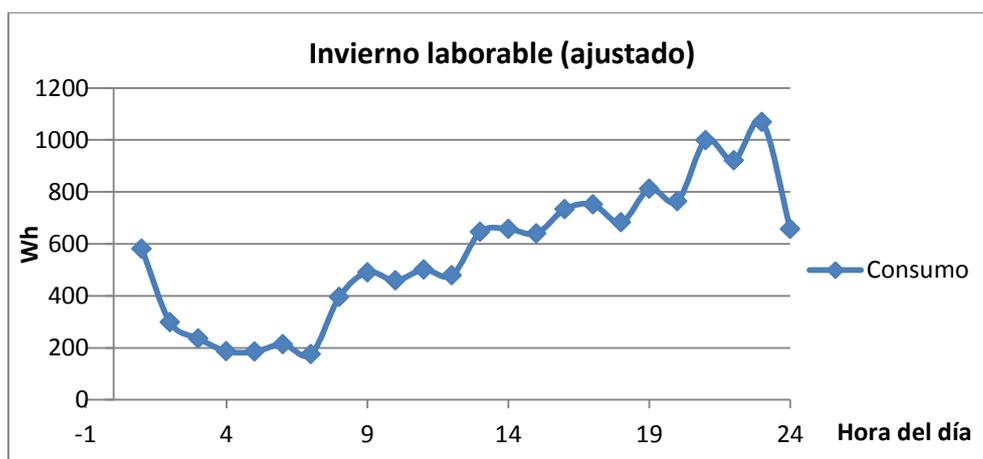


FIGURA 31. PERFIL DÍA INVIERNO LABORABLE ESTIMADO CON LA WEIBULL.



FIGURA 32. PERFIL DÍA INVIERNO NO LABORABLE ESTIMADO CON LA WEIBULL.

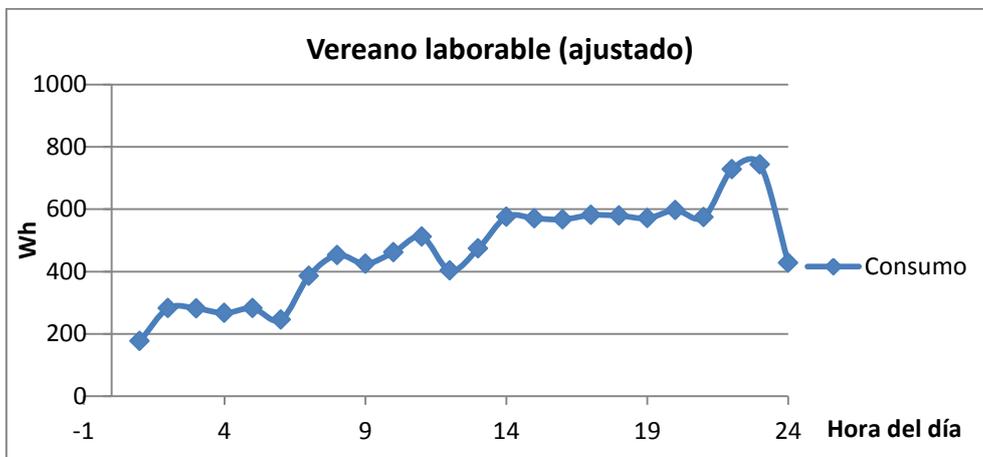


FIGURA 33. PERFIL DÍA INVIERNO NOVERANO LABORABLE ESTIMADO CON LA WEIBULL.



FIGURA 34. PERFIL DÍA INVIERNO NOVERANO NO LABORABLE ESTIMADO CON LA WEIBULL.

Hasta ahora se ha comentado que el perfil publicado en el BOE para consumidores domésticos era un perfil de consumo medio, con lo que en él no aparecían las distorsiones que se producen en el consumo de un cliente doméstico individual, de ahí la necesidad de establecer el perfil de consumo usando la distribución de Weibull para conseguir un perfil de

consumo más ajustado a la realidad. Una vez que se ha aplicado dicha distribución y se tiene el perfil de consumo para todo el año, cabe esperar que si los datos del año obtenido se agrupan de nuevo días de inviernos laborables y no laborables por un lado y días de verano laborables y no laborables por otro y para cada uno de los cuatro grupos se calcula el valor medio del consumo para cada una de las 24 horas del día, el resultado de esos valores medios sea muy parecido al perfil inicial de consumo doméstico del que se partía, ya que las distorsiones diarias deben desaparecer al hacer la media de un conjunto de días. Los resultados de dichos valores medios se muestran en la FIGURA 35, la FIGURA 36, la FIGURA 37, y la FIGURA 38, en las que se muestran el perfil medio para días de invierno laborables y no laborables y de verano laborables y no laborables respectivamente. Si se analizan dichos resultados, se puede ver gráficamente que los resultados son prácticamente idénticos a los que resultaban de aplicar directamente el perfil de consumo doméstico publicado en el BOE. Con esto queda demostrada la validez de usar la distribución de Weibull para calcular el perfil de consumo diario para un consumidor doméstico, consiguiendo un resultado con distorsiones en el consumo diario que se acerca más a un consumo real que el perfil medio inicial.



FIGURA 35. PERFIL MEDIO DÍA INVIERNO LABORABLE ESTIMADO CON LA WEIBULL.



FIGURA 36. PERFIL MEDIO DÍA INVIERNO NO LABORABLE ESTIMADO CON LA WEIBULL.

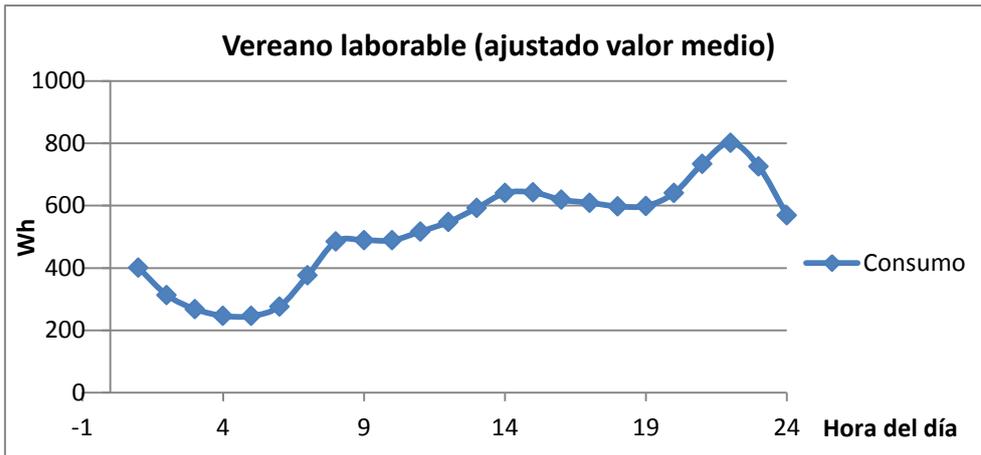


FIGURA 37. PERFIL MEDIO DÍA VERANO LABORABLE ESTIMADO CON LA WEIBULL.



FIGURA 38. PERFIL MEDIO DÍA VERANO NO LABORABLE ESTIMADO CON LA WEIBULL.

ANEXO II. MÉTODOS MATEMÁTICOS EMPLEADOS.

Como se ha explicado en el apartado anterior, para obtener el perfil de consumo horario de un consumidor doméstico, se ha recurrido a la distribución de Weibull, así que en este apartado se han a explicar los métodos estadísticos y matemáticos que se han usado para conseguir los resultados expuestos.

1. Método de máxima verosimilitud

Este es método es uno de los mejores a la hora de hacer la estimación de parámetros en una distribución de una variable aleatoria. Tal y como se deduce de su nombre, para la obtención de la estimación de los parámetros lo que hace es maximizar la llamada **función de verosimilitud**. [18]

Supóngase que se tiene una variable aleatoria X , con una función de densidad de probabilidad $f(x, \theta_1, \dots, \theta_m)$, dónde $\theta_1, \dots, \theta_m$ son los parámetros desconocidos de la misma. Siendo x_1, x_2, \dots, x_n los valores observados de una muestra aleatoria de tamaño n , la función de máxima verosimilitud es la siguiente:

$$L(\theta_1, \dots, \theta_n) = f(x_1, \theta_1, \dots, \theta_m) \cdot f(x_2, \theta_1, \dots, \theta_m) \cdot \dots \cdot f(x_n, \theta_1, \dots, \theta_m) \text{ (ec. 14)}$$

Como se ve, la función de máxima versosimilitud, pasa a depender de los parámetros desconocidos de la distribución en la que estemos, y se buscan los valores de $\theta_1, \dots, \theta_m$ que maximizan dicha función, dichos valores serán la estimación de los parámetros.

Aparece, una función análoga, y bastante más sencilla para los cálculos, y es la función de log-verosimilitud y es la siguiente:

$$l(\theta_1, \dots, \theta_n) = \ln L(\theta_1, \dots, \theta_n) = \sum_{i=1}^N \ln[f_{(\theta_1, \dots, \theta_m)}(x_i)] \text{ (ec. 15)}$$

La función de log-verosimilitud, cumple que su máximo es el mismo que la función de verosimilitud y es bastante más sencilla de optimizar.

2. Estimación de los parámetros de la Distribución de Weibull.

Como se sabe, la función de densidad de probabilidad de una distribución Weibull es:

$$f(x, \alpha, \beta) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} x^{\alpha-1} e^{-(x/\beta)^\alpha} \text{ (ec. 16)}$$

Al usar la función de máxima verosimilitud para hacer la estimación de los parámetros, queda la siguiente función para maximizar:

$$L(\alpha, \beta) = \prod_{i=1}^n \frac{\alpha}{\beta^\alpha} x_i^{\alpha-1} e^{-(x/\beta)^\alpha} = \left(\frac{\alpha}{\beta^\alpha}\right)^n \prod_{i=1}^n x_i^{\alpha-1} e^{-(x/\beta)^\alpha} \quad (ec. 17)$$

Los valores de los parámetros α y β que la maximicen, son las estimaciones que se toman para los parámetros de la distribución.

Se va a optimizar la función, y para ello habrá que usar derivadas parciales, con respecto a cada uno de los parámetros, en la función la y como está planteada surge el problema de que aparece un productorio, y eso complica mucho los cálculos de derivadas, por ello se recurre a la función de log-verosimilitud, que consiste en tomar el logaritmo de la función de verosimilitud, ya que los valores de los parámetros que hagan máxima a la función de log-verosimilitud serán los mismos que lo hagan con la función de verosimilitud.

$$l(\alpha, \beta) = \ln \left[\left(\frac{\alpha}{\beta^\alpha}\right)^n \left(\prod_{i=1}^n x_i^{\alpha-1} e^{-(x/\beta)^\alpha} \right) \right] \quad (ec. 18)$$

La gran ventaja de usar ésta, es que aplicando las propiedades de los logaritmos, los productos de logaritmos se convierten en sumas, y las sumas no dan problema alguno para derivarlas.

$$l(\alpha, \beta) = n \ln \frac{\alpha}{\beta^\alpha} + \sum_{i=1}^n \left(\ln x_i^{\alpha-1} - \left(\frac{x_i}{\beta}\right)^\alpha \right) \Rightarrow$$

$$l(\alpha, \beta) = n(\ln \alpha - \alpha \ln \beta) + (\alpha - 1) \sum_{i=1}^n \ln x_i - \frac{1}{\beta^\alpha} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \quad (ec. 19)$$

Ésta última ecuación es la que se usará para el cálculo de las derivadas parciales para la optimización, dado que es con la que más sencillo resultará derivar.

Una vez llegado aquí, el objetivo es maximizar dicha función, en función de los parámetros α y β , con lo que se van a hacer las derivadas parciales con respecto a ambos parámetros, se igualarán a 0 y posteriormente se despejarán los parámetros. Los resultados de los parámetros que se obtengan, serán los que maximizan la función de log-verosimilitud y por tanto también la función de verosimilitud, con lo que se habrá resultado la estimación por este método.

Realizado las derivadas parciales con respecto a los parámetros, en la función de log-verosimilitud se llega a:

$$l \frac{\partial l}{\partial \alpha} = \frac{n}{\alpha} - n \ln \beta + \sum_{i=1}^n \ln x_i + \beta^{-\alpha} \ln \beta \sum_{i=1}^n x_i^\alpha - \frac{1}{\beta^\alpha} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i = 0 \quad (ec. 20)$$

$$\frac{\partial l}{\partial \beta} = -\frac{n\alpha}{\beta} + \alpha\beta^{-\alpha-1} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha = 0 \quad (ec. 21)$$

Como se ve, la $\beta^{-\alpha}$, es mucho más sencilla que la $\beta^{-\alpha-1}$, por lo que se despejará el parámetro β de ella, para posteriormente sustituirlo en la primera y así tener una ecuación en función de un solo parámetro y poder resolverla.

$$-\frac{n\alpha}{\beta} + \alpha\beta^{-\alpha-1} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha = 0 \Rightarrow n\alpha + \alpha\beta^{-\alpha} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \Rightarrow n = \beta^{-\alpha} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \Rightarrow$$

$$\beta^{-\alpha} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha} \Rightarrow \beta^\alpha = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \Rightarrow \beta = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \right]^{\frac{1}{\alpha}} \quad (ec. 22)$$

Ya despejado el parámetro β en función de α , ahora se lleva este resultado a la derivada parcial con respecto a α para despejar éste y poder resolver la ecuación.

$$\frac{n}{\alpha} - n \ln \beta + \sum_{i=1}^n \ln x_i + \beta^{-\alpha} \ln \beta \sum_{i=1}^n x_i^\alpha - \frac{1}{\beta^\alpha} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i = 0 \Rightarrow$$

$$n \left(\frac{1}{\alpha} - \ln \beta \right) + \beta^{-\alpha} \left[\ln \beta \sum_{i=1}^n x_i^\alpha - \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i \right] = - \sum_{i=1}^n \ln x_i \Rightarrow$$

$$n \left(\frac{1}{\alpha} - \ln \beta \right) + n \frac{\ln \beta \sum_{i=1}^n x_i^\alpha - \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha} = - \sum_{i=1}^n \ln x_i \Rightarrow$$

$$\frac{n}{\alpha} - n \ln \beta + n \ln \beta - n \frac{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha} = - \sum_{i=1}^n \ln x_i \Rightarrow$$

$$\frac{n}{\alpha} = n \frac{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha} - \sum_{i=1}^n \ln x_i \Rightarrow \alpha = \left[\frac{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln x_i}{n} \right]^{-1} \quad (ec. 23)$$

Tras estos pasos, se ha despejado el parámetro α en función de los datos que se les ha proporcionado y una vez calculado este, el parámetro β se despeja asimismo.

$$\alpha = \left[\frac{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln x_i}{n} \right]^{-1} \quad (ec. 24)$$

$$\beta = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i^\alpha \right]^{\frac{1}{\alpha}} \quad (ec. 25)$$

Para despejar la α , se recurre al método de la bisección que se explicará detalladamente en el a continuación.

3. Método de la bisección

Es un método que permite encontrar las raíces que hacen cero a una determinada función [19].

Este método se basa en el **Teorema de Bolzano** que dice lo siguiente:

Sea $f: [x_1, x_2] \subset \mathbb{R} \rightarrow \mathbb{R}$ una función continua en el intervalo $[x_1, x_2]$ tal que $f(x_1) \cdot f(x_2) < 0$, es decir, que cambia de signo, entonces existe un punto x_3 contenido en el intervalo (x_1, x_2) tal que $f(x_3) = 0$.

Lo que dice el teorema de Bolzano es que si una ecuación es continua en un intervalo y que si los valores de la función en los extremos del intervalo cambian de signo, entonces existe al menos un punto dentro del intervalo que hace que la función sea igual a cero.

Demostración:

Supóngase que $f(x_1) < 0$ y $f(x_2) > 0$. Sea T el conjunto formado por todos los valores x tales que $x \in [x_1, x_2]$ para los que $f(x) < 0$. El conjunto T está acotado superiormente por x_2 y, además, no está vacío ya que x_1 pertenece a T . Por ello el conjunto T tiene un extremo superior x_3 . Se cumple que $f(x_3) = 0$. Se demuestra que:

Si $f(x_3) > 0$, entonces por la propiedad de la conservación del signo de las funciones continuas existiría un intervalo $(x_3 - \delta, x_3 + \delta)$ en el que la función sería también positiva. En este caso existirían valores menores que x_3 que servirían de cota superior de T y por ello c no sería el extremo superior de T como se ha supuesto.

Si $f(x_3) < 0$, entonces existiría un intervalo $(x_3 - \delta, x_3 + \delta)$ en el que la función sería negativa y por tanto existirían valores de x a la derecha de x_3 para los que la función sería negativa y por lo que x_3 no sería el extremo superior de T . Por ello $f(x_3)$ tiene que tomar el valor cero: $f(x_3) = 0$.

Si $f(x_1) > 0$ y $f(x_2) < 0$ el razonamiento es similar.

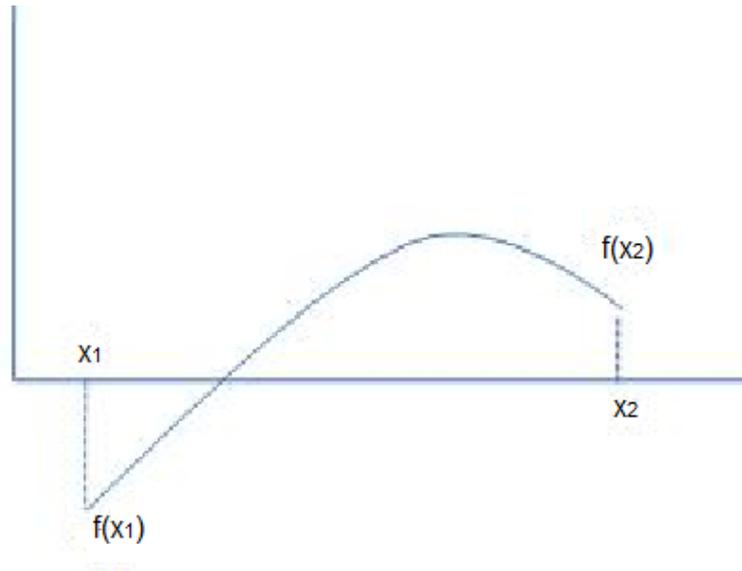


FIGURA 39. EJEMPLO DE FUNCIÓN QUE INCLUYE PASO POR 0.

Como se ve en la FIGURA 39, la función es continua en el intervalo $[x_1, x_2]$ y los valores de $f(x_1)$ y $f(x_2)$ cambian de signo, por lo que tiene que haber algún valor x_r intermedio para el cual $f(x_r) = 0$.

El **método de la bisección** parte del teorema de Bolzano y la metodología de este método es la siguiente:

1. Escoger los valores iniciales x_1 y x_2 que hagan que la función $f(x)$ cambie de signo. Esto se comprueba viendo que $f(x_1) \cdot f(x_2) < 0$.
2. La primera aproximación a la raíz x_r será:

$$x_r = \frac{x_1 + x_2}{2} \quad (\text{ec. 26})$$

3. Tras realizar la primera aproximación se harán las siguientes comprobaciones:
 - a. Si $f(x_1) \cdot f(x_r) < 0$, la raíz se encuentra dentro del primer subintervalo, con lo que el valor de x_2 se sustituye por el de x_r y se va al paso 4.
 - b. Si $f(x_1) \cdot f(x_r) > 0$, entonces la raíz se encuentra dentro del segundo subintervalo, con lo que el valor de x_1 se sustituye por el de x_r y se va al paso 4.
 - c. Si $f(x_1) \cdot f(x_r) = 0$, entonces se ha llegado a la raíz que es x_r y los cálculos han terminado.

4. En este punto se vuelve a calcular una nueva aproximación a la raíz:

$$x_r = \frac{x_1 + x_2}{2} \quad (\text{ec. 27})$$

5. Habrá que decidir si la aproximación es lo suficientemente exacta, se dará un intervalo próximo a cero como válido, si la aproximación entra en ese intervalo los cálculos habrán terminado, en otro caso habrá que regresar al paso 3.

El método de la bisección parte el teorema de Bolzano, y el primer intervalo lo va dividiendo en dos y se queda con el valor central de la x y el otro valor será el del extremo del intervalo anterior en el que el signo de la función sea del opuesto al valor central, con lo que se llega a un nuevo intervalo, con la mitad de longitud que el original y en el que se sigue cumpliendo el teorema de Bolzano y nos habremos acercado al valor de la raíz, este proceso se va repitiendo tantas veces como sea necesario hasta llegar a un valor tan aproximado de la raíz como se necesite.

El problema de este método es que puede ser muy lento para llegar a la solución, ya que cuando va calculando las aproximaciones a la raíz, considera el valor central del intervalo y puede ser que la raíz se encuentre muy cerca de uno de los extremos iniciales y esto haga que se tengan que realizar muchas aproximaciones hasta llegar al resultado deseado, aunque usando un programa informático esto no resulta un problema, ya que son capaces de realizar muchos cálculos en muy poco tiempo.

4. Aplicación a la distribución de Weibull.

Cuando se estaba en el método de máxima verosimilitud para el caso de dos parámetros, tras realizar las derivadas, para buscar el máximo, se llegaba a la ecuación:

$$\alpha = \left[\frac{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln x_i}{n} \right]^{-1} \quad (ec. 28)$$

El problema es la dificultad para despejar dicha función, lo primero que se hará es llevar, en la α , el parámetro α al segundo miembro para igualarla a cero y poder ver si se puede aplicar o no el método de la bisección para su resolución.

$$0 = \left[\frac{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha \ln x_i}{\sum_{i=1}^n x_i^\alpha} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln x_i}{n} \right]^{-1} - \alpha \quad (ec. 29)$$

Cabe recordar que tanto los consumos como el parámetro α son siempre mayores que cero, con lo cual, la $f(x)$, es continua dentro de su dominio, ya que al ser x y α estrictamente positivos no plantean problema alguno en los logaritmos, ni en los exponentes ni en los denominadores. Para saber si se puede aplicar el método de la bisección lo que se hace es representar la función de forma gráfica, como se muestra en la FIGURA 40. Se puede observar que la ecuación efectivamente tiene un paso por cero y que dicho paso por cero es único, con lo que no plantea ningún tipo de problema y se puede aplicar el método de la bisección.

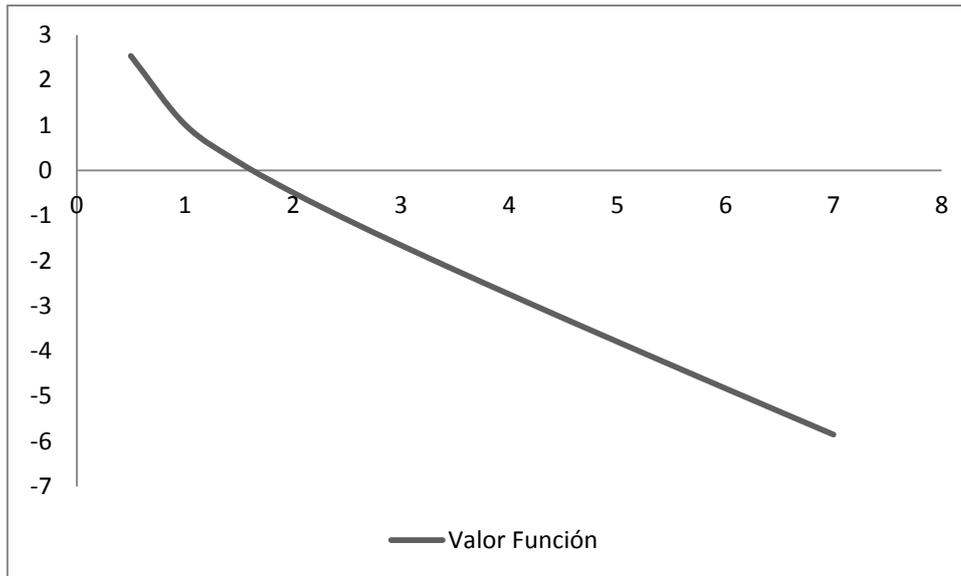


FIGURA 40. GRÁFICA QUE REPRESENTA A LA ECUACIÓN .

Una vez que se ha conseguido llegar a la solución óptima de α con la , el cálculo de β es inmediato:

$$\beta = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_i^\alpha \right]^{\frac{1}{\alpha}} \quad (\text{ec. 30})$$

5. Estimación del consumo a partir de la Weibull obtenida

Una vez obtenidos los parámetros de la Weibull que definen al sistema para cada uno de los cuatro escenarios establecidos y a su vez dentro de cada uno de ellos para cada periodo horario, hay que pasar a calcular el perfil de consumo aplicando dicha distribución.

En primer lugar, sería necesario despegar el consumo (x) de la función de distribución de Weibull, para a partir del resto de datos y parámetros poder obtenerlo. La función de distribución de la Weibull es:

$$F(x; \alpha, \beta) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha} \quad (\text{ec. 31})$$

A partir de ella y haciendo una serie de operaciones matemáticas, que están detalladas, se obtiene la inversa:

$$y = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha} \quad 1 - y = e^{-\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha} \Rightarrow \ln(1 - y) = -\left(\frac{x}{\beta}\right)^\alpha \Rightarrow [-\ln(1 - y)]^{\frac{1}{\alpha}} = \frac{x}{\beta} \Rightarrow x = \beta [-\ln(1 - y)]^{\frac{1}{\alpha}} \quad (\text{ec. 32})$$

Por comodidad en los cálculos, se ha llamado "Y" a F(t).

En consecuencia, con la inversa de la función de distribución se calcula el consumo (x):

$$x = F^{-1}(y; \alpha, \beta) = \beta(-\ln(1 - y))^{1/\alpha} \text{ (ec. 33)}$$

En la Ecuación se muestra el consumo despejado en función de los parámetros de la Weibull y a su vez de y, que es precisamente F(x), o lo que es lo mismo el resultado de la función de distribución para el consumo x. Dado que los resultados de una función de distribución aleatoria, da como resultado una distribución uniforme (con valores de 0 a 1), para obtener los datos de consumo basta con obtener números aleatorios con valor entre 0 y 1 y que sigan una distribución uniforme, que es el dato que falta ya que los parámetros de forma y de escala ya están previamente calculados.

Microsoft Excel permite la obtención de números aleatorios que siguen una distribución de uniforme con valores entre 0 y 1, por lo tanto se generan con Excel 8760 números aleatorios que sigan esas características (uno por cada hora del año) y una vez que se tienen se puede aplicar la inversa de la función e distribución y obtener el para cada hora del año el consumo que es lo que se busca.