



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Estudio de una microrred eléctrica y análisis de su
interacción con la red principal.

Autor

Miguel Izquierdo García

Director

Ángel Antonio Bayod Rújula

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2016

Estudio de una microrred eléctrica y análisis de su interacción con la red principal.

RESUMEN.

El continuo desarrollo de las energías renovables está dando lugar a nuevas formas de aprovechamiento y proyectos que tienen por objetivo reducir la dependencia de los combustibles fósiles o la energía nuclear, alcanzando poco a poco un mayor compromiso con el medio ambiente mediante nuevas formas de gestión y autoconsumo. Como resultado de la búsqueda de una forma de integración de las renovables surge el almacenamiento energético, que tiene como objetivo reducir la dependencia energética y poder ayudar a lograr los objetivos medioambientales marcados por los organismos internacionales.

Son numerosos los casos que han sido implementados en todo el mundo aunque, realmente, el panorama nacional es otro, ya que el gobierno aprobó el año pasado el Real Decreto RD 900/2015, creado para regular el autoconsumo. Este RD dice lo siguiente: “tiene por finalidad garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto. En este sentido, el articulado establece, con carácter general, la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores.” [1]. No obstante, para poder alcanzar los objetivos internacionales parece ser que se va a reformar o derogar dicho RD y, de hecho, ya se ha aprobado el Real Decreto RD 56-2016 que introduce la figura de “edificio de consumo de energía casi nulo” [2].

Por ello, en el presente Trabajo de Fin de Grado se ha analizado una de las formas de gestión y autoconsumo más innovadoras. El objeto de estudio ha sido analizar la operación de una microrred eléctrica, en la que participarán diferentes usuarios de consumo, generación con fuentes renovables y almacenamiento en baterías, todo ello conectado a la red eléctrica principal en un único punto. Se ha llevado a cabo la implementación de un programa que calcule la microrred y además una programación de la batería de forma que sean cuales sean los datos de generación y consumo en ese instante, la batería se cargue o descargue en función de ellos. Es decir, siempre que la batería esté por encima del 20% de estado de carga (SOC) y se demande energía, la batería aportará esta energía en lugar de que sea aportada por la red. O en otras palabras, solo se demandará energía eléctrica de la red principal cuando ni la generación ni las baterías puedan aportar la energía demandada por las cargas.

Tras realizar dicha programación en Matlab se han obtenido numerosos datos de interés que han permitido realizar un análisis sobre las pérdidas eléctricas en las líneas, flujos de potencia, perfiles de tensiones en los diferentes nudos o influencia de las fuentes renovables usadas en el intercambio de energía con la red principal. Además de esto, también se ha simulado la operación de la microrred durante un año en el programa PowerWorld.



DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^{ña}. Miguel Izquierdo García

con nº de DNI 78756835-M en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster) Graduado en Ingeniería de Tecnologías Industriales, (Título del Trabajo)

Estudio de una micro red eléctrica y análisis de su interacción con la red principal

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, a 23 de junio de 2016

Fdo: Miguel Izquierdo García

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	6
1.1	¿Qué es una microrred?	6
1.2	Principales ventajas	8
1.3	Principales inconvenientes	9
1.4	Definición del caso base	9
2.	CREACIÓN DE LOS PERFILES DE DEMANDA Y GENERACIÓN	11
2.1	Perfil de demanda	11
2.2	Perfiles de generación	13
3.	CREACIÓN DEL MODELO EN POWERWORLD Y SIMULACIÓN	17
4.	GENERACIÓN DEL CÓDIGO EN MATLAB.....	19
5.	RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	20
5.1	Consumo de un edificio de 20 viviendas en cada bus y generación solar fotovoltaica + batería en un solo bus	20
5.2	Consumo de un edificio de 20 viviendas en cada bus y generación híbrida + batería en un solo bus	25
5.3	Consumo de un edificio de 20 viviendas en cada bus y generación eólica + batería en un solo bus.....	28
5.4	Caso de generación solar fotovoltaica modificando el factor de dimensionamiento	38
5.5	Introducción de dispositivo de inyección cero en el caso de generación solar fotovoltaica	40
5.6	Caso de generación solar con una carga cinco veces mayor en el nudo más desfavorable	41
6.	CONCLUSIONES	42
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	44
8.	ANEXOS	45
8.1	Anexo 1. Cálculo de parámetros energéticos del sistema	45
8.2	Anexo 2. Método “Rainflow” para estimación de vida de una batería.....	51
8.3	Anexo 3. Programa final Matlab.....	56

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Potencia necesaria para cubrir la demanda del caso base.</i>	13
<i>Tabla 2. Pérdidas del sistema en función de donde se coloca el nudo de generación solar + almacenamiento con D=1.</i>	20
<i>Tabla 3. Energía Anual Absorbida para cada fuente y en función de los días de autonomía.</i>	32
<i>Tabla 4. Energía Anual Inyectada para cada fuente y en función de los días de autonomía.</i>	33
<i>Tabla 5. Ratio de pérdidas de conductor en función de capacidad y fuente de generación.</i>	34
<i>Tabla 6. Porcentaje de horas en los que no ha habido intercambio entre la microrred y la red principal para cada fuente de generación estudiada.</i>	35
<i>Tabla 7. Vida útil en función de capacidad para cada fuente de energía renovable.</i>	36
<i>Tabla 8. Incremento de pérdidas al cambiar de D=1 a D=0.</i>	39
<i>Tabla 9. Disminución de pérdidas al instalar dispositivo de inyección cero en el caso de generación solar.</i>	40
<i>Tabla 10. Pérdidas del sistema en función de donde se coloca el nudo de generación solar + almacenamiento con D=1 y carga en el nudo 5 mayor que el resto.</i>	41
<i>Tabla 11. Energía anual absorbida caso base inicial para cada fuente.</i>	46
<i>Tabla 12. Energía anual inyectada caso base inicial para cada fuente.</i>	48
<i>Tabla 13. Ratio de pérdidas en conductores caso base inicial y para cada fuente.</i>	50
<i>Tabla 14. Ciclos hasta fallo en función de la profundidad de descarga para una batería de Pb-Ác.</i>	52

Índice de ilustraciones

<i>Ilustración 1. Caso base con batería cargada y generación<consumo.</i>	9
<i>Ilustración 2. Caso base con batería descargada y generación<consumo.</i>	10
<i>Ilustración 3. Datos de demanda horaria por unidad del día 1 de enero de 2016.</i>	12
<i>Ilustración 4. Esquema inicial a analizar en PowerWorld.</i>	17
<i>Ilustración 5. Flujo de potencia para generación eólica en PowerWorld.</i>	18

Índice de gráficas

Gráfica 1. Consumo mensual caso base 2016.	13
Gráfica 2. Energía generada en 2016 (100% solar fotovoltaica).	14
Gráfica 3. Energía generada en 2016 (50% solar fotovoltaica y 50% eólica).	14
Gráfica 4. Energía generada en 2016 (100% eólica).	15
Gráfica 5. Demanda vs Generación del 1 de enero de 2016.	15
Gráfica 6. Demanda vs Generación del 24 de julio de 2016.	16
Gráfica 7. Porcentaje de veces que se ha tenido un SOC durante el año con generación solar fotovoltaica y $D=1$.	21
Gráfica 8. SOC batería Pb-Ac para generación solar fotovoltaica con $D=1$.	21
Gráfica 9. Intercambio de energía con la red para generación solar fotovoltaica con $D=1$.	22
Gráfica 10. Intercambio de energía batería-microrred para generación solar fotovoltaica con $D=1$.	22
Gráfica 11. Pérdidas anuales en función de capacidad con generación 100% solar.	23
Gráfica 12. Gráfica ciclos de vida frente a profundidad de descarga de una batería de Pb-Ac	24
Gráfica 13. Vida útil en función de capacidad para generación solar.	24
Gráfica 14. Porcentaje de veces que se ha tenido cada SOC durante el año con generación híbrida y $D=1$.	25
Gráfica 15. SOC batería Pb-Ac para generación híbrida con $D=1$.	26
Gráfica 16. Intercambio de energía con la red para generación híbrida $D=1$.	26
Gráfica 17. Intercambio de energía batería-microrred para generación híbrida $D=1$.	27
Gráfica 18. Pérdidas anuales en función de capacidad para generación híbrida.	27
Gráfica 19. Vida útil en función de capacidad para generación híbrida.	28
Gráfica 20. Porcentaje de veces que se ha tenido cada SOC durante el año con generación eólica y $D=1$.	29
Gráfica 21. SOC referente al mes de enero de 2016, generación eólica con $D=1$.	29
Gráfica 22. SOC batería Pb-Ac para generación eólica con $D=1$.	30
Gráfica 23. Intercambio de energía con la red para generación eólica $D=1$.	30
Gráfica 24. Intercambio de energía batería-microrred para generación eólica $D=1$.	31
Gráfica 25. Pérdidas anuales en función de capacidad para generación 100% eólica.	31
Gráfica 26. Vida útil en función de capacidad para generación eólica.	32
Gráfica 27. AEA en función de capacidad para cada fuente de generación.	33
Gráfica 28. AEI en función de capacidad para cada fuente de generación.	34
Gráfica 29. RCL en función de capacidad y para cada fuente de generación.	35
Gráfica 30. Porcentaje de horas con SOC límites (máx y mín) para los tres casos de generación planteados.	37
Gráfica 31. Vida útil batería Pb-Ac en función de capacidad y de la fuente generadora de energía.	37
Gráfica 32. Pérdidas anuales en función de la fuente de generación y la capacidad.	38
Gráfica 33. Evolución de pérdidas en función del factor de dimensionamiento de la instalación para $D=1$.	39
Gráfica 34. Comparativa del parámetro RCL entre casos de generación solar con y sin inyección del excedente a red ($k=1$).	40
Gráfica 35. Energía anual absorbida caso base inicial y generación solar fotovoltaica.	46
Gráfica 36. Energía anual absorbida caso base inicial y generación híbrida.	47
Gráfica 37. Energía anual absorbida caso base inicial y generación eólica.	47
Gráfica 38. Energía anual inyectada caso base inicial y generación solar fotovoltaica.	48
Gráfica 39. Energía anual inyectada caso base inicial y generación híbrida.	49
Gráfica 40. Energía anual inyectada caso base inicial y generación eólica.	49
Gráfica 41. Vida útil batería caso base inicial y generación solar fotovoltaica.	52
Gráfica 42. Vida útil batería caso base inicial y generación híbrida.	52
Gráfica 43. Vida útil batería caso base inicial y generación eólica.	53

1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se enmarca en el desarrollo del Trabajo Fin de Grado para optar al grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales de la Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA) de la Universidad de Zaragoza.

La motivación del mismo surge de la necesidad de reducir la dependencia energética y alcanzar los objetivos medioambientales marcados desde la Unión Europea llevando a cabo una integración de las energías renovables mediante almacenamiento energético. Por ello se ha decidido desarrollar e implementar una microrred de generación y su interacción con la red.

1.1 ¿Qué es una microrred?

Las microrredes se definen generalmente como redes de baja tensión con fuentes de generación distribuidas, junto con dispositivos locales de almacenamiento y cargas controlables que permiten la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable y con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad. En este tipo de sistemas, se conectan múltiples clientes a múltiples fuentes de generación distribuida y dispositivos de almacenamiento.

Generalmente tienen una capacidad total instalada del orden de cientos de kilovatios hasta un par de megavatios.

A pesar de que operan sobre todo conectadas con la red de distribución, pueden ser implementadas también de forma que trabajen de forma aislada de la red principal.

Dentro de la red principal, una microrred puede ser considerada como una entidad controlada que se puede comportar como una sola carga agregada o generador. Desde el punto de vista del cliente, las microrredes proporcionan soluciones ante las necesidades térmicas y eléctricas y, además, tienen el potencial de mejorar la fiabilidad local. Se puede mejorar la calidad de energía mediante el apoyo a la tensión, reducir las caídas de tensión y reducir los costos de suministro de energía.

De esta manera, se quiere garantizar el uso eficiente de los recursos fósiles de que aún se disponen y experimentar con nuevas tecnologías de energía limpia que puedan reducir las emisiones de CO₂ y aportar una solución eficiente y sólida ante el problema que el paulatino consumo de combustibles fósiles plantea.

Las microrredes son un tema de investigación común en Estados Unidos, Canadá, Japón y Europa, entre otros, donde ya se han diseñado e implementado varias microrredes que actualmente se encuentran operativas.

A continuación se muestran algunos de los ejemplos más llamativos [3]:

- Mesa del Sol, Albuquerque. Este proyecto mixto comercial-residencial ha sido desarrollado por una serie de empresas japonesas con la colaboración del estado de Nuevo México. El sistema está compuesto por un parque solar de energía fotovoltaica de 50 kW y un recinto de microrredes que contienen una pila de combustible de 80 kW, un generador de 240 kW y almacenamiento en baterías de Plomo-Ácido.
- Cárcel de Santa Rita, Dublin, California. Fue inaugurada en 1989, alberga a más de 4000 reclusos y es una de las mejores demostraciones existentes en el mundo. El sistema está compuesto por 1,5 MW de generación solar fotovoltaica, también posee un generador de 1 MW y el sistema puede funcionar conectado a la red o aislado haciendo uso de una batería de Li-Fe de 4 MWh de capacidad como único recurso de equilibrio.

- Sendai, Japón. Tal vez sea la implementación de una microrred más conocida en el planeta. Aunque ya tenía un gran éxito debido a su excelente rendimiento, el proyecto logró el “estrellato” debido a su gran desempeño durante el terremoto y el tsunami de 2011. Tras unas horas de pérdida de servicio, los generadores se pusieron en funcionamiento suministrando electricidad al hospital docente de la Universidad Tohoku Fukushi durante los dos días de apagón.

El sistema está compuesto por dos grupos electrógenos de gas natural de 350 kW, 50 kW de generación solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías.
- Huatacondo, Chile. La Universidad de Chile ha desarrollado el primer proyecto de microrredes de Chile en una remota aldea situada en la Cordillera de los Andes. Esta microrred opera desconectada de la red principal y durante 10 horas al día.

La microrred incluye un generador diésel de 150 kW, 22 kW de generación mediante paneles solares fotovoltaicos, una turbina de 3 kW, una batería de 170 kWh y un sistema de gestión de energía.
- Hartley Bay, Canadá. Se trata de un pueblo costero que sólo tiene acceso por aire o agua. El sistema está formado por tres generadores diésel, dos de 420 kW y uno de 210 kW.
- Universidad de Nueva York. Es una de una de las universidades más grandes de los Estados Unidos y ha estado produciendo electricidad in situ desde 1960.

La microrred se compone de dos turbinas de gas de 5,5 MW, dos generadores de vapor y una turbina de vapor de 2,4 MW. Durante el huracán Sandy, la microrred siguió operativa funcionando de manera independiente ante la caída de la red principal.
- Borrego Springs, San Diego. Esta microrred se ha implementado en una comunidad residencial de 2800 habitantes que se encuentra en una zona aislada.

La microrred está constituida por dos generadores diésel de 1,8 MW, un batería de 1500 kWh, otras tres baterías de 50 kWh, alrededor de 700 kW de techos solares fotovoltaicos (pertenecientes a los vecinos) y 125 sistemas de redes de área doméstica residenciales.
- Fort Collins, Colorado. Se ha desarrollado un sistema coordinado e integrado de recursos mixtos.

El sistema está formado por un total de 345 kW de energía solar fotovoltaica, 700 kW de energía térmica, 60 kW de microturbinas y 5 kW de pilas de combustible.
- Isla de Eigg, Escocia. Este proyecto de energía renovable pretendía mejorar la situación de dependencia de los generadores diésel que sufrían los 90 habitantes de la isla.

Se instalaron 110 kW de energía hidroeléctrica con un gran generador de 100 kW y dos más pequeños. También se instalaron cuatro turbinas eólicas de 24 kW y 32 kW de generación solar fotovoltaica.
- Universidad de California, San Diego. Este proyecto suministra electricidad, calefacción y refrigeración al campus de la universidad de 450 hectáreas.

Se compone de dos turbinas de gas de 13,5 MW, una turbina de vapor de 3 MW y una instalación de paneles solares de 1,2 MW.

- Isla de Bornholm, Dinamarca. Fue una de las primeras ubicaciones de prueba de proyectos de microrredes de la Comisión Europea y suministra electricidad a unas 28000 personas. El sistema consta de 14 generadores diésel de 34 MW, dos turbinas de vapor de 25 MW y de 37 MW, 35 turbinas eólicas de 29 MW y dos turbinas de biogás de 2 MW.
- Isla de Kythnos, Grecia. Se implementó con el objetivo de poner a prueba las estrategias de control centralizado y descentralizado para el funcionamiento en islas. La generación de esta microrred se compone de 12 kW de solar fotovoltaica y un grupo electrógeno diésel de 5 kW acompañados de un banco de baterías de 53 kWh.
- Mannheim-Wallstadt, Alemania. El objetivo principal de este proyecto fue desarrollar una microrred capaz de alternar desde el modo conectado a red al modo aislado de una manera más rápida. El sistema está compuesto de 3,8 kW de generación solar fotovoltaica, dos unidades de cogeneración de 5,5 y 9 kW y una pila combustible de 4,7 kW.
- Derio, Bizcaia, España. La empresa Tecnalía desarrolló un laboratorio de microrredes en su sede central ubicada en el País Vasco. Se trata de un proyecto que tiene por objetivo probar el funcionamiento de distintas fuentes de energía y almacenamiento. Disponen de dos generadores diésel de 55 kW, una microturbina de la misma capacidad, paneles fotovoltaicos de 3,6 kW, una turbina eólica de 6 kW y una célula de combustible de 1 kVA. Además de esto el sistema cuenta con almacenamiento desde volantes de inercia a bancos de baterías.

1.2 Principales ventajas

- Las microrredes permiten una mayor calidad del suministro, un mayor ahorro y una menor dependencia de la red de distribución.
- Podrían funcionar tanto conectados a la red pública de distribución como aislados de la misma.
- Cercanía de la ubicación de las fuentes de generación y el aprovechamiento en red de los diversos sistemas de energía y calor aumentan considerablemente la eficiencia energética del conjunto.
- La red pública se beneficiaría también de estas microrredes, ya que apoyarían su operación en caso de fallo.
- Las microrredes utilizan menos energía que los sistemas actuales de generación y distribución centralizada.
- Las microrredes reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero y potenciaría la implantación de energías renovables.
- Incluso los consumidores que no disfrutan de las ventajas directas de las microrredes también podrán beneficiarse de estos sistemas. Se debe a que un aumento en el uso de éstas supondrá una reducción de costes de energía debido a la reducción de la demanda pico en la red de distribución.

1.3 Principales inconvenientes

- Falta de una normativa específica que impide su generalización y trabas puestas desde el gobierno como el Real Decreto 900-2015.
- Al tratarse de una tecnología que todavía no está implantada en los mercados, resultan sistemas energéticos excesivamente caros (las baterías aumentan demasiado el precio final del producto).
- El problema de las renovables es su dependencia con la climatología. Es por ello por lo que habrá días en los que se tenga exceso de producción, y otros en los que la generación de los equipos no sea suficiente. Para tener siempre un margen de disponibilidad de energía, las baterías deben ser dimensionadas para varios días de autonomía (a más días de autonomía, más años durarán debido a que la profundidad de descarga será inferior) [4].

1.4 Definición del caso base

En primer lugar se ha llevado a cabo la implementación de un caso base sencillo para comprobar que tanto la hoja Excel implementada, como el código desarrollado en Matlab eran correctos. Se ha resuelto en Matlab y se han almacenado los datos para su posterior análisis e introducción en el programa PowerWorld.

El sistema base dispone de una carga de consumo de 4000 kWh/año y un generador fotovoltaico de 2,2 kWp. Además, existe almacenamiento energético mediante una batería de Plomo-Ácido (Pb-Ac), que está programada para que siempre que disponga de carga (o no esté completamente llena) ceda (o absorba) energía en función de la generación y el consumo. De esta manera sólo se demandará energía de la red cuando la batería esté descargada, es decir, al 20% de estado de carga (se ha establecido ese límite para no dañar la batería) y el valor de la generación sea inferior que el de consumo.

A continuación se muestran dos ejemplos:

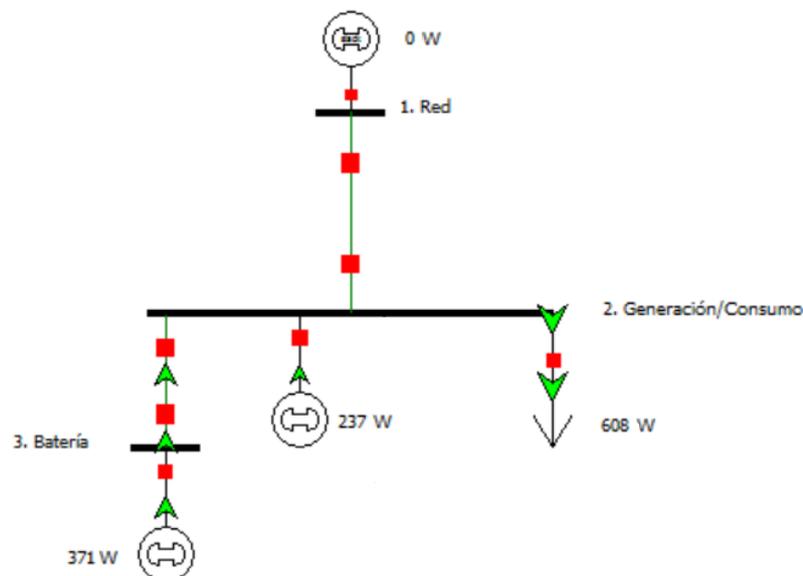


Ilustración 1. Caso base con batería cargada y generación < consumo.

En la ilustración superior se puede ver como la demanda del sistema es de 608 W, que serán aportados por el panel solar, que está generando 237 W, y por la batería, que está aportando los 371 W restantes.

En cambio, en la imagen inferior, la batería se encuentra descargada y por tanto la energía demandada, 524 W, debe ser aportada por el panel solar, que está generando 220 W, y por la red principal, que en este caso inyecta 305 W al sistema:

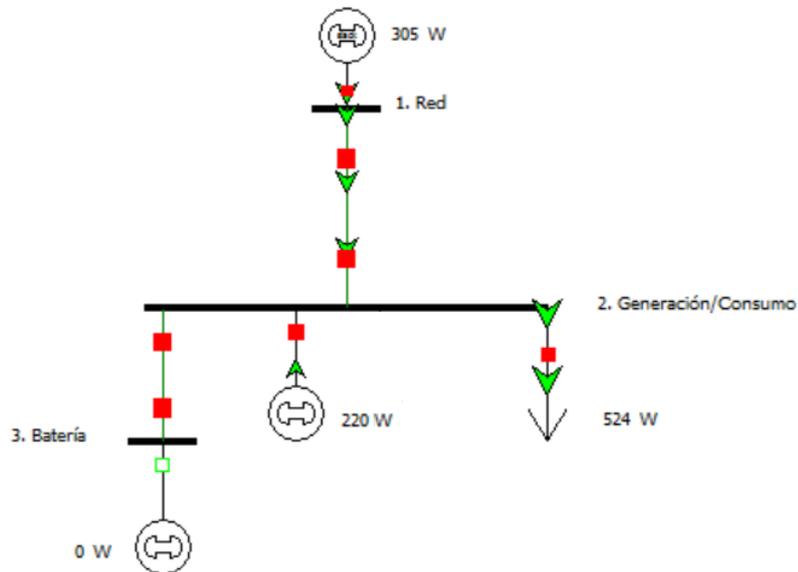


Ilustración 2. Caso base con batería descargada y generación < consumo.

En lo que respecta a la batería, se ha decidido darle la capacidad en función de los días de autonomía (D). Por ello se ha calculado la demanda media diaria a lo largo del año y simplemente para calcular la capacidad de la batería hay que multiplicar esa demanda media diaria por el número de días de autonomía que se le quiere otorgar. El dato de capacidad se irá cambiando durante el trabajo para analizar el efecto de ésta sobre diversos parámetros de interés, pero como primer valor se definirá para un día de autonomía.

Este primer caso base no solo ha servido para comprobar que los programas se habían implementado de una manera correcta, sino que desde un principio se llevó a cabo un estudio completo del caso base de consumo con tres tipos de generación diferentes (solar fotovoltaica, híbrida solar-eólica y eólica) para comprobar que los resultados que se iban obteniendo tenían sentido. Estos resultados no se muestran en el documento principal, ya que se han introducido en los anexos con el objetivo de ejemplificar y aclarar la lectura de éstos.

2. CREACIÓN DE LOS PERFILES DE DEMANDA Y GENERACIÓN

La determinación de los perfiles de demanda y de generación para una instalación concreta no es una tarea sencilla debido a que hay que monitorizar el consumo y la generación durante un periodo de tiempo representativo que aporte datos fiables. En el caso del perfil de demanda, existe un Real Decreto de fácil acceso del que se pueden extraer los datos requeridos. En cambio, en el caso de los perfiles de generación no es una tarea tan sencilla. Por suerte los datos que eran necesarios para desarrollar este trabajo se encontraban disponibles en el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de Zaragoza y son referentes a dos instalaciones reales de Aragón no muy distantes entre sí.

2.1 Perfil de demanda

Para la creación del perfil de demanda se ha partido de los datos recogidos en el Boletín Oficial del Estado BOE-A-2015-14277 publicado el 31 de diciembre del 2015 [5], en el que se detallan los cálculos realizados para obtener los perfiles de consumo. En el anexo III de este mismo documento, se muestran los datos de la energía horaria estimada para el año 2016 para una demanda de referencia.

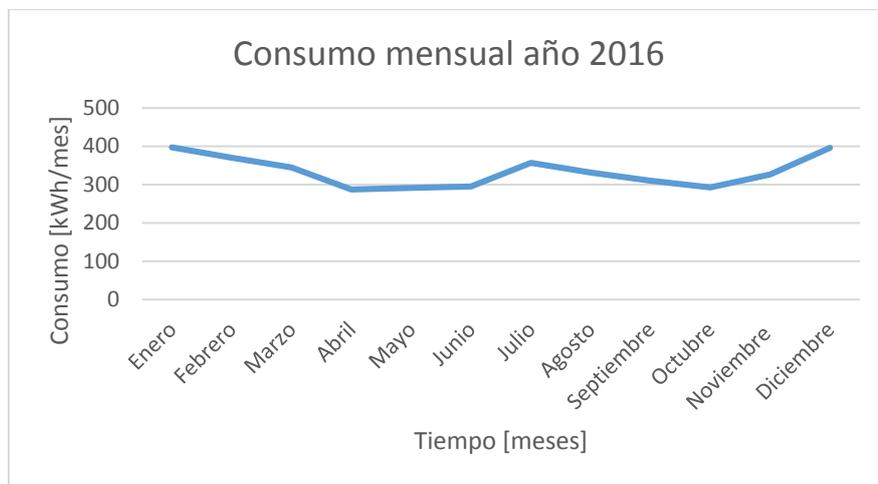
En nuestro caso, el perfil de demanda se ha obtenido multiplicando la demanda anual del sistema, 4000 kWh/año en el caso base, por la columna del anexo III que muestra la demanda referente a cada hora en por unidad (columna 4 de la imagen inferior). De esta manera, se ha obtenido la demanda horaria para cada día del año 2016 en vatios.

ANEXO III

Mes	Día	Hora	Perfil Inicial 2016				Demanda de Referencia 2016 (MW)
			$P^{a,0}_{m,d,h}$	$P^{b,0}_{m,d,h}$	$P^{c,0}_{m,d,h}$	$P^{d,0}_{m,d,h}$	
1	1	1	0,000116369167	0,000231089026	0,000088467855	0,000173118581	26.235
1	1	2	0,000097244906	0,000216984492	0,000083688543	0,000175044502	24.155
1	1	3	0,000083000787	0,000201188221	0,000081174592	0,000168048905	22.415
1	1	4	0,000074089790	0,000188852377	0,000080479393	0,000160564608	21.367
1	1	5	0,000069294999	0,000184596656	0,000080399661	0,000155030000	20.843
1	1	6	0,000067794136	0,000192465794	0,000082300212	0,000153023177	20.837
1	1	7	0,000070016918	0,000195120334	0,000083623851	0,000155965971	21.159
1	1	8	0,000075007878	0,000189889582	0,000085554999	0,000162679811	21.812
1	1	9	0,000085877866	0,000140532856	0,000081167029	0,000100744527	22.240
1	1	10	0,000107560325	0,000117026804	0,000079710839	0,000055575288	23.791
1	1	11	0,000130111517	0,000120488025	0,000084546438	0,000060217764	25.894
1	1	12	0,000143249043	0,000110049091	0,000089086146	0,000063586894	26.939
1	1	13	0,000147897489	0,000082742705	0,000092437958	0,000063048807	27.073
1	1	14	0,000151972170	0,000081796069	0,000091782793	0,000061344440	27.432
1	1	15	0,000151957136	0,000080499664	0,000089124074	0,000061807749	27.292
1	1	16	0,000138081077	0,000072600093	0,000085069960	0,000059234929	26.104
1	1	17	0,000131688450	0,000069774446	0,000083758088	0,000054188356	25.538
1	1	18	0,000134774778	0,000074736218	0,000084596571	0,000053707137	25.768
1	1	19	0,000153298644	0,000139515123	0,000099492380	0,000156706834	28.238
1	1	20	0,000165777991	0,000174711546	0,000106499279	0,000238277608	29.902
1	1	21	0,000176109425	0,000179323066	0,000105719154	0,000240978549	30.862
1	1	22	0,000178606377	0,000184027131	0,000101218227	0,000237319080	31.283
1	1	23	0,000158250115	0,000225662504	0,000094070753	0,000205844009	30.347
1	1	24	0,000131126614	0,000235408506	0,000086722152	0,000187669077	28.081

Ilustración 3. Datos de demanda horaria por unidad del día 1 de enero de 2016.

A continuación se muestra la gráfica referente al consumo mensual estimada para el año 2016 y mostrada por meses:



Gráfica 1. Consumo mensual caso base 2016.

De esta gráfica se extrae la conclusión de que los meses de mayor demanda son enero, febrero y diciembre con picos de hasta 800 W horarios de consumo.

2.2 Perfiles de generación

En cambio, para la obtención de los perfiles de generación solar y eólica se ha partido de una serie de datos reales, facilitados por el director de este trabajo, correspondientes a un aerogenerador de 600 kW y a un panel solar con seguimiento a dos ejes de 1 kWp de potencia.

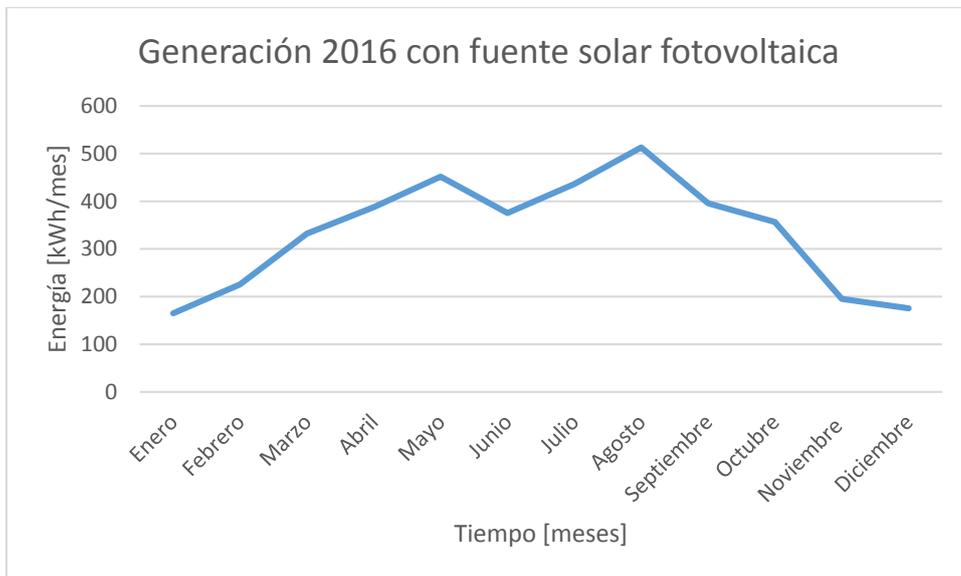
Como estimación inicial, se ha decidido dimensionar el perfil de generación para que produzca a lo largo del año el total demandado por el sistema, es decir, sin incurrir en ningún sobredimensionamiento.

Por tanto, se ha realizado una interpolación a partir de los datos reales de generación para poder obtener unos datos equivalentes para el sistema de estudio. Los datos han sido tratados en una hoja Excel y se ha obtenido la potencia equivalente de los equipos para el caso base de una demanda de 4000 kWh/año:

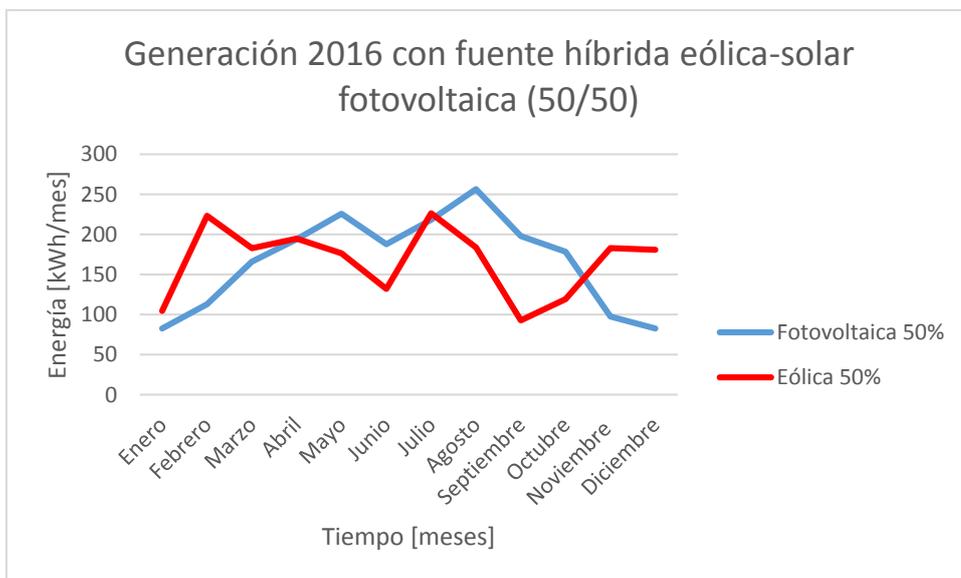
	Potencia Panel Solar [kWp]	Potencia aerogenerador [kW]
100% solar	2,200353685	
50% solar/ 50% eólica	1,100176843	0,797175
100% eólica		1,594351

Tabla 1. Potencia necesaria para cubrir la demanda del caso base.

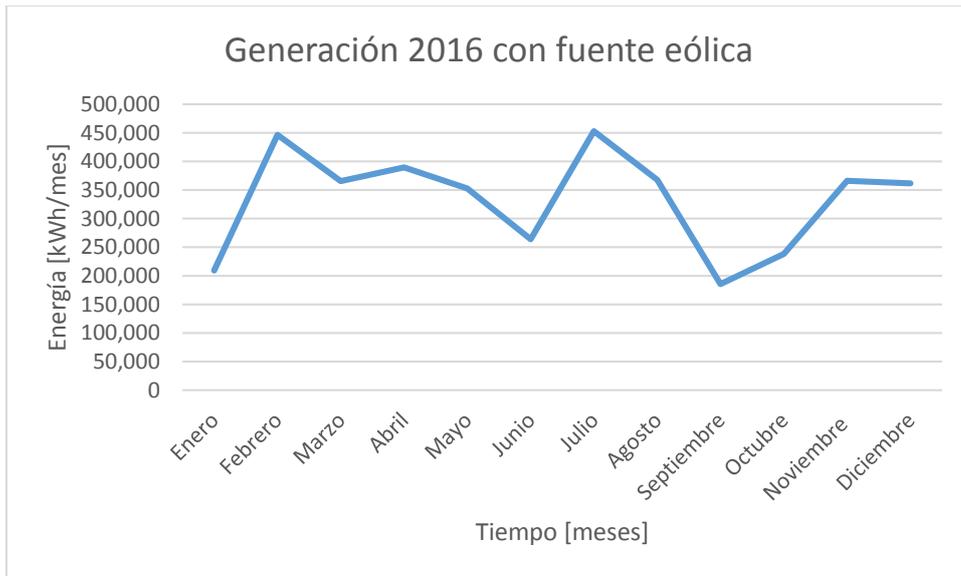
A continuación se muestran las gráficas correspondientes a la generación anual en el caso de generación solar, generación híbrida solar-eólica (50-50%) y generación eólica respectivamente:



Gráfica 2. Energía generada en 2016 (100% solar fotovoltaica).

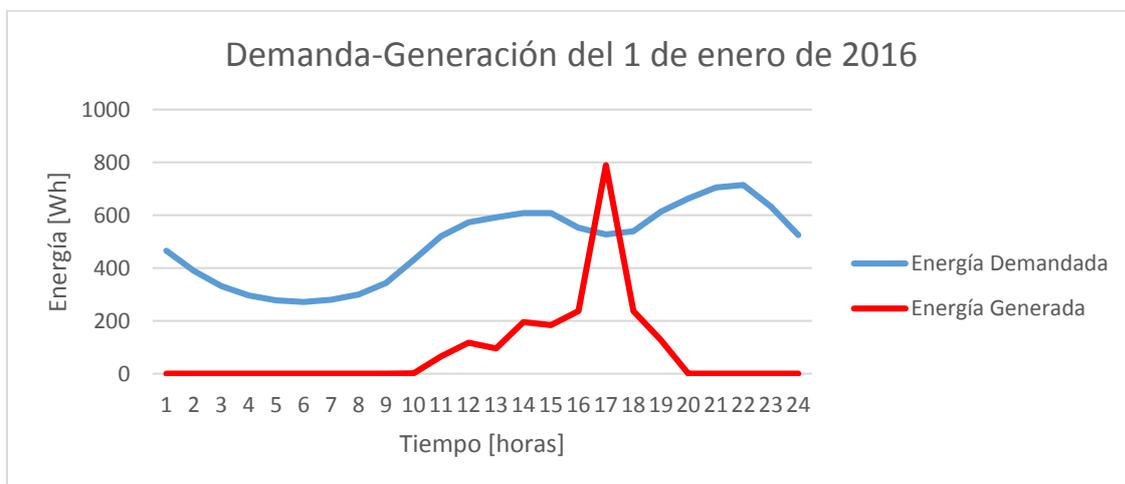


Gráfica 3. Energía generada en 2016 (50% solar fotovoltaica y 50% eólica).



Gráfica 4. Energía generada en 2016 (100% eólica).

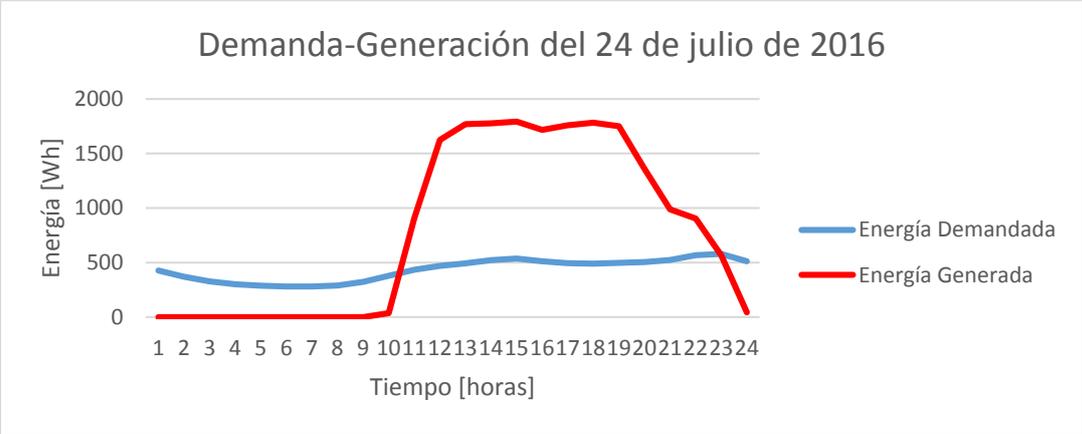
Para poder hacerse una idea del funcionamiento del sistema base, en la siguiente imagen se muestra una gráfica que compara la energía demandada con la generada para el caso de generación solar fotovoltaica y en el primer día del año 2016:



Gráfica 5. Demanda vs Generación del 1 de enero de 2016.

Al ser un día de enero en el que se dispone de pocas horas de luz y que presumiblemente hará peor tiempo, se puede ver como la generación es inferior a la demanda en prácticamente todas las horas del día, por lo que durante la mayor parte del día la batería se estará descargando (en el caso de que estuviera llena) o estará absorbiendo energía de la red (en caso de que la batería estuviera vacía).

Para hacer la comparación, se muestra a continuación la gráfica demanda-generación correspondiente a un día de julio:



Gráfica 6. Demanda vs Generación del 24 de julio de 2016.

Al ser un día en el que se perciben más horas de luz, se puede ver como la generación es superior a la demanda desde primera hora de la mañana, por lo que durante la mayor parte del día la batería se estará cargando (en el caso de que estuviera vacía) o estará cediendo energía a la red (en caso de que la batería estuviera llena).

3. CREACIÓN DEL MODELO EN POWERWORLD Y SIMULACIÓN

Para la creación del modelo en PowerWorld se ha utilizado la herramienta “Network” del modo “Draw” del programa PowerWorld, que permite introducir todos los elementos necesarios en el sistema a estudiar: buses, generadores, cargas, transformadores y líneas de transmisión. El esquema inicial del que se va a realizar el estudio se muestra a continuación:

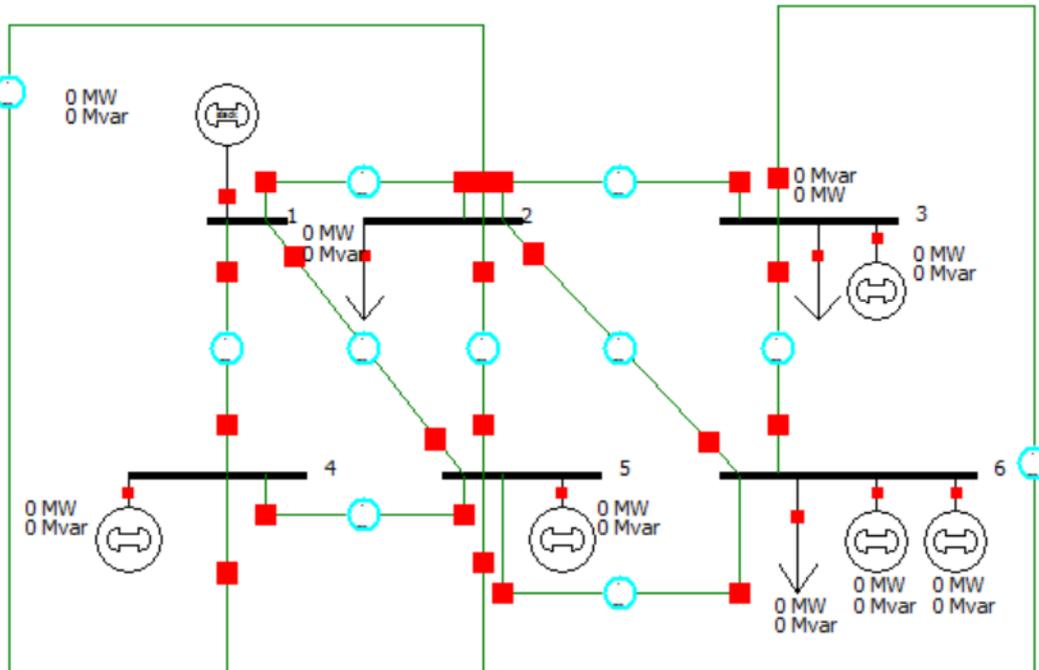


Ilustración 4. Esquema inicial a analizar en PowerWorld.

Una vez se han dispuesto todos los elementos en la manera deseada, se procede a dar valores de voltaje a los buses y a definir qué generadores serán fotovoltaicos, eólicos, y dónde se colocará la batería (cuyo símbolo es también un generador que podrá absorber potencia, en este caso situada en el nudo 6). La definición de los generadores no cambia la forma de calcular, pero servirá para aclararse a la hora de la introducción de datos.

En un principio se había planteado la resolución de este trabajo mediante el programa PowerWorld, pero tras intercambiar una serie de correos con el soporte técnico del programa se llegó a la conclusión de que este software sólo realiza cálculos con un nudo balance (el nudo slack) mientras que hay que introducir el resto de datos. Es decir, no puede usar datos anteriores para el cálculo del siguiente paso, por lo que no había manera de simular la batería si se querían introducir las pérdidas en el sistema.

Es por ello por lo que se desarrolló un programa en código Matlab que realiza el cálculo para las 8760 horas del año aportando los datos que posteriormente se introducirán en PowerWorld.

Posteriormente, para la implementación de los datos horarios de generación y demanda se utilizará la herramienta “Time Step Simulation” del modo “Tools”. Esta herramienta permite una fácil introducción de datos desde ficheros Excel, de tal forma que los datos serán copiados desde la hoja programada en Excel y pegados en esta herramienta, dónde se definirán 8760 puntos correspondientes a las horas del año. Lo que realmente hace esta herramienta del programa es calcular 8760 soluciones de flujo de potencia individuales de una manera rápida y posteriormente

permitirá visionar las direcciones de los flujos de potencia para cada hora de una manera muy intuitiva y sencilla, como se puede ver en la siguiente imagen:

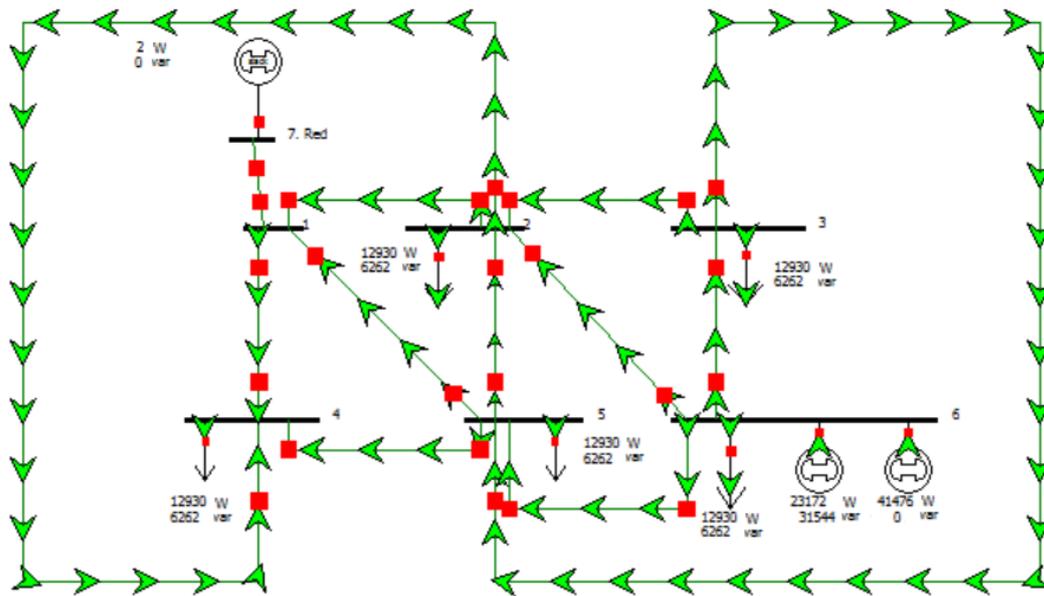


Ilustración 5. Flujo de potencia para generación eólica en PowerWorld.

Como entradas del sistema se introducirán los valores de potencia activa de los generadores, potencia activa y reactiva consumida por las cargas (con un factor de potencia $\cos\phi = 0.9$) y potencia que cede y absorbe la batería (este último conjunto de datos referente a la batería se ha obtenido mediante el programa Matlab). Como resultado de la simulación se obtendrán los voltajes de cada bus en por unidad, las pérdidas del sistema, el estado de carga de la batería en cada instante, las intensidades circulantes por las líneas, el flujo de intercambio de potencia de la batería y el flujo de intercambio con la red principal (todo ello para cada hora del año).

En este trabajo se van a plantear distintos casos de generación y consumo con distintas cargas y distintas fuentes de generación que se muestran a continuación:

- Consumo de un edificio de 20 viviendas en cada bus y generación solar fotovoltaica + batería en un solo bus.
- Consumo de un edificio de 20 viviendas en cada bus y generación híbrida solar fotovoltaica/eólica + batería en un solo bus.
- Consumo de un edificio de 20 viviendas en cada bus y generación eólica + batería en un solo bus.
- Caso de generación solar fotovoltaica modificando el factor de dimensionamiento.
- Introducción de dispositivo de inyección cero en el caso de generación solar fotovoltaica.
- Introducción de una carga cinco veces mayor en el nudo 5 para el caso de generación solar fotovoltaica.

El análisis de estos seis casos va a reportar resultados muy interesantes acerca de que fuente de energía es más apropiada, cuántas pérdidas se producen en cada sistema, la vida útil de las baterías en cada uno de los casos planteados o la disminución de pérdidas al introducir baterías en el sistema, entre otros.

4. GENERACIÓN DEL CÓDIGO EN MATLAB

Para la generación del programa en Matlab se ha partido de un código disponible en MathWorks (empresa creadora de Matlab) que analiza el flujo de potencia en una red de 6 nudos, de los que inicialmente tres eran de consumo (nudos PQ), dos de generación (nudos PV) y uno el nudo de referencia o nudo balance ("Slack bus") [6].

El problema del código de partida es que sólo analiza el flujo de potencia en un único instante, por lo que se han reprogramado algunas de las variables, eliminado otras, y creado otras muchas para poder llamarlas desde un vector de datos y así poder introducirlo en un bucle que computa y almacena los datos referentes a las 8760 horas del año. Además de esto, se ha tenido que realizar un reajuste de las bases del sistema y de los datos en por unidad que se tenían en un inicio, se han introducido nuevas fórmulas para calcular las intensidades de cada línea, el término de pérdidas en cada una de las líneas, una nueva variable correspondiente a la energía absorbida o cedida por la batería (para poder graficar posteriormente con mayor facilidad), otra referente al SOC que se tendría en la batería en cada momento y por último, una correspondiente a la energía absorbida o cedida por la red.

Es necesario nombrar que se llevaron a cabo una serie de depuraciones para reducir la memoria ocupada por el programa durante el cálculo, ya que si no se sobrepasaba el límite de memoria y el programa se paraba antes de terminar el bucle referente al año.

El código completo de Matlab que se ha desarrollado para la resolución del presente trabajo se encuentra adjunto en los anexos.

5. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tras la recopilación de los datos desde el programa Matlab (se han guardado en vectores para su mejor maniobrabilidad a posteriori) se han procesado en una tabla Excel. Se ha realizado en primer lugar el estudio de los tres primeros casos de los que se ha hablado en el apartado 3, y tras realizar un pequeño resumen comparativo de estos tres primeros casos, se ha procedido a la resolución de los otros tres casos planteados.

5.1 Consumo de un edificio de 20 viviendas en cada bus y generación solar fotovoltaica + batería en un solo bus

Para resolver este caso se ha decidido introducir una carga en cada bus igual al consumo de veinte viviendas (el caso base era para una vivienda). Además, la generación y la batería se van a situar en un único nudo, simulando que los poseedores de los paneles y las baterías son los vecinos de uno de los edificios. De esta manera, se han calculado las pérdidas que se producirían en cada situación variando el nudo donde se tienen la generación y la batería.

En este primer caso se va a comprobar cuál es el nudo más favorable para situar los equipos de generación y almacenamiento. El resultado dependerá sobre todo de las impedancias de las líneas entre cada uno de los buses, ya que en este caso el consumo va a ser el mismo en todos los buses.

Tras realizar los cálculos necesarios en Matlab se ha obtenido que el punto más favorable para disponer los equipos de generación y almacenamiento energético es el bus número 2, como se puede apreciar en la tabla inferior. Esto se debe a que es un punto situado en el centro de la microrred y además se encuentra conectado directamente con todos los demás puntos de consumo (por lo que las pérdidas se reducen considerablemente).

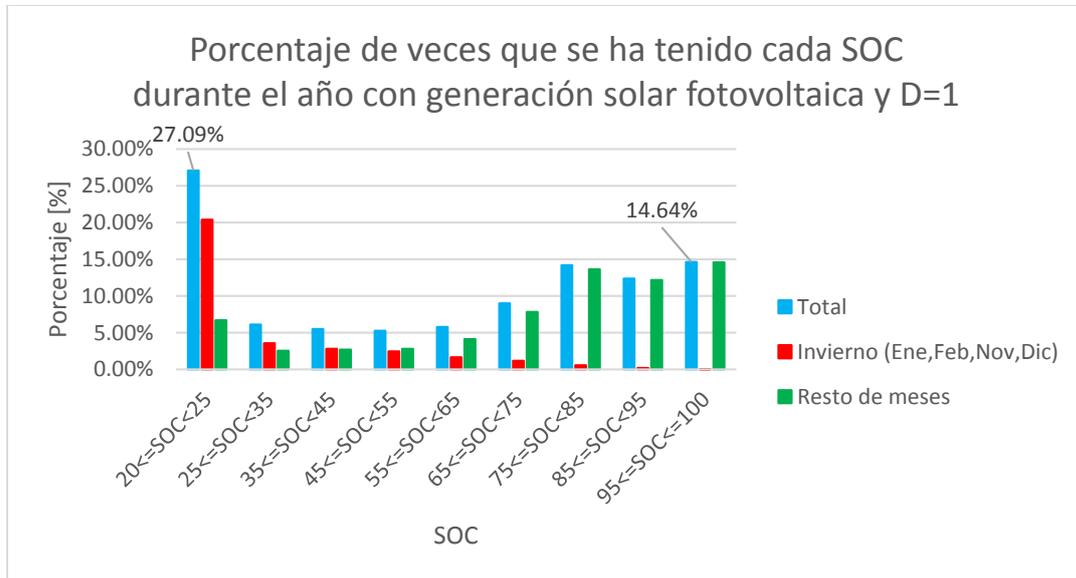
		Pérdidas [W]	Pérdidas [%]
Generación + almacenamiento	Bus 2	$5,3322 \cdot 10^5$	0,1333
	Bus 3	$2,7406 \cdot 10^6$	0,6851
	Bus 4	$3,2841 \cdot 10^6$	0,8210
	Bus 5	$3,3151 \cdot 10^6$	0,8287
	Bus 6	$1,1766 \cdot 10^6$	0,2941

Tabla 2. Pérdidas del sistema en función de donde se coloca el nudo de generación solar + almacenamiento con $D=1$.

Como se aprecia en la tabla superior, colocando los sistemas de generación y almacenamiento en el nudo 2 se consiguen reducir las pérdidas del sistema entre un 220 y un 600% respecto a si se colocara el sistema en otro punto de consumo. Es por ello por lo que a partir de ahora sólo se van a realizar cálculos y se van a obtener resultados para el caso en el que el bus 2 es el único nudo PV del sistema.

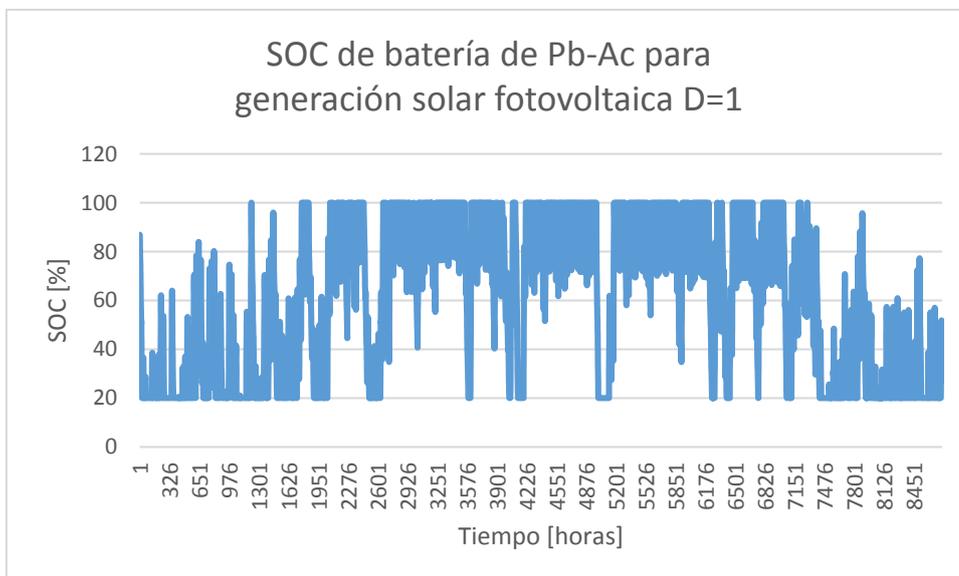
Como se puede ver en la gráfica inferior, esta fuente de generación tiene una fuerte dependencia según la estación, ya que en los cuatro meses de invierno las baterías se mueven en valores de SOC

bajos y pocas son las ocasiones en las que se llega a estar al 100% de capacidad. Por ejemplo, durante el invierno, las baterías se encuentran en SOC mínimo durante aproximadamente el 60% del tiempo.

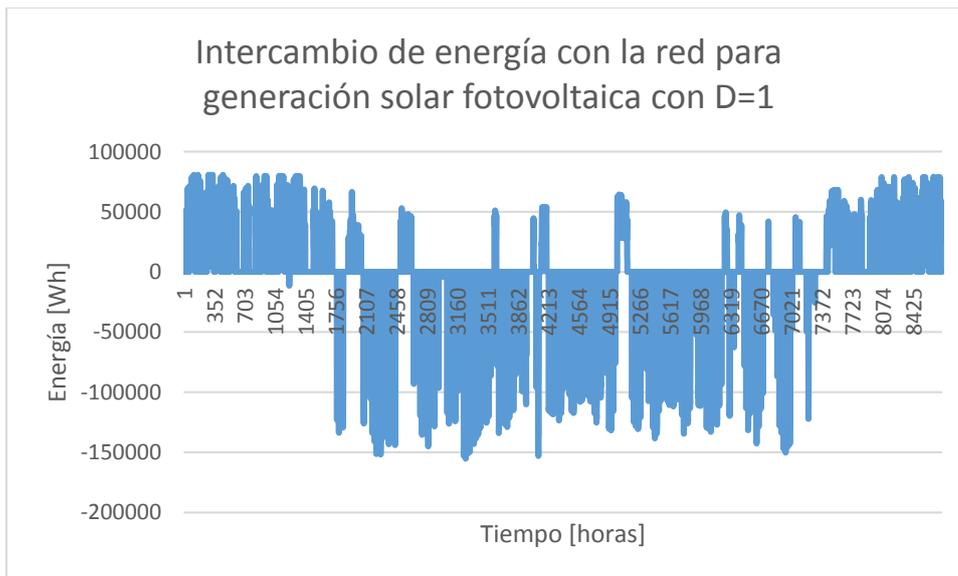


Gráfica 7. Porcentaje de veces que se ha tenido un SOC durante el año con generación solar fotovoltaica y D=1.

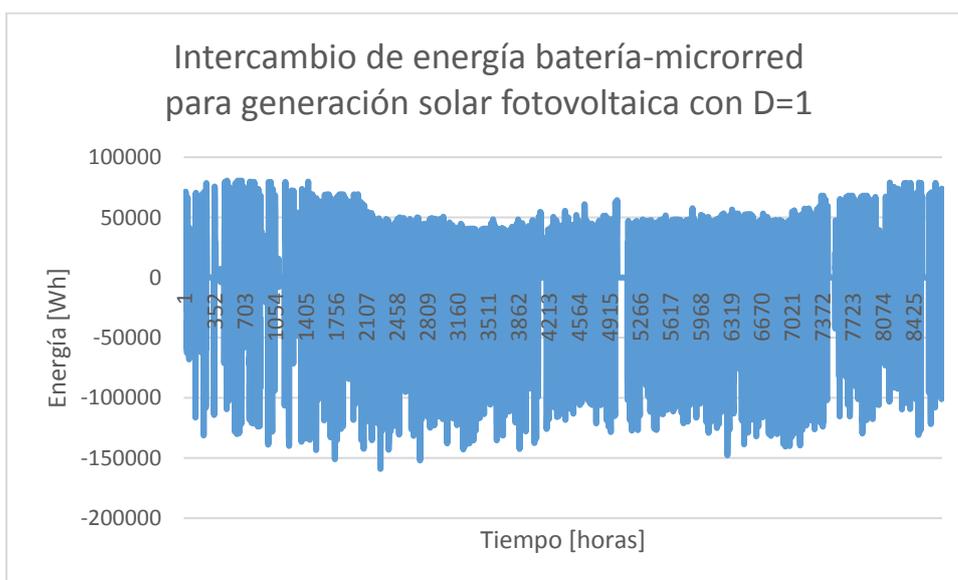
Otros gráficos que pueden resultar interesantes son las gráficas del SOC de la batería a medida que transcurren las horas del año, la de interacción de la red principal con el sistema que formaría la microrred y la del intercambio de energía de la batería con la microrred. A continuación se muestran estas tres gráficas cuyos datos han sido directamente extraídos del programa generado en Matlab:



Gráfica 8. SOC batería Pb-Ac para generación solar fotovoltaica con D=1.



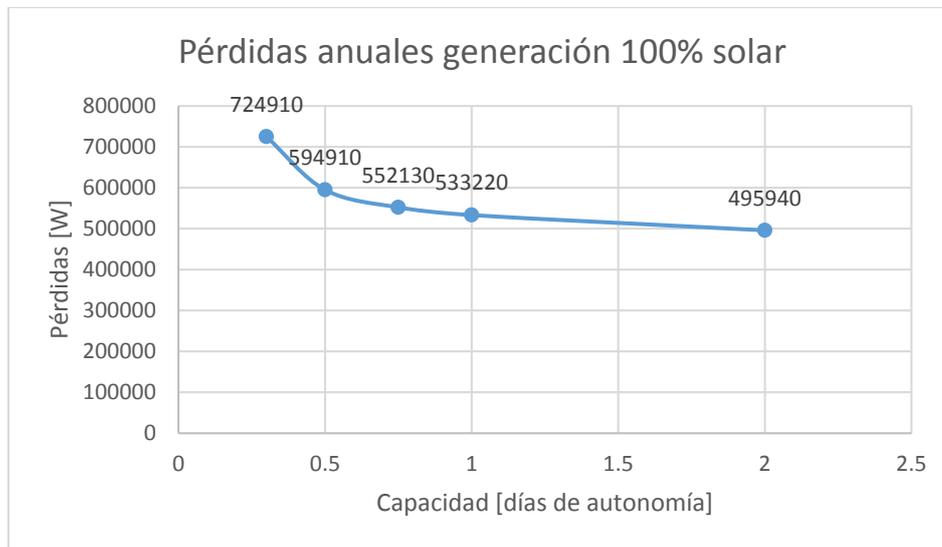
Gráfica 9. Intercambio de energía con la red para generación solar fotovoltaica con D=1.



Gráfica 10. Intercambio de energía batería-microrred para generación solar fotovoltaica con D=1.

Tras observar las tres gráficas mostradas anteriormente, se puede apreciar que en los meses centrales del año las baterías se encuentran en un SOC muy superior al resto del año debido a que el sistema produce mucha más energía al haber más horas de luz solar y días más despejados que en los meses de invierno. El hecho de que haya una mayor producción en estos meses centrales se plasma en la gráfica de interacción de la red principal con la microrred. Se puede ver una clara inversión de la gráfica, que pasa a tomar valores negativos indicando que la microrred está inyectando la energía sobrante a la red principal. En cuanto a la tercera gráfica se puede ver que hay un gran número de cargas/descargas durante el año. Es de interés destacar que durante los meses centrales del año la energía que absorbe la batería es menor que durante el resto del año porque se mueve en unos valores de SOC más altos, por lo que la generación da para recargar las baterías, alimentar las cargas e inyectar el excedente a la red principal.

Además se muestra una gráfica en la que se puede ver como las pérdidas se reducen a medida que se aumenta la capacidad de las baterías:



Gráfica 11. Pérdidas anuales en función de capacidad con generación 100% solar.

Otro dato que puede resultar muy interesante es el cálculo de la vida útil de las baterías para cada caso de generación. Para el cálculo de este parámetro se ha decidido utilizar el método Rainflow, que se explica brevemente a continuación:

Método Rainflow

Este método de conteo de ciclos conocido como “rainflow” está basado en el algoritmo de Downing [7]. Consiste en contar los ciclos de carga/descarga correspondientes a cada rango de profundidad de descarga (DOD) para un año. Para cada intervalo de DOD hay un número de ciclos hasta el fallo (CF) obtenidos de gráficas proporcionadas por los fabricantes. La vida útil de la batería, en años, puede ser calculada mediante la siguiente fórmula:

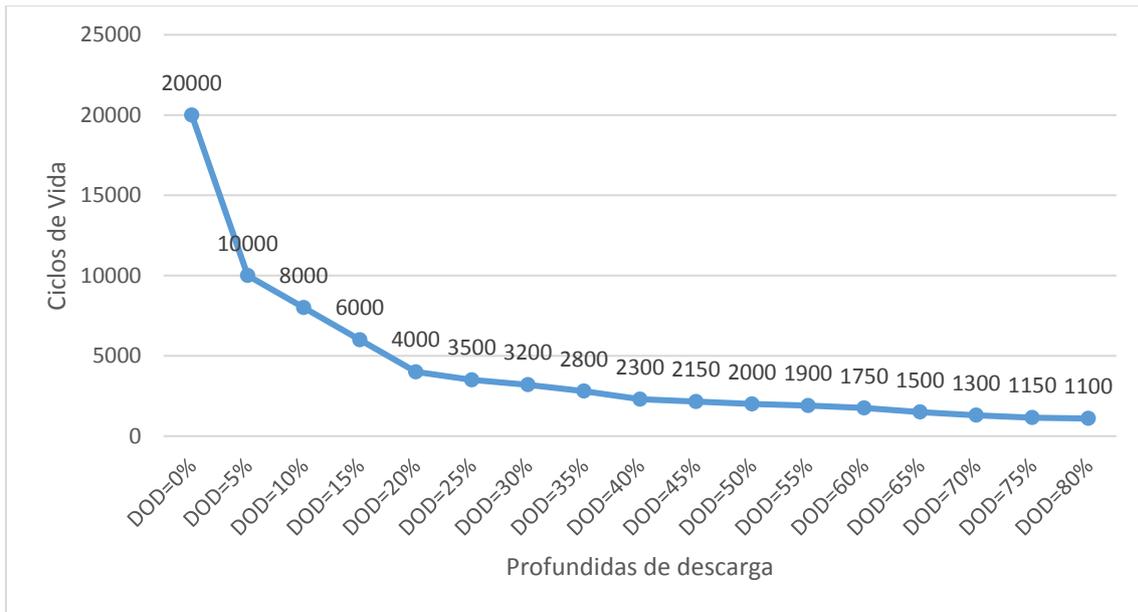
$$Life_{bat} = \frac{1}{m \sum_{i=1}^m \frac{Z_i}{CF_i}}$$

m número de intervalos en los que se ha dividido DOD para contabilizar

Z número de veces que la batería ha estado en cada rango

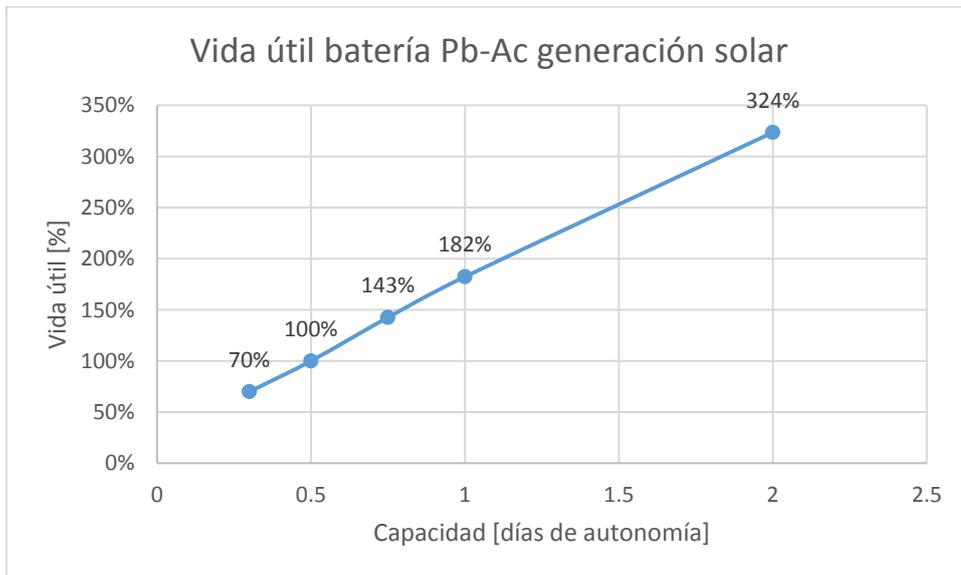
CF ciclos que aguanta una batería para cada DOD

Para implementar este método se ha creado un pequeño programa en Matlab en el que un bucle recorre los valores del estado de carga (SOC) para las 8760 horas del año y detecta las veces que hay un cambio de signo, almacenando el valor entre picos (ya sea de carga o descarga, con su respectivo signo). Posteriormente, se ha asociado a cada DOD un hipotético número de ciclos que sería capaz de aguantar y que han sido obtenidos de la gráfica del fabricante que se muestra a continuación:



Gráfica 12. Gráfica ciclos de vida frente a profundidad de descarga de una batería de Pb-Ac

Una vez se han obtenido los años que duraría la batería para cada capacidad mediante el método Rainflow, se ha dado el valor del 100% a la batería con 0,5 días de autonomía (D=0,5) siendo los demás porcentajes que aparecen en las gráficas referentes a este valor:



Gráfica 13. Vida útil en función de capacidad para generación solar.

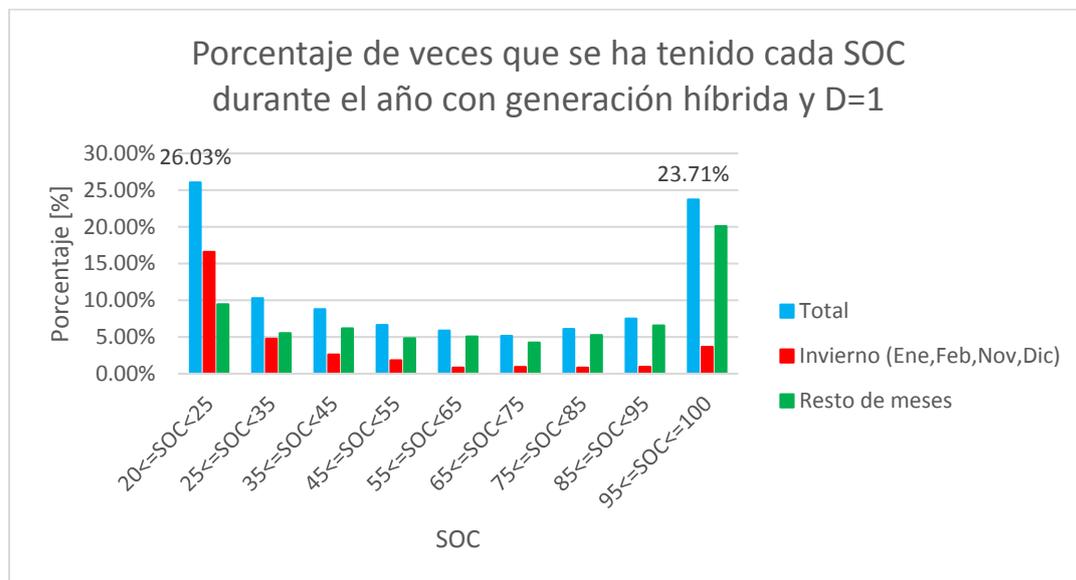
Como se puede ver en la gráfica, incrementando la capacidad de la batería, no se obtiene un aumento de la vida útil de la misma proporción. Por ejemplo aumentando la capacidad en un 50% (D=0,75), la vida útil aumenta tan solo en un 43%. En cambio, si se reduce la capacidad en un 40% (D=0,3), la vida útil se reduce solo en un 30%, por lo que en el caso de generación solar, las baterías con una capacidad menor obtienen mejores resultados, en proporción, en cuanto a vida útil.

5.2 Consumo de un edificio de 20 viviendas en cada bus y generación híbrida + batería en un solo bus

El mismo estudio ha sido planteado para el caso en que la generación fuese híbrida solar-eólica al 50%, pero esta vez sólo se ha llevado a cabo para el caso en que la generación y el almacenamiento se dan en el nudo 2 (el más favorable).

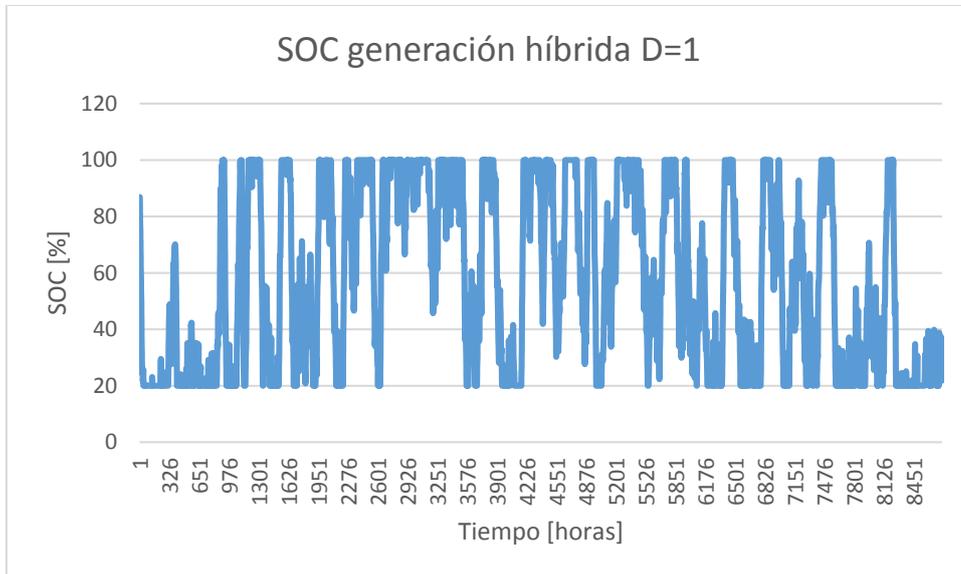
Como era de esperar, las pérdidas para el caso de generación híbrida se han reducido en un 36% respecto al caso de generación solar ($3.3896 \cdot 10^5$ W). Esto se debe a que con generación híbrida se consigue tener una fuente de energía que produce de una manera más homogénea y que aportará energía de una manera más constante y eficiente.

Observando la gráfica inferior se puede ver como la dependencia de la época, aunque menos acentuada que en el caso de la fuente de energía solar, sigue siendo grande. Por ejemplo, en los meses de invierno, las baterías están en un SOC mínimo durante aproximadamente el 50% del tiempo.

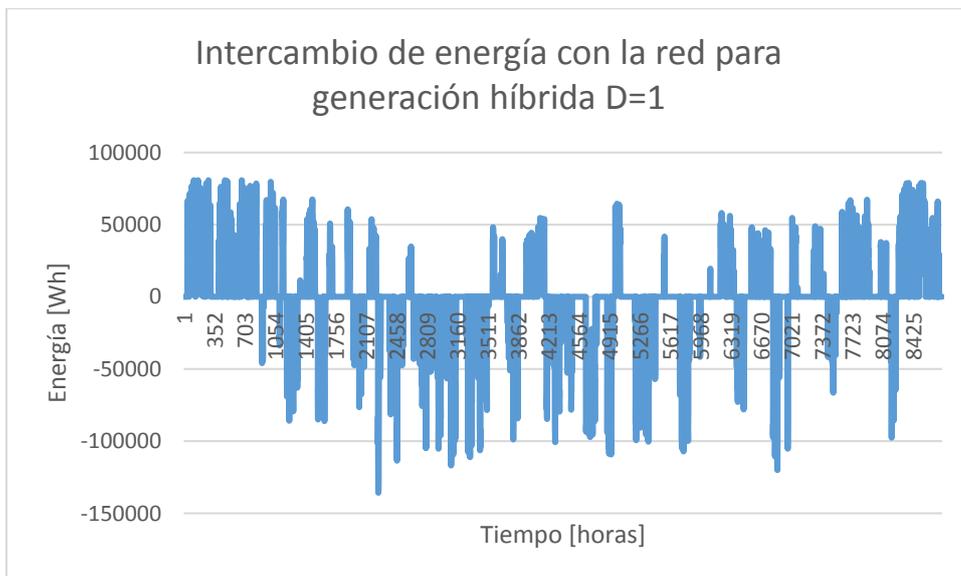


Gráfica 14. Porcentaje de veces que se ha tenido cada SOC durante el año con generación híbrida y D=1.

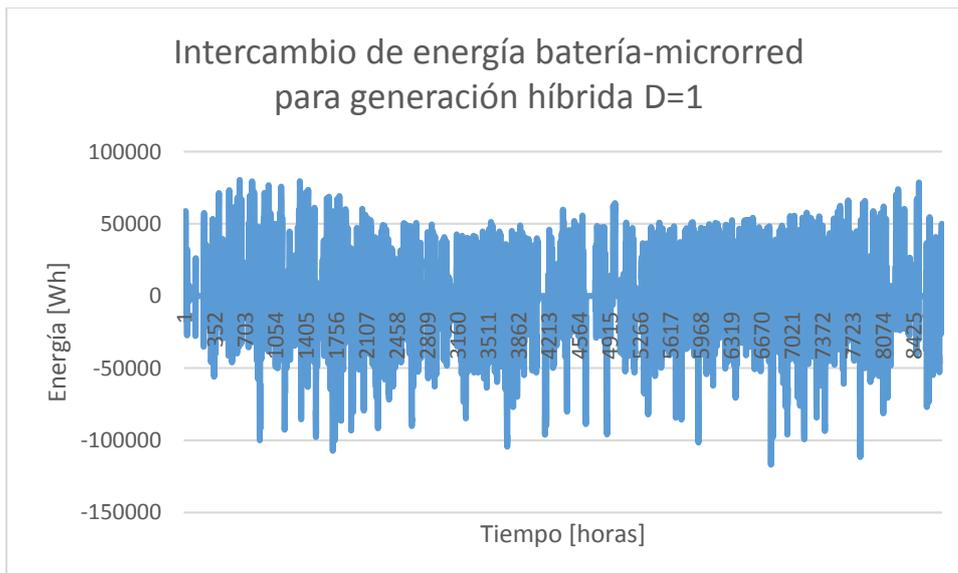
Como en el caso anterior, se han vuelto a mostrar las gráficas del SOC de la batería a medida que transcurren las horas del año, la de interacción de la red principal con el sistema que formaría la microrred y la del intercambio de energía de la batería con la microrred.



Gráfica 15. SOC batería Pb-Ac para generación híbrida con D=1.



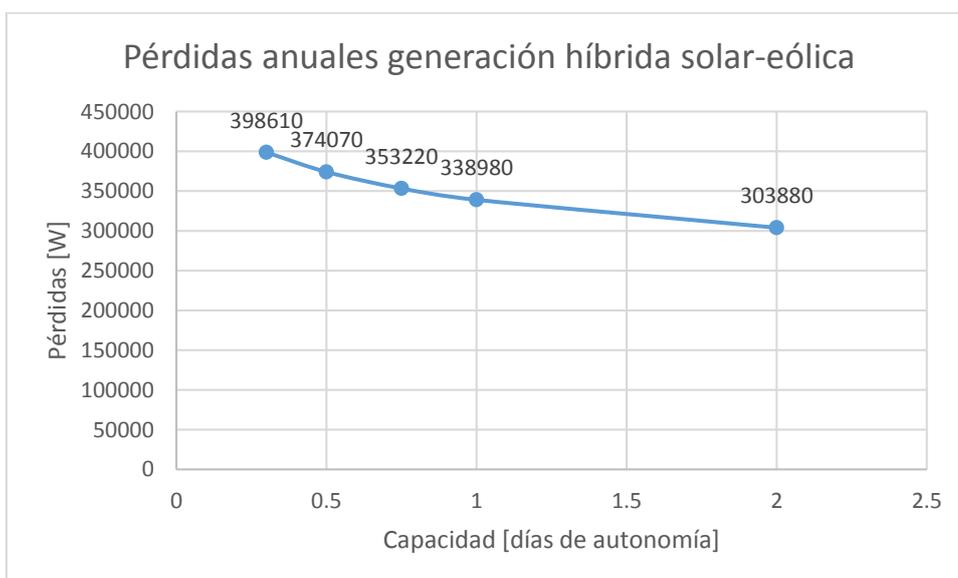
Gráfica 16. Intercambio de energía con la red para generación híbrida D=1.



Gráfica 17. Intercambio de energía batería-microrred para generación híbrida D=1.

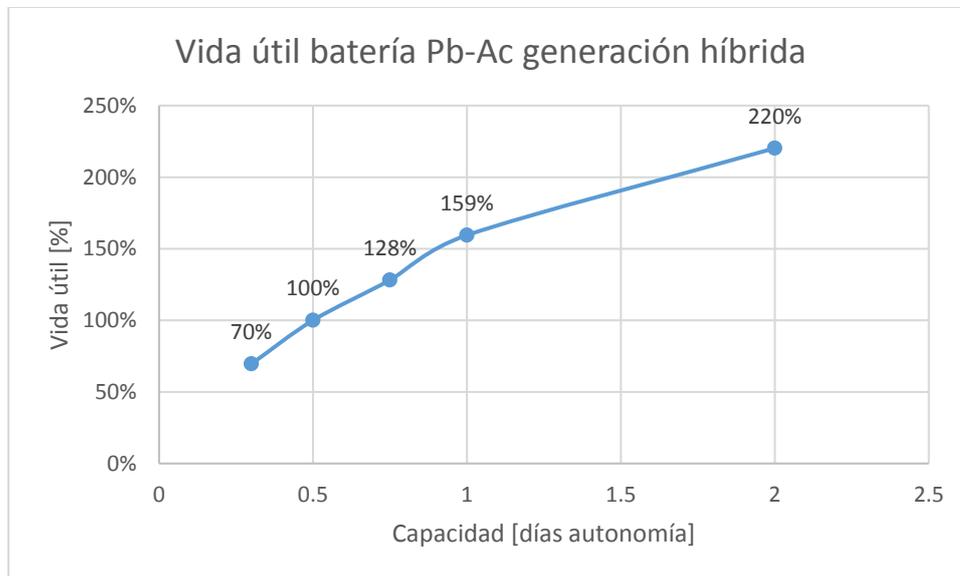
Tras observar las tres gráficas mostradas anteriormente, se puede apreciar como el estado de carga sigue siendo bastante inferior en los meses de invierno pero ha dejado de ser tan dependiente del sol debido a que la generación eólica complementa a la solar para hacer un sistema de generación más estable y eficiente. También se puede observar como se ha reducido el intercambio de energía con la red, ya que, al haber una generación mucho más constante, gran parte de la energía se consume a la vez que ha sido generada, lo que se traduce en una gran reducción de pérdidas. Por último cabe destacar que el sistema no va a ser tan dependiente de las baterías y por tanto se van a obtener mejores resultados en cuanto a la vida de las baterías.

Además se muestra una gráfica en la que se puede ver como las pérdidas se reducen a medida que se aumenta la capacidad de las baterías:



Gráfica 18. Pérdidas anuales en función de capacidad para generación híbrida.

De la misma manera que en el subapartado anterior se ha calculado la vida útil de la batería para este caso. Se ha dado el valor del 100% a la batería con 0,5 días de autonomía (D=0,5) siendo los demás porcentajes que aparecen en las gráficas referentes a este valor:



Gráfica 19. Vida útil en función de capacidad para generación híbrida.

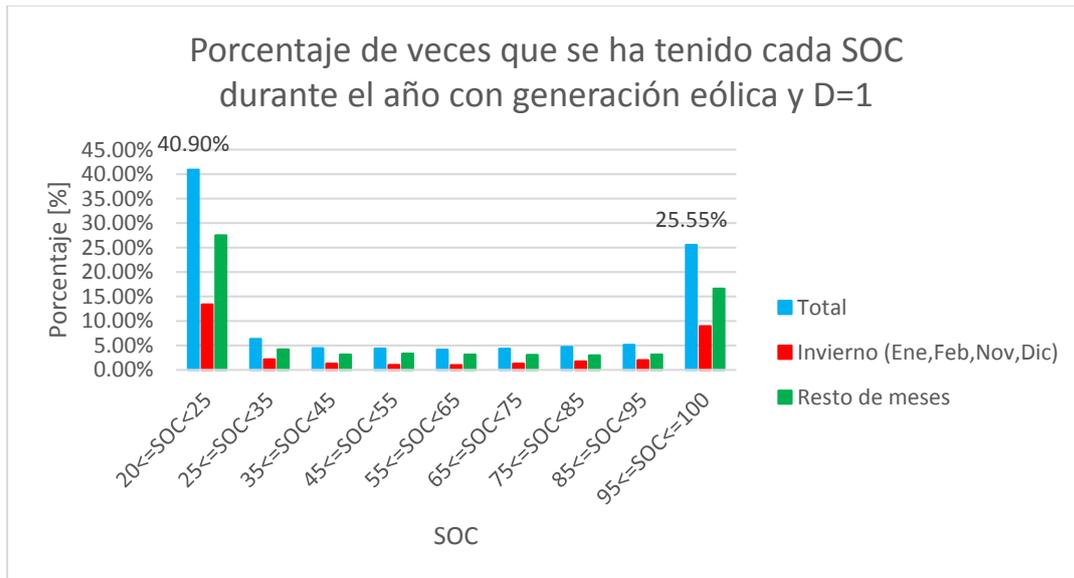
Como se puede ver en la gráfica, incrementando la capacidad de la batería, no se obtiene un aumento de la vida útil de la misma proporción. Por ejemplo aumentando la capacidad en un 50% (D=0,75), la vida útil aumenta tan solo en un 28%. En cambio, si se reduce la capacidad en un 40% (D=0,3), la vida útil se reduce solo en un 30%, por lo que en el caso de generación híbrida, las baterías con una capacidad menor obtienen mejores resultados en cuanto a vida útil.

5.3 Consumo de un edificio de 20 viviendas en cada bus y generación eólica + batería en un solo bus

De la misma forma que en el subapartado anterior se han obtenido las pérdidas en el caso de generación 100% eólica.

Para este caso se han obtenido peores resultados que para el caso de generación solar, debido a que la fuente de energía eólica tiene unas curvas de generación muy dispares a corto plazo (hay semanas que no hay ninguna generación). Por ello, las pérdidas han aumentado algo menos de un 15% ($6,0687 \cdot 10^5$ W) para el caso de D=1 debido a los parámetros intrínsecos de las propias líneas.

Tras observar la gráfica inferior se puede deducir que en el caso de generación eólica apenas hay dependencia de la época del año, ya que el SOC de las baterías tiene una distribución constante durante el año (las barras rojas representan cuatro meses del año y son aproximadamente la mitad que las barras verdes, que representan los ocho meses restantes).



Gráfica 20. Porcentaje de veces que se ha tenido cada SOC durante el año con generación eólica y D=1.

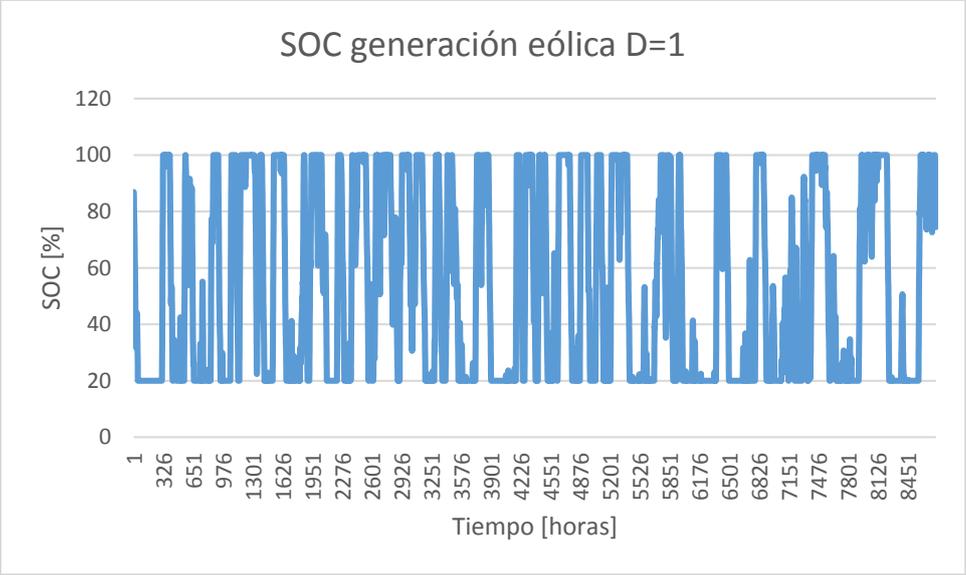
El dato que puede resultar más chocante es que con fuente de generación eólica y capacidad de las baterías de D=1, las baterías se encuentran en un SOC mínimo durante más del 40% del año y se encuentran en un SOC máximo durante más de un 25%. Esto se debe a que esta fuente es bastante intermitente a corto plazo y va pasando continuamente de un SOC mínimo cuando no genera, a un SOC máximo cuando está generando.

Esto se puede comprobar visualizando la gráfica que se muestra a continuación referente al mes de enero de este año:

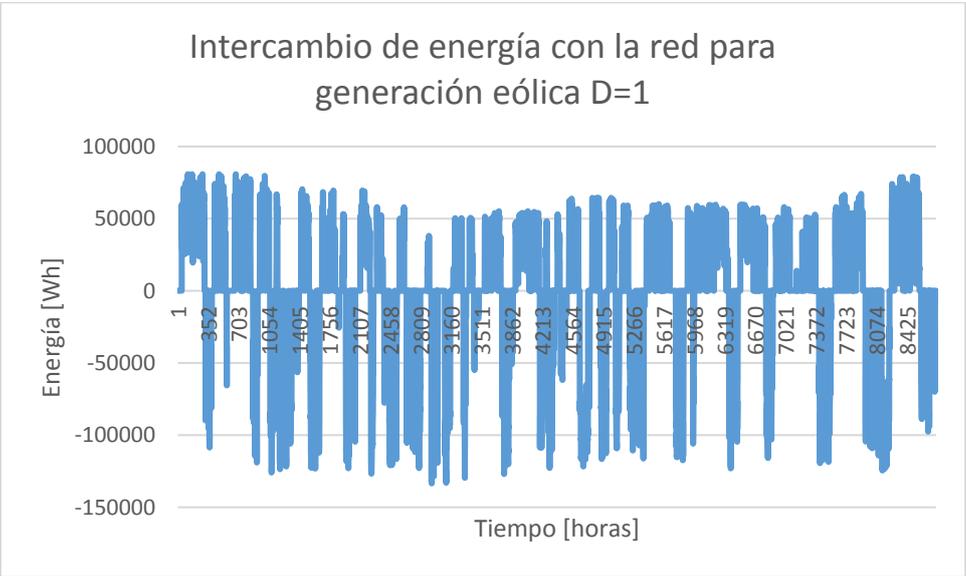


Gráfica 21. SOC referente al mes de enero de 2016, generación eólica con D=1.

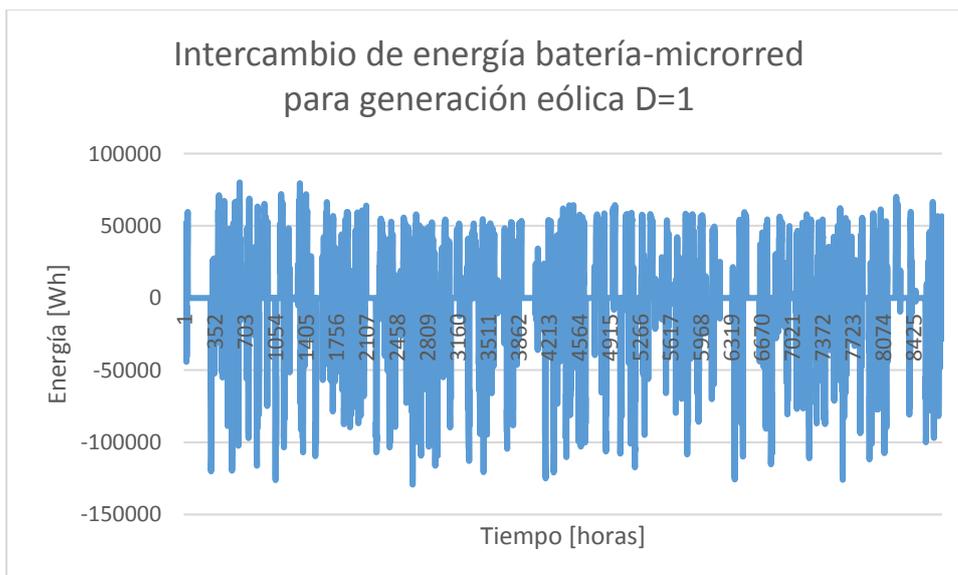
Como en los dos casos anteriores, se han vuelto a mostrar las gráficas del SOC de la batería a medida que transcurren las horas del año, la de interacción de la red principal con el sistema que formaría la microrred y la del intercambio de energía de la batería con la microrred.



Gráfica 22. SOC batería Pb-Ac para generación eólica con D=1.



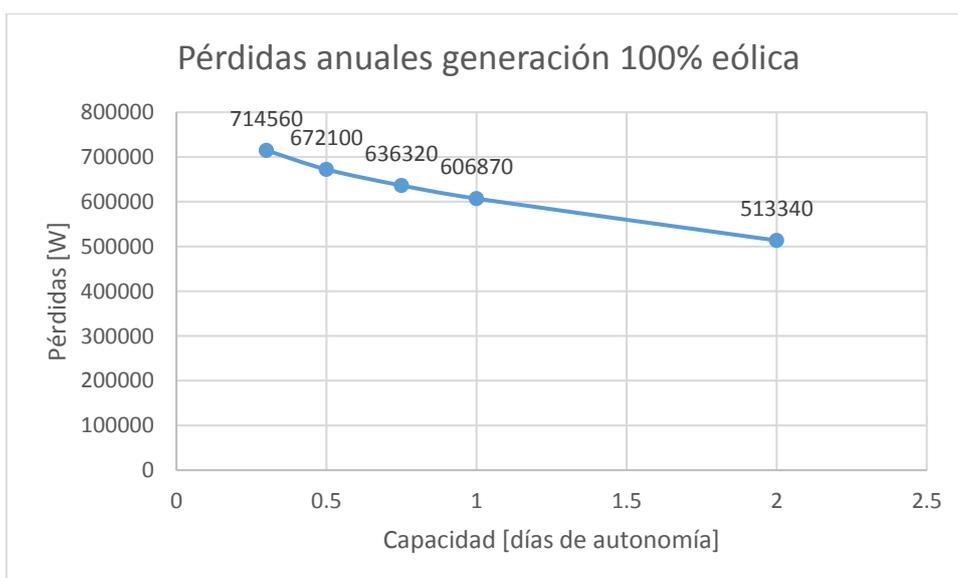
Gráfica 23. Intercambio de energía con la red para generación eólica D=1.



Gráfica 24. Intercambio de energía batería-microrred para generación eólica D=1.

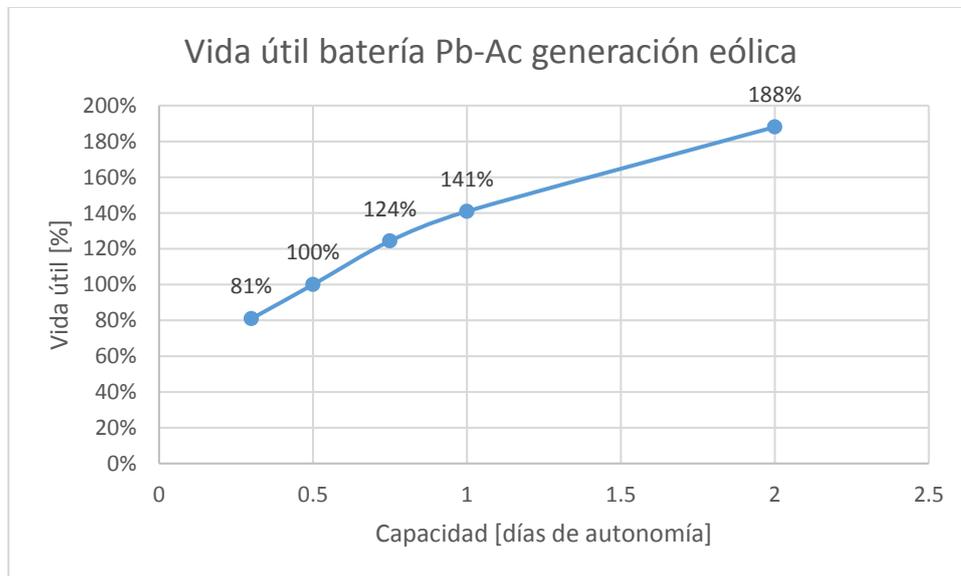
Tras observar las tres gráficas mostradas anteriormente, se puede apreciar que esta fuente de energía genera electricidad de una manera mucho más constante durante el año (aunque va dando saltos desde SOC mínimo hasta SOC máximo debido a sus características intrínsecas), ya que depende del viento y no de otros factores más variables durante las estaciones. Aun así se puede apreciar que existen días o semanas sin aire que provocan la descarga de las baterías y la demanda de mayor cantidad de energía desde la red principal. Por otro lado, debido a que la generación es más constante se pueden conseguir los mismos resultados en cuanto a vida útil de las baterías que con una fuente de generación solar con unas baterías de menos capacidad, como se verá en la próxima tabla.

Además se muestra una gráfica en la que se puede ver como las pérdidas se reducen a medida que se aumenta la capacidad de las baterías:



Gráfica 25. Pérdidas anuales en función de capacidad para generación 100% eólica.

De la misma manera que en los dos subapartados anteriores se ha calculado la vida útil de la batería para este caso. Se ha dado el valor del 100% a la batería con 0,5 días de autonomía (D=0,5) siendo los demás porcentajes que aparecen en las gráficas referentes a este valor:



Gráfica 26. Vida útil en función de capacidad para generación eólica.

Como se puede ver en la gráfica, incrementando la capacidad de la batería, no se obtiene un aumento de la vida útil de la misma proporción. Por ejemplo aumentando la capacidad en un 50% (D=0,75), la vida útil aumenta tan solo en un 24%. En cambio, si se reduce la capacidad en un 40% (D=0,3), la vida útil se reduce solo en un 19%, por lo que en el caso de generación eólica, las baterías con una capacidad menor obtienen mejores resultados en cuanto a vida útil.

Por otro lado, tras haber analizado los tres primeros casos y a modo resumen, se han obtenido una serie de datos para complementar el análisis y que equiparan directamente los resultados obtenidos en función de la fuente de energía utilizada en el sistema y de la capacidad de las baterías en días de autonomía.

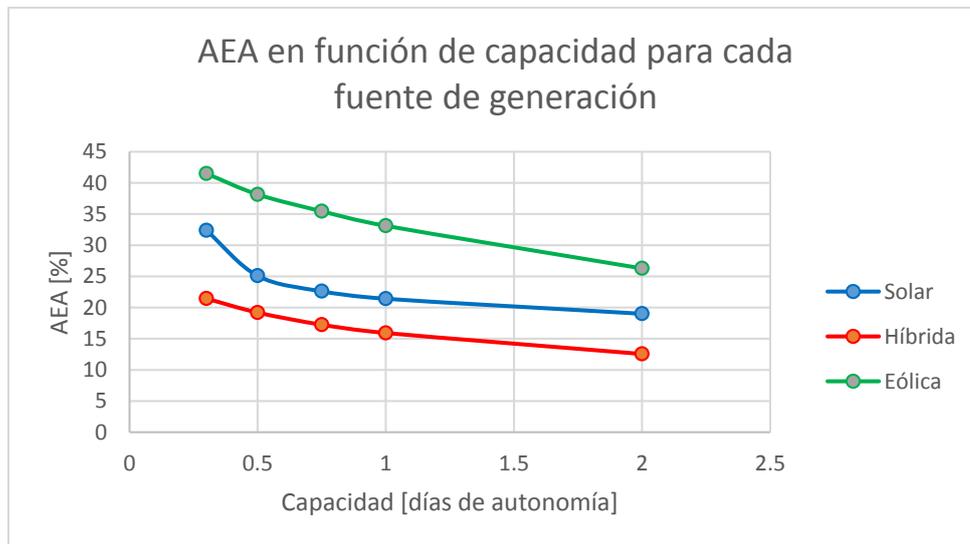
Por tanto se han generado dos tablas acompañadas de dos gráficas en las que se pueden observar dos parámetros de gran interés denominados Energía Anual Absorbida (AEA, procedente de sus iniciales en inglés), que representa la fracción de la energía anual demandada que el propietario de la microrred debería comprar a la compañía eléctrica, y Energía Anual Inyectada (AEI, procedente de sus iniciales en inglés), que representa la fracción de la energía anual demandada que, debido a que la batería se encontraba llena, no ha sido posible almacenar y se ha inyectado a la red [8].

		ENERGÍA ANUAL ABSORBIDA (%)		
		Solar	Híbrida	Eólica
Días de autonomía (D)	0.30	32.40	21.43	41.49
	0.50	25.12	19.18	38.14
	0.75	22.62	17.24	35.45
	1	21.45	15.91	33.11
	2	19.04	12.54	26.27

Tabla 3. Energía Anual Absorbida para cada fuente y en función de los días de autonomía.

Como se puede observar tras leer la definición del parámetro AEA y de visualizar la tabla superior, se puede concluir que instalando una fuente híbrida como sistema de generación, el porcentaje de energía que debe ser comprado a la red se reduce considerablemente. Como es lógico, al aumentar la capacidad de las baterías también se reducirá este porcentaje infiriendo un mayor ahorro. Hay que nombrar que sin sistemas de almacenamiento este parámetro alcanzaría el valor del 100%.

También se muestra la información recogida en la tabla anterior dispuesta en esta ocasión en forma de gráfica:



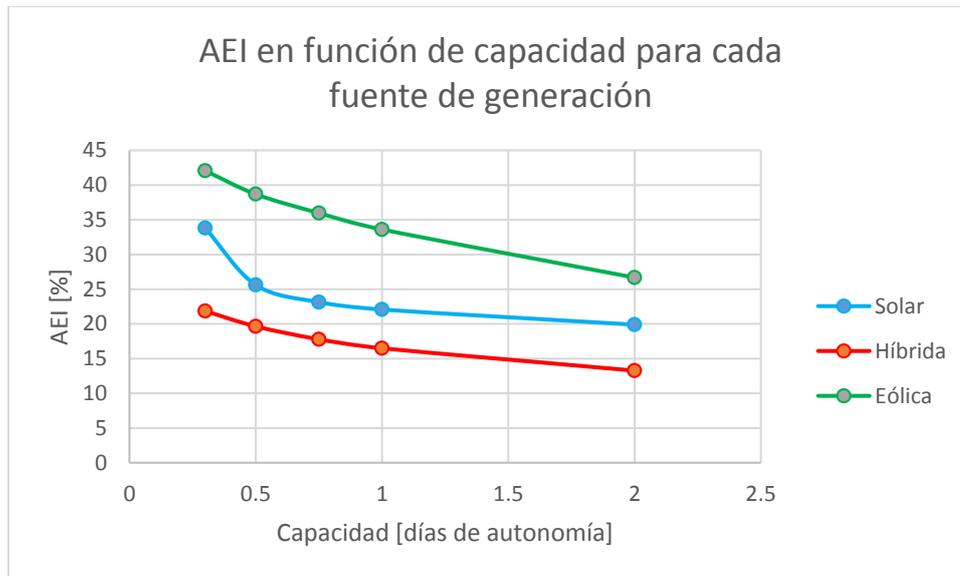
Gráfica 27. AEA en función de capacidad para cada fuente de generación.

		ENERGÍA ANUAL INYECTADA (%)		
		Solar	Híbrida	Eólica
Días de autonomía (D)	0.30	33.77	21.85	42.07
	0.50	25.56	19.65	38.69
	0.75	23.08	17.79	35.98
	1	22.02	16.50	33.06
	2	19.83	13.27	26.67

Tabla 4. Energía Anual Inyectada para cada fuente y en función de los días de autonomía.

Como se puede apreciar en la tabla anterior, el parámetro AEI también se reduce con el aumento de los días de autonomía debido a que se dispone de más capacidad para almacenar, y por tanto, al almacenar más energía, se reduce la que se puede inyectar a la red. Como es lógico, este parámetro se iría al 100% sin sistemas de almacenamiento, debido a que toda la energía sobrante se inyectaría a la red.

También se muestra la información recogida en la tabla anterior dispuesta en esta ocasión en forma de gráfica:



Gráfica 28. AEI en función de capacidad para cada fuente de generación.

Además de los parámetros estudiados anteriormente se ha analizado otro de gran importancia que tiene por objetivo cuantificar las pérdidas en los conductores a partir de una sencilla aproximación (mostrada en anexo número 2) y que se denomina ratio de pérdidas en conductores (RCL de sus siglas en inglés). La obtención de un RCL menor que uno significa que las pérdidas en el sistema se han reducido respecto del caso sin generación ni almacenamiento.

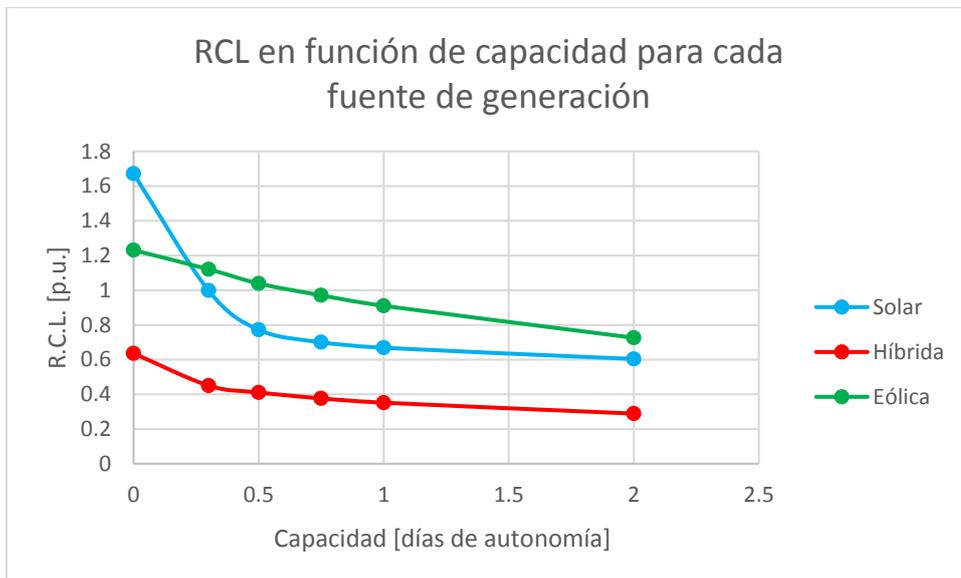
A continuación se muestran los resultados obtenidos para los tres estudios que se han realizado anteriormente:

		RCL [p.u.]		
		Generación solar	Generación híbrida	Generación eólica
Capacidad [días de autonomía]	0	1.672001453	0.635496213	1.231208456
	0.3	0.998036792	0.450126806	1.121037449
	0.5	0.772055919	0.410782557	1.038847578
	0.75	0.700437263	0.376439042	0.970707192
	1	0.66881469	0.351780425	0.91021564
	2	0.604102182	0.289049297	0.726109403

Tabla 5. Ratio de pérdidas de conductor en función de capacidad y fuente de generación.

De la última tabla se puede extraer la conclusión de que la introducción del almacenamiento energético en el sistema reduce las pérdidas eléctricas en los conductores respecto al caso sin almacenamiento (D=0).

Para mostrar los datos de una forma un poco más visual, se ha generado una gráfica con la información de la tabla superior:



Gráfica 29. RCL en función de capacidad y para cada fuente de generación.

Otro de los datos que resulta interesante analizar es el porcentaje de tiempo en el que la energía intercambiada entre la microrred y la red principal ha sido nulo. Estos porcentajes de horas son sobre datos horarios y no instantáneos, por lo que si se monitorizase el intercambio de energía instantáneo, el porcentaje que la microrred se encuentra sin intercambiar energía con la red principal podría variar. Los datos obtenidos se han recogido en la siguiente tabla:

		Porcentaje de horas en los que no ha habido intercambio horario entre la microrred y la red principal para cada fuente de generación.		
		Generación solar	Generación híbrida	Generación eólica
Capacidad [días de autonomía]	0.3	42.68	48.24	25.43
	0.5	57.74	54.37	31.79
	0.75	62.37	59.58	37.16
	1	64.53	62.93	41.26
	2	68.94	71.63	54.81

Tabla 6. Porcentaje de horas en los que no ha habido intercambio entre la microrred y la red principal para cada fuente de generación estudiada.

Además, se ha monitorizado el voltaje y ángulo en todos los nudos con el objetivo de localizar alguna anomalía o falta puntual en el sistema y tratar de repararla pero no ha sido localizada ninguna anomalía, ya que el voltaje de los nudos se ha movido en torno a valores de 1 y 1.06 en por unidad, lo que resulta normal en instalaciones de este tipo.

En la tabla que se muestra a continuación se puede ver la vida útil de las baterías en función de la fuente de energía renovable que se ha utilizado y el porcentaje de horas al año en los que la batería ha estado con SOC límites (SOC mín para valores menores del 25% y SOC máx para valores superiores del 95%):

		Generación solar			Generación híbrida			Generación eólica		
		Vida útil batería [años]	% horas con SOC mín	% horas con SOC máx	Vida útil batería [años]	% horas con SOC mín	% horas con SOC máx	Vida útil batería [años]	% horas con SOC mín	% horas con SOC máx
Capacidad [días de autonomía]	0,3	1,985	42,50	19,00	3,608	30,54	27,50	5,022	48,21	29,46
	0,5	2,839	31,62	15,34	5,186	28,45	25,81	6,203	45,50	27,73
	0,75	4,048	28,34	14,45	6,645	27,14	24,09	7,714	42,98	26,33
	1	5,178	27,09	14,34	8,271	26,03	23,71	8,740	40,90	25,55
	2	9,187	25,87	14,06	11,422	22,51	21,95	11,664	34,90	21,65

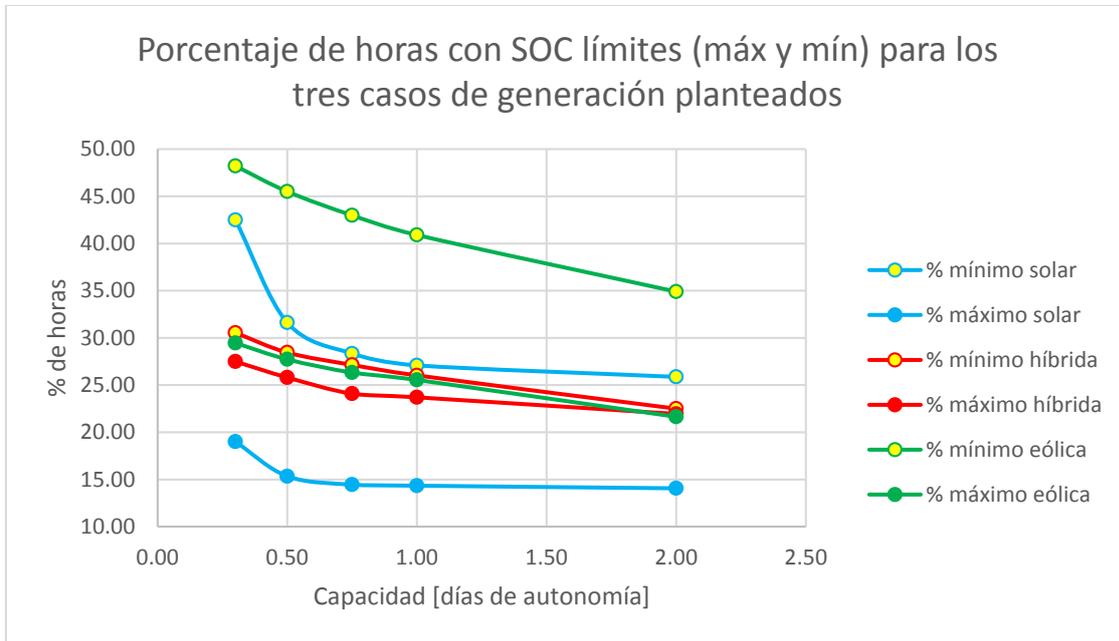
Tabla 7. Vida útil en función de capacidad para cada fuente de energía renovable.

Por tanto tras visualizar esta tabla se puede ver que en el caso de la generación eólica, las baterías están con un estado de carga máximo ($95 < SOC < 100$) y mínimo ($20 < SOC < 25$) durante más de la mitad del año para todos los casos planteados. Es por ello por lo que se ha obtenido una vida útil en años mayor (debido a que las baterías están en reposo muchas horas del año).

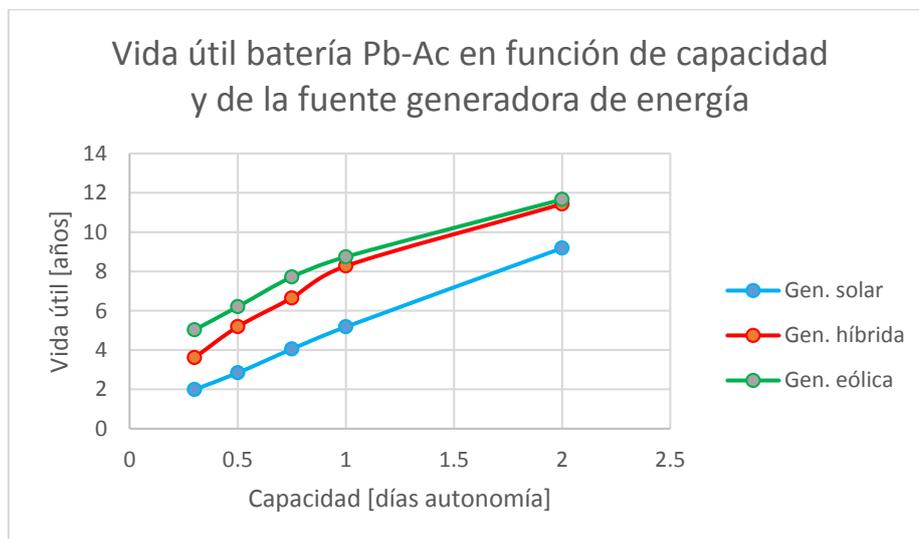
En cambio, para generación híbrida se han obtenido unos resultados bastante parecidos a la generación eólica en cuanto a vida útil de las baterías, pero como se aprecia en la tabla, la batería se ha estado usando muchas más horas a lo largo del año. O en otras palabras, la batería está muchas menos horas con SOC límites. Esto indica que las cargas y descargas de la batería con generación híbrida no son tan profundas, y por tanto, con más horas de uso de éstas al año, se ha obtenido una vida útil prácticamente igual.

Por último, en el caso de la generación solar se puede ver como la vida útil de las baterías es bastante inferior respecto a los otros dos casos de generación, esto se debe a la fuerte dependencia de esta fuente de energía con el tiempo y con la época del año, ya que sufre descargas muy profundas durante días con poco sol.

También se han generado tres gráficas, dos a partir de la tabla anterior que permiten visualizar con mayor rapidez los resultados obtenidos y otra para cuantificar las pérdidas en cada uno de los tres casos planteados:



Gráfica 30. Porcentaje de horas con SOC límites (máx y mín) para los tres casos de generación planteados.

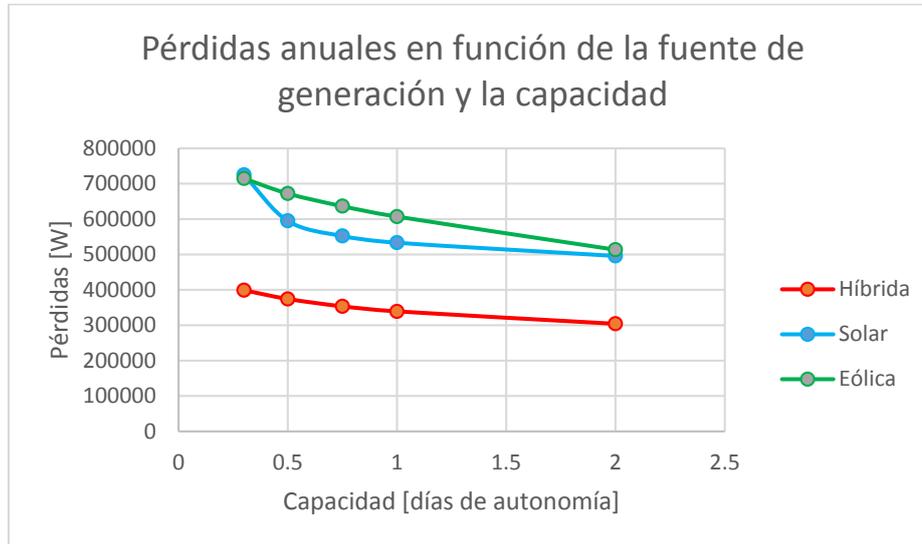


Gráfica 31. Vida útil batería Pb-Ac en función de capacidad y de la fuente generadora de energía.

Tras mostrar este gráfico hay que destacar que las funciones representadas no serían del todo equiparables, ya que para cada fuente de energía, el método Rainflow detecta distintos ciclos de carga/descarga. Por ejemplo, para el caso de generación híbrida, el método contabiliza 991 ciclos durante el año, mientras que en el caso de generación eólica, tan solo contabiliza 634 ciclos. Esto se debe a que la fuente de generación híbrida genera prácticamente en todas las horas, con lo que a lo largo del año se traduce en muchos más ciclos de carga/descarga (aunque sean de menor profundidad de descarga que en las otras fuentes) mientras que en el caso de generación eólica hay muchos días que la batería se encuentra al mínimo o máximo de capacidad (en este caso el

método no disminuye la vida útil de la batería cuando realmente es muy perjudicial para ésta estar con un SOC mínimo). Lo que se quiere decir con esto es que la vida útil debería ser mayor para sistemas con generación híbrida. En el presente trabajo no se ha planteado este cálculo, pero no se descarta que futuras vías de estudio vayan encaminadas a la resolución de este problema (Trabajo Fin de Máster) mediante el uso de Software de pago.

Como se ha dicho anteriormente, también se muestra una gráfica con las pérdidas anuales en función de la capacidad y para los tres casos de generación planteados:



Gráfica 32. Pérdidas anuales en función de la fuente de generación y la capacidad.

Viendo los datos arrojados por este estudio se pueden extraer conclusiones tales como que los sistemas híbridos de generación se complementan de una manera muy buena y permiten reducir el porcentaje de energía adquirido de la red (incurriendo además en pérdidas menores). También se puede observar que la introducción de baterías con D=1 consigue mejorar todos los parámetros estudiados. En cambio, la introducción de baterías demasiado grandes para esta finalidad no sigue una linealidad y no consigue reducir en gran medida los parámetros (respecto al caso de D=1), por lo que habría que pasar a realizar un estudio económico para ver si podría compensar la instalación de un almacenamiento de mayor capacidad.

5.4 Caso de generación solar fotovoltaica modificando el factor de dimensionamiento

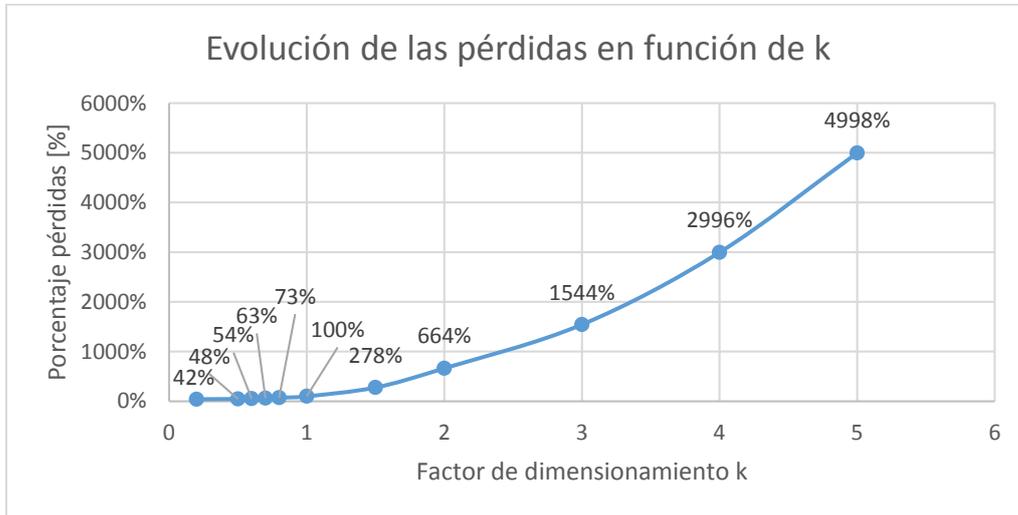
Este último caso se ha introducido con el objetivo de ver como varían las pérdidas en función del tamaño del sistema de generación que se ha implementado. En los tres casos anteriores la generación (independientemente de la fuente de energía renovable) se ha dimensionado para que sea igual al consumo total anual dado en la microrred.

Para este apartado se ha definido un parámetro “k”, llamado factor de dimensionamiento, que simplemente es el cociente entre la generación anual y el consumo anual:

$$k = \frac{\text{Generación anual}}{\text{Consumo anual}}$$

De esta manera, al variar el tamaño de la instalación generadora, el factor de dimensionamiento “k” irá variando y se graficará la variación de pérdidas respecto a este parámetro. Por tanto, observando la fórmula anterior es fácil deducir que si $k > 1$ el sistema de generación estará sobredimensionado, y por el contrario, si $k < 1$, el sistema estará subdimensionado.

Haciendo uso del programa generado en Matlab, se han ido extrayendo las pérdidas anuales para el caso de generación solar y una batería con capacidad de un día de autonomía ($D=1$). Los datos se han tratado en una hoja Excel para presentarlos en porcentaje. Se ha dado el valor de 100% al caso en el que no se ha introducido ningún sobredimensionamiento ($k=1$) y todos los demás valores se han calculado respecto a éste. Finalmente se han graficado obteniendo:



Gráfica 33. Evolución de pérdidas en función del factor de dimensionamiento de la instalación para $D=1$.

Como se puede observar tras visualizar la gráfica anterior, al sobredimensionar un sistema se consigue provocar un gran aumento en las pérdidas de éste. Por ejemplo, si se sobredimensiona la instalación para generar 5 veces más que el consumo anual estimado, las pérdidas se incrementan en torno a 50 veces.

El tamaño ideal de la instalación debería tener un factor de dimensionamiento entre $k = 0.60$ y $k = 0.80$, ya que, por ejemplo, reduciendo el tamaño de la instalación en un 30% (caso de $k = 0.70$) las pérdidas se reducen en un 37%.

Además de calcular estos resultados para sistemas con almacenamiento energético de capacidad $D=1$, se ha decidido obtener los mismos resultados pero sin contemplar el almacenamiento energético, es decir, $D=0$. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

k	Pérdidas [W] D=1	Pérdidas [W] D=0	Incremento pérdidas
0.2	222930	497460	55.19%
0.5	255640	540130	52.67%
0.6	288920	606620	52.37%
0.7	333340	699170	52.32%
0.8	388880	817700	52.44%
1	533220	1132500	52.92%
1.5	1482700	2370800	37.46%
2	3541300	4248400	16.64%
5	26650000	28604000	6.83%

Tabla 8. Incremento de pérdidas al cambiar de $D=1$ a $D=0$.

La principal conclusión al observar la tabla superior es que mediante la introducción de baterías, se reducen las pérdidas en torno al 50% para casos sin sobredimensionamiento. En cambio para casos con sobredimensionamiento, el incremento de pérdidas va disminuyendo conforme aumenta el factor de dimensionamiento.

5.5 Introducción de dispositivo de inyección cero en el caso de generación solar fotovoltaica

Otro caso que puede resultar interesante es el del caso de generación solar sin inyección de los excedentes a la red, de tal forma que se producirá una disminución de pérdidas como demuestra a continuación.

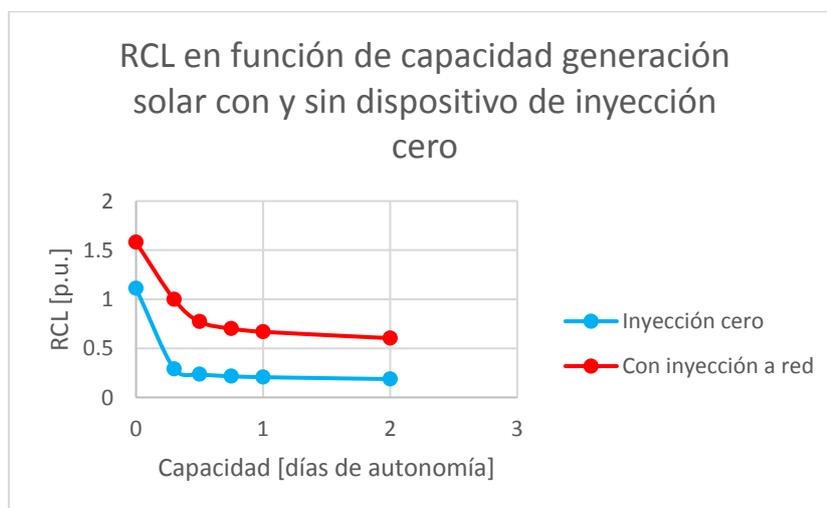
En primer lugar se muestra una tabla comparativa entre las pérdidas del caso con inyección y del caso con dispositivo de inyección cero, en función de la capacidad de las baterías:

D	Pérdidas [W] inyectando excedente a red	Pérdidas [W] sin inyectar excedente	Disminución de pérdidas
0.3	724910	638060	11.98%
0.5	594910	521370	12.36%
0.75	552130	488930	11.45%
1	533220	472200	11.44%
2	495940	443200	10.63%

Tabla 9. Disminución de pérdidas al instalar dispositivo de inyección cero en el caso de generación solar.

Se aprecia que la disminución de las pérdidas alcanza valores de entre el 10 y 13%. Es por ello por lo que en países donde la inyección a red no está suficientemente bien remunerada podría no compensar la inyección a red debido a las pérdidas que se producen en la microrred.

Para este caso, también se ha calculado el parámetro RCL ya que resulta de gran interés ver como se reducen las pérdidas en los conductores respecto al caso con inyección a red:



Gráfica 34. Comparativa del parámetro RCL entre casos de generación solar con y sin inyección del excedente a red ($k=1$).

En la gráfica superior se observa de una manera más gráfica la gran disminución de las pérdidas en los conductores tras la colocación del dispositivo de inyección cero, que consiguen reducirse entre un 25 y un 60%.

5.6 Caso de generación solar con una carga cinco veces mayor en el nudo más desfavorable

En el apartado 5.1 se ha calculado cual era el nudo más favorable para la colocación del almacenamiento energético y la generación. Se obtuvo que el nudo más favorable era el nudo número 2, y el más desfavorable, el nudo 5.

Con este último caso de estudio se quiere comprobar cuál sería en este nuevo caso el nudo más apropiado para la colocación de las baterías y la generación si la carga que había inicialmente en el nudo 5 se hace cinco veces mayor (observando las pérdidas globales en el año).

A continuación se muestra una tabla que recoge las pérdidas obtenidas para este caso según donde se ha colocado el almacenamiento y la generación:

		Pérdidas [W]	Pérdidas [%]
Generación + almacenamiento	Bus 2	$1,4933 \cdot 10^6$	0,3733
	Bus 3	$3,7950 \cdot 10^6$	0,9487
	Bus 4	$3,1108 \cdot 10^6$	0,7777
	Bus 5	$1,3492 \cdot 10^6$	0,3373
	Bus 6	$1,9979 \cdot 10^6$	0,4995

Tabla 10. Pérdidas del sistema en función de donde se coloca el nudo de generación solar + almacenamiento con $D=1$ y carga en el nudo 5 mayor que el resto.

Tras visualizar la tabla superior se observa como en esta ocasión el nudo más favorable desde el punto de vista de las pérdidas es el nudo número 5, que en el primer caso de estudio resultó ser el más desfavorable. La explicación es sencilla, ya que al haber una carga cinco veces mayor en ese nudo, hay más intercambio de energía desde el almacenamiento energético y la generación con ese nudo. Por tanto, si la generación se colocase en un nudo diferente del 5, la gran intensidad demandante por este bus conllevaría a incrementar las pérdidas del sistema. En cambio, al situar la generación y el almacenamiento en el bus de mayor demanda se consigue reducir las pérdidas en gran medida ya que el consumo será in situ.

Es necesario nombrar que también se ha calculado ese mismo porcentaje de pérdidas para el caso sin generación ni almacenamiento obteniendo un valor de $Pérdidas (\%) = 0.7629 \%$. Por lo que se puede ver que la introducción de generación con almacenamiento solo conseguiría disminuir las pérdidas si se colocase en los nudos 2, 5 o 6 (para este caso en el que la carga del nudo 5 es cinco veces superior al caso inicial del apartado 5.1).

6. CONCLUSIONES

Durante el presente Trabajo de Fin de Grado se ha llevado a cabo la simulación de distintos escenarios de generación, consumo, y disposición de la fuente generadora y almacenamiento en el interior de la microrred. Se han obtenido numerosos datos y parámetros referentes a la microrred planteada que permiten extraer las siguientes conclusiones:

- Instalando una fuente híbrida como sistema de generación, el porcentaje de energía que debe ser comprado a la red se reduce en porcentajes muy altos respecto a las fuentes puras. Como es lógico, al aumentar la capacidad de las baterías también se reducirá este porcentaje infiriendo un mayor ahorro. El porcentaje de energía que debe ser comprado de la red es mayor en el caso de fuente de generación eólica que en la solar.
- La energía anual inyectada también se reduce con el aumento de los días de autonomía debido a que se dispone de más capacidad para almacenar, y por tanto, al almacenar más energía, se reduce la que se inyecta a la red.
- La introducción del almacenamiento energético en el sistema reduce las pérdidas eléctricas en los conductores, pero no sigue una linealidad. Es por ello por lo que al introducir una batería de pequeña capacidad las pérdidas disminuyen en gran proporción, pero estas pérdidas no disminuyen en la misma proporción en el caso de baterías de mayor tamaño. En otras palabras, que el salto en cuanto a disminución de pérdidas desde el caso $D=0$ a $D=0.3$ es mucho mayor que en el caso desde $D=1$ a $D=2$.
- El sobredimensionamiento de un sistema consigue provocar un gran aumento en las pérdidas de éste. El estudio determina que el tamaño ideal de la instalación debería tener un factor de dimensionamiento entre $k=0.6$ y $k=0.7$.
- Mediante la introducción de baterías de capacidad $D=1$, se reducen las pérdidas en torno al 50% respecto al caso sin almacenamiento energético y para valores de k menores que la unidad. En cambio para casos con sobredimensionamiento ($k>1$), el incremento de pérdidas va disminuyendo conforme aumenta el factor de dimensionamiento.
- Incrementando la capacidad de las baterías, no se obtiene un aumento de la vida útil de la misma proporción. La vida útil no guarda relación lineal con la capacidad. Reduciendo la capacidad, por ejemplo, en un 30%, la vida útil no se reduce en esa misma proporción, sino en un porcentaje menor. Aumentando la capacidad, por ejemplo, en un 100%, la vida útil no se aumenta en esa misma proporción.
- La estimación de la vida útil de las baterías resulta muy difícil de llevar a cabo debido a que hay muchos factores que no se pueden tener en cuenta con métodos de cálculo como el Rainflow. Por ello, los resultados obtenidos para cada fuente de generación no pueden equipararse directamente.

Futuras líneas de estudio:

El desarrollo de este trabajo, a la par que ha contribuido a despejar algunas incógnitas sobre el tema tratado, ha generado nuevas cuestiones y abierto nuevas líneas de investigación. En este punto se presentan algunas vías de estudio que pueden ser objeto de interés atendiendo a lo expuesto en el presente trabajo.

En relación con los resultados expuestos anteriormente, sería de gran interés poder ver como varían todos los parámetros cuando se altera el dimensionamiento de la instalación, no solo para generación solar fotovoltaica.

Otra posible e interesante línea de trabajo consiste en el posible aislamiento de la microrred frente a la red principal, sería interesante la introducción de generación síncrona y el posterior análisis de estabilidad de la microrred.

Respecto a la estimación de la vida útil de las baterías, se ha llegado a la conclusión de que resulta muy complicado obtener resultados precisos cuando se estudian baterías que están en SOC mínimos o máximos durante muchas horas al año. Una posible línea de estudio podría ir encaminada al cálculo de la vida útil de las baterías en este tipo de aplicaciones mediante el uso de Software ya implementado y comercializado.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Real Decreto 900/2015, BOE.es, Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
Disponible: <https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/10/pdfs/BOE-A-2015-10927.pdf>
- [2] Real Decreto 56/2016, BOE.es, Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
Disponible: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-1460
- [3] <https://building-microgrid.lbl.gov/examples-microgrids>
- [4] Ramón Ducoy, F.J. Implantación de energías renovables en una planta de producción de amoníaco. Sevilla, 2012: 14-17
Disponible: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5145/>
- [5] BOE-A-2015-143347, BOE.es, Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
Disponible: <https://www.boe.es/boe/dias/2015/12/31/pdfs/BOE-A-2015-14347.pdf>
- [6] Danaraj, RMS. Power Flow software in rectangular coordinates, 2008
Disponible: <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/19961-power-flow-software-in-rectangular-coordinates/content/finallf/c6.m>
- [7] Las grandes olvidadas de los sistemas fotovoltaicos aislados, las baterías. II, 2010
Disponible: <http://renewableengineering.blogspot.com.es/2010/10/las-grandes-olvidadas-de-los-sistemas.html>
- [8] Bayod Rújula, AA, Haro Larrodé, M, Martínez-Gracia, A. Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with battery storage and self consumption considering interaction with the grid. Zaragoza, 2013: 585-586

8. ANEXOS

8.1 Anexo 1. Cálculo de parámetros energéticos del sistema

En una de las fases previas del proyecto en la que aún se estaba comprobando el correcto funcionamiento de la hoja Excel programada, se llevó a cabo el cálculo de una serie de variables de gran interés que aparecían en un artículo de carácter similar a este trabajo.

Para comprobar que la hoja Excel que se había programado era correcta se calcularon los parámetros Energía Anual Absorbida (Annual Energy Absorption, AEA), Energía Anual Inyectada (Annual Energy Injection, AEI) y ratio de pérdidas de conductor (Ratio of Conductor Losses, RCL).

El cálculo de estos parámetros se realizó mejorando la precisión del proceso inicial, debido a que en el artículo mencionado sólo se tenían en cuenta dos perfiles promedio referentes a verano e invierno y en cambio, en el cálculo realizado en el presente trabajo se tuvieron en cuenta todos los días del año de estudio.

El intercambio de energía con la red se separó en valores positivos y negativos de manera que se pudieran cuantificar la energía extra inyectada a la red y la energía almacenada en las baterías.

- Energía Anual Absorbida (AEA)

Este parámetro está definido como la suma de la energía absorbida de la red durante el año de simulación, dividida por la demanda anual de energía:

$$AEA(\%) = \frac{\sum_{h=1}^{8784} |E_{s,h}(E_{s,h} < 0)|}{\sum_{h=1}^{8784} |E_{L,h}|} \times 100$$

Este porcentaje representa la fracción de la energía anual demandada que el propietario/os de la microrred deberían comprar a la compañía eléctrica.

- Energía Anual Inyectada (AEI)

Este parámetro representa el sobrante de energía que es inyectado a la red a lo largo del año:

$$AEI(\%) = \frac{\sum_{h=1}^{8784} |E_{s,h}(E_{s,h} > 0)|}{\sum_{h=1}^{8784} |E_{L,h}|} \times 100$$

Este porcentaje representa la fracción de la energía anual demandada que, debido a que la batería se encontraba llena, no ha sido posible almacenar y se ha inyectado a la red.

- Ratio de pérdidas de conductor (RCL)

La cuantificación de las pérdidas energéticas resulta de gran interés para este estudio. Por ello se ha calculado el ratio de pérdidas de conductores usando la siguiente aproximación:

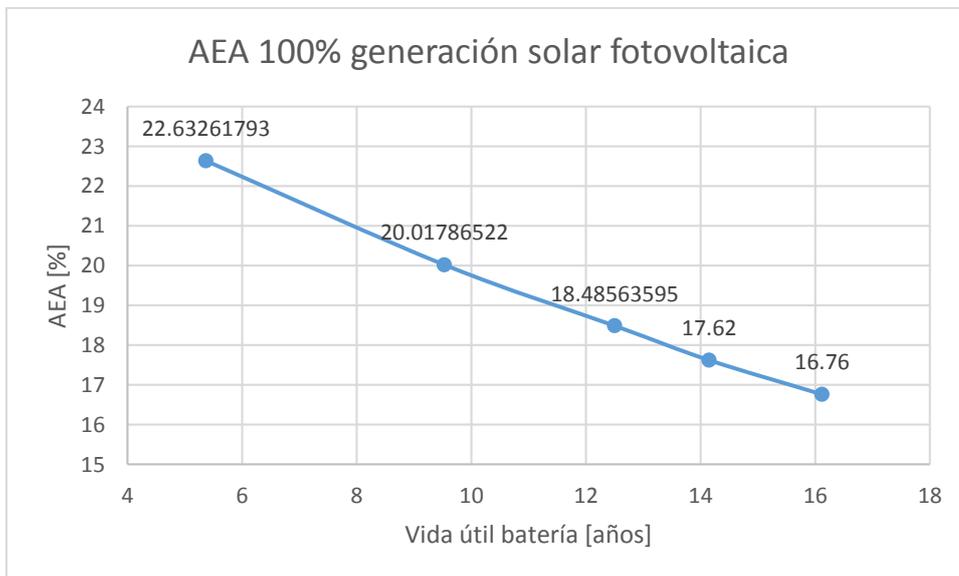
$$RCL(p. u.) = \frac{\sum_{H=1}^{8784} R I_{s,h}^2}{\sum_{H=1}^{8784} R I_{L,h}^2} = \frac{\sum_{H=1}^{8784} E_{s,h}^2}{\sum_{H=1}^{8784} E_{L,h}^2}$$

Donde $I_{s,h}$ es la intensidad de corriente de la red e $I_{L,h}$ es la intensidad de corriente desde la red al sistema (sin tener en cuenta la intensidad debida a la energía generada por las fuentes renovables). Valores menores que la unidad significan que las pérdidas se han reducido respecto al caso de solo consumo (ni almacenamiento ni generación)

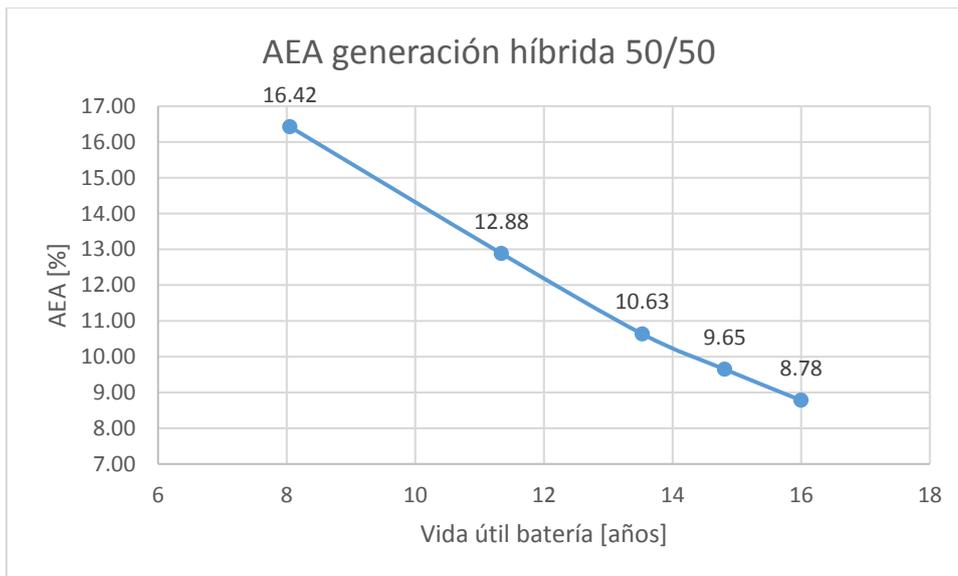
Las simulaciones muestran que en sistemas sin almacenamiento energético, las pérdidas son mayores que en el caso base (batería con un día de autonomía de capacidad). A continuación se muestran tres tablas obtenidas en la hoja Excel programada, cada una referente a un parámetro de los que se han comentado anteriormente.

		ENERGÍA ANUAL ABSORBIDA (%)		
		Solar	Híbrida	Eólica
Días de autonomía (D)	0	56,10	35,77	51,33
	1	22,63	16,42	33,45
	2	20,02	12,88	26,45
	3	18,49	10,63	21,03
	4	17,62	9,65	17,20
	5	16,76	8,78	14,52

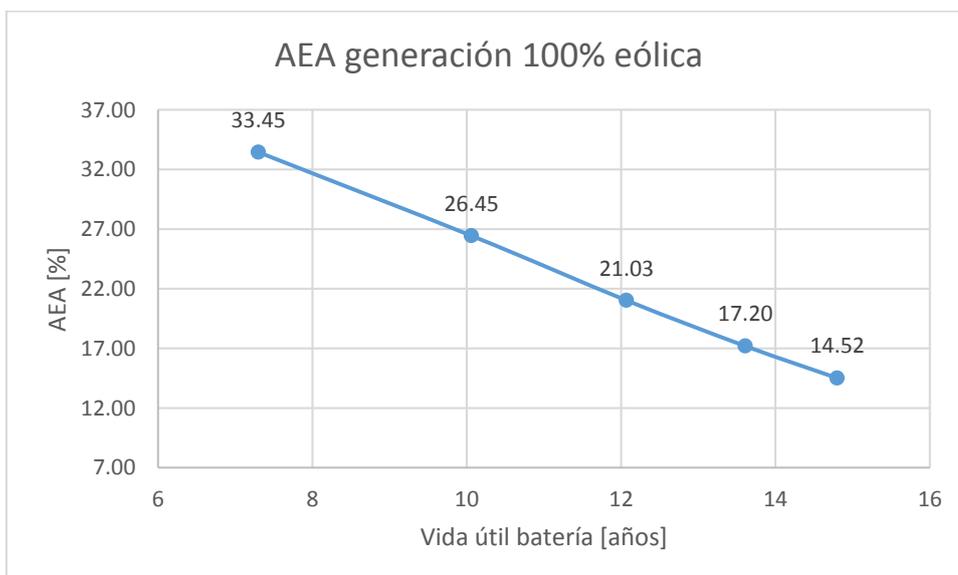
Tabla 11. Energía anual absorbida caso base inicial para cada fuente.



Gráfica 35. Energía anual absorbida caso base inicial y generación solar fotovoltaica.



Gráfica 36. Energía anual absorbida caso base inicial y generación híbrida.



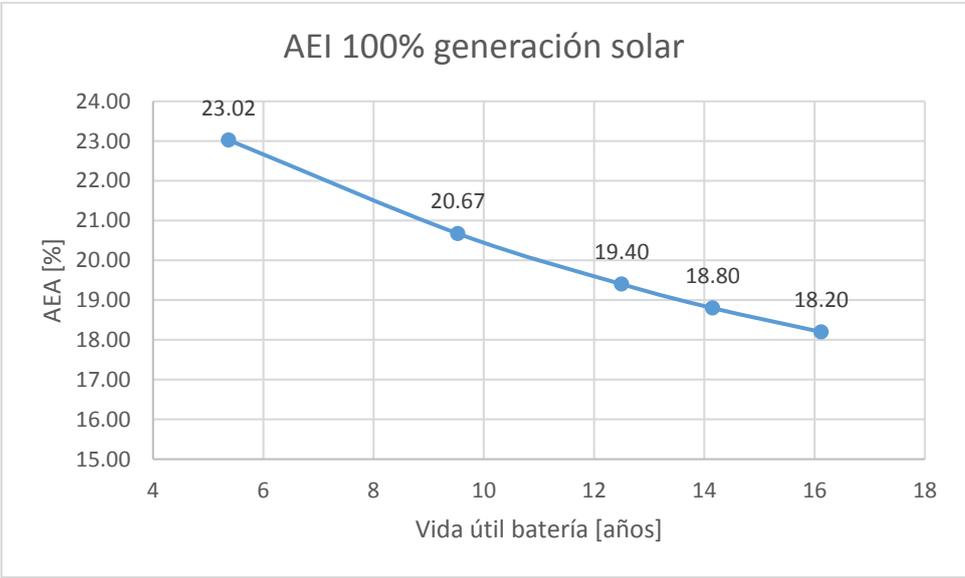
Gráfica 37. Energía anual absorbida caso base inicial y generación eólica.

Analizando la energía anual absorbida en sistemas sin almacenamiento energético ($D=0$) se puede apreciar como un amplio porcentaje de la energía debe ser comprada a la compañía eléctrica para sistemas de generación 100 % solar y 100 % eólica. En cambio, el porcentaje de energía comprada se reduce cerca del 20 % para sistemas híbridos de generación, lo que muestra la buena complementariedad de estos sistemas de generación.

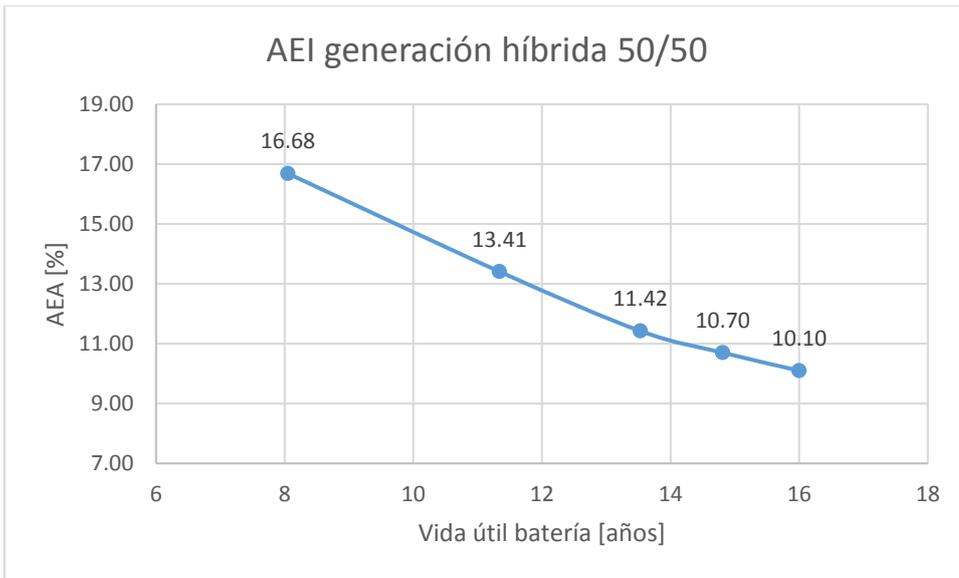
Como se puede apreciar en la tabla inferior, la energía anual inyectada también se reduce con el aumento de los días de autonomía, debido a que se dispone de más capacidad para almacenar, y por tanto, al almacenar más energía, se reduce la que se puede inyectar a la red.

		ENERGÍA ANUAL INYECTADA		
		Solar	Híbrida	Eólica
Días de autonomía (D)	0	56,22	35,77	51,32
	1	23,02	16,68	33,49
	2	20,67	13,41	26,45
	3	19,40	11,42	20,99
	4	18,80	10,70	17,34
	5	18,20	10,10	14,92

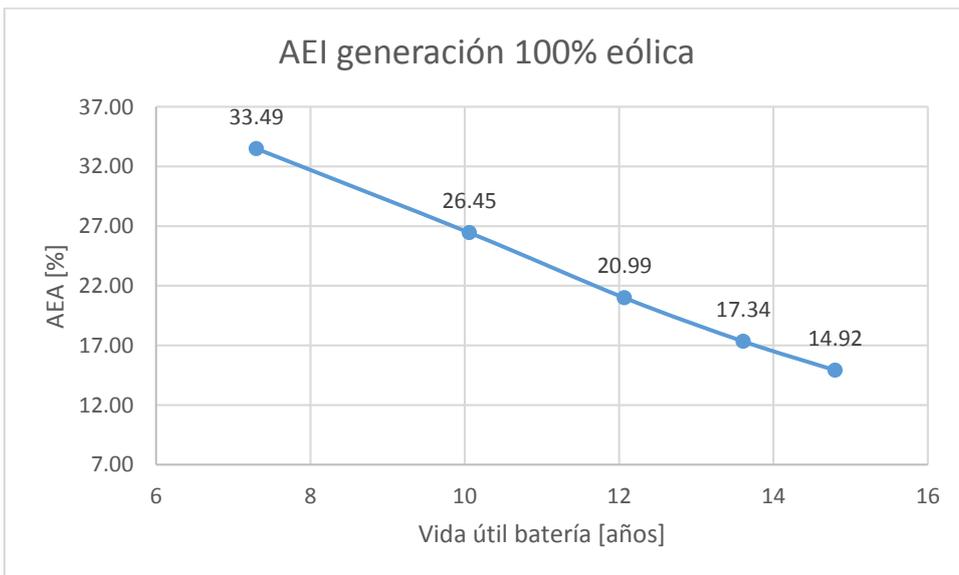
Tabla 12. Energía anual inyectada caso base inicial para cada fuente.



Gráfica 38. Energía anual inyectada caso base inicial y generación solar fotovoltaica.



Gráfica 39. Energía anual inyectada caso base inicial y generación híbrida.



Gráfica 40. Energía anual inyectada caso base inicial y generación eólica.

De la tabla que se muestra a continuación se puede extraer la conclusión de que la introducción del almacenamiento energético en el sistema reduce las pérdidas eléctricas en los conductores.

		RATIO DE PÉRDIDAS EN CONDUCTORES		
		Solar	Híbrida	Eólica
Días de autonomía (D)	0	1,63	0,66	1,30
	1	0,70	0,36	0,90
	2	0,63	0,29	0,72
	3	0,59	0,25	0,57
	4	0,57	0,24	0,48
	5	0,55	0,22	0,41

Tabla 13. Ratio de pérdidas en conductores caso base inicial y para cada fuente.

Viendo los datos arrojados por este estudio se pueden extraer conclusiones tales como que los sistemas híbridos de generación se complementan de una manera muy buena y permiten reducir el porcentaje de energía adquirido de la red. También se puede observar que la introducción de baterías con D=1 consigue mejorar todos los parámetros estudiados en un 50%, pero la introducción de baterías demasiado grandes para esta finalidad no sigue una linealidad y no consigue reducir en gran medida los parámetros, por lo que habría que pasar a realizar un estudio económico para ver si podría compensar la instalación de un almacenamiento de mayor capacidad.

8.2 Anexo 2. Método “Rainflow” para estimación de vida de una batería

Este método de conteo de ciclos conocido como “rainflow” está basado en el algoritmo de Downing y es uno de los más precisos para este propósito. Consiste en contar los ciclos de carga/descarga correspondientes a cada rango de profundidad de descarga (DOD) para un año. Para cada intervalo hay un número de ciclos hasta el fallo (CF) obtenidos de gráficas proporcionadas por los fabricantes. La duración de la batería, en años, puede ser calculada mediante la siguiente fórmula:

$$Life_{bat} = \frac{1}{m \sum_{i=1}^m \frac{Z_i}{CF_i}}$$

m número de intervalos en los que se ha dividido DOD para contabilizar

Z número de veces que la batería ha estado en cada rango

CF ciclos que aguanta una batería para cada DOD

Para implementar este método se ha creado un pequeño programa en Matlab en el que un bucle recorre los valores del estado de carga (SOC) para las 8784 horas del año y detecta las veces que hay un cambio de signo, almacenando el valor entre picos (ya sea de carga o descarga, con su respectivo signo). Posteriormente, se ha asociado a cada DOD un hipotético número de ciclos que sería capaz de aguantar (mostrado en la tabla inferior), obtenidos de la gráfica anteriormente mencionada que se muestra a continuación:

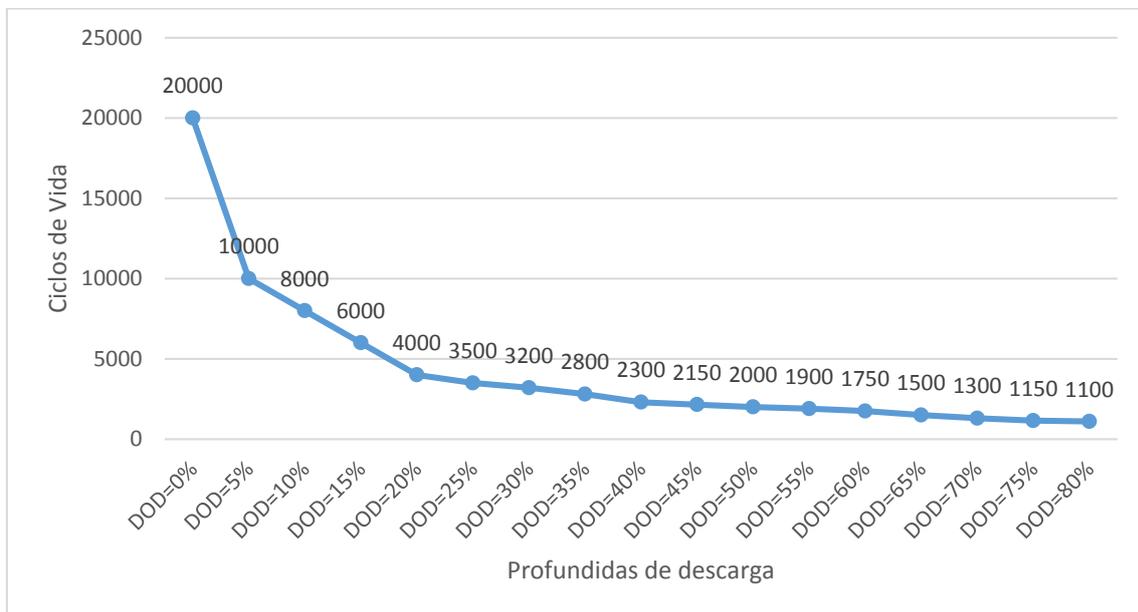


Figura 1. Gráfica ciclos de vida frente a profundidad de descarga de una batería de Pb-Ac

Se debe decir que para profundidades de descarga del 5% se ha supuesto una duración superior a la que había para 10% de DoD, 10.000 ciclos y para profundidades de 0% un valor muy superior debido a que la batería apenas sufre, 20.000 ciclos.

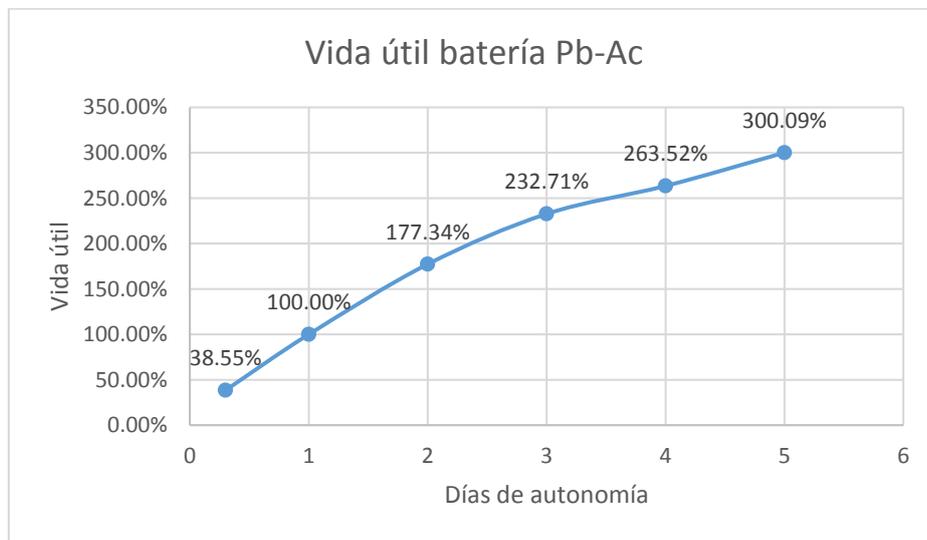
DOD [%]	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Ciclos hasta fallo	20000	10000	8000	6000	4000	3500	3200	2800	2300	2150	2000	1900	1750	1500	1300	1150	1100

Tabla 14. Ciclos hasta fallo en función de la profundidad de descarga para una batería de Pb-Ác.

Una vez se tienen todos los datos, se introducen en la fórmula y se obtiene como resultado la vida estimada en años de la batería.

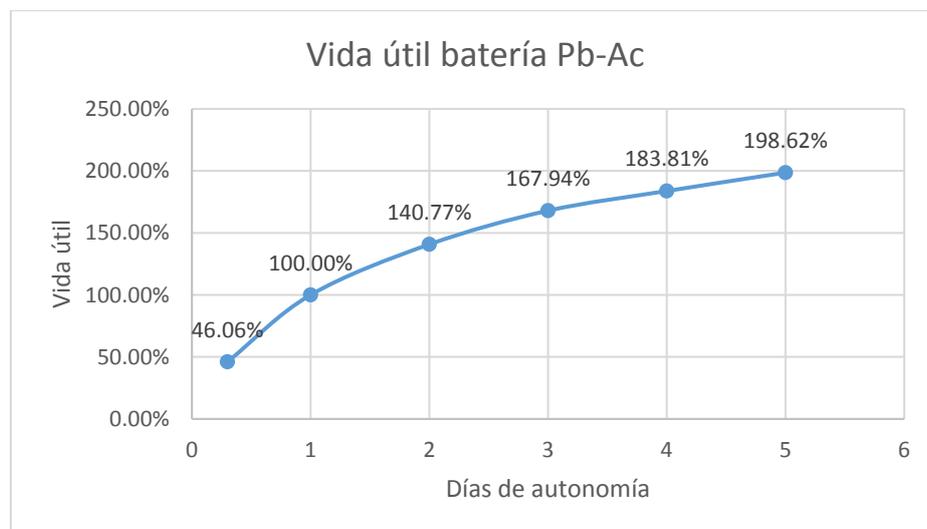
Se ha calculado la duración de las baterías para tres casos de generación. Se ha dado el valor del 100% a la batería con un día de autonomía (D=1) siendo los demás porcentajes que aparecen en las gráficas referentes a este valor:

- Generación 100% solar fotovoltaica:



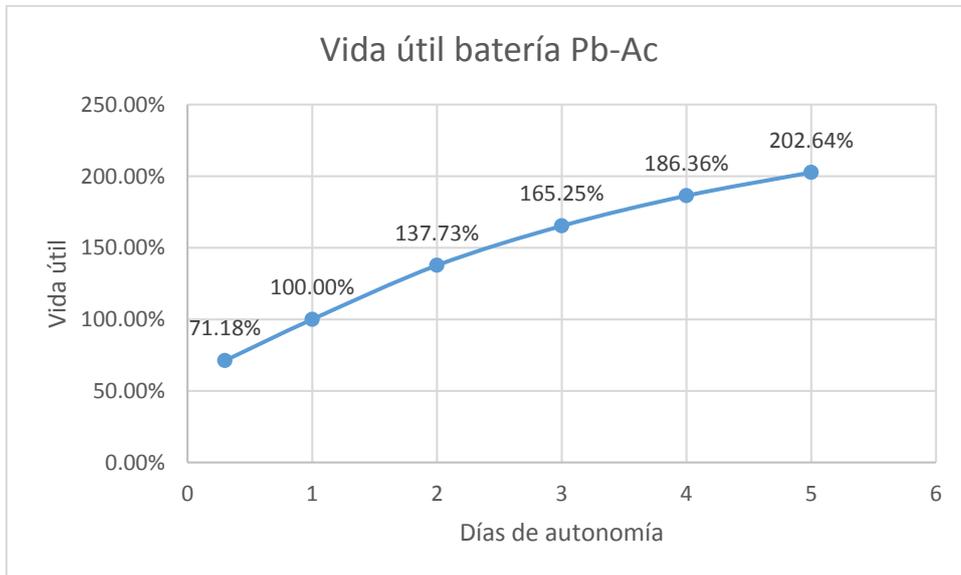
Gráfica 41. Vida útil batería caso base inicial y generación solar fotovoltaica.

- Generación 50% solar fotovoltaica/ 50% eólica:



Gráfica 42. Vida útil batería caso base inicial y generación híbrida.

- Generación 100% eólica:



Gráfica 43. Vida útil batería caso base inicial y generación eólica.

En la siguiente tabla se muestran todos los datos recopilados para los tres casos de estudio realizados sobre el caso base y que sirve para poder equiparar los tres sistemas de generación contemplados:

		GENERACIÓN		
		100% Solar	50-50	100% Eólica
Días de autonomía	Duración en años			
	0.3	2.07	3.71	5.20
	1	5.37	8.05	7.30
	2	9.53	11.34	10.06
	3	12.50	13.53	12.07
	4	14.15	14.81	13.61
5	16.12	16.00	14.80	

De esta tabla se pueden extraer varias conclusiones. Como era de esperar, para sistemas de generación híbrida, la batería va a tener un comportamiento mucho mejor debido a que las dos fuentes de energía se complementan muy bien y hacen que las profundidades de descarga no sean tan grandes debido a que cuando no produce una energía, suele producir la otra. Se debe nombrar que para el caso de generación híbrida con $D=0,3$ se han registrado 330 ciclos más de descarga que en generación 100% eólica debido a la distinta disponibilidad de energía de cada fuente (lo que quiere decir que por ejemplo, en días en los que no ha habido viento y no ha habido ciclos de carga/descarga en la eólica, la solar ha compensado y ha estado generando. En este caso se traduce en el registro de más ciclos de descarga). Por otro lado, si se compara la generación 100% solar con la 100% eólica se puede comprobar cómo se obtienen resultados bastante parecidos con ambas (excepto para $D=0,3$ y $D=1$).

En principio parece que sólo merecería la pena aumentar la capacidad del almacenamiento desde el punto de vista económico para el sistema con generación 100% solar ya que al aumentar la capacidad a $D=2$ la batería duraría 4 años más. En el resto probablemente no sea económicamente viable, pero habría que plantearlo para instalaciones aisladas si se quiere tener una cierta disponibilidad de energía.

CÓDIGO MATLAB IMPLEMENTADO:

```
% ALGORITMO RAINFLOW

%Entrada del sistema (SOC en tanto por uno)
SOC=[datos correspondientes al SOC para las 8784 horas de año];

dif=[]; %vector (inicialmente vacío) donde se guardarán las magnitudes de
los picos (DOD de cada ciclo)

SOC_ini=SOC(1); %inicialización de la variable

    for i=1:8783

        if i>1
            SOC_ant=SOC(i-1);
        else SOC_ant=SOC_ini;
        end

        if SOC(i)<=SOC_ant %batería descargando o igual SOC
            SOC_fin=SOC(i);
        else %batería cargando
            SOC_fin=SOC(i);
        end

        % creamos dos bucles que detecten el cambio de signo

        %pico de mínimo \/
        if SOC(i)<SOC_ini
            if SOC(i+1)>SOC(i)
                dif=[dif (-SOC_ini+SOC_fin)];
                SOC_ini=SOC_fin;
            end
        end

        %pico de máximo /\
        if SOC(i)>SOC_ini
            if SOC(i+1)<SOC(i)
                dif=[dif (-SOC_ini+SOC_fin)];
                SOC_ini=SOC_fin;
            end
        end

    end

dif=[dif (SOC(i+1)-SOC(i))];
```

8.3 Anexo 3. Programa final Matlab

En este anexo se muestra el programa final que se ha utilizado para calcular todos los parámetros que posteriormente serán analizados mediante tablas Excel o introducidos en el programa PowerWorld. También se han guardado una serie de datos para su cómputo y análisis directo:

```
clear
clc
%Inicialización de los vectores donde se guardarán las pérdidas de las
líneas
P1_2=ones(1,8784);
P1_4=ones(1,8784);
P1_5=ones(1,8784);
P2_3=ones(1,8784);
P2_4=ones(1,8784);
P2_5=ones(1,8784);
P2_6=ones(1,8784);
P3_5=ones(1,8784);
P3_6=ones(1,8784);
P4_5=ones(1,8784);
P5_6=ones(1,8784);
%Inicialización de vectores para guardar salida del programa
salida_1=[];
salida_2=[];
load=ones(1,8784);
grid=ones(8759,1);
Perdidas_bat=zeros(1,8784);
Perdidas_grid=zeros(1,8784);
Perdidas=ones(1,8784);
sum_perdidas=0; %Sumatorio de pérdidas en todas las líneas

%Datos introducidos anuales
%carga anual edificio 20 viviendas (4000KWh*20)
cargas=[aquí van los 8760 datos referentes a las cargas];
%Generación para cubrir el total de demanda
generacione=[aquí van los datos referentes a la generación solar];

%Datos de la batería

%Batería de 0.3 día de autonomía
% Capacidad=450540.7208;
% C_min=90108.14416;
% C_actual=405486.6487;

%Batería de 0.5 día de autonomía
% Capacidad=750901.2014;
% C_min=150180.2403;
% C_actual=675811.0812;

%Batería de 0.75 día de autonomía
% Capacidad=1126351.802;
% C_min=225270.3604;
% C_actual=1013716.622;
```

```

%Batería de 1 día de autonomía
Capacidad=1501802.403; %Wh
C_min=300360.4805;
C_actual=1351622.162;

%Batería de 2 día de autonomía
% Capacidad=3003604.805;
% C_min=600720.9611;
% C_actual=2703244.325;

batt=ones(8759,1);
SOC=ones(8759,1); %Definimos vector para guardar SOC

%Datos fijos de potencia activa y reactiva con fdp=0,9
Potencia_2=cargas;
Potencia_3=cargas;
Potencia_4=cargas;
Potencia_5=cargas;
Potencia_6=cargas;
Potencia_2_re=cargas*sin(0.451026811796)/0.9;
Potencia_3_re=cargas*sin(0.451026811796)/0.9;
Potencia_4_re=cargas*sin(0.451026811796)/0.9;
Potencia_5_re=cargas*sin(0.451026811796)/0.9;
Potencia_6_re=cargas*sin(0.451026811796)/0.9;
Generador_6=generacione;

for k=1:8759

    %% Base del sistema MVA
    baseMVA = 0.01; %[10 KVA]
    %% Datos de los buses
    %bus_i tipo Pd Qd Gs Bs área Vm Va baseKV zona Vmax Vmin
    bus = [
    1 3 0 0 0 0 1 0.9 0 0.400 1 1.05 1.05;

    2 2 Potencia_2(k)/1000000 Potencia_2_re(k)/1000000 0 0 1
    0.9 0 0.400 1 1.05 1.05;

    3 1 Potencia_3(k)/1000000 Potencia_3_re(k)/1000000 0 0
    1 0.9 0 0.400 1 1.07 1.07;

    4 1 Potencia_4(k)/1000000 Potencia_4_re(k)/1000000 0 0
    1 0.9 0 0.400 1 1.05 0.95;

    5 1 Potencia_5(k)/1000000 Potencia_5_re(k)/1000000 0 0
    1 0.9 0 0.400 1 1.05 0.95;

    6 1 Potencia_6(k)/1000000 Potencia_6_re(k)/1000000 0 0
    1 0.9 0 0.400 1 1.05 0.95;
    ];

    %% Datos de generación
    % bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase estado Pmax Pmin
    gen = [
    2 Generador_6(k)/1000000 0 0 0 1.05 0.01 1 2 0;

    ];

```

```

%% Datos de líneas
% fbus tbus r x b ratioA ratioB ratioC ratio ángulo
estado
branch = [
    1 2 0.0003025 0.0006049 0 40 40 40 0
0 1;
    1 4 0.001512 0.006049 0 60 60 60 0
0 1;
    1 5 0.00242 0.009074 0 40 40 40 0
0 1;
    2 3 0.001512 0.007561 0 40 40 40 0
0 1;
    2 4 0.001512 0.003025 0 60 60 60 0
0 1;
    2 5 0.003025 0.009074 0 30 30 30 0
0 1;
    2 6 0.0002117 0.0006049 0 90 90 90 0
0 1;
    3 5 0.003629 0.007864 0 70 70 70 0
0 1;
    3 6 0.000605 0.003025 0 80 80 80 0
0 1;
    4 5 0.006049 0.012098 0 20 20 20 0
0 1;
    5 6 0.003025 0.009074 0 40 40 40 0
0 1;
];

%% Datos del área
areas = [
    1 1;
];

%%
n=length(bus(:,1));
m=length(gen(:,1));
PQ = 1;
PV = 2;
REF = 3;
NONE = 4;
i2e = bus(:, 1);
e2i = zeros(max(i2e), 1);
e2i(i2e) = (1:size(bus, 1))';
bus(:, 1) = e2i( bus(:, 1) );
gen(:, 1) = e2i( gen(:, 1) );
branch(:, 1) = e2i( branch(:, 1) );
branch(:, 2) = e2i( branch(:, 2) );
nb = size(bus, 1);
ng = size(gen, 1);
Cg = sparse(gen(:, 1), (1:ng)', gen(:, 8) > 0, nb, ng); %% matriz de
conexión del generador
% elemento i, j es 1 si,
generador j en el bus i está ON
bus_gen_status = Cg * ones(ng, 1); %% número de generadores en
cada bus que están ON

%% índices para buses slack, PV y PQ
ref = find(bus(:, 2) == REF & bus_gen_status); %% índice referencia
bus
pv = find(bus(:, 2) == PV & bus_gen_status); %% índices PV bus

```

```

pq = find(bus(:, 2) == PQ | ~bus_gen_status); %% índices PQ bus

%% toma un nuevo bus de referencia si por alguna razón no hay
ninguno
if isempty(ref)
    ref = pv(1); %% usa el primer bus PV
    pv = pv(2:length(pv)); %% lo coge de la lista de PV
end
on = find(gen(:, 8) > 0); %% que generadores están ON?
gbus = gen(on, 1); %% en que buses están?

%% forma vectores complejos de de inyección neta de energía a la red
nb = size(bus, 1);
ngon = size(on, 1);
Cg = sparse(gbus, (1:ngon)', ones(ngon, 1), nb, ngon); %% matriz
conexión
%% elemento i, j
es 1 si
%% gen on(j) aen
bus i si ON
Sbus = ( Cg * (gen(on, 2) + 1i * gen(on, 3)) ... %% potencia
inyectada por generadores
- (bus(:, 3) + 1i * bus(:, 4)) ) / ... %% plus potencia
inyectada por cargas
baseMVA; %% conversión en p.u.
Sbus=Sbus./;
nb = size(bus, 1); %% número de buses
nl = size(branch, 1); %% número de líneas

%% compruebaa que el número de buses es igual a los índices de bus
if any(bus(:, 1) ~= (1:nb)')
    error('buses deben aparecer en orden por número de bus')
end

%% para cada línea computa los elementos de admitancia de ésta donde
%%
%% | If | | Yff Yft | | Vf |
%% | | = | | * | |
%% | It | | Ytf Ytt | | Vt |
%%
stat = branch(:, 11); %% unos en ramas que están
en servicio
Ys = stat ./ (branch(:, 3) + 1i * branch(:, 4)); %% admitancia
serie
Bc = stat .* branch(:, 5); %% linea
cargando susceptancia
tap = ones(nl, 1); %% tap ratio por
defecto= 1
i = find(branch(:, 9)); %% índices de no-cero
tap ratios
tap(i) = branch(i, 9); %% asigna no-cero tap
ratios
tap = tap .* exp(-1i*pi/180 * branch(:, 10)); %% añade shifters por
fase
Ytt = Ys + 1i*Bc/2;
Yff = Ytt ./ (tap .* conj(tap));
Yft = - Ys ./ conj(tap);
Ytf = - Ys ./ tap;

%% computa derivación de admitancia

```

```

    %% si Psh es la potencia real consumida por la derivación con V = 1.0
    p.u.
    %% y Qsh es la potencia reactiva inyectada por la derivación con V =
    1.0 p.u.
    %% entonces  $P_{sh} - j Q_{sh} = V * \text{conj}(Y_{sh} * V) = \text{conj}(Y_{sh}) = G_s - j B_s$ ,
    %% i.e.  $Y_{sh} = P_{sh} + j Q_{sh}$ , so ...
    Ysh = (bus(:, 5) + 1i * bus(:, 6)) / baseMVA; %% vector de
derivación de admitancias

    %% construcción Ybus
    f = branch(:, 1); %% lista de "from" buses
    t = branch(:, 2); %% lista de "to" buses
    Cf = sparse(f, 1:nl, ones(nl, 1), nb, nl); %% matriz de conexión
para línea & from buses
    Ct = sparse(t, 1:nl, ones(nl, 1), nb, nl); %% matriz de conexión
para línea & to buses
    Ybus = spdiags(Ysh, 0, nb, nb) + ... %% derivación
admitancia
    Cf * spdiags(Yff, 0, nl, nl) * Cf' + ... %% Yff término de
admitancia de línea
    Cf * spdiags(Yft, 0, nl, nl) * Ct' + ... %% Yft término de
admitancia de línea
    Ct * spdiags(Ytf, 0, nl, nl) * Cf' + ... %% Ytf término de
admitancia de línea
    Ct * spdiags(Ytt, 0, nl, nl) * Ct'; %% Ytt término de
admitancia de línea

    %% construye Yf y Yt como que  $Y_f * V$  es el vector para corrientes
complejas de línea inyectadas
    %% en cada línea "from" bus, e Yt es lo mismo para "to" bus end
    if nargin > 1
        i = [(1:nl)'; (1:nl)']; %% doble serie de índices de fila
        Yf = sparse(i, [f; t], [Yff; Yft], nl, nb);
        Yt = sparse(i, [f; t], [Ytf; Ytt], nl, nb);
    end
    P=real(Sbus);
    Q=imag(Sbus);
    Qmin=gen(:,5);
    Qmax=gen(:,4);

    V=ones(1,n);
    e1=real(V);
    f1=imag(V);
    G=real(Ybus);
    B=imag(Ybus);
    B1=B;
    G1=G;
    ce=zeros(1,n-1);
    cf=zeros(1,n-1);
    for iter=1:10
        ce1=[1.06 ce];
        cf1=[0 cf];
        e=e1(2:n);
        f=f1(2:n);
        e1=[0 e]+ce1;
        f1=[0 f]+cf1;
        cP=diag(e1) * (G*e1'-B*f1')+diag(f1) * (B*e1'+G*f1');
        cQ=-diag(e1) * (G1*f1'+B1*e1')+diag(f1) * (-B1*f1'+G1*e1');
        cQ1=cQ;
        J11 =diag(e1) *G+diag(f1) *B-diag(B*f1');
        J12 =-diag(e1) *B+diag(f1) *G+diag(B*e1');
    end

```

```

J21 =diag(f1)*G1-diag(e1)*B1-diag(G*f1');
J22 =-diag(e1)*G1-diag(f1)*B1+diag(G*e1');
for i=2:m
    x=gen(i,1);
    if cQ1(x)<Qmin(i)
        Q(x)=Qmin(i);
    elseif cQ1(x)>Qmax(i)
        Q(x)=Qmax(i);
    else
        Q(x)=gen(i,6)^2;
    cQ(x)=e1(x)^2+f1(x)^2;
    J21(x,:)=0;
    J22(x,:)=0;
    J21(x,x)=2*e1(x);
    J22(x,x)=2*f1(x);
    end
end
PQ=[P Q]';
cPQ=[cP' cQ'];
chPQ=PQ-cPQ';
c1=chPQ(2:n);
c2=chPQ(n+2:2*n);
C=[c1;c2];
J=[J11(2:n,2:n) J12(2:n,2:n) ;J21(2:n,2:n) J22(2:n,2:n)];
chV=inv(J)*C;
ce=(chV(1:n-1))';
cf=(chV(n:2*(n-1)))';
end
% Trloss=sum(P)-chPQ(1)-j*chPQ(1)
% e1
% f1
V=e1+1i*f1;
% Para cálculo de pérdidas
% %Primero calculamos las intensidades
I1_2=abs((V(1)-V(2))/(0.0003025+0.0006049i));
I1_4=abs((V(1)-V(4))/(0.001512+0.006049i));
I1_5=abs((V(1)-V(5))/(0.00242+0.009074i));
I2_3=abs((V(2)-V(3))/(0.001512+0.007561i));
I2_4=abs((V(2)-V(4))/(0.001512+0.003025i));
I2_5=abs((V(2)-V(5))/(0.003025+0.009074i));
I2_6=abs((V(2)-V(6))/(0.0002117+0.0006049i));
I3_5=abs((V(3)-V(5))/(0.003629+0.007864i));
I3_6=abs((V(3)-V(6))/(0.000605+0.003025i));
I4_5=abs((V(4)-V(5))/(0.00649+0.012098i));
I5_6=abs((V(5)-V(6))/(0.003025+0.009074i));

%Después las pérdidas en cada tramo de la línea
P1_2(k)=(I1_2)^2*0.0003025*10000;
P1_4(k)=(I1_4)^2*0.001512*10000;
P1_5(k)=(I1_5)^2*0.00242*10000;
P2_3(k)=(I2_3)^2*0.001512*10000;
P2_4(k)=(I2_4)^2*0.001512*10000;
P2_5(k)=(I2_5)^2*0.003025*10000;
P2_6(k)=(I2_6)^2*0.0002117*10000;
P3_5(k)=(I3_5)^2*0.003629*10000;
P3_6(k)=(I3_6)^2*0.000605*10000;
P4_5(k)=(I4_5)^2*0.00649*10000;
P5_6(k)=(I5_6)^2*0.003025*10000;
Perdidas_grid(k)=P1_2(k)+P1_4(k)+P1_5(k)+P2_4(k)+P2_5(k)+P2_6(k)+P3_5(k)+
P3_6(k)+P4_5(k)+P5_6(k);
Perdidas_bat(k)=P2_4(k)+P2_6(k)+P3_6(k)+P5_6(k);

```

```

%% Insertamos bucle para calcular como se está descargando la batería y
para guardar el SOC en cada momento:

%Si batería SOC=100%

load(k)=Potencia_2(k)+Potencia_3(k)+Potencia_4(k)+Potencia_5(k)+Potencia_
6(k);
    if C_actual==Capacidad
%
        %Si generación<carga
        if Generador_6(k)<(load(k)+Perdidas_bat(k))
            grid(k)=0;
            batt(k)=abs(Perdidas_bat(k))+load(k)-Generador_6(k);
            C_actual=C_actual-batt(k);
            Perdidas_grid(k)=0;
        else %Si generación>carga
            batt(k)=0;
            grid(k)=-(Generador_6(k)-load(k)-Perdidas_grid(k));
            %grid(k)=0; %Para caso de inyección cero
            %Perdidas_grid(k)=0;
            C_actual=Capacidad;
            Perdidas_bat(k)=0;
        end
    end

    %Si batería SOC=20% (mínima capacidad)
    if C_actual==C_min
        %Si generación<carga
        if Generador_6(k)<(load(k)+Perdidas_grid(k))
            batt(k)=0;
            grid(k)=load(k)-Generador_6(k)+Perdidas_grid(k);
            C_actual=C_min;
            Perdidas_bat(k)=0;
        else %generación>carga
            grid(k)=0;
            batt(k)=-(Generador_6(k)-load(k)-Perdidas_bat(k));
            C_actual=C_actual-batt(k);
            Perdidas_grid(k)=0;
        end
    end

    %Si batería 20%<SOC<100%
    if C_actual<Capacidad
        if C_actual>C_min
            %Si generación<carga
            if Generador_6(k)<(load(k)+Perdidas_bat(k))
                %Si la batería se vacía y es necesario demandar de la red
                if (C_actual-C_min)<(load(k)+Perdidas_grid(k)-
Generador_6(k))
                    batt(k)=C_actual-C_min; %Se descarga lo que le queda
                    grid(k)=load(k)+Perdidas_grid(k)-Generador_6(k)-
(C_actual-C_min);
                    C_actual=C_min;
                    %Si la batería está a media carga
                else
                    grid(k)=0;
                    batt(k)=load(k)+Perdidas_bat(k)-Generador_6(k);
                    C_actual=C_actual-(load(k)+Perdidas_bat(k)-
Generador_6(k));
                    Perdidas_grid(k)=0;
                end
            else %Si generación>carga

```

```

else
    %Si la batería se llena y es necesario inyectar a la red
    if (Capacidad-C_actual)<Generador_6(k)-load(k)-
Perdidas_grid(k)
        batt(k)=- (Capacidad-C_actual); %Se carga lo que le
queda
        grid(k)=- (Generador_6(k)-load(k)-Perdidas_grid(k)-
(Capacidad-C_actual));
            %grid(k)=0; %Para caso de inyección cero
            %Perdidas_grid(k)=0;
            C_actual=Capacidad;
        %Si la batería esta a media carga
        else
            grid(k)=0;
            batt(k)=- (Generador_6(k)-load(k)-Perdidas_bat(k));
            C_actual=C_actual+(Generador_6(k)-load(k)-
Perdidas_bat(k));
            Perdidas_grid(k)=0;
        end
    end
end
end
SOC(k)=C_actual*100/Capacidad;
Perdidas(k)=Perdidas_grid(k)+Perdidas_bat(k);
sum_perdidas=sum_perdidas+Perdidas(k);
%% Guardamos un par de datos de interés
salida_1=[salida_1 abs(V.')]; %Voltaje de cada nudo en p.u. para cada
hora del año
salida_2=[salida_2 (180/pi)*angle(V.')]; %Ángulo de cada voltaje en cada
nudo
end

```