



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID**

**ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES**

**Grado en Ingeniería Eléctrica**

**DESCRIPCIÓN E INFRAESTRUCTURA DE UNA  
MICRORRED PARA UN ENTORNO  
RESIDENCIAL**

**Autor:**

**Pérez Fernández, Pablo**

**Tutor:**

**Zorita Lamadrid, Ángel Luis  
Departamento Ingeniería Eléctrica**

**Valladolid, Junio 2017.**



## **RESUMEN**

El presente proyecto se centrará en mostrar una visión global de las microrredes eléctricas en entornos residenciales, describiendo los elementos que las componen, así como los sistemas de control necesarios para su correcto funcionamiento.

Una microrred es una agregación de elementos eléctricos de baja tensión de generación, almacenamiento y cargas (usuarios), los cuales se encuentran agrupados en una zona geográfica acotada, que puede operar conectada a red o en forma aislada.

En cuanto a los sistemas de generación (renovables o convencionales) y tecnologías de almacenamiento, se describirán todos aquellos susceptibles de incorporar a una microrred residencial.

Además, se explicarán los mecanismos de control empleados tanto para microrredes aisladas como para conectadas a red, con el objetivo de equilibrar la producción eléctrica a la demanda con la mayor generación renovable posible.

## **PALABRAS CLAVE**

Microrred, generador, sistema de almacenamiento, control, operación.



# ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANTECEDENTES .....	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.3. DESCRIPCIÓN DE LA MEMORIA .....	3
2. ¿QUÉ ES UNA MICRORRED? .....	5
2.1. DEFINICIÓN .....	5
2.2. NORMATIVA.....	8
2.3. CLASIFICACIÓN.....	10
3. ELEMENTOS QUE COMPONEN UNA MICRORRED .....	17
3.1. FUENTES GENERADORAS .....	17
3.1.1. FOTOVOLTAICA .....	17
3.1.2. EÓLICA.....	22
3.1.3. GRUPOS ELECTRÓGENOS .....	25
3.1.4. MICROHIDRÁULICA.....	28
3.1.5. MICROTURBINAS DE GAS.....	31
3.1.6. PILAS DE COMBUSTIBLE .....	34
3.2. SISTEMAS DE ACUMULACIÓN.....	38
3.2.1. INTRODUCCIÓN .....	38
3.2.2. ALMACENAMIENTO EN SUPERCONDUCTORES MAGNÉTICOS (SMES) ....	39
3.2.3. SUPERCONDENSADORES .....	40
3.2.4. VOLANTES DE INERCIA.....	41
3.2.5. CENTRALES DE BOMBEO .....	42
3.2.6. HIDRÓGENO .....	44
3.2.7. BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS .....	45
3.2.7.1. INTRODUCCIÓN.....	45
3.2.7.2. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS .....	45
3.2.7.3. CLASIFICACIÓN .....	47
3.2.7.3.1. PLOMO-ÁCIDO .....	47
3.2.7.3.2. NÍQUEL-CADMIO.....	48
3.2.7.3.3. ION-LITIO .....	48
3.2.7.3.4. SODIO-AZUFRE.....	49

3.2.8. BATERÍAS DE FLUJO .....	49
3.2.9. COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO.....	50
3.2.10. EJEMPLO DE FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS .....	53
4. OPERACIÓN .....	57
4.1. GESTIÓN DE LA DEMANDA.....	57
4.1.1. GESTIÓN DE LA DEMANDA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO .....	57
4.1.2. GESTIÓN DE LA DEMANDA DE UNA MICRORRED .....	59
4.2. SISTEMAS DE CONTROL .....	60
4.2.1. INTRODUCCIÓN .....	60
4.2.2. CONTROL JERÁRQUICO .....	62
4.2.3. SISTEMA DE CONTROL MICRORRED AISLADA DE RED .....	64
4.2.3.1. CONTROL PRIMARIO.....	64
4.2.3.2. CONTROL SECUNDARIO.....	66
4.2.4. SISTEMA DE CONTROL MICRORRED CONECTADA A RED.....	67
4.2.4.1. CONTROL TERCARIO.....	67
4.2.4.2. SINCRONIZACIÓN CON LA RED.....	68
4.2.5. INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES .....	69
4.2.6. EJEMPLOS DE CONTROL.....	72
4.2.6.1. CONECTADO A RED.....	72
4.2.6.1.1. GENERACIÓN RENOVABLE DISPONIBLE.....	72
4.2.6.1.2. AUSENCIA DE GENERACIÓN EÓLICA.....	73
4.2.6.1.3. AUSENCIA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA .....	74
4.2.6.1.4. AUSENCIA DE GENERACIÓN MINIHIDRÁULICA .....	74
4.2.6.1.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	75
4.2.6.2. AISLADO DE RED .....	75
4.2.6.2.1. SITUACIÓN ESTABLE .....	76
4.2.6.2.2. GENERADORES LIMITADOS.....	76
4.2.6.2.3. SATURACIÓN DE EQUIPOS .....	77
4.2.6.2.4. EXCEDENTE RENOVABLE .....	77
4.2.6.2.5. ALTA INESTABILIDAD GENERACIÓN-CARGA.....	78
4.2.6.2.6. MODIFICACIÓN REPENTINA DE LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS.....	80
4.2.6.2.7. FALLO REPENTINO DE UN GENERADOR CONTROLADO .....	80

5. EJEMPLOS DE MICRORREDES.....	83
5.1. I-SARE (2014).....	83
5.1.1. INTRODUCCIÓN .....	83
5.1.2. CONTROL JERÁRQUICO .....	84
5.1.3. COMUNICACIONES .....	85
5.2. ATENEA (2013) .....	86
5.2.1. INTRODUCCIÓN .....	86
5.2.2. SISTEMA DE CONTROL.....	88
5.3. HUATACONDO (2010) .....	90
5.3.1. INTRODUCCIÓN .....	90
5.3.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA.....	91
6. CONCLUSIONES .....	93
7. BIBLIOGRAFÍA .....	95



# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. ANTECEDENTES

El siglo XIX estuvo marcado por la introducción de la electricidad en las ciudades. La producción eléctrica, mediante carbón y motores de gas, se realizaba en pequeñas centrales destinadas a un barrio. Pero con el paso del tiempo, los avances tecnológicos permitieron transportar energía sin grandes pérdidas.

Debido a ello, los países industrializados tendieron a una generación eléctrica centralizada, es decir, grandes centrales alejadas de los puntos de consumo. Las primeras centrales desarrolladas fueron las centrales hidráulicas y posteriormente las centrales térmicas (nucleares o convencionales). Estas instalaciones de gran tamaño constituían un buen ejemplo de economía de escala, donde se optimiza la inversión y se reducen los gastos.

La generación centralizada también está caracterizada por una configuración mallada y radial del sistema de transporte y del sistema de distribución; y un flujo de energía unidireccional, desde el generador al consumidor.

El problema de este tipo de generación y distribución reside en su baja eficiencia, ya que requiere de grandes recorridos de la electricidad, desde donde se genera hasta su consumo final, con las consecuentes pérdidas de transporte. Las pérdidas de transporte, según datos de Red Eléctrica Española, rondan un 10% de la generación total, y suponen unos 1700 millones de euros anuales. El segundo gran problema es la dificultad operativa debido a la gran variabilidad de demanda a lo largo del día y del año.

Este modelo descrito ha permanecido estable bastante tiempo, pero nuevas políticas de desarrollo sostenible y cambios regulatorios abogan por la expansión de la cogeneración y las energías renovables. Asimismo, los avances en las tecnologías de generación han hecho que el coste mínimo, por unidad de potencia generada, se obtenga en centrales de menor tamaño y potencia generada. Este hecho sumado al elevado nivel de eficiencia conseguido en centrales de menor tamaño, la disponibilidad de tecnología de generación energética renovable y la liberación del mercado eléctrico han promovido la transición a un sistema de generación eléctrica distribuida. Este modelo consiste en pequeñas instalaciones de generación conectadas generalmente a la red de distribución y que abarcan cualquier tecnología de pequeña escala que proporciona electricidad en puntos cercanos al consumidor. En España, el Régimen Especial (RE) contempla un límite de potencia máxima de 50 MW.

La transición de un sistema eléctrico centralizado hacia un sistema eléctrico distribuido es una tendencia que conlleva la disminución del impacto ambiental asociado a la producción eléctrica centralizada basada en combustibles fósiles, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la integración del aprovechamiento de recursos energéticos renovables y la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico disminuyendo las pérdidas por transporte.

Por tanto, podría resumirse que la generación está sufriendo una descentralización. Este cambio requiere de un avance en lo que respecta a la gestión, regulación e inversión del sistema eléctrico. La complejidad operativa y de control se incrementa debido a la aleatoriedad propia de ciertas fuentes, como la solar o la eólica.

## **1.2. OBJETIVOS**

Los sistemas de energía eléctrica están presentes en todos los países desarrollados, siendo el consumo de electricidad y el crecimiento del sistema indicadores de su poder económico. Estos sistemas son muy dinámicos y evolucionan de forma vertiginosa siempre hacia una mejora en aspectos como la calidad, estabilidad o penetración. Desde la Unión Europea se fomenta la inversión y la investigación para que sea real la mejora continua del sistema. Son conocidos en nuestra sociedad las llamadas redes inteligentes y cada vez se hace más eco el término de microrred para referirse a sistemas eléctricos pequeños.

El auge de estos conceptos se ha podido llevar a cabo gracias a la gran reestructuración de estos últimos años, la aparición de las energías renovables, más limpia, pero asociada a una gran inversión y símbolo de crecimiento; la generación distribuida, consigue llevar la generación allí donde sea necesaria.

Esta evolución tan impresionante y beneficiosa para la sociedad lleva pareja unas obligaciones y retos técnicos que los ingenieros estamos llamados a resolver. Queda mucho camino por recorrer, el control de estos sistemas necesita investigación, estudiando su topología variable y sus posibles arquitecturas; además se necesita una mayor planificación a la hora de incrementar su tamaño y desarrollar mejores configuraciones que permitan manejar una red más eficiente.

Es una gran oportunidad para el desarrollo de las microrredes, unido además a las diferentes tecnologías de electrónica de potencia que la hacen posible, como los convertidores como fuente de tensión, los nuevos tipos de tecnologías de generación, y los siempre sorprendentes sistemas de almacenamiento de energía que siguen rompiendo barreras en capacidades.

Por otra parte, son necesarios nuevos algoritmos de detección, tanto para sistemas interconectados a la red como para sistemas que funcionan en régimen aislado, para garantizar una suave transición entre ambos estados. Sin duda, otro campo que debería avanzar a la par es la seguridad, con el desarrollo de nueva aparamenta encaminada hacia la monitorización de contingencias, el mantenimiento predictivo y la protección del sistema y sus usuarios. Todos estos términos tienen un peso considerable en la fiabilidad final de la microrred.

El objetivo fundamental de este proyecto es el estudio de los componentes que conforman una microrred y de los sistemas empleados para el control de la misma, en un ámbito de sostenibilidad ambiental. Por lo tanto, nos vamos a centrar principalmente en los siguientes puntos:

- Revisión de las tecnologías asociadas a la generación energética distribuida: características técnicas, grado de madurez tecnológica y de mercado.
- Revisión de las tecnologías de almacenamiento de energía disponibles en la actualidad.
- Revisión del estado del arte de metodologías para la operación de microrredes eléctricas.

### **1.3. DESCRIPCIÓN DE LA MEMORIA**

En esta memoria veremos primeramente una definición básica para entender perfectamente el concepto de microrred. También expondremos la normativa vigente relativa a este tipo de instalaciones, así como una clasificación con los diferentes tipos de microrredes que nos podemos encontrar.

Posteriormente se explicarán las diferentes fuentes generadoras que se pueden emplear en microrredes para entornos residenciales, así como los sistemas de almacenamiento de energía disponibles, realizando comparativas entre ellos.

A continuación, veremos los sistemas de control empleados para conseguir el correcto funcionamiento de la microrred. A su vez, explicaremos la infraestructura de comunicaciones necesaria que permite la interconexión entre todos los elementos que conforman la misma. También mostraremos el funcionamiento de una microrred aislada y otra conectada a red ante una serie de contingencias.

Seguiremos con la exposición de algunos ejemplos concretos de microrredes reales en funcionamiento, mostrando los elementos que las componen y los sistemas de control empleados en cada una de ellas.

Por último, concluiremos este proyecto exponiendo una serie de conclusiones, destacando las aportaciones que me ha ofrecido la realización de este trabajo, así como las dificultades que me he encontrado en el camino.

## 2. ¿QUÉ ES UNA MICRORRED?

### 2.1. DEFINICIÓN

Una microrred es un sistema eléctrico constituido por generadores distribuidos e interconectados, cargas y unidades distribuidas de almacenamiento de energía eléctrica que cooperan entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor o productor. La coordinación del sistema incluye coordinación entre los dispositivos de control y protección, así como funcionalidades de gestión energética y control inteligente.

Desde el punto de vista de red eléctrica general, la microrred es un único sistema que se comporta como un ciudadano ejemplar. A pesar de que la microrred pueda estar compuesta por múltiples generadores, cargas y unidades de almacenamiento de energía, se comporta bien como un generador controlado o bien como una carga controlada desde el punto de vista de la red eléctrica general.

Un análisis por potencias puede darnos una idea más visual de estos sistemas:

POTENCIA DEL SISTEMA	DENOMINACION	GENERACION	CARACTERISTICAS
Hasta 0,5 kW	Sistemas autonomos individuales	Fotovoltaica	Distribucion en CC o CC+CA en vivienda
0,5 hasta 10 Kw	Sistemas autonomos individuales	Fotovoltaica	Normalmente distribucion en CA en vivienda
		Fotovoltaica Grupo	Distribucion en CA a grupo de consumidores.
10 hasta 100 Kw	Sistemas centralizados - <b>MICRORREDES</b>	Aerogenerador Las anteriores mas otras	Generacion centralizada
100 kW en adelante	<b>MINIRREDES</b>	fuentes energeticas	Distribucion en CA a grupo de consumidores. Generacion descentralizada

**TABLA 2.1. Clasificación de las redes según su potencia. Fuente: [6]**

Según la tabla 2.1, se denomina microrred a aquella instalación que no supera los 100 kW, que usa normalmente generación eléctrica proveniente de aerogeneradores, módulos fotovoltaicos y grupo electrógeno. El uso de la fotovoltaica como fuente generadora en las microrredes es lo más habitual, estando su uso extendido con amplia diferencia respecto a otras fuentes generadoras. Podríamos decir que es la base energética sobre la cual pivotan y se complementan las otras fuentes.

La combinación de fuentes de energía renovables con un sistema de almacenamiento de energía en baterías que sea capaz de resolver picos de consumo, transitorios de producción renovable y los escasos consumos nocturnos, que en la mayoría de los casos son requeridos, ha demostrado ser una solución fiable

de bajo costo para las comunidades aisladas. Si además, a este sistema le acoplamos un equipo generador de respaldo cuya principal misión es como emergencia ante las fluctuaciones naturales de los recursos renovables (ya sean estacionales o puntuales) o bien para adaptarse a cambios inesperados en los perfiles de consumo, estamos ante un sistema generador absolutamente válido y fiable, que además no depende en demasía de los problemas y costos cada día mayores de los combustibles fósiles.

Llegado el caso de que las líneas tradicionales de distribución eléctrica llegaran a una instalación en red independiente, las microrredes podrían además conectarse sin grandes problemas técnicos a los circuitos tradicionales, pudiendo además verter esta energía al sistema o ser autoconsumida, siempre y cuando la legislación del país en cuestión lo contemple y se cumplan las mínimas condiciones técnicas necesarias para su puesta en paralelo.

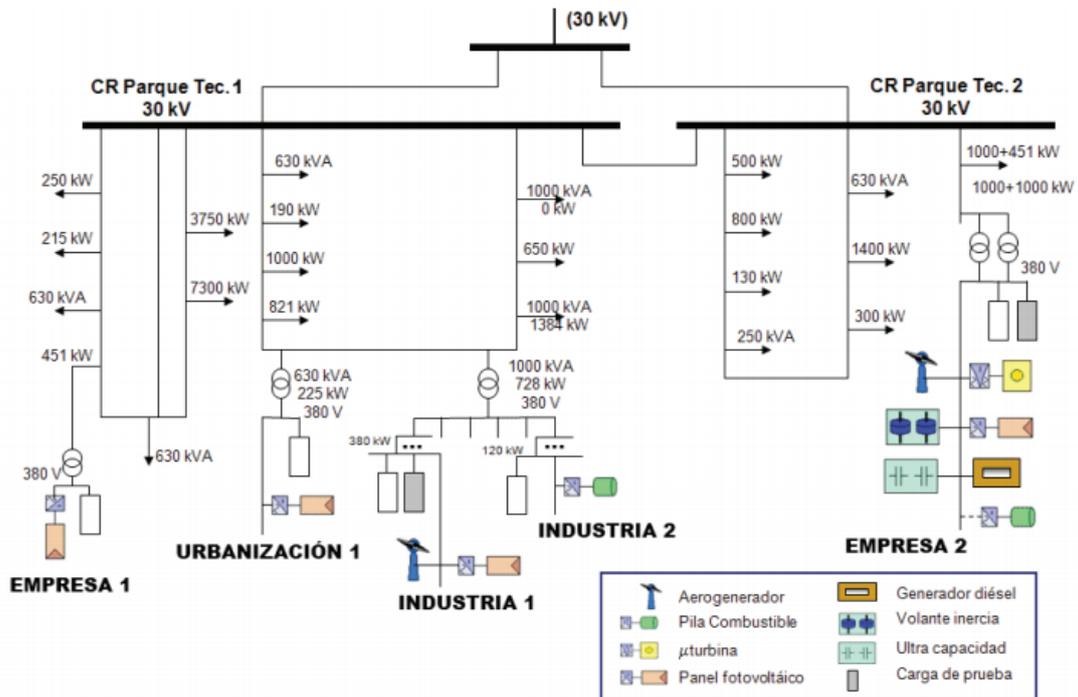
Asimismo, las microrredes proporcionan beneficios a los usuarios en cuanto a confiabilidad y calidad del servicio, no disponibles en la red principal, así como beneficios a la empresa suministradora al resolver problemas de sobrecargas en sus instalaciones. Los objetivos de una microrred son el maximizar el uso y la capacidad de los activos de generación, mediante la inteligencia construida en ella, para así incrementar las eficiencias y minimizar los costos. El núcleo principal en la microrred es un sistema de tecnologías de la información, que permite la organización y el control de la red eléctrica como un ente único y una infraestructura de medición avanzada en las instalaciones de los usuarios.

En paralelo a las tecnologías de la información, uno de los motores principales para la realización del concepto de microrred ha sido el desarrollo de inversores que enlazan las fuentes que generan en corriente continua, así como dispositivos de almacenamiento a la microrred que opera en corriente alterna y con el sistema eléctrico principal, manteniendo la operación de la microrred aun cuando la red principal sufra una falla.

La microrred se enmarca en un concepto más amplio que se ha denominado “red inteligente” y tiene como antecedente las instalaciones eléctricas en donde la pérdida de energía sería catastrófica (hospitales, centros comerciales, centros de datos, etc.). Al perder el suministro de la red principal en estas instalaciones, se conecta generación a base de turbinas de gas o diésel. La diferencia principal con el concepto de microrred es que ésta tiene la capacidad, mediante tecnologías de comunicación y cómputo, para operar en forma autónoma, ya sea aislada o en coordinación con la red de la empresa suministradora, así como la posibilidad de vender sus excedentes de energía a la empresa suministradora.

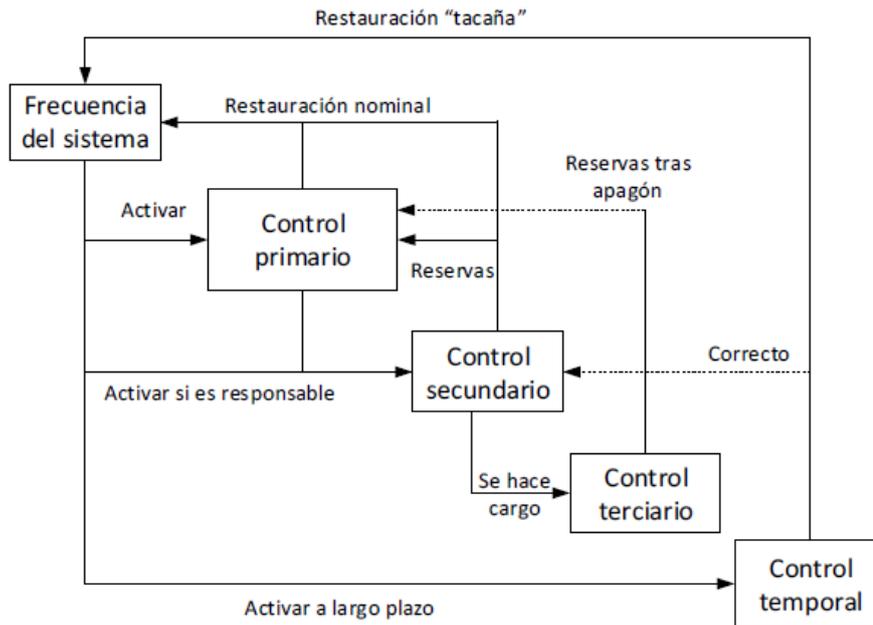
Los elementos de los que consta una microrred inteligente son: sistemas de generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía, técnicas para la gestión de cargas, sistemas de monitorización y control del flujo de potencia, y técnicas y procedimientos de mantenimiento preventivo.

En la figura 2.1 se puede ver el esquema de una microrred.



**FIGURA 2.1. Esquema básico de una microrred eléctrica. Fuente: [24]**

Las técnicas de control que requiere una microrred son muy sofisticadas, y abarcan desde el diseño de reguladores clásicos hasta la inclusión de nuevos elementos de control, como el método droop que hacen que la coordinación de todos los elementos sea la adecuada. En la figura 2.2 se pueden ver los distintos niveles de control necesarios para sistemas grandes de potencia, según define la agencia “*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*” (UCTE).



**FIGURA 2.2. Control multinivel de un sistema eléctrico. Fuente: [32]**

Las principales ventajas de las microrredes son:

- Permiten una mayor calidad de 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.
- La cercanía de la ubicación de las fuentes de generación aumenta considerablemente la eficiencia energética del conjunto.
- La red pública se beneficiaría también de las microrredes, ya que apoyarían su operación en caso de fallo.
- Reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero y potenciaría la implantación de energías renovables.
- Incluso los consumidores que no disfrutaran 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.

## **2.2. NORMATIVA**

El Real Decreto 900/2015 es de aplicación a todas las modalidades de autoconsumo, salvo las instalaciones aisladas de red. En dicho Real Decreto se establecen las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica.

Las instalaciones desconectadas de red mediante dispositivos interruptores o equivalentes serán consideradas conectadas a la red a los efectos de la aplicación de este Real Decreto.

Según este Real Decreto se establecen dos modalidades de autoconsumo: tipo 1 y tipo 2.

El autoconsumo tipo 1 corresponde cuando se trata de un consumidor en un único punto de suministro o instalación, que dispone en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existe un único sujeto que será el sujeto consumidor.

Los requisitos para acogerse a la modalidad de autoconsumo tipo 1 son:

- La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW.
- La suma de potencias instaladas de generación será igual o menor a la potencia contratada por el consumidor.
- El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red.
- Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación. En particular los establecidos en el RD 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña escala.

El autoconsumo tipo 2 corresponde cuando se trata de un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa. En este caso existen dos sujetos que serán el sujeto consumidor y el productor.

Las instalaciones de producción acogidas a la modalidad de autoconsumo tipo 2 deberán cumplir lo siguiente:

- La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.
- En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.

- Las instalaciones de producción deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación de calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación, en particular el RD 1955/2000, el RD 1699/2011 para instalaciones de producción incluidas en su ámbito de aplicación y el RD 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Para que pueda percibirse contraprestación económica por el vertido de energía a la red, la instalación deberá estar acogida a la modalidad de autoconsumo tipo 2.

A modo de resumen, podríamos decir que los autoconsumidores tipo 2 son aquellos que se conectan a la red para recibir energía y para verter la que les resulta excedentaria y los autoconsumidores tipo 1 serían aquellos que se conectan a la red principalmente para obtener la energía que les falta y que ni siquiera están dados de alta como instalación de producción. Por lo tanto, las microrredes como las entendemos se enmarcarían en el tipo 2, ya que será necesario verter los excedentes de producción a la red y recibir una retribución por ello.

## **2.3. CLASIFICACIÓN**

En relación a la tipología de red eléctrica de una microrred, ésta puede ser una red de corriente continua, una red de corriente alterna o incluso una red de corriente alterna de alta frecuencia. El sistema puede ser monofásico o trifásico y puede conectarse en nivel de baja o media tensión a la red eléctrica general.

La elección del tipo de corriente (alterna o continua) que se use para la operación del sistema, depende mucho de las tecnologías utilizadas y de la estrategia de gestión de la energía. Mientras que la generación fotovoltaica y las baterías funcionan en CC, otras tecnologías de generación, como son los grupos electrógenos, minieólica o pequeñas centrales hidroeléctricas, producen normalmente en CA. En microrredes híbridas el uso de barras de CA es más común cuando la batería es el componente central del sistema. En ese caso se instala un inversor bidireccional para controlar el suministro de energía entre las cargas de CA y la batería.

Seguidamente veremos esquemáticamente los principales sistemas que podrían usarse en este tipo de aplicaciones, en función del tipo de corriente utilizada en el bus de vertido generador.

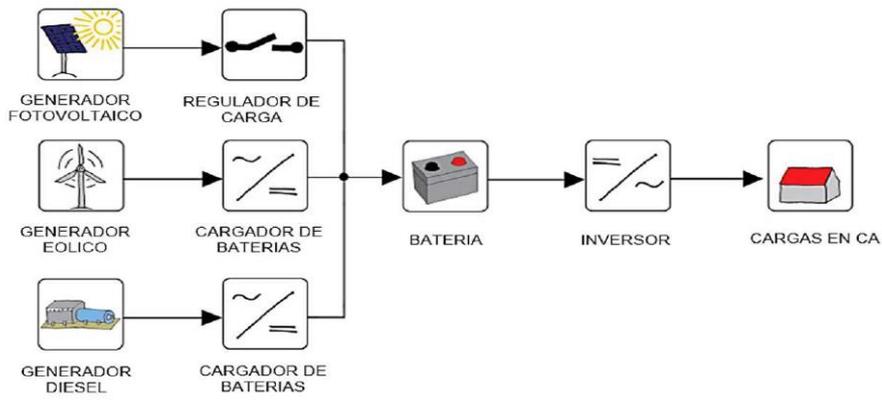


FIGURA 2.3. Ejemplo de configuración de bus en CC. Fuente: [6]

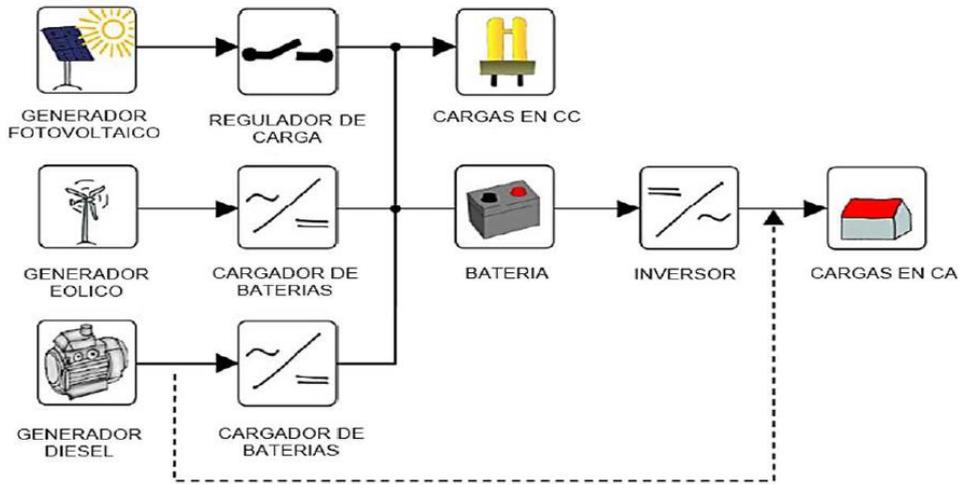


FIGURA 2.4. Ejemplo de configuración de bus en CC con cargas en CC. Fuente: [6]

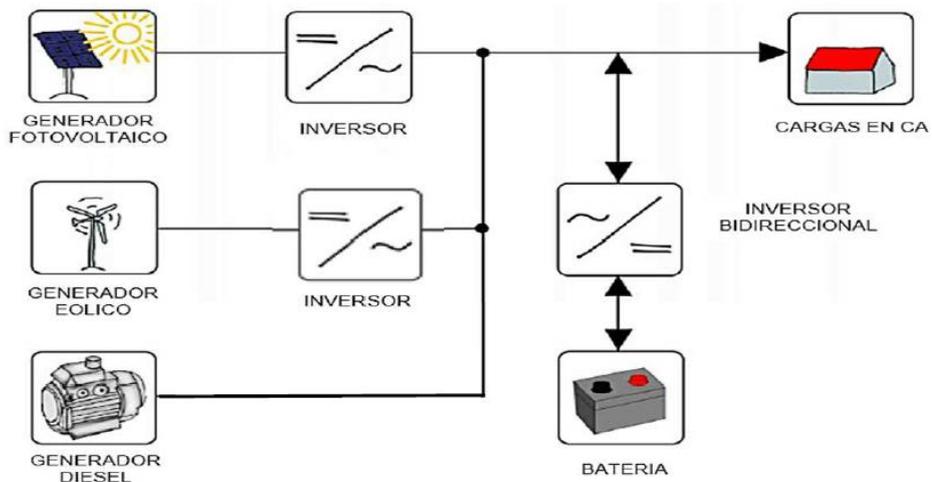


FIGURA 2.5. Ejemplo de configuración de bus en CA. Fuente: [6]

En las figuras anteriores se puede apreciar claramente el tipo de corriente en el que vuelcan las producciones los diferentes generadores, así como la forma de interacción con el resto de subsistemas. Por tanto, la configuración de la futura microrred debería empezar por determinar la mejor arquitectura eléctrica posible en función de las necesidades presentes y futuras de los consumos que se pretenden electrificar, teniendo muy en cuenta el grado de mantenimiento y capacidad técnica de los responsables de la operación y mantenimiento, en aras de la sostenibilidad final.

Dentro de los sistemas expuestos y como regla general, tanto el caso de bus en CC, como el de bus en CC con cargas en CC, suelen ser más usados en sistemas pequeños y con una cantidad de usuarios no demasiado amplia ni distante entre ellos. La última opción, la de bus en CA, se usa más frecuentemente para abastecer a un mayor número de usuarios y con mayor dispersión geográfica, soportando mejor posibles ampliaciones y admitiendo nuevas incorporaciones de generación, incluso de forma distribuida entre los diferentes consumidores.

La primera configuración (figura 2.3) es el caso más básico, donde las fuentes de generación vierten su producción en una batería, que a través de un inversor CC/CA alimenta los diferentes consumos. El control del sistema es muy simple, tanto que en muchos casos se limita al arranque del grupo electrógeno cuando el nivel de carga en la batería es bajo o cuando se necesita un aporte energético puntual, pero nunca entra en contacto eléctrico directo con los consumos. Se trata de sistemas sencillos, pero bastante fiables y está diseñado fundamentalmente para pequeñas redes de distribución zonales y de consumos controlados.

La configuración siguiente (figura 2.4) es igual que la anterior, pero incorpora una salida directa en CC que podría alimentar algún tipo de carga de accionamiento directo cuando la batería está plenamente cargada (por ejemplo, sistemas de bombeo de agua) evitando de esta forma perder esa energía disponible que no sería usada en el caso de no tener este tipo de alternativa. La función del grupo electrógeno en este caso sería la de reserva energética de emergencia (como en el caso anterior), con la posibilidad adicional de abastecer también directamente las cargas de CA, bien como seguridad ante la avería del inversor CC/CA, bien en paralelo con el inversor siempre y cuando se hubiera diseñado para trabajar de esta forma y tanto el inversor, como el sistema de control, tenga estas funciones implementadas.

La última configuración (figura 2.5) es quizá la más compleja pero versátil de todas. Para su funcionamiento debe existir un sistema de control más sofisticado que dictamine las maniobras necesarias para su perfecto funcionamiento, arrancando o parando el grupo electrógeno cuando sea necesario, pero siempre dando prioridad

al funcionamiento de las otras fuentes energéticas o la descarga de las baterías para suplir puntas de consumo o situaciones temporales de falta de producción de las fuentes alternativas. Así mismo el resto de los equipos deben de estar preparados para este tipo de gestión y generalmente deberían usarse del mismo fabricante, con el fin de que los sistemas de control y comunicación sean coincidentes para un buen trabajo en campo. Estos sistemas son más exigentes y delicados en su operación y mantenimiento, necesitando una mayor preparación personal que los asista.

Respecto a los modos de operación, la microrred puede operar interconectada a la red eléctrica general, a través de uno o varios PCC (*Point of Common Coupling*) o bien puede operar de forma aislada. Los requisitos operacionales en cada caso son diferentes y las especificaciones de control y estabilidad también divergen.

Tradicionalmente los sistemas eléctricos aislados han sido servidos por generación in situ, basada en los recursos disponibles o en combustibles de fácil transporte y almacenamiento, principalmente hidrocarburos. La gran ventaja de las fuentes renovables es la utilización de energías como el sol, el viento o el recurso hídrico que pueden ser localmente abundantes y se convierten en opciones viables para lugares a los que es muy difícil transportar combustibles. En este entorno, las MR son una alternativa para administrar eficientemente la generación y controlar el proceso de carga y descarga de los almacenadores.

Las fuentes deben ser dimensionadas para abastecer la carga y un margen de seguridad adecuado. Los sistemas de control, por lo tanto, buscan mantener niveles de tensión y frecuencia con pocas desviaciones de los puntos de referencia.

La seguridad es un aspecto clave, ya que en estos sistemas se define una barra de referencia, pero al ser un sistema relativamente débil es proclive a que contingencias graves afecten seriamente la estabilidad y la continuidad de servicio.

En cuanto al modo de operación interconectado a red, la MR se conecta al sistema mediante un punto de acoplamiento o conexión común (PAC o PCC). Este interruptor puede desconectar la red si la calidad de suministro disminuye por debajo de un umbral definido y previa orden del control de la MR. Por tanto, dentro de este modo se puede operar conectado o desconectado a red.

- Conectado a la red: la MR procura abastecer la mayor cantidad de la demanda, gestionar la carga/descarga de los sistemas de almacenamiento, de manera que la red funcione como un nodo slack (nodo de balance), absorbiendo o entregando las diferencias de energía. Además, el punto de conexión provee una referencia de tensión y frecuencia que ayuda a mantener estos parámetros también en la microrred.

En esta situación no es necesario que toda la energía demandada por las cargas sea producida por los generadores de la microrred ya que el desfase entre generación y consumo será cubierto por la energía que fluye a través del punto de conexión. La microrred podrá ser vista como un pequeño generador o como una carga en función de si la generación es mayor o menor que la energía demandada por las cargas. Cuando la microrred trabaja conectada a la red de distribución, el sistema de control tiene como objetivo la disminución de coste de la energía para los consumidores que están asociados a ella. Usa la generación local cuando es económicamente rentable, disminuyendo la cantidad de energía que toma de la red.

- Desconectado de la red: esta capacidad de operación de forma aislada y autónoma repercute favorablemente en la calidad y fiabilidad de suministro eléctrico. Este modo será activado cuando:
  - o La red brinda suministro con baja calidad de la energía, es decir, alguno de los parámetros del sistema no cumple con las expectativas de las cargas.
  - o Como respuesta a los precios de la energía.
  - o Durante momentos de estrés del sistema, esto incluye horas pico, estado de alerta de la red, emergencia o recuperación del SEP.

Las MR que se aíslan de la red deben continuamente buscar el balance entre la generación y la demanda, por ello los sistemas de adquisición de información son muy importantes para una operación óptima. En experiencias desarrolladas en Europa y Japón, se ha determinado que este equilibrio puede mantenerse con un error menor al 3% durante el 99% del tiempo por ello la gestión activa de la demanda es un punto muy importante en la operación desconectada sobre todo si la capacidad de almacenamiento o la energía disponible de las fuentes no gestionables no es notablemente grande.

Otro punto a tomarse en cuenta es la desconexión y posterior reconexión a la red, principalmente por la sincronización. El punto de acoplamiento común debe brindar las facilidades para que la MR pueda acoplarse a la red cuando sea necesario. La tabla 2.2 muestra los límites de los parámetros de sincronización según la norma IEEE 1547.

Potencia de GD	Diferencia de frecuencia	Diferencias de tensión	Diferencia de ángulos
(MVA)	( $\Delta f$ , %)	( $\Delta v$ , %)	( $\Delta \Phi$ , °)
0.0–0.5	0.3	10	20
>0.5–1.5	0.2	5	15
>1.5–10	0.1	3	10

**TABLA 2.2. Parámetros de sincronización (para reconectar la microrred a la red).**

**Fuente: [18]**

Asimismo, durante la operación aislada de la red se debe asegurar que las puestas a tierra del sistema cumplan los requerimientos de seguridad manteniendo las impedancias en niveles aceptables. Estas consideraciones están establecidas en la norma IEEE 1547 (sección 8.1.2).



## **3. ELEMENTOS QUE COMPONEN UNA MICRORRED**

En este apartado se van a describir los principales componentes que están presentes en las microrredes. De esta manera, se van a exponer con detalle las diferentes fuentes de generación y sistemas de almacenamiento de energía en el marco de una microrred residencial.

### **3.1. FUENTES GENERADORAS**

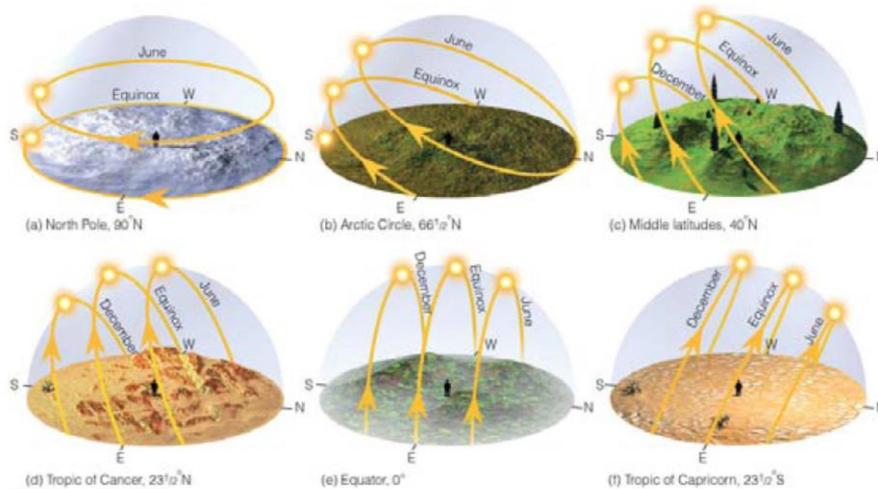
#### **3.1.1. FOTOVOLTAICA**

La energía fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos, en los cuales la radiación solar excita los electrones de un dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial (efecto fotoeléctrico). La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores.

Al incidir la luz solar sobre las células fotovoltaicas, los electrones tienden a agruparse sobre la cara iluminada, generando una cara positiva y una cara negativa. Al poner en contacto ambas caras mediante un conductor se crea una fuerza electromotriz que genera un potencial eléctrico para igualar las cargas; se produce así la electricidad.

A pesar de que la radiación solar se despliega en todo el planeta de forma desigual, tanto en función de la latitud, como de la época del año en que nos encontremos (figura 3.1), la tecnología fotovoltaica dispone actualmente de bastantes fuentes de datos de radiación fiables como para poder calcular con precisión las producciones que podremos conseguir con los módulos solares en el lugar del emplazamiento. Los datos de radiación se miden habitualmente con piranómetros a ángulo cero (horizontal) y salvo que nos encontremos en el ecuador, debemos de convertirlos a la radiación que efectivamente recibirá el panel solar dependiendo del ángulo al cual lo situemos frente al sol. El ángulo óptimo dependerá de las necesidades energéticas y del perfil de consumo a gestionar, teniendo en cuenta las otras fuentes generadoras que dispongamos en la microrred.

Cabe destacar una cosa obvia pero importante, la orientación del panel solar será SUR en el hemisferio norte y NORTE en el hemisferio sur.



**FIGURA 3.1. Trayectoria del sol según la latitud en diferentes épocas del año**

Tenemos que tener en cuenta algunos conceptos básicos de las células y los módulos solares fotovoltaicos, que enumeraremos de forma concisa:

- El efecto fotovoltaico es directo e inmediato, cuando la luz incide en una célula solar esta produce electricidad en CC de forma directa y proporcional a la iluminación que recibe, variando su producción en función de las variaciones lumínicas que estimulan la generación eléctrica en dichos dispositivos.
- Se denomina módulo al conjunto de células fotovoltaicas debidamente conectadas entre sí, capaces de generar corriente eléctrica a una tensión normalizada que es aprovechable por los diferentes equipos existentes en el mercado. Estas células se conectan entre sí en serie y en paralelo, de manera que la tensión y la corriente suministrada por el módulo se incrementa hasta ajustarse al valor deseado.
- Un módulo solar fotovoltaico, es más eficiente cuanto más baja sea la temperatura ambiente a la cual está sometido, disminuyendo su rendimiento a temperaturas más altas. Los módulos fotovoltaicos funcionan por radiación, no por temperatura.
- En la instalación, se denomina panel fotovoltaico, al conjunto de módulos debidamente interconectados entre sí y que conforman la unidad generadora.

La producción eléctrica de un panel solar sigue casi fielmente la curva de radiación incidente sobre su superficie, por tanto, si dispusiéramos este panel solar sobre una estructura soporte fija, a una inclinación determinada y orientado adecuadamente al sur (para caso de encontrarnos en el hemisferio norte), veríamos como la producción va siguiendo a la radiación, separándose exclusivamente por el efecto de la

temperatura en los módulos que lo componen. La curva característica de producción diaria tiene forma de campana, de modo que, por la mañana, una vez que amanece, el panel solar nos empezaría a proporcionar poca energía, la cual iría aumentando gradualmente según el sol va elevándose, hasta llegar a su máximo al centro del día, cuando el sol se sitúa totalmente frente al panel y justo desde ese momento empezaría a proveer menos energía siguiendo la pendiente contraria a la de la mañana hasta el ocaso solar.

Como hemos dicho, la producción energética de un panel en un lugar y en una fecha determinada, vendría dada por la curva de radiación de ese día. Es por este motivo y por lo aleatorio de la climatología (tanto diaria, como estacional) por lo cual cuando se calcula la producción energética de un panel solar, se trabaja con medias mensuales y anuales, siendo los datos usados más fiables cuanto mayor sea el número de años que intervienen en la media calculada.

Las plantas fotovoltaicas pueden distinguirse en función de su posición, pudiendo ser fijas o de seguimiento. Las primeras se orientan en la posición óptima para recibir la mayor radiación durante el año; mientras que la planta con seguidores realiza seguimientos exactos del sol, lo que le confiere mayor rendimiento y coste.

Generalmente los módulos fotovoltaicos se comercializan en modelos de 36, 60 y 72 células, estando las potencias comerciales comprendidas entre algunos Wp a más de 300 Wp que alcanzan algunos modelos. Los de 36 y 72 células nos dan tensiones nominales de 12 y 24 V respectivamente y se pueden usar directamente para cargar baterías mediante un simple regulador de carga. Para este mismo fin, y en el caso de querer usar los de 60 células, es necesario un regulador MPPT que maximiza su rendimiento y además puede trabajar con baterías de diferentes voltajes, independientemente de la tensión de entrada, haciendo mucho más versátil el diseño del campo solar.

En el caso de las microrredes, los módulos fotovoltaicos generalmente usados serían los de 60 y 72 células con regulación MPPT al tener los campos solares un tamaño mínimo de varios kWp. Adicionalmente este tipo de módulos son más baratos que los de 36 células, al ser los habitualmente usados para las instalaciones de conexión a red, lo que hace disminuir sensiblemente los costes de adquisición.

En el caso de usar configuración en CA, la energía proporcionada por el campo solar es transformada directamente en CA e inyectada a la línea de distribución general. El equipo que hace esta conversión se denomina inversor de conexión a red y tiene la característica de copiar la forma de onda de la red a la cual está conectada,

inyectando la producción en frecuencia y fase y sumándose de esta forma a las producciones de otras fuentes energéticas.

En el mercado actual se pueden encontrar los siguientes tipos de paneles solares fotovoltaicos:

- Silicio cristalino (mono-cristalino o poli-cristalino):

Estas células fotovoltaicas son de silicio, el elemento sólido más abundante sobre la tierra. Para obtenerlo se utilizan como materia prima rocas ricas en cuarzo. Una vez purificado, el silicio se funde a 1400 °C, provocando su cristalización. La pieza obtenida, de forma cilíndrica, se corta en láminas muy finas y de aproximadamente 12x12 cm, que se pulen para conformar las células monocristalinas.

La mayoría de las células solares disponibles comercialmente son de silicio mono o policristalino y presentan buenos rendimientos. Las células monocristalinas tienen un rendimiento alrededor del 17%, mientras que las policristalinas, más económicas de fabricación al aprovechar los residuos de las monocristalinas, llegan hasta el 15%.

- Silicio amorfo:

Considerada tecnología de capa fina, el silicio amorfo implica un proceso de fabricación bien diferente al del cristalino. Se deposita una capa muy fina de silicio mediante un gas reactivo ( $\text{SiH}_4$ ) sobre un vidrio o una lámina flexible de PVC.

Estas células de capa fina tienen una superficie que llega hasta varios metros cuadrados y su método de fabricación las hace muy versátiles a la hora de crear diferentes productos. Resultan más económicas que las mono o policristalinas y su rendimiento es alrededor del 8%.

Su aplicación combinada en múltiples capas o con otras tecnologías está dando actualmente los rendimientos más elevados, como la combinación monocristalino+silicio amorfo, superando el 18%. Pero la tecnología en silicio amorfo que da un rendimiento estable, con buen comportamiento a altas temperaturas, es la combinación de tres capas. Se consigue captar mayor espectro solar y un mejor comportamiento en condiciones de baja radiación o radiación difusa.

Por último, esta tecnología permite la posibilidad de que el módulo final sea rígido o flexible, facilitando así múltiples aplicaciones.

- Teluro de cadmio (CdTe):

El cadmio es un elemento metálico presente de forma natural en el agua, así como en el suelo. Es un subproducto de la extracción del zinc, del plomo y del cobre, y tiene múltiples aplicaciones dadas sus propiedades físico-químicas, como la resistencia a la corrosión, la tolerancia a altas temperaturas, un bajo punto de fusión y excelente conductividad eléctrica.

El CdTe se engloba dentro de las tecnologías de capa fina de módulos fotovoltaicos y resulta un compuesto muy apropiado para la producción de células fotovoltaicas. Puede ser fabricado con métodos de bajo coste y se prevé un incremento de su rendimiento, pudiendo llegar al 19%.

A pesar de las buenas aplicaciones, existe la posibilidad de que se produzcan emisiones de cadmio en caso de incendios, y en algunos países no están permitidas debido a la mala gestión de los residuos.

- Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS):

Se encuentra dentro de las tecnologías de capa fina y está formado por un material semiconductor compuesto por cobre, indio, galio y selenio.

El método de fabricación de los módulos se basa en un proceso de vacío en el que se evaporan el cobre, galio, indio y después se fijan con vapor de selenio para formar la estructura final CIGS.

La máxima eficiencia obtenida en laboratorio llega al 19,5%, lo que sitúa esta tecnología con buena proyección de futuro si se consigue producir a bajo coste.

Finalmente comentar que el precio de los módulos solares se ha reducido en los últimos años, lo que sitúa a esta tecnología como una de las más baratas dentro del espectro de las renovables. Además, la vida de los módulos fotovoltaicos es muy larga (más de 30 años) y tienen muy poco mantenimiento, por tanto, la elección de materiales de calidad es casi obligatoria. La vida de un módulo no depende tanto del tipo de célula que se usó para su fabricación, depende en gran medida de la construcción del mismo y de los materiales usados. Solamente los que cuenten con materiales resistentes y de calidad, llegarán a cubrir las expectativas de larga vida que nos proporcionan las células solares.

En cuanto a las posibles aplicaciones de la tecnología fotovoltaica aislada podemos destacar los repetidores de telefonía móvil, los sistemas de electrificación de zonas apartadas o la electrificación rural en países en vías de desarrollo.

En la electrificación rural se incluyen tanto pequeños sistemas solares domésticos capaces de cubrir las necesidades básicas de electricidad de una vivienda, como pequeñas redes de mayor extensión que proporcionan energía a varias viviendas. Estas microrredes pueden funcionar de manera aislada o formando parte de la red inteligente global de distribución.

### 3.1.2. EÓLICA

La energía eólica, que desde tiempos lejanos viene siendo usada por el ser humano, es transformada modernamente en energía eléctrica, mediante los llamados aerogeneradores. La máxima energía aprovechable que se puede extraer de una turbina eólica está limitada en torno a un valor teórico que ronda el 59.3% (límite de Betz) que representa el rendimiento máximo de los rotores eólicos.

La potencia que proporciona un aerogenerador viene caracterizada por su curva de potencia (figura 3.2), que nos da la relación entre la velocidad de viento y la potencia producida. La curva de potencia depende entre otros factores de la densidad del aire; a una mayor densidad, mayor será la potencia suministrada. Normalmente todos los fabricantes dan la curva de potencia para el valor de 1.225 kg/m<sup>3</sup>.

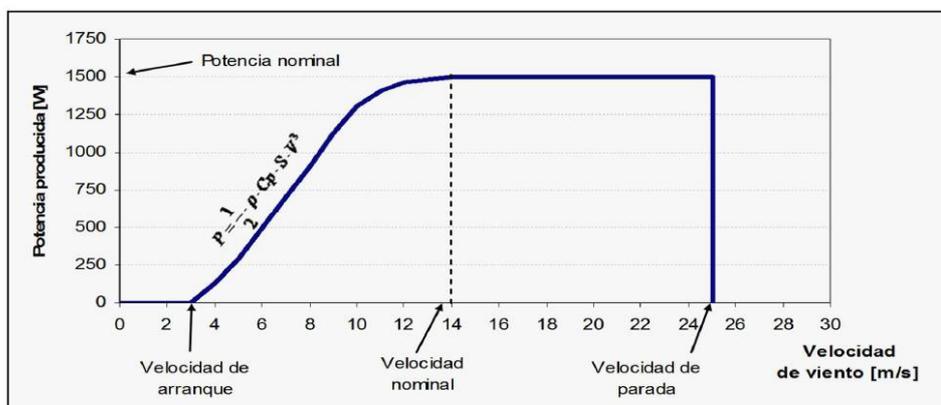


FIGURA 3.2. Curva de potencia de un aerogenerador. Fuente: [6]

Como se observa en la fórmula insertada en la gráfica de la figura 3.2, por debajo de la velocidad nominal la producción es proporcional al cubo de la velocidad, por lo que es importante caracterizar bien la velocidad de viento del emplazamiento para poder estimar la producción energética. Pasar de una velocidad de 5 a 6.25 m/s sería el equivalente a tener un aerogenerador del doble de superficie. Sin embargo, hay ciertos límites porque si el viento es muy elevado (más de 25 m/s), el aerogenerador tiene que pararse para evitar su destrucción. Y si el viento es muy flojo (menos de 4 m/s), el aerogenerador no puede arrancar.

El recurso eólico normalmente se describe con una “Rosa de vientos” y con un “Histograma de velocidades”. La rosa de viento indica la probabilidad de viento en cada dirección y el histograma indica cuántas horas al año o qué probabilidad hay de tener cada velocidad de viento.

Los valores típicos representativos de velocidad media anual de viento para eólica de pequeño tamaño son:

- Mínimo aprovechable: > 4 m/s
- Idóneo: > 7 m/s
- Excepcional: > 10 m/s

Debido a la gran influencia de la velocidad de viento en el potencial energético, es muy importante evaluar de la mejor forma posible el recurso eólico del emplazamiento. Existen métodos sencillos como son las escalas según la deformidad de los árboles o la escala de Beaufort (tabla 3.1), en función del efecto del viento sobre distintos elementos.

Nº de Beaufort	Velocidad del viento		Nomenclatura	Efectos del viento en tierra	Aplicación
	m/s	Km/h			
0	<1	<1	Calma	Calma, el humo asciende verticalmente	Muy flojo
1	0-1	1-5	Ventolina	El humo indica la dirección del viento	
2	2-3	6-11	Flojito (Brisa muy débil)	Se caen las hojas de los árboles, empiezan a moverse los molinos de los campos	
3	3-5	12-19	Flojo (Brisa Ligera)	Se agitan las hojas, ondulan las banderas	Rango de aplicación de eólica
4	6-8	20-29	Bonancible (Brisa moderada)	Se levanta polvo y papeles, se agitan las copas de los árboles	
5	8-11	30-39	Fresquito (Brisa fresca)	Pequeños movimientos de los árboles, superficie de los lagos ondulada	
6	11-14	40-50	Fresco (Brisa fuerte)	Se mueven las ramas de los árboles, dificultad para mantener abierto el paraguas	
7	14-17	51-61	Frescachón (Viento fuerte)	Se mueven los árboles grandes, dificultad para caminar contra el viento	
8	17-21	62-74	Temporal (Viento duro)	Se quiebran las copas de los árboles, circulación de personas muy dificultosa	
9	21-24	75-87	Temporal fuerte (Muy duro)	Daños en árboles, imposible andar contra el viento	
10	24-28	88-102	Temporal duro (Temporal)	Árboles arrancados, daños en la estructura de las construcciones	Demasiado fuerte
11	29-33	103-118	Temporal muy duro (Borrasca)	Destrucción en todas partes, lluvias muy intensas, inundaciones muy altas	
12	33+	119+	Temporal huracanado (Huracán)	Voladura de autos, árboles, casas, techos y personas. Puede generar un huracán o un tifón	

**TABLA 3.1. Escala de Beaufort. Fuente: [6]**

También existen atlas eólicos, que muestran de forma gráfica la velocidad media del viento en cada punto de su geografía (figura 3.3).



**FIGURA 3.3. Mapa eólico de España. Fuente: IDAE**

Asimismo, la Administración Nacional Oceanográfica y de la Atmósfera de EEUU (NOAA) dispone de una gran base de datos de acceso público y gratuito con registros históricos de miles de estaciones meteorológicas de todo el mundo a lo largo de varios años.

Por último, la manera más precisa de conocer el recurso eólico en un emplazamiento es hacer medidas in situ, aunque esto suele requerir más tiempo y mayores costes.

A continuación, se pasan a describir los componentes principales del sistema eólico. El aerogenerador es un elemento compuesto de varias partes:

- Rotor: la configuración más habitual es la de un rotor de eje horizontal, con un número de palas que oscila entre 2 y 5.
- Sistema de orientación: habitualmente este sistema suele hacerse mediante veleta. No obstante, en algunos casos, también puede hacerse con rotor a sotavento. Este último es más sencillo, pero puede presentar problemas de vibraciones.
- Generador eléctrico: las tecnologías más empleadas son generador de inducción con rotor de jaula de ardilla, generador de inducción con rotor bobinado y doble alimentación, y generador de imán permanente.

- Torre: lo más conveniente es que tenga una altura de entre 6 y 10 m. Cuanto mayor sea la altura donde coloquemos la máquina eólica, mayor será el viento que captará. Las torres pueden ser de tipo tubular, de celosía o mástil arriostrado con tensores. Esta última es la opción más sencilla y menos costosa.

La potencia de los generadores eólicos se sitúa actualmente entre 1 kW (minieólica) y superior a 2 MW. Las de potencia inferior a 1 kW se usan en embarcaciones, en sistemas de comunicación, refugios de montaña, etc. En granjas, viviendas aisladas, en bombeo, se usan entre 1 y 10 kW de potencia y de 10 a 100 kW son usadas en comunidades de vecinos, pequeñas y medianas empresas, tratamiento de aguas, etc.

### **3.1.3. GRUPOS ELECTRÓGENOS**

La utilización de grupos electrógenos en las minirredes en general y especialmente en las microrredes, es casi obligatoria puesto que nos proporciona una fuente energética de respaldo que podemos hacerla funcionar cuando sea necesario, disminuyendo el almacenamiento en baterías.

Los grupos electrógenos (GE) son máquinas formadas principalmente por un motor de combustión interna acoplado a un alternador eléctrico cuyo fin último es producir energía eléctrica. Los GE han sido comúnmente usados en electrificación rural durante mucho tiempo, pese a ser rara vez la tecnología con un coste más bajo a largo plazo.

Su mayor inconveniente es que no aprovecha recursos locales y, por tanto, los consumidores quedan sujetos a posibles fluctuaciones del precio del combustible. Además, en muchas ocasiones, se trata de comunidades muy alejadas, lo que encarece y dificulta el transporte del combustible. Así, aunque la inversión inicial no es muy elevada, los costes a lo largo de la vida útil del sistema son mucho más elevados que con otras tecnologías. Además, se trata de una tecnología contaminante dada la generación de gases de efecto invernadero.

El rango de potencias de los GE usados en electrificación rural va generalmente desde 1 kW a 100 kW. Los GE de potencia menor o igual a 5 kW normalmente usan gasolina como fuel, los más grandes usan diésel. Otros pueden funcionar con gas natural o biocombustibles.

Los GE normalmente suministran en corriente alterna (AC), teniendo además un mínimo técnico de funcionamiento (normalmente un 30-40%) para no reducir la vida

útil del mismo. Así mismo, los GE no pueden encenderse y apagarse constantemente, ya que se reduce su vida útil, por lo que cuando arranquen se debería garantizar que lo hagan por un tiempo suficiente para que no haga falta otro encendido en el corto plazo.

En muchos casos, los GE son el compañero perfecto para las energías renovables en una microrred porque suelen existir grupos diésel ya instalados alimentando a comunidades aisladas que pueden ser aprovechados y su misión principal será la de cargar las baterías y/o alimentar a las cargas en caso de poca generación de las otras fuentes o de elevado consumo de las cargas.

La potencia de los grupos se define en función de la forma de utilizar el grupo y puede darse como Prime, Emergencia o Continua, ya que un mismo grupo proporcionará potencias distintas según sea su aplicación:

- Prime o servicio principal: en torno al 70% del factor de carga durante más de 8 horas diarias. Típicamente 4000 horas al año. Sin límite de horas.
- Emergencia: solo funciona el grupo en caso de fallo de red/alimentación principal, al 100% de carga durante periodos inferiores a una hora. Límite 500 horas al año.
- Continuo: el grupo funciona 24 horas al día al 100% de carga. Aproximadamente 8000 horas.

A continuación, vamos a exponer los principales componentes de un GE de instalación fija:

- El motor, encargado de generar la potencia mecánica en el eje mediante la combustión del combustible. Comprende su sistema eléctrico para arranques y alarmas.
- El generador eléctrico o alternador, encargado de transformar la potencia mecánica del motor en potencia eléctrica. Estos alternadores son normalmente apantallados, con carcasa, autoexcitados, autorregulados y sin escobillas para potencias relativamente elevadas.
- Sistema de admisión y escape, comprende la admisión del aire de alimentación para la combustión y la expulsión del aire de la post-combustión.
- Sistema de refrigeración, por aire, agua o aceite. Normalmente para grupos grandes comprende un circuito de agua con radiador y un ventilador encargado de refrigerar el motor, mientras que para el caso de los grupos pequeños hasta 200 kW suelen llevar únicamente un ventilador cuando van refrigerados por aire.

- Resistencia de pre caldeo, normal en grupos de alimentación diésel para facilitar el arranque.
- Sistema de control, formado por cuadros de control con o sin interruptor automático de salida.
- Regulador del motor, dispositivo diseñado para mantener una velocidad constante del motor con relación a los requisitos de carga. La velocidad del motor está directamente relacionada con la frecuencia de salida del alternador, por lo que cualquier variación de la velocidad del motor afectará a la frecuencia de la potencia de salida. Los grupos más grandes y complejos suelen incorporar para el alternador un regulador de tensión (AVR) encargado de mantener la tensión generada en valores límites controlando el flujo de reactiva.

Normalmente en el caso de los sistemas híbridos de las microrredes, un punto importante es ver el impacto máximo de carga que puede aguantar el grupo a plena carga o al 75% de la misma, según haya sido dimensionado. Se debe evaluar que en el funcionamiento normal del grupo se produzca un incremento del consumo momentáneo, o bien que el paso de una nube haga reducir la producción fotovoltaica en un porcentaje determinado y ese impacto de carga sea menor al máximo que el grupo puede aguantar para restablecer tensión y frecuencia.

Otra consideración importante en el dimensionado del GE en una microrred es que el grupo siempre debe funcionar como mínimo a un 20-30% de carga para evitar envejecimiento acelerado de elementos del motor de combustión.

Por otra parte, se puede optar por operar los grupos de manera manual o automática, de manera que la opción más conveniente dependerá del diseño de la instalación, las necesidades de funcionamiento y la capacidad de la comunidad local.

En el modo de funcionamiento automático integrado en el sistema de control, el arranque del grupo puede venir comandado por un bajo estado de carga de las baterías (SoC), o una alta demanda de potencia por parte de los consumos conectados a la microrred.

El funcionamiento en modo manual puede interesar en determinadas situaciones donde la comunidad local pueda prever con cierta antelación fuertes picos de consumo o una baja producción de las fuentes generadoras renovables.

Una solución mixta entre el control totalmente manual o el automático, puede ser un sistema manual con medidas de protección automática, tales como cuando el

nivel de carga de baterías alcance el 25% se active una alarma que arranque el grupo, si el gestor local aún no lo ha arrancado en modo manual.

Se pueden dar varios casos de integración de un GE existente con la incorporación de una nueva generación renovable:

- GE como generador principal: suele tratarse de grupos de gran potencia respecto a la demanda esperada que funcionan continuamente. En este caso se pueden usar nuevas fuentes de generación renovable con el fin de reducir el consumo de combustible haciendo que el tiempo de funcionamiento diario del grupo sea menor. El peso fundamental de la instalación en este caso la llevaría el GE por lo que el ahorro de combustible es menor, pero también es cierto que la inversión en el sistema es más pequeña.
- GE como generador de apoyo: suele tratarse de grupos de menor potencia respecto a la demanda esperada y que funcionan puntualmente. En este caso habitualmente se cubriría la demanda con la nueva generación renovable (fotovoltaica, eólica, etc...) utilizando un sistema de almacenamiento de energía en baterías y donde el grupo se encargará básicamente de cubrir puntas y recargar las baterías en casos de necesidad, ya sea debida a una alta demanda de consumos, o bien por una baja generación de las otras fuentes energéticas. El ahorro de combustible es más grande que en el caso anterior puesto que el grupo sólo funciona ocasionalmente. Por el contrario, la inversión en el sistema de la microrred es más alta, principalmente por las baterías que serían necesarias para el funcionamiento en este modo.

### **3.1.4. MICROHIDRÁULICA**

Se denomina microcentral hidroeléctrica a aquella menor de 300 kW de potencia y aislada de la red eléctrica, que se emplea fundamentalmente en zonas rurales.

La energía cinética del agua se convierte en energía mecánica en el eje de una turbina. La energía mecánica es transferida a un generador eléctrico que, para mantener las condiciones de calidad exigidos al producto eléctrico, debe rotar a velocidad constante.

Para producir esta transferencia de energía es necesario, además de la turbina y el generador, agregar dispositivos de conversión de velocidad de rotación entre el eje de la turbina y el del generador, y un sistema de regulación para adaptar la potencia hidráulica que se entrega con la potencia eléctrica que se demanda.

El equipamiento electromecánico constituido por turbina, generador, convertidor de velocidad y sistema de regulación, se complementa con la instalación eléctrica de salida de la sala de máquinas y un tablero de control con registros de tensión, frecuencia y energía suministrada a la red.

Un aprovechamiento hidráulico necesita un determinado caudal y un cierto desnivel para generar electricidad. Se entiende por caudal la masa de agua que pasa en un tiempo determinado por una sección del cauce, y por desnivel o salto bruto, la distancia medida en vertical que recorre la masa de agua (diferencia entre las cotas en la toma y en la salida).

Existen tres tipos de centrales hidroeléctricas, en función de su diseño y funcionamiento:

- Centrales de agua fluyente: se canaliza el caudal del río y se devuelve a este una vez utilizado en la central. Al no existir embalse, el caudal variará en función de la estación del año, siendo máximo en invierno y mínimo en verano, para el caso español. El terreno apropiado para esta instalación no tiene mucho desnivel y es necesario un caudal constante para asegurar la generación de electricidad durante todo el año.
- Centrales con embalse: el agua se encuentra embalsada y se controla el caudal para adaptarse a la demanda. Requiere una mayor inversión de capital que la anterior. Existen dos subgrupos, centrales a pie de presa y centrales por derivación, en función de la situación de la sala de turbinas.
- Centrales de bombeo: disponen de dos embalses situados a diferentes alturas, de manera que se aprovecha la energía sobrante durante las horas valle para bombear agua del embalse inferior al superior, y así emplearla en horas de mayor consumo eléctrico.

En microrredes lo habitual son las centrales de agua fluyente, de modo que se deriva el agua del cauce hasta un punto desde el que es conducida a la turbina por una tubería a presión. También se pueden encontrar centrales de bombeo, cuando las condiciones geográficas lo permitan, sustituyendo los grandes embalses por dos depósitos de agua a diferentes cotas, entre los cuales se interpone la turbina reversible.

La energía hidroeléctrica es barata y constituye un sistema robusto, pero requiere especiales condiciones, que no siempre se pueden encontrar. Entre los problemas que se deben resolver destacan:

- Localización cercana a las montañas o con cierto desnivel.

- Espacio para ubicar la obra de toma, la tubería y la obra de restitución del caudal al río.
- Selección de la tubería e instalación (difícil acceso, terrenos de mucha pendiente).
- Protección de la tubería de la corrosión, radiación ultravioleta, deslizamientos del terreno...
- Mantenimiento de caudal ecológico en el cauce y permisos en zonas protegidas.

En cuanto a la potencia eléctrica que puede generar una microcentral, se puede calcular con la expresión:

$$P=9.81\cdot Q\cdot H_n\cdot e$$

Donde P es la potencia instalada (kW), Q el caudal (m<sup>3</sup>/s), H<sub>n</sub> el salto neto (m) y e el factor de eficiencia (producto de rendimientos de la turbina, generador y transformador), que aproximadamente será 0.85.

La producción de la microcentral puede estimarse multiplicando esta potencia por el número previsto de horas de funcionamiento.

En el campo de la microhidráulica se trabaja en rangos de entre 10 y 160 m de altura. Para mayores saltos, se tienen presiones demasiado elevadas que también incrementan el coste de la tubería, de las juntas y del material de la turbina.

Otro aspecto a tener en cuenta es la longitud de las tuberías y la longitud del cable desde la turbina y generador hasta el punto de consumo. Distancias mayores de 1 km no son operativas, tanto por la pérdida de energía que se produce en el transporte, como por el coste de la instalación.

Aunque las microcentrales no requieran, en general, de grandes instalaciones, se deben tener en cuenta los condicionantes del terreno, principalmente en lo que se refiere a la permeabilidad en la obra de toma, la estabilidad de las laderas y la capacidad portante en la zona donde se apoye la turbina y el resto de instalaciones.

Al tratarse de un aprovechamiento hidráulico, se debe prever la posibilidad de avenidas, de modo que la sala de máquinas deberá situarse fuera de la zona inundable, especialmente todo lo referente a los cuadros eléctricos y de distribución. La turbina soporta el anegamiento, aunque lógicamente debe estar alejada de los efectos erosivos y de arrastre de las avenidas del cauce.

En cuanto a la elección de la turbina, las microturbinas tipo Pelton son las más utilizadas en aplicaciones con grandes saltos (20 - 200 m) y caudales pequeños

(0.001 - 0.2 m<sup>3</sup>/s). Las microturbinas tipo Banki se emplean en pequeños saltos (5 - 60 m) y caudales mayores (0.2 - 1 m<sup>3</sup>/s). Menos extendidas en el rango de microturbinas están las tipo Kaplan para saltos pequeños de 2 - 18 m y caudales de 0.4 - 1.5 m<sup>3</sup>/s.

### **3.1.5. MICROTURBINAS DE GAS**

Se trata de turbinas de combustión constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un generador, generalmente integrados en un único eje. Sus principales ventajas son el número escaso de partes móviles, su tamaño compacto, su gran variedad de tamaños y que presentan menores emisiones que una turbina de gas. Así mismo, requieren un mantenimiento mínimo, son ligeras y compactas y permiten una amplia variedad de combustibles (gas natural, keroseno, gasolina, etanol, diésel, propano y biomasa). El rango de potencia está entre 15 kW y 300 kW.

Disponen de un generador de imán permanente girando a alta velocidad (80000 rpm típicamente), generando corriente alterna a muy alta frecuencia. Estos generadores no pueden ser conectados directamente a la red de distribución por lo que a su salida debe conectarse un inversor que rectifique primero esta tensión de alta frecuencia, generando después una señal alterna compatible con la red de distribución eléctrica o microrred en nuestro caso.

En las siguientes imágenes se detallan las principales partes constructivas de una microturbina (figura 3.4) y una representación esquemática de su funcionamiento (figura 3.5).

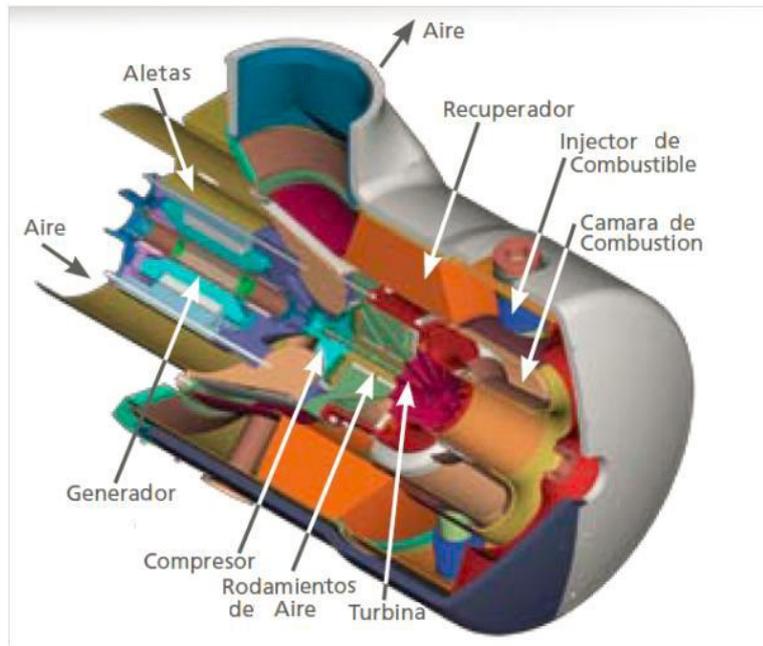


FIGURA 3.4. Microturbina Capstone de 65 kW

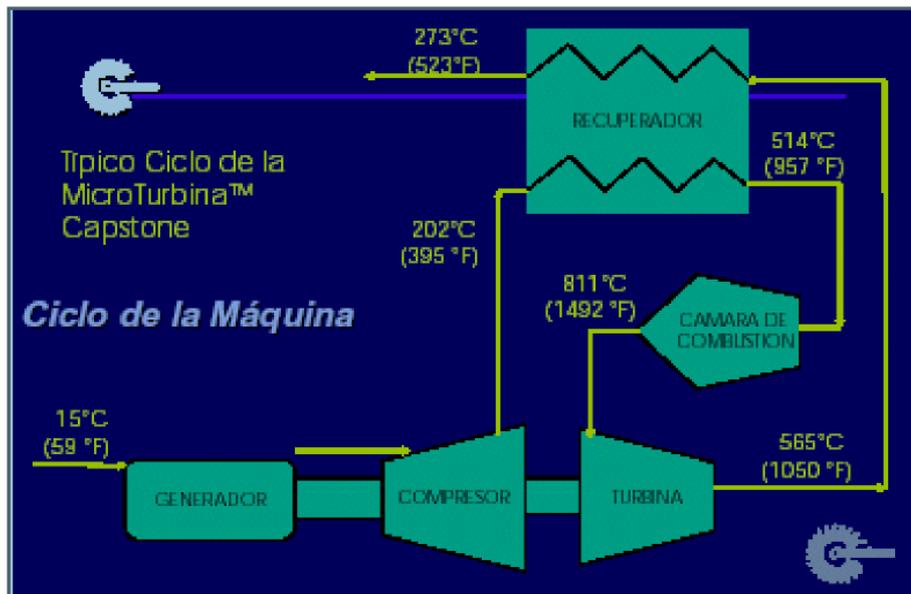


FIGURA 3.5. Esquema funcional de una microturbina. Fuente: [10]

El compresor se encarga de comprimir el aire del ambiente, el cual es calentado en un recuperador de calor, aumentando de esta forma la eficiencia de la microturbina. El aire comprimido precalentado se mezcla con el gas natural, y un dispositivo de encendido eléctrico alojado en la cámara de combustión inflama la mezcla. Al salir de la cámara, los gases de combustión se expanden en la turbina y su presión y temperatura disminuyen. La energía eléctrica es generada por un alternador

síncrono de imanes permanentes, de gran velocidad, el cual está integrado en la microturbina.

Las microturbinas de gas pueden funcionar de dos modos diferenciados:

- Conectado a red: proporcionando la capacidad al sistema de control de la microrred para comandar externamente su potencia activa.
- Aislado: dando las referencias de tensión y frecuencia y conformando la red.

Es posible además limitar el funcionamiento a uno de los dos modos anteriores. Del mismo modo también es posible que la transición de un modo de funcionamiento a otro sea automática. Para ello la microturbina dispone de un sistema que monitoriza las condiciones de red y actúa sobre el interruptor de desconexión de la instalación. Esto se denomina modo dual.

La microturbina se conecta a la microrred a través de un convertidor AC/DC/AC el cual junto con el controlador interno de la misma gestiona su funcionamiento, modos de operación, recepción de consignas de potencia y señales de funcionamiento y recepción y envío de alarmas al controlador general de la instalación.

La microturbina es capaz de regular la potencia activa de 0 a 100% durante el modo conectado mediante consignas enviadas por el sistema de comunicaciones y durante el modo aislado puede asumir el consumo de la instalación de manera autónoma.

Así mismo, las microturbinas pueden clasificarse según su configuración en:

- Eje simple o eje doble: la configuración en un solo eje permite reducir los costes de producción y tiene un mantenimiento más sencillo. Además, permite montar el generador eléctrico en el lado opuesto a la salida de gases, con lo que estos pueden salir en línea con el eje de la turbina, produciendo una menor pérdida de carga a la salida de gases, dando mayor potencia, y un menor consumo de combustible.
- Ciclo simple o con regeneración: en las de ciclo simple, se mezcla el aire comprimido con combustible y se realiza la combustión bajo condiciones de presión constante. Los gases calientes resultantes se expanden en la turbina, produciéndose trabajo. También tienen un coste inferior y unas mayores aplicaciones del calor para cogeneración, que las microturbinas de ciclo regenerativo. Normalmente, las unidades de ciclo regenerativo usan un intercambiador de calor con el fin de recuperar calor de la corriente de salida de la turbina y transferirlo a la corriente de entrada del aire. El aire precalentado es después utilizado en el proceso de combustión. Si el aire precalentado, se necesitará menor cantidad de combustible (ahorro del 30-

40%) para alcanzar la temperatura requerida a la entrada de la turbina. El hecho de combinar las microturbinas con equipos de recuperación de energía, para su transferencia al aire de combustión, hace que con estos sistemas se pueda llegar a doblar la eficiencia eléctrica de la microturbina.

### **3.1.6. PILAS DE COMBUSTIBLE**

Las pilas de combustible son unos dispositivos capaces de convertir la energía química, directamente, en energía eléctrica. Esta tecnología se basa en una reacción química en la que, a partir de una fuente de combustible, como hidrógeno, y un oxidante, se genera agua, calor y electricidad. Las pilas de combustible poseen una eficiencia de conversión muy alta comparada con tecnologías convencionales (35-65%). La combustión solo libera vapor de agua, libre de CO<sub>2</sub> y su robustez permite una gran seguridad de suministro. Múltiples combinaciones de combustible y oxidante son factibles.

La unidad básica de una pila de combustible es lo que se denomina “monocelda” o “celda”. Una celda está formada por un cátodo (electrodo positivo) y el ánodo (electrodo negativo), los cuales están separados por un medio conductor eléctrico (electrolito). El electrolito actúa como aislante eléctrico, pero permite el transporte de los iones (H<sup>+</sup>) entre los electrodos.

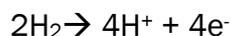
Estas celdas producen una diferencia de potencial algo mayor que un voltio a circuito abierto, por lo que si se quieren alcanzar tensiones mayores es necesario disponer en serie estas celdas. A este apilamiento, con la estructura propicia para evacuar el calor generado, se le conoce como pila de combustible.

Para entender el funcionamiento de esta tecnología, se explicará el proceso de electrolisis. La electrolisis es un proceso por el cual se logra la separación del agua en oxígeno e hidrógeno, aplicando electricidad.

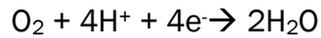


Esta reacción de electrolisis es reversible y en esta peculiaridad se basan las pilas de combustible.

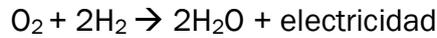
El hidrógeno se suministra al ánodo donde se disocia, en electrones e<sup>-</sup> y H<sup>+</sup>, en presencia de un catalizador.



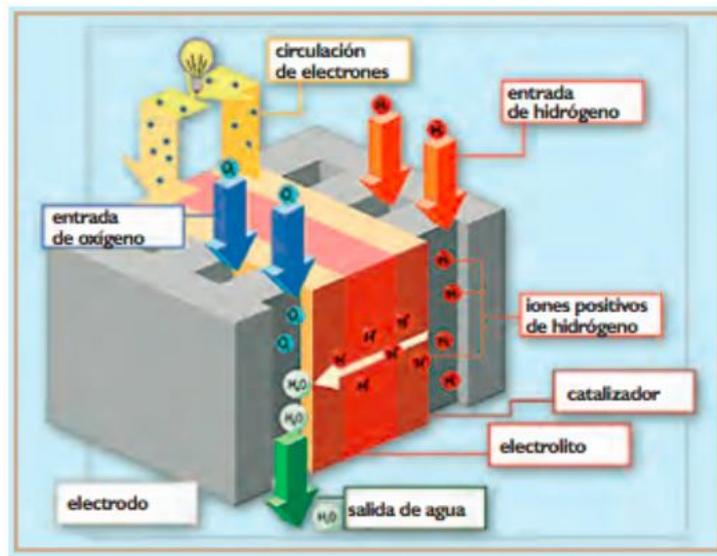
En el cátodo, los iones de hidrógeno, el oxígeno y los electrones se recombinan formando moléculas de agua.



Si existe un camino eléctrico entre el ánodo y el cátodo, los electrones lo recorrerán generando electricidad y algo de calor. Por tanto, la reacción electroquímica global es:



En la figura 3.6 se muestra un esquema del funcionamiento de una pila de combustible para el proceso de electrolisis descrito.



**FIGURA 3.6. Funcionamiento de una pila de combustible. Fuente: APPICE**

Las pilas de combustible generan energía eléctrica en corriente continua que debe ser transformada en alterna mediante un inversor.

Los principales tipos de pilas se citan a continuación:

- Pila de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC):

Se caracterizan por un electrolito de polímero sólido, los electrodos son de un material poroso y el catalizador es de platino. Tiene una temperatura de operación baja, lo que permite su puesta en marcha muy rápida y se adapta rápidamente a cambios imprevistos de la demanda. Esto supone menor desgaste de los componentes del sistema y mayor vida útil.

Por el contrario, los catalizadores de platino elevan su precio y requiere de hidrógeno de gran pureza ya que el catalizador-electrodo es muy sensible al CO, por tanto, su vida útil viene determinada por el envenenamiento del catalizador-electrodo.

Por sus características se suele emplear en el ámbito del transporte, en el ámbito portátil y en el sector estacionario de baja potencia.

- Pila de combustible alcalina (AFC):

El electrolito está compuesto por una matriz bañada de una disolución acuosa de hidróxido de potasio. Los componentes del sistema son más baratos que otros generadores electroquímicos, además sus catalizadores, en el ánodo y cátodo, pueden ser de metales no preciosos, como el níquel.

El problema de estas pilas reside en que es necesario aportar hidrógeno y oxígeno en estado puro, ya que el electrolito de KOH se contamina con las partículas carbonosas presentes en el aire, reduciendo así su vida útil. Este tipo de purificación incrementa el coste de la pila.

Estas pilas son empleadas por la NASA en misiones espaciales debido a su alta eficiencia y fiabilidad para la generación de potencia.

- Pila de combustible de ácido fosfórico (PAFC):

Emplean un electrolito de ácido fosfórico líquido y electrodos de carbono. Dado que estas pilas también tienen platino en el catalizador, como las PEMC, presentan problemas de envenenamiento debido al CO. Tienen una eficacia del 85% cuando se utilizan para cogeneración, pero son menos eficaces (37-42%) cuando generan sólo energía eléctrica.

Este tipo de pila se comercializa y se ha instalado en numerosos lugares, empleándose como generación estacionaria de potencia. Las estaciones suelen operar con potencias de 1 MW y 5 MW. También se ha usado en vehículos pesados.

- Pila de combustible de carbonatos fundidos (MCFC):

El electrolito está formado por una mezcla de sales de carbonato fundidas en una matriz cerámica porosa y químicamente inerte de óxido de litio-aluminio. Como las temperaturas de operación son altas (650 °C), los electrodos pueden utilizar metales no nobles como catalizadores, reduciendo los costes.

Una gran ventaja es su baja proclividad a la contaminación debido a la presencia de CO y CO<sub>2</sub>. Además, son capaces de producir potencias desde 100 kW a 50 MW. La duración de la pila disminuye debido a que las altas temperaturas favorecen la corrosión del electrolito.

- Pila de óxido sólido (SOFC):

Emplean como electrolito un componente de cerámica sólido y no poroso. El ánodo está formado de óxidos de níquel o cobalto, mientras que el cátodo está formado por estroncio.

Este tipo de pila opera a temperaturas altas (alrededor de 1000 °C), por lo cual no es necesario emplear metales nobles como catalizadores, lo que reduce el coste de la pila. Es idónea para estaciones de cogeneración, pero su arranque es lento y los sistemas de protección deben ser mayores.

Como gran ventaja, estas pilas no se contaminan con la presencia de CO, por tanto, su vida útil puede prolongarse por este aspecto. Sin embargo, los componentes deben soportar mayores temperaturas de operación, lo que puede afectar a dicha vida útil.

A continuación, en la tabla 3.2 se muestra un resumen de las principales características de cada tipo de pila de combustible.

Tipo de pila de combustible	Electrolito	Tª de operación (°C)	Cond. iónico	Combustible	Rendimiento (%)	Rango de potencia (W)	Aplicaciones
PEMFC	Polimero sólido	Baja 60-80	H <sup>+</sup>	H <sub>2</sub> puro (tolera CO <sub>2</sub> , 10 ppm CO)	35-45	1-100k	Transporte, portátil, estacionaria de baja potencia
AFC	Hidróxido de potasio	Baja 50-100	OH <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> puro	40-60	1k-100k	Espacio
PAFC	Ácido fosfórico	Media 200-220	H <sup>+</sup>	H <sub>2</sub> puro (tolera CO <sub>2</sub> , 1% CO)	40-45	10k-30M	Estacionaria, media potencia
MCFC	Carbonato de litio de potasio	Alta 600-700	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub>	45-60	100k-50M	Estacionaria, alta potencia
SOFC	Óxido de Zr sólido con adiciones de itrio	Alta 800-1000	O <sup>2-</sup>	H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub>	50-65	1k-50M	Estacionaria, alta potencia

**TABLA 3.2. Características de las principales pilas de combustible. Fuente: APPICE**

Una de las grandes ventajas de esta tecnología es el almacenamiento de energía cuando la producción de energía mediante fuentes renovables, como la eólica o solar, supera la demanda energética. Con la energía sobrante y mediante un proceso de electrolisis, podemos formar hidrógeno y almacenarlo para cuando se requiera de este.

Existen varios procesos para almacenar el hidrógeno que se enfrentan a que el hidrógeno almacena mucha energía por unidad de masa, pero muy poca por unidad

de volumen. Los métodos existentes son de gas a presión, de hidrógeno líquido, en hidruros metálicos, entre otros.

Como se ha visto en puntos anteriores, cada pila es más adecuada para una determinada situación o entorno. Para el caso de microrredes, interesaría una pila estacionaria de media o alta potencia, un rendimiento aceptable y que tolere pequeñas impurezas en el hidrógeno para que su vida útil no se reduzca por envenenamientos. Las pilas PEMFC cumplen estas características y además son el grupo de pilas más desarrolladas hasta el momento. Esta pila presenta la gran ventaja de que su puesta en marcha es muy rápida y se adapta a cambios imprevistos en la demanda lo cual es esencial en microrredes ya que se deberá poder disponer de esta fuente de electricidad inmediatamente tras la ausencia de otra de las fuentes no gestionables.

## **3.2. SISTEMAS DE ACUMULACIÓN**

### **3.2.1. INTRODUCCIÓN**

El desacople que puede existir entre las curvas de generación y de demanda obliga a que deban existir sistemas de almacenamiento que permitan solventar este posible desfase de un modo sencillo y eficaz.

A su vez, la disponibilidad de métodos de almacenamiento de energía resulta la única forma de aprovechar al máximo el recurso renovable y ser capaz de almacenar el excedente renovable de la zona en la que se encuentra la microrred. De esta forma, ese excedente en determinadas horas del día puede verse como apoyo al déficit de generación que pudiese darse en otros instantes. Se trata, por tanto, de aprovechar al máximo el recurso renovable.

En el diseño de una mini o microrred se persigue que las diferentes fuentes renovables sean capaces de generar la energía suficiente como para hacer que el grupo de respaldo no entre en acción, o lo haga siempre durante el menor tiempo posible dado que es el elemento con mayor impacto ambiental y con la vida más limitada, necesitando además de mantenimiento y combustible, generalmente nada barato y con el agravante del transporte que puede encarecerlo todavía más en las comunidades aisladas.

Bajo esta óptica se hace imprescindible el uso de un acumulador que sea capaz de resolver rápidamente los posibles transitorios de producción que principalmente se nos pueden dar en los sistemas solares y eólicos, así como para mantener las cargas alimentadas hasta el momento que el grupo alcanza su régimen de funcionamiento,

tanto en los momentos de emergencia, como en los previstos por el propio diseño del sistema. En consecuencia, necesitaremos sistemas de almacenamiento para soportar los consumos desde unos pocos minutos, hasta horas enteras y justamente este es el problema, los acumuladores no son baratos y además tienen una vida limitada, lo que nos obliga a tener que sustituirlos probablemente un par de veces como mínimo a lo largo de la vida esperada del resto de la instalación. Por tanto, estamos frente al real reto técnico, lograr el perfecto equilibrio entre las diferentes fuentes renovables, un acumulador lo más pequeño posible y un escaso funcionamiento del grupo de respaldo. También deberíamos actuar, en la medida que se pueda, adecuando las cargas y su funcionamiento a los perfiles esperados de producción. Este aspecto, muchas veces olvidado, es fundamental para completar un perfecto diseño, máxime cuando el diseño parte de cero y no existen hábitos preestablecidos.

A continuación, se van a analizar los principales sistemas de almacenamiento susceptibles de incorporar a una microrred.

### **3.2.2. ALMACENAMIENTO EN SUPERCONDUCTORES MAGNÉTICOS (SMES)**

Los sistemas SMES almacenan energía electromagnética con pérdidas insignificantes mediante la circulación de corriente continua a través de bobinas superconductoras, enfriadas criogénicamente. La energía almacenada se puede inyectar de nuevo en la red descargando la bobina.

El sistema utiliza un inversor/rectificador para transformar la corriente alterna a corriente continua o viceversa. El inversor/rectificador presenta pérdidas de energía cercanas al 2-3% en cada sentido. Los SMES presentan menores pérdidas de electricidad, inherentes a la conversión, en comparación a otros métodos de almacenamiento de energía, como las baterías o los volantes de inercia, con eficiencias teóricas cercanas al 95% en grandes instalaciones.

El alto costo de los superconductores es la limitación principal para su uso comercial. Debido a las necesidades energéticas de refrigeración y a su alto coste, los SMES se utilizan actualmente para el almacenamiento de energía durante breves periodos de tiempo. Es una tecnología muy atractiva para elevadas potencias con rápidos tiempos de descarga.



**FIGURA 3.7. Almacenamiento magnético de 2 MJ, Accel, Bruker. Fuente: [8]**

El sistema de almacenamiento con SMES tiene una madurez media, una gran vida útil, un coste por kWh medio y un coste bajo de instalación.

### **3.3.3. SUPERCONDENSADORES**

Esta tecnología almacena energía eléctrica en forma de cargas electrostáticas confinadas en pequeños dispositivos. Estos dispositivos están formados por pares de placas conductoras separadas por un medio dieléctrico.

Cuentan con la capacidad de ser cargados y descargados en breves instantes de tiempo, del orden de segundos, lo cual los hace muy apropiados para responder ante interrupciones de poca duración. Poseen una larga vida útil, de más de mil ciclos de carga y descarga con un rendimiento elevado, cercano al 100% aportando un tiempo de descarga de instantes, pero con una limitada densidad de energía.



**FIGURA 3.8. Supercondensadores comerciales (Maxwell Technologies). Fuente: [5]**

En el sistema eléctrico, la empresa Maxwell Technologies, los está implementando para regular el movimiento del ángulo de pala en los generadores eólicos y conectados a red, para ayudar a la regulación de tensión. Los superconductores

complementan las fuentes de energía primaria, ya que gracias a su rapidez de actuación se aplican para reducir los picos de demanda y rellenar los valles de consumo.

Actualmente se está implantando su uso en transportes urbanos, como líneas de autobuses híbridos en París, fabricados por la empresa MAN, que utilizan los supercondensadores para el arranque, con el famoso sistema *stop and start*, recuperando la energía en las fases de desaceleración, reduciendo contaminación, el motor diésel solo es utilizado si se necesita una propulsión mayor.

El sistema de almacenamiento con supercondensadores tiene una madurez baja, una gran vida útil, un coste por kWh medio y un coste bajo de instalación.

### **3.2.4. VOLANTES DE INERCIA**

Se componen de un eje central que mueve un rotor y un volante de inercia. Almacenan la energía de forma cinética mediante la aceleración del rotor y del volante a una velocidad muy alta y liberan energía al invertir el proceso de carga, empleando el motor como generador.

Los sistemas modernos de volante están compuestos por un cilindro de gran rotación con cojinetes de levitación magnética que eliminan el desgaste y prolongan la vida útil del sistema. Para aumentar la eficiencia, el volante se utiliza en un entorno de baja presión para reducir la fricción con el aire.

En función de la velocidad de giro se clasifican en volantes de baja o alta velocidad. Los volantes de baja velocidad, por lo general tienen velocidades de rotación relativamente bajas, alrededor de 10000 rpm y un rotor de acero pesado. Pueden proporcionar hasta 1650 kW, pero por un tiempo muy corto, de hasta 120 s.

Cuando la velocidad del rotor se incrementa, los sistemas se conocen como volantes de alta velocidad con velocidades de giro cerca de 80000 rpm. Pueden proporcionar energía hasta una hora, pero con una potencia máxima de 750 kW.

Los volantes tienen una densidad energética de 50-100 Wh/kg y una eficiencia de alrededor del 90%. Presentan una vida útil de unos 20 años o decenas de miles de ciclos. En general, los volantes se utilizan para mejoras de calidad de la energía, como fuente de alimentación ininterrumpida y para amortiguar las variaciones de frecuencia.



**FIGURA 3.9. Sistema de almacenamiento con volante de inercia. Fuente: [5]**

El sistema de almacenamiento con volante de inercia tiene una madurez media, una gran vida útil, un coste por kWh medio y un coste medio de instalación.

### **3.2.5. CENTRALES DE BOMBEO**

Son un tipo especial de central hidroeléctrica que tiene dos embalses. El agua contenida en el embalse inferior es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al embalse superior con el fin de turbinarla posteriormente para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico.

Por tanto, estas instalaciones permiten una mejora en la eficiencia económica de la explotación del sistema eléctrico al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el depósito superior. Constituye en la actualidad la forma más económica de almacenar energía eléctrica.

Las centrales que no tienen aportaciones de agua significativas en el embalse superior se llaman centrales de bombeo puro. En otro caso, se denominan centrales mixtas de bombeo.

Durante las horas en que la demanda de energía eléctrica es mayor, la central de bombeo funciona como cualquier central hidroeléctrica convencional: el agua que previamente es acumulada en el embalse superior, llega a través de una galería de conducción a una tubería forzada, que la conduce hasta la sala de máquinas de la central eléctrica y producir así energía mecánica rotatoria.

Esta energía se transmite al generador para su transformación en electricidad. Una vez elevada su tensión en los transformadores, es enviada a la red general mediante líneas de transporte de alta tensión. El agua, una vez que ha generado la electricidad, circula por el canal de desagüe hasta el embalse inferior, donde queda almacenada.

Cuando se registra un menor consumo de energía eléctrica, generalmente durante las horas nocturnas de los días laborables y los fines de semana, se aprovecha el que la electricidad en esas horas tiene en el mercado un coste bajo, y se utiliza para accionar una bomba hidráulica que eleva el agua desde el embalse inferior hasta el embalse superior, a través de la tubería forzada y de la galería de conducción.

El agua es elevada, generalmente por las propias turbinas de la central, funcionando como bombas accionadas por los generadores que actúan como motores. Una vez efectuada la operación de bombeo, el agua almacenada en el embalse superior está en condiciones de repetir otra vez el ciclo de generación eléctrica.



**FIGURA 3.10. Esquema de funcionamiento de una central de bombeo. Fuente: UNESA**

En el contexto de microrredes, no hablamos de grandes embalses, los cuales son sustituidos por depósitos de cierta capacidad situados a diferentes cotas que permiten el bombeo y turbinado del agua en función del excedente o déficit de energía en cada momento.

La eficiencia global de los sistemas de hidroelectricidad bombeada bien diseñados está en el rango de 72% a 81%. El principal problema de esta tecnología es que requiere generalmente dos depósitos ubicados en cotas diferentes (aproximadamente 100 m) y a menudo tiene asociados considerables costos de capital.

El sistema de bombeo tiene una madurez alta, una gran vida útil, un buen coste por kWh, aunque el coste de instalación es alto.

### 3.2.6. HIDRÓGENO

El hidrógeno también se está desarrollando como medio de almacenamiento de energía. Se obtiene por procedimientos ampliamente conocidos como la electrólisis del agua, el reformado de gas natural o a partir de la biomasa.

Su combustión produce agua pura sin emisión de CO<sub>2</sub>, ni otros elementos contaminantes. Posee un elevado contenido energético, pero se complica su almacenamiento debido al elevado volumen que ocupa.

Debido a la variabilidad en la generación renovable y en la demanda que provocan los usuarios, la potencia generada puede ser mayor a la demanda en ciertos horarios. Así, el excedente de energía puede utilizarse para su conversión a hidrógeno mediante electrólisis y luego el hidrógeno obtenido se almacena. La utilización de algún tipo de *Fuel Cell* (celda de combustible) que convierta la energía química del hidrógeno en electricidad, permitiría inyectar potencia adicional a la red eléctrica cuando la demanda excede a la generación.

En la figura 3.11 se muestra un ejemplo de una red eléctrica híbrida con almacenamiento de energía con celdas de combustible.

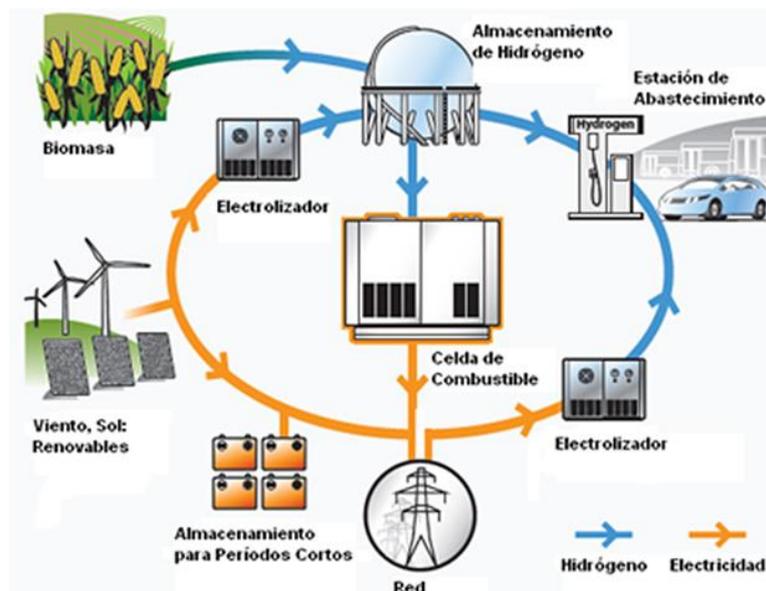


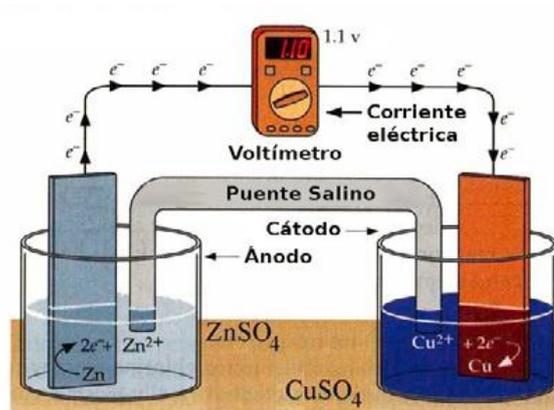
FIGURA 3.11. Esquema de funcionamiento de un almacenamiento con hidrógeno.

## 3.2.7. BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS

### 3.2.7.1. INTRODUCCIÓN

Esta tecnología es la que en la actualidad se está empleando en mayor medida en el entorno de microrredes. Son sistemas recargables donde se produce un almacenamiento de energía eléctrica en forma de energía química, compuestas por un electrolito, un electrodo positivo (ánodo) y un electrodo negativo (cátodo). Durante el período de carga, aplicando una diferencia de potencial entre los electrodos, se generan iones cargados eléctricamente y durante la descarga se emplean para crear un flujo de electrones a través de un circuito externo.

La electricidad se produce en corriente continua, y para aplicación en centrales de potencia normalmente se convierte a corriente alterna mediante un inversor.



**FIGURA 3.12. Esquema de funcionamiento de baterías electroquímicas. Fuente: [5]**

Las baterías son generalmente costosas, requieren mucho mantenimiento y tienen vida útil limitada.

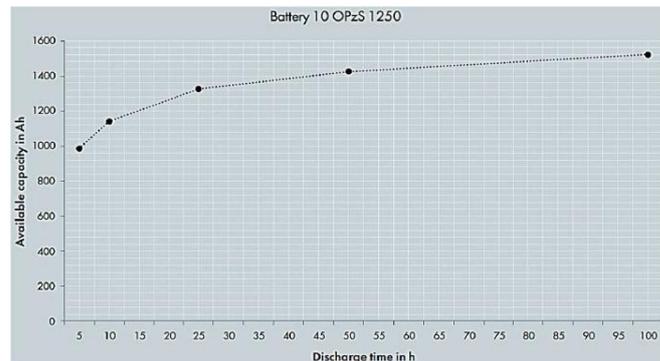
En resumen, el sistema de almacenamiento con baterías tiene una madurez media (NaS) o alta (plomo-ácido o NiCd), una vida útil baja (plomo-ácido), media (NiCd) o alta (NaS), un coste por kWh medio y un coste medio de instalación.

### 3.2.7.2. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS

Los tres puntos básicos que debemos tener en cuenta son:

- **Capacidad en Amperios hora:** es el número de amperios que proporciona una batería por el número de horas durante las que circula la corriente. Ahora bien, en una determinada batería la capacidad será menor cuanto más rápido

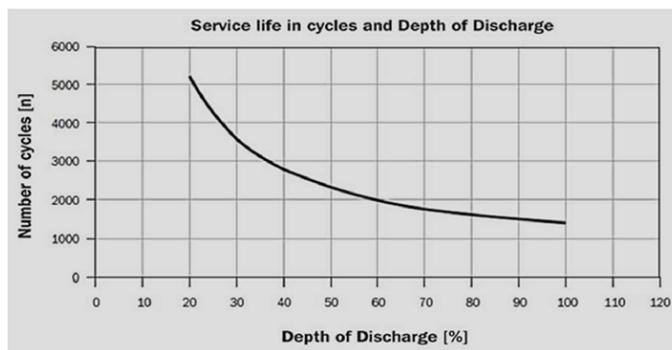
la descarguemos (figura 3.13) y deberemos usar en los diseños aquella capacidad que se adapte a la velocidad de descarga que se precise.



**FIGURA 3.13. Relación entre el tiempo de descarga y la capacidad de la batería.**

**Fuente: [6]**

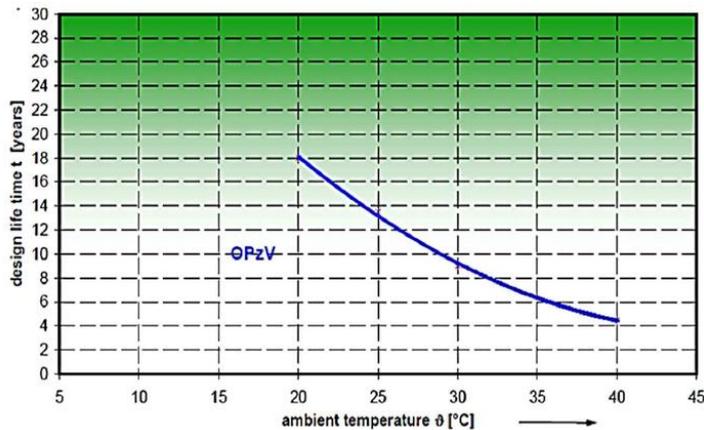
- **Profundidad de descarga:** es el porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada en el proceso de descarga. Cuanto mayor es la profundidad de descarga, menor es el número de ciclos que se puede obtener de ella (figura 3.14).



**FIGURA 3.14. Relación entre el porcentaje de descarga y la vida útil de la batería.**

**Fuente: [6]**

- **Efecto de la temperatura:** si trabajamos a bajas temperaturas, aumenta la resistencia interna y disminuye el voltaje de salida. Si trabajamos a altas temperaturas, aumenta ligeramente la eficiencia, pero se produce una reducción drástica de la vida útil del acumulador (figura 3.15). Esta última situación es con diferencia la más perniciosa a la que nos enfrentamos, por tanto, deberemos de situar y mantener las baterías en el sitio donde podamos asegurar la temperatura más estable posible en el entorno de los 20-25 °C para que la vida útil del acumulador sea el más elevado posible.



**FIGURA 3.15. Relación entre la temperatura y la vida útil de la batería. Fuente: [6]**

Estos conceptos son fundamentales a la hora de los cálculos y la elección del mejor acumulador posible que satisfaga nuestras necesidades, por lo que siempre debemos de tenerlos presentes.

### **3.2.7.3. CLASIFICACIÓN**

Los principales tipos de baterías electroquímicas son las siguientes:

#### **3.2.7.3.1. PLOMO-ÁCIDO**

Las baterías de plomo ácido son sistemas eficientes (60-95%), pero presentan la desventaja de sus bajas vidas útiles, potencias y densidades energéticas (25-45 Wh/kg). Además, tienen una durabilidad limitada y altos requisitos de mantenimiento.

Dentro de las baterías estacionarias de plomo ácido existen dos tecnologías para su fabricación, las que llevan mantenimiento y las de sin mantenimiento. Las primeras necesitan el control y en su caso el relleno con agua destilada normalmente unas seis veces anuales, las segundas usan un electrolito gelificado (GEL) que no precisan estos cuidados y además pueden disponerse incluso en posición horizontal. Este tipo resulta algo más caro de adquisición, el funcionamiento de ambas es similar y tanto una como otra son válidas y generalmente comercializadas por todos los fabricantes.

Existen varios proyectos que emplean este tipo de baterías, como por ejemplo el *GNB's Lead Recycling Centre* en Vernon, California, con una potencia instalada de baterías de 5 MW y un tiempo de descarga de una hora. El objetivo de esta instalación es alimentar domicilios con una estrategia "*peak-shaving*".

### **3.2.7.3.2. NÍQUEL-CADMIO**

Las baterías de níquel-cadmio soportan un gran número de ciclos de carga y descarga (de 500 a 1000 ciclos). La eficiencia es de 60-70% durante el funcionamiento normal y la vida útil es relativamente alta, alrededor de 10 a 15 años. Además, pueden responder a plena potencia en cuestión de milisegundos y pueden operar en un rango de temperaturas mucho más amplia que las baterías de plomo-ácido, algunas capaces de soportar temperaturas ocasionales de hasta 50 °C.

Estas baterías son ideales para asegurar la calidad de energía frente a huecos de tensión y proporcionar energía de reserva en condiciones muy duras. Recientemente, las baterías de NiCd se han hecho populares como almacenamiento para la generación de energía solar, ya que pueden soportar altas temperaturas. Sin embargo, no tienen un buen desempeño en “peak-shaving”, y por lo tanto generalmente no se emplean en sistemas de gestión energética.

Estas baterías tienen también algunas desventajas, ya que su vida útil se puede reducir por ciclos de carga/descarga rápida. Además, sufren efecto memoria y también pierden más energía durante el modo espera debido a la autodescarga que las baterías de plomo-ácido, con una pérdida del 2% a 5% de su carga por mes a temperatura ambiente en comparación con el 1% al mes para las baterías de plomo-ácido.

### **3.2.7.3.3. ION-LITIO**

Las baterías de ion-litio tienen una densidad de energía más alta que la mayoría de las baterías recargables, de 100 a 150 Wh/kg. También operan en voltajes más altos que otras baterías recargables, normalmente alrededor de 3.7 voltios de ion-litio vs 1.2 voltios de NiCd y tienen una tasa de autodescarga más baja, con eficiencias del ciclo carga/descarga de 90 a 100%.

La vida útil de este tipo de baterías se estima del orden de los 2000 ciclos, o de 6 a 10 años, pero no hay información operativa a largo plazo.

El mayor obstáculo era su alto coste debido a un embalaje especial y circuitos internos de protección de sobrecarga. Sin embargo, en los últimos años se ha producido una bajada importante en su precio, lo que ha provocado que sea una de las tecnologías de almacenamiento que se están implantando actualmente en mayor medida.

#### **3.2.7.3.4. SODIO-AZUFRE**

Las baterías NaS tienen una densidad energética relativamente alta, dentro del rango de 150 a 240 Wh/kg. Poseen un gran potencial para convertirse en un medio de almacenamiento energético rentable, modular y portátil, ya que están diseñadas específicamente para ciclos de descarga largos (8 horas) y tienen una capacidad de descarga muy rápida con una capacidad pico de energía de más de seis veces su potencia continua (durante 30 segundos). Estas capacidades hacen que esta tecnología sea aplicable en gestión y calidad de la energía.

Estas baterías tienen una vida útil estimada de 15 años con 2500 ciclos. La eficiencia media del ciclo carga/descarga se sitúa entre el 86-89%.

Su principal desventaja son las elevadas temperaturas de operación, por encima de 270 °C. Japón ha sido un país pionero en la investigación y desarrollo de baterías NaS desde 1983 por la *Tokyo Electric Power Corporation (TEPCO)* y NGK.

#### **3.2.8. BATERÍAS DE FLUJO**

Son un tipo de baterías en las que el electrolito contiene en disolución una o varias especies electroactivas que circulan a través del reactor convirtiéndose la energía química en eléctrica. Las reacciones que se producen en el reactor son reversibles y, por tanto, las baterías pueden cargarse y descargarse. Este hecho las diferencia de las pilas de combustible. Estos sistemas tienen una vida útil elevada, pero su densidad de corriente suele ser baja debido a la solubilidad limitada de los materiales activos. Su capacidad se puede variar incrementando o disminuyendo la cantidad de electrolito.

Una de las mayores ventajas que ofrecen es su alta eficiencia en almacenamiento y conversión (alrededor del 85%), así como su bajo tiempo de respuesta.

Con respecto a las baterías estándar presentan la ventaja de que en estos sistemas la capacidad energética, relacionada con el volumen de electrolito que viene dado por el volumen del tanque externo, es independiente de la potencia, que es función del tamaño del reactor. Sin embargo, son más complicadas que las baterías estándar, ya que requieren de bombas, sensores, unidades de control y tanques externos.

Uno de los proyectos más relevantes que utilizan esta tecnología son las baterías de vanadio (VRB) de SEI Osaka, Japón, con una capacidad de almacenamiento de 100 kWh instalada en 1996.

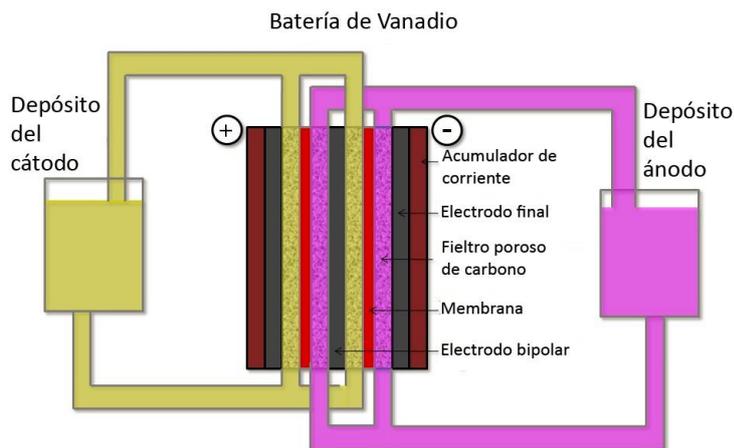


FIGURA 3.16. Funcionamiento de una batería de flujo de Vanadio (VRB). Fuente: [8]

### 3.2.9. COMPARACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO

A continuación, vamos a hacer una comparativa de algunas de las tecnologías de acumulación descritas anteriormente:

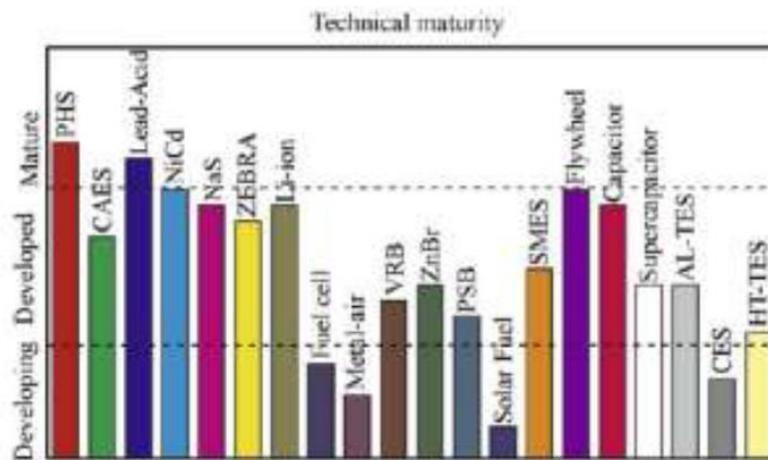
Tecnología		Densidad de potencia [W/kg]	Densidad de energía [Wh/kg]	Tasa de auto descarga diaria
Batería	Plomo-Ácido	75-300	30-50	0,1 – 0,3 %
	NiCd	150-300	50-75	0,2 – 0,6%
	NaS	150-230	150-240	20%
	ZEBRA	150-200	100-120	15%
	Li-ion	150-315	75-200	0,1 – 0,3%
Baterías de flujo	VRB	-	10-30	Despreciable
	ZnBr	-	30-50	Despreciable
	PSB	-	-	Despreciable
Volantes de inercia		400-1.500	10-30	100%
Condensadores		100.000	0,05-5	40%
Supercondensadores		100.000	2,5-15	20 – 40%
Superconductores		500-2.000	0,5-5	10 – 15%

TABLA 3.3. Comparativa de algunas características de los sistemas de acumulación. Fuente: [29]

Por una parte, la densidad energética de las tecnologías superconductores, condensadores y supercondensadores, así como de los volantes de inercia es muy baja. Sin embargo, su densidad de potencia es elevada lo cual implica que estas tecnologías son adecuadas para aplicaciones de calidad de suministro con alta tasa de transferencia de potencia y cortos tiempos de respuesta. Por otro lado, las baterías electroquímicas y baterías de flujo, presentan niveles medios de densidad de potencia y de energía.

En relación a la tasa de autodescarga diaria, aquellas tecnologías de almacenamiento cuya tasa es inferior al 1% tales como baterías de plomo-ácido, NiCd, Li-ion, baterías de flujo, son idóneas para el almacenamiento a medio-largo plazo (decenas de días). Las tecnologías con altas tasas de autodescarga, entre 10 y 40%, son adecuadas para el almacenamiento a corto plazo (horas). La tasa de autodescarga de los volantes de inercia indica que la energía almacenada se perderá si el periodo de almacenamiento es superior a un día. Estos dispositivos son adecuados para el almacenamiento de energía en el orden de minutos.

Según la madurez tecnológica (figura 3.17), las tecnologías de almacenamiento de energía se pueden clasificar en tres categorías: tecnologías maduras, tecnologías desarrolladas y tecnologías en fase de desarrollo.

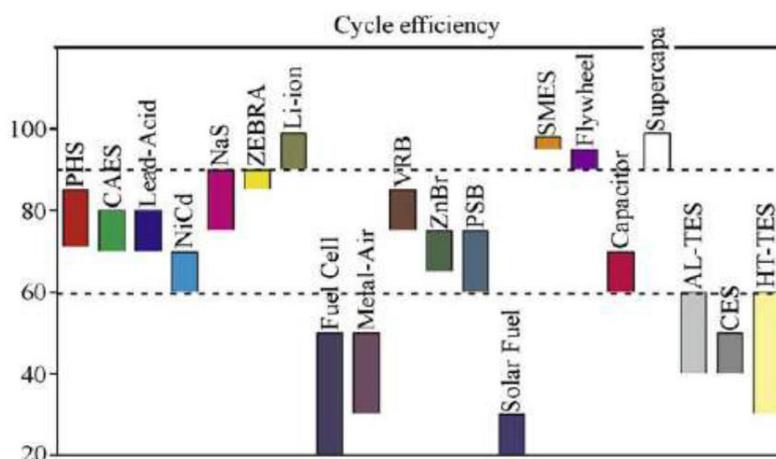


**FIGURA 3.17. Madurez de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.**

**Fuente: [29]**

Según el nivel de madurez tecnológica, se concluye que las baterías de plomo-ácido son la tecnología más madura y ha sido utilizada durante más de 100 años, seguida de otras ya maduras como las baterías NiCd, NaS, Zebra y Li-ion. Las baterías de flujo (VRB, ZnBr, PSB) son técnicamente viables y su aplicación está cada vez más generalizada.

En relación a la eficiencia del ciclo de carga-descarga, entendido como el cociente entre la energía eléctrica suministrada al dispositivo de almacenamiento en un ciclo completo de carga dividido por la energía eléctrica obtenida en un ciclo completo de descarga, la figura 3.18 muestra gráficamente este valor para las diversas tecnologías.



**FIGURA 3.18. Eficiencia del ciclo completo de carga-descarga para diversas tecnologías de almacenamiento. Fuente: [29]**

La figura anterior muestra que las baterías Li-ion tienen muy alta eficiencia, mientras que el resto de baterías electroquímicas y de flujo tienen valores de eficiencia comprendidos entre el 60% y el 90%.

La vida útil de las tecnologías de almacenamiento se puede indicar por el número de años naturales o mediante el número de ciclos equivalentes durante los cuales el dispositivo estará operativo. Las tecnologías de almacenamiento objeto de análisis presentan una vida útil limitada asociada al deterioro químico de las unidades con el tiempo. La tabla 3.4 muestra la vida útil para las diversas tecnologías objeto de estudio y se comprueba que las baterías de flujo tienen una mayor vida útil que las baterías electroquímicas.

Tecnología		Vida útil [años]	Ciclos equivalente [ciclos]
Baterías	Plomo-Ácido	5-15	500-1.000
	NiCd	10-20	2.000-2.500
	NaS	10-15	2.500
	ZEBRA	10-14	2.500+
	Li-ion	5-15	1.000-10.000
Baterías de flujo	VRB	5-10	12.000+
	ZnBr	5-10	12.000+
	PSB	10-15	-

**TABLA 3.4. Comparativa de la vida útil de los diferentes tipos de baterías. Fuente: [29]**

Además de los parámetros tecnológicos analizados anteriormente tales como la eficiencia del ciclo y la vida útil, los parámetros de coste de inversión por unidad de potencia eléctrica transferida y coste de inversión por unidad de energía almacenada

determinan el grado de implantación de una determinada tecnología de almacenamiento.

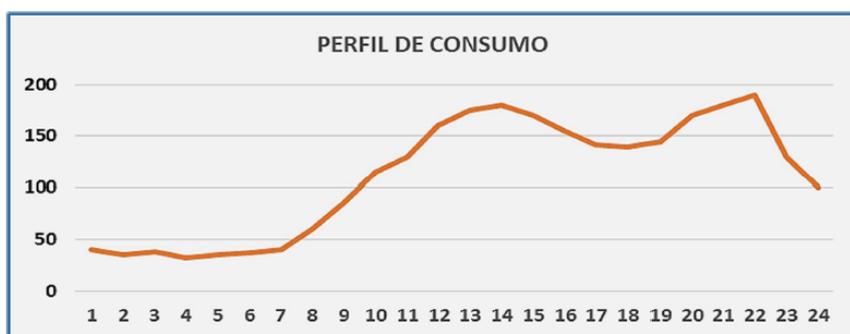
Tras la revisión de los parámetros tecnológicos influyentes en el grado de implantación de las tecnologías de almacenamiento eléctrico, se concluye que las tecnologías de almacenamiento susceptibles de integración a corto plazo en el ámbito de microrredes urbanas son las baterías electroquímicas. En el medio plazo, las baterías de flujo serán susceptibles de utilización, pero actualmente esta tecnología no está lo suficiente madura.

La combinación de baterías de diferente tipo en una misma microrred es una opción interesante, incluyendo baterías que proporcionen una gran potencia en pocos segundos (por ejemplo, Li-ion) junto con otras que entreguen mucha energía a largo plazo (por ejemplo, baterías de flujo).

### **3.2.10. EJEMPLO DE FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS**

Como reglas generales a la hora de calcular el subsistema de acumulación en una microrred; nunca deberíamos sobrepasar en la descarga el 50% de la capacidad disponible, tomar el valor de la capacidad medida en descarga adecuada 1, 5, 10 horas, etc. y ubicar las baterías en el lugar más fresco posible, donde se encuentren idealmente a una temperatura entre 20-25 °C. Esto es importante porque, como ya se comentó anteriormente, la vida del acumulador se resiente sustancialmente si está sometida a temperaturas superiores de forma sostenida.

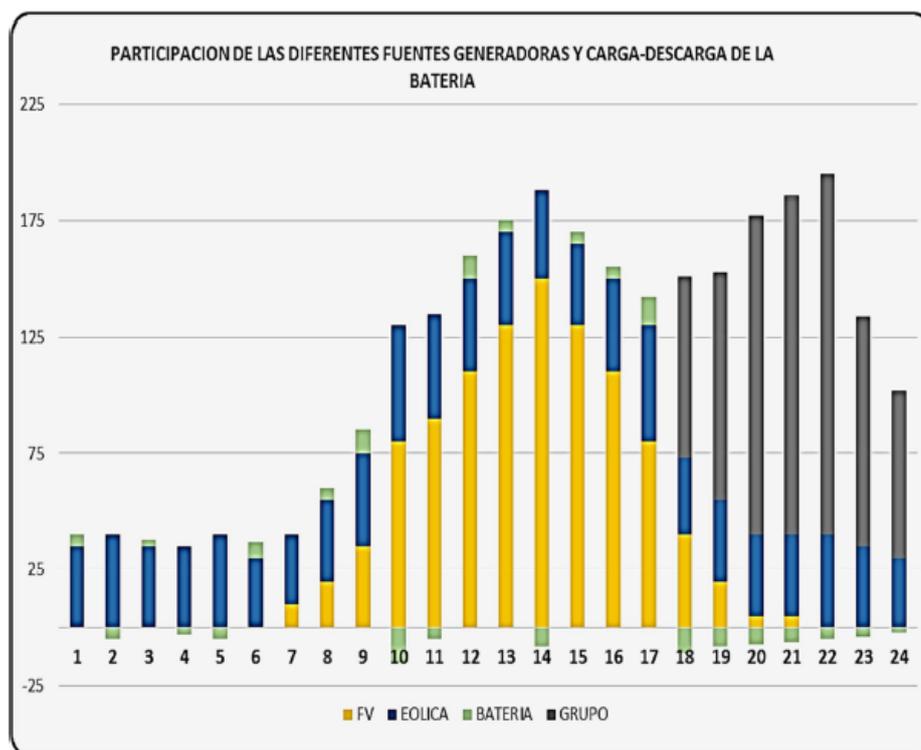
Para ilustrar un caso que nos enseñe el trabajo de una batería en una microrred, supondremos un perfil de consumo como el de la figura 3.19.



**FIGURA 3.19. Ejemplo de un perfil de demanda. Fuente: [6]**

En ella podemos observar cómo se establecen dos picos de consumo en el ciclo diario, el coincidente con las horas del mediodía y el nocturno.

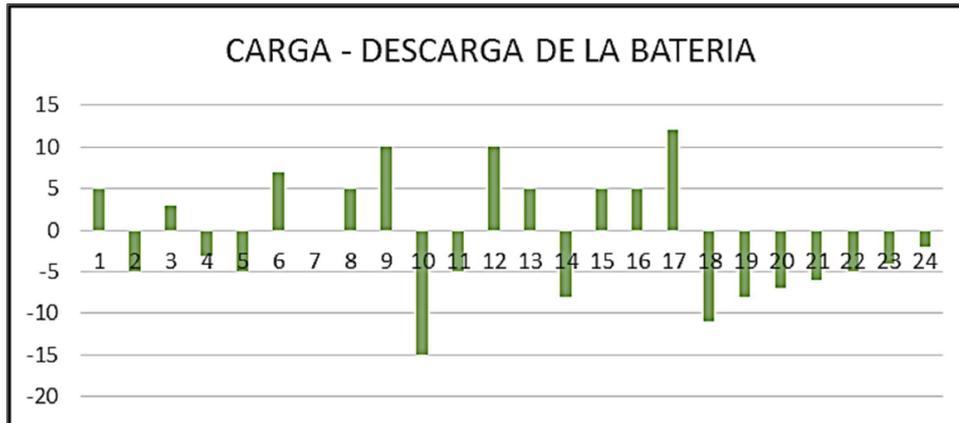
En el siguiente gráfico (figura 3.20) se muestran las aportaciones de cada generación para una microrred formada por generación eólica, fotovoltaica, grupo electrógeno y baterías.



**FIGURA 3.20. Aportación de las diferentes fuentes generadoras y batería. Fuente: [6]**

Entre la 1 y las 6 de la madrugada, la batería cubre las variaciones del generador eólico, aportando energía o recargando si hay excedente de producción. Hasta las 18 horas, la batería sigue inyectando energía o aprovechando el exceso de producción para recargar. Por último, entre las 18 y 24 horas, entra en funcionamiento el grupo electrógeno cubriendo las faltas de producción de eólica y fotovoltaica, y cargando las baterías.

Y si analizamos más detalladamente la secuencia de carga y descarga del acumulador (figura 3.21), vemos como en este ejemplo, nunca se descarga más de un 12% (a las 17 horas) observado también su recarga progresiva una vez que el grupo electrógeno comienza a funcionar.



**FIGURA 3.21. Secuencia de carga y descarga del acumulador. Fuente: [6]**

Como resumen, la misión de la batería es proporcionar energía complementaria cuando todas o alguna de las fuentes renovables de energía bien no están disponibles, o no dan en ese momento la energía necesaria. La frecuencia de los periodos sin o con baja generación de energía renovable, teniendo siempre en consideración la necesidad de mantener el estado de carga inexcusablemente por encima del 50%, ayudará en gran medida a determinar la capacidad necesaria de la batería. Esta decisión lógicamente tiene un impacto sobre los costos totales del sistema y si usamos más el equipo generador de respaldo, más reduciremos la capacidad de la batería y éste precisamente es el balance que tenemos que encontrar.

Recientemente también se está desarrollando la técnica de combinar dos tipos diferentes de tecnologías de almacenamiento en sistemas de minirredes de cierto tamaño. El plan consiste en usar tecnología de plomo-ácido tradicional para las descargas más lentas y de ciclo poco profundo y otras de ion-litio para proveer los picos de potencia. La rentabilidad económica aparece por el hecho de alargar la vida de las plomo-ácido con su menor precio intrínseco y disminuir la capacidad de las de ion-litio al tenerse que enfrentar solo a descargas potentes (pero puntuales) donde saca precisamente su mejor característica.



## **4. OPERACIÓN**

### **4.1. GESTIÓN DE LA DEMANDA**

#### **4.1.1. GESTIÓN DE LA DEMANDA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO**

La gestión de la demanda es la planificación e implementación de aquellas medidas destinadas a actuar en el lado del consumo energético, de manera que se produzcan los cambios deseados en la curva de demanda. El objetivo fundamental es conseguir un consumo eléctrico más homogéneo a lo largo del día mediante un desplazamiento de consumos desde los periodos punta a los periodos valle, así como una participación activa de la demanda en la operación del sistema eléctrico.

La gestión de la demanda puede ayudar a equilibrar el sistema eléctrico, por ejemplo, en caso de errores de previsión en la generación de energía renovable variable, pero también ofreciendo servicios complementarios como reserva rodante (capacidad energética adicional disponible de forma inmediata, proporcionada por los generadores conectados a la red cuya carga es inferior a la nominal).

Los distintos mecanismos de gestión de la demanda que pueden contribuir a lograr el efecto deseado se pueden agrupar en cuatro grandes bloques (figura 4.1). El grupo reducción del consumo está encaminado a reducir de forma global la demanda de energía eléctrica, sin especificar en qué momentos se produce esta rebaja. Las medidas encuadradas en desplazamiento del consumo de la punta al valle buscan un desplazamiento permanente de las cargas desde la punta al valle logrando así la adecuación de la curva de la demanda a la de la oferta. El llenado de valles tiene como objetivo que las incorporaciones de las nuevas demandas del sistema se produzcan preferentemente durante los momentos de menor demanda y finalmente los mecanismos de reducción de puntas están orientados a obtener un recurso a disposición de la operación del sistema ante situaciones de emergencia.

Mecanismos de Gestión de la Demanda		
Reducción del consumo	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Mejora de la eficiencia de los equipos y procesos</li> <li>* Concienciación sobre el ahorro energético</li> </ul>	
Desplazamiento del consumo de la punta al valle	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Discriminación horaria</li> <li>* Participación activa de la demanda en los mercados</li> </ul>	
Llenado de valles	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Almacenamiento (bombeo, otras tecnologías, ...)</li> <li>* Vehículos eléctricos</li> </ul>	
Reducción de puntas	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Servicio de interrumpibilidad</li> <li>* Gestión automática de cargas</li> </ul>	

**FIGURA 4.1. Mecanismos de gestión de la demanda. Fuente: REE**

El operador del sistema viene trabajando desde hace tiempo en la definición de un paquete de acciones de gestión de la demanda adicionales a considerar en el horizonte 2020 que permitan afrontar con éxito los retos planteados. Estas nuevas acciones se centran fundamentalmente en la potenciación de la modulación del consumo industrial y en el desarrollo de las funcionalidades de gestión de la demanda de los nuevos contadores inteligentes con funciones de telemedida y telegestión.

Es importante también nombrar otras dos importantes medidas de gestión de la demanda que forman parte de este paquete de acciones, pero que ya han sido implementadas. Éstas son el desarrollo de la figura del gestor de cargas, cuya actividad quedó regulada en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo y la discriminación horaria supervalle orientada al vehículo eléctrico, medida creada en el Plan de Acción 2010-2012, dentro del marco de la Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico y regulada en el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo. El desarrollo de la figura del gestor de carga introduce un mecanismo que posibilita la implantación de nuevas medidas de gestión de la demanda asociadas a la carga del vehículo eléctrico. Esta figura permitirá revender electricidad para la recarga de vehículos. Por otro lado, en relación a la discriminación horaria supervalle, y de forma general, la recarga lenta durante los periodos valle del sistema (horas nocturnas) logrará aumentar la adecuación de la curva de demanda del sistema eléctrico español a la de la oferta, incrementando la eficiencia en el uso de las infraestructuras y maximizando la integración de las energías renovables no gestionables y disminuyendo sus vertidos.

### **4.1.2. GESTIÓN DE LA DEMANDA DE UNA MICRORRED**

Los principios planteados en el apartado anterior pueden ser aplicados, a pequeña escala, en el entorno de las microrredes.

La gestión de la demanda acorde con las características del lugar y de las costumbres de los futuros usuarios de la microrred, es un elemento clave para el dimensionado de generadores y acumuladores. La gestión de la demanda permite al usuario el uso inteligente de la energía disponible en redes cuya generación es limitada o pulsante, tal como las realizadas con fuentes de energías renovables. No se puede consumir diariamente más energía que la que se ha generado y acumulado.

Por lo tanto, el diseño debe adecuarse al perfil de consumo previsto y debe ir acompañado de una buena y exhaustiva información de los futuros usuarios, en el uso y disfrute de la electrificación de la cual será beneficiario, además del propio control técnico del sistema.

La gestión de la demanda no puede ser efectiva sin la participación más o menos activa del cliente/usuario. Para ello es imprescindible que éste sea plenamente consciente de la manera en que se realiza su consumo, el precio de la energía que consume y de las opciones disponibles para su reducción, influyendo así en cuanta electricidad se usa y el momento en el que se hace.

Este hecho requiere dotar a los clientes de terminales de información, así como la posibilidad de realizar órdenes de reconexión manual o de modificación de tarifas, potencia contratada, etc.

A continuación, se plantean una serie de medidas a tener en cuenta de cara a garantizar una adecuación de la demanda a una microrred establecida, optimizando el aprovechamiento del recurso disponible:

- Limitación inicial del servicio a X horas diarias.
- Limitación de potencia en cada casa o consumidor.
- Uso obligatorio de lámparas de ahorro energético.
- Prohibición de ciertas cargas (hornillos eléctricos, estufas, etc.).
- Instalación de limitadores de energía en aquellas casas con consumos excesivos.

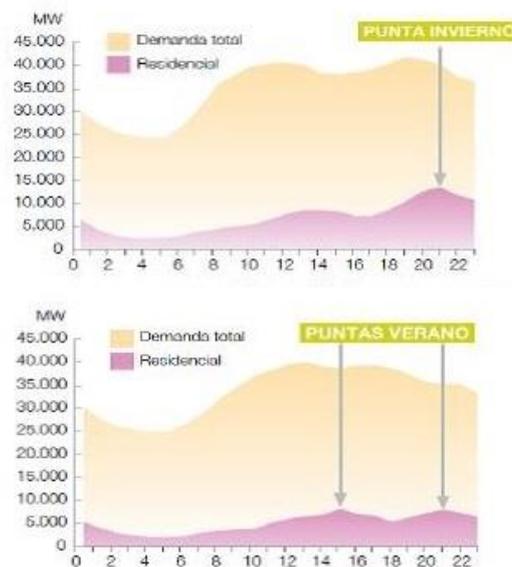
Todo ello con la pretensión de poder disponer de un suministro de energía eléctrica con unas condiciones mínimas de calidad y fiabilidad.

## 4.2. SISTEMAS DE CONTROL

### 4.2.1. INTRODUCCIÓN

Las microrredes generalmente trabajan con generación distribuida basada en energías renovables no convencionales, que a través de la electrónica de potencia acondicionan adecuadamente su entrega de energía. La gestión de los sistemas de control deberá asegurar que la explotación de la microrred, con sus correspondientes recursos energéticos en generación y almacenamiento, brinden la respuesta técnica más óptima a los requerimientos energéticos que plantea el perfil de la demanda, considerando así mismo los aspectos sociales y económicos, que conlleven a una mejor calidad de servicio y a una adecuada respuesta a las necesidades de la comunidad y sus usuarios.

Si analizamos la curva de demanda de los hogares (figura 4.2), vemos que en invierno sigue un perfil parecido a la demanda total, pero la punta se produce algo más tarde, entre las 9 y 10 de la noche. En verano, la curva cambia su aspecto al final del día, y además de en la tarde/noche se produce otra punta en las horas centrales del día.



**FIGURA 4.2. Curva de demanda en un hogar medio en invierno y verano. Fuente: REE**

Los principales problemas detectados en la instalación y operación de los modelos clásicos de microrredes pueden resumirse en la sincronización de las unidades distribuidas de generación, la gestión de corrientes de entrada (aquellas provocadas por motores y generadores de inducción) y la falta de balance entre fases eléctricas debida a la presencia de cargas y generadores monofásicos.

Por tanto, una microrred debe ser capaz, a través de su sistema de control, de solventar estos problemas garantizando un suministro fiable, así como asegurar la cobertura de la demanda eléctrica ajustando la potencia de los generadores, participar del mercado energético cuando sea requerido, mantener los niveles de servicio preespecificados para cargas críticas, entre otros. Para ello, será necesaria la presencia de un controlador central y unos controladores locales, así como una infraestructura de comunicaciones que permita la transmisión de información entre ellos.

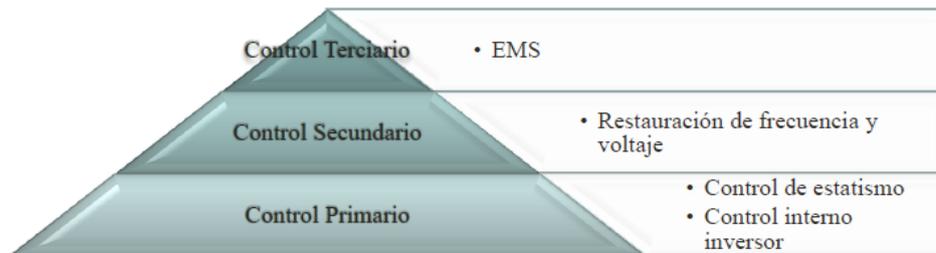
En términos de control de flujo de potencia dentro de una microrred, una unidad de generación puede ser gestionable o no gestionable. La salida de potencia de un microgenerador gestionable puede ser controlada externamente, a través de puntos de operación definidos por un sistema de control. Un ejemplo de una unidad de generación gestionable es un generador que utiliza un motor de combustión interna como su fuente de energía primaria. Este tipo de generadores cuentan con un sistema de control para ajustar la velocidad en base al flujo de combustible. El regulador automático de tensión controla la tensión del generador síncrono. De esta manera, el sistema de control y el regulador de tensión, controlan las salidas de potencia activa y reactiva en base a la estrategia de control.

En contraste, la salida de potencia de un microgenerador no gestionable es normalmente controlada en la condición de operación óptima de su fuente de energía primaria, por ejemplo, un generador eólico es operado con el fin último de extraer la máxima potencia del régimen de viento al cual está sometido. De esta forma la potencia entregada por la máquina varía de acuerdo con las condiciones de viento en cada momento. Las unidades de microgeneración que se basan en energías renovables son frecuentemente unidades que carecen de capacidad de despacho. Para maximizar la salida de una fuente de microgeneración basada en energía renovable, normalmente se aplica una estrategia basada en el seguimiento del punto máximo de potencia (MPPT) con el fin de entregar la máxima potencia bajo unas condiciones viables.

Como se ha comentado el capítulo 2.3, las microrredes pueden trabajar tanto conectadas a la red como en isla. Por lo tanto, la conexión y desconexión de la red principal es un suceso frecuente. Así, una microrred puede ser desconectada de la red principal cuando esta última falla o cuando su calidad de potencia no es satisfactoria. Gracias a esta virtud, los usuarios conectados a microrredes pueden obtener un suministro energético de mayor calidad. Además, es posible conseguir una generación más limpia y eficiente si se consideran aspectos ecológicos y económicos.

## 4.2.2. CONTROL JERÁRQUICO

El control jerárquico ha sido aplicado en sistemas eléctricos de potencia durante décadas y está comenzando a usarse en microrredes. De esta manera, se propone un sistema de control jerárquico de microrredes formado por tres niveles, representados en la figura 4.3.



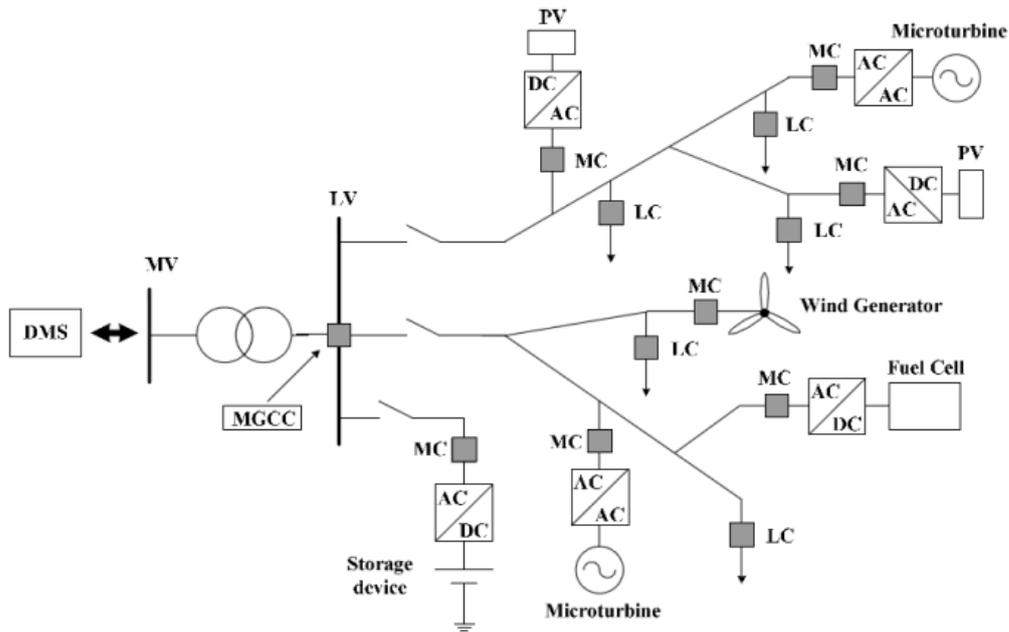
**FIGURA 4.3. Niveles de control de microrredes. Fuente: [1]**

El control terciario es el que se encarga de controlar el flujo de potencia entre la microrred y la red, ya sea de importación o exportación, realizando a su vez un trabajo de optimización económica. Se trata, por tanto, de un control exclusivo de microrredes conectadas a red. En algunas referencias también incluye el control de la generación eléctrica y es llevado a cabo mediante sistemas de manejo de energía (EMS).

El control secundario busca coordinar el trabajo de los agentes de la microrred, restableciendo los parámetros de frecuencia y voltaje a los valores nominales. También puede incluir la sincronización con la red para conectar y desconectarse de ésta.

El control primario es el que se encarga de simular el comportamiento físico de las máquinas síncronas en los convertidores de potencia para mantener el sistema estable, conservando los niveles de generación y evitando las desviaciones de los parámetros básicos en los terminales de los conversores.

Análogamente, estos tres niveles jerárquicos se encuentran distribuidos en el conjunto de la microrred como se puede observar en la figura 4.4, donde se muestran los componentes básicos de la configuración de una microrred.



**FIGURA 4.4. Arquitectura de una microrred. Fuente: [13]**

Los componentes físicos donde se encuentran implementados, respectivamente, los tres niveles jerárquicos serían:

- Sistema de gestión de distribución (*Distribution Management System* o DMS)
- Controlador central de microrred (*MicroGrid Central Controller* o MGCC)
- Controladores locales de microgeneradores (*Microsource Controllers* o MC) y controladores de cargas (*Load Controllers* o LC)

El DMS es un sistema de control de la red de distribución. Este sistema coordina la operación de la microrred con la red principal. Debe realizar las funciones de supervisión, control y adquisición de datos (*Supervisory Control and Data Acquisition* o SCADA), pero incorpora también otras funciones para analizar el sistema de distribución y operaciones de soporte para las condiciones actuales y futuras. En el caso de una microrred que solamente funciona de forma aislada, este sistema no es necesario.

Las funciones del MGCC pueden ir desde el monitoreo de las potencias activas y reactivas de los MC hasta asumir una responsabilidad total de la optimización de la operación de la microrred, enviando consignas de referencia a los MC y LC para poder coordinar los microgeneradores y cargas controlables, respectivamente.

En el nivel inferior de la jerarquía se encuentran todos los microgeneradores y equipos de almacenamiento, controlados por sus respectivos MC, y las cargas controlables, manejadas por sus LC. Dependiendo de su modo de operación, pueden tener un cierto nivel de inteligencia, para poder tomar algunas decisiones de forma

local. Por ejemplo, para el control de voltaje no es necesaria la coordinación con MGCC y todos los cálculos pueden ser realizados de forma local.

### **4.2.3. SISTEMA DE CONTROL MICRORRED AISLADA DE RED**

La principal diferencia con un sistema conectado a red es que, en modo aislado no está fijado el valor de tensión y frecuencia por la red principal, por lo que deben ser generados en la propia microrred; normalmente los grupos electrógenos o las baterías son los encargados de conformar la red, funcionando como fuentes de tensión. Así, el resto de generadores operan como fuentes de corriente, entregando las consignas fijadas por el control central.

En este tipo de microrredes se trabaja solo con los 2 niveles más bajos de la arquitectura mencionada anteriormente (primario y secundario). Así, el control de la microrred se limita a la gestión de los controladores locales (MC y LC) y del control central (MGCC), no siendo necesario el DMS para coordinarse con la red de distribución.

#### **4.2.3.1. CONTROL PRIMARIO**

El control primario se encarga de compartir la carga entre los inversores manteniendo el voltaje y la frecuencia del sistema dentro de rangos aceptables. Existen diversos tipos de control y variaciones de éstos, ya que los controladores utilizados se deben ajustar a las características individuales de cada microrred. Por ello, para definir el tipo de control a utilizar se debe saber con qué tipo de unidades generadoras se cuenta y en qué modo de operación se encuentra la microrred.

Al conectar varios convertidores en paralelo, las diferencias de tensión entre los mismos pueden dar lugar a corrientes circulantes, las cuales pueden ser dañinas para los equipos. En este sentido, existen diversas técnicas de control para evitar dichas corrientes y garantizar, así, un buen reparto de la carga. Estas técnicas se pueden clasificar en dos grupos:

- **Técnicas de reparto activo:** estas técnicas consiguen un reparto de potencia preciso y ofrecen, además, una tasa de distorsión armónica (THD) baja en la tensión de salida. Sin embargo, requieren comunicaciones entre los convertidores de potencia que limitan la flexibilidad y robustez del sistema. Dentro de este grupo, el método más común sería un control centralizado, de tal manera que se diseña un módulo central cuyas funciones son el cálculo y

envío de las consignas de potencias a generar en cada convertidor paralelizado. A su vez, debe existir una estrategia maestro-esclavo, uno de los convertidores paralelizados se comporta como maestro y el resto como esclavos que generan energía. Así, el convertidor maestro es el encargado de conformar la red y, a su vez, genera energía.

Estos sistemas dependen, en todo momento, del buen funcionamiento de las comunicaciones. Por lo tanto, a pesar del gran avance de las telecomunicaciones, se trata de sistemas menos robustos y, por lo general, complejos de implementar.

- **Técnicas droop:** estas técnicas evitan el uso de comunicaciones críticas, ofreciendo un sistema más flexible y robusto. Además, se consigue un sistema sin limitación en la disposición física de los módulos, ya que dichas técnicas están basadas en medidas locales. Se basa en el control de cada módulo de forma independiente, sin necesidad de comunicaciones ni módulos centrales indispensables para el buen funcionamiento del sistema. Esencialmente, el método droop se basa en el comportamiento de los generadores síncronos, de forma que las potencias P y Q generadas se pueden controlar a partir del ángulo y la amplitud de su tensión de salida, respectivamente. Esto consiste en dotar a dichos convertidores de sendas características droop, una que relacione la potencia P generada con la frecuencia de la tensión de salida y otra que relacione la potencia Q generada con la amplitud de dicha tensión.

Por otro lado, es posible que los convertidores tengan diferentes rangos de potencia. Entonces, para que cada convertidor genere una potencia proporcional a su potencia nominal, se diseñan características droop cuyas pendientes son proporcionales a su potencia.

Desde otro punto de vista, se podría decir que en el modo desconectado de red o modo aislado se puede tener una microrred con inversores funcionando como fuente de tensión/VSI (*Voltage Source Inverter*) y como fuente de corriente/CSI (*Current Source Inverter*) o solo en modo VSI conectados en paralelo. De esta manera, debe haber al menos un inversor en modo VSI lo que corresponde al control maestro-esclavo. En cambio, cuando hay más de un inversor operando en modo VSI estos comparten potencia activa y reactiva ajustando el valor de la frecuencia y voltaje, lo que se conoce como control de estatismo o control de la pendiente.

Por otro lado, tanto en microrredes aisladas como conectadas a red, se puede implementar un control droop en los generadores que funcionan como fuentes de corriente para apoyar al control de la frecuencia ante variaciones bruscas de la carga

conectada, ya que los equipos que conforman la red pueden tardar en estabilizar dicho parámetro.

En cuanto a las estrategias de despacho, dado el caso que la demanda en la microrred sea menor que la generación, el control central debe reducir la potencia generada de las fuentes de GD enviando señales a los controles locales o permitir la carga de las baterías. Si por el contrario la potencia demandada supera la potencia generada, debe ser activado un sistema de deslastre de carga (para cargas no críticas) o ingresar unidades de almacenamiento de energía.

#### **4.2.3.2. CONTROL SECUNDARIO**

Como se ha indicado anteriormente, el control secundario se utiliza para restablecer el valor de la frecuencia y el voltaje que disminuyen por el efecto de las curvas de estatismo, a su valor nominal. Para ello se miden la frecuencia y amplitud del voltaje en la microrred y se comparan con sus valores de referencia. La diferencia obtenida pasa a un controlador, generalmente un PI, para obtener el delta necesario para alcanzar el valor de referencia de estas variables.

Esta estrategia de control puede ser centralizada o distribuida. En el caso de ser centralizada se presenta el problema de necesitar comunicación desde el controlador central a los inversores. Esta comunicación debe tener un bajo ancho de banda para que el sistema sea robusto. En cambio, si la estrategia de control es distribuida puede darse que no todos los inversores lleguen al mismo valor de frecuencia y voltaje, debido a que entre cada inversor puede haber diferencias en las mediciones de frecuencia y voltaje, y a que las condiciones iniciales de los integradores pueden ser distintas.

En general, la mayoría de los controladores secundarios implementados son centralizados. Además de la desventaja de tener que utilizar comunicación, el control secundario centralizado tiene el problema de que una falla en el controlador produce un mal funcionamiento del sistema. Al implementar el control secundario de forma distribuida, todo el sistema no depende de una sola unidad.

El control secundario no siempre se implementa, porque algunas variedades de curvas de estatismo permiten evitarlo, y así no hacer necesaria la comunicación que éste utiliza. Otras veces no se realiza porque en el sistema en estudio no interesa alcanzar el valor nominal de frecuencia y voltaje, sino que basta con el valor que se obtiene mediante las curvas de estatismo.

## **4.2.4. SISTEMA DE CONTROL MICRORRED CONECTADA A RED**

En las microrredes conectadas a red, los valores de referencia de tensión y frecuencia vienen fijados por la red principal, por lo tanto, la prioridad será el control del reparto de la potencia activa y reactiva.

De este modo, la red funciona como fuente de tensión, mientras que los inversores de las fuentes generadoras funcionarán como fuentes de corriente controlada, en modo CSI o PQ, entregando los valores que el controlador central les asigne para cada instante.

### **4.2.4.1. CONTROL TERCARIO**

El control terciario definido como aquel cuya función es controlar los flujos de potencia activa y reactiva entre la red principal y la microrred se enmarca lógicamente dentro de las microrredes conectadas a red.

Según la fuente consultada, el control terciario puede utilizarse para variar la potencia entregada por los inversores en función de la frecuencia y el voltaje, así como controlar el flujo de potencia a través del punto de conexión con la red. También puede tener la función de optimizar la potencia entregada minimizando los costos a través de un sistema de manejo de la energía (EMS). Comúnmente, todos los EMS utilizan la información disponible de los estados de generación de las unidades de la microrred y mediante un optimizador buscan minimizar los costos de producción de la energía en el sistema. Se pueden definir los siguientes objetivos de un EMS:

- Entregar los puntos de operación a los generadores.
- Asegurar que se cumplen los requerimientos de carga (u otra característica) del sistema.
- Asegurar que la microrred cumple con los contratos con el sistema de transmisión.
- Minimizar las emisiones y las pérdidas.
- Maximizar la eficiencia de los generadores.
- Proveer lógica y control para desconectar y conectar de la red principal a la microrred.

Las estrategias de despacho de una microrred son complejas y se deben estudiar para cada caso concreto. Por ejemplo, cuando se cuenta con generador diésel y baterías es necesario determinar cómo se efectúa la carga de baterías (generador diésel o renovables), y qué elemento (baterías o generador diésel) tiene prioridad

cuando la demanda excede la energía generada por las fuentes renovables. También habrá que determinar los momentos en los que será necesario el intercambio de energía con la red de distribución, ya sea para asegurar el suministro en caso de fallo de la generación disponible o para vender energía a la red en caso de excedentes en la generación.

#### **4.2.4.2. SINCRONIZACIÓN CON LA RED**

Debido a la posibilidad de las microrredes de operar aisladas y conectadas a la red principal, se debe estudiar un tercer estado, que es el de sincronización de la microrred y la red. Cuando una microrred operando aislada se conecta a la red, esta conexión puede no ser lograda si no se logra sincronizar el ángulo del voltaje de la microrred con el del voltaje de la red. Esto se puede producir a causa del control de estatismo, ya que con éste la frecuencia depende de la potencia activa, lo que implica que hay una diferencia entre la fase del voltaje de la microrred y el voltaje de la red. Debido a ello se puede producir que la microrred no se sincronice con la red debido a que en el punto de conexión se unen las líneas de la microrred y la red, y las frecuencias no pueden ser distintas.

Para sincronizar el inversor a la red, se propone conectar un integrador al control de estatismo para desplazar la curva de estatismo hasta alcanzar la frecuencia inicial. En la práctica, si los inversores no están conectados a la barra al mismo tiempo, la condición inicial de los integradores no es la misma y la carga compartida se aleja de su óptimo.

Otra solución es esperar que las redes se sincronicen por accidente en el instante que las fases coinciden. El problema de este método es que la sincronización puede tardar bastante tiempo.

Por otro lado, se puede conectar un inversor al punto de conexión. Este inversor se sincroniza con la red principal para luego hacer la sincronización sencilla. Sin embargo, el inversor se sobrecarga si hay muchos inversores funcionando en la microrred.

Otro método propuesto sería medir el voltaje y el ángulo en el punto de conexión a la red y se fija el valor medido como referencia de voltaje para los inversores. De esta forma se desconecta el control de estatismo mientras el sistema se está sincronizando. Este método tiene la desventaja de necesitar comunicación para funcionar.

## **4.2.5. INFRAESTRUCTURA DE COMUNICACIONES**

Debido a la variabilidad de la generación, los requerimientos de seguridad y las características de las cargas conectadas, es necesario definir una infraestructura de comunicaciones eficiente que permita la interacción de todos los agentes que configuran la microrred.

El sistema de comunicaciones es uno de los factores más relevantes en el funcionamiento de una microrred, pues permite tener un flujo de datos entre las fuentes de generación de potencia y los sistemas de transmisión, distribución y consumo.

Debido a la existencia de fuentes renovables como la solar y la eólica, la potencia generada en las fuentes de energía puede incrementarse o disminuir dependiendo de la visibilidad del sol o la disponibilidad del viento. Estos cambios son del orden de milisegundos o inclusive minutos cuando hay ausencia total de sol y viento. De igual manera, la constante conexión y desconexión de cargas sin un adecuado conocimiento del recurso energético disponible genera inestabilidad en la red.

Cuando el intercambio de datos entre equipos se realiza a través de un sistema de comunicaciones, es importante definir el sistema de transmisión común que se va a utilizar. También es necesario definir informaciones relativas al establecimiento de enlaces o conexiones y cómo se va a mantener el diálogo durante esas conexiones. Los convenios que establecen el lenguaje para el diálogo dentro de cada capa se denominan protocolos.

A su vez, un bus de campo es un sistema de transmisión de información (datos) que simplifica enormemente la instalación y operación de máquinas y equipamientos industriales utilizados en procesos de producción. El objetivo de un bus de campo es sustituir las conexiones punto a punto entre los elementos de campo y el equipo de control a través del tradicional lazo de corriente de 4-20 mA o 0-10 V (DC), según corresponda.

En los últimos años, varios grupos han intentado generar e imponer una norma que permita la integración de equipos de distintos proveedores. Sin embargo, para las comunicaciones a nivel de célula y de campo no existe un bus de campo universal hasta la fecha. Varias normas intentan imponerse, existiendo dos más destacadas: Profibus y Fieldbus Foundation, aunque también tienen una amplia difusión ASI, LonWorks, Interbus, DeviceNet, Modbus, Hart, ControlNet, WorldFip, Fip, etc.

También existe una tendencia a implantar tecnología como Ethernet, que comienza a utilizarse en redes industriales de bajo nivel para sistemas en tiempo real.

La principal desventaja de Ethernet, sobre todo en lo que se refiere a su utilización en entornos que trabajan en tiempo real, es que no se puede garantizar que una trama se va a enviar en un tiempo máximo conocido, no es determinista, debido a la posibilidad de que las colisiones se repitan reiteradamente.

Se implementaba originalmente sobre cable coaxial, sin embargo, se han desarrollado especificaciones para que la red Ethernet se pueda implementar sobre otros soportes físicos (par trenzado o fibra óptica) y permitiendo mayores velocidades de transmisión. Así mismo, el control de acceso al medio ha evolucionado a una red conmutada, que agiliza el tráfico de la red, aumenta el ancho de banda, aumenta el número de nodos que pueden ser conectados y minimiza la pérdida de mensajes y el retardo en la propagación. Este hecho ha provocado que Ethernet se haya incorporado definitivamente al entorno industrial como medio de transmisión fiable, rápido y prácticamente determinista.

Como principales ventajas de Ethernet Industrial pueden enumerarse:

- Reducción del costo del hardware.
- Amplia selección de medios de transmisión: cobre, fibra óptica e inalámbrico.
- Altas velocidades de transmisión de datos.
- Provee una infraestructura de red sin fracturas, desde el nivel corporativo hasta el nivel de planta.
- La mayoría de los fabricantes de soluciones para buses de campo, han desarrollado protocolos propios basados en Ethernet (como Ethernet/IP, Modbus/TCP, Profinet, entre otros).

Otros beneficios serían el bajo costo, los altos rendimientos y la interoperabilidad superior sobre soluciones de buses de campo tradicionales. Además, se ve reducido significativamente el tiempo de instalación comparado con cualquier otra tecnología de este tipo.

A continuación, en la tabla 4.1 y en la figura 4.5 se puede ver una comparación de las características de diversos buses de campo.

Nombre	Topología	Soporte	Máximo Dispositivo	Ratetrans bps	Distancia Max Km	Comunicación
Profibus DP	línea, estrella, anillo	Par trenzado, Fibra óptica	127/segm	hasta 1.5M y 12M	0.1segm 24fibra	Master/Slave, Peer to peer
Profibus PA	línea, estrella, anillo	Par trenzado, Fibra óptica	14400/segm	31.5K	0.1segm 24fibra	Master/Slave, Peer to peer
Profibus-FMS		Par trenzado, Fibra óptica	127/segm	500K		Master/Slave, Peer to peer
Foundation Fieldbus	estrella	Par trenzado, Fibra óptica	240p/segm 32.768 sist	100M	0.1par 2fibra	Single/multi master
LonWorks	Bus, anillo, estrella, lazo	Par trenzado, Fibra óptica, coaxial radio	32768/dom	500K	2	Master/Slave, Peer to peer
Interbus	Segmenta-do	Par trenzado, Fibra óptica	256/nodos	500K	400/segm 12.8 total	Master/Slave
DeviceNet	Troncal/puntualc/bifurcación	Par trenzado, Fibra óptica	2018 nodos	500K	0.5 6c/repetid	Master/Slave, Multi-master, Peer to peer
ASI	bus, estrella, anillo, estrella	Par trenzado, Fibra óptica	31 p/res	167K	0.1, 0.3 c/rep 24fibra	Master/Slave
Modbus	línea, estrella, árbol, red con segmentos	Par trenzado, Coaxial, radio	1250 p/segm	1.2 a 115.2K	0.35	Master/Slave
Ethernet industrial	bus, estrella, malla, cadena	Coaxial, Par trenzado, Fibra óptica	400p/segm	10, 100M	0.1 100 mono c/switch	Master/Slave Peer to peer
Hart		Par trenzado	15 p/segm	1.2K	0.1segm 24fibra	Master/Slave

**TABLA 4.1. Comparación de características entre algunos buses. Fuente: [27]**

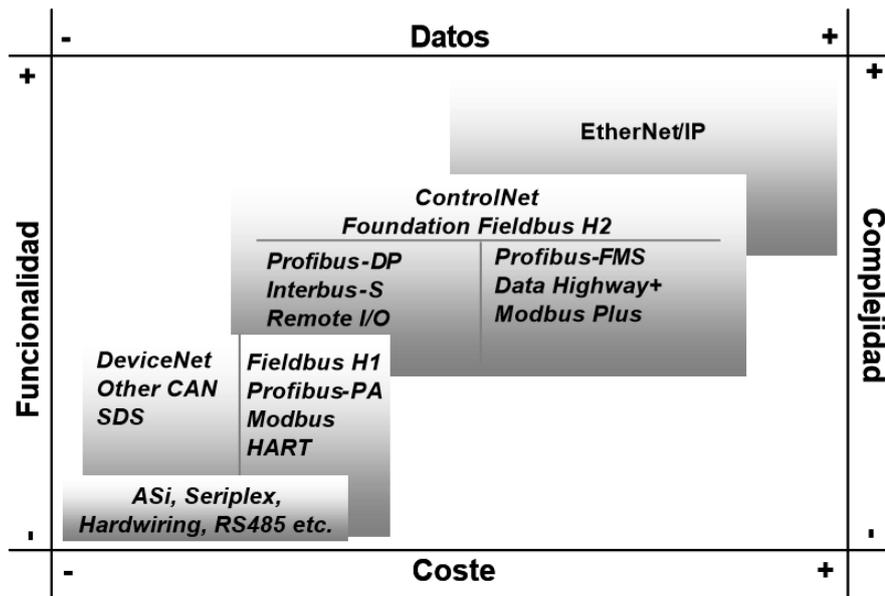


FIGURA 4.5. Clasificación de diversos buses de campo.

## 4.2.6. EJEMPLOS DE CONTROL

A continuación, se va a exponer, a modo de ejemplo, la gestión de dos microrredes mediante situaciones concretas, una conectada a red y otra aislada.

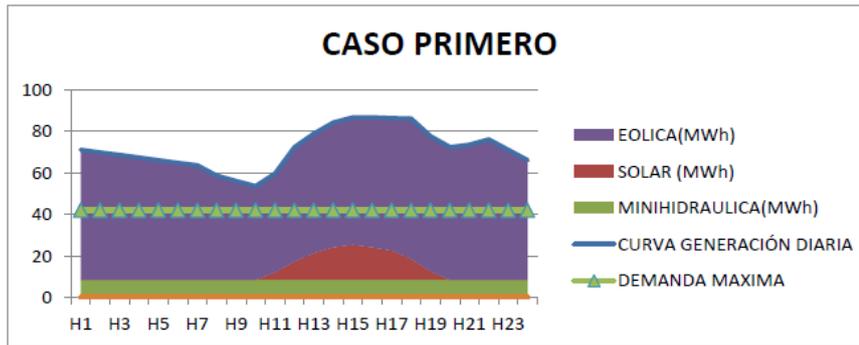
### 4.2.6.1. CONECTADO A RED

En este apartado se va a reflejar el estudio del funcionamiento de una hipotética microrred conectada a red para satisfacer la demanda de la ciudad de Huesca, el cual ha sido extraído de un PFC realizado por Almudena Valenciano López en la Universidad Pontificia de Comillas en 2015 [31]. Debido a la falta de información de demanda disponible, este estudio se realiza partiendo de la situación más desfavorable, que sería una demanda anual igual a la máxima.

La microrred dispone de generación solar fotovoltaica, eólica y minihidráulica. Además, posee una tecnología de producción de hidrógeno, que será empleado en pilas de combustible o almacenado.

#### 4.2.6.1.1. GENERACIÓN RENOVABLE DISPONIBLE

En este caso, toda la generación no gestionable se encuentra disponible. En la figura 4.6 se representa el perfil diario de generación en esta situación, así como la suposición del caso más desfavorable, una demanda constante e igual al máximo.



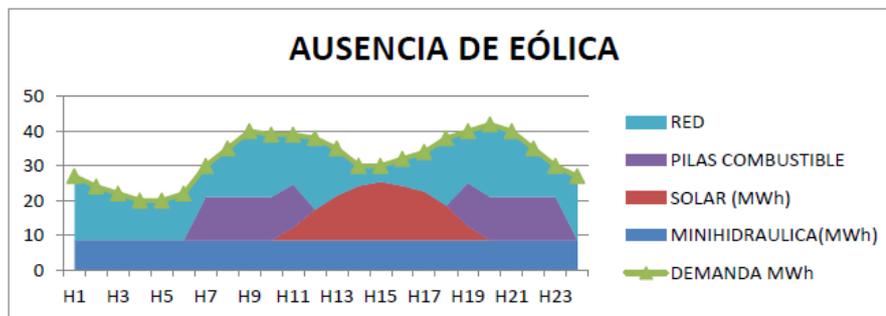
**FIGURA 4.6. Cobertura de la demanda con la generación renovable disponible.**

**Fuente: [31]**

Se puede observar que se cubre la demanda ya que el máximo demandado se encuentra en todo momento por debajo de la curva de generación, por lo que en esta situación se vendería la energía no utilizada para satisfacer la demanda a la red. Al no ser necesario el uso de pilas de combustible, en esta situación el hidrógeno producido será almacenado en su totalidad.

#### **4.2.6.1.2. AUSENCIA DE GENERACIÓN EÓLICA**

Este caso representa la situación más desfavorable, ya que supone la tecnología que representa mayor porcentaje de generación diaria.



**FIGURA 4.7. Cobertura de la demanda en ausencia de eólica. Fuente: [31]**

Como se puede observar en la figura 4.7, en ningún momento se logra satisfacer la demanda mediante la generación solar y la minihidráulica, por lo que es necesaria la utilización de las pilas de combustible.

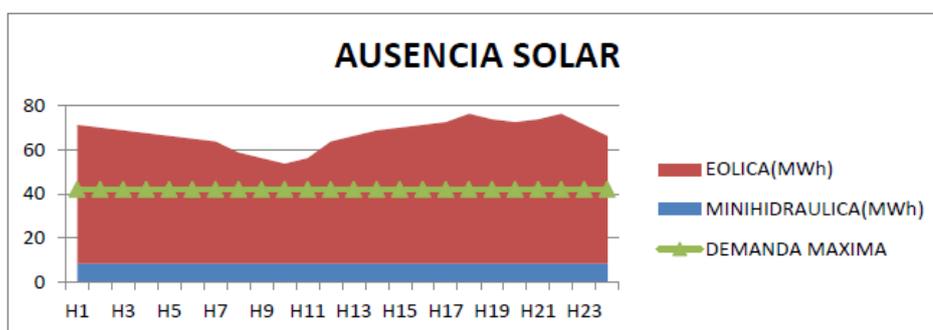
Para casos como éste, se supone una producción de 10 horas mediante pilas de combustible, de forma que se garantice que la demanda se cubre en los momentos pico.

En este caso, teniendo en cuenta el almacenamiento disponible se pueden producir 125 MWh diarios mediante pilas de combustible, lo que equivale a 12.5 MW durante las 10 horas de operación de las pilas de combustible.

Al resultar el precio de la electricidad comprado de la red más caro en las horas pico, se ha optado por conectar las pilas durante esos intervalos diarios.

#### 4.2.6.1.3. AUSENCIA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

La generación diaria en caso de indisponibilidad de la generación fotovoltaica se muestra en la figura 4.8.

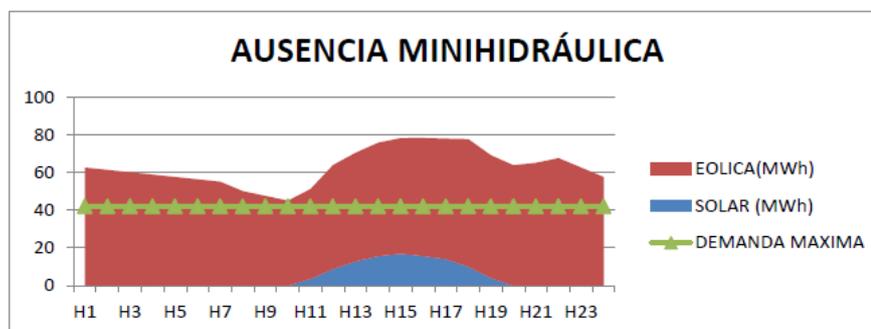


**FIGURA 4.8. Cobertura de la demanda en ausencia de fotovoltaica. Fuente: [31]**

Como se puede observar, al estar disponible la generación eólica, el total de generación se encuentra en todo momento por encima del máximo de demanda, no siendo necesario el uso de las pilas de combustible.

#### 4.2.6.1.4. AUSENCIA DE GENERACIÓN MINIHIDRÁULICA

La generación diaria en caso de indisponibilidad de la generación minihidráulica se muestra en la figura 4.9.



**FIGURA 4.9. Cobertura de la demanda en ausencia de minihidráulica. Fuente: [31]**

Como se puede observar, igual que ocurre en el caso de ausencia de fotovoltaica, la generación eólica posee una capacidad de generación superior en todo momento al máximo de demanda diario por lo que no será necesario el uso de pilas de combustible siempre que la generación eólica se encuentre disponible.

#### **4.2.6.1.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Tal como se ha podido observar en los casos representados, siempre que la generación eólica esté disponible, será suficiente para satisfacer la demanda sin necesidad de recurrir a las pilas de combustible, por lo que a priori se podría pensar que no sería necesaria su utilización. Sin embargo, la energía eólica es una fuente altamente no gestionable y dependiente de la aleatoriedad atmosférica, siendo sus horas equivalentes de funcionamiento de 2200 horas frente a las 8760 horas anuales. Es decir, la probabilidad de tener energía eólica es del 25%.

Lo mismo ocurre con la energía solar fotovoltaica y con la minihidráulica, que poseen horas equivalentes de funcionamiento de 1492 h y 2300 h respectivamente, siendo sus probabilidades de funcionamiento de 17% para fotovoltaica y 26% para minihidráulica.

En base a estas probabilidades, queda justificada la necesidad de disponer de pilas de combustible, ya que la disponibilidad de las tecnologías no gestionables es muy reducida a lo largo del año.

Por otra parte, se ha podido observar que, en el caso más desfavorable, ausencia total diaria de la tecnología eólica, la dependencia de la red externa sería del 40%. Sin embargo, se trata de una situación poco probable, por lo que la dependencia energética siempre será menor.

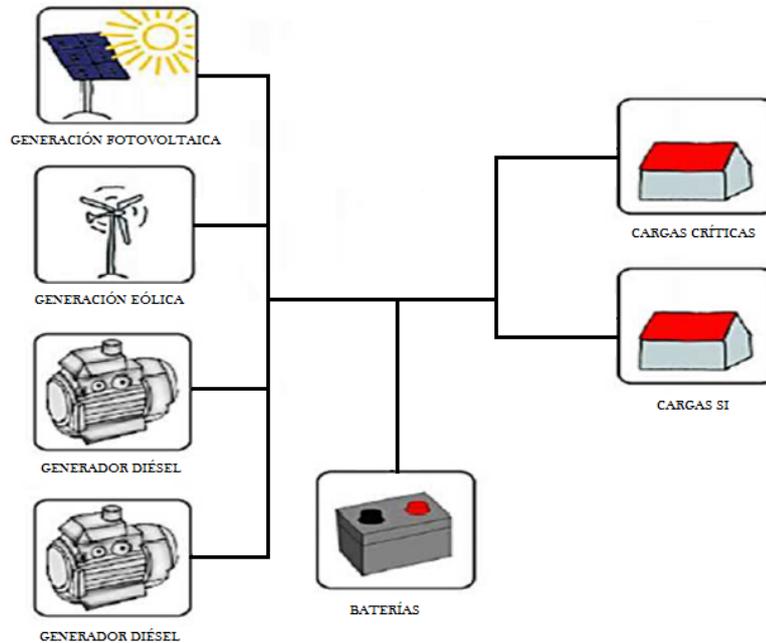
#### **4.2.6.2. AISLADO DE RED**

El ejemplo que se va a ilustrar a continuación se trata de la simulación de un modelo de microrred realizada con Matlab/Simulink en un PFC realizado por Ángel J. González López en la Universidad Carlos III en 2012 [11].

La microrred objeto de estudio está formada por generación fotovoltaica y eólica. Además, posee una estación de baterías y dos generadores controlables, uno principal (G1) que trataremos de mantener siempre que podamos al valor máximo posible para maximizar la eficiencia; y otro de respaldo (G2) que actuará solo en el caso de que el principal se encuentre saturado. En cuanto a las cargas, existen

cargas críticas que no pueden ser desabastecidas y cargas con servicio de interrumpibilidad (SI).

En la figura 4.10 puede observarse el esquema de la configuración de la microrred objeto de estudio.



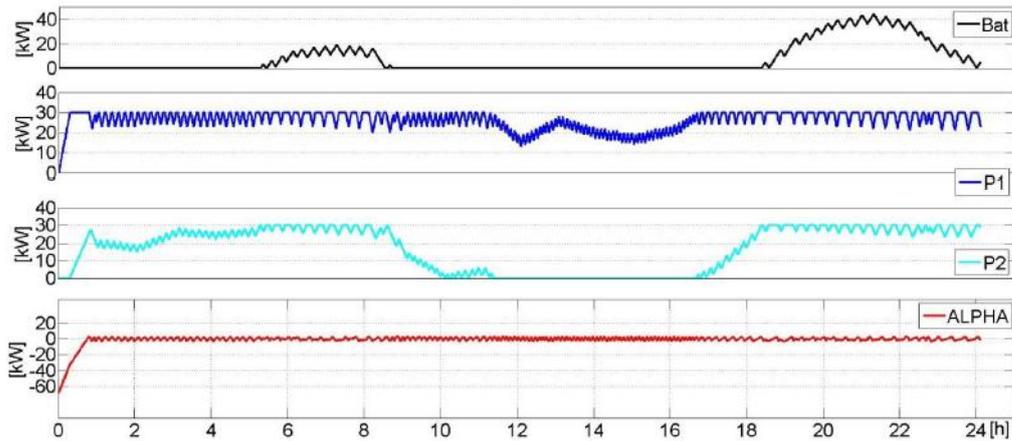
**FIGURA 4.10. Esquema de la microrred.**

#### **4.2.6.2.1. SITUACIÓN ESTABLE**

Los generadores están dentro de sus límites y no hay necesidad de aporte de baterías ni interrupción de la carga con SI. El G1 es capaz de controlar el déficit de generación renovable y el G2 completa los periodos en los que el G1 se encuentra saturado. Dado que el G2 nunca entra en saturación y no existe excedente renovable, las baterías no entran en funcionamiento.

#### **4.2.6.2.2. GENERADORES LIMITADOS**

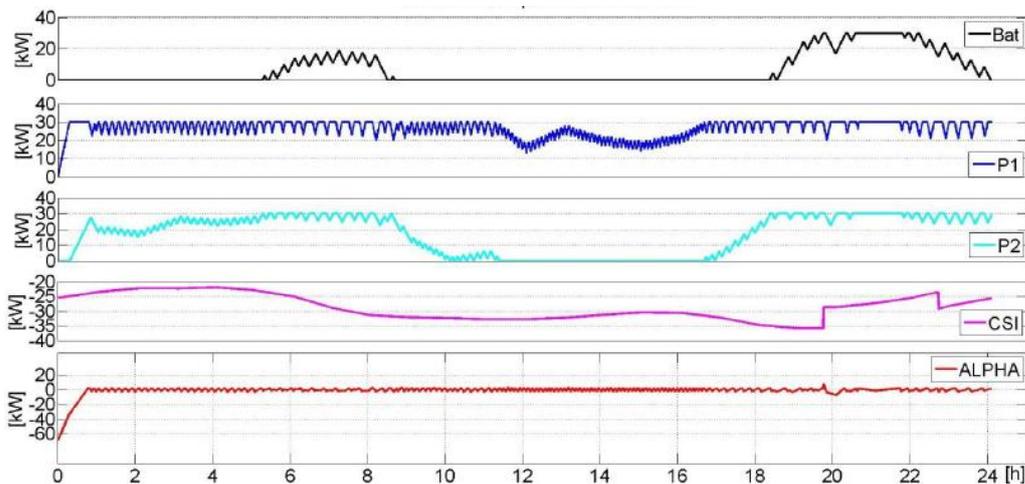
Hay momentos en los que ambos generadores están saturados, por lo que las baterías deben suministrar lo suficiente para cubrir las cargas (figura 4.11).



**FIGURA 4.11. Comportamiento de la microrred con los generadores saturados.**  
Fuente: [11]

#### 4.2.6.2.3. SATURACIÓN DE EQUIPOS

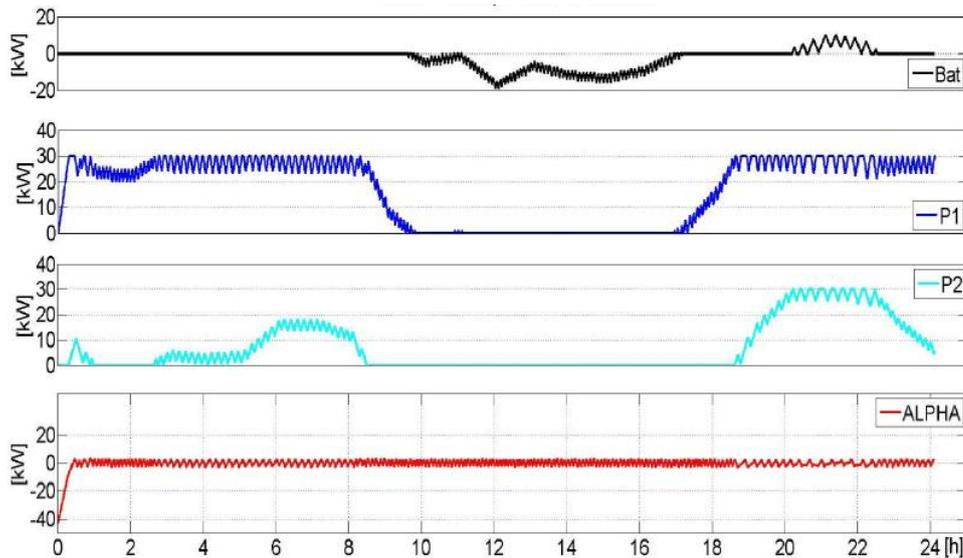
Hay momentos en los que los generadores y las baterías están saturados. En esta situación no se puede hacer frente a la demanda por lo que el SI de la carga que lo tiene contratado se dispara, ayudando a devolver el sistema al equilibrio (figura 4.12).



**FIGURA 4.12. Comportamiento de la microrred con los generadores y baterías saturados.** Fuente: [11]

#### 4.2.6.2.4. EXCEDENTE RENOVABLE

En este caso se estudia la situación de excedente de generación renovable en algunos periodos del día. El parque de baterías absorberá ese excedente renovable y podrá usarlo en periodos posteriores (figura 4.13).



**FIGURA 4.13. Comportamiento de la microrred con excedente renovable. Fuente: [11]**

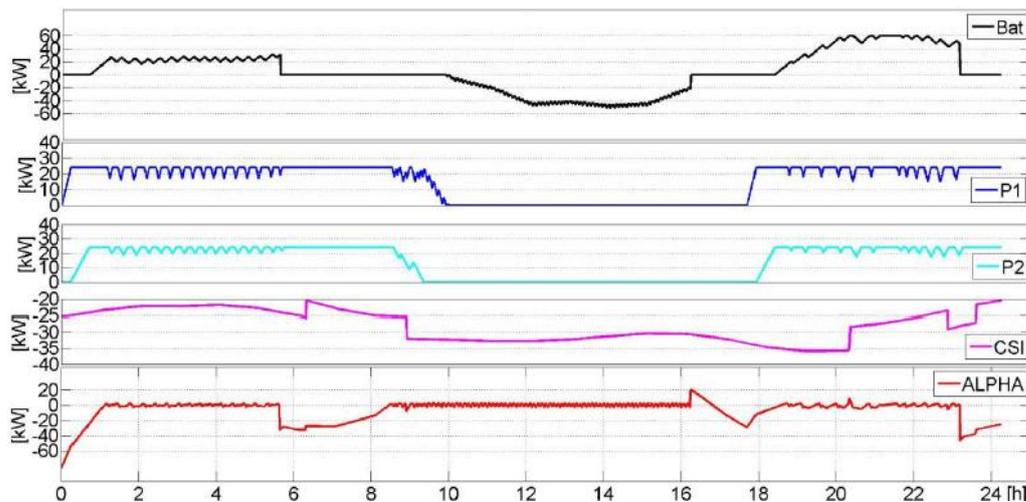
#### **4.2.6.2.5. ALTA INESTABILIDAD GENERACIÓN-CARGA**

A lo largo del día se presentan las siguientes circunstancias:

- Los dos generadores controlados están saturados a su valor máximo y las baterías tratan de suministrar el excedente de consumo que falta por cubrir.
- Las baterías se descargan por completo, con los generadores al máximo y ya no se puede asumir el excedente de consumo, lo que provoca una situación crítica en la microrred. Se activa el SI de la carga controlada, lo que reduce el nivel de carga de la microrred tratando de favorecer al equilibrio generación-carga.
- Se llega a mediodía con un excedente claro de generación renovable (fotovoltaica), situación ideal para recargar las baterías.
- G1 y G2 están desconectados y las baterías plenamente cargadas (y sigue habiendo demasiada generación respecto de la demanda). Las baterías ya no pueden absorber ese excedente.
- A partir de las 5 pm, la generación PV se reduce sustancialmente, la carga se mantiene en la misma franja de valores, lo que implica la necesidad de aporte de generación auxiliar.
- Los G1 y G2 se ponen en funcionamiento, llegando a sus valores máximos. Las baterías que ya estaban cargadas tratan de hacer frente al déficit actual de generación.

- Surge una nueva situación crítica en el día. Las baterías tocan sus límites pico máximos de aporte de energía, por lo que se da orden de actuación del SI de la carga controlada que dispone de éste.
- Además, las baterías se descargan completamente y los generadores siguen al máximo. Esto último es la situación que se produjo al comienzo del día actual (el SI actúa).

A continuación, en la figura 4.14 se puede observar la dinámica ante esta situación crítica.



**FIGURA 4.14. Comportamiento de la microrred con alta inestabilidad generación-carga. Fuente: [11]**

Dados los periodos de excedente renovable, debería considerarse un aumento de capacidad en el parque de baterías de manera que pueda absorberse el máximo excedente renovable para poder dar cobertura en los periodos de necesidad. De no tener un parque de capacidad bien ajustada este excedente se perdería o si fuera posible, se podría conectar a la red principal para exportar esa energía. Si bien, lo ideal es que la MR sea completamente autosuficiente y sea dimensionada de tal manera que esté lo más ajustada posible para absorber el máximo de energía renovable.

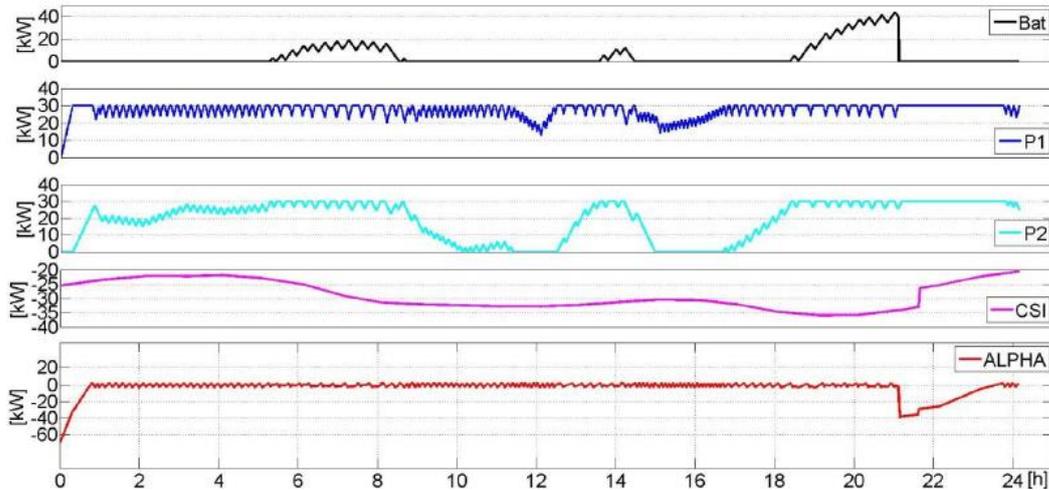
Quizás convenga evaluar la ratio coste-beneficio de aumentar los límites máximos de los generadores o el parque de baterías, pues existen periodos de larga duración en los que se encuentran saturados.

#### **4.2.6.2.6. MODIFICACIÓN REPENTINA DE LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS**

En este caso se va a exponer la situación del paso de una nube grande durante un espacio corto de tiempo, cortando la generación PV momentáneamente:

- La nube provoca una caída drástica de la generación renovable cuando teóricamente más generación PV se estimaba poder obtener.
- G1 se satura y G2 intenta dar apoyo saturándose de la misma forma.
- Las baterías cubren el déficit que falta por cubrir, pero al intervenir en este momento descargan parte de la energía necesaria para cubrir periodos más críticos, en los que la energía renovable PV es menor (noches).
- Por este motivo, las baterías quedan totalmente descargadas cuando más se las necesita, y esto es, cuando G1 y G2 están totalmente saturados y la energía renovable es escasa.
- Como último recurso, el SI de la carga controlada actúa y consigue finalmente establecer el equilibrio y reducir el error a un valor cercano a cero. A este efecto cabe señalar que, de no haber actuado este recurso, la microrred no habría logrado estabilizarse tan rápido, habiendo requerido mucho más tiempo para hacer cero el error.

En la figura 4.15 se puede observar la dinámica descrita ante esta situación crítica.

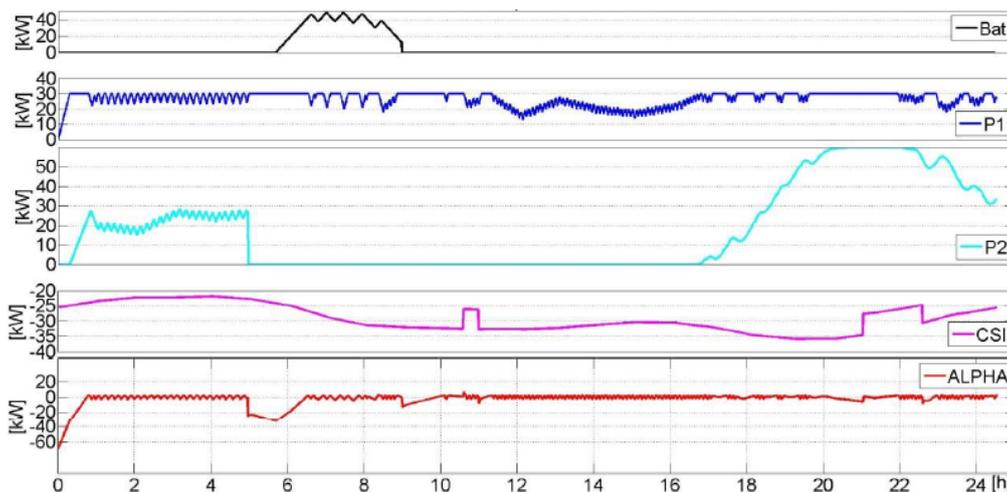


**FIGURA 4.15. Comportamiento de la microrred ante modificaciones repentinas de las condiciones climáticas. Fuente: [11]**

#### **4.2.6.2.7. FALLO REPENTINO DE UN GENERADOR CONTROLADO**

En este apartado se simula el fallo repentino del G2 durante su funcionamiento, y su posterior reenganche tras repararlo a lo largo del día:

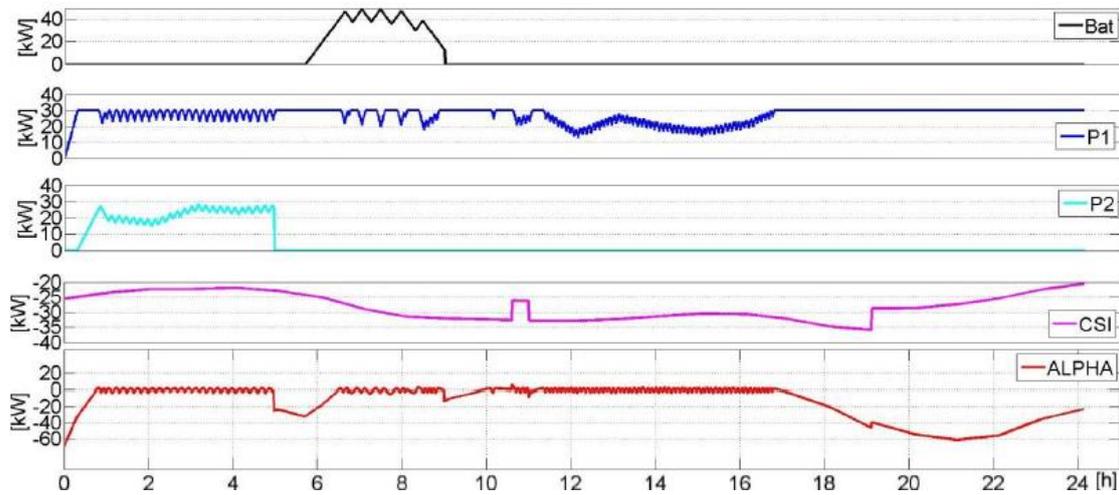
- El G1 se satura rápidamente intentando dar cobertura a la demanda que impone la microrred.
- El G2, por lo tanto, da cobertura al G1 saturado.
- Se produce el fallo repentino del G2, por lo que es necesario que las baterías intenten dar cobertura tras esta pérdida.
- Las baterías quedan totalmente descargadas por lo que el déficit de generación hace disparar al SI de la carga controlada que intenta paliar la situación crítica.
- Los equipos de mantenimiento acuden a reparar el generador averiado.
- Al mediodía, por la producción renovable favorable, el G1 deja de estar saturado. Cuando llegan las horas en las que esta generación comienza a descender, se vuelve a saturar, pero los equipos de mantenimiento ya han logrado reparar el G2 que comienza a dar cobertura de nuevo.
- El respaldo de las baterías al fallo del G2 ha ocasionado que éstas se encentren totalmente descargadas, lo que junto a las saturaciones de G1 y G2 dispara el SI de la carga controlada por segunda vez en la jornada.



**FIGURA 4.16. Comportamiento de la microrred ante el fallo repentino de G2 (con su posterior reparación). Fuente: [11]**

Como puede verse en la figura 4.16, el control de la microrred se estabiliza rápidamente tras fallar el G2, y gracias al aporte de las baterías y la posterior recuperación del generador se hace posible mantener la microrred en equilibrio.

De no haberse producido la recuperación del generador en el mismo día, habría sido imposible dar cobertura a la microrred en las horas finales del día, pues las baterías estarían totalmente descargadas y el G1 saturado (figura 4.17).



**FIGURA 4.17. Comportamiento de la microrred ante el fallo repentino de G2 (sin su posterior reparación). Fuente: [11]**

Como en casos anteriores, puede ser interesante ampliar la capacidad del parque de baterías para cubrir este tipo de contingencias en la microrred con algo más de holgura, o el nivel pico de funcionamiento del G1.

## **5. EJEMPLOS DE MICRORREDES**

### **5.1. I-SARE (2014)**

#### **5.1.1. INTRODUCCIÓN**

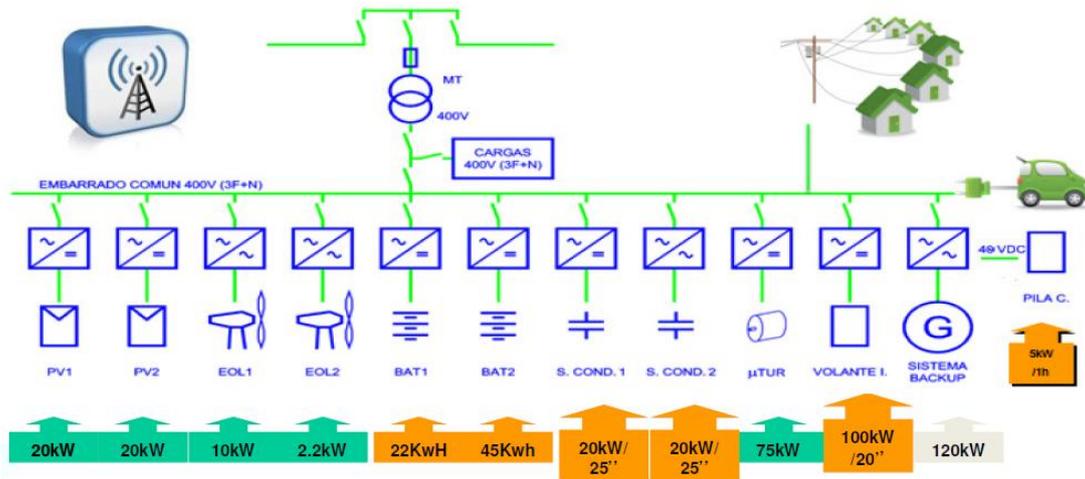
Impulsada por la Diputación Foral de Guipúzcoa y ubicada en el Edificio Energetic del Polígono 27 en San Sebastián, i-Sare Microgrid Guipúzcoa es la primera microrred experimental operativa del Estado con 400 kW de potencia y servirá como banco de ensayo para desarrollar y experimentar la eficacia y viabilidad de diferentes tecnologías de generación y almacenamiento eléctrico.

I-Sare es un pequeño ecosistema inteligente de sistemas de generación, almacenamiento y distribución eléctrica controlados localmente. Gestiona eficientemente la energía para poder ajustar al máximo la generación a la demanda en cada momento, buscando siempre la mayor eficiencia (el coste energético mínimo, favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable. Al gestionar la energía de manera eficiente, optimizando los recursos y distribuyendo la energía de forma automatizada e inteligente, i-Sare contribuye al ahorro de energía, reduciendo costes, optimizando las infraestructuras e incrementando la fiabilidad del sistema.

En cuanto a su dotación, i-Sare contiene los siguientes elementos principales:

- Energía renovable: generación fotovoltaica (paneles monocristalinos), generación eólica (de eje vertical y de eje horizontal) y pila de combustible de hidrógeno.
- Generación tradicional: grupo diésel.
- Cogeneración: turbina de gas.
- Sistemas de almacenamiento: baterías de plomo, baterías de ion-litio, supercondensadores y volante de inercia.
- Coche eléctrico: un punto de recarga rápida y otro de recarga lenta.
- TICs: software de gestión inteligente, control de red distribuido, SCADA central y conexión con la red troncal.

En la figura 5.1 se muestran estos componentes de la microrred a modo ilustrativo.



**FIGURA 5.1. Configuración de la microrred i-Sare.**

## **5.1.2. CONTROL JERÁRQUICO**

Para gestionar la MG, se ha propuesto un sistema de control de 3 niveles:

- El nivel primario contiene el control interno de cada una de las unidades que componen la MR. Está basado en el control droop, implementado en los convertidores de cada elemento de la microrred y orientado a evitar las comunicaciones críticas entre los equipos conectados en paralelo, de manera que permite aumentar la seguridad del sistema y evitar las restricciones originadas de las grandes distancias entre los distintos equipos.
- El nivel secundario restablece las desviaciones en frecuencia y amplitud originadas en la MR. Además, incorpora un algoritmo de sincronización, un algoritmo de desequilibrios y un algoritmo de supresión de armónicos.
- El nivel terciario se encarga de gestionar de manera óptima los recursos energéticos disponibles en la red. Esta constituido principalmente por el Unit Commitment (UC) y el Despacho Económico (ED). El UC decide, a partir de la previsión de la demanda, que unidades estarán disponibles a lo largo del tiempo; mientras que el ED fija las potencias de cada elemento que entra en juego, de manera que el coste global para atender la demanda sea mínimo. Para la implementación del Despacho Económico se ha empleado el Método de Iteración Lambda puesto que se ha trabajado con funciones de coste continuas y convexas. Mediante uso de multiplicadores de Lagrange se establecen las condiciones que deben cumplir cada generador para alcanzar así el punto óptimo de funcionamiento.

En cuanto al Unit Commitment, existen dos posibilidades:

- Lista de Prioridades (PL): consiste básicamente en asignar a cada unidad una prioridad de arranque. Se necesita una previsión de la demanda y un pronóstico de la generación de las fuentes renovables. Hay que tener en cuenta que los sistemas de almacenamiento entrarán en funcionamiento de manera que eviten o retrasen la entrada de un generador previamente especificado (la carga de un almacenador tiene lugar siempre que esto no signifique la puesta en marcha de un nuevo generador).
- Algoritmos Genéticos (GA): se basa en los principios de la selección natural y permite abordar una gran variedad de problemas de optimización como lo es el UC.

En esta microrred se ha optado por trabajar con el procedimiento de Algoritmos Genéticos, ya que los resultados de los costes obtenidos para atender la demanda son menores y el tiempo empleado para obtener una solución óptima es asumible.

### **5.1.3. COMUNICACIONES**

Se ha utilizado un conjunto de herramientas de código abierto, desarrollado para crear sistemas de control distribuido con requerimientos en tiempo real basado en un esquema cliente/servidor, conocido como EPICS.

Las razones por las cuales se ha decidido utilizar esta herramienta para el desarrollo del sistema de comunicaciones son:

- Es un software de código abierto, utilizado para control distribuido en grandes instalaciones científicas.
- Es un estándar “de facto”. Los posibles “bugs” que se encuentren en el futuro serán compartidos por muchos usuarios, por lo que un gran número de programadores colaboradores participará en su solución.
- Al ser código abierto, se dispone de un gran número de aplicaciones que sirven de esqueleto base para integrarlo en nuestro sistema en diferentes lenguajes de programación.
- Puede utilizarse con diferentes sistemas operativos.
- Exige un trabajo de configuración más que de programación.
- ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*), tercer proyecto más caro de la historia, ha decidido utilizar EPICS, lo que demuestra que es una de las mejores opciones disponibles.

## **5.2. ATENEA (2013)**

### **5.2.1. INTRODUCCIÓN**

La instalación está ubicada en el recinto del Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores (LEA) de CENER, en el polígono industrial Rocaforte de Sangüesa (Navarra) y ha sido desarrollada por el Departamento de Integración en Red de Energías Renovables.

La microrred de CENER conjuga una amplia variedad de sistemas de generación tanto renovables como convencionales junto con un gran catálogo de sistemas de almacenamiento avanzados. El objetivo de esta instalación es demostrar la viabilidad de esta alternativa de suministro energético integral en un entorno industrial además de servir como banco de pruebas y laboratorio de ensayos para tecnologías relacionadas con el desarrollo de microrredes.

Se trata de una microrred orientada a la aplicación industrial concebida para dar servicio a parte de las cargas eléctricas de las propias instalaciones del Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores (LEA), así como a parte del alumbrado público del polígono industrial Rocaforte. Su arquitectura es tipo AC, es decir, todos los elementos se conectan a un mismo bus AC para llevar a cabo el intercambio de energía entre ellos. Este bus AC se conecta en un único punto con la red eléctrica, lo que permite la interacción con la misma. Dentro de la microrred se realiza una distribución de energía eléctrica en AC.

Los principales objetivos de la instalación son:

- Gestionar la potencia generada en cada momento de manera que el suministro de energía a las cargas asignadas esté asegurado en todo momento.
- Hacer que la potencia consumida por las cargas sea en todo lo posible proveniente de fuentes renovables, fomentando de este modo la independencia energética del LEA.
- Proteger las instalaciones existentes de faltas provenientes tanto de la red eléctrica como de la microrred.
- Ser capaz de enviar los excedentes energéticos producidos a la red eléctrica, de forma que la microrred no funcione como un ente aislado de la red de distribución sino como parte activa de la misma.
- Servir como banco de ensayos para nuevos equipos, sistemas de generación, almacenamiento de energía y estrategias de control y protección de microrredes.

Los principales equipos de los que dispone actualmente la microrred son:

- Instalación fotovoltaica de 25 kWp: campo fotovoltaico constituido por 90 módulos de 275 W instalados sobre el tejado del edificio que alberga el laboratorio. Los módulos se distribuyen en 6 cadenas en paralelo de 15 módulos en serie cada una. La instalación consta también de un inversor trifásico de 25 kW.
- Aerogenerador de potencia nominal de 20 kW con generador síncrono de imanes permanentes con tecnología *full-converter*, bipala, con un diámetro de rotor de 11.7 metros situado sobre una torre con una altura de 30 metros.
- Grupo electrógeno diésel de potencia nominal 55 kVA, capaz de funcionar sincronizado a la red mediante un cuadro de sincronismo específico.
- Microturbina de gas de 30 kW de potencia nominal con intercambiador de calor de 63 kWt para su aprovechamiento térmico en la instalación.
- Banco de baterías de tecnología plomo ácido de gel, capaces de suministrar 50 kW de forma ininterrumpida durante 2 horas, formado por 180 módulos de 2V cada uno.
- Batería de flujo de vanadio con capacidad para proporcionar 50 kW durante aproximadamente 4 horas. Está compuesta por un módulo de stacks para el intercambio iónico, dos tanques con dos disoluciones de ácido sulfúrico con diferentes especies de vanadio y un módulo para el bombeo del electrolito desde los tanques hasta los stacks, además de los sistemas de control y de conversión de potencia adecuados.
- Módulo estacionario de baterías de ion litio con una capacidad de energía de 25 kWh nominales capaz de asumir potencia en carga/descarga de 54/80 kW y picos de potencia en carga/descarga de 88/107 kW.
- Banco de supercondensadores capaz de proporcionar 30 kW durante 45 segundos.
- Banco de supercondensadores capaz de proporcionar 10 kW durante 7 segundos.
- Vehículo eléctrico con cargador trifásico embarcado con pack de baterías de LiFePO de 100 Ah/24 kWh.
- Banco de cargas trifásicas con una potencia aparente total 120 kVA dividido a su vez en 87.63 kW y 87.63 kVAr. Los valores de potencia se dividen de manera equilibrada para cada una de las tres fases. El objetivo de este equipo es poder simular cualquier perfil de demanda.

## **5.2.2. SISTEMA DE CONTROL**

La microrred es gobernada por un sistema de control que se encarga de:

- Monitorizar todas las variables eléctricas de la red externa (tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva intercambiada, factor de potencia...).
- Monitorizar todas y cada una de las variables eléctricas para cada una de las líneas eléctricas (tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva y sentido de ambas, factor de potencia.).
- Monitorizar los estados de carga de todos y cada uno de los sistemas de almacenamiento de energía.
- De acuerdo a las variables registradas y a las restricciones eléctricas presentes, el sistema de control, según un algoritmo que define la estrategia de gestión de la planta, enviará las siguientes señales:
  - o Consignas de potencia activa y reactiva para las fuentes de generación controlables.
  - o Consignas de potencia activa y reactiva a ceder/absorber para los distintos sistemas de almacenamiento de energía.
  - o Desconexión de líneas y de consumos.
  - o Limitación de potencia activa generada y factor de potencia deseado para las fuentes renovables.
  - o Desconexión de fuentes renovables.

Existen dos modos de funcionamiento del sistema: uno de ellos consiste en permanecer conectados directamente a la red eléctrica externa de media tensión a través del transformador de potencia (modo conectado), y el otro modo consiste en funcionar de manera aislada de la red eléctrica, siendo uno de los sistemas de almacenamiento quien genere la red eléctrica a través del control adecuado de su interfaz de electrónica de potencia (modo aislado).

Cuando la microrred se encuentra conectada a la red pública (modo conectado), el modo de funcionamiento es el siguiente:

- Si la generación a través de los sistemas renovables es superior al consumo de las cargas, el excedente de energía será absorbido por los sistemas de almacenamiento siempre que se encuentren lo suficientemente descargados. Si no la pueden absorber total o parcialmente, este excedente de energía se verterá a la red pública para que pueda ser utilizada por otros consumidores.
- Si la generación renovable es inferior al consumo de las cargas, el defecto de energía será cubierto por los sistemas de almacenamiento si se encuentran

dentro de los niveles de carga adecuados. En caso contrario, la red eléctrica externa será quien alimente las cargas.

- En definitiva, se trata de lograr que el consumo de las cargas sea aportado por los elementos que componen la microrred y evitar en la medida de lo posible consumir energía de la red.
- Cabe destacar que la estrategia de gestión para cada una de los sistemas de almacenamiento dentro del sistema de control de la microrred no es idéntica. Para este modo de funcionamiento, el objetivo es disponer del mayor estado de carga posible en las baterías de plomo-ácido, para cuando se pase a trabajar en modo aislado, disponer de la mayor energía posible almacenada, además de evitar someterlas a un número de ciclos excesivo que pudiera acortar su vida útil. No es el caso de la batería de flujo, que a pesar de que interesa que disponga de un estado de carga medianamente elevado, no interesa que se encuentre excesivamente cargada, ya que su función dentro de la microrred para el funcionamiento en aislado es diferente.

Cuando debido a una falta en la red pública, o por decisión del operador del sistema, la microrred trabaje de forma aislada (modo aislado), el funcionamiento será el siguiente:

- La batería de flujo, a través de su convertidor, establecerá la red eléctrica proporcionando las referencias de tensión y frecuencia para el resto de los sistemas. Este sistema de almacenamiento, será el que actúe de estabilizador de la red, es decir, absorberá o aportará los excesos y defectos de potencia puntuales, derivados de los desequilibrios instantáneos entre generación y demanda.
- El sistema de gestión, por su parte, hará que, si la generación renovable es superior al consumo de la carga, este exceso de energía sea absorbido por las baterías de plomo-ácido, y en caso de que estas no puedan absorber dicha energía, será la propia batería de flujo quien absorba este exceso. La propia batería de flujo también dispone de un límite de seguridad en el estado de carga que evite que esta no pueda desempeñar las funciones de estabilización de la red, por lo que en el caso de que esta batería llegue a este límite, a los sistemas renovables se les limitará la potencia captada del recurso renovable o incluso la parada de los mismos si los estados de carga de las baterías superan los límites de seguridad más exigentes.
- Por otro lado, si el consumo de las cargas es superior a la energía generada por los sistemas renovables, este defecto de energía será aportado en primera instancia por la batería de plomo-ácido, siempre que se encuentre por encima de su límite inferior de carga. En caso contrario será la propia

batería de flujo quien aporte el defecto de energía. Al igual que en el caso anterior, la batería de flujo también dispone de un límite inferior para la descarga, por tanto, si los estados de carga de las dos baterías están por debajo de los límites inferiores, se procederá a arrancar el generador diésel.

- El arranque del generador diésel tratará por un lado de alimentar las cargas, y aportará un pequeño exceso de energía para poco a poco ir cargando las baterías. Este exceso de energía generado por el grupo electrógeno, será pequeño, ya que el objetivo es utilizar el mínimo combustible fósil posible e intentar cargar las baterías a partir de los sistemas renovables. Para ello, en un futuro se trabajará sobre la posibilidad de gestionar éste y algunos otros casos de funcionamiento de la microrred a través de predicciones meteorológicas.

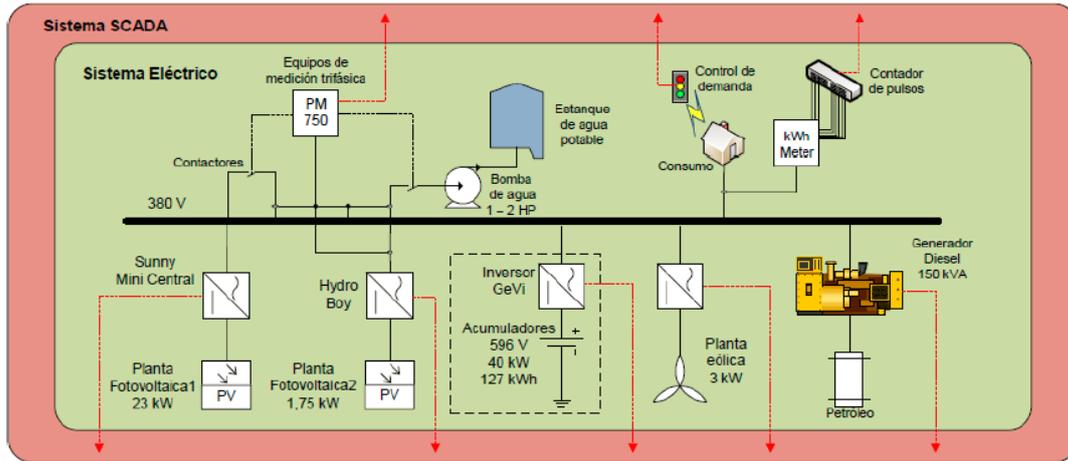
## **5.3. HUATACONDO (2010)**

### **5.3.1. INTRODUCCIÓN**

Huatacondo es un pequeño pueblo aislado, ubicado en el desierto de Atacama, al norte de Chile, compuesto por aproximadamente 30 familias. El sistema fue diseñado por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

El proyecto consistió en construir una microrred basada en los recursos renovables particulares de la zona, junto al generador diésel ya existente, y ofrecer suministro eléctrico las 24 horas del día.

El diseño final de la microrred de Huatacondo lo muestra la figura 5.2., donde se evidencian los distintos recursos de generación, almacenamiento y consumos. El sistema está formado por paneles fotovoltaicos, una turbina eólica, un generador diésel, un banco de baterías y un mecanismo de gestión de la demanda colocado en cada casa.



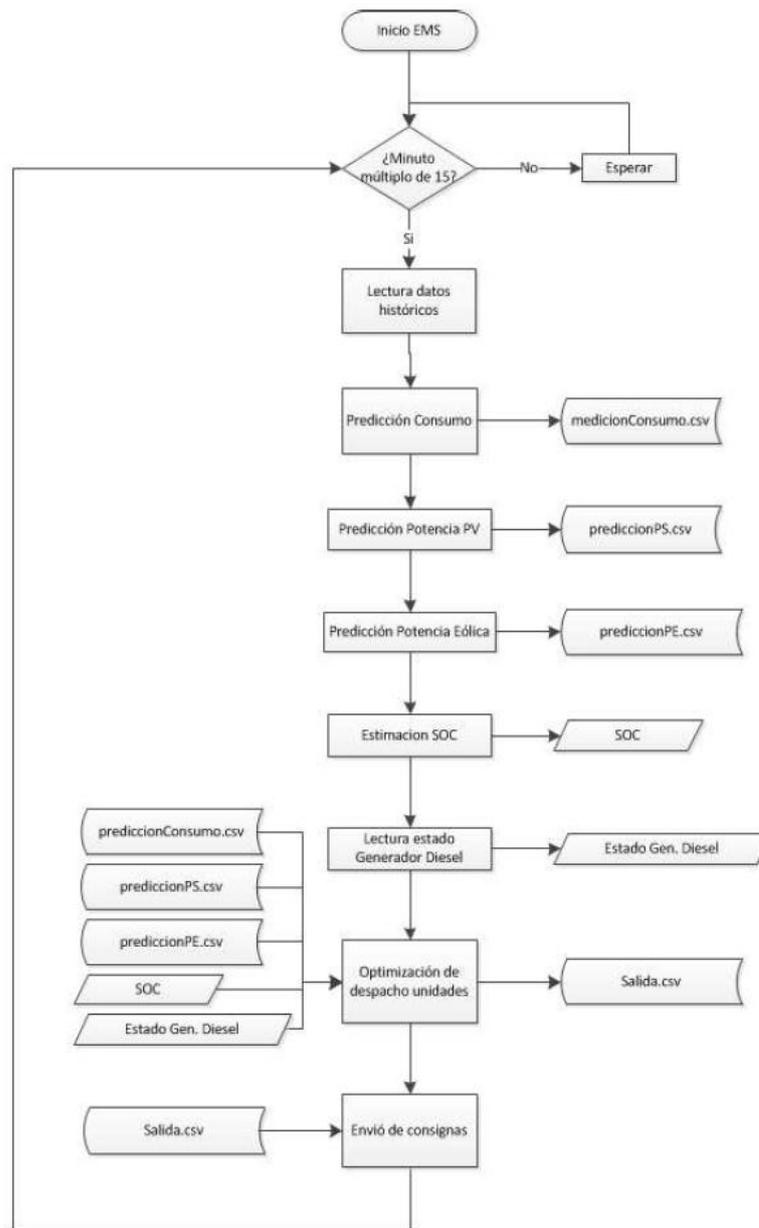
**FIGURA 5.2. Arquitectura de la microrred de Huatacondo. Fuente: [13]**

### **5.3.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA**

Para la operación automatizada de la microrred de Huatacondo se propone un Sistema de Gestión de Energía de Control Centralizado. Se propone además el uso de horizonte deslizante, realizando un despacho de las unidades disponibles cada 15 minutos, con el objeto de ajustarse mejor a las condiciones de viento, sol, demanda y energía en la batería.

Para el correcto funcionamiento de la microrred se requerirá predicción de los consumos residenciales, predicciones de la potencia fotovoltaica que generará la planta fotovoltaica y predicciones de la potencia eólica que generará el aerogenerador para las próximas 48 horas. Además, se requiere conocer el estado de carga del sistema de baterías y el estado encendido/apagado del generador diésel al momento de realizar la optimización. Con toda esta información, se podrá realizar una optimización del despacho de las unidades generadoras, para minimizar los costos operacionales de la microrred.

En la figura 5.3 se puede observar el diagrama de flujo simplificado del programa para el EMS propuesto.



**FIGURA 5.3. Diagrama de flujo del EMS propuesto. Fuente: [13]**

El diagrama de flujo consta de 8 módulos, cada uno de los cuales contiene una serie de programas e instrucciones para otorgarle robustez al EMS frente a problemas técnicos o errores humanos. De estos ocho módulos, el primero se utiliza para acceder a los datos históricos de la red. Otros tres módulos se utilizan para predecir y estimar el estado futuro de variables aleatorias con las que se trabajan. De los cuatro módulos restantes, dos más se utilizan para estimar o medir el estado actual del sistema. El penúltimo módulo resuelve el problema de optimización en base a la información obtenida de los cinco módulos anteriores. El octavo y último módulo, procesa las salidas del optimizador y envía las consignas para que se ejecuten en las unidades correspondientes.

## **6. CONCLUSIONES**

Después de haber recorrido el entorno de las microrredes residenciales desde la generación hasta la demanda, podemos extraer una serie de conclusiones al respecto:

- Este trabajo me ha permitido tener conocimiento tanto de las fuentes de generación como de los sistemas de almacenamiento que son susceptibles de incorporar en microrredes residenciales.
- También he conseguido entender los sistemas de control empleados para el correcto funcionamiento de la instalación, tanto en la situación de conexión a red como en su variante aislada.
- Las microrredes se encuentran en constante evolución, tanto a nivel de generación y almacenamiento como en el desarrollo de novedosos sistemas de predicción y comunicaciones que permitan un control operativo más preciso.
- Este tipo de instalaciones son una solución de presente y de futuro para aquellos emplazamientos alejados de la red eléctrica, así como una opción renovable y sostenible de generación local.

Por último, comentar que la tarea de búsqueda de información y su posterior comprensión ha sido complicada debido a la ausencia de fuentes informativas fiables al 100% y a las contradicciones o puntos de vista diferentes hallados durante el desarrollo del presente proyecto.

En definitiva, a pesar de las dificultades que se han ido presentando, creo que el resultado es bastante positivo, quedando reflejado en este documento una visión global de este tipo de microrredes eléctricas.



## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ahumada Sanhueza, C., “Diseño de estrategias de control predictivas para microrredes mediante curvas de estatismo”, Facultad de ciencias físicas y matemáticas (Universidad de Chile), 2013.
- [2] Alfonso Muñoz, Y., “Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo”, Universidad Politécnica de Valencia, 2012.
- [3] Barrera Lobo, F., “Control primario con pendiente variable aplicado en microrredes aisladas”, Facultad de ciencias físicas y matemáticas (Universidad de Chile), 2016.
- [4] Carrera Lumbarres, L., “Control de inversores trifásicos mediante el método droop para microrredes eléctricas”, Universidad Politécnica de Cataluña, 2014.
- [5] Colmenar Santos, A., Borge Diez, D., Collado Fernández, E., Castro Gil, M., “Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes”, UNED, 2015.
- [6] De Alaminos, J., Alcor, E., Asensio, M., Bernadó, R., Fernández, L., Gómez, E., Iriarte, L., Labriet, M., López, L., Mejicanos, A., Peiró, J., “Estudio sobre las microrredes y su aplicación a proyectos de electrificación de zonas rurales”, Energía sin fronteras, 2014.
- [7] Domenech Léga, B., “Metodología para el diseño de sistemas de electrificación autónomos para comunidades rurales”, Universidad Politécnica de Cataluña, 2013.
- [8] Domínguez Sánchez-Arjona, C., “Control jerárquico de potencias en microrredes aisladas”, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (Universidad de Sevilla), 2012.
- [9] Gaona García, E., Rodríguez Trujillo, C., Rojas Cubides, H., “Infraestructura de comunicaciones en microrredes eléctricas, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2014.
- [10] Gutiérrez Morales, L., “Impacto de los vehículos eléctricos en la operación de microrredes aisladas”, Universidad Carlos III, 2012.
- [11] González López, A., “Gestión de la energía en una red inteligente”, Universidad Carlos III, 2012.
- [12] Jiménez Pijoan, M., “Sistema híbrido de almacenamiento energético y su integración en el Smart grid”, Escuela Politécnica Superior (Universidad Autónoma de Madrid), 2015.
- [13] Lanas Montecinos, F., “Desarrollo y validación de un modelo de optimización energética para una microrred”, Facultad de ciencias físicas y matemáticas (Universidad de Chile), 2011.

- [14] Lorente de la Rubia, J., “Estudio sobre el estado actual de las `Smart Grids´”, Universidad Carlos III, 2011.
- [15] Marín Jiménez, J., “Estudio del control de una pequeña central hidroeléctrica para la operación por microrredes en el sistema de distribución local”, Universidad Nacional de Colombia, 2013.
- [16] Martín Rodríguez-Medel, L., “Microrred en isla en el Valle de Gistaín mediante el uso de energías renovables”, Universidad de Zaragoza, 2011.
- [17] Martínez Antoñanzas, F., “Impacto en la operación del sistema eléctrico de las microrredes y mejoras introducidas por los sistemas de almacenamiento”, Universidad Carlos III, 2011.
- [18] Medina, R., “Microrredes basadas en electrónica de potencia: características, operación y estabilidad”, INGENIUS, 2014.
- [19] Medina, R., “Microrredes basadas en electrónica de potencia: parte II: control de potencia activa y reactiva”, INGENIUS, 2014.
- [20] Morales Rodríguez, J., “Operación y control de micro-redes operando en modo aislado”, Universidad Tecnológica de Pereira, 2015.
- [21] Pascual Miqueleiz, J., “Estrategias avanzadas de gestión energética basadas en predicción para microrredes electrotérmicas”, Universidad Pública de Navarra, 2015.
- [22] Planas, E., Ibarra, E., Andreu, J., Kortabarria, I., Gabiola, I., “Método droop: análisis del control Wireless para la conexión en paralelo de convertidores de potencia”, Universidad del País Vasco y Robotiker-Tecnalia, 2010.
- [23] Planas Fullaondo, E., “Aportaciones al diseño del control jerárquico de microrredes eléctricas”, Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao, 2012.
- [24] Ramón Ducoy, F., “Implantación de energías renovables en una planta de producción de amoniaco”, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (Universidad de Sevilla), 2012.
- [25] Real Decreto 900/2015, Boletín Oficial del Estado.
- [26] Romero Gómez, I., “Estudio técnico-económico de una micro-red inteligente para satisfacer la demanda eléctrica en Andújar (Jaén)”, ICAI, 2013.
- [27] Salazar Serna, C., Correa Ortiz, L., “Buses de campo y protocolos en redes industriales”, Facultad de Ciencias e Ingeniería (Universidad de Manizales), 2011.
- [28] Sánchez Turner, S., “Estudio de una microrred para satisfacer la demanda eléctrica en Toro”, ICAI, 2014.

[29] Tolón Martín, T., “Operación y gestión de microrredes energéticas urbanas en un entorno de sostenibilidad energética y ambiental”, Universidad Politécnica de Cataluña, 2013.

[30] Toro Cea, M., “Diseño de estrategias de control para operación desbalanceada de microrredes de baja tensión”, Facultad de ciencias físicas y matemáticas (Universidad de Chile), 2015.

[31] Valenciano López, A., “Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Huesca”, ICAI, 2015.

[32] Yusta Fernández, M., “Análisis y coordinación de una microrred eléctrica”, ICAI, 2014.

[33] Zekun, S., “Estudio de funcionamiento y control de micro red”, Universidad de Sevilla, 2016.