

BIBLIOTECA
COMILLAS
Ingeniería

08

ACUMULACIÓN DE ENERGÍA

B. YOLANDA MORATILLA
(coordinadora)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI ICAIDE
COMILLAS
M A D R I D


INSTITUTO DE INGENIERÍA
DE ESPAÑA

ACUMULACIÓN DE ENERGÍA

SEMINARIO PERMANENTE EN TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS

BIBLIOTECA
COMILLAS
Ingeniería

08

PUBLICACIONES
DE LA UNIVERSIDAD
PONTIFICIA COMILLAS

PEDIDOS:
Servicio de Publicaciones
c/ Universidad Comillas, 3
Tel.: 91 734 39 50 - Fax: 91 734 45 70

AUTORES:

Manuel Domínguez – Rodolfo Martínez Campillo
Fernando Montes – José Conrado Martínez
Antonio Fernández Cardador – Carlos de Ceballos

ACUMULACIÓN DE ENERGÍA

SEMINARIO PERMANENTE EN TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS

COORDINADORA:

BEATRIZ YOLANDA MORATILLA SORIA



Patrocina la Cátedra



2010

© 2010 UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
c/ Universidad Comillas, 3
28049 Madrid

© 2010 Manuel Domínguez, Rodolfo Martínez Campillo, Fernando Montes,
José Conrado Martínez, Antonio Fernández Cardador,
Carlos de Ceballos.

Diseño de cubierta: BELÉN RECIO GODOY
ISBN: 978-84-8468-336-0
Depósito Legal: M. 49.164-2010
Impreso por R.B. Servicios Editoriales, S.L.

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este libro por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluyendo fotocopia, grabación magnética o cualquier sistema de almacenamiento o recuperación de información, sin permiso escrito de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS.

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	9
PRÓLOGO	11
RESUMEN EJECUTIVO	15
CAPÍTULO I. Aplicaciones de los Materiales de Cambio de Fase en la Climatización y en la Construcción	17
<i>Manuel Domínguez</i>	
CAPÍTULO II. El almacenamiento de energía en sistemas eléctricos de potencia: centrales hidroeléctricas reversibles	25
<i>Rodolfo Martínez Campillo</i>	
CAPÍTULO III. La transmisión de energía en el sistema ferroviario	33
<i>Fernando Montes</i>	
CAPÍTULO IV. Almacenamiento de energía en el ferrocarril	43
<i>José Conrado Martínez</i>	
CAPÍTULO V. Eficiencia energética en el ferrocarril. Almacenamiento y recuperación de energía	53
<i>Antonio Fernández Cardador</i>	
CAPÍTULO VI. Integración del almacenamiento de frío en la generación eléctrica y la cogeneración	71
<i>Carlos de Ceballos Cabrillo</i>	

PRESENTACIÓN

El Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de la Ingeniería de España y la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas decidieron en 2006 aunar sus esfuerzos y establecer el “Seminario Permanente en Nuevas Tecnologías Energéticas”. Se trata de un foro de reflexión y debate sobre soluciones energéticas aplicables, de actualidad, que se desarrolla mediante varias conferencias y mesas redondas a lo largo de un curso académico.

El Seminario cubre un tema de interés y actualidad en el ámbito de las Tecnologías Energéticas y para ello invita a profesionales y académicos de reconocido prestigio a que impartan conferencias sobre las diferentes aproximaciones al tema central escogido, pasando seguidamente a establecer un debate con los asistentes. Entre los objetivos que los organizadores nos hemos marcado en este Seminario se encuentra que el enfoque de los temas abordados sea eminentemente práctico, es decir, se centre en las tecnologías técnica y económicamente viables, comparando desde estos puntos de vista las diferentes alternativas y seleccionando las más interesantes para su aplicación tanto en el contexto internacional como en España. Este planteamiento no es incompatible con el rigor científico, sino que trata de combinarlo con el enfoque aplicado que busca el sector empresarial, con el objetivo de lograr un máximo calado y dar sugerencias a los responsables de gestionar la energía en España.

Se han abierto dos vías para alcanzar la repercusión deseada en estas sesiones de reflexión. Por una parte se ha dispuesto una página web pública accesible tanto desde el Comité como desde la Cátedra en la que se recogen las presentaciones de los diferentes ponentes. De este modo en un plazo casi inmediato es posible analizar la información dada en cada sesión. Por otra parte se elabora una publicación que recoge toda la actividad del curso y que se realiza a partir de una transcripción de las confe-

rencias, que una vez montada con las figuras más relevantes de las presentaciones es revisada por los ponentes. Esta publicación se elabora tanto en versión papel como digital¹.

Este volumen es la cuarta publicación del Seminario Permanente y recoge las actividades que tomando como centro la acumulación de energía se llevaron a cabo en el curso 2009-10. Se realizaron cuatro sesiones en las que seis ponentes analizaron la oportunidad actual de esta tecnología

Tanto desde el Comité de Energía y Recursos Naturales como desde la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas esperamos que esta información resulte útil a la sociedad y contribuya a dar elementos y criterios de juicio a los responsables del ámbito energético, tanto de la Administración como del sector empresarial.

B. Yolanda Moratilla

*Presidenta del Comité de Energía y Recursos Naturales del IIE
Directora de la Cátedra Rafael Mariño
de Nuevas Tecnologías Energéticas
Universidad Pontificia Comillas*

¹ Las diferentes presentaciones llevadas a cabo en el Seminario Permanente, así como las Publicaciones están disponibles en <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/seminario.html>.

PRÓLOGO

A lo largo de miles de años la especie humana, como tantas otras, se ha refugiado de los depredadores y de las inclemencias del clima en el interior de la tierra. Luego aprendió a acumular durante el verano la leña que le permitía cocinar los alimentos, ahuyentar los animales feroces y calentarse durante el invierno. Los muros de madera, adobe, piedra e incluso hielo, extendieron la posibilidad de cobijo casi a cualquier lugar y casi a cualquier clima.

La agricultura alejó el bosque de los poblados pero proporcionó nuevos materiales que quemar o con los que construir. En nuestro entorno, la poda de los olivos o de las viñas, la paja de los cereales, la limpieza de los bosques han mantenido las chimeneas encendidas y la comida caliente hasta nuestros días. La naturaleza acumulaba inexorablemente el sol de cada verano como leña, un combustible que podíamos consumir donde y cuando fuera necesario, con la benevolencia y el límite de la tierra, el agua, el tiempo.

Pero este proceso vital, capaz de captar y acumular la energía del sol, era muy viejo, mucho más que nuestra especie. Las piedras que tiznan o el aceite de la tierra, capaces de arder, han sido materiales localmente conocidos y usados allá donde espontáneamente brotaban. La industria comienza con la extracción, el transporte y el consumo de esta energía, almacenada a lo largo de milenios. Ello cambia en unas décadas la forma de vivir del hombre y hasta la superficie de todo el planeta. La población se incrementa como nunca, su influencia sobre el resto de las especies se acrecienta y la demanda de energía se multiplica. La adquisición y transformación de los recursos adquiere un ritmo imparable que configura un concepto de progreso continuo y una economía necesariamente basada en el crecimiento.

Es preciso recordar que la energía almacenada como combustible por la naturaleza es limitada y nos encontramos, según casi todos los modelos de

predicción, muy cerca del máximo de extracción de petróleo primero, luego del gas natural, del carbón... Por otro lado, pocas dudas quedan hoy del impacto sobre el medioambiente debido al consumo indiscriminado de los recursos de todo tipo. Esto es de especial importancia para los combustibles fósiles como causa principal del calentamiento global del planeta. Los precios del combustible y sus repercusiones en el entorno, exigen una nueva orientación en las fuentes y el uso de la energía en el futuro inmediato.

Esta alternativa es precisa y es posible. Existen ideas, medios y tecnología para lograrlo pero se pueden plantear serias dudas sobre la existencia de un interés real en su consecución. Nuestro sistema social y económico se ha creado, en y de, la expansión industrial, consecuencia del combustible fósil. El crecimiento continuo se basa inevitablemente en mayor demanda, mayor producción, mayor consumo, mayores recursos. Durante un par de siglos, esta dinámica ha estado restringida a un sector limitado de la población, en las capas sociales favorecidas de los países más avanzados. Hoy pocos están dispuestos a quedarse atrás en esta carrera por el derroche. Como en la conquista a sangre y fuego por las hordas de Asia Central, solo hay una opción para evitar la muerte por inanición de los pueblos saqueados: unirse a los invasores en su avance.

El beneficio económico como fin último, muchas veces único, pronostica a corto plazo mejores ganancias o “nivel de vida”, para el individuo, la empresa, el grupo social o el país. Sin embargo, el beneficio como meta no avala en modo alguno el bienestar de las generaciones futuras y tan siquiera su supervivencia; al igual que la de muchas otras especies que ahora nos acompañan sobre el planeta. Ajenos al balance anual de la empresa, e incluso a la presión política cuatrienal de las elecciones, es preciso razonar y decidir qué hacer con la energía desde el consenso social y con una perspectiva de generaciones. Probablemente, también sería prudente emplear esta visión de acuerdo y futuro en otros ámbitos tales como la educación, la sanidad, el medioambiente, la estructura financiera o la investigación.

No hay duda de que paulatinamente hemos de prescindir de lo fósil, otrora rica fuente, fácil, barata, abundantísima un par de generaciones atrás. Si la eficiencia en los esquemas energéticos es la respuesta inmediata, los recursos inagotables constituyen la respuesta definitiva. El sol, padre de la vida en la tierra, ha proporcionado luz y calor desde el principio de los tiempos. Inmensamente más potente y mejor distribuido que las otras fuentes primigenias, como son la geotermia o la gravitatoria en las mareas, la radiación solar es origen de vientos, olas o saltos de agua.

Una pequeña parte de la energía que interviene en el ciclo solar del agua es retenida y controlada en los embalses como importante fuente renovable extendida desde antiguo. El viento, las olas, el sol, abundantes y accesibles en muchos lugares constituyen recursos ingentes aunque su aportación es

totalmente ajena a la demanda. La transformación, el transporte y la capacidad de acumulación permiten el uso de la energía en una forma, un lugar o un instante diferente a los correspondientes a su captura. Ello supone siempre la pérdida de eficiencia global; aunque abre posibilidades de uso impenables para la energía que surge directamente de la fuente.

La transformación del calor en energía mecánica por la máquina térmica constituyó el comienzo de la era industrial. Las redes de energía eléctrica en el transporte de potencia y su aplicación a la comunicación, abrieron la puerta del mundo moderno. Nada compite aún con la naturaleza en la acumulación de energía: la leña, el carbón, el petróleo o el gas.

El sol proporciona energía, abundante, distribuida, aprovechable. Pero no podemos esperar el tiempo de la cosecha vegetal, resignarnos a la mínima eficiencia de la fotosíntesis. El suelo convierte de inmediato en calor y retiene el 50% de la potencia recibida, el agua de los océanos el 90%. ¿Por qué conformarnos con menos rendimiento? ¿Dónde almacenarlo? ¿Cómo hemos de usarlo?

El climatizar un edificio en España habría de ser mucho más sencillo y eficiente que iluminarlo. Aportar calor a temperatura promedio de la zona es muy eficiente, casi gratis. Conseguir la temperatura del horno en la cocina o accionar el motor de un electrodoméstico no lo es tanto. No solo importa la cantidad de energía, cuantos kWh consumimos por habitante o por m² y año. Es preciso considerar la “calidad” de la energía que demanda cada uso y adaptar los esquemas y redes según criterios de eficiencia, de sostenibilidad.

Las centrales eléctricas reversibles, la acumulación térmica en cambio de fase, la recuperación dinámica en frenada, el hidrógeno, la geotermia selectiva de baja entalpía,...constituyen mecanismos de acumulación en expansión. No son procesos aislados sino que tienen su lugar en redes donde la captura, el almacenamiento y uso se implementan, complementan y usan localmente. Las líneas de transporte de energía no pueden, no deben ser en el inmediato futuro un mero cauce de venta; sino un elemento de compensación, estabilización y eficiencia entre generación, acumulación y demanda.

Ello supone un cambio tan drástico como imprescindible para el modelo energético actual, asentado sobre sectores petroleros o eléctricos con fuerte influencia industrial, financiera y social. Las cooperativas eólicas danesas, los costes fotovoltaicos residenciales o la climatización por acumulación térmica estacional, son signos de un futuro diferente; que se aproxima con una velocidad impuesta por la demanda de los países emergentes, el precio del barril de crudo y las restricciones exigidas por el cambio climático.

RESUMEN EJECUTIVO

El Capítulo I presenta los materiales de cambio de fase o PCM y analiza las posibilidades que suponen en el aumento de la eficiencia energética en la construcción y en la climatización, incidiendo en el muro trombe. A modo de conclusión se señalan las principales ventajas e inconvenientes de la utilización de materiales de cambio de fase.

El Capítulo II está dedicado al papel de las centrales hidroeléctricas reversibles en el almacenamiento de energía en sistemas eléctricos de potencia. Se explican las cuatro necesidades fundamentales del almacenamiento de electricidad y se describen tecnologías, tanto disponibles como en desarrollo, para poder lograr dicho almacenamiento. En este capítulo se da información sobre las centrales de bombeo en la actualidad en España y también acerca de los nuevos proyectos de aprovechamiento del río Tâmega y de La Muela II.

Los Capítulos III, IV y V se centran en la eficiencia energética en el sistema ferroviario. El Capítulo III hace hincapié en la administración “inteligente” de la energía del sistema ferroviario resaltando tres estrategias de ahorro de energía para lograrlo: la primera, conducción optimizada, la segunda, reestructuración de horarios y la tercera, equipos de almacenamiento. El Capítulo IV desarrolla más en detalle el frenado dinámico eléctrico por recuperación, en el que la energía utilizada por los trenes al frenar es de nuevo volcada a la catenaria de forma que pueda ser reutilizada por trenes que se encuentren en las proximidades. Trata también las principales tecnologías de almacenamiento utilizadas para almacenar la energía de frenado y se describen los dos tipos de almacenamiento principales: fijo y embarcado. En el Capítulo V se detalla una metodología dirigida a analizar el potencial de ahorro energético asociado a la instalación de acumuladores fijos y embarcados en trenes en líneas metropolitanas, maximizando el aprovechamiento del frenado regenerativo. Para ello se

presenta un modelo basado en simulación que tiene en cuenta tanto las características dinámicas de los trenes, como la línea, los sistemas de acumulación y la red de alimentación. Se describen resultados del modelo basados en datos reales de la Línea 3 de Metro de Madrid, que han sido realizados en el marco del proyecto ELECRAIL en el que participa el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas.

En el último capítulo se describen tanto la tecnología de absorción como la de acumulación y se plantea su integración en las plantas de cogeneración o de generación eléctrica. Las dos tecnologías fundamentales en máquinas de absorción son las de agua/bromuro de litio y las de amoníaco/agua y también se resumen las principales características de los posibles sistemas de acumulación de frío, siendo el agua estratificada y el generador de hielo los más empleados.

CAPÍTULO I
APLICACIONES DE LOS MATERIALES DE CAMBIO
DE FASE EN LA CLIMATIZACIÓN
Y EN LA CONSTRUCCIÓN

Manuel Domínguez
Instituto del Frío-CSIC

1. INTRODUCCIÓN: MATERIALES PCM Y ACUMULACIÓN DE CALOR

Tras una primera y satisfactoria experiencia en el uso de materiales de cambio de fase en un proyecto encargado al Instituto del Frío, y que tenía por objetivo el transporte de ciertos alimentos delicados bajo unas condiciones de refrigeración adecuadas, el instituto decide estudiar su uso para otras aplicaciones: aire acondicionado, casetas de telefonía y finalmente la construcción.

Cualquier material que cambia de fase necesita mucha energía para lograrlo, y se produce dicho proceso a cierta temperatura. Los PCM son precisamente materiales que por sus propiedades, están pensados para funcionar bajo unas condiciones de cambio de fase. Así, el primero en el que podríamos pensar es el agua, aún utilizada tanto para la conservación en frío de alimentos, como en la climatización, aunque menos y con mezclas glicoradas. Además, también en construcción se pueden introducir estos materiales tanto en paredes y sistemas pasivos (muro trombe como elemento principal), como en sus sistemas de climatización.

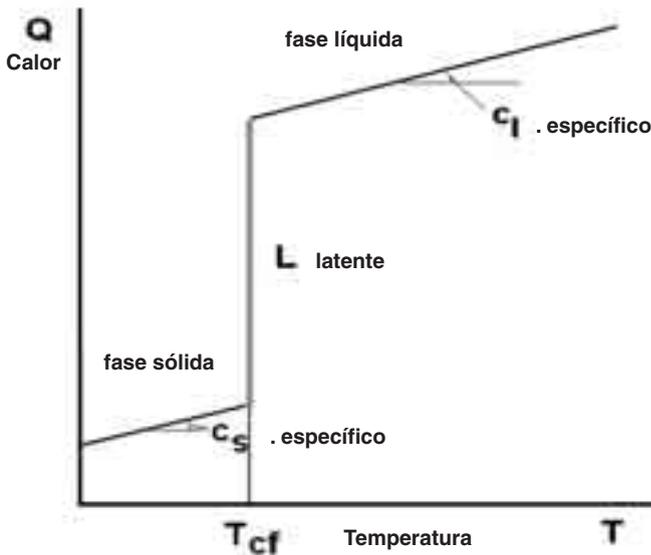
Otro campo muy interesante de aplicación de los PCM es el llamado “frío gratuito”. Por otra parte, también interesan los PCM para optimizar la operación de sistemas de cogeneración y sobre todo de trigeneración.

En definitiva, y ante las aplicaciones que encontramos a estos materiales, podemos decir que vale la pena analizar las posibilidades que presen-

tan los PCM en el aumento de la eficiencia energética en la construcción y en la climatización.

Los materiales de cambio de fase han de ser vistos como materiales de gran calor latente (capacidad para almacenar grandes cantidades de calor con saltos térmicos pequeños). Además, el coeficiente de conductividad es otro parámetro característico importante. Atendiendo a estas dos propiedades, en general, todos los materiales de cambio de fase son peores que el agua (hielo), aunque presentan gran utilidad en determinadas aplicaciones dadas las dificultades que el agua presenta.

Figura 1
Comportamiento típico durante el cambio de fase de una sustancia



Clave es también el intercambiador de calor, cuyo parámetro fundamental será el coeficiente global de transmisión. Su determinación se complica bastante cuando hay cambio de fase en uno de los componentes, lo que ha supuesto un gran esfuerzo en investigación por parte del instituto del frío, obteniendo gran número de resultados experimentales y teóricos. Todos estos parámetros son fundamentales para poder diseñar los tiempos de carga y descarga. Normalmente hablamos de tiempos largos (4 a 8 horas) y los problemas de transmisión de calor no son quizás tan críticos.

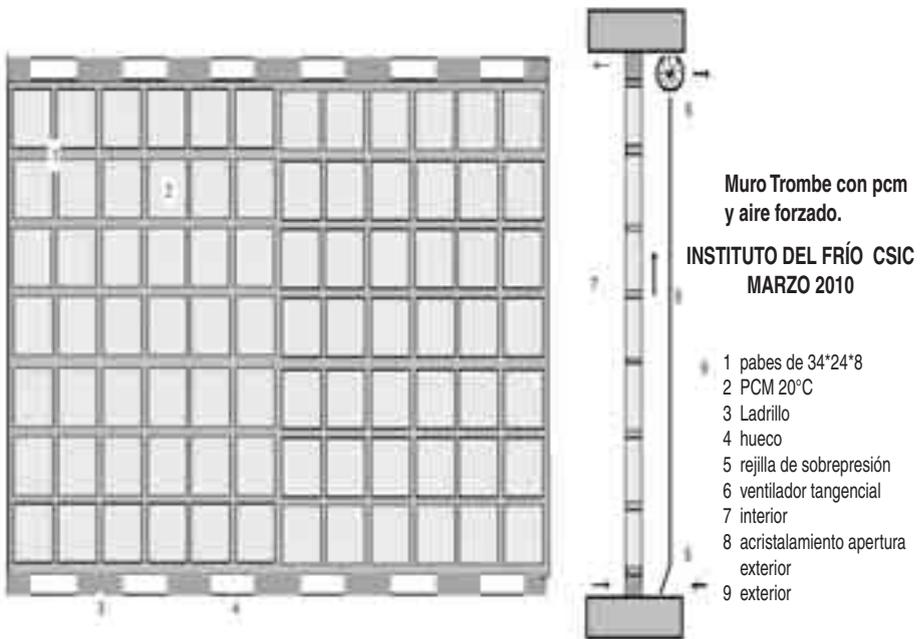
2. DIVERSAS APLICACIONES DE LOS PCM EN CLIMATIZACIÓN Y CONSTRUCCIÓN

Varias son las aplicaciones de los PCM a la construcción estudiadas por el instituto: el muro trombe, inercia térmica en cerramientos (prestando especial atención a su emplazamiento: muros, suelos o techos), muros cortina (en la parte del quitamiedos), etc.

El muro trombe, tal y como fue diseñado inicialmente, es un muro pesado, negro, de unos 40 cm de piedra, detrás de un acristalamiento. En la actualidad se busca lo “térmicamente pesado” con materiales de cambio de fase, con solo 8 cm y transparente, de manera que se consigue un muro con grandes ventajas térmicas y además se mejora el aspecto estético y las dificultades constructivas (Figura 2). En verano metemos aire, cogido por la noche, lo pasamos por el muro trombe y lo expulsamos al exterior, logrando así una cierta refrigeración. En invierno cerramos la trampilla de salida, quedando el aire recirculando día y noche. Se han hecho casetas de demostración con gran éxito, en Toledo, manteniéndose las temperaturas entre 15-28 °C durante todo el año.

En un proyecto para nave industrial, en Gredos, la relación del cálculo teórico es que 8 metros cuadrados de muro trombe y 8 cm de espesor po-

Figura 2
Muro Trombe



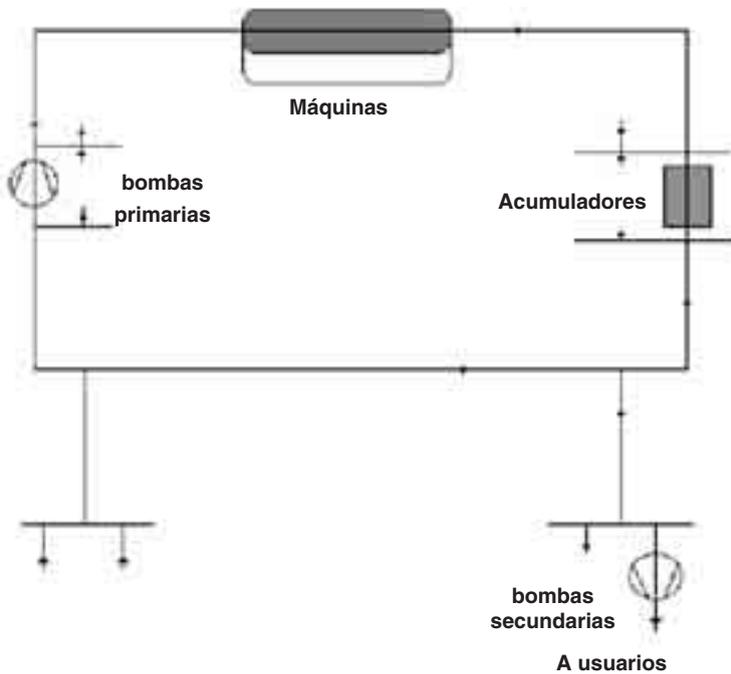
dremos climatizar unos 100 metros de nave. Se ha pensado forzar el aire en verano con el objetivo de asegurar el tiro. Se espera que en un año funcione y así comprobar los estudios teóricos.

Los materiales de cambio fase también se ponen en techos (fríos, con agua o aire), suelos (radiantes con agua o aire también) y por el interior de los edificios buscando la temperatura de confort.

En la climatización tenemos el problema de la localización, y esto influye en una característica tan importante como es la regulación de capacidad ya que los sistemas energéticos, sobre todo los grandes, tienen problemas serios vinculados precisamente a la regulación de la capacidad. Así, la inclusión de un acumulador de calor puede ayudar a solucionar esta dificultad, así como a aprovechar las tarifas eléctricas convenientemente. También el tanque de inercia es importante en bombas de calor (necesidad de apoyo eléctrico).

En la primera instalación llevada a cabo por el instituto, se colocaron los acumuladores en el circuito primario a la salida de las máquinas a 6 grados, y últimamente se está pensando que es mejor colocarlo, y así se está haciendo en los últimos proyectos, en el circuito primario pero en el cierre del ciclo en vez de a la salida.

Figura 3
Uso de acumuladores para climatización



Tras distintos estudios en instalaciones, se ve que instalando un acumulador, podemos ahorrar considerablemente el tiempo de uso de máquinas de climatización, consiguiendo un importante beneficio económico. Un ejemplo reciente de este tipo de instalación es el correspondiente a Los Arcos (Sevilla), con 42 tanques de 4 metros cúbicos y acumulador por fuera de los tubos, por los que circula el agua. Se usó un número elevado de tanques de menor tamaño porque aunque esto no era lo óptimo, existían condicionantes de espacio debido a que había que situarlos en un garaje limitado en altura y por las columnas.

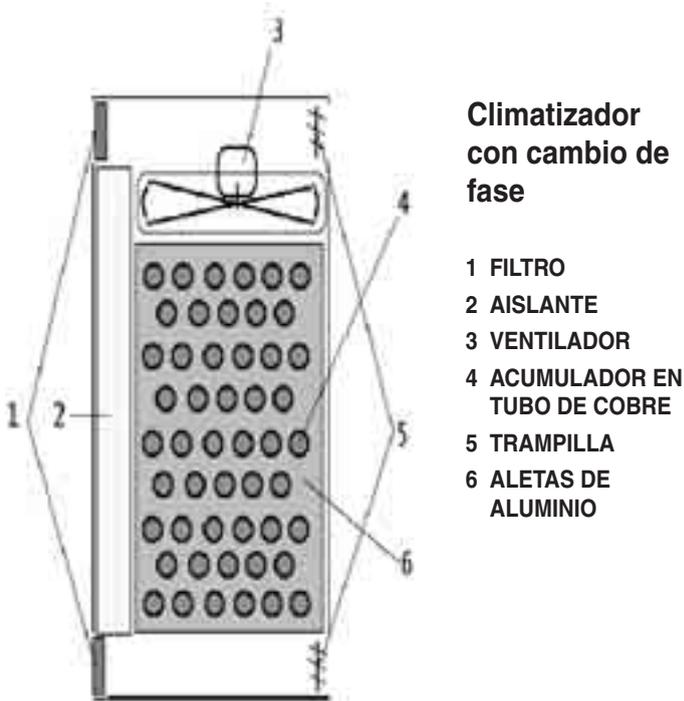
Otra instalación interesante iría orientada a eliminar los tanques de inercia de agua en las instalaciones domésticas de aire acondicionado. Así, hablaríamos de menor volumen de agua.

Un elemento que se ve cada vez como más interesante es el intercambiador-acumulador: usar el acumulador como intercambiador al mismo tiempo. Hasta ahora se ha utilizado el acumulador colocándolo en el aire o metiéndolo dentro de los tubos de las baterías. En cualquier caso podríamos utilizarlo además como intercambiador de calor si lo situamos entre el circuito primario y secundario. Varias son ya las instalaciones hechas por el instituto siguiendo esta filosofía (Sevilla, La Coruña o Madrid en el ICAI).

Si metemos el acumulador dentro de los tubos, el procedimiento consistiría en: coger aire de la calle, cargarlos o descargarlos (verano o invierno) y finalmente cortar el aire y recircular por el edificio.

Una aplicación en la que el instituto ha logrado gran éxito es en el uso de PCM para acondicionamiento de casetas de telefonía, donde además queríamos quitar problemas de ruidos. Aquí, en un primer modelo de instalación, cogemos frío por la noche para meterlo en el acumulador y así, durante la punta de calor diurna, recogemos ese frío y lo metemos en el sistema. La primera instalación fue hecha con agua y está en las Palmas. Consta de un disipador de calor (condensador), termostato que controla la bomba y el ventilador para meter el frío en el acumulador o para sacar el frío del acumulador y meterlo en el recinto. Los siguientes proyectos fueron más innovadores, al quitarse el circuito de agua y resolviéndolo todo con un solo ventilador y un circuito de aire, aunque la idea es básicamente la misma: cuando la temperatura exterior es baja, el ventilador carga el acumulador de frío, y cuando la temperatura exterior es muy alta, se corta la toma de aire exterior y ya se descarga el aire fresco del acumulador al recinto.

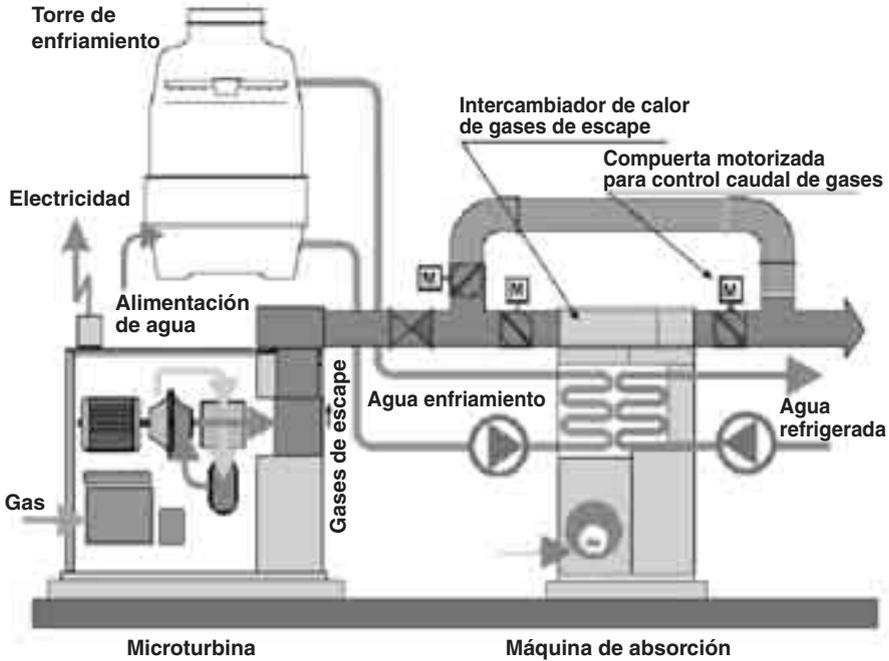
Figura 4
Climatizador con cambio de fase y un solo ventilador



Cuando se requieren enfriamientos mayores, se recurre al enfriamiento evaporativo, utilizando para ello un cierto sistema de pulverización de agua. También se han realizado ya algunas instalaciones con esta tecnología (Santiago de Compostela, Madrid). En el caso de polideportivos, también se podría integrar este sistema, pudiendo incluso utilizar las torres de refrigeración sin riesgo de legionela gracias a los 20 grados a los que funcionaría. También en naves industriales se han hecho varios proyectos, probando la situación del acumulador en distintos sitios.

En el caso de la cogeneración, a las máquinas sólo se les puede sacar provecho si trabajan muchas horas al día. Así, resulta interesante el uso de acumuladores para así no tener que hacer coincidir la producción de calor con las necesidades reales demandadas (independizamos la carga de la operación). Lo mismo ocurriría con sistemas de trigeneración, en los cuales se añade la producción y demanda de frío (en Valladolid ya se está realizando un proyecto de esta categoría).

Figura 5
 Uso de acumuladores basados en materiales PCM aplicado a la cogeneración



Por otra parte, podemos integrar la acumulación en la cogeneración doméstica (en el hogar) de una forma similar a como se haría en un sistema fotovoltaico usado para lograr el objetivo de “casa de energía cero”. Consistiría, en este último caso, en usar un sistemas de colectores de agua que refrigeren ciertas placas de un sistema fotovoltaico en el techo, mejorando su rendimiento, y metiendo su energía (la del agua tras refrigerar las placas) en un acumulador de calor-intercambiador, que haría de elemento primario de una bomba de calor al comportarse como un foco a unos 30 grados. Se podría así dar servicio de calefacción y refrigeración de la casa con un bajo consumo. Los números salen para una casa de unos 60 metros cuadrados en Madrid.

También cabría la posibilidad de incluir el acumulador dentro del líquido a transportar. Esto es lo que se llama microencapsulado. Presenta una serie de ventajas, pero ya los japoneses han hecho un sistema basado en esto (la única que existe en la actualidad). El principal inconveniente es que como es una tecnología nueva, exige todo un desarrollo por hacer y en el que invertir.

3. CONCLUSIONES

A modo de conclusión, podemos citar los siguientes puntos:

- Los problemas de los PCM siempre son los mismos: precio, tiempo de retorno y búsqueda de nuevas soluciones. Las soluciones que hasta ahora han funcionado son aquellas que en general o eran baratas, o tenían un tiempo de retorno pequeño.
- La acumulación de calor empleando los PCM: reduce espacio, permite desligar las cargas de la producción y aprovechar las tarifas eléctricas.
- Con la acumulación de calor con PCM, se puede prescindir en ciertos tipos de instalaciones, de los sistemas mecánicos de producción de frío.
- La cogeneración junto a la acumulación de calor, puede ser un nuevo sistema rentable en gran número de aplicaciones.
- La microencapsulación de los PCM, tanto en la construcción introduciéndolos en morteros o en aislantes, como en la climatización incorporándolos al agua o fluidos secundarios, presentan muchas posibilidades en el aumento de la eficiencia energética.

REFERENCIAS

- [VIII-1] IEA World Energy Outlook 2004.
- [VIII-2] BOOKOUT, J. F., “Two centuries of fossil fuel energy”, *International geological congress*, Washington DC, July 10, 1985. Episodes, vol 12, 257-262 (1989).
- [VIII-3] SMALLEY, R. E., *MRS Bulletin*, 30, 412-417 (2005).
- [VIII-4] RIFKIN, J., *The hydrogen economy*, Tarcher, New York, (2002).
- [VIII-5] TYLER MILLER, G., “Living in the Environment: Principles, Connections, and Solutions”, Brooks/Cole Pub Co, September 14th ed. (2006) ISBN-10: 0495015989.
- [VIII-6] HUBBERT, M. K., “Man’s Conquest of Energy: Its Ecological and Human Consequences”, in *The Environmental and Ecological Forum 1971-1972*. Washington D.C., U.S. Atomic Energy Commission Publication TID-25858, 1972.
- [VIII-7] IDAE, *Guía práctica de la energía. Consumo eficiente y responsable*, 2ª edición, 2007.
- [VIII-8] BALLESTEROS, J. C., “Energía solar térmica para generación eléctrica: estado actual y perspectiva inmediata”, en *Energía solar: estado actual y perspectiva inmediata*, Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI y Universidad Pontificia Comillas, 2007.
- [VIII-9] AGUILAR, J., *Curso de Termodinámica*, Alhambra Longman, 1989.

CAPÍTULO II
EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA:
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES

Rodolfo Martínez Campillo
Dirección de Gestión de Energía, Iberdrola Generación

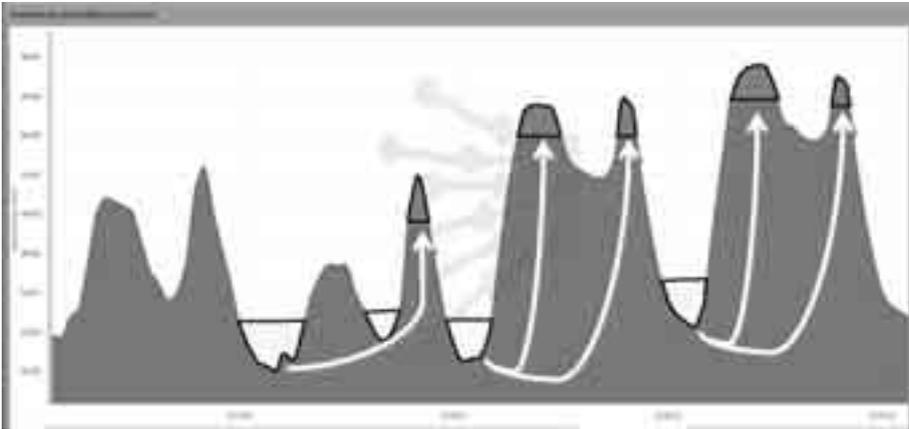
1. NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD

La energía eléctrica no puede ser fácilmente almacenada. Esta premisa por todos aceptada hace que existan centros de control y despacho que tienen como misión que la energía se genere en el momento de ser consumida.

Sin embargo, un sistema eléctrico con suficiente capacidad de almacenamiento, conseguiría satisfacer ciertas necesidades de una manera eficiente. De hecho, podría decirse que cuatro son fundamentalmente las necesidades de almacenamiento de electricidad: gestión valle-punta, aislamiento de carga, control de frecuencia e integración de renovables.

- 1.1. Gestión valle-punta: Es lógico que en una red eléctrica grande moderna haya considerables excesos de producción en ciertas horas y defectos en otras. La necesidad de dar una base eléctrica fiable pero incapaz de arrancar y parar con rapidez, hace que ciertas tecnologías operen de manera incesante incluso aunque no se demande tanto (es el caso de las nucleares por la noche). Por otra parte, existen momentos del día puntuales en los que la demanda es realmente alta, teniendo que estar diseñado el sistema eléctrico para poder dar respuesta a esta situación. Ante esto, en definitiva, parece evidente que una capacidad de almacenamiento nos permitiría “guardar” la energía sobrante en los momentos de “valle” para así poder ser consumida en los momentos de “punta”.

Figura 1
Necesidad de gestión valle-punta



Fuente: REE

- 1.2. Aislamiento de carga: Resulta imposible hacer cuadrar con absoluta perfección la producción con la demanda, por lo que ese desajuste debe ser controlado de alguna manera. Una cierta capacidad de almacenamiento gestionaría esta circunstancia de manera óptima debido a la rápida disponibilidad energética que se pasaría a tener.
- 1.3. Control de frecuencia: Las imperfecciones e inestabilidades en la frecuencia eléctrica hacen que ésta deba ser controlada de forma detallada, para lo cual, disponer de energía almacenada en el momento adecuado y con capacidad de respuesta suficientemente rápida, nos ayudaría a solucionar un episodio de esta categoría.
- 1.4. Integración de renovables: Debido a que las renovables no producen cuando se les pide o se necesita, sino cuando disponen del recurso natural del que se nutren, surge la necesidad de almacenar la energía que éstas dan cuando la red no la necesita, para así poder usarla cuando la red lo exija. La creciente expansión de las renovables por todas las redes eléctricas del mundo, hace que esta necesidad sea de especial interés en la actualidad.

2. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA ALMACENAMIENTO

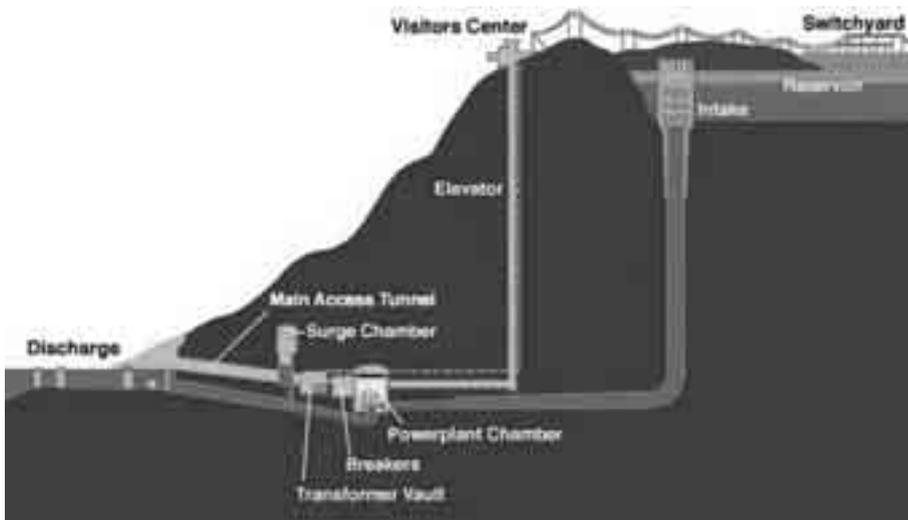
Vistas las necesidades de almacenamiento de energía, cabe preguntarse lógicamente por cómo lograrlo. Para ello, existen ciertas tecnologías disponibles y otras en desarrollo. Cada una de ellas tienen sus propias caracte-

rísticas, y éstas son las que las convierten en idóneas para satisfacer unas u otras necesidades.

2.1. Tecnología disponible:

2.1.1. Centrales hidroeléctricas reversibles (Pumped Hydro): Se busca almacenar la energía en forma de altura de agua. Esta será bombeada hasta un cierto embalse cuando existan excedentes de energía en la red, y turbinada desde el mismo embalse cuando la red lo requiera, por ejemplo en horas punta.

Figura 2
Esquema de una central subterránea reversible

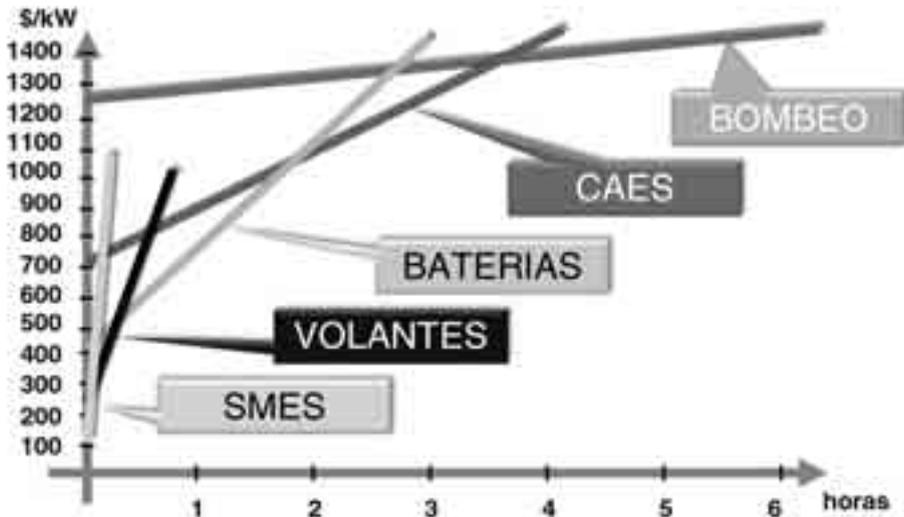


2.1.2. Almacenamiento en aire comprimido (CAES): En este caso, el almacenamiento se produce mediante la inyección de aire a presión en unas cavernas adecuadamente elegidas para este fin (por ejemplo una caverna de sal), de manera que posteriormente se podría extraer el aire para hacerlo pasar por un recuperador donde se precalentaría antes de pasar por una cámara de combustión y finalmente por la turbina de gas que estaría conectada al generador. Este método, sin embargo, no resulta lo suficientemente eficaz, resultando más rentable e interesante, por ejemplo en el caso de España, usar las cavernas para el almacenamiento de gas natural.

- 2.1.3. Volantes de inercia (Flywheels): Consisten en masas cilíndricas que acumulan energía cinética girando a grandes velocidades. Requieren sistemas tecnológicamente avanzados como por ejemplo cojinetes magnéticos para eliminar todo rozamiento en los mismos, o alto vacío en el entorno del cilindro (los extremos del cilindro pueden alcanzar Mach 2). Como ejemplo, podemos citar el volante Smart Energy 25. Basado en la tecnología de las centrifugadoras para enriquecimiento de uranio, almacena hasta 25 kWh a 16.000 rpm en un cilindro de 1.000 kg fabricado en fibra de carbono. Como aplicaciones directas, se pueden citar: operación cíclica repetitiva, integración de energía eólica en sistemas pequeños y soporte de tensión en sistemas ferroviarios.
 - 2.1.4. Baterías: El almacenamiento de energía mediante baterías químicas ha estado siempre limitado por la naturaleza misma de esta tecnología. Aunque la aparición de las pilas de litio ha supuesto una revolución en muchos sectores de la industria, sigue siendo un método de almacenamiento con inconvenientes y dificultades fundamentalmente debido a su necesidad de ser reemplazadas con frecuencia.
 - 2.1.5. Super-condensadores: Tampoco el almacenamiento electrostático en condensadores es algo nuevo. Viene usándose desde hace décadas, y su uso viene marcado por su capacidad de volcar con rapidez energía a la red cuando ésta la necesite.
 - 2.1.6. Almacenamiento magnético (SMES): Consiste en almacenar energía eléctrica en una bobina superconductora. Es un sistema caro y limitado, pero perfecto para volcar energía con gran potencia en poco tiempo (idóneo para el control de frecuencia).
- 2.2. Tecnología en desarrollo: Podemos citar fundamentalmente tres: almacenamiento térmico, pilas de combustible reversibles y almacenamiento en hidrógeno.

Analizando la Figura 3, se ve que cada tecnología resultará idónea en función del uso que se le quiera dar. Así, sin duda, necesidades de poco tiempo de servicio entregando energía, hacen de las tecnologías de almacenamiento magnético o volantes de inercia los adecuados, mientras que para tiempos mayores y potencias grandes, el bombeo resulta sin duda el mejor.

Figura 3
Costes de inversión en sistemas de almacenamiento



3. CENTRALES DE BOMBEO

El uso de rodetes reversibles basados en la turbina Francis, supuso un avance importante para esta tecnología. La primera central de bombeo se instaló en Suiza en 1882, y ya en 1930 se usaban precisamente esta clase de rodetes.

Existen en la actualidad unos 95 GW de potencia instalada en centrales de bombeo en todo el mundo (3% del total), pudiéndose hablar de centrales actuales de gran salto y de centrales de gran potencia (pero no necesariamente gran salto, pues depende del caudal aprovechado). Cabe destacar de entre las de gran salto, las centrales Piastra Edolo (Italia), Chiotas (Italia) y Grand Maison (Francia), con 1260 m, 1070 m y 955 m respectivamente. Por otra parte, las más potentes vienen expuestas en la Tabla 1, donde llama la atención la primera por conseguir más de 2800 MW con un salto de solo 33 metros (Lewiston, Niagara, USA-NY).

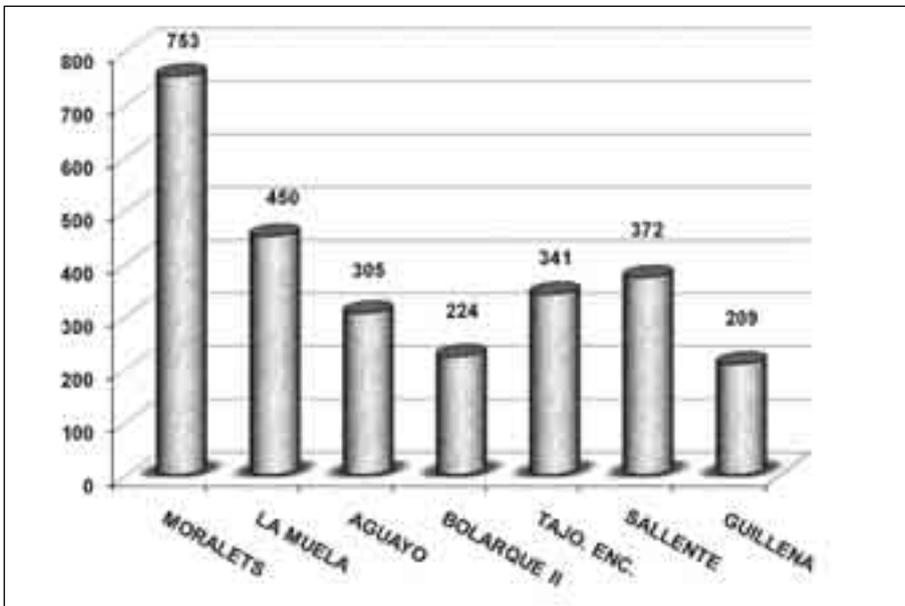
En el caso de España, la primera central reversible data de 1930 (Urdiceto), aunque hubo que esperar hasta los años sesenta para que se realizaran las primeras centrales de cierta envergadura.

La Figura 4 recoge las 7 grandes centrales de bombeo existentes en operación en la actualidad, destacando especialmente las centrales de Moralets y La Muela, siendo ambas no solo las que más salto aprovechan, sino también las más potentes.

Tabla 1
Relación de las centrales de bombeo más potentes del mundo

País	Nombre	Fecha	Salto (m)	Potencia (MW)
USA-NY	Lewiston (Niagara)	1961	33	2880
USA-VA	Bath County	1985	380	2700
China	Guangzhu	2000	554	2400
Rusia	Dneister	1996	150	2268
USA-MI	Ludington	1973	110	1980
USA-TN	Racoon Mt	1979	310	1900
UK-Wales	Dinorwig	1984	545	1890
China	Tianhuangping	2001	590	1800
Francia	Grand Maison	1987	955	1800
Australia	Tumut 3	1973	151	1690
Taiwan	Mingtán	1994	380	1620
Japón	Kazunogowa	2001	714	1600

Figura 4
Centrales de bombeo puro en España: Salto neto (metros)



En la actualidad, la potencia total instalada mediante centrales de bombeo puro en España es de 2.457 MW, lo que equivale a una energía total de 70.000 MWh. Sin embargo, teniendo en cuenta los proyectos que ya están en construcción (La Muela II de 840 MW y Moralets II de 400 MW), o

que se están planeando, se considera que el total de potencia de bombeo en un futuro podrá llegar hasta los 8.100 MW.

4. NUEVOS PROYECTOS DE BOMBEO

4.1. Aprovechamiento del río Tâmega: Este proyecto forma parte del plan nacional de embalses de alto potencial hidroeléctrico. Emplazado en el río Tâmega, al norte de Portugal, el proyecto supone una inversión de 1.700 millones de euros. Dispondrá de una potencia de 1.135 MW y una producción de energía de 1.900 GWh. Constará de 12 km de túneles, un volumen total excavado de 1,5 millones de metros cúbicos y una superficie total inundada de 1.700 hectáreas. Se trata, así pues, de uno de los proyectos de este tipo más ambiciosos en la actualidad.

Tal y como se ve en la Figura 5, el proyecto exigirá la construcción de cuatro embalses: dos en el mismo río Tâmega (embalses de Alto Tâmega y de Daivoes), y otros dos en los afluentes Torno y Beça (embalses de Gouvaes y Padroselos respectivamente). Todos ellos conectados entre sí, lo que tendrá como resultado una operación muy versátil y un aprovechamiento óptimo del recurso hidráulico.

Tabla 2
Embalses del aprovechamiento del río Tâmega

Embalse	Gouvaes	Padroselos	Alto Tâmega	Daivoes
Capacidad (hm ³)	25	147	170	66
Altura de presa (m)	37	90	107	76

4.2. La Muela II: Actualmente la central de bombeo puro de La Muela consta de un depósito superior de 20 hectómetros cúbicos con una cota máxima de 832 msnm y un salto neto de 450 metros sobre el embalse de Cortes (río Júcar), de 116 hectómetros cúbicos y cota máxima de 326 msnm. Finalmente, en este embalse, se sitúa la central hidroeléctrica de Cortes II (potencia 3×210 MW y un caudal de 145 m³/s). El nuevo proyecto (Figura 6), ya en construcción, consiste en construir una nueva central de bombeo puro en paralelo a la ya existente entre el depósito y el embalse de Cortes. La inversión prevista es de 340 millones de euros, y la puesta en servicio para diciembre de 2010. Constaría de 4 grupos con un caudal total de 4×48 m³/s, una potencia en turbinas de 840 MW, y en consumo por bombeo de 720 MW.

Figura 5
Aprovechamiento del río Tâmega

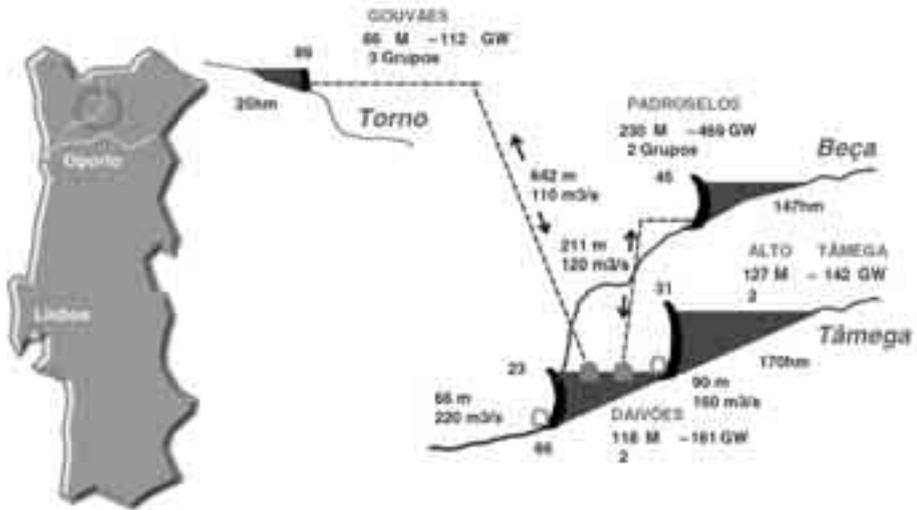
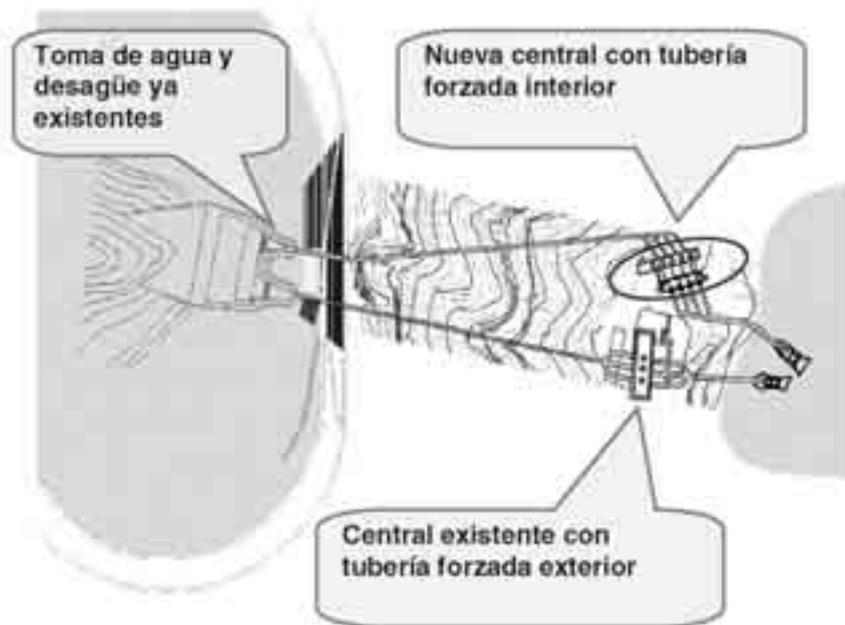


Figura 6
Vista en planta de La Muela I y La Muela II



CAPÍTULO III
LA TRASMISIÓN DE ENERGÍA EN EL SISTEMA
FERROVIARIO

Fernando Montes

Lo primero que se debe hacer notar sobre el título ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA en el ferrocarril son las siguientes palabras:

Intelligent Network-rail Management System

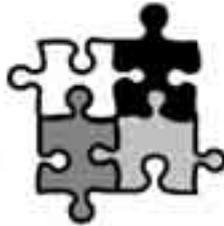
En el control de la energía es importante aplicar una “inteligencia” como la que se está aplicando hoy en día en los sistemas de distribución en marcha.

Lo primero que debe hacerse ante este proceso de administración inteligente de la red ferroviaria es plantear las siguientes preguntas:

- 1) ¿cuál es el problema que queremos resolver?
Resolver el problema de la eficiencia en el almacenamiento de energía en el ferrocarril, mejorar la eficiencia de almacenamiento energético en el ferrocarril.
- 2) ¿cuál es la energía que podemos almacenar, cuál es la energía que tenemos a nuestra disposición para almacenar en el ferrocarril?
- 3) ¿para qué queremos utilizar esa energía, dónde se va a emplear?

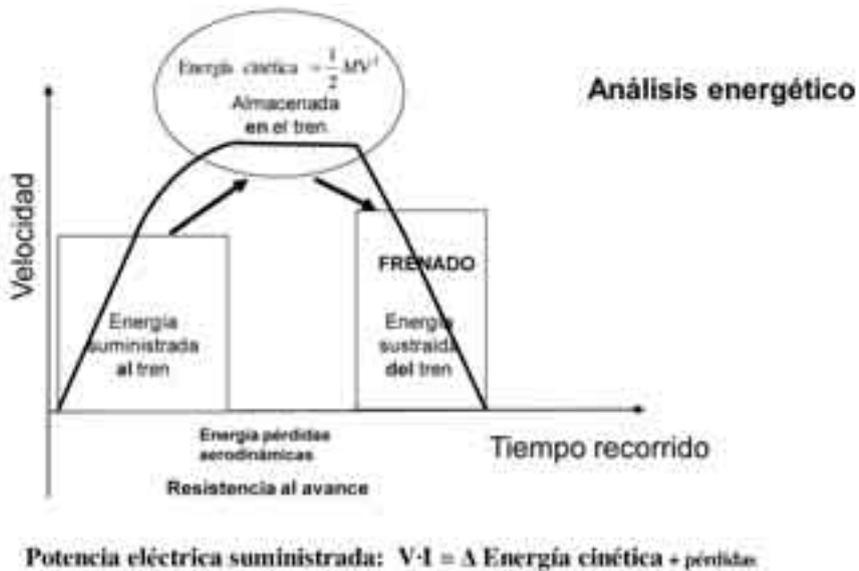
Trataremos de responder estas preguntas a continuación. Veremos cuáles son las posibles soluciones. En la Figura 1 se representan las fichas de un puzzle puesto que realmente no es una sola combinación posible sino la aplicación de las distintas soluciones que nos pueden dar como resultado una solución óptima en el ahorro energético y de ahí el nombre de:

Figura 1
Intelligent Network-rail Management System



Primero se representa el balance energético en la marcha de un tren en el esquema de la Figura 2.

Figura 2
Análisis energético en la marcha de un tren



Es importante hacer ver que el tren para alcanzar una cierta velocidad debe realizar un proceso de aceleración, durante el cual va absorbiendo una energía de la red, no la gasta sino que la va almacenando en el propio tren. De esta forma llega a una velocidad máxima para la que la energía que ha sido suministrada por la red es igual a la energía cinética que lleva

el tren en ese momento. Toda esa energía que se ha suministrado desde el sistema eléctrico se ha convertido en energía cinética. Esta energía es una energía almacenada en el tren que hace que éste se mantenga moviéndose con una velocidad constante. Es decir, el tren va recibiendo una cierta energía para mantener esa velocidad constante hasta que llegue el momento en que dicha energía se tenga que sustraer del tren.

En el momento de frenado se hace que la energía almacenada en forma de energía cinética, se “queme”. El quemado de la energía almacenada en el tren se utiliza para frenar el tren, pues el tren es un almacenador nato de energía. Evidentemente esa energía obtenida a partir del sistema eléctrico es la que después tiene que ser retirada del tren para su proceso de frenado. Esa energía que durante el frenado ha sido quemada, disipada, es la que realmente interesa pues es necesario obtenerla para ser utilizada de nuevo en la red.

El sistema energético en una línea de ferrocarril puede ser comparado con una noria, pues por ejemplo la línea de Madrid Barcelona o cualquier línea del metro, son líneas circulares donde los trenes están constantemente dando vueltas circulares (ver Figura 3).

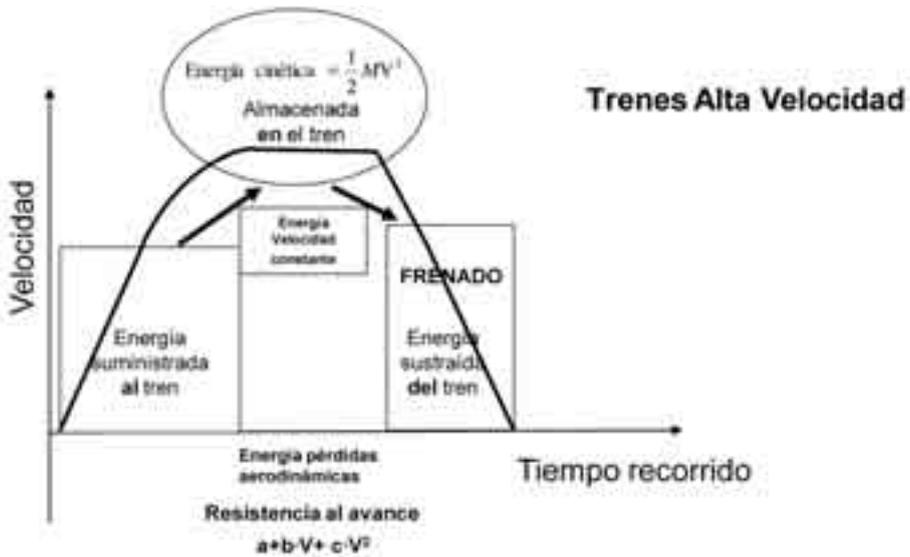
En una línea circular siempre es posible absorber la energía que tendría que ser quemada por los trenes al frenar.

Figura 3
Modelo energético de una línea de ferrocarril



Se puede intentar absorber la energía que es disipada por los trenes al frenar. Esto sucede igualmente en las líneas de alta velocidad y no sólo en las líneas de cercanías, como se puede ver en Figura 4:

Figura 4
Análisis energético en trenes de alta velocidad

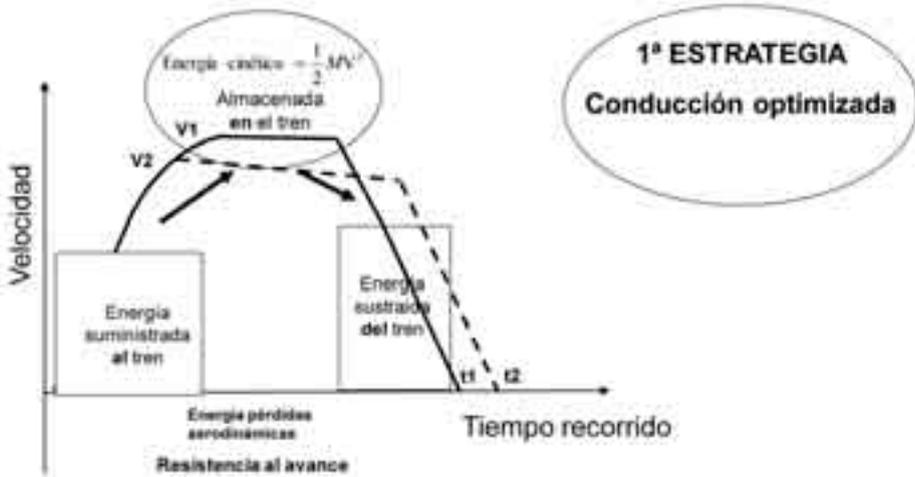


Potencia eléctrica suministrada: $V \cdot I = \Delta Energía\ cinética + pérdidas$

La energía suministrada al tren se convierte en energía cinética hasta alcanzar el valor máximo. De nuevo se necesita un suministro de energía para mantener esta velocidad constante, o bien suministrada por la red, o bien absorbida de la propia energía almacenada en el tren. De nuevo en el momento de frenado la energía de que dispone el tren es una gran energía almacenada pues el tren es el máximo almacenador de energía. Se consume dicha energía para poder frenar. Esta situación supone que o bien la gastamos en calor, o que la almacenamos en algún sitio para disponer de ella para otros trenes, o bien para otras funciones.

En la Figura 5 se refleja una forma posible de cómo dividir la energía gastada en el tren. Si en vez de alcanzar una velocidad V_1 alcanzamos una velocidad V_2 , la energía cinética almacenada es inferior al cuadrado de la velocidad y se logra una marcha, un consumo de energía, en el que se pierde velocidad pero permite ahorrar energía. Se requiere de un mayor intervalo de tiempo, debido a la energía que se ha podido ahorrar.

Figura 5
Primera estrategia de ahorro de energía: Conducción optimizada

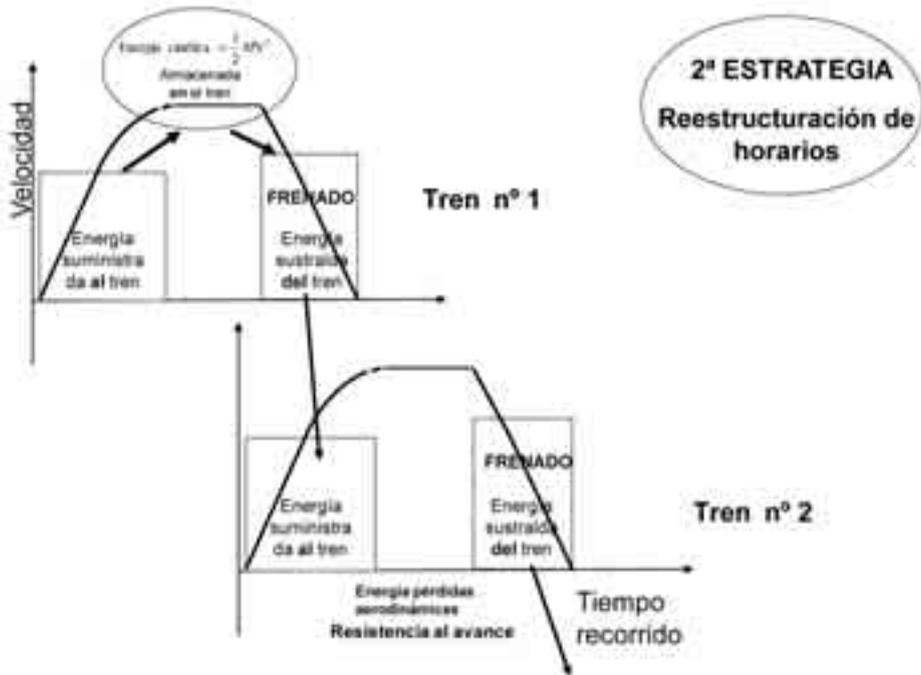


Potencia eléctrica suministrada: $V \cdot I = \Delta \text{Energía cinética} + \text{pérdidas}$

En la experiencia se ha visto que este incremento del tiempo puede ser de un 2% a un 3% debido a la energía ahorrada. En el caso de alcanzar una velocidad máxima más pequeña lo que puede llegar a ahorrar el tren es hasta un 15%. Ésta es una cifra significativa que nos permite utilizar también un sistema de conducción optimizada, aumentando el tiempo y siempre y cuando no se convierta en un efecto negativo sobre el viajero. Por tanto en muchas circulaciones es necesario tener una reserva de tiempo para poder incrementar este ahorro de energía. Como puede verse en la Figura 5, la energía suministrada al tren es mayor que la energía gastada por el tren en su frenado y por tanto hay un ahorro de energía. La energía disponible en el tren que tendría que ser quemada o utilizada para otras funciones, será más pequeña. Esto sería una primera estrategia de almacenamiento de energía basada en la conducción optimizada.

De la misma forma se puede hacer que la energía disponible en todo proceso de frenado se transfiera de nuevo a la red, a la catenaria, y sea utilizada para el movimiento de otro tren. Es decir, hacer coincidir el proceso de frenado de un tren con el proceso de arranque de otro y, de esta forma, quemarla en los frenos de un tren y transferirla a la red para que sea aprovechada de nuevo por otro tren, como se ve en la Figura 6.

Figura 6
Segunda estrategia de ahorro de energía: Reestructuración de horarios



Si este balance energético se mantiene constante de un tren a otro, se ha conseguido entonces un consumo energético dentro del sistema realmente reducido. Este procedimiento, que podrá verse como una segunda estrategia de ahorro energético en los ferrocarriles, es válido tanto para trenes de alta velocidad, como para trenes de cercanías, como para el sistema de metro dinámico en el cual la energía disponible en un tren durante el proceso de frenado, sea enviada a la red y utilizada por otro tren para su proceso de arranque. Evidentemente este sistema de tráfico se puede lograr con una reestructuración de horarios. A manera de ejemplo, en este momento el sistema de horarios de trenes de alta velocidad está diseñado con un retardo de aproximadamente cinco minutos. De esta manera puede convertirse en un proceso de un gran flujo de trenes que permitiría obtener un balance de energía adecuado en todo el sistema ferroviario.

En la Figura 7 se muestra una idea sobre el movimiento de trenes en una línea de alta velocidad en el circuito Madrid-Zaragoza.

Figura 7
Gráfico de marcha Madrid-Zaragoza

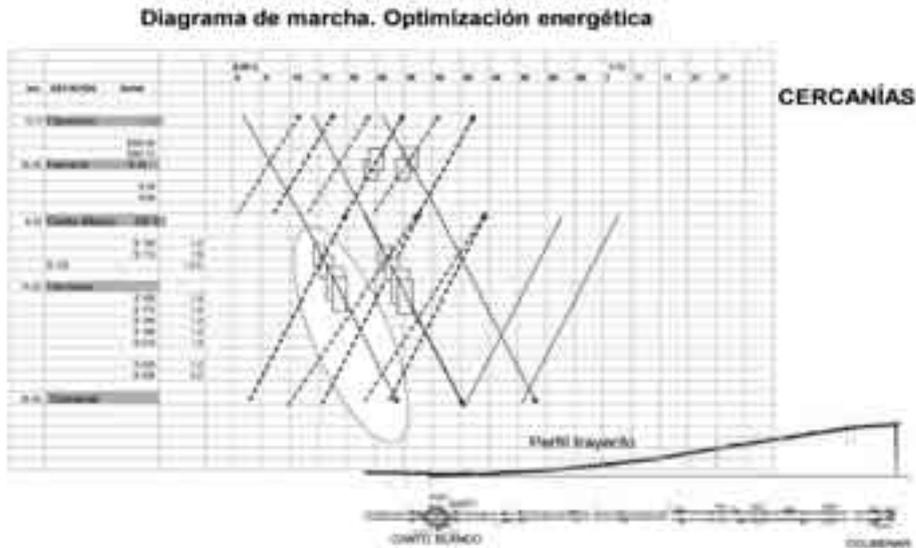


Por ejemplo, en Zaragoza hay muchos trenes que llegan a la estación y otros que parten de la estación. Haciendo un estudio adecuado de los horarios, es posible que se pueda utilizar enormemente el consumo energético con su consecuente ahorro.

Este estudio puede realizarse a través de los horarios en Internet de llegada y salida de los trenes en una determinada franja horaria de llegada a Zaragoza desde Madrid y de salida desde Zaragoza hacia Madrid. Puede ocurrir, por ejemplo, que la llegada de un tren a Zaragoza no coincida con el posible arranque de un tren en dirección a Madrid, es decir, que haya un desfase en tiempo. Si se lograra hacer coincidir la llegada de un tren con la salida de otro, la parada del tren que llega a Zaragoza en el arranque del tren que va hacia Madrid, se lograría una optimización energética. Si se hace un estudio de esta situación en todos los horarios de los trenes se puede lograr ahorro indicativo e importante en el balance energético de la red de esta línea.

En la Figura 8 se muestra una línea de cercanías de Madrid al azar, en la que se han representado los trenes de Colmenar Viejo hasta Cantoblanco, en ambos sentidos. De nuevo se puede ver cómo con un uso adecuado de la llegada y salida de los trenes en Colmenar, se pueden obtener rendimientos energéticos importantes.

Figura 8
Cercanías.Trenes desde Colmenar Viejo hasta Cantoblanco

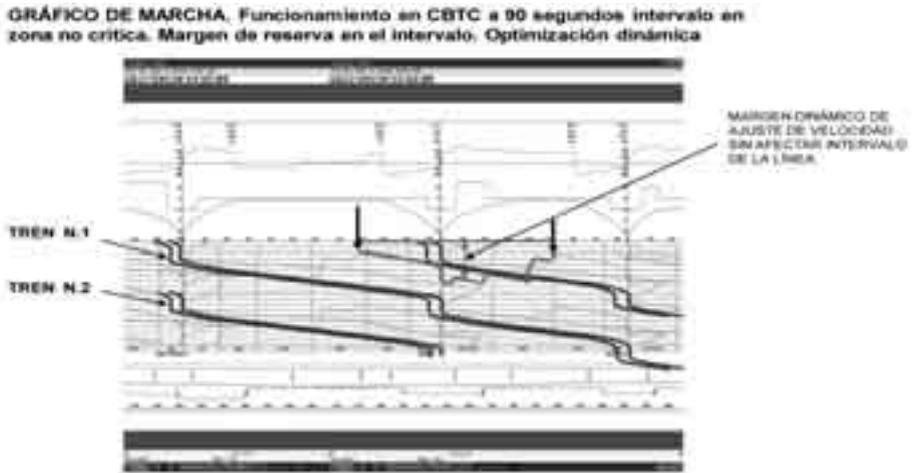


Y si además se tiene en cuenta que al principio del trayecto el tren se detiene un tiempo en su dirección de Colmenar a Cantoblanco, y se utiliza una marcha optimizada, se puede también tener una buena optimización en el sistema de velocidades. Todo esto supone algunos pequeños recortes horarios, pero quedan justificados pues los proyectos son lo suficientemente grandes como para reducir los consumos energéticos.

A continuación se muestra en la Figura 9 el movimiento de los trenes en la línea metropolitana. Está escogida del metro de Madrid pero puede ser representativa de cualquier otra línea de metro en España. Hay una zona donde se muestran unos trayectos que son muy pequeños, de unos 90 segundos, en los que los trenes coinciden en la línea y así de una forma dinámica pueden controlarse los movimientos de los trenes dentro del sistema para optimizar de nuevo el balance energético, haciendo que la energía que se quemaría durante el frenado de un tren pueda ser recuperada por trenes que están en proceso de arranque.

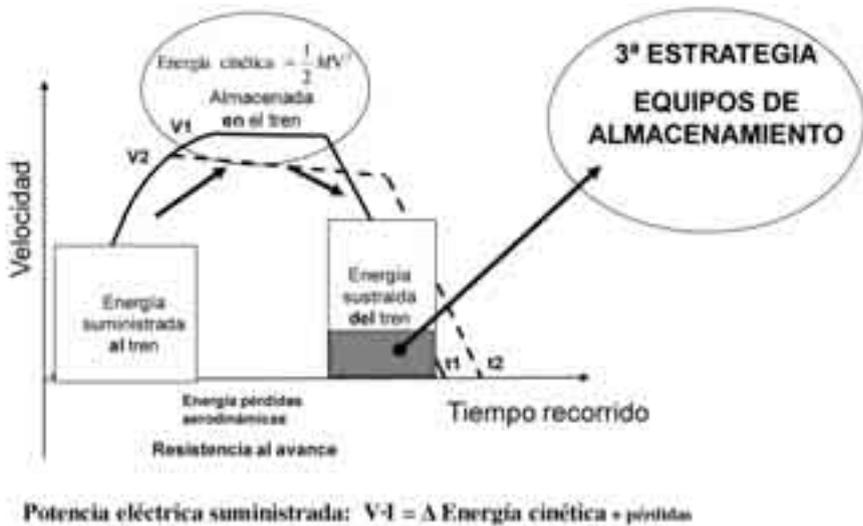
Todo lo anterior muestra que la energía inicial que se tenía, reduciendo el consumo energético debido a la optimización tanto de la marcha como de los flujos horarios, permite disponer de una energía al final que puede

Figura 9
Línea metropolitana



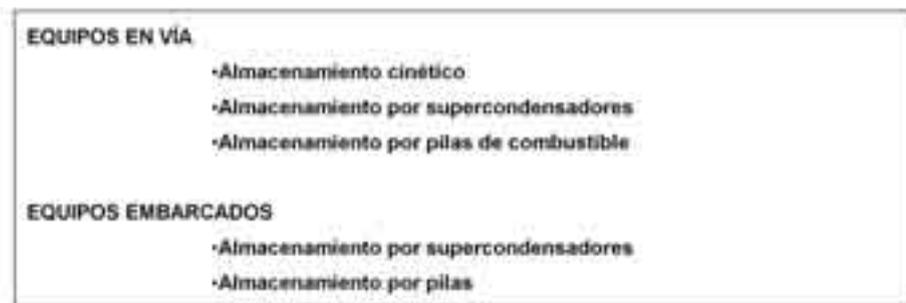
ser almacenada. Es decir, estamos ahorrando energía para ser utilizada por otros trenes en el momento que la necesiten y esto representaría una tercera estrategia: la estrategia de equipos de almacenamiento que se muestra en la Figura 10.

Figura 10
Tercera estrategia de ahorro de energía: Equipos de almacenamiento



ACUMULACIÓN DE ENERGÍA

Podemos resumir estas ideas en dos categorías generales de almacenamiento:



Como conclusión, todo el proceso energético del ferrocarril ha sido hasta hace 10 o 15 años un proceso que ha dilapidado el ahorro energético posible en el sistema. Con la situación crítica del consumo de energía actual, se impone cada vez más una gestión planificada con criterios globales de ahorro de energía bien por optimización de marchas estudiadas de forma dinámica, prácticamente analizando el flujo de horarios, o por el almacenamiento de energía en la vía, pues todo esto permite conseguir un balance energético muy importante en el ferrocarril.

CAPÍTULO IV
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA
EN EL FERROCARRIL

José Conrado Martínez
ADIF

A continuación se desarrollarán algunas consideraciones y reflexiones que van a permitir una más fácil comprensión de los conceptos expuestos en lo que se refiere al almacenamiento de energía.

El objetivo de partida, como puede verse en la Figura 1, es reducir el consumo de energía eléctrica en la red ferroviaria, entendiéndose por tal la energía necesaria para poder mover los trenes en la red de tracción a través de la red electrificada.

Actualmente, en la red española se dispone de aproximadamente 6.529 km de tramos electrificados en la red convencional, con una característica diferenciada de la red de alta velocidad que es en estos momentos de aproximadamente 1589 km. La particularidad principal es que la red convencional es alimentada por corriente continua con una tensión de 3 kV, mientras que la red de alta velocidad es alimentada por corriente alterna monofásica de 25 kV de tensión. Esta distinción es importante porque el tratamiento a desarrollar posteriormente es diferente según se trate de un tipo u otro de alimentación.

Un aspecto muy importante que se debe tener en cuenta es cómo el punto de partida de la estrategia en el sector ferroviario es resaltar la importancia de la gestión ferroviaria, de gestionar la infraestructura ferroviaria, pues en estos momentos no se es propietario del material rodante. Es decir, que no se es propietario de los trenes que se mueven por estas líneas. Es importante tener en cuenta la energía que se obtiene durante el

Figura 1
Red ferroviaria española



proceso de frenado. Una de las primeras condiciones a tener en cuenta es que el ferrocarril consumiera lo menos posible, es decir, que el material rodante fuera lo más eficiente posible energéticamente. Ésta es la primera línea de trabajo que se debe abordar en lo que es el ahorro de la energía eléctrica. De nuevo insistiendo en que no se es propietario de las líneas por donde transitan los trenes, se deben abordar todas las acciones para aprovechar la energía durante el frenado. Y así se va a gestionar, como línea directriz, esa energía para intentar un ahorro energético.

El frenado de los trenes en las líneas ferroviarias, como cualquier otro tipo de frenado, se tiene que caracterizar por lo que se considera actualmente como frenado dinámico. Es dinámico porque actúa sobre los elementos de tracción del vehículo y puede ser eléctrico o mecánico.

Ahora mismo el que interesa es el frenado dinámico eléctrico, que puede ser a su vez de dos tipos: frenado reostático y frenado por recuperación. En los vehículos ferroviarios accionados por tracción eléctrica, cuando frenan eléctricamente, los motores que trabajan como generadores generan energía eléctrica y esa energía eléctrica puede tener dos destinos diferenciados.

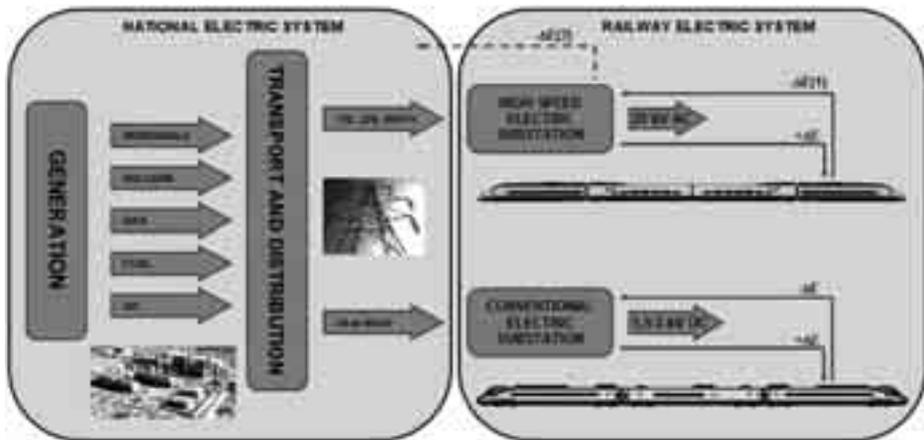
El frenado reostático es el que se realiza con el uso de las resistencias que van instaladas en el sistema eléctrico interno del tren. El frenado por recuperación es el que puede ser inyectado directamente en la red eléc-

trica a través de la catenaria de modo que pueda ser utilizada de nuevo por otros vehículos que estuvieran en el entorno.

Como se verá a continuación, desde un punto de vista energético y para el análisis que se está desarrollando, lo que interesa es el frenado por recuperación. Va a interesar que los trenes que circulan por la línea lleven un equipamiento especial para este tipo de recuperación energética. Actualmente muchos tipos de trenes llevan este tipo de equipamiento, aunque no todos.

Siguiendo con la descripción hecha anteriormente, consideramos los dos tipos de electrificación: alterna en la red ferroviaria de alta velocidad y continua para los otros tipos de trenes. En la situación actual, para ambos tipos de trenes la energía eléctrica demandada de la red puede ser devuelta a la catenaria de la red ferroviaria como se ve en la Figura 2.

Figura 2
Energía eléctrica demandada de la red y devuelta a la catenaria



Estos trenes están equipados con frenos recuperativos, operan por recuperación, y cuando frenan van a devolver energía eléctrica a la catenaria, en cuyo caso, si hay otros trenes en el entorno, éstos pueden consumir la energía devuelta a la catenaria por los que frenaron. Éste sería un sistema plenamente óptimo porque se está devolviendo una energía y otros trenes la están consumiendo.

¿Qué ocurre si no hay otros trenes en el entorno del tren que está devolviendo energía a la catenaria? En ese caso la energía se va a disipar en las resistencias de frenado. Pero en esta situación, para los trenes actuales

alimentados por corriente continua, no les está permitido el proceso de almacenamiento de la energía resultado del proceso de frenado. No se puede devolver la energía a la red de distribución o a la red de transporte porque eso sólo puede hacerse en las redes de corriente alterna, es decir, en las redes de alta velocidad, en las que puede hacerse una devolución de la energía a la red de distribución eléctrica.

Por tanto, el estudio se va a centrar en la red de corriente continua convencional y se intentará diseñar un almacenamiento de esa energía que los trenes están disipando durante el frenado en la resistencias de frenado.

Como se mencionó anteriormente, se va a intentar potenciar que los trenes que circulan en el sector ferroviario eléctrico puedan aprovechar la energía que otros trenes están devolviendo a la catenaria. Se puede hablar de dos líneas de trabajo que no suponen un coste económico importante. Optimizar la red eléctrica, es decir, tanto en las redes de corriente eléctrica continua como en las redes de corriente eléctrica alterna se va a intentar posibilitar al gestor ferroviario que los trenes que circulan por esa línea puedan utilizar la energía que otros trenes devuelvan a la red eléctrica.

Y como se explica en el capítulo anterior, diseñar horarios en los que puedan coincidir trenes de llegada y trenes de salida en la misma estación. Esto depende mucho de las características de la red ferroviaria. Este hecho, en cierta medida, puede ser soportado por la planificación teórica, pero la realidad es muy diferente, pues el menor retraso que pueda existir ya puede modificar el circuito eléctrico en la estación.

La experiencia está demostrando que las actuaciones indicadas en el punto anterior no son triviales. Por ejemplo, poner en práctica la planificación de los horarios. Tener energía eléctrica excedentaria en el sistema siempre será una posibilidad, siempre habrá energía que se pueda utilizar, lo que no se sabe es en qué momento y cuánta es, pero siempre podrá ser posible utilizar la que esté almacenada en el sistema. Precisamente, el análisis o la estrategia debe ir en la dirección de cuantificar la cantidad de energía y adoptar las actuaciones adicionales en cada caso para poder aprovechar esa energía. Como un ejemplo reciente del análisis que se ha hecho, podemos decir que en una línea de cercanías como es el caso de la línea Málaga-Fuengirola, se llega a alcanzar hasta un 26% de la energía disipada aprovechada por la red eléctrica. Es decir, que se puede aprovechar y de esta forma ahorrar hasta un 26% de energía eléctrica.

Las técnicas por tanto serían dos:

- 1) Por una parte, poder devolver esa energía eléctrica a la red y centrarse en la red de corriente continua. Intentar desarrollar una técnica para poder almacenar esa energía eléctrica a partir de la corriente continua, lo cual en la actualidad aún no es posible, mediante la uti-

lización de inversores de corriente, transformadores, proceso que en la red de alta velocidad es ya un proceso existente. Igualmente, plantear que esa energía excedentaria devuelta a la red pueda ser utilizada por otros mediante la utilización de convertidores.

2) Y adicionalmente, almacenar esa energía.

Existen tecnologías actualmente que pueden ser utilizadas para almacenar esa energía de frenado acotando el estudio a las redes de corriente eléctrica continua. Para ello se propone la incorporación de plantas de almacenamiento de energía en ciertas subestaciones de tracción que además, y como se verá a continuación, tiene otras series de ventajas.

En principio, el almacenamiento y la inversión de corriente no son técnicas sustitutivas una de la otra, sino que pueden ser complementarias. El almacenamiento también es interesante no solamente por la importancia del ahorro de energía sino porque puede introducir una serie de mejoras adicionales en la estructura. Precisamente hay que destacar que hace 3 años en el Congreso de Eficiencia Energética de la Unión Internacional de Ferrocarriles, una de las conclusiones del Congreso fue que se tenía que potenciar por parte de los sectores ferroviarios, las técnicas dedicadas al almacenamiento de energía.

A continuación se propone cómo almacenar esa energía de forma tal que los trenes pueden utilizarla a partir del sistema de almacenamiento. Teóricamente es un problema sencillo.

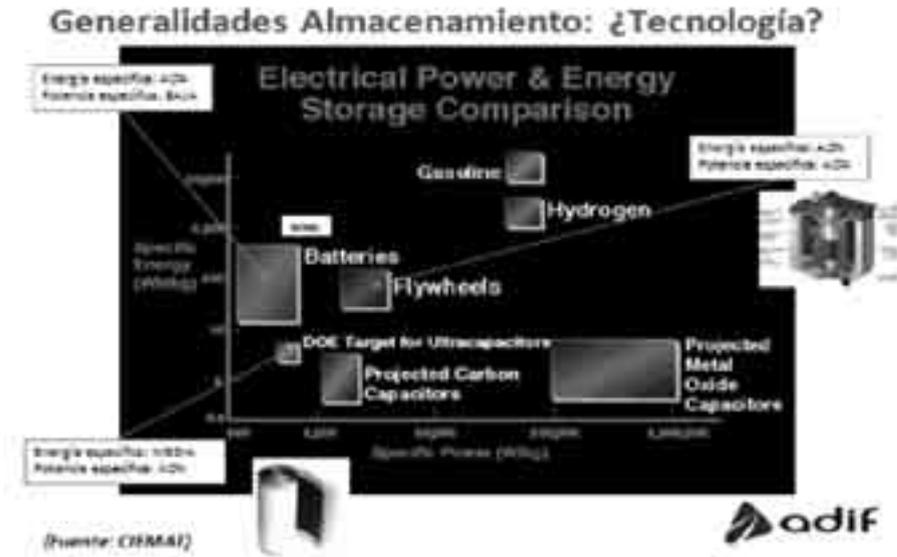
Actualmente, las tecnologías de almacenamiento son diferentes y variadas y cada una deberá ser seleccionada por el usuario en función de las necesidades que tenga. Se pueden ver en la Figura 3.

Las tecnologías de almacenamiento pueden ser caracterizadas de acuerdo a la potencia específica que las caracteriza y a las energías específicas a almacenar. Se centrará la atención en las tecnologías que son más comerciales porque son las que se están realmente empleando.

Al hablar del almacenamiento de pilas combustibles se debe decir que no se tiene experiencias en este campo y no se conocen mucho las aplicaciones de esta tecnología en el sector ferroviario.

Como se puede ver en la Figura 3, las tecnologías que sí tienen importancia en la actualidad en el sistema ferroviario son las de baterías de supercondensadores (ultracondensadores) y las de volantes de inercia. De una forma breve puede destacarse que las baterías tienen la mayor ventaja porque tienen una energía de almacenamiento específica alta, pero una potencia específica baja debido principalmente al punto de descarga. Pero por otra parte las baterías de supercondensadores, que son condensadores de doble capa, tienen cientos de miles de posibilidades más que los condensadores normales.

Figura 3
Tecnologías de almacenamiento



Respecto al sistema de los volantes de inercia, que es una tecnología que está bien conocida actualmente, puede decirse que es interesante porque presenta energías específicas y potencias específicas altas. No obstante lo dicho anteriormente, se debe indicar que en algunos casos las energías y las potencias específicas de las baterías de supercondensadores son relativamente altas también.

En las aplicaciones estáticas que se comentan a continuación, se presentan algunas dificultades en las baterías de superconductores debido al tamaño necesario de las baterías para poder llegar a algunos valores de energías y potencias y, por otra parte, las medidas y precios.

Los volantes de inercia tienen la ventaja de tener energías y potencias específicas altas y aunque esta tecnología actualmente sigue siendo cara, a corto o medio plazo podrán disminuir su precio de comercialización.

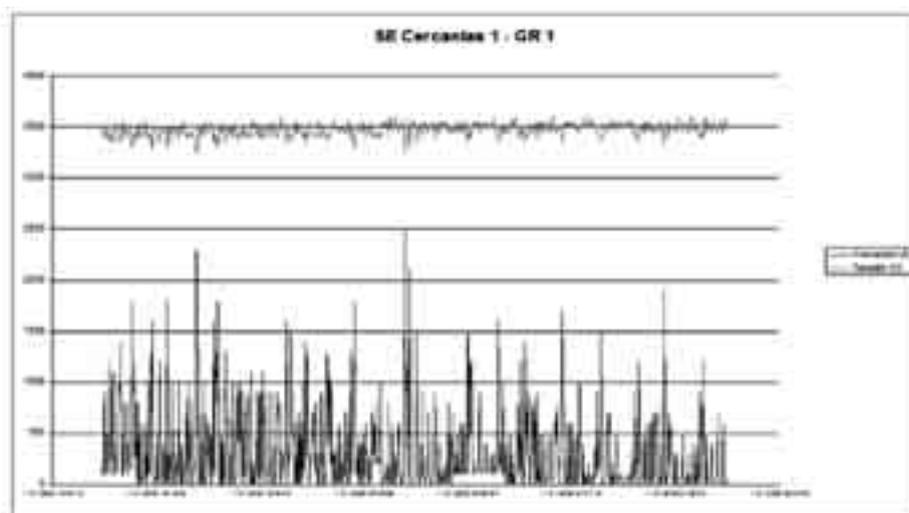
Hay dos tipos de almacenamiento, uno que se denomina almacenamiento fijo, que se va a desarrollar en estructura ferroviaria y otro que se denomina almacenamiento en embarcado, que es el almacenamiento que se realiza en el propio vehículo.

El almacenamiento fijo tiene como principal ventaja el ahorro energético ya que desde el punto de vista teórico, con él se sería capaz de disminuir el consumo de energía eléctrica disminuyendo las puntas de la

curva de carga en la subestación, evitando así los problemas eléctricos derivados de dicho perfil.

Como se ve en la Figura 4 esto depende de la frecuencia de trenes, se puede llegar a puntas muy elevadas.

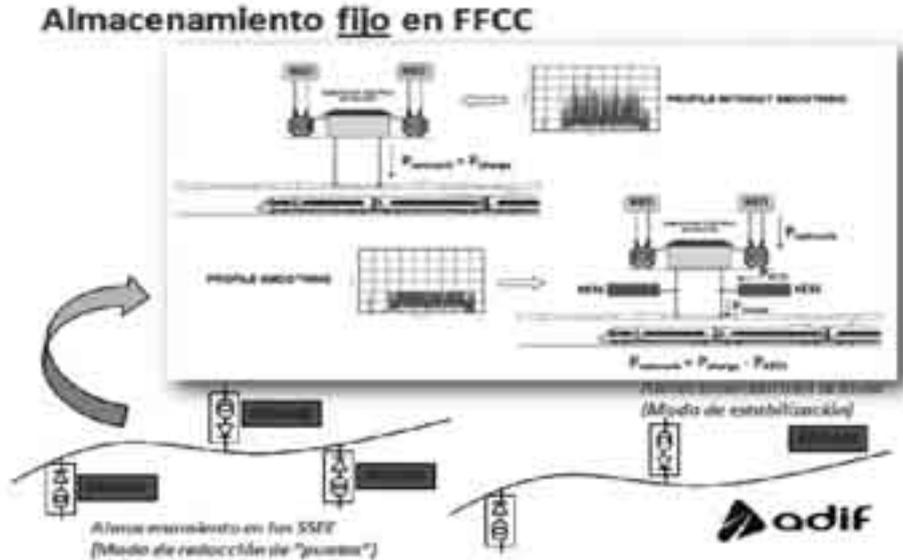
Figura 4
Curva de carga en la subestación



Este perfil irregular no le gusta a las compañías eléctricas porque en estos casos tienen que dimensionar la instalación para los mayores picos que se producen, por encima de la potencia media que se produce. Además, la ventaja de este tipo de almacenamiento fijo es que con él se va a poder mejorar el problema de las suspensiones en las catenarias y de esta forma la posibilidad de estabilizar la red. Esta serie de ventajas hace muy interesante este tipo de instalación. Ahora mismo la tecnología utilizada de almacenamiento fijo está basada en las baterías y volantes de inercia.

En la Figura 5 se representa cómo es el doble funcionamiento en el que un sistema de almacenamiento ferroviario podría trabajar. Se tendría el almacenamiento en la subestaciones con el objetivo principal de reducir energía alisando la curva de carga. Debido al almacenamiento de energía eléctrica en una subestación eléctrica, teóricamente, se podría alisar este perfil y así reducir el consumo de energía con esta tecnología.

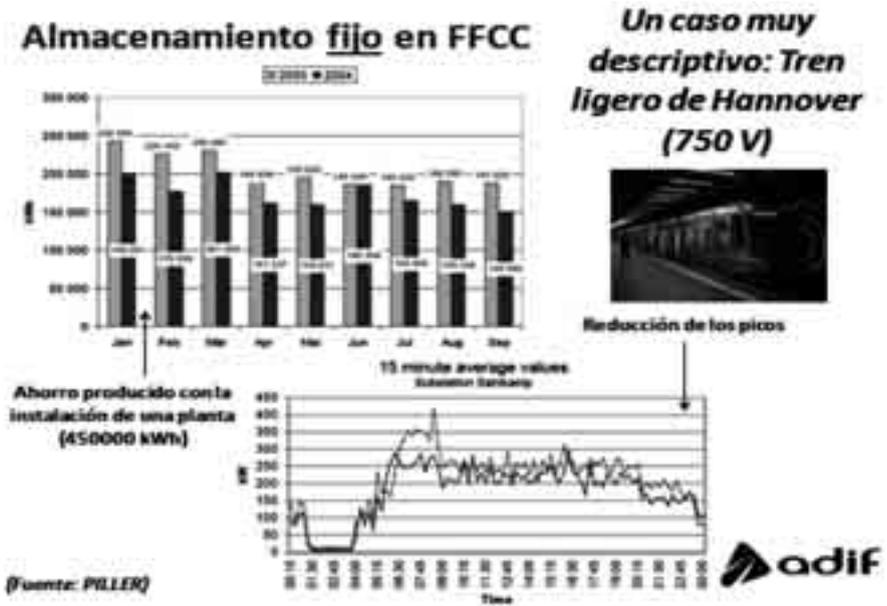
Figura 5
Almacenamiento fijo en ferrocarriles



Un segundo modo de funcionamiento sería también utilizado en ciertos sitios de la red para poder estabilizarla cuando se presenten problemas de baja tensión, es decir, una tensión cuyo mínimo esté por debajo de la potencia media dimensionada. En la actualidad ya existen experiencias en las que la instalación de plantas de almacenamiento en estos puntos específicos de la línea está permitiendo que esa baja tensión no se produzca y por tanto la tensión de funcionamiento sea muy estable.

Precisamente el caso más descriptivo que ahora mismo se conoce y está bien documentado es el que existe en la red de metro de la ciudad de Hannover en Alemania. Es una red de 750 V, es un metro ligero que circula por superficie y por subterráneos y ahora mismo es un caso del ahorro producido con una instalación de una sola planta en un solo punto de la línea. En la Figura 6 se puede ver lo que la línea había consumido sin el sistema de almacenamiento y con el sistema de almacenamiento. Aproximadamente entre septiembre y enero de un año, la reducción es considerable. Una reducción de 150.000 kW/hora. Como anécdota, se ve que los consumos fueron prácticamente iguales cuando los sistemas de almacenamiento de la planta fueron desconectados para mantenimiento.

Figura 6
Ejemplo de almacenamiento fijo: tren ligero de Hannover



CAPÍTULO V
EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL FERROCARRIL.
ALMACENAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE ENERGÍA

Antonio Fernández Cardador
Instituto de Investigación Tecnológica. Univ. P. Comillas-ICAI

En esta ponencia se presenta una metodología dirigida a analizar el potencial de ahorro energético asociada a la instalación de acumuladores fijos y embarcados en trenes en líneas metropolitanas, maximizando el aprovechamiento del frenado regenerativo. Se presenta un modelo basado en simulación capaz de optimizar de forma conjunta la conducción automática de trenes ATO teniendo en cuenta tanto las características dinámicas de los trenes, como la línea, como los sistemas de acumulación, así como la red de alimentación. Se describen resultados del modelo basados en datos reales de la Línea 3 de Metro de Madrid, que han sido realizados en el marco del proyecto ELECRAIL en el que participa el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas

DESCRIPCIÓN DEL SIMULADOR

La estructura del simulador empleado para analizar el problema es la siguiente:

- Módulo de simulación de la marcha de un tren, estructurado en ocho submódulos:
 - Módulo de control de la simulación
 - Módulo de preprocesado de datos

ACUMULACIÓN DE ENERGÍA

- Módulo de lógica de conducción
 - Módulo del motor
 - Módulo de dinámica de movimiento del tren
 - Módulo de consumo
 - Módulo de control de cumplimiento de las condiciones de confort y operativas
 - Módulo de muestra de resultados
- Módulo de generación del árbol de conducciones compatibles para una interestación y comparación con conducciones en servicio.
 - Módulo de generación automática de conducciones para una línea de metro y comparación con conducciones en servicio.
 - Módulo de generación de resultados y representación de las marchas diseñadas para la línea entera en continuo.

Línea

Se modela la siguiente información de la línea:

- Datos de vía que utiliza la memoria de ATO en la conducción del tren
- Datos de velocidades máximas que utiliza la memoria de ATO en la conducción del tren
- Perfil real de la vía con cotas de alturas o con el valor de acuerdo entre pendientes
- Datos de velocidades mínimas en los pasos por curva para evitar el desgaste de la rueda por el roce con el carril
- Datos de curvas con sus clotoides

Tren

Se modela la siguiente información del tren:

- Curvas de tracción y freno
- Ciclos de cálculo del ATO y del motor
- Carga máxima y la carga para simulación
- Masa inercial
- Peso en vacío del tren y longitud
- Tensión nominal de línea
- Coeficientes de la resistencia aerodinámica del tren
- Valores de jerk
- Características de potencia y energía de almacenamiento

- Rendimientos
- Masa
- Carga inicial en la simulación

La curva de fuerza máxima se desdobra en dos: la que tiene en cuenta la fuerza máxima por límite de adherencia y la que es limitada por la potencia máxima de los motores. Ambas se introducen como una lista de puntos fuerza-velocidad al igual que las curvas de corriente. El simulador interpolará linealmente el valor de la fuerza e intensidad entre los puntos de velocidad más cercanos. Únicamente es necesario configurar las curvas de esfuerzo y freno máximas sin tener en cuenta porcentajes de tracción o consignas de baliza, puesto que el algoritmo del motor se encargará, a partir de estos datos, de calcular las fuerzas e intensidades necesarias en cada caso. Además es necesario introducir los parámetros de red de aprovechamiento y rendimiento en caso de que en la simulación se desee tener en cuenta la regeneración y devolución de energía a la catenaria. Para la elección de devolución de energía a la red y/o acumulación embarcada en el tren se han introducido botones de selección.

Una vez configurados todos los parámetros del equipo de ATO, del material móvil y de vía y establecidas las restricciones de confort, puede realizarse el diseño de las marchas. La herramienta simulará todas las combinaciones de parámetros del ATO posibles generando una hoja nueva para cada interestación. A partir de las nubes de puntos de las marchas y seleccionando la marcha tendida como marcha 0, se seleccionan las otras tres marchas de regulación atendiendo a los criterios de dominación, sensibilidad y distribución uniforme de tiempos, con una diferencia máxima de 20 s entre la marcha 0 y la 3.

Parametrización de los modelos

Los modelos descritos y la herramienta desarrollada se han preparado para el rediseño de las marchas de la Línea 10a de Metro de Madrid. En el diseño se han tenido en cuenta criterios de eficiencia energética para su posterior implementación y medida del ahorro de consumo conseguido.

Datos de Tren

Los trenes en servicio en Línea 10a corresponden a las series 7000 y 9000 de AnsaldoBreda cuyas características fueron facilitadas por Metro de Madrid para su incorporación al simulador.

Las curvas de fuerza con las que se contaba como dato, se utilizaron en un primer diseño inicial. Tras las primeras medidas realizadas, se comprobó que dichas curvas no se asemejaban con la realidad y por lo tanto, fueron modificadas como se verá más adelante.

Datos de Vía

Los datos de Vía se extrajeron de varios planos facilitados también por Metro de Madrid, tanto de señalización, como de perfil de la vía. En esta parte la dificultad recayó en realizar un contraste adecuado de las diferencias de todos los planos y encontrar un punto kilométrico inicial común.

Por otro lado, debido a la antigüedad del tramo de Línea 10a en estudio, no existen datos de acuerdos de pendientes, por lo que ha sido necesario un ejercicio de cálculo previo buscando valores razonables que suavizaran las pendientes discretas conocidas.

Toma de medidas

El 2 de febrero de 2010 se realizó un primer ensayo de toma de medidas en Línea 10a. Se registraron las marchas en servicio normal sin que se indicara ninguna modificación. Se realizó el trayecto Tres Olivos-Puerta del Sur y Puerta del Sur-Tres Olivos en el tren 9139 de la serie 9000 con chapa 5.

Para registrar las medidas se conectó un ordenador portátil a la CCU (Central Control Unit, Unidad Central de Control) del tren a la que se tiene acceso en la cabina activa mediante interfaz RS485 que se adaptó al RS232 del ordenador. El registro de medidas se hizo a través del software ATR-term 4.2 Pro-211EA23061B con una máscara creada para tal fin que registrara las variables de interés, tanto digitales como analógicas.

Antes de realizar el rediseño de las marchas de la línea y una vez hecho un primer ajuste de los datos, es necesario validar el simulador con registros reales para asegurar que las conducciones que se diseñen sean realistas. Las simulaciones de tiempo y consumo que se obtienen de marcha tendida, se han comparado con las medidas tomadas a fin de verificar la bondad del simulador.

En media obtenemos un 1,45% de diferencia en la simulación de los tiempos de recorrido y 7,68% en la simulación de la energía consumida respecto a las medidas tomadas. Hay que recordar que estos resultados se obtienen tras un primer ajuste del simulador con un registro de línea incompleta (a falta de alguna estación y únicamente marchas tendidas) y con muestras tomadas cada 200 ms, un intervalo demasiado amplio para la precisión y tiempos que se manejan. En consecuencia, se prevé mejorar los re-

sultados una vez puedan realizarse más medidas y por tanto, más ajustes en el simulador.

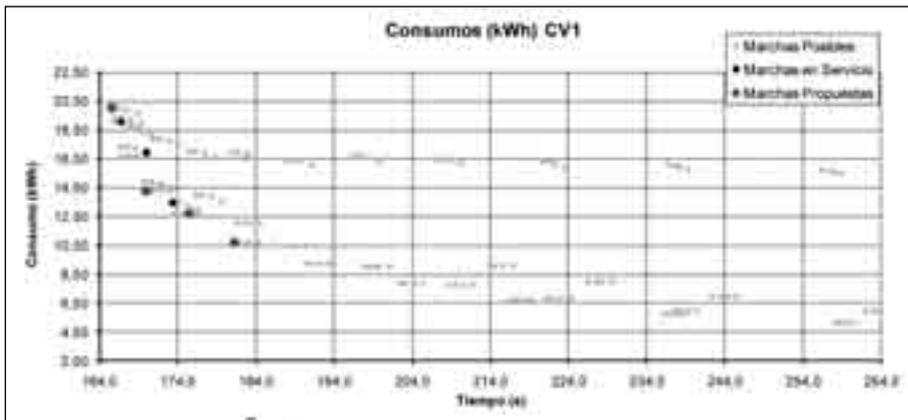
Una vez ajustados los datos de entrada del simulador y los resultados del propio software y validadas las simulaciones obtenidas con los registros que se obtuvieron en la primera prueba, se ha hecho un primer rediseño de las marchas de Línea 10a que nos permita saber el ahorro esperado a priori. Esta comparación se hace en simulación, simulando las marchas hasta ahora en servicio proporcionadas por Metro de Madrid, y las marchas que se proponen según los criterios de eficiencia energética, operativos y de confort mencionados anteriormente.

La comparación de las marchas en servicio frente a las simuladas ofrece resultados muy buenos de ahorro, de más del 20% en media llegando incluso al 73% de ahorro con la nueva marcha 3 de Colonia Jardín en vía 2.

Para ilustrar estos resultados se muestra a continuación un ejemplo. En la interestación de Cuatro Vientos en vía 1 se consigue con el rediseño un ahorro de entre el 20% y el 25% con un aumento máximo del 4,53% del tiempo.

Como se ve en la Figura 1 con el rediseño se consigue además una mayor homogeneidad en las marchas y se aprovecha al máximo la parte de la curva de Pareto en la que se obtienen importantes ahorros con pequeños incrementos de tiempo, siempre respetando los 20s de diferencia máxima entre las marchas 0 y 3.

Figura 1
Ejemplo de rediseño en Cuatro Vientos Vía 1



Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

Existe algún caso en el que con el rediseño se empeora el consumo, como por ejemplo en la interestación de Lago en Vía 1. Esto se explica fácilmente señalando que las marchas que actualmente se encuentran en servicio, no respetan los criterios de confort establecidos y por lo tanto, no son marchas a tener en cuenta a la hora de hacer el rediseño. El espacio de soluciones se acota en nuestro caso a las marchas confortables, siendo imposible en este caso, mejorar el consumo actual respetando el confort.

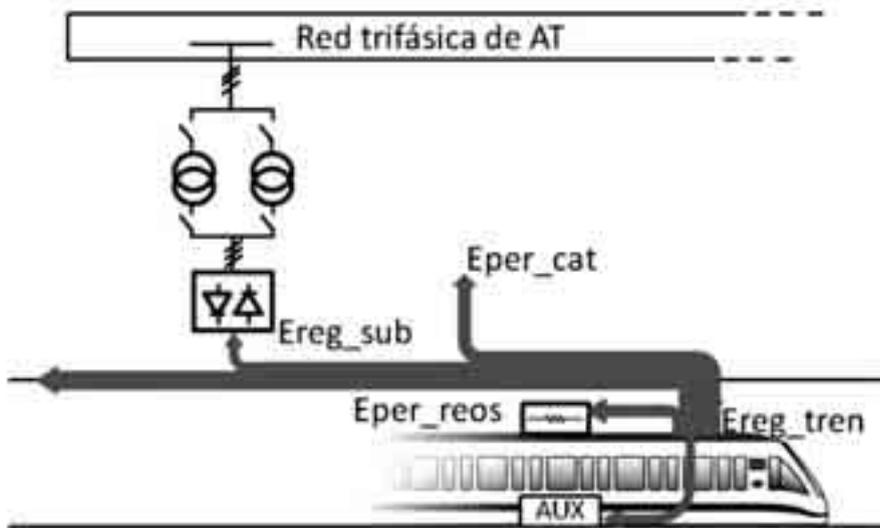
Con el diseño adecuado de las marchas ATO del tren se consigue ahorrar energía puesto que se disminuye el consumo de tracción del tren combinando estrategias de regulación y deriva-remotor. Si además tenemos en cuenta las ventajas del freno regenerativo para la generación de energía en los frenados, el consumo neto del tren podría disminuir considerablemente si aprovechamos la energía que él o los trenes cercanos generan. Por lo tanto se hace a continuación el estudio del impacto de la incorporación de la red al modelo, es decir, se asume la posibilidad de que la energía que el tren pone en catenaria se aproveche, ya sea porque un tren cercano traccionando la utilice, porque las subestaciones sean reversibles y admitan la absorción de la corriente continua procedente del tren, o porque se disponga de acumuladores de energía en las subestaciones que almacenen dicha energía para otro momento posterior. Además, se investiga también la conveniencia de que los trenes dispongan de acumuladores de energía embarcados que almacenen su propia energía de frenado y puedan utilizarla en el siguiente arranque sin depender de la red.

Por lo tanto, la metodología a seguir será la siguiente: en primer lugar se estudiarán diferentes configuraciones de la red de alimentación que permitan el aprovechamiento de la energía regenerada por el tren. Esto dará lugar a diferentes escenarios que dependerán además de la demanda, es decir, del número de trenes circulando por la línea. Cada escenario se definirá mediante un factor de aprovechamiento y otro de pérdidas. Posteriormente sobre estos escenarios, se incorporarán además, acumuladores de energía embarcados en los trenes y se estudiará las mejoras esperables si las hubiere. Por último se realizará un nuevo rediseño de las marchas de regulación ATO, esta vez teniendo en cuenta el aprovechamiento de la energía regenerada según los escenarios anteriores considerados.

Definimos como factor de aprovechamiento al porcentaje de la energía regenerada que el tren pone en catenaria (y que la red es capaz de aprovechar). Será diferente en función de la configuración de la red que exista.

$$\eta_{aprovechamiento} = \frac{E_{\text{caten. sub}}^{\text{tren aislado}} - (E_{\text{caten. sub}}^{\text{escenario}} - E_{\text{reg. sub}}^{\text{escenario}})}{E_{\text{reg. tren}}}$$

Figura 2
Regeneración



Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

Por otra parte, la energía que viaja por la red sufre pérdidas en la catenaria, en las subestaciones, en los acumuladores fijos si los hay y en los reóstatos cuando no toda la energía regenerada es aprovechada por la red, como se ve en la Figura 2. Todo esto lo caracterizamos con un rendimiento que representa dichas pérdidas en la red.

$$\eta_{pérdidas} = \frac{E_{com_tren}}{E_{com_sub}}$$

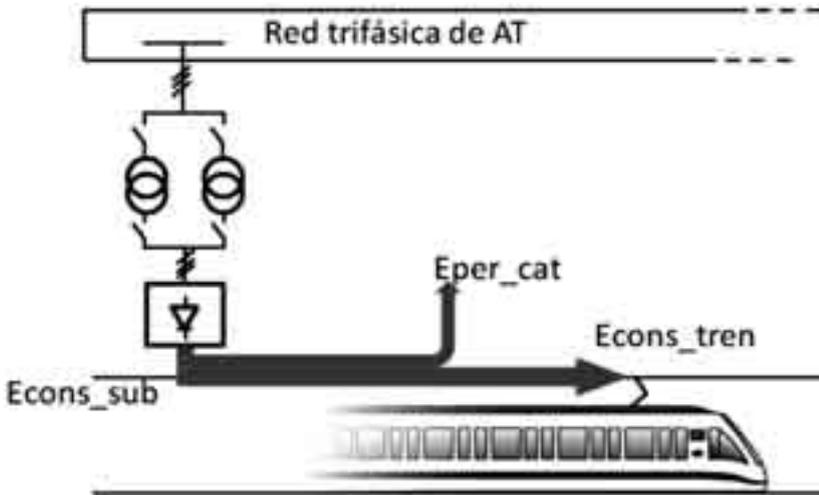
Estos factores se han hallado realizando la simulación de toda la línea y teniendo en cuenta además el sistema eléctrico mediante un simulador eléctrico diseñado para el proyecto ElecRail.

Definidos los factores y según se representa en la Figura 3, el consumo de energía de los trenes a tener en cuenta a partir de ahora será el medido en subestaciones, no únicamente el consumo de tracción. Es decir, que se tendrán en cuenta gracias a los factores anteriores, tanto el freno regenera-

tivo como el consumo de los servicios auxiliares. Dicho consumo en subestaciones se calcula según.

$$\text{Consumo en subestación} = \frac{E_{\text{cons_tren}}}{\eta_{\text{perdidas}}} - E_{\text{reg_tren}} \cdot \eta_{\text{aprovechamiento}}$$

Figura 3
Alimentación del tren



Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

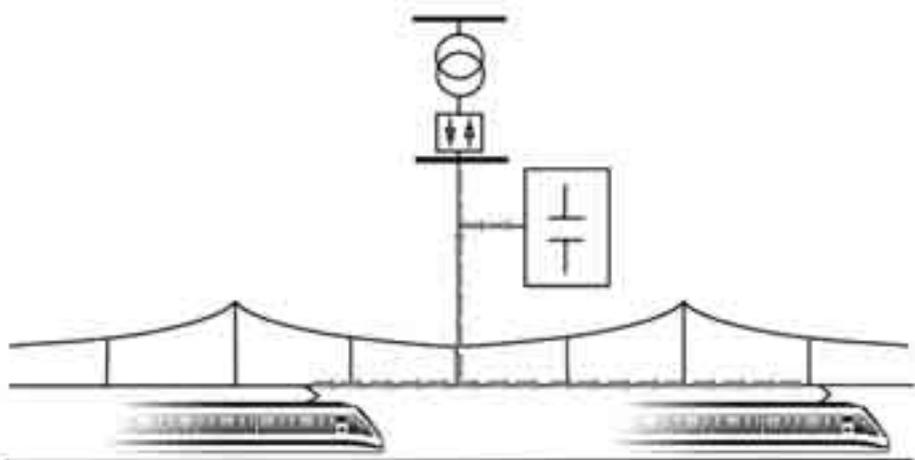
Se han definido posteriormente diferentes escenarios posibles. Como se resume en la Tabla 1, se ha simulado un escenario de hora punta con alto número de trenes circulando, lo que dará lugar a factores de aprovechamiento altos. Por el contrario en un escenario de hora valle con pocos trenes próximos, el aprovechamiento de la energía regenerada será más bajo. Los casos base de comparación serán dos: un escenario en el que el tren no tiene frenado regenerativo y otro en el que sí que lo posee pero únicamente le sirve para alimentar sus propios servicios auxiliares, mientras que la energía sobrante se quemará en los reóstatos de freno. El ahorro que se consigue en el resto de escenarios se calcula frente estos dos casos, pero también se calcula la diferencia de energía aprovechada entre ambos dos, es decir el ahorro que se consigue únicamente incorporando frenado regenerativo (Figura 4).

Tabla 1
Escenarios contemplados

	Alimentación Auxiliares	Regeneración entre trenes	Subestación reversible	Acumulador fijo
Hora Punta	NO	NO	NO	NO
	SÍ	NO	NO	NO
	SÍ	SÍ	NO	NO
	SÍ	SÍ	SÍ	NO
	SÍ	SÍ	NO	SÍ
	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ
Hora Valle	NO	NO	NO	NO
	SÍ	NO	NO	NO
	SÍ	SÍ	NO	NO
	SÍ	SÍ	SÍ	NO
	SÍ	SÍ	NO	SÍ
	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ

Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

Figura 4
Aprovechamiento del frenado regenerativo



Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

ACUMULACIÓN DE ENERGÍA

Las simulaciones para el estudio de la conveniencia de invertir en las distintas posibles configuraciones de la red, se han realizado utilizando los datos de la Línea 3 de Metro de Madrid. La línea está formada por 17 interestaciones. Tiene una tensión nominal de 1500V, sin embargo opera a una tensión mayor, de aproximadamente 1750V y que ha sido la empleada en las simulaciones. En hora valle se ha supuesto una frecuencia de trenes de un tren cada 15 minutos mientras que en hora punta el intervalo se reduce a 2 minutos. En un primer ejemplo se ha supuesto un consumo de auxiliares alto, de 500 kW, que se resume en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Posteriormente se realizó otro ejemplo con un consumo de 200 kW de auxiliares cuyos resultados se ven en la Tabla 3.

Tabla 2
Simulación de escenarios con consumo de elementos auxiliares de 500 kW

	Alimentación Auxiliares	Regeneración entre trenes	Subestación reversible	Acumulador fijo	Factor de aprovechamiento	Ahorro frente a alimentación de auxiliares	Ahorro frente a NO regeneración
Hora Punta	NO	NO	NO	NO	0		
	SÍ	NO	NO	NO	0		17,71%
	SÍ	SÍ	NO	NO	101,80%	9,50%	24,63%
	SÍ	SÍ	SÍ	NO	101,80%	9,50%	24,63%
Hora Valle	SÍ	SÍ	NO	SÍ	98,70%	9,21%	24,42%
	NO	NO	NO	NO	0		
	SÍ	NO	NO	NO	0		17,71%
	SÍ	SÍ	NO	NO	88,60%	8,35%	23,79%
	SÍ	SÍ	SÍ	NO	97,90%	9,23%	24,43%
	SÍ	SÍ	NO	SÍ	92,70%	8,74%	24,07%

Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

En la Tabla 2 debe tenerse en cuenta que la columna “Ahorro frente a alimentación de auxiliares”, es el ahorro calculado de cada uno de los escenarios (filas) frente al segundo caso de hora punta y hora valle, mientras que la columna “Ahorro frente a NO regeneración”, calcula el porcentaje frente al primero de los casos de hora punta y hora valle que contempla un escenario sin freno regenerativo.

Si comparamos los dos casos base, es decir, el escenario en el que hay freno regenerativo únicamente aprovechado por los auxiliares y el escenario en el que no existe regeneración, vemos que el ahorro de energía es ya el 17,71%. Es decir, conseguimos aprovechar un 17,71% de la energía que se quemaría en reóstatos. Este resultado es independiente del escenario de hora valle o punta considerado puesto que la red no llega a intervenir.

En hora punta existen algunos factores de aprovechamiento mayores que el 100%. Esto significa que no sólo no se quema energía en reóstatos puesto que toda es aprovechada en la red por otros trenes cercanos, sino

que además, al poder alimentarse el propio tren también de trenes próximos, las pérdidas son menores. En este caso, añadir otras tecnologías a la red es innecesario puesto que ya el mallado de la red aprovecha al máximo la regeneración. Además, si al caso de la subestación reversible o simplemente la regeneración entre trenes, le añadimos el acumulador fijo en la red, el ahorro no sólo no aumenta sino que además empeora. El factor de aprovechamiento es menor en este caso debido a las pérdidas del propio acumulador y sus ciclos de funcionamiento. Por tanto, en el ejemplo estudiado, en el escenario de hora punta, se podría decir que no merecería la pena invertir en ningún tipo de nueva tecnología en la red mientras se permita y favorezca la regeneración y transferencia de energía entre trenes.

En hora valle sin embargo, sí existe una ligera diferencia entre el caso de incorporar inversores en las subestaciones o permitir únicamente transferencia entre trenes. Aproximadamente un 1% de la energía no aprovechada por otros trenes podría devolverse a la red gracias a la incorporación de inversores en la subestación. La incorporación de un acumulador fijo en ella sin embargo, aumentaría el ahorro respecto al caso de transferencia entre trenes únicamente pero en menor medida que los inversores.

Nótese también que el ahorro es menor que en el mismo escenario de hora punta como era de esperar. Con intervalos mayores entre trenes, existen más pérdidas en catenaria y menos capacidad de aprovechamiento de la energía regenerada.

Por tanto, en hora valle de nuevo podría aprovecharse la energía regenerada mediante la transferencia de ella entre los distintos trenes. A pesar de que sí se puede mejorar algo el ahorro con la incorporación de inversores en la subestación, quizá el poco margen de beneficio no justifique la inversión en esta nueva tecnología.

Tabla 3
Simulación de escenarios con consumo de elementos auxiliares de 200 kW

	Alimentación Auxiliares	Regeneración entre trenes	Subestación reversible	Acumulador fijo	Factor de aprovechamiento	Ahorro frente a alimentación de auxiliares	Ahorro frente a NO regeneración
	NO	NO	NO	NO	0		
Hora	SÍ	NO	NO	NO	0		12,90%
Punta	SÍ	SÍ	NO	NO	100,50%	29,59%	36,58%
	SÍ	SÍ	SÍ	NO	100,80%	29,68%	36,65%
	NO	NO	NO	NO	0		
Hora	SÍ	NO	NO	NO	0		12,72%
Valle	SÍ	SÍ	NO	NO	67,70%	20,06%	28,80%
	SÍ	SÍ	SÍ	NO	95,70%	28,35%	35,45%

Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

La Tabla 3 es similar a la Tabla 2 con la salvedad de que en este caso la potencia de elementos auxiliares considerada ha sido de 200 kW.

En este caso se consigue un ahorro de casi el 13% por el hecho de, únicamente, disponer de frenado regenerativo para alimentar a los servicios auxiliares.

A diferencia del caso de 500 kW, ahora los factores de aprovechamiento para los casos de regeneración entre trenes con y sin inversores son diferentes y menores. Al disminuir el consumo de auxiliares los factores de aprovechamiento disminuyen. Se pone más energía en catenaria que es más difícil de aprovechar. El consumo total del tren disminuye gracias a la menor potencia de auxiliares, por lo tanto se envía más energía regenerada a la red. En hora punta es llamativo el descenso del valor del factor de aprovechamiento. Al haber más energía regenerada puesta en catenaria (se alimentan menos auxiliares) se aprovecha peor.

En hora punta existe un pequeño ahorro adicional por incorporar inversores en la subestaciones de red. El ahorro llega a ser un 6,5% si nos encontramos en un escenario de hora valle.

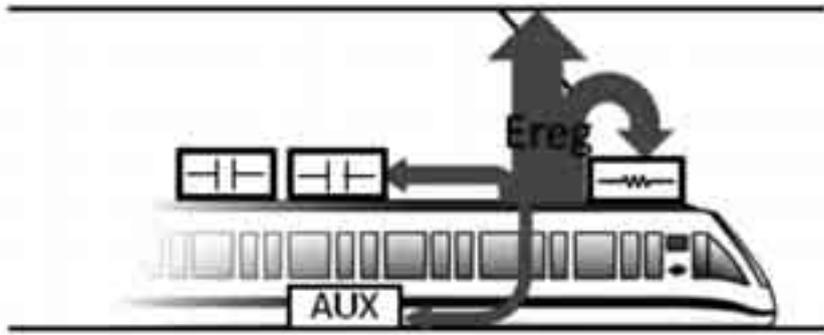
Luego con un consumo de auxiliares de 200 kW (13% potencia del tren) podría ser ventajoso instalar inversores en las subestaciones ya que se consigue bastante ahorro tanto en hora punta como en hora valle.

Una vez estudiada la influencia de una red receptiva de energía regenerada en el consumo de energía de los trenes, se considerará la posibilidad de añadir también, un elemento de acumulación de energía embarcado en el tren para aprovechar toda aquella energía que aún se sigue perdiendo en reóstatos.

De nuevo se trata de comparar los consumos de los trenes en contadores de subestación una vez consideradas pérdidas en la red y aprovechamiento de energía regenerada. Esto significa que en la ecuación la energía consumida y regenerada por el tren debe ser aquella que quede tras tener en cuenta el acumulador embarcado. Es decir, en este caso sería la ecuación.

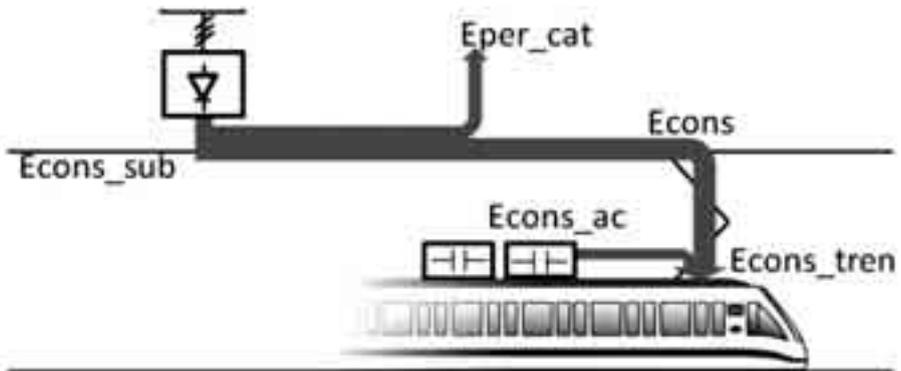
$$\text{Consumo en subestación} = \frac{E_{\text{cons}}}{\eta_{\text{pérdidas}}} - E_{\text{reg}} \cdot \eta_{\text{aprovechamiento}}$$

Figura 5
Energía regenerada en un tren con acumulador embarcado



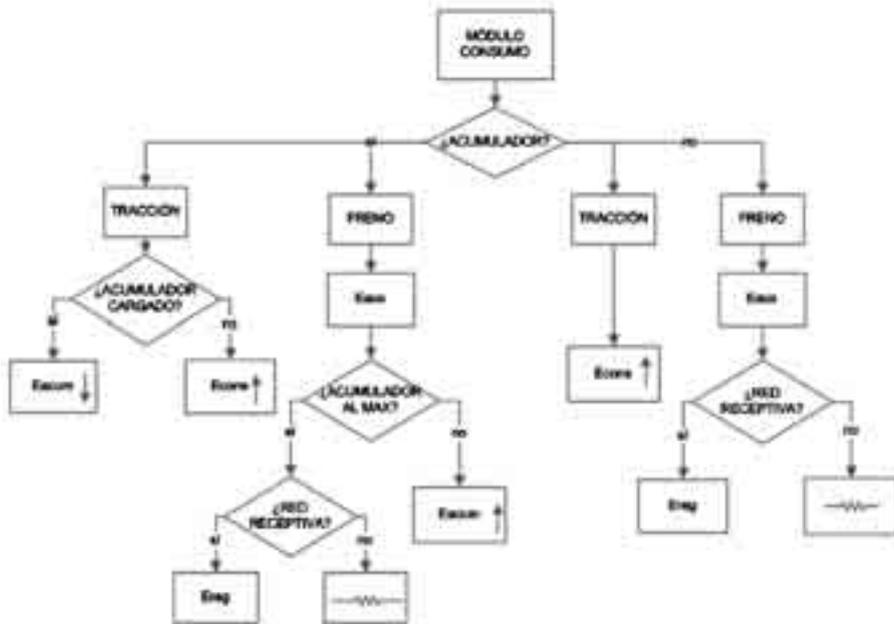
Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

Figura 6
Energía consumida por un tren con acumulador embarcado



Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

Figura 7
Consumo del tren con acumulador embarcado



Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

Acumulador embarcado de referencia

Para simular un caso realista con un acumulador embarcado en el tren de características reales, se ha consultado la bibliografía. Finalmente la tecnología existente que se ha empleado en el modelo ha sido el acumulador “MITRAC Energy Saver” de Bombardier que se encuentra en servicio desde septiembre de 2003 en un LRV en Mannheim. Está formado por 640 Ultra-Caps (condensadores de doble capa) con capacidad de 1800 F cada uno. Tiene unas dimensiones de 1900 mm × 950 mm × 455 mm, una masa de 477 kg y una potencia máxima de 300 kW. Además existen simulaciones en un metro europeo con un tren de 8 vagones de 165 t en vacío y 45 t de carga media, incorporando 6 acumuladores con 1,5 kWh cada uno, en una red de 600-750 V. Se han obtenido unos resultados de 14-21% de ahorro esperado.

La aplicación a nuestro caso de estudio ha sido de 4 acumuladores embarcados con una masa total de $M = 477 \times 4 = 1.908$ kg, una potencia má-

xima de 300 kW cada uno y energía almacenable $4 \times 1,5 = 6$ kWh. Además se ha supuesto un rendimiento del 95%.

Escenarios

Recuperamos ahora algunos de los escenarios simulados sin tener en cuenta el acumulador embarcado y considerando potencia de auxiliares de 200 kW. Realizamos de nuevo las simulaciones, esta vez teniendo en cuenta el acumulador embarcado en el tren. La comparación de ambas situaciones puede verse en la Tabla 4.

Tabla 4
Escenarios simulados con acumulador embarcado

	Alimentación Auxiliares	Regeneración entre trenes	Subestación reversible	Acumulador embarcado	Factor de aprovechamiento	Ahorro frente a alimentación de auxiliares	Ahorro frente a NO regeneración
Hora Punta	NO	NO	NO	NO	0		
	SÍ	NO	NO	NO	0		12,90%
	SÍ	SÍ	NO	NO	100,50%	29,59%	36,58%
	SÍ	SÍ	NO	SÍ	100,50%	24,86%	33,73%
Hora Valle	NO	NO	NO	NO	0		
	SÍ	NO	NO	NO	0		12,72%
	SÍ	SÍ	NO	NO	67,70%	20,06%	28,80%
	SÍ	SÍ	NO	SÍ	67,70%	24,77%	33,51%
	SÍ	SÍ	SÍ	NO	95,70%	28,35%	35,45%
	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	95,70%	24,85%	33,58%

Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

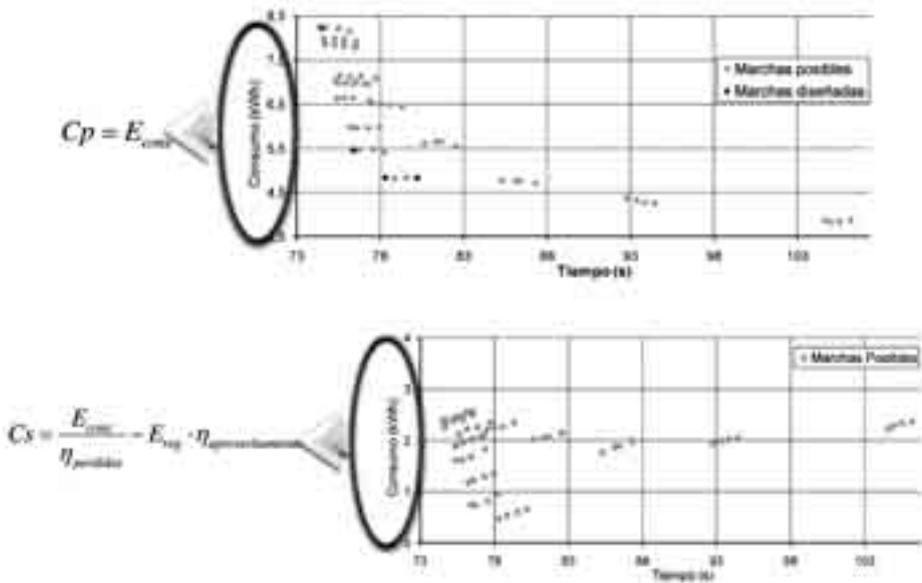
Si recordamos, en hora punta teníamos un alto aprovechamiento de la energía regenerada simplemente con la transferencia de energía entre trenes. Incorporando un acumulador embarcado en el tren empeoramos la situación, el ahorro esperado decrece. Esto puede deberse a dos motivos: al aumento de masa que el acumulador supone en el tren y que implica un mayor consumo y al rendimiento del acumulador menor que el de la red considerada que supone más pérdidas de energía si acumulamos y alimentamos desde el acumulador que desde la red.

En hora valle sin embargo, debido a la poca densidad de tráfico que hace que la transferencia de energía entre trenes sea baja, es más ventajoso acumular la energía regenerada sobrante tras alimentar auxiliares, que devolverla a la red. Se aprovecha hasta un 12% más de energía que con transferencia entre trenes únicamente. Por el contrario, si añadimos inversores

en las subestaciones, el ahorro cae incorporando un acumulador embarcado. Con inversores la red ya aprovecha la energía suficiente como para que el rendimiento del acumulador dé lugar a pérdidas mayores.

Por lo tanto, en el sistema de estudio el acumulador embarcado sólo añade ventajas en escenarios de hora valle sin más aprovechamiento de la red que la transferencia entre trenes pero incluso en ese caso se puede optar por subestaciones reversibles que proporcionan ahorros similares.

Figura 8
Modificación de las nubes de puntos

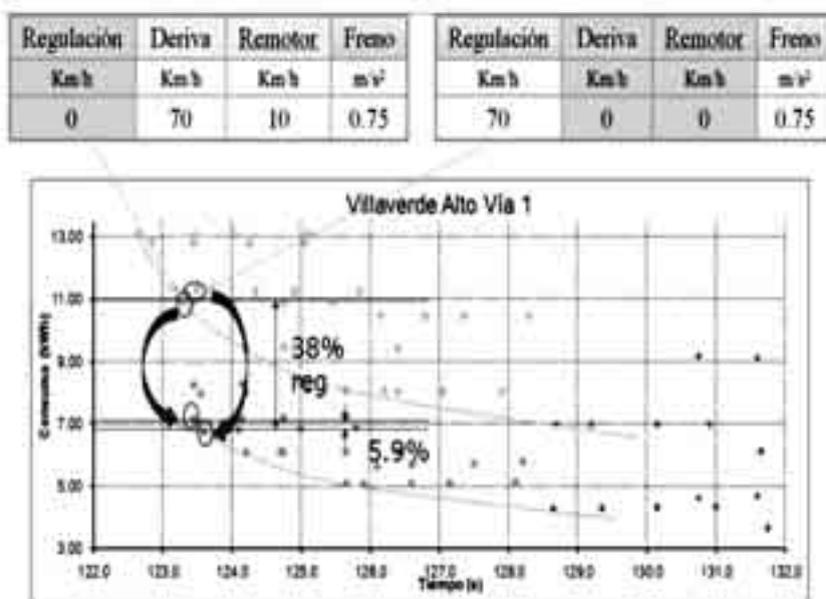


Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

Incorporando ahora la energía regenerada en las marchas de ATO, se pueden realizar nuevos diseños que consigan aún, ahorros mayores de energía. Si hasta ahora realizábamos la simulación de todas las combinaciones de parámetros de ATO posibles y representábamos las marchas en un gráfico tiempo de recorrido-consumo de tracción (más auxiliares), ahora el eje de ordenadas será el consumo medido en subestaciones. Es decir descontando la energía regenerada que se ha podido aprovechar y añadiendo las pérdidas en la red. En la Figura 8 se ilustra esta novedad.

Como se ve, existe un primer ahorro que se manifiesta en el desplazamiento de la nube de puntos y por lo tanto, de la curva de Pareto, en el eje de ordenadas por el hecho de incluir el aprovechamiento del frenado regenerativo. Pero además, puede darse el caso de que las conducciones que se consideraban óptimas en los diseños sin considerar el freno regenerativo, dejen de estar ahora en la nueva curva de Pareto y sean otras ahora las óptimas.

Figura 9
Modificación de las conducciones



Fuente: Instituto de Investigación Tecnológica

En el ejemplo de la Figura 9 se ve cómo en el diseño sin red receptiva ni acumulador, una de las marchas óptimas por encontrarse sobre la curva de Pareto, es una marcha con consigna de deriva-remotor. En la nueva nube de puntos que tiene en cuenta el aprovechamiento de la energía regenerada, esta conducción no cae sobre la curva de Pareto, sino que está dominada por una nueva marcha con consigna de regulación a una velocidad constante de 75 km/h. Al ahorro del 38% que se consigue solamente con el desplazamiento de la nube de puntos, se le suma un 5,9% adicional de las ventajas de la nueva curva y nuevo diseño de marchas.

Este resultado no extraña. Sin considerar freno regenerativo, es lógico que por lo general, las conducciones óptimas sean aquéllas que incluyen períodos de deriva en los que el tren no consume nada (solamente auxiliares). Sin embargo, si aprovechamos la energía del freno eléctrico, habrá conducciones de regulación a velocidad constante más ventajosas, puesto que en estas marchas se debe frenar parte del tiempo (sobre todo en perfiles con pendiente negativa) para ajustarse a la velocidad de regulación consigna de ATO. De esta manera, el consumo neto del tren disminuye y por tanto su posición en el eje de consumo de la nube de puntos es más baja.

Más que en resultados cuantitativos, se debe de hacer hincapié en la metodología desarrollada. Los resultados numéricos, aunque importantes y a tener en cuenta, no deben de ser extrapolados a cualquier sistema ferroviario metropolitano. En este tipo de problemas las condiciones iniciales, hipótesis tomadas, datos de configuración etc. condicionan en gran medida los resultados. Aquí se ha realizado el caso estudio de la línea 3 de Metro de Madrid con unas condiciones de explotación determinadas. A la vista de las simulaciones, parece conveniente, a la hora de invertir, apostar por inversores de corriente en las subestaciones de tracción, o por favorecer la transferencia de energía entre trenes como se propone. Esto no significa que se pueda concluir, por ejemplo, que los acumuladores de energía embarcados no son en absoluto rentables en metros. Todo dependerá de la topología de la red en cuestión, el modo de explotación, las condiciones, etc. y para poder sacar los resultados oportunos se han presentado los algoritmos, herramientas y metodologías necesarias.

Destacar, eso sí, que como ya es sabido, es posible ahorrar energía tanto optimizando la red, como apostando por nuevas tecnologías en el material móvil o mediante una operación eficiente del tráfico.

CAPÍTULO VI
INTEGRACIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE FRÍO
EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA
Y LA COGENERACIÓN

Carlos de Ceballos Cabrillo
APINA

1. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica resulta difícilmente almacenable, siendo los sistemas masivos de almacenamiento caros a día de hoy. De igual modo, para que un sistema de cogeneración resulta rentable es preciso que opere el mayor tiempo posible, pero no siempre se dispone de demanda térmica que justifique su uso. Como posible solución a ambas aplicaciones se plantea en este capítulo la integración de sistemas de almacenamiento de frío producido a través de calores residuales mediante máquinas de absorción.

Se va a plantear la integración del sistema de frío con una turbina de gas, de modo que los gases de la misma activen una máquina de absorción que produzca frío. Dicho frío se acumulará para su posterior uso directo, por ejemplo en una aplicación de cogeneración en la industria alimentaria, o bien para enfriar el aire de admisión a la turbina, logrando así mantener su producción eléctrica incluso con elevadas temperaturas del aire ambiente.

En primer lugar se describe la tecnología de absorción, luego la de acumulación, y finalmente se plantea la integración en las plantas de cogeneración o de generación eléctrica.

2. SISTEMAS DE ABSORCIÓN

Una máquina de absorción es una máquina frigorífica en la cual, en vez de introducir energía eléctrica para que produzca frío, se introduce energía

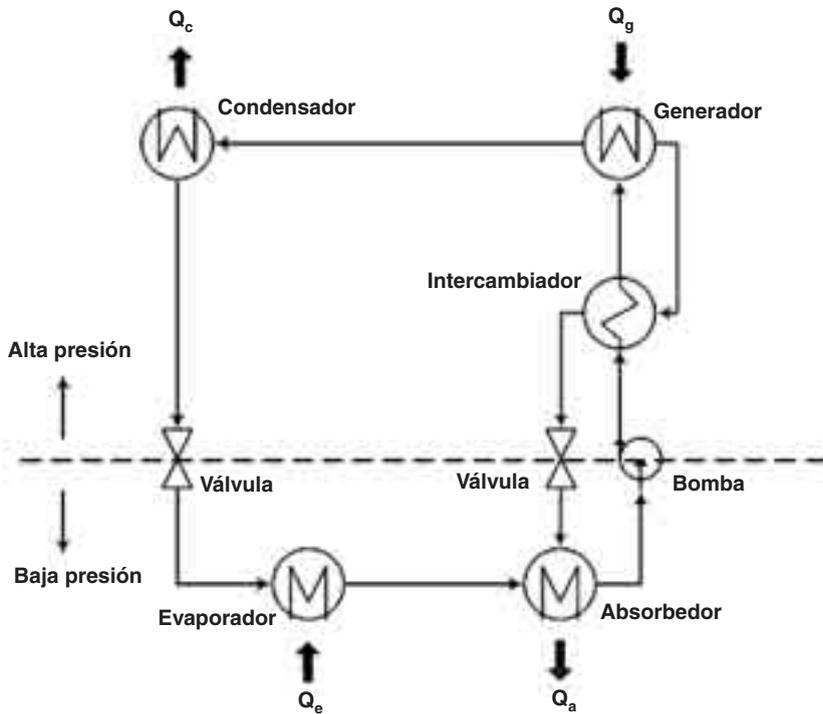
térmica. Mediante ese calor se consiguen una serie de reacciones físico-químicas que van a lograr una producción frigorífica. La Figura 1 muestra un esquema simplificado del proceso. Se aprecia la existencia de un condensador, una válvula y un evaporador, como en un ciclo frigorífico normal. Sin embargo, el compresor ha sido sustituido por un sistema térmico de absorción. En él el refrigerante (amoníaco) pasa de baja presión a alta presión. Esta compresión no se realiza en un compresor, como en los sistemas convencionales, sino que el refrigerante es absorbido por agua líquida en el absorbedor, pasando así a tener una solución donde el agua es el disolvente y el amoníaco es el soluto. Esta disolución, que está por tanto en fase líquida, es bombeada a la presión requerida por el condensador. Este proceso de bombeo consume una energía eléctrica, pero resulta mucho menor que la de un sistema de refrigeración convencional.

Una vez que la solución está a alta presión es preciso separar el amoníaco del agua, lo que se realiza en el generador aportando calor a una temperatura adecuada. Este calor es el que procede de la instalación de cogeneración, siendo por tanto el generador el nexo de unión entre la instalación de cogeneración y el equipo de producción de frío. El amoníaco presenta una gran afinidad con el agua, por lo que es preciso incluir en el generador una columna de destilación para lograr una adecuada separación.

Una vez separados el amoníaco y el agua, el primero se envía al condensador para que continúe el ciclo frigorífico y el agua retorna al absorbedor a través de una válvula. Siempre se coloca un intercambiador para aprovechar que la elevada temperatura del agua que sale del generador precaliente la baja temperatura de la solución que procede de la bomba y así reducir el consumo de calor aportado en el generador.

Existen dos tecnologías fundamentales en máquinas de absorción: las de agua/bromuro de litio y la de amoníaco/agua cuyas características se resumen en la Tabla 1. La tecnología de agua/bromuro de litio emplea el agua como medio refrigerante, mientras que en amoníaco/agua es el amoníaco el refrigerante. Las características propias de estos fluidos hacen que las máquinas de bromuro de litio no puedan alcanzar temperaturas por debajo de 5 °C, destinándose por tanto al sector de la climatización; por el contrario, con la tecnología de amoníaco se pueden alcanzar temperaturas de hasta -62 °C, destinándose por tanto a la refrigeración industrial. Debido a las restricciones por cristalización del bromuro de litio es preciso disipar el calor en estos sistemas a través de una torre de refrigeración, mientras que en los de amoníaco puede emplearse torre o disipación seca a través de aire. Las máquinas de bromuro de litio son más sencillas, siendo todos los componentes de cobre; por contra, en las de amoníaco es preciso incorporar una columna de destilación dada la gran afinidad del agua

Figura 1
Esquema básico de una máquina de absorción



Fuente: Elaboración propia

y del amoníaco, siendo preciso emplear acero, muchas veces inoxidable por la agresividad del amoníaco. Todo esto redundaría en unos mayores costes de inversión para las máquinas de amoníaco que para las de bromuro de litio. Desde el punto de vista operativo las máquinas de bromuro de litio pueden construirse con doble efecto, lo que permite prácticamente duplicar su eficiencia, mientras que las de amoníaco sólo se construyen de simple efecto.

Por todas las características anteriores, las máquinas de bromuro de litio se emplean casi exclusivamente en el ámbito de la climatización, mientras que las de amoníaco se aplican a la industria, con muy variadas condiciones de diseño. En concreto, en el ámbito de la producción de frío para acumulación, son las que se emplean mayoritariamente.

Tabla 1
Comparativa entre máquinas de absorción

Agua/Bromuro de litio	Amoniaco/Agua
— Agua como refrigerante	— Amoniaco como refrigerante
— Bromuro de litio como absorbente	— Agua como absorbente
— Temperatura mínima: +5 °C	— Temperatura mínima: -62 °C
— Disipación de calor con agua de torre	— Disipación de calor con agua o aire
— Bajo coste de inversión	— Alto coste de inversión
— Construcción en cobre	— Construcción en acero
— Posibilidad de doble efecto	— Simpe efecto
— No válido para bajas temperaturas	— Muy útil para bajas temperaturas
	— Más utilizado en acumulación
— Condiciones de “aire acondicionado”	— Múltiples condiciones de trabajo

Fuente: Elaboración propia

3. SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

Una vez transformado el calor residual en frío por la máquina de absorción éste puede consumirse de forma instantánea o bien almacenarse de modo que la producción de frío se adapte a las restricciones horarias de la demanda.

La Tabla 2 resume las principales características de los posibles sistemas de acumulación de frío, siendo el agua estratificada y el generador de hielo los más empleados. En cuanto a coste de las máquinas de producción de frío es mayor en el caso del hielo debido a que es preciso evaporar a temperaturas más bajas, lo que repercute tanto en la operación de la máquina (COP) como en el coste del propio equipamiento. A nivel de volumen requerido para la acumulación, sin embargo, es cuatro veces menor en el caso del hielo que del agua, debido al uso de la energía latente que hace el hielo frente a la sensible del agua. Relacionado con esto el coste del tanque de acumulación por energía acumulada es algo menor en el caso del hielo que en el agua. En cuanto a la temperatura de carga, para la producción de hielo se requieren temperaturas del orden de -7 °C, mientras que para la producción de agua fría basta con 4 °C, lo que nuevamente repercute en el COP de los equipos productores del frío, como ya se ha dicho.

Tabla 2
Comparativa de diferentes sistemas de acumulación de frío

Tecnología	Agua fría estratificada	Generador de hielo	Hielo en tubo	Hielo encapsulado	Sales eutécticas
Coste equipo generador	85 €/kW	420 €/kW	142 €/kW	142 €/kW	85 €/kW
Volumen de acumulación	0,1 m ³ /kWh	0,025 m ³ /kWh	0,02 m ³ /kWh	0,02 m ³ /kWh	0,1 m ³ /kWh
Coste tanque acumulación	10 €/kWh	7 €/kWh	20 €/kWh	18 €/kWh	28 €/kWh
Temperatura de carga	4 °C	-7 °C	-6 °C	-6 °C	8 °C
Eficiencia de carga (COP)	5	3	3,1	3,1	5,8
Temperatura de descarga	1 °C sobre la carga	1 °C	1 °C	1 °C	9 °C
Punto fuerte	Uso de equipos existentes. Capacidad de acumulación flexible	Gran capacidad de descarga instantánea	Gran capacidad de descarga instantánea	Forma del tanque muy flexible	COP óptimo

Fuente: Elaboración propia

Seguidamente se explica el funcionamiento de un sistema de acumulación en hielo y uno de agua fría estratificada.

Generador de hielo

La Figura 2 esquematiza un sistema de acumulación de frío por generación de hielo. En la parte superior se disponen los evaporadores de la máquina frigorífica por los que habitualmente circula amoníaco evaporándose a una temperatura de unos -7 °C; en la parte inferior se encuentra el tanque de acumulación; existe una bomba de recirculación para la fase de carga del tanque y una de agua helada para la fase de descarga.

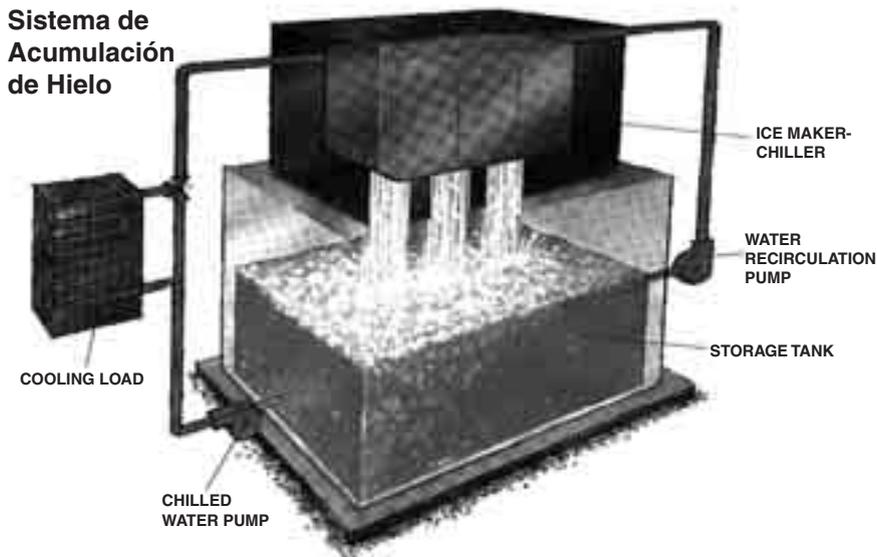
En la fase de carga la bomba de recirculación envía el agua a las baterías de frío, que se congela sobre las mismas. Parte del agua cae más fría al

tanque aún en fase líquida. Una vez que el espesor de hielo es adecuado se invierte temporalmente el ciclo frigorífico haciendo que las baterías de frío actúen como condensadores, con lo que se provoca que el hielo se desprenda de su superficie exterior y caiga troceado al tanque. De esta manera se va formando una masa de hielo desmenuzado en el tanque que flota sobre el agua líquida del fondo.

En la fase de descarga la bomba de recirculación se para y entra en funcionamiento la de agua helada, que aspira el agua fría del fondo del tanque y la recircula por las baterías de frío de la carga, donde se calienta, para hacerla pasar de nuevo por las baterías de frío del generador de hielo. A la temperatura a la que vuelve el agua (unos 10 °C) el generador de hielo no es capaz de entregarla en forma de hielo al tanque, pero sí como agua fría, que atraviesa la masa porosa de hielo hasta llegar al fondo del tanque. En ese paso a través del hielo el agua se termina de enfriar a la temperatura adecuada para ser enviada nuevamente a la carga térmica. Como parte del mismo efecto, el hielo se va fundiendo, quedando el tanque descargado cuando nuevamente todo el agua vuelve a fase líquida.

Este sistema es muy popular en Estados Unidos, especialmente en aplicaciones de *district cooling*, aunque muy poco empleado en Europa.

Figura 2
Sistema de acumulación de frío por generación de hielo



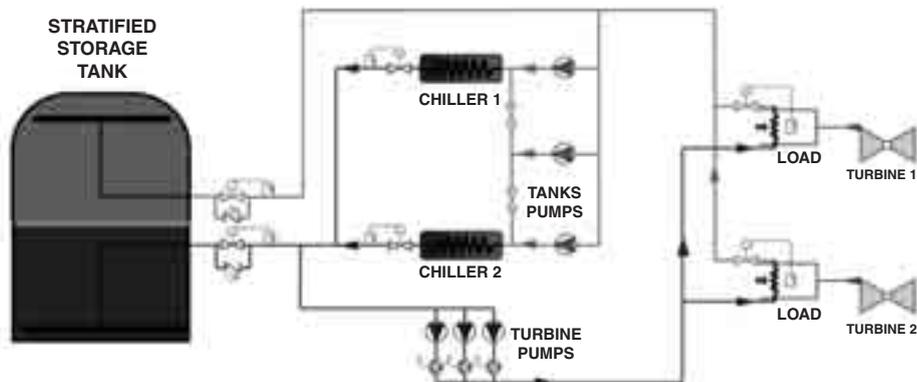
Fuente: Elaboración propia

Agua fría estratificada

El sistema de acumulación de agua estratificada utiliza un único tanque en el que por diferencia de densidades se logra la estratificación del agua, de modo que el agua fría se sitúa en la parte inferior y el agua caliente en la superior. Ambas masas de agua están separadas por una masa de agua mezclada, denominada termoclina, y cuyo espesor ha de ser pequeño para lograr que la mayor parte del volumen del tanque esté destinado al almacenamiento.

La Figura 3 representa un esquema de la aplicación. Como se ve, el tanque contiene en su parte superior el agua caliente y en su parte inferior el agua fría. Ambas masas están separadas por la termoclina, en la parte media del tanque en la figura. En la fase de carga las bombas del tanque aspiran el agua de la parte superior conduciéndola a los evaporadores en los que se enfría y es enviada a la parte inferior del tanque. Con el paso del tiempo el volumen de agua fría va aumentando y el de agua caliente disminuyendo, estando el tanque totalmente cargado cuando la termoclina está en la parte superior. En la fase de descarga las bombas de turbina (la designación corresponde a la aplicación descrita posteriormente) aspiran el agua fría de la parte inferior y la envían a combatir la carga térmica de la instalación, retornando caliente al tanque por la parte superior.

Figura 3
Esquema de un sistema de acumulación por agua fría estratificada



Fuente: Elaboración propia

Este sistema resulta muy adecuado en aplicaciones industriales pues aunque el volumen del tanque es mayor que en el caso del hielo los costes resultan mucho más competitivos.

4. APLICACIÓN A LA COGENERACIÓN

La cogeneración consiste en la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica. Es importante el carácter de “simultánea”, pues significa que cuando el sistema de cogeneración funciona está produciendo los dos tipos de energía y no se puede elegir producir uno u otro. Partiendo de esta premisa surgen tres problemas en la operación de estas plantas:

- La rentabilidad de la instalación se logra cuando funciona el máximo número de horas al año.
- La relación de energía eléctrica a térmica producidas por la planta es constante.
- El almacenamiento de la energía eléctrica es difícil, o mejor dicho, muy caro.

Estos condicionantes tecnológicos hacen que siempre que se pueda es preciso tener el sistema funcionando y vendiendo energía eléctrica a la red. En España la legislación permite vender la energía eléctrica a la red en todo momento, pero se exige un aprovechamiento mínimo de la energía térmica producida, incentivando económicamente el máximo aprovechamiento térmico. Así las cosas, para poder vender el máximo de electricidad a la red es preciso poder usar simultáneamente la energía térmica producida por la instalación. En algunas instalaciones en las que la demanda térmica no sea continuada puede ser interesante almacenarla para usarla después en las horas de mayor demanda.

Un ejemplo podría ser una industria alimentaria que no trabajase por la noche. La demanda de frío, por ejemplo para actividades de pasteurización, sólo se produce durante las horas de trabajo, aunque hay una demanda estable para las cámaras frigoríficas. El grupo de cogeneración podría trabajar las 24 horas al día almacenando el frío excedentario producido por la noche para entregarlo al día siguiente. De este modo se lograría tener unas máquinas de frío de menor potencia que la requerida para la producción instantánea de toda la demanda.

En el caso de plantas de cogeneración con turbinas de gas el almacenamiento de frío puede usarse en la misma forma que en la generación eléctrica descrita en la sección siguiente, logrando así aumentar la producción eléctrica en las horas de mejores precios.

5. APLICACIÓN A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBINAS DE GAS

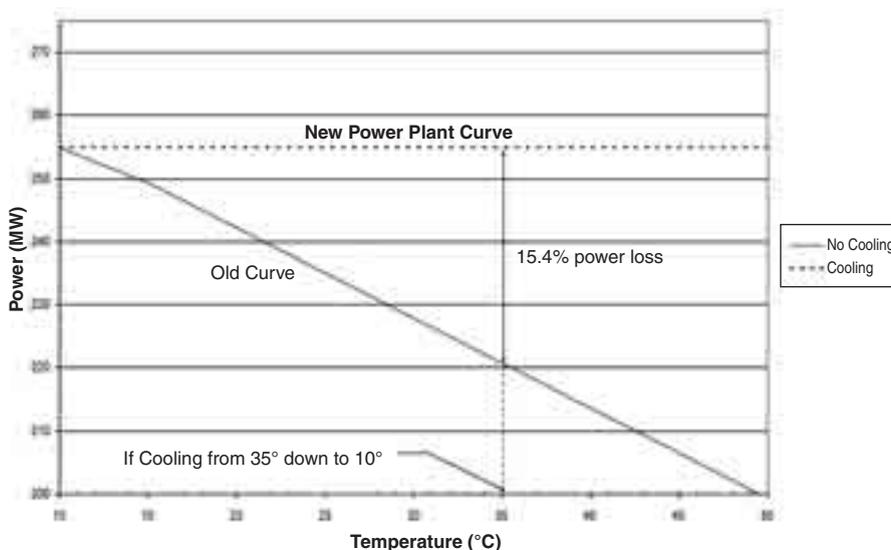
La generación eléctrica a través de turbinas de gas responde a tres fundamentos:

- El primer fundamento es que la potencia que da una turbina de gas está directamente relacionada (es prácticamente proporcional) con el flujo másico de aire que aspira. Sin embargo, las turbinas de gas admiten un volumen constante de aire. Por lo tanto, cuanto más caliente esté el aire, aunque entre el mismo volumen éste va a suponer menor flujo másico, y en consecuencia la turbina va a producir menos potencia. Luego el primer principio de enfriamiento es: *la potencia generada por una turbina va a ser menor para mayores temperaturas de aire.*
- El segundo fundamento está relacionado con la eficiencia. Si el aire tiene menos densidad a mayores temperaturas, el compresor de la turbina de gas va a tener que gastar más energía para comprimir ese aire, logrando así reducir la energía neta que produce la planta. Por tanto, *no solamente a mayores temperaturas se va a tener menos potencia, sino que la eficiencia de la producción eléctrica va a ser menor.* El primer efecto (reducción del gasto másico) resulta más importante, pudiendo penalizarse la producción eléctrica de un 20 a un 30% dependiendo de las temperaturas; la reducción de la eficiencia por efecto del aumento de la temperatura del ambiente supone una penalización entre en 3 y el 4% en la potencia producida.
- El tercer fundamento es precisamente el que hace interesante el acoplamiento del sistema con la acumulación por frío. Está basado en dos realidades. Por una parte resulta caro almacenar la energía eléctrica, siendo por el contrario más económico almacenar energía térmica, como ya se ha comentado. Por otra parte, en un mercado liberalizado el precio de la energía eléctrica no es el mismo en horas punta que en valle. Así, resulta más beneficioso vender electricidad en horas punta que en valle. Sin embargo, en las horas punta las temperaturas ambiente son mayores (pensando en un escenario de verano), y con ello la turbina de gas produce menos potencia, justo cuando resulta más interesante venderla. Si se dispone de un sistema de acumulación de frío se puede lograr que la turbina produzca frío por la noche y que con este frío se refrigere el aire consumido por la turbina en horas punta, logrando así compensar la reducción de potencia que se daría en la turbina debido a la temperatura exterior.

Como ejemplo real, una turbina ALSTOM GT26B que en condiciones ISO (15 °C) produce una potencia neta de 249,4 MW, con una eficiencia

de 36,6% pasa a producir 220,8 MW (pérdida de más del 11%) con una eficiencia del 35,2% cuando el aire aspirado se encuentra a 35 °C, mientras que si éste se enfría hasta 10 °C la potencia neta producida es de 254,9 MW (ganancia de más del 2%), con una eficiencia de 36,8%. Esto significa que cuando se enfría el aire que entra en la turbina de gas se logra independizar el funcionamiento de la misma de las condiciones ambiente, logrando un comportamiento plano de la central, tal como se muestra en la Figura 4.

Figura 4
Efecto del enfriamiento del aire de admisión de la turbina sobre la potencia producida



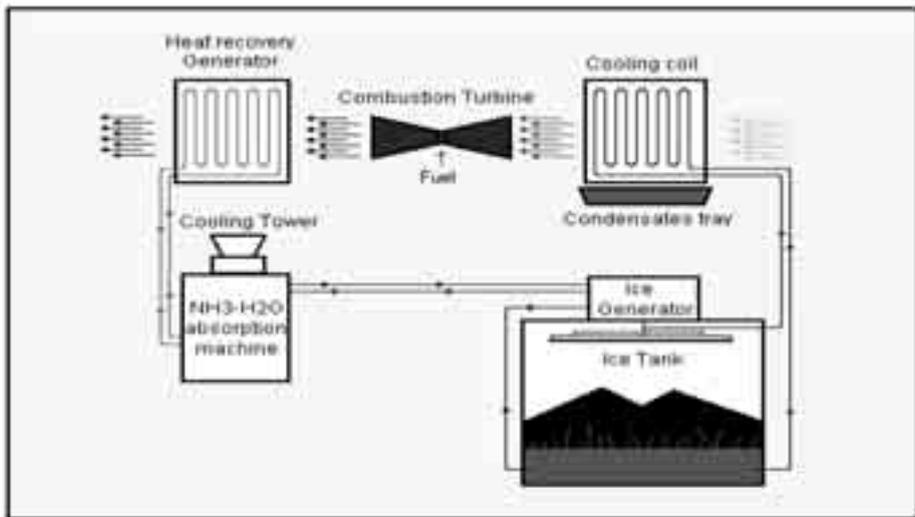
Fuente: Elaboración propia

El sistema de enfriamiento no va a hacer que la turbina de gas dé más potencia. Está haciendo que, incluso en unas condiciones calientes dé la misma potencia y el mismo rendimiento que estaría dando en unas condiciones frías.

La tecnología que permite mantener la eficiencia de la turbina al margen de las condiciones ambientales consiste en aprovechar los humos de la misma para activar con ellos una máquina de absorción que refrigera el

aire ambiente antes de ser aspirado por el compresor. Esta tecnología se puede desarrollar en dos variantes: TIAC y TESTIAC. La variante TIAC (*Turbine Inlet Air Cooling*) consiste en un enfriamiento instantáneo del aire aspirado, es decir, sin acumulación del frío producido; por el contrario, en la tecnología TESTIAC (*Thermal Energy Storage Turbine Air Cooling*) el frío producido se almacena para enfriar el aire aspirado por el compresor sólo en las horas punta, donde el precio de la electricidad es mayor. El esquema de esta última tecnología aparece mostrado en la Figura 5, en esta ocasión empleando acumulación en hielo. La Figura 6 lo muestra usando agua estratificada y en la Figura 7 se ilustra el sistema TIAC.

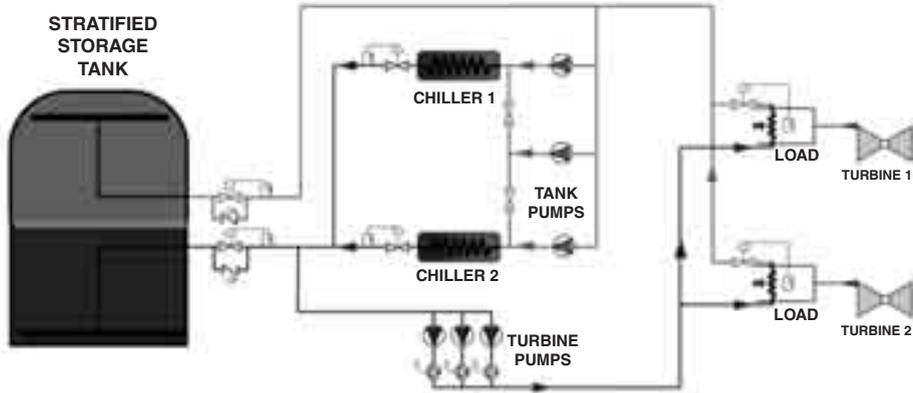
Figura 5
Fundamento de la tecnología TESTIAC



Fuente: Elaboración propia

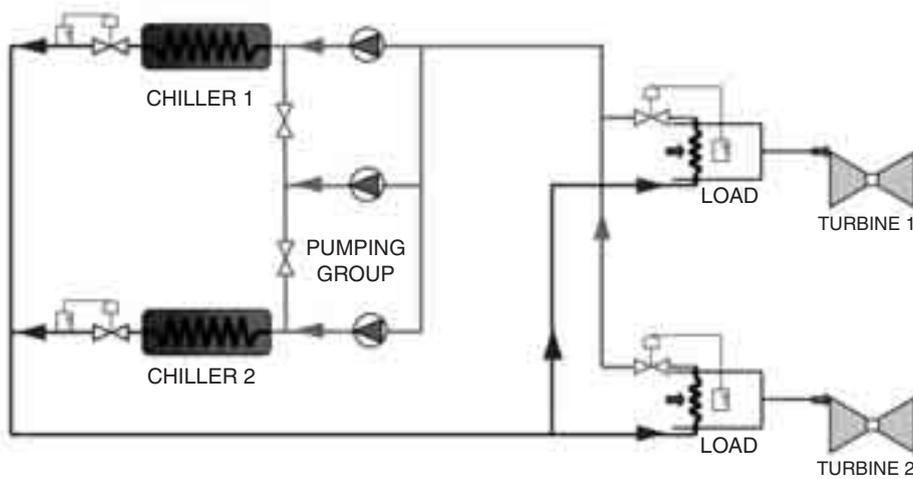
La tecnología TIAC presenta un coste de enfriamiento variable al variar el precio de la energía eléctrica y salvo que las turbinas estén sobredimensionadas no logra producir el extra de energía eléctrica demandada en las horas punta. Por el contrario, la tecnología TESTIAC difiere la producción de frío de la demanda, permitiendo usarla para intensificar la producción eléctrica en horas punta, aún con turbinas pequeñas. Por ello, la tecnología TIAC es preferida en escenarios sin horas punta, mientras que la TESTIAC optimiza

Figura 6
Esquema de principio de la tecnología TESTIAC empleando agua fría estratificada



Fuente: Elaboración propia

Figura 7
Esquema de principio de la tecnología TIAC (enfriamiento on-line)

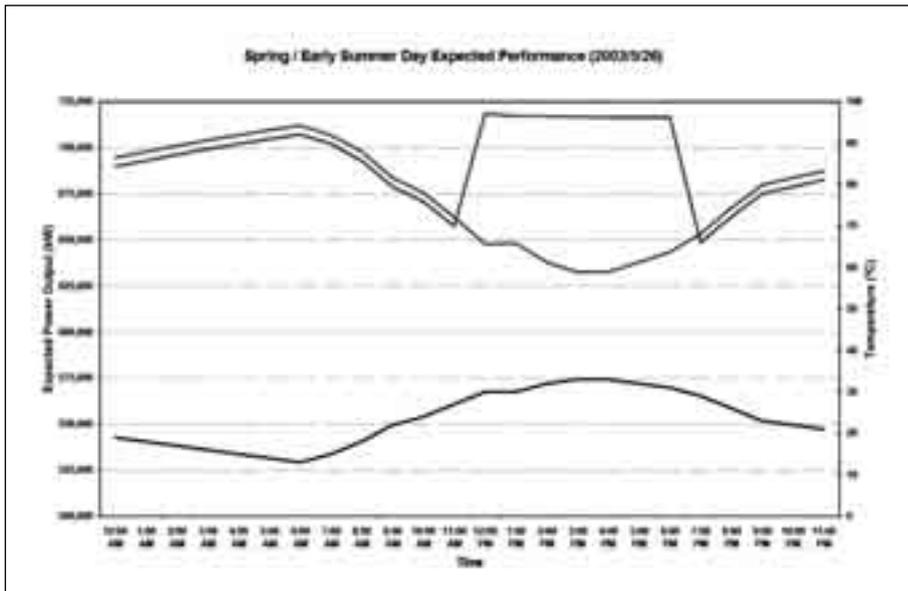


Fuente: Elaboración propia

la aplicación en escenarios con horas punta, sacando mejor partido de los precios de la electricidad.

La Figura 8 muestra un día tipo de finales de mayo en un país de Oriente Medio. Como se ve, las curvas de producción de la turbina sin refrigeración del aire de admisión (línea central) y la de la temperatura ambiente (línea inferior) son complementarias, de modo que cuando mayor es la demanda eléctrica (producida principalmente por el consumo de los equipos de aire acondicionado) la producción de la turbina es mínima. Por el contrario, si la turbina ha ido produciendo frío y almacenándolo se puede aplicar la refrigeración del aire de admisión precisamente a las horas punta para sacar partido del mejor precio de la electricidad, logrando que en esas condiciones desfavorables la turbina trabaje en su punto de diseño.

Figura 8
Efecto del acoplamiento de un sistema TESTIAC a una turbina de gas en un país de Oriente Medio



Fuente: Elaboración propia

En definitiva, el empleo de la tecnología TESTIAC es similar a los sistemas de acumulación por bombeo, donde se dispone de dos embalses de manera que por la noche, con baja demanda eléctrica, se bombea el agua

del inferior al superior mientras que por el día, en las horas de mayor demanda, se turbinan el agua desde el superior al inferior.

A nivel de componentes quizás el más simple resulte la batería de frío que refrigera el aire de admisión. Es una batería similar a las empleadas en climatización aunque construida a escala industrial y a medida según las necesidades. Así por ejemplo, aunque los materiales pueden ser los habituales de cobre y aluminio, en aplicaciones cercanas al mar por la corrosión del ambiente salino se pueden construir en cobre tanto los conductos como las aletas, o incluso en acero galvanizado e inoxidable en plantas químicas donde podrían producirse condensaciones de sulfídricos. En cuanto a su diseño, se ha de cuidar especialmente la pérdida de carga, pues va a suponer una reducción de la potencia de la turbina que no ha de anular la ganancia del efecto del enfriamiento. También se ha de optimizar el flujo de agua pensando en el correcto funcionamiento del sistema de acumulación. Con un buen diseño se puede conseguir que la temperatura del aire a la salida se aproxime a 5 °C por encima de la del agua fría.

La Figura 9 muestra la instalación de esta batería. Así, en la Figura 9a se ve cómo se ha separado la caja de filtros del plenum de admisión de la turbina, para en la Figura 9b mostrar la batería, bajo las grúas, ya insertada.

Figura 9a
Separación de la caja de filtros de la turbina para insertar la batería de enfriamiento



Fuente: Elaboración propia

Figura 9b
Batería de enfriamiento ya instalada



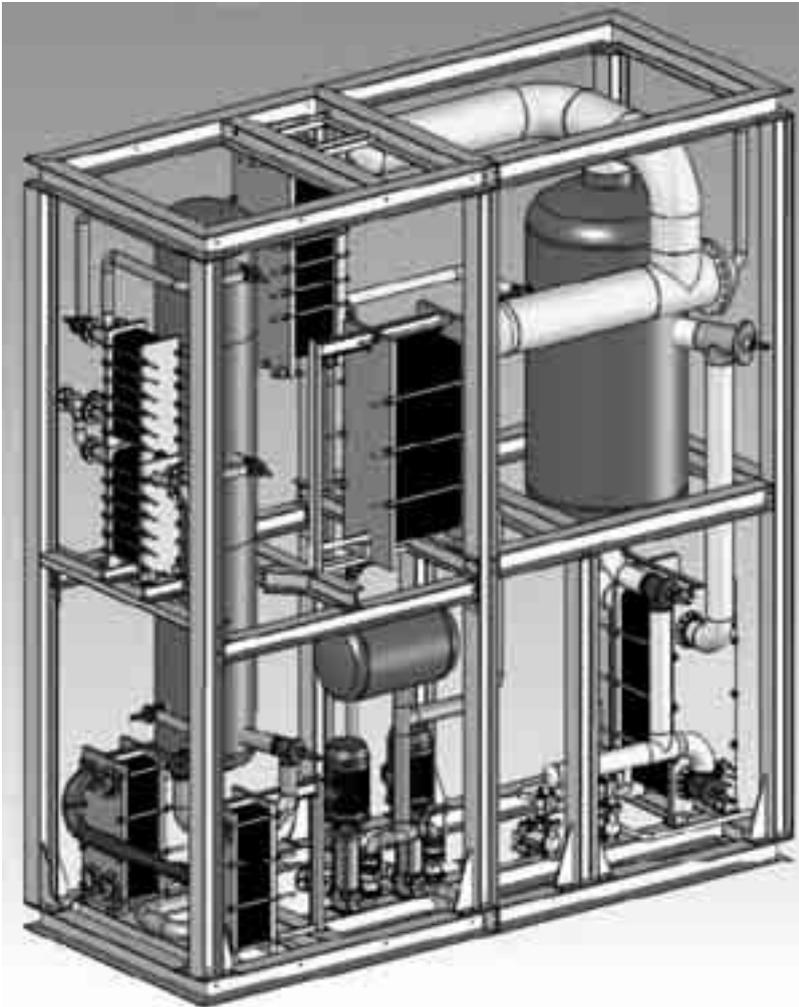
Fuente: Elaboración propia

Además de la propia batería hay que instalar una serie de sistemas auxiliares, entre ellos una bandeja para recoger el agua condensada procedente del enfriamiento del aire que pueda trabajar en vacío, pues dicha condensación se produce aguas debajo de la caja de filtros donde la presión está por debajo de la atmósfera.

Otro elemento importante del sistema es la máquina de absorción, como la mostrada en la Figura 10. El aspecto que presenta es más bien esbelto debido a la presencia de la columna de destilación, que viene a tener unos 7 metros de altura, y que se requiere para facilitar la separación del amoniaco del agua. En el caso de las máquinas de bromuro de litio el aspecto es similar pero en horizontal, al no requerirse esta columna.

Como ejemplo de esta tecnología, APINA ha desarrollado en Ryad (Arabia Saudí) una aplicación para una central con 56 turbinas de gas en las que algunas queman gas natural pero casi todas consumen petróleo crudo con un mínimo tratamiento. De las 56 turbinas, el enfriamiento del aire se produce en 40 de las mismas, estando diseñado el sistema para pasar de los 50 °C del ambiente a 10 °C, logrando aumentar la potencia un 31%. Realmente ya se ha explicado que no es que se aumente la potencia un 31%, sino que se recupera ese 31% que se habría perdido desde las condi-

Figura 10
Aspecto típico de una máquina de absorción de amoníaco/agua



Fuente: Elaboración propia

ciones ISO debido a la temperatura exterior de 50 °C. En términos absolutos se logra una recuperación de 841 MWe. La capacidad de acumulación de frío es de 2.500 MWh, la más grande del mundo seguida por un *distric cooling* en Chicago, con la mitad de capacidad.

Además de la producción adicional de electricidad se logra sacar una nueva utilidad al sistema, al utilizar el enfriamiento como una “carga ro-

dante”. En vez de tener cinco turbinas funcionando continuamente para atender las necesidades puntuales del sistema, lo que hacen es jugar con el sistema frigorífico. En horas punta todo el sistema tiene que funcionar, pero cuando no es hora punta, juegan con el sistema de bombeo frigorífico porque la respuesta que tiene una turbina al enfriamiento es mucho mayor de lo que sería el arrancar una turbina o el inyectar más petróleo en la turbina.

6. CONCLUSIONES

El almacenamiento de frío es una tecnología probada que puede ser integrada con éxito tanto en sistemas de cogeneración como de generación eléctrica. La combinación de máquina de absorción de amoníaco con acumulación de agua fría estratificada es la más prometedora, presentando unos costes menores que la acumulación por hielo.

En el caso de la generación eléctrica, la tecnología más adecuada para aplicar la integración es la turbina de gas, ya sea aislada o en ciclo combinado. De esta forma se logra independizar la turbina del ambiente exterior, lo que permite eliminar las pérdidas de potencia debidas a la temperatura ambiente elevada. En el caso de la cogeneración si el frío almacenado es aplicado al propio proceso industrial la tecnología de generación puede ser tanto de turbina de gas como de motor alternativo.

En todo caso, el concepto del almacenamiento térmico permite desacoplar la demanda de la producción, lo que facilita el aprovechamiento de mejores precios en horas punta, el dimensionado de instalaciones más pequeñas o incluso la aplicación de la “carga rodante” al resultar más ventajoso descargar el frío acumulado para intensificar la producción eléctrica que arrancar nuevos grupos ante un fallo parcial de la instalación.

REFERENCIAS

1. HEROLD, K. E., RADEMACHER, R., KLEIN, S. A., *Absorption chillers and heat pumps*, CRC, Boca Raton, 1996.
2. MATAIX, C., *Turbomáquinas Térmicas*, Dossat, Madrid, 1988.
2. HAYWOOD, R. W., *Ciclos Termodinámicos de Potencia y Refrigeración*, Limusa, México, 2000.

08 BIBLIOTECA
COMILLAS
Ingeniería

La Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas tiene la vocación de servir al debate y la reflexión acerca de la problemática inherente al suministro energético y su sostenibilidad en el medio y largo plazo, así como su solución y la contribución que a ella brindan las Nuevas Tecnologías Energéticas para asegurar el suministro.

El Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de la Ingeniería de España desde los años 70 ha editado monografías referidas a temas de actualidad y contienen la experiencia de un grupo de profesionales de reconocido prestigio interesados en la energía.

Fruto de estos intereses mutuos nació el Seminario Permanente de Tecnologías Energéticas, como un foro de encuentro de los profesionales y académicos del sector energéticos en el que reflexionar sobre las posibles soluciones tecnológicas al problema energético. Este volumen, **Acumulación de energía**, continúa las publicaciones del Seminario con las que se pretende presentar a la sociedad las soluciones técnicas disponibles para el abastecimiento energético para que ésta pueda formarse un juicio crítico sobre las mismas.

Patrocina la Cátedra

