

CONEXIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA A REDES DE DISTRIBUCIÓN

José F. Martínez-Canales M.
Iberdrola Distribución Eléctrica,
S.A.U.

Ramón Blasco Jiménez
Universidad Politécnica de
Valencia

1. INTRODUCCIÓN

El gran incremento en la generación eólica producido en España a finales de los años 90, debido a la certeza financiera introducida por el marco regulatorio, ha conducido a que España sea el segundo país europeo en capacidad eólica instalada tras Alemania.

Los grandes parques eólicos se están conectando directamente a redes de Transporte, mientras que las instalaciones de menor potencia lo hacen a través de las redes de las distintas Compañías de distribución. En estos casos, el impacto de los aerogeneradores en la calidad de onda de redes con potencias de cortocircuito relativamente pequeñas es motivo de preocupación.

Obviamente, existen normativas técnicas que limitan la potencia máxima de generación eólica a instalar en un determinado punto de la red. Sin embargo, cuando nos referimos a instalaciones conectadas a redes de distribución eléctrica, en algunos casos esta normativa técnica es excesivamente conservadora y en casos extremos, puede llegar a ser muy permisiva.

Por tal motivo Iberdrola, en colaboración con un Grupo de Investigadores de la Universidad Politécnica de Valencia ha llevado a cabo en el presente proyecto de investigación.

En este contexto, se propone un sistema de evaluación y cuantificación, durante la fase de diseño, de los problemas que sobre la calidad de onda pueden producirse debido a la instalación de aerogeneradores.

El presente artículo recoge la metodología desarrollada para estudiar el impacto en la calidad de onda producido por la conexión de aerogeneradores a redes de distribución eléctrica, así como para establecer criterios y medidas para minimizarlo.

2. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO

Para determinar el impacto de los aerogeneradores en las redes de distribución eléctrica, se desarrolló un modelo dinámico de simulación que representa el comportamiento de un sistema avanzado de aerogeneración, y que es lo suficientemente flexible como para cubrir distintos tipos de generadores.

Los modelos de simulación de generadores eólicos existentes están principalmente orientados bien a la obtención de estimaciones de producción, o bien al estudio de flujos de potencia media en estado estacionario.

Sin embargo, si se desean estudiar los efectos producidos sobre la calidad de onda (*parpadeo*, maniobras de conexión, etc.) es necesario desarrollar modelos más detallados.

Por lo tanto, se han desarrollado modelos de simulación que incluyen el sistema aerodinámico de la turbina, el tren multiplicador, el generador, el sistema de control, e incluso los elementos de compensación de reactiva.

Los problemas estudiados son:

- Transitorios de conexión / desconexión.
- Compensación de reactiva.
- Armónicos causados por resonancias eléctricas.
- Variaciones del valor medio de la tensión.
- Fluctuaciones de tensión y potencia causadas por la velocidad del viento, por la sombra de torre de la

turbina y por otros efectos como el de cortadura en la pala de rotor, etc.

Se ha seleccionado la máquina asíncrona de inducción con conexión directa por ser la más ampliamente extendida en España y por presentar el caso más desfavorable comparada con los otros dos tipos de conexión más importantes (Generador de inducción en *conexión Scherbius* y Generador síncrono).



Turbina bipala de 150 kVA conectada a una red de distribución de media tensión. Pico Truncado (Argentina)

Para realizar este estudio se han tenido en cuenta las siguientes magnitudes:

- Potencia de cortocircuito en el punto de conexión así como las componentes resistiva e inductiva de la impedancia de cortocircuito.
- Características aerodinámicas de las palas de la turbina eólica incluyendo el *efecto de sombra* de torre.
- Momento de inercia de la turbina eólica.
- Coeficiente de torsión del eje principal de la turbina.

- Relación de transmisión del tren multiplicador.
- Pérdidas en el cojinete principal y en el tren multiplicador.
- Momento de inercia del generador.
- Pérdidas aerodinámicas y por rozamiento en el generador.
- Parámetros eléctricos del generador: Resistencias de rotor y estator, pérdidas en el hierro, reactancia magnetizante y reactancias de dispersión en rotor y estator. No se han incluido efectos de saturación en el generador.
- Capacidad del banco de condensadores.

Los parámetros utilizados corresponden a una turbina comercial de 250 kW nominales. Esta potencia nominal se considerará igual al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión dado que ésta es la potencia máxima permitida por la reglamentación técnica española. Los resultados obtenidos con esta turbina son perfectamente extrapolables a turbinas de mayor potencia.

La generalización de la metodología propuesta a Parques con más de un aerogenerador es relativamente sencilla desde el punto de vista de las fluctuaciones de tensión ya que, si la máxima capacidad permitida está distribuida en varios aerogeneradores, en vez de estar concentrada, las fluctuaciones de tensión van a ser menores. El nivel de tensión en estado estacionario sería prácticamente el mismo en ambos casos ya que depende de los flujos de potencia y de la impedancia de cortocircuito, que van a ser prácticamente idénticos.

Los aspectos estudiados, así como las conclusiones parciales, están reflejados en los puntos siguientes.

2.1. Variaciones de tensión en estado estacionario

Obviamente, se ha comprobado que la adecuada compensación de reactiva reduce en gran medida las variaciones de tensión. Además, se ha comprobado la influencia de las componentes resistiva e inductiva de la impedancia de cortocircuito. Para impedancias de cortocircuito muy resistivas, los incrementos de tensión son

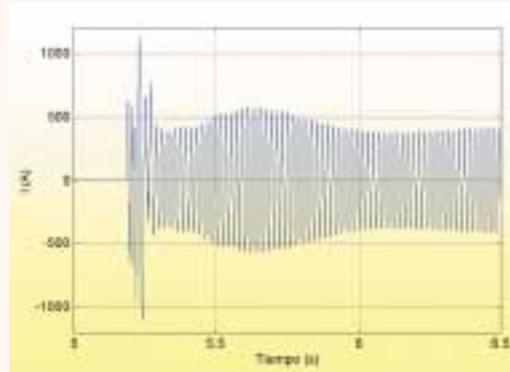


Figura 1. Corriente del generador durante la conexión directa

relativamente grandes, llegando, en nuestro caso a casi un 5%. Por el contrario, impedancias de cortocircuito principalmente inductivas pueden dar lugar incluso a caídas de tensión entre el 1 y el 2%.

2.2. Maniobras de conexión

Para comprobar las fluctuaciones de tensión durante las maniobras de conexión y desconexión, se tuvieron en cuenta los siguientes casos tipo:

Conexión directa de una máquina asíncrona

En este caso, se comprueba que el generador tipo utilizado no cumpliría la normativa técnica y administrativa en cuanto a fluctuaciones de tensión, produciéndose parpadeo en todas las maniobras de conexión. Esto es debido a las altas corrientes iniciales absorbidas por la reactancia magnetizante del generador (Fig.1).

La conexión del generador se ha producido a velocidad de sincronismo, aunque, obviamente, una máquina de este tipo y potencia nunca se conectaría de forma directa.

Conexión de una máquina asíncrona mediante tiristores

Para evitar el problema anterior, el uso de tiristores se ha convertido en el método preferido de conexión progresiva de aerogeneradores. El estudio de este tipo de conexionado ha concluido que las fluctuaciones de tensión son mucho menores, ya que los picos de corriente desaparecen (Fig.2). Las fluctuaciones de tensión

son incluso más reducidas en las turbinas con regulación de ángulo de paso (con respecto de las controladas por stall). En todo caso, ambos tipos de turbinas, con conexión mediante tiristores, estarían dentro de la reglamentación técnica vigente en cuanto a variaciones de tensión durante la conexión.

Conexión y desconexión del banco de condensadores

También se ha estudiado el efecto de la conexión y desconexión de los condensadores utilizados para la compensación de reactiva del generador. Se ha observado que dichos condensadores pueden llegar a absorber corrientes importantes durante la conexión, aunque las variaciones de tensión producidas están dentro de la norma. También se han observado fenómenos de resonancia entre los condensadores, la impedancia de la línea y las reactancias de generador. Las corrientes armónicas producidas desaparecen en poco tiempo tras el transitorio de conexión o desconexión, aunque es posible que dichas corrientes, unidas al elevado número de maniobras realizado, reduzcan sensiblemente la vida útil de los bancos de condensadores utilizados.

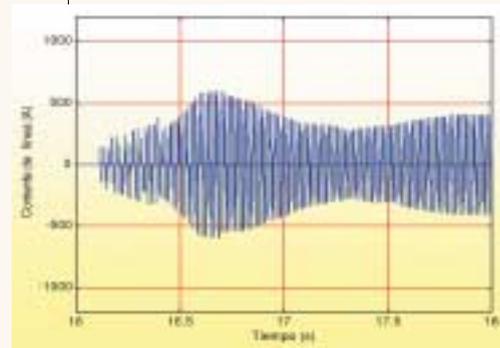


Figura 2. Corriente del generador durante la conexión con tiristores

2.3. Fluctuaciones de tensión y parpadeo (flicker) durante el funcionamiento

Para la evaluación de las fluctuaciones de tensión y del parpadeo durante el funcionamiento, se ha considerado la turbina anterior con viento real. Entre los efectos estudiados des-

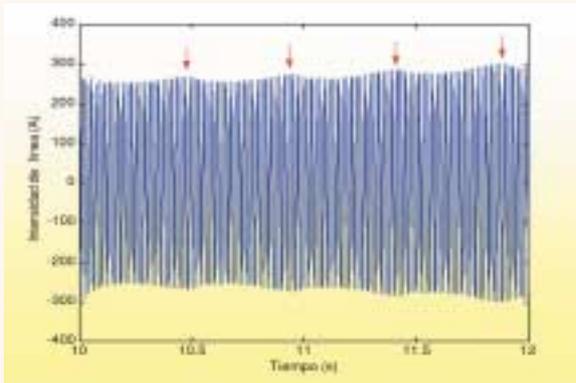


Figura 3. Corriente de línea considerando el efecto de sombra de torre.

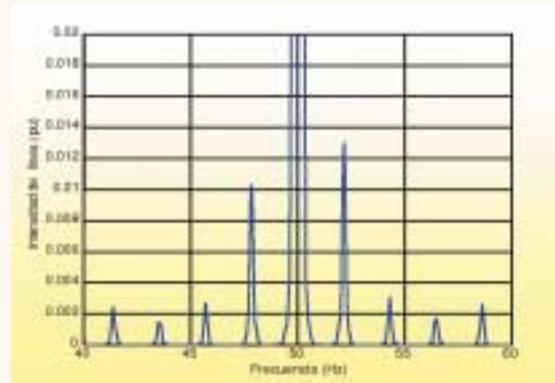


Figura 4. Espectro frecuencial de la corriente anterior.

tacan la sombra de torre y el $\cos \phi$ de la impedancia de cortocircuito.

Para determinar la influencia de la sombra de torre en las variaciones de tensión de línea, se han considerado, por un lado, las fluctuaciones de tensión sin tener en cuenta el efecto de sombra de torre, y por otro, dichas fluctuaciones teniendo en cuenta la sombra de torre. Se ha concluido que, para turbinas de tres palas, de potencia similar o superior a la estudiada, la sombra de torre tiene un efecto relativamente pequeño sobre el coeficiente de severidad del parpadeo, dada la amplitud de la fluctuación de tensión producida y la frecuencia de la misma. Por otro lado, aparecerán interarmónicos de corriente de reducida amplitud y, por supuesto, se producirán efectos de fatiga mecánica en los distintos elementos. Estos efectos están recogidos en las figuras 4 y 5. Los picos de corriente señalados con flechas corresponden al paso de la pala frente a la torre.

Por otro lado, se ha procedido a la evaluación del factor de severidad del parpadeo de corta duración Pst para la turbina considerada, con unas condiciones de viento dadas. Los resultados obtenidos están recogidos en las figuras 5, 6 y 7.

Estas figuras muestran con claridad la fluctuación de potencia y tensión de línea durante un periodo de 10 minutos así como la sensación instantánea de parpadeo. En todo momento existe un flujo de variable potencia activa hacia la red y un flujo, también variable, de potencia reactiva hacia el generador ya que únicamente se compensa la potencia reactiva en vacío. Debido a este flujo de potencia reactiva hacia la máquina, y a que se ha considerado una impedancia de cortocircuito principalmente inductiva, se produce una caída variable de tensión (en lugar de un incremento de tensión).

Realizando un análisis de estas variaciones de tensión, según la norma UNE-EN 61000-4-15 "Medidor de flicker. Especificaciones funcionales y de diseño", se ha llegado a un resultado de un coeficiente de severi-

dad del parpadeo de 0,05 para el caso estudiado, muy por debajo de nivel máximo de emisión de 0,35 recogido en la norma CEI 61000-3-7 "Fluctuaciones de tensión y flicker en MT y AT".

Las pruebas realizadas con distintas impedancias de cortocircuito muestran que los mejores resultados, en cuanto a variaciones de tensión y parpadeo, se obtienen para un $\cos \phi$ de la impedancia de cortocircuito entre 0,3 y 0,5. El resultado más desfavorable se obtiene con una impedancia de cortocircuito puramente resistiva. En todo caso, las fluctuaciones obtenidas están siempre dentro de los límites establecidos en la norma CEI 61000-3-7.

Aunque la generalización es difícil, dado que las fluctuaciones de tensión dependen de la turbina, del generador, del punto de conexión y del régimen de vientos, se concluye que el criterio de una potencia de cortocircuito 20 veces mayor a la nominal del generador, en la mayoría de los casos, asegura que se cumplan los límites de emisión de fluctuaciones de tensión y parpadeo.

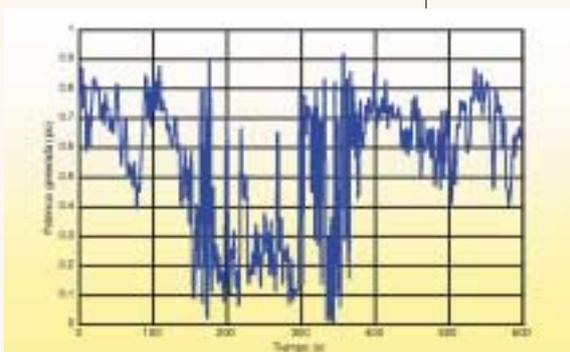


Figura 5. Potencia generada

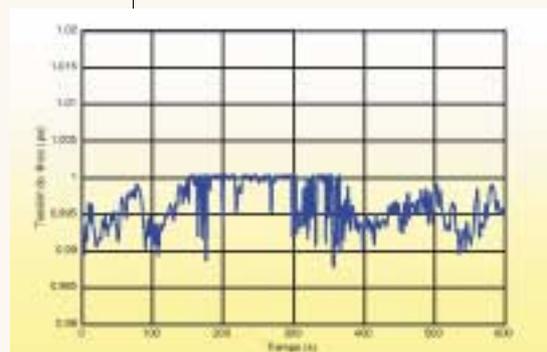


Figura 6. Tensión de línea

2.4. Armónicos

Cuando se utilizan generadores con conexionado Scherbius o con máquinas de imanes permanentes, los armónicos de corriente y tensión generados por los convertidores electrónicos deben de tenerse en cuenta para establecer las medidas correctivas oportunas. El estudio de los armónicos emitidos en un punto determinado es complejo ya que depende del tipo de convertidor utilizado, de la estrategia de conmutación y control de los dispositivos electrónicos y de la impedancia de cortocircuito de la línea para las distintas frecuencias de interés.

Las razones de esta dificultad en la generalización incluyen:

- La dependencia con la frecuencia de la impedancia de cortocircuito en el punto de conexión, que determina las fluctuaciones de tensión producidas por fuentes de corriente armónica.

- La distinta frecuencia de conmutación de los convertidores industriales, dado que mayores frecuencias de conmutación permiten la generación de ondas de corriente cada vez más próximas a la senoidal. Además una alta frecuencia de conmutación hace que los filtros de armónicos necesarios sean más pequeños y económicos.

- Las diferentes estrategias de modulación de cada equipo hacen que, para una frecuencia y potencia generada determinada, el espectro de corrientes armónicas varíe según se utilice modulación natural, modulación regular simétrica o asimétrica, modulación por espacio vectorial o modulación óptima con cancelación de armónicos.

En general, los armónicos de orden superior al 13 son fácilmente eliminados mediante filtrado pasivo. Los armónicos 5, 7, 11 y 13 pueden ser cancelados si se utiliza la estrategia de conmutación adecuada por lo que el impacto que los armónicos de corriente causan en la forma de onda de tensión puede ser mitigado y llevado a límites aceptables, siempre y

cuando el convertidor utilizado esté bien diseñado.

Por otro lado, ni la normativa legal española, ni la norma CEI 61000-3-6 establece límites de emisión máximos explícitos. La norma CEI 61000-3-6 determina que es la Compañía distribuidora la encargada de decidir si una instalación emisora de armónicos de corriente es aceptable o no. La norma fija los límites de planificación de distorsión de la forma de onda de tensión y establece los métodos para determinar la aceptabilidad de una instalación emisora de armónicos de corriente.

Para evaluar dicha aceptabilidad se establecen tres fases, según la norma CEI 61000-3-6:

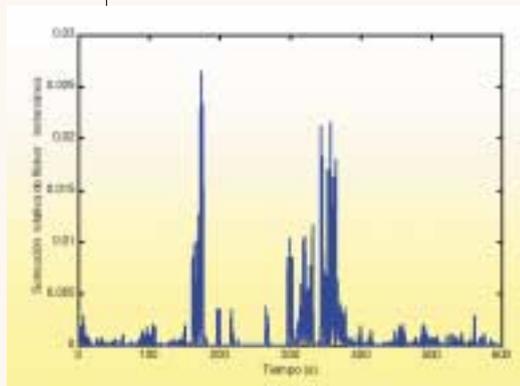


Figura 7. Sensación instantánea de parpadeo

Fase 1: Evaluación simplificada: Si la potencia distorsionante total es inferior al 0,1% de la potencia de cortocircuito, la instalación es aceptable. En caso contrario, se pasaría a la fase 2.

Fase 2: Establecimiento de límites de emisión relativos a las condiciones reales de la red a partir de un estudio detallado de la misma.

Fase 3: Aceptación excepcional de niveles mayores de emisión.

Como norma general, se ha demostrado en el presente proyecto que los aerogeneradores con convertidores electrónicos no pueden ser aceptados en la fase 1. Esto indica que, para poder asegurar la aceptabilidad de generadores eólicos emisores de armónicos, es necesario realizar el estudio detallado que implica la fase 2.

3. CONCLUSIONES

Calidad de onda

- Las turbinas de velocidad variable producen fluctuaciones de tensión mucho menores que las de velocidad fija.

- Los efectos de sombra de torre y cortadura de viento producen fluctuaciones perceptibles de tensión e interarmónicos de corriente, pero, dado que las fluctuaciones de tensión producidas son de poca amplitud, su contribución al aumento del coeficiente de severidad del *parpadeo* es reducido.

- Es posible que aparezcan corrientes resonantes entre el banco de condensadores y las reactancias de línea y generador durante las maniobras de conexión y desconexión.

- La corrección de reactiva influye relativamente poco en el nivel de *parpadeo* producido.

- La corrección de reactiva es determinante a la hora de establecer la variación de tensión en estado estacionario.

- La regla de que la potencia instalada debe de ser como mínimo 20 veces menor que la potencia de cortocircuito asegura, en la mayoría de los casos, que los niveles de *parpadeo* van a ser aceptables.

- La puesta en marcha de generadores de inducción con conexión directa debe realizarse con tiristores u otros dispositivos de conexión progresiva.

- El $\cos \phi$ de la impedancia de cortocircuito en el punto de conexión es determinante a la hora de evaluar las fluctuaciones y variaciones de tensión. En general, las líneas con una componente resistiva mayor son las que presentarán mayores fluctuaciones de tensión.

- La distorsión en la forma de onda de tensión debe de ser evaluada individualmente considerando por un lado la fuente de corrientes armónicas y, por otro, la variación en frecuencia de la impedancia de cortocircuito en el punto de conexión.

Estabilidad estática y dinámica

- La instalación de generadores eólicos puede aumentar la potencia de cortocircuito en otros puntos de la

red. Este hecho conlleva el efecto negativo de que, en algunos casos, será necesario un nuevo cálculo de las protecciones, aunque, en otras ocasiones podría contribuir al reforzamiento de la red.

- En la mayoría de los casos se ha comprobado que no existe dificultad técnica fundamental para que el nivel de penetración de generación a partir de fuentes renovables (eólica y solar) llegue al 25% de la capacidad total. La mayor limitación será, por lo tanto, de índole económica, por la necesidad de realización de nuevas inversiones en potencia de reserva, reforzamiento de líneas, etc.

Desarrollos futuros:

- Existe gran interés en la comunidad científica en el desarrollo de sistemas de almacenamiento local de energía para suavizar las fluctuaciones de la potencia entregada por los aerogeneradores. La instalación de estos equipos en sistema conectados a redes de distribución no está justificada desde el punto de vista técnico

en la mayoría de los casos, ya que los niveles de fluctuación de tensión son, en general, reducidos si se cumplen las normativas técnicas de conexión. Desde el punto de vista económico, habría que valorar si los beneficios adicionales obtenidos del almacenamiento local proporcionan un retorno marginal sobre el capital superior a la inversión en instalaciones generadoras. En estos momentos, es difícil que dicha ventaja económica exista, por lo que es de prever que este tipo de almacenamiento tampoco esté justificado desde el punto de vista económico.

En los niveles de potencia actuales, los problemas de calidad de onda son los más preocupantes, pero, a medida que se incrementa la potencia instalada, es previsible que aparezcan problemas de estabilidad estática y dinámica. La solución de estos problemas, así como el marco liberalizador actual, podrían llevar, a medio plazo, a una gestión más activa de las redes de distribución, e incluso al diseño de sistemas que permitieran la

participación activa de los parques eólicos en la mejora de estos problemas técnicos.

Como conclusión principal del proyecto cabe destacar que se han desarrollado satisfactoriamente unos modelos de simulación y una metodología que permiten la evaluación *a priori* del impacto de aerogeneradores en la calidad de onda en redes de distribución eléctrica, lo cual permitirá tomar las medidas correctoras oportunas en la fase de diseño.

A partir de los excelentes resultados obtenidos, la metodología desarrollada será utilizada próximamente para la evaluación de distintos tipos de aerogeneradores a instalar en redes de distribución eléctrica con posibles problemas de calidad de onda.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer el apoyo y la colaboración prestados por Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. y la Universidad Politécnica de Valencia al desarrollo del presente proyecto de investigación. ■

- Sistemas de tubería mojada, seca, de preacción, de diluvio (hasta 8"), y el exclusivo Firecycle.
- Rociadores para aplicaciones especiales: ESFR montantes, colgantes, gota gorda.
- Válvulas y rociadores resistentes a la corrosión.
- Lo último en tecnología en sistemas de espuma.
- Accesorios para montaje y fijación de tubería ranurada.
- Ranuradoras.

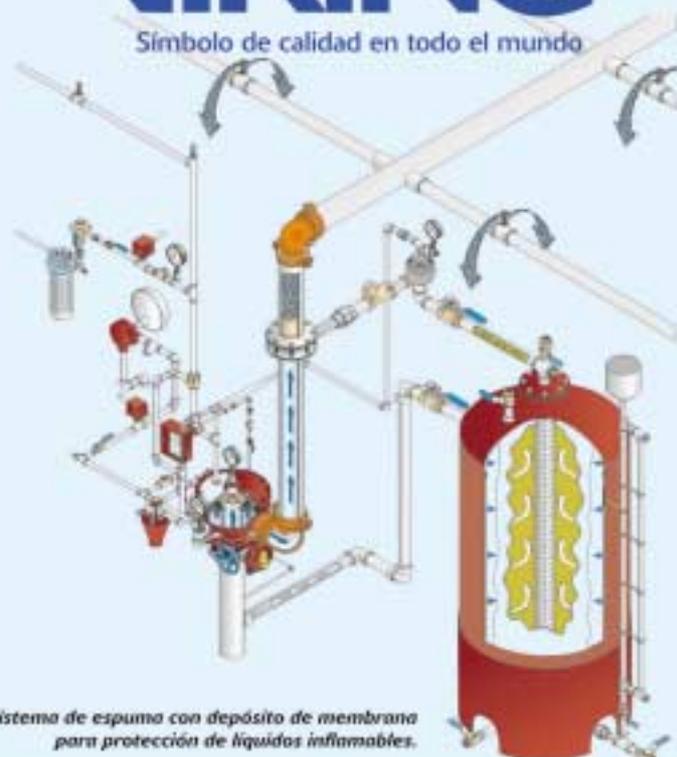
VIKING IBÉRICA

C/ Mar Cantábrico, 10
San Fernando de Henares
E-28830 Madrid - España
Tel.: +34 91 677 83 52
Fax: +34 91 677 84 98
vikingspain@vikingcorp.com
E-mail: vikingspain@vikingcorp.com

Visite nuestra tienda: www.vikingspain.com/shop
y participe en: foro.vikingspain.com

VIKING®

Símbolo de calidad en todo el mundo



Sistema de espuma con depósito de membrana para protección de líquidos inflamables.