



ELSEVIER



CrossMark

ScienceDirect

Disponible en www.sciencedirect.com



www.elsevier.es/RIAI

Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial 13 (2016) 3–14

Sistemas Integrados de Potencia en Buques Offshore: Control, tendencias y retos

Juan José Valera-García*, Iñigo Atutxa-Lekue

Departamento de 'Industry and Marine Drives', Ingeteam Power Technology, Parque Tecnológico de Vizcaya, Edificio 110, 48170 Zamudio, España.

Resumen

Los buques destinados a realizar operaciones especiales lejos de la costa requieren un control de velocidad y de posicionamiento de alta precisión y respuesta dinámica. Condiciones adversas de oleaje y/o meteorológicas provocan fuertes perturbaciones que el sistema de control debe rechazar para garantizar un posicionamiento preciso (sobre un punto de referencia establecido) mientras el buque realiza la operación. Obviamente, otros requisitos relacionados con la fiabilidad y seguridad también deben ser garantizados. Desde hace más de una década estos buques incorporan sistemas de potencia en los cuales las unidades de propulsión están gobernadas y controladas por accionamientos eléctricos. En estos sistemas, la energía/potencia eléctrica necesaria es producida mediante grupos formados por máquinas de combustión interna y generadores eléctricos, y distribuida, tanto a los accionamientos eléctricos de propulsión como a otras cargas auxiliares del buque, por medio de una red de distribución eléctrica. En la primera parte de este artículo se introduce la topología de Sistema de Potencia más utilizada en este tipo de buques identificando las funciones de control y sus interdependencias. En la segunda parte se presentan las tendencias y soluciones para la reducción del consumo de combustible y las emisiones, destacando las nuevas funciones de control que entran en juego. La reciente irrupción de las topologías basadas en la distribución de potencia mediante red DC facilita la posibilidad de generación de energía a velocidad variable y/o de integración de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. Sin embargo, aparecen nuevos riesgos (mejor retos) técnicos y de control que necesitan un análisis profundo de cara a garantizar un sistema estable y robusto por diseño. Uno de ellos está relacionado con el análisis de la estabilidad del sistema de potencia cuando múltiples cargas no lineales y de impedancia incremental negativa interactúan en un único bus DC.

Palabras Clave:

Buques, sistema de potencia, red de distribución, eficiencia energética, control, estabilidad, red de distribución DC.

1. Introducción

Ciertas operaciones realizadas en el mar lejos de la costa tales como la exploración, el apoyo o suministro en plataformas petrolíferas o de gas, de anclaje y remolcado, de construcción de parques eólicos, de perforación, de tendido de cables, o de soporte a operaciones de buceo entre otras, se llevan a cabo mediante buques especiales que son etiquetados bajo el nombre de 'buques offshore'. Estas operaciones especiales requieren que el buque se mantenga en una posición (punto de referencia) determinada dentro de unos severos límites, o que siga con elevada precisión unas determinadas trayectorias de posición y/o de velocidad. Condiciones adversas de oleaje y/o meteorológicas provocan fuertes perturbaciones las cuales deben ser rechazadas por el sistema de control de cara a garantizar un posicionamiento dinámico y/o un control de velocidad precisos mientras el buque realiza la operación.

En la figura 1 se muestran las variables que se dan cita en el problema de control de velocidad y de posicionamiento dinámico en un buque de estas características [Breivik, M., 2010]. Los grados de libertad se corresponden con el movimiento longitudinal, el lateral o de deriva, y la guiñada o rumbo. El viento, las olas y las corrientes marinas forman las perturbaciones. Los actuadores o propulsores forman las variables manipuladas.

El desarrollo e irrupción de sofisticados propulsores (azimutales, de tipo túnel, etc.) gobernados por accionamientos eléctricos de alta dinámica junto con sistemas de control avanzados basados en modelo permiten alcanzar los requisitos de posicionamiento establecidos en este tipo de aplicaciones. Los sistemas y las estrategias de control modernas de posicionamiento dinámico no sólo emplean los sensores e instrumentación necesaria, sino también se apoyan en estimadores en línea y observadores de estado para lograr el posicionamiento del buque de una manera óptima minimizando el gasto energético. Existe una amplia literatura referente a la teoría, diseño y aplicación de los sistemas de posicionamiento dinámico en buques entre los que

* Autor en correspondencia.

Correos electrónicos: juanjose.valera@ingeteam.com (Juan José Valera-García)

se pueden destacar los trabajos de [Sørensen, A. J., 2011] [Sørensen, A. J., 2012], [Hassani, V., et al., 2012], [Sørensen, A. J., et al., 1996], [Smogeli, Ø., et al., 2013].

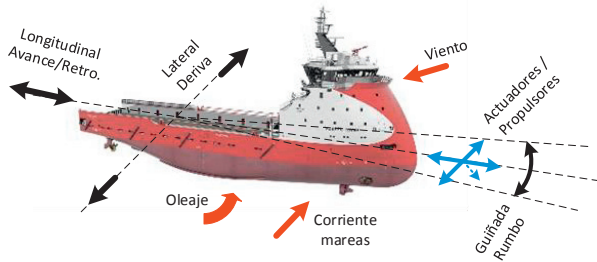


Figura 1: Variables en el problema de posicionamiento dinámico en un buque offshore. Imagen del buque cortesía de Ulstein.

Por otro lado, los requisitos relacionados con la fiabilidad y seguridad cobran también una especial atención en este tipo de buques. Las Sociedades de Certificación Internacionales referentes en este sector disponen de normas de obligado cumplimiento así como procedimientos y protocolos de diseño y test para la clasificación y certificación de buques con posicionamiento dinámico. Estas normas están basadas en las guías definidas por la Organización Marítima Internacional o IMO (del inglés International Maritime Organization) [Giddings, I. C., 2013]. Así, los buques con posicionamiento dinámico se categorizan en tres clases principalmente: DP1, DP2 y DP3. En cada una de estas clases se definen los niveles de redundancia y requisitos a cumplir y por tanto, el comportamiento del buque ante posibles fallos en componentes activos de la planta eléctrica y de propulsión [Sørfonn, I., 2007]. A modo de ejemplo los buques con categoría DP3 poseen requisitos de seguridad y redundancia muy exigentes debido a que una pérdida de posicionamiento puede provocar daños muy graves o fatales en las personas así como en el buque.

Centrados ya en el Sistema de Potencia del Buque Offshore (SPBO), en la primera parte de este artículo se describe y analiza la topología más utilizada. Así, en la sección 2 se realiza una introducción acerca de los componentes principales y tecnologías presentes en el SPBO. Las funciones de control existentes en el SPBO se describen en la sección 3 mostrando su interrelación o interdependencia e ilustrando el diagrama de control y automatización distribuido pero a la vez integrado resultante.

En la segunda parte del artículo (sección 4) se muestran las tendencias actuales para la mejora de la eficiencia energética en los SPBOs, destacando las nuevas funciones y retos de control que aparecen. Así, en la subsección 4.1 se presentan diversas soluciones para la integración de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica mientras que en la subsección 4.2 se describen los nuevos SPBOs con distribución de potencia mediante red de corriente continua o DC (del inglés *Direct Current*). La reciente irrupción de las nuevas topologías con distribución de potencia en DC permite la generación de energía eléctrica con los grupos diésel funcionando a velocidad variable, ofreciendo además otra serie de ventajas importantes. Sin embargo, aparecen nuevos riesgos (mejor retos) técnicos y de control que necesitan todavía a día de hoy un profundo análisis. En la sección 5 se profundiza en el problema relacionado con la estabilidad del SPBO cuando múltiples cargas no lineales y de impedancia incremental negativa interactúan en un único bus o red DC, proponiendo un procedimiento de modelado y análisis.

Disciplinas tales como la electrónica de potencia, electricidad, electrotecnia, mecánica, termodinámica, automática, etc. se dan cita en el diseño de los SPBOs. Este tutorial pasa muy por encima por alguna de éstas, estando más orientado al entendimiento y profundización del funcionamiento de los SPBOs desde un punto de vista eléctrico, electrónico y sobre todo de control.

2. El SPBO convencional basado en planta eléctrica AC

En la figura 2 se muestra en modo de diagrama la arquitectura y componentes del SPBO convencional más utilizado en la actualidad. El número de unidades de propulsión, sus potencias, o el número de grupos de generación puede cambiar en función del tipo de buque y su aplicación. Por destacar algunos números estaríamos hablando de Sistemas de Potencia para buques offshore con longitudes de eslora de entre 60 y 180 m y 15-30 m de manga. Estos buques pueden incorporar en función de la aplicación 3, 4 o 5 unidades de propulsión eléctrica con potencias de entre 600 y 2500KW cada una. La planta de generación de energía estaría formada por 2, 3 o 4 grupos (máquina de combustión – generador eléctrico) de potencia entre 900KW hasta 3MW cada uno. En general la potencia total instalada varía entre 5-20MW dependiendo del tipo de buque y aplicación.

Tal y como se ha introducido previamente, estos buques utilizan unidades de propulsión gobernadas por accionamientos eléctricos con altas prestaciones dinámicas. La madurez y menor coste de las máquinas eléctricas asíncronas de corriente alterna o AC (del inglés *Alternating Current*) gobernadas por convertidores trifásicos de frecuencia variable así como los avances en control vectorial permiten que se pueda conseguir la dinámica requerida.

La energía/potencia eléctrica necesaria, tanto para las cargas de propulsión como para otro tipo de cargas presentes en el buque, es producida mediante grupos de generación formados por máquinas de combustión interna y generadores eléctricos, y distribuida a todas las cargas (propulsión y auxiliares) por medio de una red de distribución eléctrica AC trifásica. Las máquinas de combustión diésel junto con generadores eléctricos síncronos son las tecnologías más empleadas en la actualidad por su madurez, disponibilidad de mercado y coste. Sin embargo, y de cara a mejorar la eficiencia y el consumo de combustible y minimizar las emisiones, otras tecnologías tales como las máquinas de combustión dual (diésel y gas natural licuado) y los generadores síncronos de imanes permanentes pueden estar presentes a pesar de, por lo general, tener un mayor coste.

La celda o cuadro de distribución principal contiene elementos de protección y corte (interruptores automáticos y relés de protección) que aseguran la operación de la planta ante diferentes fallos individuales o cortocircuitos en las cargas, en los grupos de generación, o en la misma red de distribución. Además algunos interruptores pueden ser controlados de manera remota por el sistema de automatización y control del buque permitiendo que los grupos de generación puedan conectarse y desconectarse voluntariamente de la red, tal y como se verá más adelante en este artículo. La celda de distribución también contiene un interruptor automático que puede separar el SPBO en dos sistemas de potencia independientes, el de babor y de estribor. Este elemento, conocido habitualmente por su nombre en inglés '*bustie*', permite la operación del buque con dos sistemas de potencia independientes en modos con altos requisitos de seguridad (por ejemplo en modo posicionamiento dinámico). De esta forma se ofrece un nivel de redundancia en caso de un fallo global en uno de los dos sistemas de potencia.

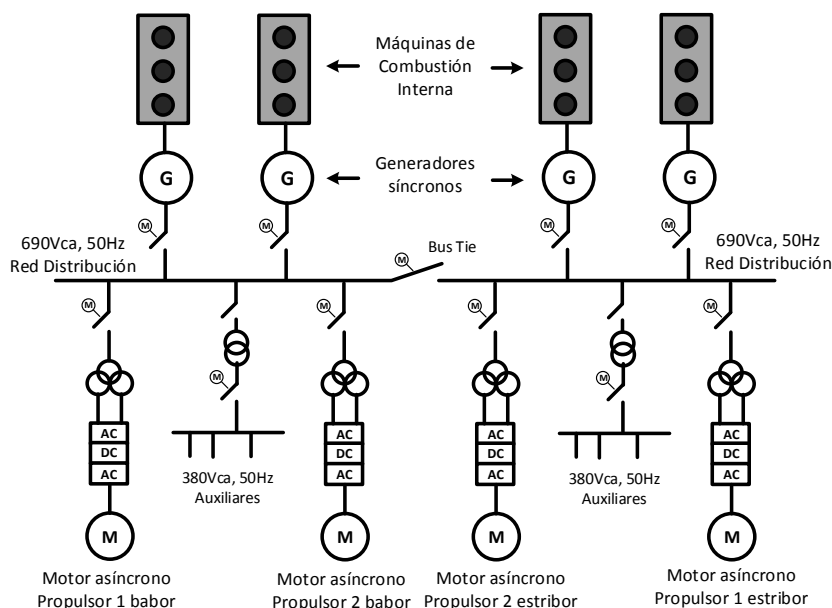


Figura 2: Sistema de potencia integrado convencional en un buque offshore.

De acuerdo a las potencias puestas en juego, la generación y distribución de potencia AC en baja tensión (690v, 400v, 50Hz o 60Hz) mediante la utilización de cuadro o celda principal de distribución/protección y transformadores de potencia es la solución habitual. En su diseño se debe garantizar que las variaciones de tensión y frecuencia entran dentro de los límites impuestos por las Sociedades de Certificación: variaciones admisibles por debajo del +/-20% en régimen transitorio y por debajo del +/-10% en el régimen permanente [Adnanes, A. K., 2003].

Diferentes cargas o consumidores de potencia se conectan a la red de distribución eléctrica del buque. Las unidades de propulsión son las cargas que demandan más potencia o cargas principales en el buque. Otras cargas auxiliares de menor potencia, tales como el alumbrado, alimentación de maquinarias útiles a bordo, sistemas de refrigeración, bombas, compresores, aire acondicionado, etc., se conectan mediante transformador y cuadros de protección a sub-redes de 400v obtenidas a partir de la red general de distribución.

Las cargas principales (accionamientos de propulsión) poseen además la característica de ser altamente no-lineales utilizando convertidores que conmutan a frecuencias elevadas (>2 KHz). Estas cargas provocan armónicos en la red de distribución empeorando su calidad de señal. Una tasa de distorsión armónica excesiva puede causar inestabilidades importantes en el SPBO y/o malfuncionamientos en algunos sistemas [Sørffonn, I., 2007]. Las Sociedades de Certificación imponen requisitos muy exigentes para este tipo de SPBOs (tasa por debajo del 5%) [Adnanes, A. K., 2003].

Los accionamientos AC más utilizados para el gobierno de las unidades de propulsión emplean motores trifásicos asíncronos controlados por convertidores de frecuencia variable. Los convertidores para estas potencias (600KW-2500KW) están formados por una etapa de conversión AC-DC generalmente pasiva mediante puente rectificador a diodos de 12, 18 o 24 pulsos, seguida de una etapa de conversión DC-AC mediante inversor trifásico de tres ramas utilizando IGBTs (del inglés

Isolated Gate Bipolar Transistor). Mediante el inversor y su control asociado se obtiene a la salida una tensión AC variable en magnitud y frecuencia que permite variar la velocidad del motor.

La opción de utilizar rectificadores pasivos de múltiples pulsos es la más habitual frente a la posibilidad de utilizar rectificadores de frente activo ó AFEs (del inglés *Active Front End*) principalmente por razones de simplicidad y robustez. El hecho de utilizar rectificadores pasivos de 12, 18 o 24 pulsos para mejorar el contenido de armónicos de tensión requiere la colocación de costosos y pesados transformadores de dos o más secundarios. Además los accionamientos que utilizan rectificadores a diodos implican un mayor consumo de potencia reactiva (o empeoramiento del factor de potencia) con respecto a los rectificadores de tipo AFE. Otro aspecto importante a destacar es que los rectificadores a diodos no permiten la devolución de energía a la red en caso de frenadas regenerativas. Así, en algunas aplicaciones el uso de un convertidor auxiliar, el cual introduce una resistencia de potencia en el bus DC en caso de sobretensión, es necesario para proteger el accionamiento ante devoluciones transitorias de energía durante el frenado regenerativo.

Los rectificadores AFE permiten conseguir un factor de potencia cercano a la unidad, y evitan la utilización de costosos transformadores. Mediante la colocación de filtros sinusoidales en la entrada AC se obtiene una excelente tasa de armónicos de tensión que además es independiente a la carga [Rodríguez, J., et al., 2005]. A diferencia de los rectificadores a diodos, con los AFEs se permite la devolución de energía a la red en procesos de frenado regenerativo. Sin embargo, las pérdidas en los semiconductores son más elevadas y el control es más complejo aunque, en la actualidad, se encuentra muy establecido y maduro en otros sectores o áreas de aplicación.

3. Control del SPBO convencional

Las funciones de control que entran en juego en los SPBOs convencionales se muestran en la figura 3. Todas ellas se interrelacionan formando el sistema de automatización y control

global del buque. Por razones de simplicidad, se han representado los sistemas de potencia de babor y de estribor unidos o separados por el *bustie* (BT) junto con las funciones de control asociadas a sólo dos grupos de generación (GS1 y GS4) y dos unidades de propulsión (D1 y D2). La misma estructura se repite para el resto de unidades de generación y propulsión presentes en el SPBO. A continuación se describen los objetivos y particularidades de cada una de ellas.

3.1. Control de los grupos de generación y de la tensión AC

Según las características del SPBO convencional presentadas en el apartado anterior, los grupos de generación diésel deben operar a velocidad constante de cara a mantener la frecuencia en la red constante (50Hz o 60Hz) dentro de unos márgenes muy severos. Además, en la red de distribución debe haber una tensión trifásica AC de magnitud constante (por ejemplo 690Vca), también dentro de unos severos límites. Las máquinas de combustión interna incorporan un sistema de regulación de velocidad denominado ‘governor’ (GOV) que controla la velocidad de giro y por tanto la frecuencia en la red de distribución. A su vez, los generadores síncronos incorporan un sistema de regulación de la magnitud de tensión que actúa sobre la excitación de la máquina y que es conocido por las siglas AVR (del inglés *Automatic Voltage Regulator*). El diseño y sintonía de estos sistemas de control (por lo general basados en controladores de tipo proporcional-integral o PI) es muy importante para garantizar que los desvíos de tensión y frecuencia entran dentro de los límites definidos por las Sociedades de Certificación (+/-20% en transitorios y +/-10% para el régimen permanente).

Varios grupos de generación diésel pueden estar conectados simultáneamente en la red. En esta operación en paralelo se debe asegurar que la potencia activa y reactiva total demandada por los diferentes consumidores del buque sea suministrada de manera equitativa por los grupos de generación que se encuentren en funcionamiento. Este reparto de potencia se consigue mediante la inclusión de unas correcciones sobre el *setpoint* de velocidad en el GOV y sobre el *setpoint* de tensión en el AVR de cada grupo generador. Estas correcciones se calculan de manera proporcional en función del error existente entre la cantidad de potencia activa y reactiva que está entregando con respecto a los valores nominales. Esta estrategia es la más utilizada en la actualidad y se conoce con el nombre de *control droop tensión-frecuencia*.

En sistemas de potencia eléctrica formados por generadores rotativos, la potencia activa y reactiva que aporta cada generador depende respectivamente del ángulo de desfase y de la diferencia de magnitud existentes entre la tensión del generador y la tensión en el punto común o de referencia de la red [Boldea, I., 2006]. Consecuentemente, variando de manera controlada la frecuencia y la tensión del generador se puede controlar la cantidad de potencia activa y reactiva respectivamente que éste aporta. Esta estrategia permite la operación en paralelo de generadores con diferentes tamaños y potencias [Sørensen, A. J., 2012]. Los márgenes de actuación son pequeños, la tensión y frecuencia de la red no deben ser modificadas en exceso por la estrategia de control *droop*. Así, otros controles denominados secundarios e instalados en la automatización central del buque pueden compensar de manera sincronizada (manteniendo el reparto de cargas) las pequeñas variaciones de frecuencia y tensión provocadas por el control *droop*, manteniendo la red de esta forma en los niveles establecidos [Guerrero, J. M., et al., 2009].

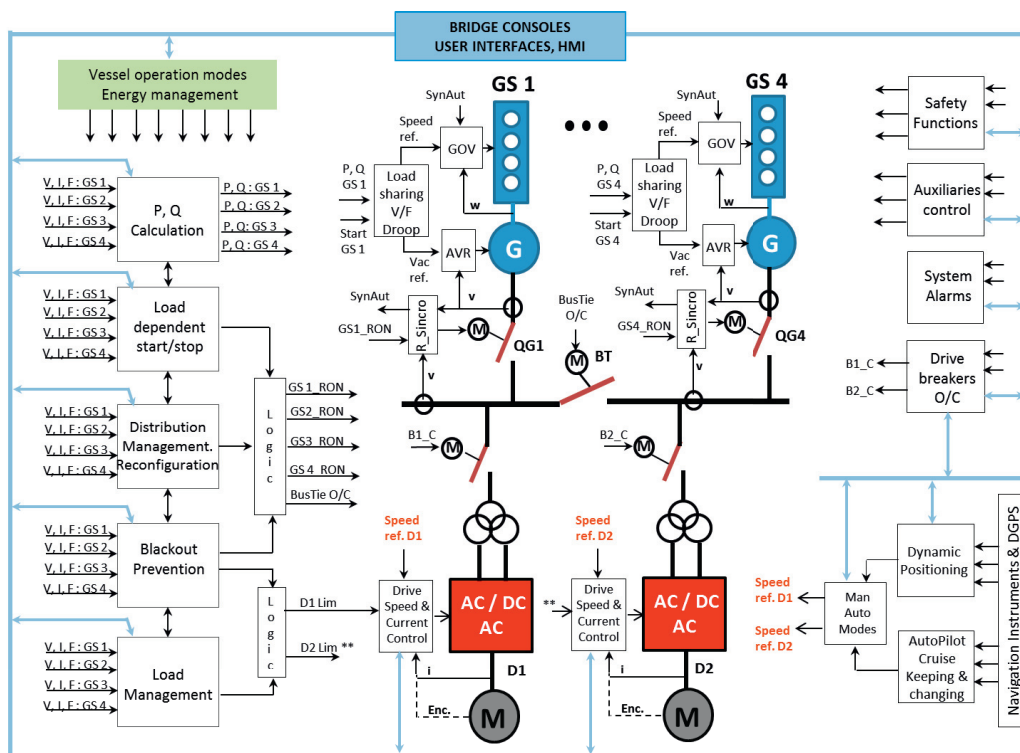


Figura 3: Control del sistema de potencia convencional de un buque con posicionamiento dinámico.

3.2. Control y gestión de la potencia en el SPBO

Los grupos o unidades de generación pueden ser conectados y desconectados de la red de manera voluntaria (aunque controlada) en función de la demanda existente o prevista en el buque. De esta forma se puede optimizar el consumo de combustible del SPBO, debiéndose garantizar en todo momento la demanda manteniendo una reserva de potencia suficiente en los grupos de generación conectados. Es el Sistema de Gestión de la Potencia o PMS (del inglés *Power Management System*) el encargado de decidir y enviar la solicitud de conexión y desconexión de los grupos de generación (GS1_RON y GS2_RON en figura 3).

El PMS engloba a su vez diferentes sub-funciones de cara a tomar las decisiones de conexión o desconexión de grupos de los generadores en función de la demanda actual, de la reconfiguración de la planta a realizar tras un fallo, o para prevenir un apagón global de la planta eléctrica [Sørfonn, I., 2007]. Puede ocurrir que algunos grupos de generación se desconecten por medio de los elementos de protección debido a anomalías o fallos tales como sobre-corrientes, cortocircuitos, etc. En este caso el PMS puede limitar la potencia y prestaciones de las unidades de propulsión de acuerdo a la potencia disponible en la planta eléctrica (señales D1_Lim y D2_Lim en la figura 3).

La función global del PMS está sujeta a la implementación de teorías de decisión y control óptimos. Bien planteado, se trata de un problema de control óptimo multivariable sujeto a restricciones. A modo de ejemplo, la teoría de control predictivo no lineal basado en modelo se ha aplicado recientemente en este problema en [Park, H., et al., 2015].

La conexión de un grupo de generación a la red debe ser realizada de una manera controlada. Para que un generador pueda ser conectado a una red existente la tensión en ambos debe estar sincronizada en cuanto a fase, frecuencia y magnitud antes de ordenar el cierre al interruptor correspondiente (QG1 o QG4 en la figura 3). Una conexión no sincronizada puede provocar la circulación de corrientes elevadas, variaciones de tensión importantes y, en definitiva, fuertes inestabilidades en la red que pueden causar daños importantes. Para la conexión sincronizada se suelen emplear funciones o instrumentos conocidos bajo el término de *sincronoscopio* (R_SINCRO en la figura 3). En ellas, se mide la frecuencia, la secuencia de fases y la magnitud de la tensión tanto en la red como en el generador que se quiere conectar y sólo se envía la orden de cierre al interruptor cuando la secuencia de fases es la correcta y el desvío de frecuencia y magnitud de las tensiones está dentro de unos límites seguros. La función R_SINCRO puede enviar correcciones tanto al GOV como al AVR de cara a conseguir un procedimiento de sincronismo automático del generador a la red. Consecuentemente, la conexión de un generador a la red no se realiza de manera instantánea, empleando el tiempo necesario para el arranque del grupo y su sincronización a la red.

3.3. Control de los accionamientos de propulsión

La técnica habitual para gobernar el conjunto inversor-máquina eléctrica asíncrona (ver figura 3) es el control vectorial basado en dos lazos de regulación en cascada (el externo regulando la velocidad del motor y el interno regulando las corrientes que circulan por el motor) junto con una técnica de modulación escalar o vectorial. El lazo de regulación de velocidad recibe su *setpoint* o bien desde el sistema de automatización del

buque a través de las consolas de mando manual, o bien desde el sistema de control de posicionamiento dinámico y auto-pilotaje tal y como se muestra en la figura 3 (speed ref. D1 y D2). El diagrama de control vectorial completo se muestra en la figura 4.

En el sistema de control se emplean sensores de corriente que miden la corriente instantánea AC que circula por las tres fases del motor así como un sensor de posición colocado en el eje para obtener una medida instantánea de la posición del rotor. En cada tiempo de muestreo se realiza una transformación vectorial a las medidas de corriente del motor utilizando para ello la posición instantánea del rotor. Así, se obtienen las dos componentes vectoriales (d-q) de la corriente del motor objeto de control en el lazo interno [Vas, P., 1990]. Manipulando la corriente sobre el eje directo o 'Id' se controla el flujo magnético del motor cuya referencia o *setpoint* es por lo general constante (flujo nominal) mientras la velocidad del motor esté por debajo de la nominal. Actuando sobre la corriente de cuadratura o 'Iq' se tiene control sobre el par motor. La velocidad instantánea necesaria para la realimentación en el lazo externo se obtiene derivando la medida de posición del eje motor.

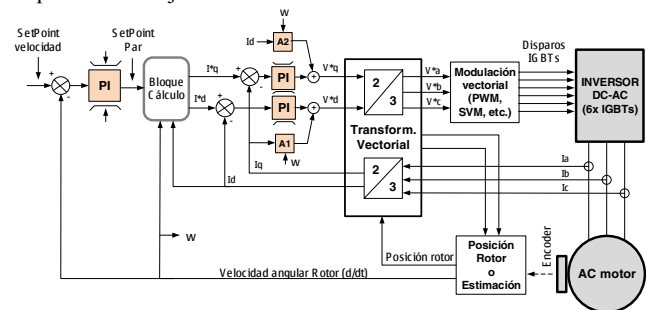


Figura 4: Control vectorial orientado a campo del motor AC

En estrategias de control modernas el sensor de posición del rotor se puede evitar, y tanto la posición del rotor como la velocidad pueden ser obtenidos mediante una estimación obtenida en base al modelo matemático del motor y las medidas de corriente [Vas, P., 1998]. Se trata de una técnica robusta y consolidada en la actualidad que reduce el coste y mantenimiento de la solución. En este sentido destacar los trabajos realizados utilizando un modelo no lineal del inversor y la identificación en línea de los parámetros de la máquina eléctrica, lo que aporta una mejora substancial en la estimación de la posición y velocidad del rotor [Holtz, J, Quan, H., 2002].

El controlador más empleado en ambos lazos en cascada (el externo y el interno) es el proporcional-integral o PI. El tiempo de muestreo apropiado para el lazo interno de regulación de las corrientes d-q depende de los parámetros de la resistencia e inductancia del motor a controlar. Suele ser habitual, para motores de estas potencias, un tiempo de muestreo de 200µs. Para el lazo externo de control de velocidad, un tiempo de muestreo adecuado estaría entre 1 y 2ms.

En la sintonía de los controladores PI se utilizan las técnicas clásicas de colocación de polos en función de las especificaciones deseadas relacionadas con el tiempo de establecimiento y el coeficiente de amortiguamiento. Los dos lazos de regulación correspondientes a las corrientes d-q vectoriales se pueden desacoplar completamente mediante la inclusión de unos términos *feed-forward* (A1 y A2 en la figura 4) dependientes de la velocidad, la inductancia y el número de polos del motor. Una vez desacoplados, los dos sistemas resultantes son de segundo orden cuyos parámetros característicos dependen tanto de los

parámetros del motor como de los parámetros del controlador PI. Se asume que los parámetros del motor son invariantes, aunque este aspecto no es del todo cierto en la realidad. Así, en aplicaciones que requieran una respuesta dinámica precisa y exigente, un control avanzado adaptivo robusto basado en la estimación en línea de los parámetros críticos del motor (resistencias e inductancias en el motor) podría ser muy interesante. El controlador PI de velocidad se sintoniza de una manera similar, reduciendo el orden del sistema de orden superior resultante hacia uno de segundo orden.

El inversor DC-AC trabaja a partir de una tensión DC constante obtenida mediante un rectificador AC-DC conectado a la red general de distribución. En el caso de utilizar un rectificador pasivo a diodos no es necesario ningún control adicional. Sin embargo cuando se utilizan AFEs es necesario regular la tensión DC a un valor constante e igual al prefijado como referencia. Esta regulación de tensión se implementa vectorialmente mediante dos lazos de control en cascada, uno externo de tensión utilizando la medida de tensión DC, y otro interno para regular las corrientes d-q resultantes de las medidas y transformación realizadas en el lado AC. Resulta imprescindible que el AFE esté en perfecta sincronización con la red de distribución a la que se conecta. Para ello se utilizan soluciones para la captura de la fase o PLL (del inglés *Phase-Locked Loop*) cuya misión es detectar instantáneamente el ángulo de fase y la frecuencia de una señal AC de entrada. El ángulo de fase obtenido en cada tiempo de muestreo se utiliza para realizar las transformaciones vectoriales que guían el control vectorial en los ejes d-q del AFE. Manipulando la componente directa ‘d’ de la corriente se puede controlar la tensión DC mientras que manipulando la corriente de cuadratura ‘q’ se puede controlar la potencia reactiva y conseguir un factor de potencia unitario.

3.4. Control y gestión de la energía

La función relacionada con la gestión energética del buque (EMS en la figura 3, del inglés *Energy Management System*) envía órdenes al PMS de cara establecer estrategias o políticas energéticas a medio-largo plazo que minimicen el consumo de combustible. El EMS puede tomar sus decisiones en base a cierta información relacionada con la misión completa a realizar por el buque, los modos de operación en la misma, los perfiles de consumo de potencia esperados o incluso predichos en función de las condiciones meteorológicas o de oleaje, etc. A diferencia de la función PMS, el horizonte de optimización del EMS es por tanto mayor. El problema de optimización resultante es de alta complejidad tratando de minimizar objetivos globales a través de órdenes locales, lo que supone un reto técnico y a la vez un valor añadido clave cuando se busca reducir el consumo de combustible y por tanto el coste de operación del buque.

Las funciones EMS cobran mayor interés e importancia en SPBOs que disponen de más grados de libertad que los existentes en los SPBOs convencionales. Tal y como veremos más adelante en este artículo, las nuevas topologías de SPBO incluyen el apoyo de sistemas de almacenamiento de energía y permiten la operación de los grupos de generación diésel a velocidad variable. Estas nuevas características aumentan los grados de libertad a explotar por el problema de gestión energética, disponiendo de más caminos y posibilidades para satisfacer la demanda. Es en estos casos donde los EMSs pueden conseguir reducciones de consumo y emisiones muy importantes y diferenciadoras.

4. Tendencias y nuevas topologías

En la actualidad existe una gran preocupación por el cambio climático y sus consecuencias. Los límites aceptables en cuanto a la emisión de gases nocivos por las máquinas de combustión son cada vez más exigentes en el sector del transporte. Además, en un mercado muy competitivo es necesario reducir los costes de operación del buque donde el consumo de combustible es parte esencial. Ambos aspectos hacen que la eficiencia energética y la generación de emisiones sean variables muy importantes en la actualidad en el diseño de nuevos SPBOs. En este sentido destacar las consideraciones de obligado cumplimiento impuestas en el diseño de algunos tipos de buques por la Organización Marítima Internacional o IMO (del inglés *International Maritime Organization*) y que están relacionadas con el EEDI (*Energy Efficiency Design Index*) y el SEEMP (*Ship Energy Efficiency Management Plan*) [Abeysekera, S., 2012]. Un interesante análisis y hoja de ruta presentando las soluciones y tecnologías que permitirán la ‘des-carbonización’ progresiva de los buques se presenta en [Gilbert, P. et al., 2014].

A continuación se presentan ciertas tendencias que persiguen una mejora substancial del consumo de combustible y generación de emisiones: SPBOs que incorporan sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, y SPBOs basados en distribución de potencia mediante red DC.

4.1. SPBOs híbridos con sistemas de almacenamiento de energía

En los SPBOs convencionales una de las soluciones para mejorar la eficiencia energética y emisiones pasa por la utilización de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica o EESSs (del inglés *Electrical Energy Storage Systems*). La consolidación y madurez de los sistemas de baterías y ultra-condensadores unidos a las expectativas creadas por las pilas de combustible, hacen que la utilización de estos sistemas sea ya una realidad en algunos tipos de buques (por ejemplo en los destinados al transporte de personas y vehículos, *RoRo ferry*). Una completa e interesante visión relacionada con el uso de baterías como elemento de hibridación en sistemas de potencia de buques se puede encontrar en [DNV-GL (Ed.), 2015].

Los EESSs pueden ser utilizados con el objetivo de conseguir que los grupos de generación diésel se acerquen en todo momento a su punto de consumo específico mínimo (consumo de combustible dividido entre la potencia entregada en el eje). Tal y como se ha introducido en el apartado anterior la velocidad de giro de los grupos de generación en los SPBOs convencionales es constante y de un determinado valor para garantizar una frecuencia constante e igual a 50 o 60Hz. Por lo general, el punto de operación con consumo específico mínimo se corresponde con esta velocidad y una potencia entregada en el eje de entre un 75-80% de la potencia máxima. Así, cuando la demanda de potencia es menor a la correspondiente al punto de consumo específico mínimo, el grupo diésel suministra más potencia de la necesaria y ésta se almacena en el EESS. En cambio cuando la demanda es mayor, el EESS suministraría potencia/energía y por tanto la potencia entregada por el grupo diésel disminuye. Para dotar de esta funcionalidad al SPBO se requiere EESSs con media-alta potencia y media-alta capacidad de almacenamiento de energía.

En otras estrategias los EESSs también se pueden utilizar para evitar gradientes elevados de aceleración y deceleración en los grupos de generación en intervalos cortos de duración, los cuales

implican un aumento de consumo de combustible, emisiones, ruido, vibraciones, etc. Así, demandas de potencia con picos o gradientes elevados de corta duración, debidos por ejemplo a procesos de aceleración/deceleración rápidos, posicionamiento dinámico con fuertes perturbaciones, etc., podrían ser asumidos por los EESSs contribuyendo a una mejora en la operación de los grupos diésel de generación. Los EESSs puede ser empleados incluso como elemento estabilizador o de mejora de transitorios de la frecuencia y magnitud de la tensión en los sistemas de potencia y distribución [Joseph, A., et al., 2006]. Para dotar al SPBO de estas funcionalidades se requiere EESSs de media-alta potencia y media-baja capacidad de almacenamiento de energía. Es en este tipo de estrategias donde los EESSs basados en ultra-condensadores pueden ser una opción interesante.

Mediante la utilización de EESSs con media-alta potencia y capacidad energética se puede incluso permitir que el buque opere con todos los generadores diésel desconectados (cero emisiones) en regímenes de baja carga (por ejemplo durante la aproximación a puerto y maniobras a baja velocidad). En este modo la energía/potencia eléctrica necesaria sería suministrada única y exclusivamente por los EESSs disponibles.

Como siempre, en el dimensionamiento y selección de la mejor estrategia con el EESS interviene, además de la funcionalidad u objetivo previsto a conseguir, otra variable clave como lo es el coste de la solución. Los sistemas con elevada capacidad de almacenamiento de energía son muy caros, y sobre todo, la vida útil en algunas tecnologías de baterías no es tan alta como la deseada si se someten a ciclos profundos de carga-descarga. De ahí que para aplicaciones donde se pretende mejorar el consumo energético sea necesario evaluar si se retorna la inversión inicial en un tiempo razonablemente menor al tiempo de vida esperado tanto del sistema de almacenamiento como del propio buque.

La inclusión e integración de los EESSs en los SPBOs convencionales puede ser llevada a cabo de dos maneras principalmente [DNV-GL Ed., 2015]. En la primera, el EESS se conecta a la red general de distribución AC mediante un inversor DC-AC, tal como se muestra en la figura 5 en el caso del EESS_1. Este inversor se sincroniza de una manera precisa con la tensión, frecuencia y fase de la red de distribución AC, y generalmente trabaja regulando un *setpoint* de potencia. En estrategias donde se persigue una mejora substancial del consumo de combustible el sistema de gestión energética del buque o EMS decide el valor de *setpoint* de potencia a imponer a cada EESS disponible, pudiendo ser éste variable y positivo (descarga) o negativo (recarga). En estrategias de estabilización o mejora de transitorios en la planta eléctrica o de minimización de picos y gradientes elevados de potencia en los grupos diésel de generación, el *setpoint* de potencia se obtiene mediante cálculos y algoritmos en función de la tensión y frecuencia medidas de la red AC y de diversos parámetros de la red de distribución y del propio SPBO.

La segunda forma pasa por incorporar los EESSs de manera distribuida en los accionamientos que gobiernan las cargas de mayor potencia del buque, en este caso las correspondientes a las unidades de propulsión, ver figura 5 (caso EESS_2). Estos EESSs se conectan al DC bus interno (*DC Link*) de los accionamientos que gobiernan los motores de propulsión por lo general a través de convertidores DC-DC bidireccionales. Mediante esta solución se evitan algunas etapas de conversión, mejorando de esta forma un poco más la eficiencia energética [DNV-GL Ed., 2015]. En este caso los grupos que generan la red de distribución AC

principal son única y exclusivamente los generadores diésel. Desde el punto de vista de control, las funciones a implementar dependen de si la etapa de rectificación AC-DC presente en el accionamiento principal se realiza a través de un rectificador pasivo a diodos o mediante un rectificador AFE.

Cuando se utiliza un rectificador pasivo a diodos, el EESS junto con su convertidor DC-DC está regulado en potencia, pudiendo ser ésta positiva (descarga del EESS) o negativa (recarga). El cálculo del *setpoint* de potencia no es trivial. Para EESSs con gran capacidad energética y objetivo de reducción substancial del consumo de combustible en los grupos diésel, éste *setpoint* se calcula por el EMS en base a sus rutinas de optimización. En el caso de EESS de baja energía y media-alta potencia funcionando en modo recortado de picos de potencia o mejora de transitorios de red, el *setpoint* de potencia se obtiene utilizando la medida de tensión en el *DC-Link*, y la demanda de potencia solicitada de propulsión. Incluso en el caso de frenadas regenerativas o errores en el cálculo del *setpoint*, donde la tensión en el *DC-Link* crece, se podría devolver la energía al EESS y de esta forma mantener la tensión en el *DC-Link* en su valor correspondiente.

Cuando se utiliza un AFE, el recortado de picos de potencia puede ser más preciso y efectivo. En este caso el AFE puede ser controlado en potencia y el EESS, a través de su convertidor DC-DC, es el encargado de regular la tensión en el *DC-Link* si la energía disponible es suficiente. Así, las consignas de potencia demandadas a los grupos diésel pueden tener formas suavizadas, eliminando los gradientes indeseados. El EESS asumiría en este caso los picos de potencia y gradientes elevados de cara a mantener la tensión en el *DC-link* constante y regulada.

Un segundo inversor DC-AC regulando tensión AC y frecuencia puede ser incorporado para contribuir en la red AC de auxiliares (ver figura 5). Además, este inversor funcionando en modo AFE junto con el convertidor DC-DC se puede utilizar como cargador de baterías cuando el buque está atracado y conectado a la red del puerto.

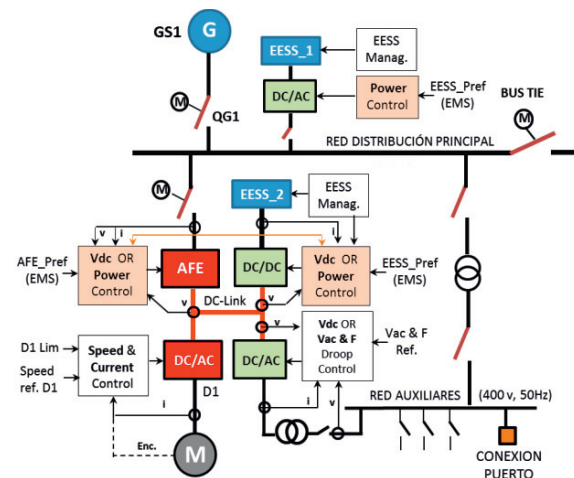


Figura 5: Integración de EESS de manera distribuida en accionamientos

4.2. SPBOs con red de distribución de potencia en DC

En los últimos años ha irrumpido con fuerza una nueva topología en la cual la potencia eléctrica se distribuye a través de una red DC (ver figura 6). Mediante esta solución se pueden

desacoplar las frecuencias de las tensiones AC generadas por los grupos de generación con respecto de las frecuencias necesarias en las cargas o consumidores. Así, se puede optimizar el consumo de los grupos diésel debido a que éstos pueden trabajar a velocidad variable, siempre buscando el punto óptimo de trabajo en términos de consumo específico y emisiones. Esta solución presenta además otras ventajas adicionales. Esta topología no necesita grandes transformadores de potencia, evita el cuadro general de distribución AC, no es necesaria la sincronización de los generadores, y facilita la integración de EESSs o incluso otras fuentes de energía/potencia renovables, contribuyendo de esta forma hacia la consecución de buques más eficientes, menos contaminantes y con mejores prestaciones [Hansen, J. F. et al., 2011a], [Doerry, N., 2007].

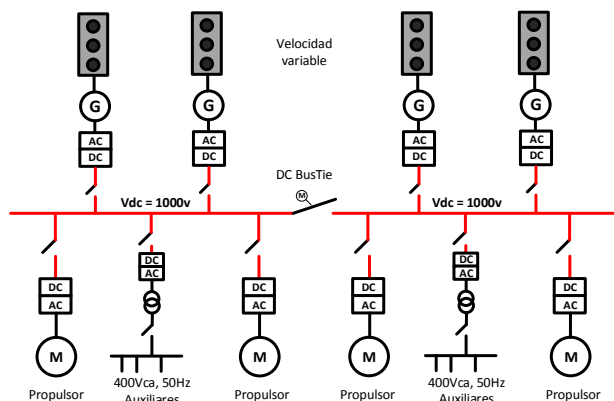


Figura 6: Distribución de potencia mediante red DC

Existen muy pocas referencias donde se haya aplicado esta tecnología en buques offshore. La solución se ha probado y validado en buques de apoyo y suministro a plataformas *oil & gas* reportando resultados de mejora de combustible de hasta un 27% con respecto a las soluciones convencionales basadas en red de distribución AC [Hansen, J. F. et al., 2011b]. El ahorro es evidente sobre todo en modos de operación del buque con baja demanda de potencia. Esta topología, según el estado actual de la tecnología, es idónea para su aplicación en buques con alta variabilidad en su demanda, niveles de baja tensión (hasta 1000Vdc), y potencias instaladas de hasta 20MW [Hansen, J. F. et al., 2011a].

La arquitectura de la red puede ser centralizada, distribuida o una combinación de ambas. La configuración que ofrece mayores ventajas a pesar de sus mayores riesgos de diseño es la distribuida donde la red DC llega hasta los lugares próximos a las cargas principales. En este caso el tendido DC es largo y el de AC se minimiza, por lo que los costes de cableado y las pérdidas en la línea de transmisión se pueden disminuir. En la configuración centralizada todos los convertidores (rectificadores e inversores) se colocan en un armario eléctrico central multi-convertidor y comparten un mismo bus DC o embarrado interno de poca longitud. De este armario parten los cables AC de tendido largo hacia los generadores y cargas del buque.

La red DC se obtiene a partir de la rectificación AC-DC de la salida de cada uno de los grupos de generación diésel. En cuanto a las tecnologías utilizadas, los rectificadores pueden ser pasivos a diodos, controlables utilizando tiristores, o de tipo AFE usando IGBTs. A pesar de su mayor coste y complejidad, la utilización de AFEs permite conseguir la mejor eficiencia energética global

(en modos de operación con baja demanda) así como el mejor factor de potencia y contenido en armónicos. La gran capacidad de control de tensión obtenida por los AFEs permite que los grupos diésel puedan operar en un mayor rango de velocidades lo que resulta en una mejora de su eficiencia energética especialmente en los regímenes de operación de baja carga [Opdahl, A. 2013]. Sin embargo y desde el punto de vista de protección, las soluciones basadas en tiristores pueden ser muy ventajosas por su capacidad de corte o bloqueo de la corriente de estos semiconductores en caso de cortocircuitos en la red DC.

La distribución de potencia en DC sin embargo presenta ciertos retos técnicos y de diseño que se convierten a la vez en oportunidades de investigación y experimentación. Los retos más importantes están relacionados con la estabilidad y la protección.

La interacción de las cargas activas que comparten un único bus DC puede poner en peligro la estabilidad de la planta eléctrica del SPBO. La estabilidad debe ser garantizada por diseño, consiguiendo unos buenos márgenes de estabilidad relativa (sistema bien amortiguado) de cara a minimizar riesgos en la operación del SPBO. Es aquí donde las teorías clásicas de la automática relacionadas con el modelado y análisis de estabilidad de sistemas multi-variables cobran especial interés tal y como se presenta más adelante en este artículo (sección 5). Además, la calidad de señal en la red DC debe ser adecuada, minimizando la tasa de distorsión armónica en la tensión y corriente DC que circula por el bus. De esta manera se minimizan las pérdidas en el tendido de la red DC y se cumple con los requisitos impuestos por las Sociedades de Certificación.

La estrategia de protección es el otro gran reto técnico en los SPBOs con red DC. En DC no existe un paso natural por cero de la corriente a diferencia de lo que ocurre en AC, donde existen dos pasos por cero en cada periodo de señal. Este aspecto dificulta enormemente la extinción del arco que se produce al abrir un posible interruptor de protección en caso de cortocircuito en la red, ralentizando también el proceso de apertura. Una lenta apertura del circuito y por tanto lento aislamiento de la zona en fallo puede provocar el apagón de todo el sistema de potencia.

Algunas alternativas empleando elementos de protección y corte híbridos (basados en una combinación de semiconductores y contactos mecánicos) se están desarrollando y evaluando en la actualidad con el objetivo de conseguir minimizar los tiempos de actuación y apertura con un diseño poco voluminoso y de coste razonable [Meyer J. M. and Rufer, A., 2006]. Otras alternativas buscan una estrategia de protección coordinada y global en la que entran en juego los convertidores de potencia del SPBO y tratan de des-energizar, aislar mediante interruptor convencional, y volver a energizar el bus en tiempos muy cortos con el objetivo de aislar el fallo sin llegar a provocar el apagón de la planta eléctrica [Cairolì, P., et al., 2013].

La tendencia de cara a reducir pérdidas de energía en las líneas de distribución y minimizar los riesgos asociados a la circulación de corrientes elevadas pasa por aumentar la tensión. Así, tanto para sistemas de potencia basados en distribución AC como en DC y potencias elevadas, la tendencia es subir a niveles de Media Tensión [Doerry, N., 2007], [IEEE Std., 2010].

4.3. Control de los SPBOs con red de distribución en DC

Desde el punto de vista de las funciones de control necesarias en un SPBO con distribución mediante red DC existen algunas diferencias con respecto a las existentes en un SPBO convencional con distribución en AC. Todos los grupos de

generación diésel disponen ahora de un rectificador AC-DC y trabajan en modo paralelo sobre un bus DC común donde la tensión DC y el reparto de potencias entre ellos se puede regular de diferentes formas en función del tipo de rectificador utilizado. Cuando se usan rectificadores pasivos a diodos, el reparto de potencias se puede asegurar mediante una estrategia *droop* en DC sin necesidad de comunicación alguna entre rectificadores [Luo, S., et al., 1999]. La estrategia *droop* actúa en este caso sobre el AVR del generador eléctrico síncrono mediante el cual se puede variar la magnitud de la tensión AC del generador correspondiente y por tanto de la tensión DC de cada una de las fuentes de energía.

Cuando se utilizan rectificadores controlados a tiristores y especialmente rectificadores AFE, se tiene capacidad de control directo sobre la tensión DC de salida (ver subsección 3.2). En estos casos el reparto equitativo de potencias se puede garantizar de manera similar utilizando una estrategia *droop* en DC.

En cualquiera de los escenarios anteriores tanto la frecuencia como la fase de la tensión AC de cada generador eléctrico pueden ser variables y diferentes entre sí, no siendo necesario en absoluto que estén sincronizados. De esta forma, el PMS y el EMS pueden imponer diferentes velocidades en las máquinas diésel de cara a minimizar el consumo de combustible en función de la demanda existente. El proceso de conexión de un grupo a la red es también más rápido por no ser necesaria ninguna sincronización.

Respecto del control necesario en los accionamientos de propulsión, éste es similar al presentado en el apartado 3 de este artículo con la salvedad de que los accionamientos sólo contienen la etapa DC-AC ya que todos los accionamientos comparten un único DC bus generado externamente a ellos.

En esta topología la inclusión de los EESSs se realiza directamente en el DC Bus a través de convertidores DC-DC. Las funciones de control son similares a las descritas en la subsección 4.1 de este artículo relacionadas con la integración del EESS en el *DC-Link* interno del accionamiento. El hecho de tener ahora un *DC-link* común (DC bus) facilita por tanto la integración y el control de los EESSs.

En el buque existen otro tipo de cargas auxiliares que necesitan alimentarse desde una red AC de frecuencia y tensión constantes. Por tanto es necesario generar una red AC a partir de la red de distribución DC para alimentar al resto de consumidores del buque. Esto se consigue mediante la inclusión de inversores trifásicos DC-AC que trabajan como fuentes de tensión AC reguladas en tensión y en frecuencia. A veces resulta habitual generar la micro-red AC utilizando diferentes inversores DC-AC trabajando en paralelo, o incluso incorporando generadores diésel pequeños de baja potencia.

En esta micro red AC se debe garantizar un reparto equitativo de potencia activa y reactiva entre todas las fuentes AC que la forman así como un funcionamiento estable y sincronizado. En micro redes AC, generadas por sistemas rotativos de pequeña inercia o por inversores DC-AC de nula inercia mecánica, no es tan evidente la aplicación de las estrategias de control *droop* de frecuencia y tensión convencionales para asegurar un buen reparto de cargas [De Brabandere K., et al., 2007]. La inclusión de impedancias virtuales o incluso inercias virtuales por control junto con estrategias *droop* tensión-frecuencia son las técnicas más adecuadas para conseguir una micro red estable y robusta asegurando un reparto equitativo de potencia activa y reactiva entre las diferentes fuentes presentes en la red [He, J., et al., 2013], [Zhong, Q. C., Weiss, G., 2011].

5. Estabilidad del SPBOs con distribución mediante red DC

Tal y como se ha introducido en la sección anterior, el aseguramiento de unos márgenes de estabilidad relativa adecuados en el control de tensión del bus DC es un requisito importante a tener en cuenta en el diseño de un SPBO con distribución en DC. En la red DC se conectan diferentes cargas no lineales, la mayoría de ellas gobernadas por convertidores conmutados. Las cargas principales ofrecen al bus DC una impedancia incremental negativa ya que por lo general trabajan en modo potencia constante. La interacción de este tipo de cargas compartiendo un único bus DC puede poner en peligro la estabilidad de la planta eléctrica del SPBO [Emadi, A. et al., 2006], [Emadi, A. and Ehsani, A., 2001].

En el propio tendido de la red DC, sobre todo en configuraciones distribuidas donde la longitud del tendido de cable empieza a ser importante, existen unas impedancias parásitas que son función del tipo de material empleado, de las distancias y disposición geométrica de los conductores del bus, de la temperatura, etc. Estas impedancias parásitas junto con la impedancia ofrecida por los usuarios conectados a la red forman un circuito eléctrico (sistema) multi-variable fuertemente acoplado cuyos márgenes de estabilidad pueden ser pobres o incluso inestable.

Ilustremos lo que ocurre con un ejemplo. En la figura 7 se muestra una red DC a la que se conectan 3 usuarios. El primero es un AFE encargado de regular la tensión en el bus DC. Los otros dos usuarios son cargas gobernadas por convertidores regulando potencia. Los tres usuarios ofrecen una impedancia negativa al bus por su operación en modo potencia constante. En la figura Z_{p1} , Z_{p2} , Z_{p3} , Z_{b1} y Z_{b2} son las impedancias parásitas presentes en la propia red.

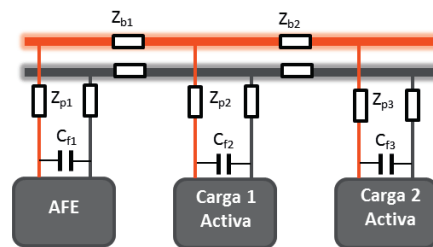


Figura 7: Red DC con 3 usuarios conectados.

La impedancia negativa ofrecida al bus DC por los usuarios es debida a la componente de pequeña señal (como se verá en la sección 5.1) en cuya dinámica participan los lazos de control en cascada implementados en los convertidores.

Supongamos que, (1) los tres usuarios (con buses DC independientes) tienen un ancho de banda de control de corriente igual a 420Hz , y un ancho de banda de control del lazo completo (tensión + corriente en el caso del AFE y potencia + corriente en el caso de las cargas activas) igual a 90Hz ; (2) la respuesta dinámica obtenida es la deseada cuando los tres operan independientemente en buses diferentes; y que (3) los tres usuarios llevan incorporado en el lado DC un condensador de valor $C_{fx} = 3.1\text{mF}$ haciendo las funciones de filtro.

En estas condiciones los 3 usuarios se conectan a un mismo bus DC, tal y como se muestra en la figura 7, y se encuentran en punto de equilibrio en el que la tensión en el bus DC es igual a 1000Vdc . Las impedancias parásitas en la red o bus DC tienen los

siguientes valores: $Z_{p1} = Z_{p2} = Z_{p3} = [0.26m\Omega, 3.56\mu H]$; $Z_{b1} = [0.392m\Omega, 20\mu H]$; y $Z_{b2} = [1.178m\Omega, 64\mu H]$.

En la figura 8 se muestra la respuesta temporal de la tensión en el bus DC (regulada en este caso por el AFE) ante un incremento de tipo escalón en la corriente del segundo convertidor introducido en el instante $t = 0.1s$. Tal y como se puede observar, el AFE es incapaz de regular la tensión DC. La respuesta se ha vuelto inestable cuando los tres usuarios comparten un mismo bus DC.

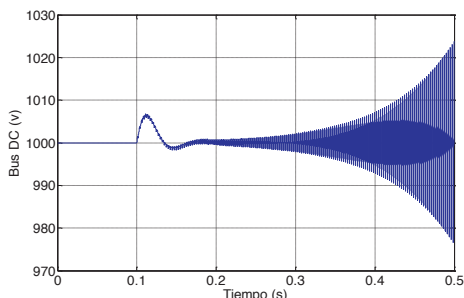


Figura 8: Respuesta de la tensión en el bus DC ante un incremento de tipo escalón en la corriente del convertidor 2.

5.1. Modelado del sistema de distribución mediante red DC

El modelo propuesto está basado en el circuito presentado en la figura 9, donde Z_{zn} representan las impedancias parásitas en la red, y C_{fn} los condensadores de filtro, que por lo general se asumen de parámetros invariantes y comportamiento lineal. En el circuito, Z_{cn} representa las impedancias de pequeña señal (relación V_{cfn}/I_{zn}) ofrecidas por los consumidores conectados a la red, I_{zn} representan las componentes de pequeña señal de la corriente e I_{hn} representa las componentes de alta frecuencia de la corriente.

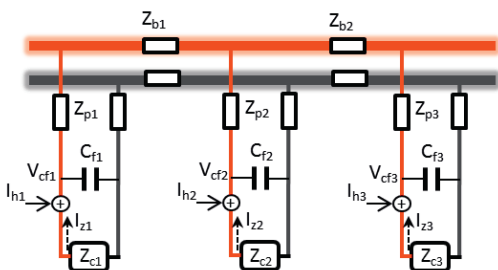


Figura 9: Circuito para el modelado dinámico en pequeña señal

El modelo de un convertidor controlado con modulación de anchura de pulso o vectorial es no-lineal y complejo. El convertidor funciona mediante semiconductores que abren y cierran con frecuencias de conmutación elevadas ($> 1.5KHz$), existiendo tiempos muertos y retardos debidos a la electrónica que controla la puerta de los semiconductores. Las ecuaciones resultantes tras las transformaciones vectoriales en los ejes d-q realizadas en el lado AC del convertidor son también no lineales. Obviamente en el modelo dinámico también se incluyen los lazos de control presentes en el convertidor.

A efectos del análisis de estabilidad de red, el modelo se puede simplificar utilizando el valor medio de las señales dentro de los periodos de conmutación de los semiconductores en el convertidor [Hiti, S. and Boroyevich, D., 1996], [Zhang X. T., et al., 2013]. Esta técnica se conoce como modelado dinámico promediado y de pequeña señal. El modelo resultante

correspondiente a las impedancias Z_{cn} (V_{cfn}/I_{zn}) sin embargo continua siendo no lineal.

En el estudio de la estabilidad mediante las teorías clásicas de la automática (Nyquist, Bode, Routh-Hurwitz, etc.) se tiene que obtener una aproximación lineal de esta impedancia alrededor de un punto de operación. Así, se analiza sólo la estabilidad local alrededor del punto de operación en cuestión. El análisis teórico de estabilidad absoluta de un sistema multi-variable acoplado y no lineal es una tarea tremendamente ardua y compleja de realizar aplicando las teorías de sistemas no lineales de Lyapunov. En la práctica y aunque formalmente no es lo mismo, se recurre a la técnica de linealización alrededor de diferentes puntos de operación, todos ellos representativos según los modos de operación del SPBO, y se analiza la estabilidad local alrededor de todos ellos aplicando las teorías clásicas de análisis de sistemas lineales. Sin embargo otras aproximaciones basadas en el modelo no-lineal se han investigado [Sudhoff, S. et al., 2003]. El modelo multi-variable y lineal del sistema acoplado completo alrededor de un punto de operación se obtiene planteando las ecuaciones diferenciales resultantes del circuito total mostrado en la figura 9.

5.2. Análisis de estabilidad

Una vez obtenido el modelo lineal multi-variable alrededor de un punto de operación se pueden aplicar las teorías de estabilidad clásicas. Continuemos con el ejemplo planteado en la subsección anterior. En la figura 10 se muestra a modo de ejemplo el diagrama de polos y ceros correspondiente a la función de transferencia V_{cf1}/I_{z2} . Se puede observar la existencia de polos en el semiplano derecho dando como resultado un sistema inestable.

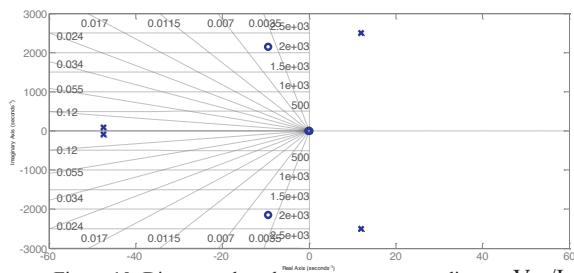


Figura 10: Diagrama de polos y ceros correspondiente a V_{cf1}/I_{z2}

Diferentes técnicas y aproximaciones en cuanto al análisis de estabilidad en sistemas eléctricos mediante red DC se han propuesto en la literatura. Algunos de ellos utilizan los lugares de Nyquist de la función de transferencia de lazo abierto formada por la relación de impedancias entre un convertidor funcionando como fuente y otro convertidor como carga [Sudhoff, S. et al., 2003], acotando zonas prohibidas de cara a asegurar unos márgenes de ganancia y de fase positivos y de valor superior a 6dB y 30° respectivamente. Otros, analizan mediante Bode o Nyquist la pasividad del sistema completo (impedancia de bus completa formada por el paralelo de todas las impedancias presentes en el bus [Riccobono A and Santi E, 2014]).

Existen varias opciones para estabilizar o mejorar la estabilidad relativa del sistema con distribución DC. Algunas pasan por aumentar la capacidad del condensador de filtro (C_{fn}), introducir resistencias de potencia que mejore el amortiguamiento del sistema, o implementar filtros pasivos que incluyen inductancias. Este tipo de soluciones encarecen la solución y deterioran la eficiencia energética del sistema. Otras soluciones

(activas) proponen, si es posible, añadir lazos de amortiguamiento (estabilizadores) activos en el propio control del/de los convertidor/es. Desde un punto de vista práctico estos lazos de amortiguamiento activo añaden impedancias virtuales conectadas en paralelo con las Z_{cn} que cambian por tanto la respuesta frecuencial de las impedancias negativas y por tanto del sistema completo [Riccobono, A. and Santi, E., 2012], [Liu, X. et al., 2008], [Wu, M., Dah-Chuan, D., 2014].

Siguiendo con el ejemplo veamos lo que le ocurre a nuestro sistema inestable cuando añadimos un lazo de amortiguamiento activo en el control del AFE como el propuesto en [Riccobono, A. and Santi, E., 2012], donde la impedancia virtual viene dada por (1). La impedancia total ofrecida a la red DC es ahora el paralelo $Z_c // Z_{virtual}$. Los parámetros de sintonía son $[w_0, w_1, w_2, w_3]$. El objetivo es provocar una atenuación y un cambio de fase importantes sólo en la zona de frecuencia donde se violan las condiciones de estabilidad, manteniendo la magnitud y la fase ofrecida por Z_{c1} para el resto de frecuencias.

En la figura 11 se muestra el diagrama de Bode de la impedancia completa del bus (teniendo en cuenta los tres convertidores conectados). Observamos que la condición de estabilidad se viola, según el criterio de pasividad [Riccobono, A. and Santi, E., 2012], en la frecuencia correspondiente a 400 Hz, frecuencia que entra dentro del ancho de banda del lazo de corriente.

$$Z_{virtual} = \frac{V_{cf}}{I_{zvirtual}} = \frac{\left(1 + \frac{s}{w_1}\right)\left(1 + \frac{s}{w_2}\right)\left(1 + \frac{s}{w_3}\right)}{\left(\frac{s}{w_0}\right)^2} \quad (1)$$

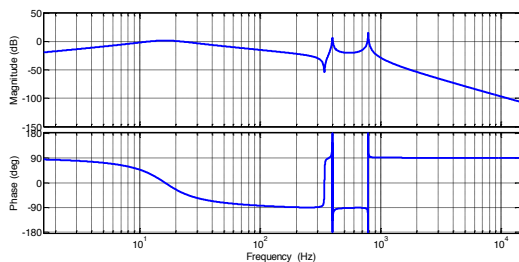


Figura 11: Diagrama de Bode de V_{cf}/I_{z2}

Así, ajustamos los parámetros de sintonía para provocar la atenuación y cambio de fase centrada en esta frecuencia de 400Hz, $[w_0, w_1, w_2, w_3] = [630s^{-1}, 1250s^{-1}, 2512s^{-1}, 3750s^{-1}]$. En las figura 12 se muestran los resultados con la nueva función de transferencia V_{cf}/I_{z2} una vez añadido el lazo de amortiguación activo (impedancia virtual). No existen polos en el semiplano derecho y la respuesta de la tensión de bus tiene un comportamiento estable ante una entrada de tipo escalón en I_{z2} .

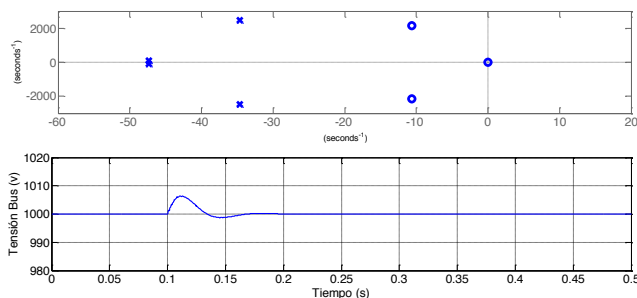


Figura 12: Resultados añadiendo un lazo de estabilización activo.

6. Conclusiones

En el sistema de potencia de los buques con posicionamiento dinámico el control es una pieza clave al que se le exigen unos requisitos de comportamiento dinámico y estático muy exigentes. En la actualidad tanto la eficiencia energética como las emisiones son variables de especial interés en el diseño de los nuevos buques offshore y su sistema de potencia. Este interés está provocando la irrupción de nuevas topologías que ofrecen más grados de libertad al control y gestión energética del buque para lograr importantes reducciones de consumo de combustible y emisiones. Los nuevos sistemas de potencia son cada vez más complejos e incorporan nuevos sistemas y nuevas tecnologías. Así, surgen nuevos retos técnicos y oportunidades de investigación para lograr los objetivos esperados con soluciones de coste razonable. La ingeniería de control debe estar presente desde un principio en estos nuevos diseños debiéndose adaptar a las nuevas exigencias y requisitos del sector.

En este artículo se han repasado las características y las necesidades de control tanto de los sistemas de potencia convencionales como de las nuevas topologías o soluciones que están irrumpiendo con gran fuerza en el sector de los buques offshore, analizando los nuevos riesgos y retos que aparecen.

English Summary

Integrated Power Systems for Offshore Vessels. Control, trends and challenges.

Abstract

The offshore vessels require a high precision speed control and dynamic positioning. Adverse weather conditions and/or rough waves give rise to high disturbances that must be rejected by the control system to keep the vessel position in the area or station where the vessel operation is being executed. Other requirements related to the safety, reliability and robustness must be obviously ensured. Since more than a decade the power system of this kind of vessels is based on a diesel-electric power plant where the propellers and thruster units are controlled by electrical drives. In this power system the required electrical energy/power is generated through diesel gensets, and distributed to the propulsion drives (and to the rest of vessel utility loads) through a power grid. In this work the most commonly used integrated power system architecture is first introduced thus identifying the control functions and their interdependencies. Some trends and new power system topologies to improve the energy efficiency are then also presented and described. The emergence of new solutions based on DC grids allows the diesel gensets to operate at variable speed and makes the integration of the energy storage systems or even some renewable energy systems easier. However, they present some technical and design challenges in order to ensure a stable and robust solution by design. One of them is related to the stability analysis of the DC grid when multiple nonlinear constant power loads (negative impedance) are connected and thus interacting on the same DC bus.

Keywords:

Vessel, power system, power distribution, control, energy efficiency, DC grid, stability analysis

Agradecimientos

Este trabajo es fruto de la realización del proyecto de investigación de título: Sistema de distribución eléctrica de alta eficiencia para aplicaciones marinas (IDI-20140032), siendo cofinanciado a través del programa EEAGRANTS por el CDTI y el Ministerio de Economía y Competitividad.

Referencias

- Abeysekara, S., 2012. Effectiveness and shortcomings of proposed IMO CHG Emission control measures. MSc thesis in Maritime Operations and Management, School of Engineering and Mathematical Sciences, City University London
- Adnanes, A. K., 2003. Maritime electrical installations and diesel electric propulsion. ABB AS, Tech. Rep.
- Boldea, I., 2006. Synchronous generators (The electrical generators handbook). CRC press. Boca Raton.
- Brevik, M., 2010. Topics in guided motion control of marine vehicles. Ph.D. dissertation, Dept. Eng. Cybern., Norwegian Univ. Sci. Technol.
- Cairolì, P., Kondratiev, I., Dougal, R. A., 2013. Coordinated control of the bus tie switches and power supply converters for fault protection in dc microgrids. *IEEE Trans. Power Electronics*, Vol. 28, No. 4, pp. 2037–2047. DOI:10.1109/TPEL.2012.2214790
- De Brabandere, K., Vanthoumout, K., Driesen, J., Deconinck, G., Belmans, R., 2007. Control of microgrids. In Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meet., 2007, pp. 1–7. DOI:10.1109/PES.2007.386042
- DNV-GL (Ed.), 2015. In focus – The future is hybrid – A guide to use of batteries in shipping. DNV GL Maritime publications
- Doerry, N., 2007. Next Generation Integrated Power Systems, NGIPS Master Plan, Whashington, DC: Naval Sea Systems Command, 2007.
- Emadi, A., Khaligh, A., Rivetta, C. H., Williamson, G. A., 2006. Constant power loads and negative impedance instability in automotive systems: Definition, modeling, stability, and control of power electronic converters and motor drives. *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 55, no. 4, pp. 1112–1125. DOI:10.1109/TVT.2006.877483
- Emadi, A., Ehsani, A., 2001. Dynamics and control of multi-converter DC power electronic systems. In Power Electronics Specialists Conference, 2001. PESC. 2001 IEEE 32nd Annual, vol.1, pp.248–253. DOI:10.1109/PESC.2001.954028
- Gilbert, P., Bows-Larkin, A. Mander, S., Walsh, C., 2014. Technologies for the high seas: meeting the climate challenge, *Carbon Management*, 5:4, 447–461, DOI: 10.1080/17583004.2015.1013676
- Guerrero, J. M., Vásquez, J. V., Teodorescu, R., 2009. Hierarchical Control of Droop-Controlled DC and AC Microgrids - A General Approach Towards Standardization. In Proceedings of the 35th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. pp. 4341–4346. DOI:10.1109/TIE.2010.2066534
- Giddings, I. C., 2013. IMO Guidelines for vessels with dynamic positioning systems. In Proceedings of the Dynamic Positioning Conference, October 15–16, Houston.
- Hansen, J. F., Lindtjorn, J. O., K. Vanska, K., 2011a. Onboard DC grid for enhanced DP operation in ships. In MTS Dynamic Positioning Conference, Houston, 2011.
- Hansen, J. F., Lindtjorn, J. O., Odegaard, U. U., Myklebust, T. A., 2011b. Increased operational performance of OSVs by onboard dc Grid. In Proc. of 4th Int. Conf. Technol. Oper. Offshore Support Vessels
- Hassani, V., Sorensen, A. J., Pascoal, A. M., 2012. Robust dynamic positioning of offshore vessels using mixed-u synthesis, part I: Designing process. In Proc. ACOOG 2012-IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production, Trondheim, Norway.
- He, J., Li, Y.W., Guerrero, J.M., Blaabjerg, F., Vasquez, J.C., 2013. An islanding microgrid power sharing approach using enhanced virtual impedance control scheme. *IEEE Trans. Power Electron.*, vol.28, no.11, pp. 5272–5282. DOI: 10.1109/TPEL.2013.2243757
- Hiti, S., Boroyevich, D., 1996. Small-signal modeling of three phase PWM modulators. In Power Electronics Specialists Conf., vol. 1, pp. 550–555. DOI:10.1109/PESC.1996.548634
- Holtz, J., Quan, H., 2002. Sensorless vector control of induction motors at very low speed using a nonlinear inverter model and parameter identification. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 38, no. 4, pp. 1087–1095. DOI:10.1109/TIA.2002.800779
- IEEE Std., 2010. IEEE Recommended Practice for 1 kV to 35 kV Medium-Voltage DC Power Systems on Ships. IEEE Std 1709-2010, pp.1-54
- Joseph, A., Shahidepour, M., 2006. Battery storage systems in electric power systems. In Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. DOI:10.1109/PES.2006.1709235
- Liu, X., N. Fournier, N., A. J. Forsyth, A. J., 2008. Active stabilization of a HVDC distribution system with multiple constant power loads. In Proc. IEEE Vehicle Power Propulsion Conf., pp. 1–6. DOI:10.1109/VPPC.2008.4677567
- Luo, S., Ye, Z., R.-L. Lin, R. L., Lee, F. C., 1999. A classification and evaluation of paralleling methods for power supply modules. In Proc. 30th Annu. IEEE Power Electron. Spec. Conf., pp. 901–908. DOI:10.1109/PESC.1999.785618
- Meyer, J. M., Rufer, A., 2006. A dc hybrid circuit breaker with ultra-fast contact opening and integrated gate-commutated thyristors (igcts). *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 2, pp. 646–651. DOI:10.1109/TPWRD.2006.870981
- Opdahl, A., 2013. Fuel Savings Obtained by Replacing Traditional AC-Distribution Systems onboard Vessels with DC-distribution Systems. MSc. Thesis. Dept. of Electric Power Eng., Norwegian Univ. Sci. Technol.
- Park, H., Sun, J., Pekarek, S., Stone, P., Opila, D. F., Meyer, R., Kolmanovsky, I., DeCarlo, R., 2015. Real-Time Model Predictive Control for Shipboard Power Management Using the IPA-SQP Approach, *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, Preprint, Vol. 23(6), pp. 2129 – 2143. DOI:10.1109/TCST.2015.2402233
- Riccobono, A., Santi, E., 2012. A novel Passivity-Based Stability Criterion (PBSC) for switching converter DC distribution systems. In Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Twenty-Seventh Annual IEEE, vol., no., pp.2560–2567. DOI:10.1109/APEC.2012.6166184
- Riccobono, A., Santi, E., 2014. Comprehensive Review of Stability Criteria for DC Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Ind. Appl.*, vol.50, no.5, pp.3525–3535. DOI:10.1109/TIA.2014.2309800
- Rodríguez, J., Dixon, J., Espinoza, J., Pontt, J., Lezana, P., 2005. PWM regenerative rectifiers: State of the art. *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 52, no. 1, pp. 5–22. DOI:10.1109/TIE.2004.841149
- Smogeli, Ø., Trong, N. D., Børhaug, B., Pivano, L., 2013. The next level dp capability analysis. In Proceedings of the Dynamic Positioning Conference, Marine Technology Society.
- Sørensen, A. J., 2012. Marine Control Systems: Propulsion and Motion Control of Ships and Ocean Structures. Department of Marine Technology, NTNU, Norway.
- Sørensen, A. J., Sagatun, S. I., and Fossen, T. I., 1996. Design of a dynamic positioning system using model-based control. *Control Engineering Practice*, 4(3), 359 – 368. DOI: 10.1016/0967-0661(96)00013-5.
- Sørensen, A. J., 2011. A survey of dynamic positioning control systems. *Annual Reviews in Control*, 35 (2011) 123–136. DOI: 10.1016/j.arcontrol.2011.03.008
- Sørffonn, I., 2007. Power Management Control of Electrical Propulsion Systems. In MTS Dynamic Positioning Conference, 2007
- Sudhoff, S. D., Glover, S. F., Zak, S. H., Pekarek, S. D., Zivi, E. J., Delisle, D. E., 2003. Stability Analysis Methodologies for DC Power Distribution Systems,” 13th International Ship Control Systems Symposium.
- Vas, P., 1990. Vector Control of AC Machines. Clarendon Press. Oxford.
- Vas, P., 1998. Sensorless Vector and Direct Torque Control. Oxford University Press. Oxford.
- Wu, M., Dah-Chuan, D., 2014. Active stabilization methods of electric power systems with constant power loads: a review. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2:66. DOI: 10.1007/s40565-014-0066-y
- Zhang, X., Spencer, J. W., Guerrero, J. M., 2013. Small-signal modeling of digitally controlled grid-connected inverters with LCL filters. *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 9, pp. 3752–3765. DOI:10.1109/TIE.2012.2204713
- Zhong, Q. C., Weiss, G., 2011. Synchronverters: Inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 4, pp. 1259–1267. DOI:10.1109/TIE.2010.2048839