

Investigação de proteção contra corrosão em torres eólicas offshore

Parte 1: Histórico e programa de teste

Feito por Andreas W. Momber, Mueh-
lhan AG, Hamburgo, Alemanha; Peter
Plagemann, Volkmar Stenzel; Instituto
Fraunhofer de Fabricação e Pesquisa
Aplicada de Materiais, Bremen, Alema-
nha; e Michael Schneider, Instituto
Fraunhofer de Tecnologias e Sistemas
de Cerâmica, Dresden, Alemanha

A

instalação de usinas de energia eólica offshore no mar do norte e no mar Báltico é uma das mais recentes abordagens para a produção de energia alternativa. Um grande número de parques de energia eólica offshore já foi estabelecido nessas áreas e outros estão em análise. Uma usina de energia eólica offshore é composta, basicamente, de uma fundação, da torre e do rotor da turbina (Fig. 1).

A torre é geralmente instalada na fundação por uma flange aparafusada. Este artigo trata da proteção contra corrosão das torres e de parte da fundação. Estas torres são ambiciosas construções de engenharia. Elas podem ter até 80 metros para instalação no exterior, o diâmetro pode ter até 7 metros e a espessura da parede pode ter vários centímetros (Fig. 2).

Torres de energia eólica offshore estão expostas a forças intensas e complexas, incluindo o seguinte:

- tensão corrosiva,
- carga física e
- tensão biológica.

Nota do editor: Este artigo é baseado em uma versão anterior disponibilizada no PACE 2008, 27 a 30 de janeiro em Los Angeles, CA. PACE é a conferência conjunta da SSPC: A Sociedade de Revestimentos de Proteção e as Empreiteiras de Pintura e Decoração da América (PDCA).

Parque eólico offshore Burbo Bank (Baía de Liverpool)

Cortesia da Siemens Wind Power

Este artigo lida principalmente com a tensão corrosiva, embora os pesquisadores tenham descoberto que a tensão biológica pode também desempenhar uma função nas condições offshore.

A tensão corrosiva inclui características como a exposição à água do mar, ciclos de umidade/secura, variações de temperatura, detalhes de construção (juntas, parafusos, soldas) e materiais de construção (combinações de materiais).

A localização de estruturas de aço a várias milhas da costa não é uma situação nova. Plataformas de exploração e extração de petróleo e gás operam nessas áreas há décadas. A indústria de revestimento tem, ao longo dos anos, desenvolvido sistemas de revestimento especiais para proteger estruturas offshore da corrosão. Uma abordagem simples para proteger torres de energia eólica offshore poderia servir para adaptar os sistemas de revestimento de plataformas offshore para as torres eólicas. Essa abordagem também permitiria o uso de esquemas de avaliação padrão desenvolvidos pelos órgãos da indústria e reguladores.¹² Há, no entanto, diferenças críticas entre plataformas e torres, sendo o mais significativo que as torres de energia eólica offshore são estruturas não tripuladas com acesso altamente restrito. Em plataformas de petróleo e gás, os sistemas de proteção contra a corrosão estão, geralmente, em inspeção permanente, o que não é o caso em torres de energia eólica offshore. Assim, enquanto em plataformas de petróleo e gás as áreas de revestimento deterioradas podem ser reconhecidas e reparadas com relativa facilidade, esses reparos não são viáveis em torres de energia eólica offshore.

Neste artigo, o autor discute um projeto financiado nacionalmente sobre o teste de diferentes métodos de proteção contra corrosão em torres eólicas offshore conduzidos no local e em laboratório. Esta primeira parte lida com a lógica por trás do programa de teste e sua configuração. Um segundo artigo irá discutir os resultados do teste.

Tensão corrosiva e categoria de corrosão

A tensão corrosiva depende em larga medida da localização da estrutura. Uma torre de energia eólica offshore, como uma construção feita para o mar, tem uma exposição significativa em várias zonas, incluindo as seguintes:^{2,3}

- zona subaquática (UZ), a área permanentemente exposta à água;
- zona intermediária (IZ), a área onde o nível da água muda devido aos efeitos naturais ou artificiais, e o impacto combinado da corrosão aumentada da água e da atmosfera;
- zona de respingo (SZ), a área molhada pela onda e ação de pulverização, o que pode causar tensões de corrosão excepcionalmente elevadas, especialmente com água do mar.

As zonas ambientais acima podem ser classificadas de acordo com fig. 1. As zonas de corrosão consideradas neste estudo são marcadas. A taxa de corrosão do aço nesses ambientes pode ser maior do que 2,5 mm por ano.⁴ É já conhecido que as taxas de corrosão do aço são mais elevadas na zona de respingo.⁴ A tabela 1 relaciona os resultados relatados na referência 4. Na tabela 1, a zona de respingo, que apresenta a conexão com flange entre a fundação e a torre, parece

exigir atenção especial para a proteção contra corrosão. No entanto, usar os valores da Tabela 1 requer cautela, porque eles são baseados na corrosão do aço sem proteção, ao passo que a presente análise lida com o desempenho dos sistemas de revestimento de proteção em relação ao aço.

Duas categorias de corrosão devem ser consideradas para as plantas de energia eólica offshore:³

- C5-M: muito elevadas, marinhas; áreas costeiras e offshore com alta salinidade, e
- Im2: água do mar ou água salobra (incluindo estruturas offshore).

Seleção de proteção contra corrosão

Sistemas para torres de energia eólica A especificação para o sistema de proteção contra corrosão para torres de energia eólica deve cuidar das seguintes demandas:

- alta tensão corrosiva devido à elevada concentração de sal na água e ar,
- carga mecânica devido ao vento com gelo ou objetos flutuantes,
- tensão biológica, ou seja, sob a água,
- variações notáveis na temperatura da água e do ar,

Fig. 1 (esquerda): Zonas de corrosão em torres de energia eólica offshore. 1 = enterrada no solo; 2 = zona subaquática (UZ), 3 = zona intermediária (IZ); 4 = zona de respingo (SZ); 5 = zona atmosférica

Cortesia dos autores

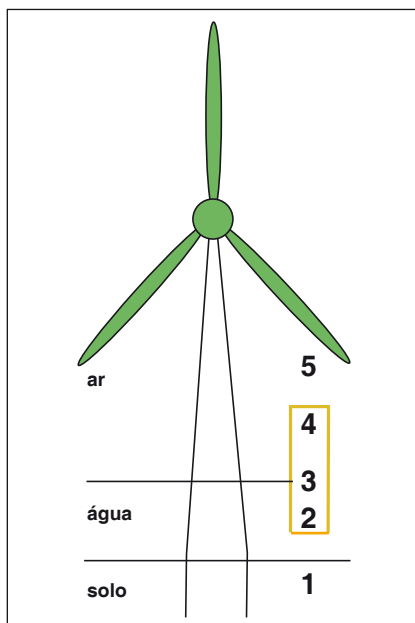


Tabela 1: Taxas de corrosão do aço em serviço offshore⁴

Zona ambiental	Taxa de corrosão (mm/ano)
Enterrado no solo	0.1
Zona subaquática (UZ)	0.2
Zona intermediária (IZ)	0.25
Zona de respingo (SZ)	0.4

- Intervalos de inspeção longos e irregulares por causa da reduzida acessibilidade, e
- altos custos de manutenção e reparação em caso de falha do revestimento.

A maneira formal para selecionar um sistema é considerar as categorias de corrosão de acordo com a referência 3. Se as categorias são combinadas com um determinado intervalo de duração, os esquemas de sistema de revestimento geral podem ser selecionados previamente. 5 O esquema geral cobre os seguintes parâmetros de revestimento:

aglutinante, base, número de demãos e espessura nominal do filme seco. Um sistema típico que satisfaz as categorias de corrosão C5-M e Im2 incluiria um revestimento de fundo rico em zinco à base de epóxi (60 µm); três demãos intermediárias posteriores e uma camada superior (acabamento) de poliuretano, com uma espessura nominal total de película seca de 400 µm.

No entanto, este processo de seleção considera apenas os sistemas orgânicos de revestimento, não a aplicação detalhada dos revestimentos de metal, que são bastante comuns em torres de energia eólica. Sistemas de revestimento, normalmente aplicados a estruturas offshore tradicionais, são especificados na referência 2, onde substratos de aço galvanizados e metalizados são incluídos.

A referência 6 analisa os sistemas de revestimento aplicados a torres de energia eólica offshore no passado. Os sistemas basicamente eram compostos por uma metalização de Zn/Al, enchimento orgânico de poros, vários revestimentos intermediários à base de epóxi e um acabamento à base de poliuretano. A espessura total da película seca típica era de cerca de 400 µm. A referência 7 descreve um sistema de revestimento em torres de energia eólica offshore que proporciona alta resistência à abrasão.

Tabela 2: Testes de qualificação para sistemas offshore (ISO 20340)

Teste	Escreva artificial	Duração do teste por Im2		
		SZ	IZ	UZ
Resistência ao envelhecimento	Sim	4,200 h	4,200 h	-
Descolamento catódico	ISO 15711	-	6 meses	6 meses
Imersão em água do mar	Sim	-	4,200 h	4,200 h
(ISO 2812-2)				

*Veja o texto escrito, pp. 34-35.



Fig. 2: Dimensão de uma construção típica de torre eólica
Cortesia de Muehlhan A/S, Vissenbjerg

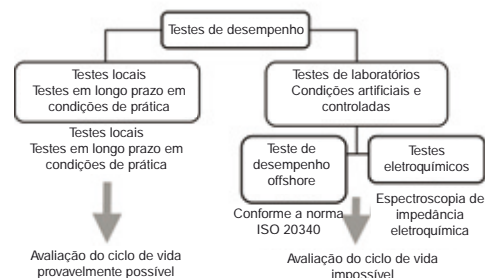


Fig. 3 (Acima): Resumo dos testes de desempenho
Cortesia dos autores

Procedimentos do teste

Os métodos de teste e avaliação para sistemas de proteção contra a corrosão podem ser subdivididos em testes de laboratório em condições de tensão artificiais definidas e testes locais em condições de tensão reais.

A Figura 3 resume todos os testes do presente estudo.

Os testes locais incluíram testes de exposição em longo prazo em um ambiente real de corrosão.

Eles foram realizados no local de teste com água do mar na ilha de Helgoland, a 70 km da costa alemã. O terreno de teste contou com três galerias: uma para o ambiente da zona subaquática (UZ); uma para o ambiente da zona intermediária (IZ) e uma para o ambiente da zona de respingo (SZ).

Tabela 3: Parâmetros dos testes de descólamento catódico

Parâmetro	Teste A, com base em (9)	Teste B, com base em (8)
Tempo de exposição	30 dias	180 dias
Potencial catódico aplicado	-1,450 mV _{SCE}	-1,050 mV _{SCE}
Eletrólitos	Água potável; adicionada: Cloreto de sódio a 10 g/l Sulfato de sódio a 10 g/l Carbonato de sódio a 10 g/l	Água desmineralizada; adicionado: Cloreto de sódio a 23,8 g/l Cloreto de magnésio a 9,8 g/l Sulfato de sódio a 8,9 g/l Cloreto de cálcio a 1,2 g/l



Fig. 4 (esquerda): Suporte de teste ao ar livre em Heigoland com amostras. Cortesia dos autores

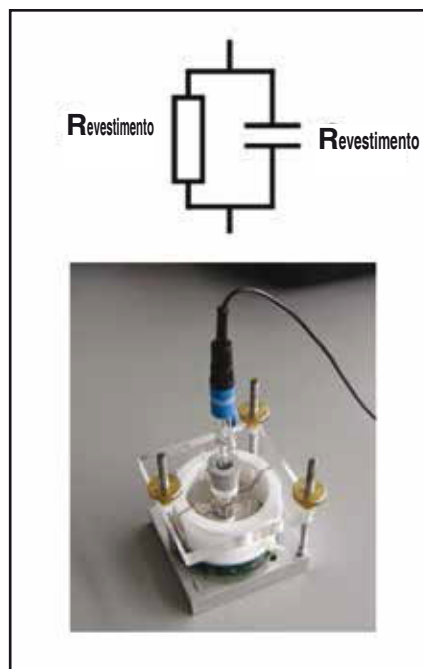


Fig. 5 (esquerda): Configurações de medidas de espectroscopia de impedância eletroquímica e circuito equivalente

Cortesia dos autores

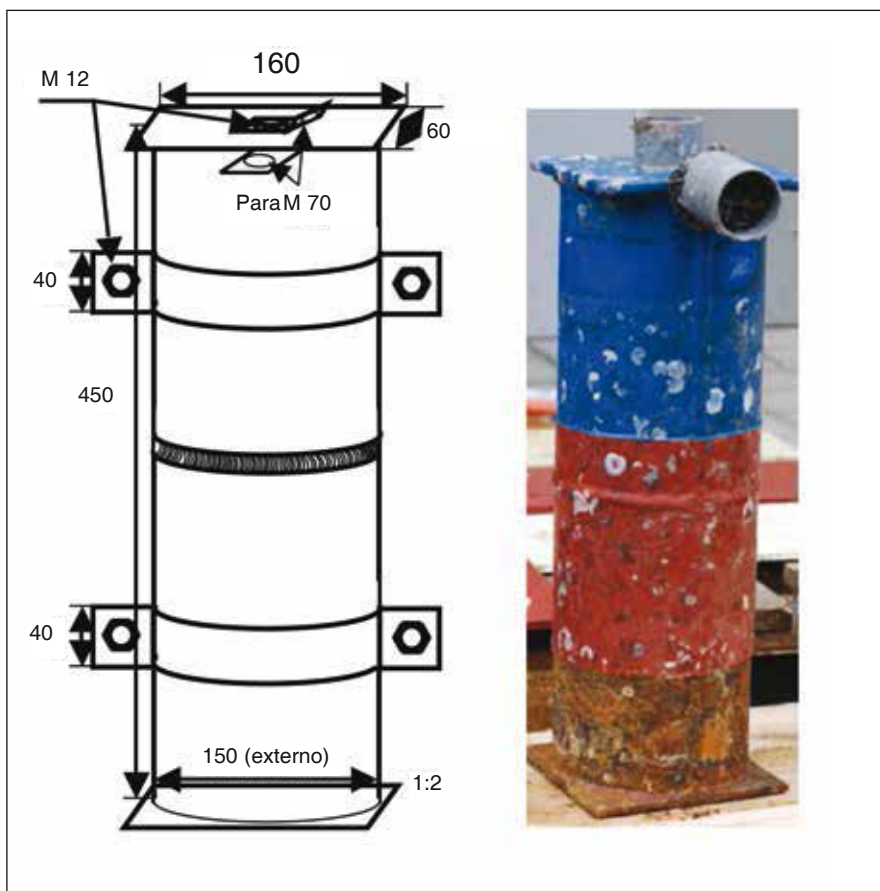
Fig. 6 (abaixo): Projeto de amostra para a zona subaquática (UZ); dimensões em mm

Cortesia dos autores

A figura 4 mostra o local de teste, onde as amostras da zona de respingo e da zona intermediária podem ser reconhecidas. As amostras da zona subaquática, que estão submersas, podem ser vistas como a descoloração da superfície da água. Todas as amostras foram testadas por três anos. Parte do procedimento de teste local era a proteção catódica, que consiste em um sistema de corrente impressa. O potencial aplicado foi controlado para -880 mV Ag/AgCl .

Os testes laboratoriais foram subdivididos em testes de envelhecimento de acordo com os testes de descolamento catódico da norma ISO 20340.2 8, 9 e testes baseados em espectroscopia de impedância eletroquímica (EIS). Todos os testes foram realizados no laboratório da IFAM, Bremen. O procedimento previsto na referência 2 inclui uma combinação de UV/condensação, pulverização de sal e ciclos de exposição de baixa temperatura. O ciclo de exposição no procedimento dura uma semana (168 horas) e inclui as seguintes tensões (veja também a tabela 2):

- 72 horas (3 dias) de exposição à radiação UV (lâmpada UV [B]) e água,



- 72 horas (3 dias) de exposição à névoa salina e
- 24 horas (um dia) de exposição à baixa temperatura ($-20^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$).

Um total de 25 ciclos (25 semanas) foi executado. Parte do processo de avaliação foi de descolamento catódico de acordo com as referências 8 e 9. Para estes testes, as amostras com o projeto apresentado na Fig. 10 (p. 49) foram utilizadas. Furos foram perfurados através do revestimento até ao substrato e as amostras foram expostas à água do mar sintética. A Tabela 3 relaciona os detalhes sobre os parâmetros de teste.

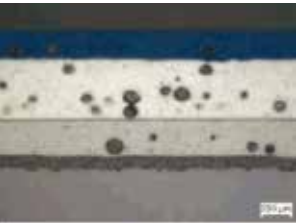




No entanto, estes testes são teses de simples reprovação/aprovação. Apesar de permitir uma avaliação comparativa dos diferentes sistemas de pintura, eles não fornecem informações sobre os processos de degradação da pintura ou em processo de corrosão. Um método promissor para a coleta de informações de degradação e corrosão sobre revestimentos para torres de energia eólica é o EIS.10, 11. Portanto, os testes EIS adicionais foram realizados em uma série de amostras de laboratório. O EIA foi conduzido em amostras de aço revestidas, que tinham sido armazenadas em uma solução de NaCl a 3% durante até 62 dias.

As medições foram realizadas de acordo com o método de três eletrodos com uma célula de ativação de 8 cm de diâmetro. O dispositivo de teste é mostrado na fig. 5. Os espectros foram medidos a partir de 100 kHz até 0,01 Hz, com uma amplitude de potencial de 20 mVAg/AgCl. A partir dos espectros obtidos, as resistências de barreira foram determinadas pela montagem de um simples circuito equivalente RC (resistência ôhmica/capacitor) (Fig. 5).

Além disso, a corrosão provável por contato entre metais diferentes foi investigada. Estas investigações foram aplicadas ao contato entre o material do parafuso da área do flange e o aço do corpo.

As áreas de contato foram avaliadas visualmente.

Tabela 4: Sistemas de revestimento

Número do sistema	Seção transversal SEM	Composição do sistema (DTF)				Total DFT in μm
		Base	2. Camada	3. Camada	4. Camada	
1		Zn-EP (80 μm)	EP (300 μm)	EP (300 μm)	PUR ¹⁾ (70 μm)	750
2		Zn-EP (80 μm)	EP (450 μm)	EP (450 μm)	-	980
3		Zn/Al (85/15) ²⁾ (100 μm)	EP ³⁾ (20 μm)	EP (450 μm)	EP (450 μm)	1,020
4		Zn/Al (85/15) ²⁾ (100 μm)	EP ³⁾ (20 μm)	EP ⁴⁾ (450 μm)	EP ⁴⁾ (450 μm)	1,020
5	Nenhuma imagem disponível	EP ⁵⁾ (1,000 μm)	-	-	-	1,000
6		Al/Mg (95/05) ²⁾ (350 μm)	EP ⁶⁾ (40 μm)	-	-	390

1) acabamento; 2) metalização; 3) base + massa para enchimento de poros; 4) partícula reforçada; 5) aplicado em uma camada; 6) (massa para enchimento de poros); SEM - microscopia eletrônica de varredura

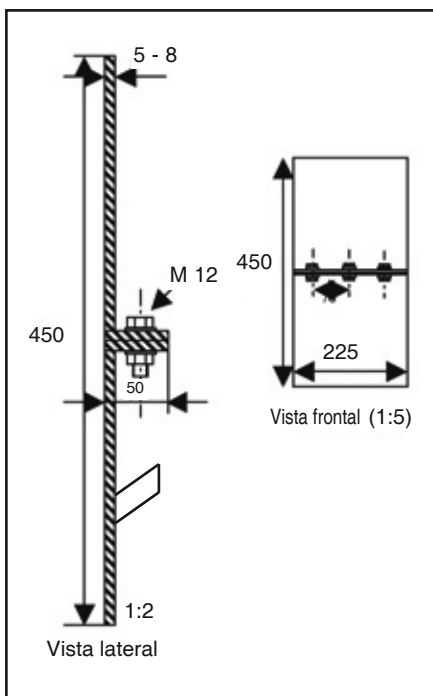


Fig. 7: Projeto de amostras para zona de respingo (SZ); dimensões em mm
Cortesia dos autores

Amostras de teste

Amostras de teste ao ar livre

Regras de projeto para torre de energia eólica offshore que estejam de acordo com a função da torre.

O projeto de baixa corrosão é uma questão secundária. Portanto, as torres são estruturas complexas com detalhes da construção como furos, ligações aparafusadas, flanges, cordões de solda, contraventamentos, perfis de aço e sobreposição de revestimento. Poucas abordagens foram feitas no passado para considerar esses detalhes. Bailey et al.12 foram, provavelmente, os primeiros a simular os detalhes da construção de estruturas offshore.

Suas amostras apresentavam uma placa com furos, vigas I, uma seção de tubo, bordas, cordões de solda e parafusos. Wilds13 fabricou amostras contendo uma seção de tubos soldados, peças angulares, cordões de solda e viga I, e investigou o desempenho de sistemas de revestimento com reparo orgânico.

O autor encontrou um efeito notável nos

cordões de solda.

Para o presente estudo, os pesquisadores projetaram e fabricaram três tipos de amostras especiais: para as zonas subaquática, intermediária e de respingo (Figs. 6 a 8).

O uso de amostras que incorporem em pequena escala as características estruturais típicas de uma torre de energia eólica offshore real é considerado uma nova abordagem em testes. Todas as amostras ao ar livre foram feitas com aço de construção soldável e de alta resistência, S-355.

As amostras para zona subaquática eram tubos de aço. Os tubos foram preenchidos com água do mar e fechados. Estas amostras continham cordões de solda nas seções revestidas e não revestidas. Eles também contavam com uma conexão para a proteção catódica (ver Figs. 6 e 8). Cerca de 60% da superfície foi revestida. As amostras para a zona intermediária foram chapas de aço simples (Fig. 8).

Após uma exposição de 13 meses, os pesquisadores descreveram que as amostras da zona intermediária promoviam a corrosão. As amostras da zona de respingo eram compostas por duas partes aparafusadas (Figs. 7 e 8).

A parte inferior incorporava o fim da estrutura de base, onde a construção da torre, envolta pela parte superior da amostra, repousa.

Ambas as partes da amostra apresentavam uma extremidade da flange, que foi soldada ao corpo principal.

As seções de flange foram metalizadas, mas não revestidas. Feita a partir de alta liga de aço (AISI 304), os parafusos representaram o contato entre metais diferentes. As amostras da zona de respingo continham também um painel com aço angular soldado à parte inferior. Este detalhe de construção pode caracterizar o projeto que promove a corrosão (Fig. 8).

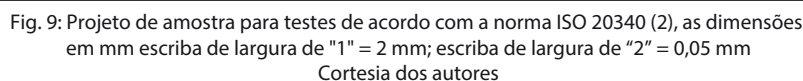
Amostras de testes laboratoriais

Foram fabricados três tipos de amostras laboratoriais. O primeiro tipo cobriu amostras para os testes de degradação de acordo com a norma ISO 20.340.² As dimensões foram ligeiramente modificadas (Fig. 9) As amostras revestidas foram fornecidas com dois escribas artificiais que simulam danos mecânicos localizados.

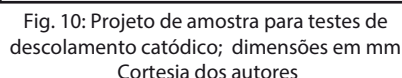
A posição e as dimensões dos escribas podem ser lidas na fig. 9. O segundo tipo



Fig. 8: Amostras revestidas para testes ao ar livre. Superior: Amostras na zona de respingo (SZ). Centro: Zona intermediária (IZ) (originalmente sem escriba, sem efeito após 13 meses; escriba adicionado depois de 13 meses para produzir danos mecânicos aos sistemas). Inferior: Amostras subaquáticas (UZ) Cortesia dos autores



revestimento orgânicos com reforço de partículas eram produtos não comerciais. Sistemas duplex são usados rotineiramente para torres de energia eólica onshore e têm sido aplicados em torres de energia eólica offshore⁶. Sistemas duplex são sistemas de alto nível, porque a proteção do aço contra a corrosão pode ser assegurada mesmo que o revestimento orgânico venha a falhar. Os sistemas de revestimento orgânico multicamada são soluções padrão, mas o seu desempenho depende dos detalhes dos sistemas. Portanto, os sistemas multicamadas com diferentes camadas intermediárias foram testados. Sistemas de revestimento orgânicos de uma única camada não são comuns na indústria offshore, mas poderiam oferecer vantagens em termos de aplicação. O desempenho em condições offshore não foi investigado de forma sistemática. O sistema de "metalização Al/Mg + enchimento dos poros" é uma variante incomum para construções offshore, mas permitiria a comparação entre os diferentes sistemas de metalização, Zn/Al e Al/Mg.¹⁴ Todas as amostras foram limpas por jateamento de acordo com a norma ISO 8504-2.¹⁵ O material abrasivo foi granalha de aço



Cenários de proteção contra a corrosão podem ser subdivididos em três categorias: métodos ativos, métodos passivos e métodos temporários. Métodos ativos incluem a seleção de materiais resistentes à corrosão, projetos que reduzem o risco de corrosão e proteção catódica. Métodos passivos incluem aplicação de revestimentos ou forros para proteger o aço. Os métodos investigados neste projeto incluíram o seguinte:

com tamanho de partícula entre 0,2 e 2 mm. Uma limpeza minuciosa foi realizada. O perfil de superfície foi medido com um instrumento pontiagudo de acordo com a norma ISO 8503-4.16. A rugosidade média máxima apresentou um valor de $Ry5=69\text{ }\mu\text{m}$, com um desvio padrão de $6\text{ }\mu\text{m}$. O grau de preparação da superfície foi de Sa 2 ½ (para os sistemas orgânicos) e Sa 2 ½ a Sa 3 (para os sistemas metalizados).

Os cordões de solda foram retificados e limpos com qualidade P3 de acordo com ISO 8501-3.17. Todos os revestimentos foram aplicados em conformidade com as especificações dos fabricantes. Os sistemas orgânicos foram aplicados com sistemas de aspersão sem ar. Os revestimentos metalizados foram aplicados com uma técnica¹⁸ de metalização especial, com a preparação de amostras e programa de teste descritos.

A segunda parte deste artigo, que será publicada numa edição futura, discutirá os resultados deste teste.

Referências

1. M. Mitchell, "An update and review: offshore systems and current test scenarios," *Protect. Coatings Europe*, Vol. 11, No. 4, pp. 36-41 (2006).
2. ISO 20340, "Performance requirements for protective paint systems for offshore and related structures", International Organization for Standardisation, Geneva (2005).
3. ISO 12944-2, "Paints and varnishes—Corrosion protection of steel structures by protective paint systems—Part 2: Classification of environments," International Organisation for Standardisation, Geneva (1989).
4. P. Ault, "The use of coatings for corrosion control on offshore oil structures," *Protect. Coatings Europe*, Vol. 11, No. 4, pp. 42-46 (2006).
5. ISO 12944-5, "Paints and varnishes—Corrosion protection of steel structures by protective paint systems—Part 5: Protective paint systems," International Organisation for Standardisation, Geneva (2007).
6. K. Mühlberg, "Corrosion protection for windmills on shore and off shore," *Protect. Coatings Europe*, Vol. 9, No. 4, pp. 30-35 (2004).
7. D. Levie, M. Roehl, "Anforderungen und Erfahrungen bei der Beschichtung von Fundamenten bei Offshore-Windenergieanlagen," *Korrosionsschutz in der maritimen Technik*, Tagungsband zur 2. Tagung, Hamburg, pp 87-94 (2003).
8. ISO 15711, "Paints and varnishes—Determination of resistance to cathodic disbonding of coatings exposed to seawater," International Organisation for Standardisation, Geneva (2003).
9. ASTM G8, "Standard testing methods for cathodic disbonding of pipeline coatings," ASTM International, West Conshohocken (2003).
10. Y. Korobov, P.D. Moore, "Performance testing methods for offshore coatings: cyclic, EIS and stress," *Corrosion 2004*, New Orleans, March/April 2004, Paper 04005.
11. M. O'Donoghue, R. Garrett, V.J. Datta, S. Osborne, and P. Roberts, "Windmills—fast production schedules with novel zinc primers and polyaspartic ester topcoats," *Proc. PACE 2005*, Las Vegas, Conference-CD (2005).
12. G. Bailey, D.H. Deacon, and W.R. King, "Results of offshore tests of selected coating systems," *Trans. Inst. Mar. Eng. (C)*, Vol. 91, Conf. No. 1, pp. 43-50 (1979).
13. N. Wilds, "Surface tolerant coatings for offshore maintenance," *PACE Conference and Exhibition 2006*, Tampa, February, Conference CD (2006).
14. Y. Li, J. Liu, J. Duan, and B. Hou, "Thermally sprayed aluminium and zinc coatings for tidal zone cathodic protection of offshore platform legs," *Materials Performance*, No. 12, pp. 16-19 (2006).
15. ISO 8504-2, "Preparation of steel substrates before application of paints and related products—Surface preparation methods—Part 2: Abrasive blast cleaning," International Organisation for Standardisation, Geneva (2002).
16. ISO 8503-4, "Preparation of steel substrates before application of paints and related products—Surface roughness characteristics of blast-cleaned steel substrates—Part 4: Method for the calibration of ISO surface profile comparators and for the determination of surface profile—Stylus instrument procedure," International Organisation for Standardisation, Geneva (1995).
17. ISO 8501-3, "Preparation of steel substrates before application of paints and related products—Visual assessment of surface cleanliness—Part 3: Preparation grades of welds, edges and other areas with surface imperfections," International Organisation for Standardisation, Geneva (2007).
18. ISO 2063, "Thermal spraying—Metallic and other inorganic coatings—Zinc, aluminium and their alloys," International Organisation for Standardisation, Geneva (2005).

The authors can be contacted through Dr. Andreas Momber, momber@muehlhan.com