

# ESTUDO DE ESTADO DA ARTE DE TECNOLOGIAS PARA SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA A PLATAFORMAS *OFFSHORE* DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

Carlos Henrique Pompeo Teles<sup>1</sup>; Carlos Frederico Meschini Almeida<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ABB Ltda/Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – [carlos.teles@outlook.com](mailto:carlos.teles@outlook.com)

<sup>2</sup> Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – [cfmalmeida@usp.br](mailto:cfmalmeida@usp.br)

## RESUMO

Diante de um cenário de expansão da extração de petróleo e gás natural proveniente da camada Pré-Sal no Brasil, tornam-se ainda mais importantes as discussões em torno dos meios utilizados para geração da energia elétrica útil aos sistemas das plataformas petrolíferas. Neste panorama, a turbina a vapor é atualmente a máquina primária mais utilizada no Brasil para a geração de energia a tais plataformas utilizando-se da compressão e queima dos gases retirados das profundezas, seja através da implementação de ciclos termodinâmicos simples ou combinados. No entanto, as baixas taxas de conversão energética de seu sistema, aliadas a significativas emissões de gases poluentes tais como CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> à atmosfera terrestre, têm proporcionado a busca por novos projetos pelo mundo para suprimento *onshore-offshore* envolvendo os conceitos de geração, transmissão e distribuição (GTD), de energia elétrica. Neste segundo contexto, a energia gerada *onshore* através das mais diversas fontes pode ser transmitida a partir de cabos submarinos via corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC). A partir destas premissas, este trabalho tem por intuito abordar as tecnologias dos sistemas de turbinas a gás (TGs), e apresentar as primeiras discussões em ambiente nacional para emprego de transmissão de energia via cabos submarinos conectados a subestações costeiras por sistemas CA, HVDC e HVDC Light.

Palavras-chave: suprimento energético, plataformas, turbina a gás, cabos submarinos, transmissão via corrente alternada ou contínua.

## 1. INTRODUÇÃO

Até bem pouco tempo atrás, compartilhava-se de um cenário nacional de necessidade de importação do petróleo proveniente principalmente do Oriente Médio.

Historicamente, a primeira jazida de petróleo comercialmente explorável foi descoberta em Salvador, no ano de 1939. Porém, apenas em meados de 2007, o Brasil conseguiu conquistar sua autossuficiência, fundamentalmente a partir da descoberta da

camada do Pré-Sal, com volume inicialmente avaliado em aproximadamente 50 bilhões de barris, e compreendendo uma faixa de 800 km entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina, afastada de 100 a 300 km da costa. O petróleo do Pré-Sal é encontrado em profundidades de 5 a 7 km abaixo do nível do solo marítimo, em solos firmes, e que demandam basicamente três etapas para sua exploração: A prospecção, isto é, a realização de um estudo para análise do solo e busca das bacias sedimentares; A perfuração, para que sejam feitas análises de viabilidade de extração do petróleo e, finalmente; A extração, onde, uma vez sendo viável, inicia-se a extração de fato.

As extrações em alto mar são extremamente complexas e demandam a utilização de plataformas, em sua maioria fixas, mas podendo também ser semi-submersíveis ou elevatórias. Tais plataformas são constituídas por sub-sistemas que compõem o também chamado sistema FPSO (*Floating Production, and Storage Offloading*). A complexidade das plataformas industriais de exploração determina a característica eletro-intensiva destas plataformas modernas. Dependendo dos requisitos do processo e da demanda definida pelas cargas das plataformas, define-se a potência necessária que pode vir a atingir

centenas ou até milhares de watts de potência ativa.

Atualmente, a Turbina a gás (TG), é a máquina primária mais utilizada nos sistemas de geração de energia das plataformas petrolíferas. No entanto, as baixas taxas de conversão energética de seu sistema e os grandes montantes de emissões de gases poluentes como  $\text{NO}_x$  e  $\text{CO}_2$ , trazem à tona a discussão referente à utilização de transmissão de energia elétrica a partir de subestações costeiras que fariam com que as emissões fossem levadas a zero e as perdas reduzidas substancialmente.

Além de fatores ambientais e até mesmo de fatores relativos a controle e segurança das plataformas, a definição pela tecnologia a ser utilizada para suprimento elétrico dessas plataformas passa principalmente por requisitos como distância e potência instalada necessária para a plataforma. Neste cenário, mais uma vez observa-se a presença da chamada “guerra das correntes”, visto que tal transmissão pode ser realizada a partir de sistemas CA ou CC. Ainda, os sistemas HVDC (*High Voltage Direct Current*), podem demandar equipamentos adicionais com componentes capazes de interromper correntes por si próprios. Para responder a tal demanda, tem-se a tecnologia *HVDC Light*, baseada na utilização do VSC (*Voltage Source Converter*).

Neste contexto, o objetivo deste trabalho se dá justamente em discutir a mais utilizada forma para suprimento de energia elétrica a plataformas de petróleo e gás no Brasil, isto é, as tecnologias baseadas na implementação de TGs, bem como apresentar alternativas de suprimento que possam incrementar as taxas de conversão energéticas, e reduzir as emissões de gases danosos ao meio ambiente como  $\text{NO}_x$  e  $\text{CO}_2$ . Para tanto, são apresentadas as discussões mais atuais referentes à implementação de GTD utilizando-se principalmente de transmissão via cabos submarinos de corrente alternada ou corrente contínua. Como tópico complementar, o artigo realiza abordagem direcionada à tecnologia HVDC Light para alimentação a plataformas *offshore*.

## 2. METODOLOGIA

O trabalho de pesquisa em questão utiliza-se de análises qualitativas para realizar discussões referentes aos seguinte tópicos:

- TGs e seus ciclos termodinâmicos;
- Contextualização da transmissão de energia via cabos submarinos de corrente alternada x corrente contínua;
- Transmissão via PFS-CA;
- Transmissão via PFS-CC: HVDC e HVDC Light

## 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 3.1. TGs e seus ciclos termodinâmicos

As turbinas a gás são equipamentos pertencentes ao grupo de motores de combustão interna e têm uma faixa de operação que varia desde pequenas potências como 100 kW até grandes potências como 180 kW, concorrendo assim tanto com os motores de combustão interna (Diesel, por exemplo), quanto com as instalações a vapor. Suas principais vantagens são os seus pequenos peso e volume (espaço), comparando-se com outros tipos de máquinas térmicas, minimizando o espaço que ocupam. Tais características combinadas com sua versatilidade e sua confiabilidade de operação fazem com que seu uso esteja, ainda hoje, em franca ascendência [MENESES, 2011]. Assim, justifica-se sua ampla utilização em plataformas offshore de extração de petróleo e gás, onde existem amplas restrições geográficas e demanda por equipamentos que sejam eficientes em locais remotos e de difícil acesso e instalação.

A turbina é um equipamento rotativo que fornece trabalho na ponta de seu eixo (potência). O trabalho realizado na turbina é produzido às custas da queda de pressão do fluido de trabalho. Esses equipamentos podem ser agrupados em duas classes gerais: a formada pelas turbinas a vapor (ou outro

fluido de trabalho), onde o vapor que deixa a turbina alimenta um condensador, em que o vapor é condensado até o estado líquido; e as turbinas a gás, em que o fluido normalmente é descarregado na atmosfera. A pressão de descarga de todas as turbinas é fixada pelo ambiente onde é descarregado o fluido de trabalho e a pressão na seção de alimentação na turbina é alcançada com um bombeamento ou compressão do fluido de trabalho.

As turbinas a gás, que serão o tipo de turbina mais analisada neste trabalho podem ser consideradas turbomáquinas, pois são máquinas onde o fluido de trabalho se desloca continuamente em um sistema rotativo de pás (rotor), assim sendo fornece ou absorve a energia deste rotor, conforme sendo turbina ou compressor, respectivamente [MENESES, 2011].

Essas turbinas podem operar em ciclo simples ou ciclo combinado. No ciclo simples, a turbina opera isoladamente, e, “de acordo com Pantanal Energia [2010], de 100% da utilização de gás combustível, 66% se tornam gases de escape e apenas 34% é convertido em energia elétrica”. Tendo em vista esse cenário, utilizando-se o ciclo combinado, isto é, o emprego de mais de um ciclo térmico em uma planta de geração de energia elétrica, além da cogeração de energia, realiza-se um melhor aproveitamento do combustível e a redução de custos.

O chamado ciclo combinado faz uso do vapor liberado pelas turbinas a baixa temperatura e pressão, assim como o processo de cogeração, porém com uma eficiência menor que este, mas com certeza mais eficientes que o sistema de geração convencional [PANTANAL ENERGIA, 2010].

A Figura 1 apresenta uma turbina a gás durante sua fabricação.



Figura 1: Turbina a Gás fabricante GE.

Fonte: ROTAS ESTRATÉGICAS, 2011

O sistema utilizado para geração de energia em plataformas é composto, portanto, pelas máquinas primárias (ou turbinas a vapor), geradores capazes de transformar a energia mecânica em energia elétrica, transformadores úteis para alterar o nível de tensão na saída dos geradores a níveis compatíveis com a distribuição a painéis de distribuição da plataforma ou até mesmo a circuitos de transmissão (por exemplo, transformador trifásico 13.8kV/69kV), e, por fim, sistemas de proteção e controle que



contem com transformadores de instrumentação (TCs e TP), relés e disjuntores.

A Figura 2 demonstra a partir de um esquema, as etapas para a geração de energia elétrica a partir da saída da TG.

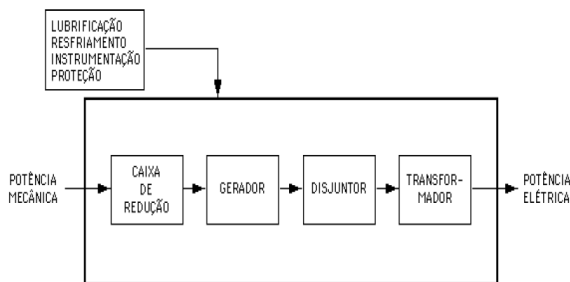


Figura 2: Arranjo do gerador e dos periféricos que compõem a geração de eletricidade.

Fonte: AVELINO, 2008

### 3.2. Contextualização da transmissão de energia via cabos submarinos de corrente alternada x corrente contínua

Apesar da atividade-fim de uma plataforma ser a extração, deve-se tratar com enorme atenção para a forma como prover suprimento elétrico à mesma, afinal, sem energia elétrica, não existe atividade extrativista. A partir desta seara, verifica-se através da seção 3.1 algumas das desvantagens inerentes ao processo de extração mais utilizado atualmente, tais como a baixa taxa de eficiência energética do sistema turbina-gerador, bem como os altos montantes de emissões de gases poluentes.

Durante a concepção de um projeto para alimentação de plataformas de extração de petróleo e gás, alguns parâmetros devem ser considerados como premissas básicas para dimensionamento do sistema elétrico, tais como: distância da costa, potência instalada necessária, proteção do sistema, confiabilidade do sistema, manutenção, possibilidade de controle remoto do sistema fora da própria plataforma, perdas inerentes ao processo, rejeição de carga, condições de site, entre outros.

Historicamente no mundo, o conceito de “*power from shore*” não é exatamente novo, no entanto, sua implementação em âmbito nacional ainda deve enfrentar inúmeros obstáculos. Mais do que apenas citar a diminuição da emissão de gases NOX e CO2, ou então comprovar o aumento das taxas de conversão energética, já existem estudos de viabilidade propagando-se pelo mundo, tais como Maeland&Chokhawala [2003], com o intuito de demonstrar que, para diferentes capacidades instaladas e distâncias das jazidas à costa, projetos de PFS - *power from shore* são mais eficazes que aqueles que se utilizam de TGs. De fato, cada projeto deve ser especificado conforme suas características específicas, no entanto, é importante ressaltar que, para curtas distâncias, sistemas de transmissão em corrente alternada operam em condições ótimas e economicamente viáveis,

enquanto que sistemas de transmissão em corrente contínua tendem a se apresentar demasiado caros devido aos custos de seus conversores CA-CC e CC-CA. À medida que as distâncias das linhas de transmissão (no caso submarinas), aumentam, passam a existir limitações técnicas à transmissão trifásica CA, enquanto que a confiabilidade e viabilidade dos sistemas CC tornam seus projetos mais atrativos. A Figura 3 apresenta mais claramente este conceito.

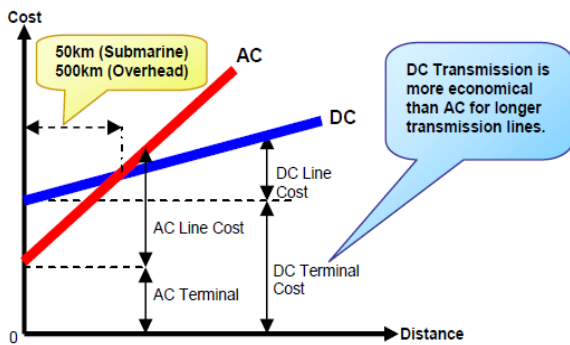


Figura 3: Comparações de custos para sistemas de transmissão CA x CC

Fonte: Watanabe, 2006

A partir desta contextualização, alguns estudos (tais como Thibaut&Leforgeais [2015]), tratam de apresentar um portfolio de oportunidades para utilização de cada tecnologia conforme apresentado na Figura 4. Desta forma, baseando-se nas experiências de projetos pelo mundo, definem-se regiões ótimas para utilização das tecnologias de suprimento de plataformas TG-Gerador, PFS-CA ou PFS-CC.

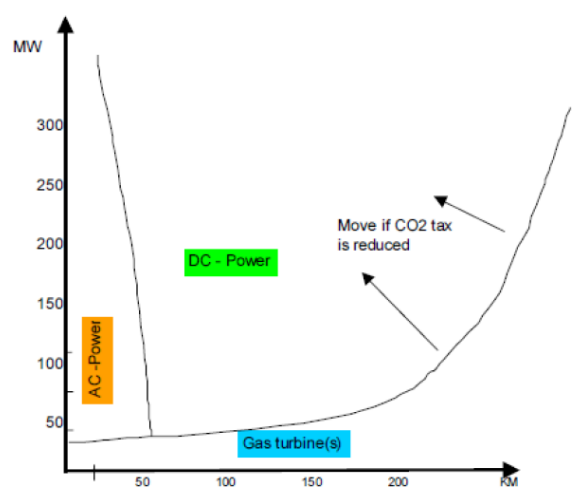


Figura 4: Janela de oportunidades para GTs x PFS CA x PFS CC.

Fonte: Horle e Eriksson, 2002

Analisando-se a mesma, observa-se que a diferenciação das áreas de implementação entre as tecnologias CC e TG está, para longas distâncias (mais de 200 km da costa), basicamente ancorada na capacidade instalada demandada pelo campo petrolífero. Nessas distâncias, apenas as potências demandadas pelo campo poderiam definir pela utilização de PFS-CC ou inúmeras TGs em uma plataforma. Já para o caso PFS-CA x PFS-CC, verifica-se que a grande diferença consiste justamente na distância do campo à costa, pois para curtas distâncias os cabos CA não sofrem influências técnicas prejudiciais aos seus rendimentos, ao ponto que a possível implementação de PFS-CC não se pagaria devido aos altos custos dos conversores CA-CC e CC-CA (*sistema back-to-back*). Ao ponto que as distâncias aumentam, este

cenário se inverte, pois a estrutura PFS-CC passa a se pagar juntamente à economia dos cabos CC, ao ponto que a estrutura PFS-CA passa a enfrentar diversas limitações técnicas, requisitando equipamentos adicionais e encarecendo seu investimento. Por fim, comparando-se TGs x PFS-CA, verifica-se a recomendação pela utilização dos sistemas TG-Gerador apenas em casos de potências muito baixas quando os investimentos para implementação de uma estrutura PFS ainda não justificariam tamanha demanda.

### 3.3. Transmissão via PFS-CA

Usualmente, transformadores e cabos de corrente alternada são capazes de levar a energia *onshore* a ambientes *offshore* por dezenas de quilômetros. No entanto, à medida que estas distâncias começam a aumentar demasiado, os cabos CA passam a sofrer a influência de fatores tais como geração de potência reativa por capacitâncias geradas pelos próprios cabos de alta tensão, altas variações de tensão, riscos de ressonâncias, distorções harmônicas, entre outros fatores que, por mais que possam por vezes não afetar no *layout* de plataformas já existentes ou projetadas, requerem a implantação sistêmica de filtros, sistemas de proteção vigorosos para os transformadores, e até mesmo a implantação de *Static VAR Compensators* (SVCs), para tal compensação

do reativo gerado pelos cabos de alta tensão para transmissão. Apesar destes aspectos, esta forma de transmissão de energia por sistema trifásico em CA leva praticamente a zero as taxas de emissão de gases poluentes contando ainda com baixo percentual de perdas, bem como permite controle e proteção remoto da plataforma, provendo maior grau de segurança e operação de seus operadores.

A Figura 5 tem por intuito apresentar um diagrama unifilar que represente o sistema de transmissão PFS-CA.

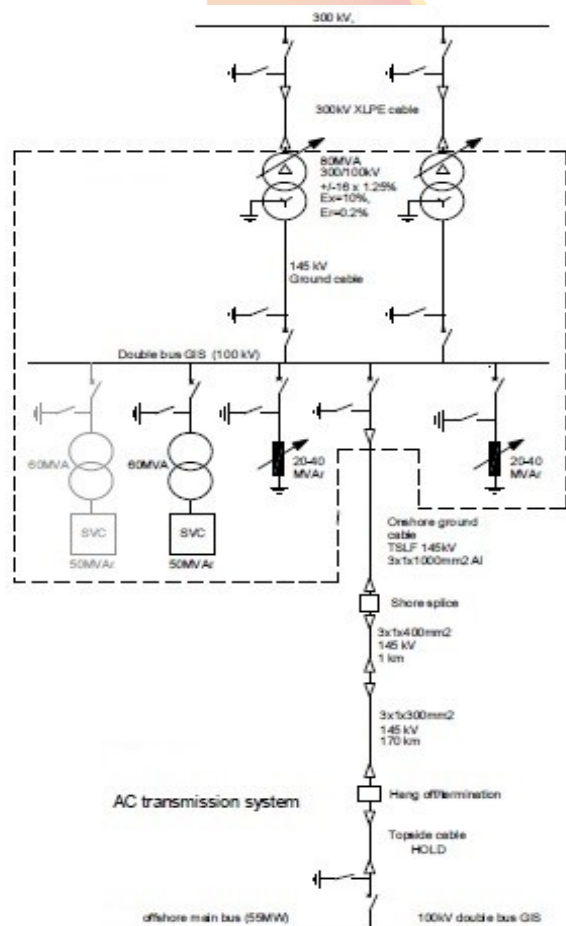


Figura 5: Diagrama unifilar sistema de transmissão PFS-CA

Fonte: Thibaut&Leforgeais, 2015

Inicialmente, o diagrama unifilar em questão tem por mérito maximizar a disponibilidade e confiabilidade do sistema. Por este motivo, equipamentos redundantes são adicionados ao projeto. Assim, dois transformadores 300 kV/100 kV, 80 MVA são disponibilizados na subestação *onshore*. Os transformadores contam com comutadores úteis à estabilização da tensão do lado do secundário (100 kV), conectado ao sistema da GIS em barra dupla. Para que possa haver regulação do fator de potência, dois SVCs redundantes foram incluídos ainda no lado *onshore*, de modo a obter controle dinâmico da potência reativa. Uma vez que o controle do SVC é muito mais rápido que as operações de comutação dos transformadores, este primeiro poderá ser utilizado para regular a tensão do lado *offshore* durante eventuais transientes. Por fim, deve-se manter grande atenção relativa ao dimensionamento e aos custos dos cabos utilizados em cada parte dos circuitos. Este tópico não será abordado neste estudo.

### **3.4. Transmissão via PFS-CC: HVDC e HVDC Light**

Ainda se tratando de PFS, apresenta-se nesta seção uma outra vertente: a aplicação da transmissão de energia via CC. Apesar dessa forma de transmissão ser imune aos

problemas apresentados pela transmissão CA para longas distâncias, os sistemas *High Voltage Direct Current* – HVDC, necessitam de conversores CA para CC (*onshore*) e conversores CC para CA (*offshore*). Isto é, qualquer energia gerada em CA na costa deve ser convertida em CC para que possa ser transmitida via cabos CC até as plataformas, onde é novamente convertida para CA para uso dos diversos componentes elétricos da plataforma. Tais conversores CC-CA associados a seus tiristores incrementam em custos, tamanho e peso das plataformas, prejudicando principalmente suas implementações em plataformas em alguns casos já existentes e com *layouts* já bastante limitados.

Em contrapartida, tem-se como vantagem frente à utilização da transmissão via cabos CA, as economias geradas sobre os custos, pois o reduzido número de cabos (não mais sistema trifásico, mas sim monofásico), bem como as menores seções dos mesmos, resultam em economias que podem compensar os custos adicionais dos conversores à medida que as distâncias de transmissão aumentam.

A Figura 6 apresenta mais detalhadamente o conceito *back-to-back* para transmissão HVDC.





**II CONEPETRO**

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE  
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

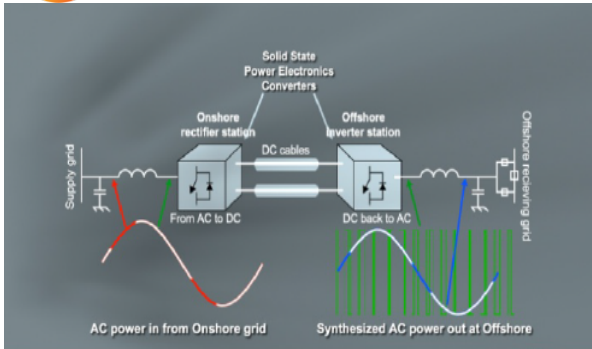


Figura 6: Componentes básicos de um sistema HVDC.

Fonte: Maeland&Chokhawala, 2003

HVDC Light é um sistema de transmissão de alta qualidade baseado na tecnologia dos VSCs. Inicialmente, este sistema foi desenvolvido para aplicações em terra, conforme sua primeira operação na ilha de Gotland, na Suécia. Sua primeira aplicação relacionada a plataformas *offshore* ocorreu no projeto Troll-A, vinculado ao cliente Statoil, no mar do Norte, e no ano de 2005.

Em teoria, o HVDC Light utilizam-se de *Gate Bipolar Transistors* (IGBTs), que operam com frequências acima de 2000 Hz. Todas as operações de controle, supervisão e proteção das estações são realizadas através de sistemas de controle específicos que podem ser operados remotamente e automaticamente. Os custos de manutenção são menores quando comparados com os sistemas das plataformas atuais com TGs e, por essência, estes sistemas são planejados para garantir alta performance até mesmo em

condições aquém do especificado ou em condições de falta nas linhas.

#### 4. CONCLUSÕES

A partir do trabalho de pesquisa em questão demonstra-se a importância do tema da geração de energia para plataformas de extração de petróleo e gás natural. Sem os sistemas de geração, não existe propagação da finalidade extrativista destas plataformas. Além disso, seu dimensionamento deve respeitar não apenas as limitações espaciais de tais plataformas, mas também as taxas de conversão energética, os aspectos ambientais inerentes, a confiabilidade e segurança dos sistemas e por fim, o atendimento às demandas determinadas.

Neste cenário, os sistemas constituídos por TGs, geradores, transformadores e sistemas de proteção, controle e supervisão, apresentam-se como única tecnologia empregada atualmente para geração e distribuição da energia nas plataformas nacionais. No entanto, através das problemáticas discutidas em experiências internacionais e adaptações a este cenário nacional, apresenta-se as novas soluções ancoradas nos conceitos de transmissão PFS-CA e PFS-CC, onde, a partir da Figura 4, pode-se observar uma janela de oportunidades para cada tecnologia baseada nos

[www.conepetro.com.br](http://www.conepetro.com.br)

(83) 3322.3222

[contato@conepetro.com.br](mailto:contato@conepetro.com.br)

quantitativos de distância à costa e capacidade instalada.

Portanto, entende-se que este trabalho deve contribuir para o avanço das discussões em torno dos sistemas energéticos vinculados à exploração das jazidas nacionais, pois além de realizar um compilado das alternativas atuais para processos de suprimento, vem de encontro à realidade mundial no que diz respeito ao atendimento à noção de redução de custos, aumento de produtividade e resposta a movimentos ambientais globais tais como o protocolo de Kyoto.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AVELINO, J. A. *Modelagem e avaliação de extensão da vida útil de plantas industriais: Estudo de caso: Geração elétrica em Plataformas Marítimas de Produção de Petróleo*. 2008. 160p. Tese (Doutor em Modelagem computacional), Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Nova Friburgo, 2008. Orientador: Roberto Aizik Tenenbaum

HORLE E ERIKSSON, *Electrical supply for offshore installations made possible by use of VSC technology*, Cigré, 2002.

MAELAND, A., CHOKHAWALA R. S., *Powering Oil & Gas Offshore Operations from Mainland Electrical Grid*, ABB Process Automation, 2003.

MENESES, E. *O uso de turbinas a gás para geração de Energia elétrica em plataformas*, 2011. Trabalho de Conclusão de Curso, Centro Universitário Estadual da Zona Leste, Tecnologia em Construção Naval. Rio de Janeiro – RJ.

PANTANAL ENERGIA. Operação: Turbina a gás, caldeira de recuperação. Disponível em <<http://www.pantanalenergia.com.br/framestructure.asp?operation.asp>> acessado em 01/07/2016

ROTAS ESTRATÉGICAS. Setor metal mecânico. Disponível em:<<https://rotametalmecanica.wordpress.com/2011/07/20/ge-desenvolveu-ferramentas-de-fabricacao-para-melhorar-as-turbinas-a-gas/>> Acesso em: 01/07/2016.

THIBAUT, E., LEFORGEAIS, B., *Selection of power from shore for an offshore oil and Gas development*, PCIC EUROPE IS30, 2012.

WATANABE, T., *Gas to Wire (GTW) System for Developing “Small Gas Field” and Exploring*, SPE International, 2006.