



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA SUBMARINOS PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Daniel Schumacker Thurler

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Walter Issamu Suemitsu, D. Ing.

Rio de Janeiro

Março de 2013

SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA SUBMARINOS PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Daniel Schumacker Thurler

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Professor Walter Issamu Suemitsu, D. Ing.
(Orientador).

Engº. Carlos André Carreiro Cavaliere, D.Sc.
(Co-Orientador).

Professor Jorge Nemésio Sousa, M.Sc.

Engº Tiago Cesar de Almeida Soares, Especialista

RIO DE JANEIRO, RJ, BRASIL

MARÇO DE 2013

Resumo do Projeto Final apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

SISTEMAS DE POTÊNCIA SUBMARINOS PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Um importante marco na história do Brasil chegou aos noticiários recentemente; a descoberta de reservas de petróleo de dimensões colossais na camada do pré-sal, um conjunto de rochas localizadas nas porções marinhas de grande parte do litoral brasileiro. No entanto, para completar a tarefa de transformar essa preciosa descoberta em benefícios para a nação, o Brasil terá que executar um esforço hercúleo.

Diversas áreas do conhecimento já estão unindo forças e mentes para escrever seu nome na história e o setor elétrico não fica de fora, pelo contrário, é um dos pontos chave para o desenvolvimento das tecnologias.

Novos conceitos, quebra de paradigmas e soluções inovadoras fazem parte do escopo da indústria elétrica que tenta desafiar águas profundas. Esta perspectiva representa uma revolução em todos os equipamentos de um sistema de potência tradicional, desde a geração, com a necessidade de otimização, até as cargas motrizes submarinas, passando por sistemas complexos de transmissão e distribuição sob a lâmina d'água. A indústria vive um novo aquecimento, em paralelo ao que vem acontecendo em terra, com os grandes projetos de expansão e modernização do sistema.

Esse trabalho visa apresentar ao leitor cada etapa desse desafio, os problemas encontrados, as soluções expostas, estruturas montadas, equipamentos criados, o estado da arte e o futuro da tecnologia de sistemas de potência submarinos para exploração de petróleo e gás natural em águas profundas e ultra profundas no Brasil e no mundo.

ABSTRACT

SUBSEA POWER SYSTEMS FOR OIL AND GAS INDUSTRY

An important fact came out on Brazilian news recently, new colossal dimensions oil and gas discoveries in on the pre-salt zone, peculiar and high deep rocks located on the Brazilian shore. However, to complete the task to transform this precious discovery in benefits to the nation, Brazil has a long way ahead.

A great diversity of knowledge and sectors are already conjoint to write name on history and the electrical sector could not be out of this challenge. On the other hand, that is one of the most important section of the whole piece.

New concepts, paradigm rupture and innovative solutions are part of the industry scope involved on this project to take electricity down to the sea, to develop the electrical subsea technology. This perspective represents a revolution of all the equipment of the traditional power system, since the power generation until the subsea loads, through complex transmission and distributions lines underwater. The industry faces a growing, which is happening with the expansion and modernization of the electrical system.

The proposal of this work is to present to the reader this new electrical technology world, related to the challenges, the problems and the solutions found. The scope also includes the equipments developed, as well as the state of the art and the future of electrical subsea technology for the exploration of oil and natural gas in deep and ultra deep water.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, base para meu crescimento e provedora da estrutura que me acompanhou em todos os momentos da minha vida. A ela devo minha formação pessoal e meus valores.

Obrigado, pai, por sempre incentivar meus estudos, por prezar tanto esse caminho, batalhar e suar tanto a camisa para que esse momento enfim chegasse. Obrigado, mãe, pelo conforto em todas as horas nas quais o desânimo tentava vir ao meu encontro, pelos momentos de descontração que sempre aliviavam a tensão nessa jornada. Obrigado, minha irmã, minha sempre pequena irmãzinha, pela paciência ao longo desses anos, por estar junto nos momentos mesmo de insatisfação e também nos de sucesso. Obrigado, minha avó, pelas orações e carinhos sempre presentes desde que nos distanciamos fisicamente pelos estudos, estaremos sempre juntos. Obrigado, meu avô, que mesmo sem compreender muito bem o que eu tanto estudava, sempre torceu por mim como fã incondicional.

Muito obrigado, “Preta”, por me apoiar e incentivar nos momentos difíceis ao longo dos últimos anos desse curso e nas etapas desse projeto, por estar sempre comigo, ter ouvidos sempre atentos e me compreender da melhor forma possível.

Agradeço aos meus amigos de curso e de vida! Pela longa, *bem longa* e árdua jornada juntos, durante a qual nunca foram deixados de lado a descontração e o sorriso no rosto. Obrigado pelas gargalhadas, pelas conversas sérias ou nem tão sérias, pelas peladas de fim de semana e de dias semana, pelos almoços tarde adentro, pelas piadas, pelos churrascos, pelo conforto e pelo apoio a cada dia. Sem isso tudo, nada valeria à pena. “Valeu” Alan, Fred, Biscoito, Jabu, Catáta, Hulk, Gustavo, Carol, Sérgio e Alemão.

Aos meus amigos de fé, Lacerda, Gabo, Matheuzim, Abreuzim, Gord, e Maska, por cada conversa ao longo de todo esse tempo juntos, cada tapa nas costas e abraço. São irmãos por escolha, nada menos que isso.

Agradeço ao meu orientador, Walter, mais que um professor, um amigo, sempre disposto a ajudar, não somente neste trabalho, mas ao longo do curso, em diversos outros momentos nos quais recorri à sua ajuda sempre encontrando portas abertas.

Sou muito grato ao meu co-orientador, Cavaliere, um novo amigo, solidário antes mesmo de nos conhecermos pessoalmente, sempre disposto a ajudar pacientemente e ensinar da melhor forma possível sobre uma área ainda nova para mim.

Obrigado, Nemésio, professor que vai além dos números e do quadro negro, que desperta nos alunos a vontade de ir além, de entender o mundo como ele é de verdade, não na teoria. Agradeço por sua presteza e disponibilidade de fazer parte desse momento.

A todas as pessoas que estiveram presentes ao longo do curso, me apoiando e incentivando, o meu Muito Obrigado!

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho e toda minha graduação ao meu pai.

Sou eternamente grato pelo seu incentivo e pelo seu esforço. Mesmo tendo a vida como escola em vez da academia, nunca deixou de me estimular e aconselhar em relação à importância da instrução formal.

Além disso, apesar de sempre me mostrar que os estudos poderiam me alçar a patamares mais altos, também me ensinou que só o afeto com as pessoas e a humildade poderiam quebrar meus limites.

Agradeço pelos valores e pela determinação que me passou e sempre passará; por me ensinar a lidar com todos da mesma forma.

-Pai, sem você esse momento não poderia se realizar. Obrigado.

*“Reconhece a queda e não desanima.
Levanta, sacode a poeira e dá a volta por cima.”*

Paulo Vanzolini

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1. Objetivo..... | 2 |
| 1.2. Estrutura do Trabalho | 2 |
| 2. O PETRÓLEO NO BRASIL | 4 |
| 2.1. Breve Histórico | 4 |
| 2.2. Perspectivas em Águas Profundas – Pré-sal..... | 5 |
| 3. SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUÇÃO | 8 |
| 3.1. Motivação | 8 |
| 3.2. Arquitetura | 8 |
| 3.3. Desafios para o sistema elétrico..... | 10 |
| 4. SISTEMAS ELÉTRICOS SUBMARINOS | 12 |
| 4.1. Apresentação..... | 12 |
| 4.2. Equipamentos..... | 18 |
| 4.2.1. Geração | 18 |
| 4.2.1.1. Arranjos | 18 |
| 4.2.1.2. Geradores | 20 |
| 4.2.2. Distribuição..... | 24 |
| 4.2.2.1. Painel Elétrico | 24 |
| 4.2.2.2. Transformador | 25 |
| 4.2.2.3. Cabos e Umbilicais Submarinos | 29 |
| 4.2.2.4. Conectores e Penetradores | 32 |
| 4.2.3. Cargas | 34 |
| 4.2.3.1. Conversores de Frequência (VSD)..... | 34 |
| 4.2.3.2. Motrizes | 37 |
| Compressores | 39 |
| Bombas | 40 |
| 5. SISTEMA REAL EM ESCALA REDUZIDA – ORMEN LANGE | 43 |
| 5.1. O Projeto..... | 43 |
| 5.2. Principais Equipamentos..... | 45 |
| 5.3. Estágio atual e perspectivas..... | 47 |

| | |
|---|-----------|
| 6. O FUTURO DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA SUBMARINOS | 49 |
| 6.1. Desafios e soluções | 49 |
| 6.2. Pesquisas | 50 |
| 6.2.1. “All Electric System” | 50 |
| 6.2.2. HVDC com Conversores de Tensão..... | 53 |
| 7. NORMALIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES ELÉTRICAS OFFSHORE / SUBSEA . | 57 |
| 8. CONCLUSÕES E TRABALHO FUTUROS | 59 |
| 9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 62 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Histórico de Descobertas da Petrobras [2] | 5 |
| Figura 2 - Crescimento do investimento na indústria [6]..... | 7 |
| Figura 3 - Sistema submarino de produção [1] | 9 |
| Figura 4 - Futuro dos sistemas de potência submarinos [6] | 11 |
| Figura 5 - Processos de Desenvolvimento de um Sistema Elétrico Submarino [8]..... | 13 |
| Figura 6 - Arranjo parcial de carga única [9] | 14 |
| Figura 7 - Arranjo subsea parcial [9] | 15 |
| Figura 8 - Arranjo subsea completo [17]..... | 17 |
| Figura 9 - Sistema de Alimentação 'topside' [7] | 19 |
| Figura 10 - Sistema de alimentação <i>tie-back</i> [7]..... | 20 |
| Figura 11 - Turbo gerador aero derivativo de dois eixos [14] | 22 |
| Figura 12 - Painel de controle [8] | 24 |
| Figura 13 - Modelo transformador Siemens [16]..... | 26 |
| Figura 14 - Modelo transformador Siemens [16]..... | 27 |
| Figura 15 - Componentes do transformador <i>subsea</i> Siemens [16]..... | 28 |
| Figura 16 - Transformador ABB 15MVA 50kV/6,6kV [6] | 29 |
| Figura 17 - Seção do cabo de potência [29] | 30 |
| Figura 18 - Cabo umbilical elétrico ABB Framo [30] | 31 |
| Figura 19 - Conector ABB Mecon [6]..... | 33 |
| Figura 20 - Unifilar conversor de frequência [18] | 36 |
| Figura 21 - Módulo VSD submarino projeto SEPDIS [20] | 37 |
| Figura 22 - Compressor subsea Blue-C [15] | 40 |
| Figura 23 - Bomba subsea FMC Technologies [22] | 42 |
| Figura 24 - Localização de Ormen Lange [23] | 43 |
| Figura 25 - Divisão operacional Ormen Lange [23] | 44 |
| Figura 26 - Modelo das instalações de Ormen Lange [23]..... | 44 |
| Figura 27 - Esquemático do módulo Mega Drive-LCI VSD, ABB [24]..... | 46 |
| Figura 28 - Gráfico distância x Potência para projetos em execução [23]..... | 48 |
| Figura 29 - Sistema de controle elétrico [8] | 51 |
| Figura 30 - Arquitetura HVDC VSC [31] | 53 |
| Figura 31 - Cabo HVDC submarino [25]..... | 55 |
| Figura 32 - Projeção do consumo energético por fonte primária [27] | 59 |
| Figura 33 - Investimentos em subsea por operador em 2011 [28]..... | 61 |

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

E&P – Exploração e Produção

P, D&I – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

HVDC – *High Voltage Direct Current* – Corrente Contínua em Alta Tensão

DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral

PN – Plano de Negócios

BPD – Barris de Petróleo por Dia

FPSO - *Floating Production Storage and Offloading* -

VSD – *Variable Speed Driver* – Acionamento de Velocidade Variável, ou Inversor de Frequência

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

UEP – Unidade Estacionária de Produção

UPS – *Uninterruptible power Supply* – Fonte Ininterrupta de Potência

EPU – *Electrical Power Unit* – Unidade de Potência Elétrica

HPU – *Hydraulic Power Unit* – Unidade de Potência Hidráulica

ROV – *Remote Operated Vehicle* – Veículo Operado Remotamente

HVDC VSC– *High Voltage Direct Current with Voltage Source Converter* – Corrente Contínua em Alta Tensão com Conversor de Fonte de Tensão

IEC - *International Electrotechnical Commission* – Comissão Internacional de Eletrotécnica

SEPS – *Subsea Electrical Power Standardisation* – Comitê de Normalização para Elétrica Submarina

IEA – *International Energy Agency* – Agência Internacional de Energia

1. Introdução

O Brasil recentemente vem sendo apontado como um dos países-chave para o desenvolvimento da Exploração e da Produção de Petróleo (E&P) em águas profundas no cenário mundial e é hoje o maior mercado do mundo para bens e serviços do setor petrolífero em alto mar.

Os desafios referentes a esse desenvolvimento são inéditos; suas facetas são inúmeras: custos elevados, falta de mão de obra capacitada, lacuna de fornecedores, falta de escala, prazos curtos, logística complexa, o chamado custo Brasil como um todo e a necessidade um desenvolvimento tecnológico nunca antes visto, envolvendo diversos setores da indústria.

A principal resposta encontrada atualmente e vista como solução para o futuro da E&P são os sistemas submarinos, que requerem grandes esforços em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I), uma vez que modificam toda a estrutura e aumentam a complexidade dos processos.

Para o setor elétrico não é diferente; paradigmas da indústria estão sendo quebrados, pesquisa e desenvolvimento estão sendo executados frente a um horizonte desafiador. Os fornecedores buscam atender a crescente demanda com equipamentos cada vez mais sofisticados, com alto teor tecnológico e valor agregado.

Neste sentido, a motivação desse trabalho está baseada no grande desafio que o setor elétrico terá frente à demanda de equipamentos submarinos para atender às necessidades dessa indústria pujante. Portanto visamos com esse trabalho expor o que há de mais moderno no mercado elétrico submarino, seus equipamentos e as pesquisas em andamento. Dada a característica de inovação relacionada a essa área, ainda temos poucas informações disponíveis abertamente sobre o setor e por isso esse trabalho se restringe a uma explanação sobre grande parte dos equipamentos disponíveis, seu estado da arte e as pretensões da indústria para os próximos anos. Até esse ponto não dispomos de modelos computacionais sobre os quais poderíamos simular situações reais, uma vez que grande parte do que está sendo discutido aqui ainda se discute na indústria como um todo.

1.1. Objetivo

Este trabalho tem como objetivo principal a exposição da tecnologia existente atualmente no setor elétrico para E&P (exploração e produção) em águas profundas, distantes da costa. A tecnologia de eletricidade submarina que atende o setor será exemplificada e explicada por meio da apresentação de produtos comercializados pelos grandes fornecedores do setor. O estado da arte será exposto, bem como as dificuldades para o avanço tecnológico e o que está sendo pesquisado para a fronteira da área ser ultrapassada.

1.2. Estrutura do Trabalho

Após este primeiro Capítulo introdutório e explicativo, um breve histórico sobre o petróleo no Brasil ilustra o segundo Capítulo deste trabalho, seguido por uma ideia das perspectivas do setor em águas profundas, principalmente quando falamos em região pré-sal.

Em seguida, no Capítulo 3, é apresentada uma unidade submarina de produção, tratada aqui também pelo termo em inglês *subsea* (por ser o termo mais utilizado na literatura técnica), através da apresentação de seus equipamentos e suas possíveis arquiteturas, bem como suas principais soluções para as indústrias do setor, e os problemas e dificuldades encontradas na sua implantação.

O Capítulo 4 trata dos sistemas elétricos de potência *subsea*, todos os equipamentos envolvidos em sua constituição e seus principais tipos de estruturação, desde a geração até a alimentação de diferentes cargas submersas no leito do oceano, passando, portanto por painéis, transformadores, cabos, conectores, conversores, chaves e outros equipamentos. Ainda nesse mesmo capítulo será apresentado um modelo real de arquitetura de um sistema elétrico submerso.

O Capítulo 5 tratará de um modelo real, um campo já em funcionamento e com equipamentos *subsea* sendo testados numa escala reduzida em relação ao tamanho do campo.

A seguir, no Capítulo 6 será exposto o horizonte do setor, a fronteira tecnológica e o que deve ser vencido no médio e longo prazo para que se consiga ultrapassar as barreiras

impostas atualmente e as dificuldades e soluções apresentadas pelos fornecedores para novos equipamentos. Também no Capítulo 6, duas novas formas de arquitetura serão exibidas; a primeira, o '*All Electric System*' (Sistema Totalmente Elétrico) e posteriormente os sistemas HVDC (*High Voltage Direct Current* – Alta Tensão em Corrente Contínua) para transmissão submarina.

O capítulo 7 trata sucintamente sobre possibilidades de normalização da indústria *subsea*, uma necessidade que surge à medida que o desenvolvimento de diversos equipamentos diferentes cria barreiras logísticas e de custo para a implantação.

O Capítulo 8 fornece conclusões ao leitor, bem como sugestões para trabalho futuros e opiniões com perspectivas para a cadeia *subsea*.

Por fim, no Capítulo 9 são apresentadas as referências bibliográficas.

2. O Petróleo no Brasil

2.1. Breve Histórico

Tendo início a partir do Decreto nº 2.266, de 1858, assinado por Marquês de Olinda, concedendo a José Barros Pimentel o direito de extração de mineral betuminoso na então Província da Bahia, a história do petróleo brasileiro inicia-se voltada para a fabricação de querosene.

Somente a partir de 1891, têm-se notícias sobre pesquisas diretamente relacionadas ao petróleo, sendo o primeiro poço brasileiro, com objetivo de encontrar óleo, perfurado em 1897 em São Paulo, por Eugênio Ferreira Camargo, com produção estimada por relatos de época de aproximadamente 0,5 m³ do material.

Após diversas tentativas infrutíferas do Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro, criado em 1919 para perfurar poços em grande parte do território nacional, o poço DNPM-163, em Lobato, Bahia, sob jurisdição do então recém criado Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), descobre de fato, petróleo no Brasil, em 1939, a uma profundidade de 210 metros. Até o final do mesmo ano, mais de 80 poços foram perfurados, e somente em 1942, em Candeias, BA, surge o primeiro empreendimento comercialmente viável, mas em pequena escala.

Em 3 de outubro de 1953, no governo Vargas, um marco importantíssimo para a indústria do petróleo nacional ocorre, a criação da Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A., além de instituir o monopólio estatal da pesquisa e lavra, refino e transporte de petróleo de seus derivados.

Desde então a empresa vem crescendo e a cada década tem apresentado fatos relevantes na evolução da exploração e produção de petróleo no país, por conta da crescente evolução de descobertas e quebra de barreiras tecnológicas.

Um fato notável para este trabalho ocorre na década de 60, em Sergipe, com a primeira descoberta no mar. Seguindo essa linha, a década de 70 foi marcada pela descoberta da província petrolífera da Bacia de Campos, através do Campo de Garoupa. Nos anos 80, os campos gigantes de Marlim e Albacora, ambos em águas profundas, foram descobertos. Já na década de 90, Roncador e Barracuda, também na Bacia de Campos, mereceram destaque [1].

Mais recentemente, nos anos 2000, o Brasil passa a figurar nas seletas listas dos principais países do mundo quando o assunto é petróleo; seja por suas novas descobertas, seja por sua extrema capacidade e amplo *know how* em exploração em águas profundas. Em 2005, o país alcançou a esperada meta da autossuficiência. Toda essa linha histórica das descobertas em mar pode ser observada na figura 1.

O momento histórico que vivemos hoje será visto no futuro como um divisor de águas. Com as recentes descobertas de reservas de volumes inéditos nas camadas do pré-sal, que tem potencial para elevar as reservas brasileiras dos atuais 14 bilhões de barris para, talvez, mais de 80 bilhões e que fará do Brasil um grande produtor mundial de petróleo, traz desafios tecnológicos semelhantes aos da Bacia de Campos – agora numa escala muito maior em termos de profundidades e distâncias a serem vencidas. [2]

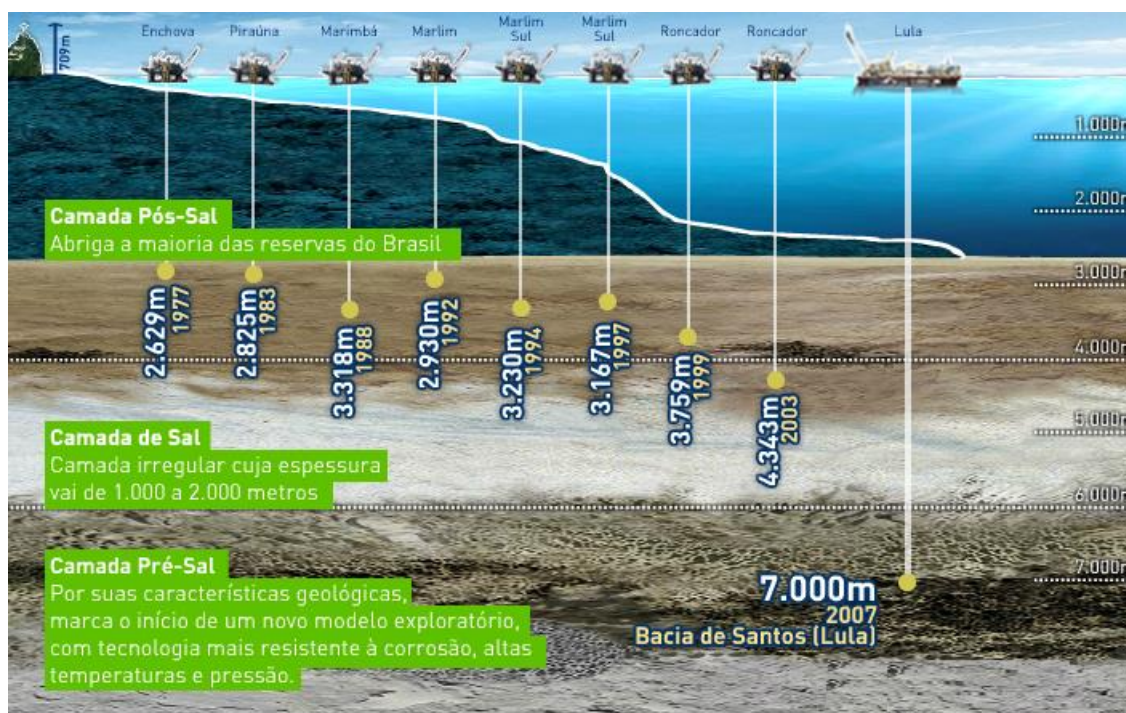


Figura 1 - Histórico de Descobertas da Petrobras [2]

2.2. Perspectivas em Águas Profundas – Pré-sal

A exploração *offshore* de hidrocarbonetos não é recente. Inicialmente datadas no início do século passado, no Golfo do México, Estados Unidos, as primeiras atividades eram realizadas a partir da adaptação de equipamentos e técnicas da exploração em terra. Desde

então, até os dias atuais, ocorreram muitas transformações tecnológicas e operacionais nesse segmento do *upstream* da cadeia de petróleo e gás [3]

Com base nessas competências tecnológicas desenvolvidas, o *offshore* vem contribuindo crescentemente para a renovação das reservas de petróleo. Nesse contexto, a despeito de diversas previsões de redução na oferta das últimas três décadas, as reservas de petróleo teriam ficado mais abundantes ao longo desse período. Vale lembrar que foi esse desenvolvimento tecnológico um dos fatores chave para a aproximação entre petroleiras e instituições de ensino e pesquisa, com parcerias tendo início da década de 60 nos Estados Unidos. Com um pequeno atraso nesse quesito, em 1977 o Brasil inicia através da Petrobras e da Coppe uma parceria que passou a ser sinônimo de sucesso e inovação e que desenvolve até hoje a tecnologia nacional para E&P *offshore* [4].

Entretanto, com a maturidade de campos tradicionais e com o esgotamento de reservas conhecidas, passa a ser de suma importância a busca por novos territórios, novas formas de exploração e a partir do fim da década de 90 a fronteira tecnológica passa a ser e exploração em águas profundas.

Nesse momento o Brasil se mostra ao mundo como um dos maiores países do mundo com perspectivas para exploração e produção de petróleo nos próximos anos. Os níveis de investimentos nunca antes vistos indicam um crescimento exponencial do ritmo da atividade, que já vem sendo acelerada há tempos. Somente a Petrobras, em seu último Plano de Negócios (PN 2012-2016 [5]) prevê investimentos da ordem de (R\$ 416,5 bilhões), uma média de US\$ 47,3 bilhões por ano.

Todo esse frenesi em torno da E&P brasileira se deve a um marco na história do setor no país, a descoberta de petróleo nas camadas do pré-sal, [3] um conjunto de formações rochosas localizadas nas porções ultra profundas de grande parte do litoral brasileiro, onde existe grande potencial para a geração e acúmulo de petróleo. Geologicamente ordena-se as camadas de formações de cima para baixo, então se chama 'pré-sal' toda a formação de rochas contida antes do intervalo de rochas salinas que em certas áreas atinge espessuras de até 2.000m. O produto nessas camadas, além de chamar atenção pela quantidade, apresenta características de um petróleo de alta qualidade e maior valor de mercado.

Essa descoberta; mais de 8 bilhões de barris de petróleo numa faixa de cerca de 800 km de extensão, enquadra o maior desafio já vislumbrado pela indústria de petróleo brasileira. A meta da Petrobras é alcançar, em 2016, produção de 2,5 milhões de barris de

petróleo por dia. No longo prazo, espera-se 5,2 milhões barris de óleo equivalente de óleo e gás natural somente no Brasil.

Diante do grande crescimento previsto das atividades da companhia para os próximos anos, tanto no pré-sal quanto nas demais áreas onde ela já opera, a Petrobras aumentou substancialmente os recursos programados em seu Plano de Negócios. São investimentos robustos, que garantirão a execução de uma das mais consistentes carteiras de projetos da indústria do petróleo no mundo. Serão novas plataformas de produção, mais de uma centena de embarcações de apoio, além da maior frota de sondas de perfuração a entrar em atividade nos próximos anos [6]. Os investimentos na área têm perspectiva de crescimento no médio e longo prazo com valores expressivos; segundo e ao longo dos próximos anos, quase US\$ 100 bilhões serão investidos em pesquisa e desenvolvimento de equipamentos para o setor, conforme mostra a figura 2, explicitando o investimento da indústria num patamar de aproximadamente 20% em menos de 10 anos.

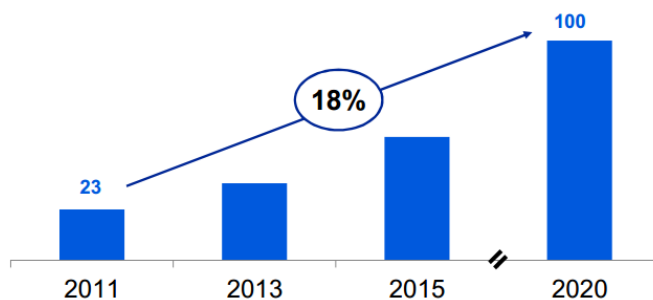


Figura 2 - Crescimento do investimento na indústria [6]

Esse desenvolvimento envolve inúmeras áreas de produção do país, que passará por um teste de fogo no que tange à sua capacidade de organização a favor de seu próprio desenvolvimento.

3. Sistemas Submarinos de Produção

3.1. Motivação

Antes de chegarmos de fato aos sistemas de potência submarinos, devemos compreender a estrutura da aplicação como um todo; saber, portanto qual é o arranjo ao qual está ligado um sistema de potência de tal ordem. Para não fugirmos do escopo deste trabalho, introduziremos apenas a definição de um sistema de produção submarino, sem o detalhamento técnico específico de cada componente que não faça parte do sistema de potência em si.

Atualmente a produção é águas profundas se depara com alguns problemas à medida em que aumenta seu potencial de exploração de óleo pesados. As instalações na superfície que auxiliam na separação e no tratamento do óleo extraído são caras e requerem grande efetivo permanente. Este é o fator mais proibitivo para produção *offshore* de petróleo e gás; seu espectro de custo é muito amplo e compreende tudo que está envolvido na implantação, construção, operação diária, transbordo, curso de manutenção, segurança humana e impacto ambiental. Os sistemas de geração de energia tendem a ser cada vez maiores dadas as cargas crescentes por conta do aumento da produção, ocupando mais espaço tornando-se mais pesado.

Outro tópico notável é a dificuldade de exploração de poços marginais, com menor, mas significativa possibilidade de prospecção, no entanto com baixo custo benefício levando-se em conta uma estrutura dedicada. A principal proposta encontrada nos sistemas submarinos é a mitigação desses problemas recorrentes em grandes distâncias e águas profundas.

3.2. Arquitetura

Por definição, de acordo com CAMPBELL&CO [7], um sistema submarino de produção – sistema *subsea* - consiste na interligação dos seguintes elementos:

- Poço submarino
- “Árvore de Natal” molhada – Sistema de válvulas e contenção de pressão do poço
- *Manifold* – sistema de distribuição
- *Flowline* - Dutos de fluxo/escoamento

- Umbilicais – Cabos de transmissão de potência hidráulica, elétrica e/ou sinais
- Sistemas de controle
- Sistema de potência e distribuição

Assim como um sistema padrão de produção *offshore* tradicional retira os fluidos do poço e os entrega para a plataforma, passando pela árvore de Natal e por um *manifold*, também o sistema *subsea* o faz.

A característica diferencial é o fato de todos os equipamentos, com exceção de parte dos sistemas de controle e de parte dos dutos de fluxo, estarem submersos, diferentemente dos sistemas convencionais *offshore*, nos quais grande parte dos equipamentos é instalada num deck de produção flutuante, denominado doravante por *topside*.

Portanto, define-se por sistema *subsea* um poço com ‘equipamentos molhados’ ligados a instalações de produção e/ou serviços no *topside* - secos. A figura 3 abaixo representa esse sistema, contendo: *manifold*, árvore de natal, umbilicais, escoamento, sistema de separação e módulo de bombeio.

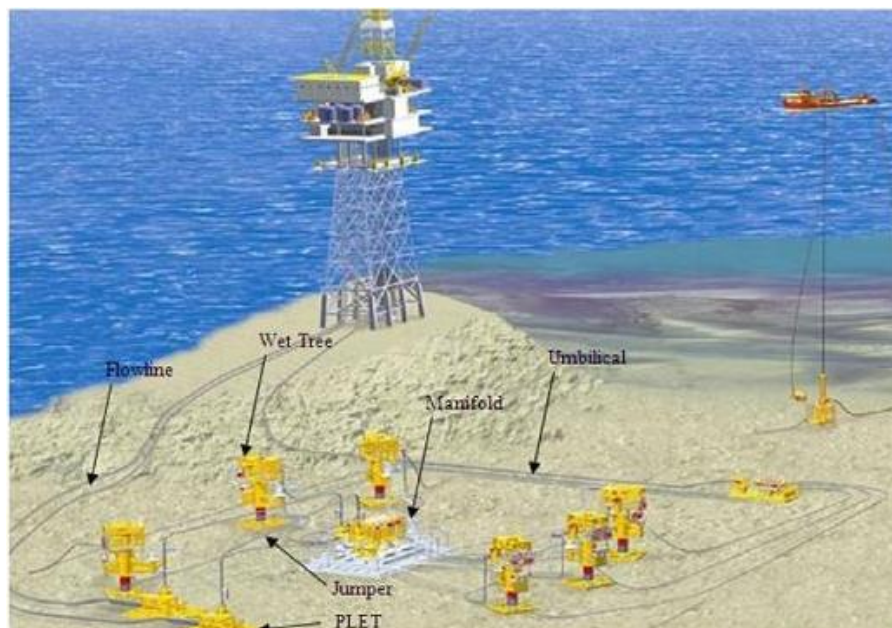


Figura 3 - Sistema submarino de produção [1]

3.3. Desafios para o sistema elétrico

O desenvolvimento desses sistemas não é uma tarefa simples. Características de materiais, dinâmicas de comportamento do leito marinho, altas pressões e elevado gradiente de temperatura são somente alguns dos desafios a serem vencidos.

Atualmente, é encontrada geralmente a arquitetura baseada numa plataforma flutuante FPSO – *Floating Production Storage and Offloading* - que concentra os equipamentos associados à separação e descarga da produção, bem como a geração de energia elétrica e o controle e sua conversão para utilização nas máquinas situadas no leito marinho. No médio prazo, espera-se a redução da quantidade de equipamentos no *topside*, com o desenvolvimento de novas tecnologias de submersão dos mesmos.

Para o longo prazo, a expectativa é de extinção desse *topside*, com a implementação completa dos sistemas *subsea-tieback*, nos quais os equipamentos posicionados no leito marinho se interligam diretamente com o continente, suprimindo a necessidade de uma instalação mais próxima, o que reduzirá custos de manutenção significativamente.

Entre os desafios elétricos futuros, no médio e longo prazo, podemos citar:

- Cargas simples e múltiplas a longas distâncias, 10 a > 100 km
- Sistemas com potência mais elevada, 10 kVA a > 100 MVA
 - Bombas: 1-2,5 MW
 - Compressores: 10-20 MW
 - Aquecimento de dutos: 0,1-1,5 MW
 - Controle de sistema: 20-50 kW
 - Coalescedores/Separadores: 10-20 kVA

No que se refere às características elétricas do sistema, a transição dos sistemas *onshore* para sistemas *subsea* implica nos seguintes pontos-chave [7]:

Onshore → *Subsea*

- Sistema em anel → conexão ponto a ponto

Neste caso, a dificuldade consiste na dificuldade de *backups* e interligações para o suprimento das cargas em caso de faltas pontuais.

- Faltas com rápido reparo e isolamento → rota única de transmissão

O sistema torna-se como um todo mais sensível às faltas, que por sua vez demoram mais a ser reparadas.

- Alta confiabilidade → Confiabilidade baseada em *design*, arquitetura e componentes (baixo nível de reparabilidade).

Nesse caso, temos uma mudança no conceito de construção dos equipamentos; por conta da dificuldade e dos altos custos de manutenção, todos os componentes devem ser desenvolvidos para uma durabilidade máxima com mínima necessidade de intervenções ao longo da vida útil.

Se levarmos em conta os equipamentos específicos, podemos citar as seguintes mudanças:

- VSD's e atuadores: resfriamento e acondicionamento de circulação livre de ar → câmaras fechadas e compactadas com resfriamento por convecção a água marinha.
- Transformadores: radiadores expostos e aero resfriados → óleo-isolados com resistência a altas pressões.
- Cabos e conectores: isolamento natural (ar) → isolamento sólido, funcionando com alto gradiente de temperatura e elevadas pressões.

Com a elevação da quantidade de potência de cargas e com a multiplicidade de equipamentos consumidores, haverá necessidade de elevação dos valores de tensão em corrente alternada (CA) ou até mesmo utilização de sistemas de transmissão em corrente contínua (CC), como mostrado no esquema abaixo na figura 4. Nesse trabalho, priorizaremos o estudo de sistemas e equipamentos operando em CA, no entanto, numa sessão especial (6.2.2), trataremos das perspectivas de sistemas operando em CC

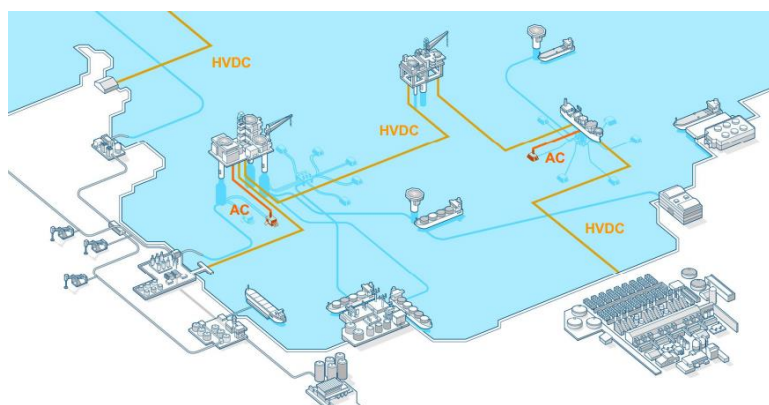


Figura 4 - Futuro dos sistemas de potência submarinos [6]

4. Sistemas Elétricos Submarinos

4.1. Apresentação

O sistema elétrico submarino tem uma estrutura típica, da qual se espera: fonte de energia, transmissão, distribuição e atendimento às cargas. Para o desenvolvimento de um sistema completo, é aconselhável o desenvolvimento de processos típicos sequenciais conforme nos mostra BAY et BAY [8], basicamente de acordo com a figura 5, desde o desenvolvimento do campo, a adaptação dos equipamentos ao solo marinho, até o gerenciamento energético, a partir de sistemas de controle modernos, passando pelo design da arquitetura, única para cada tipo de projeto, a qual atende uma série de equipamentos dimensionados a partir do cálculo de cargas, perdas entre outros fatores. Em todo o processo, devem ser respeitadas normas e padrões, o que agiliza a implantação e aumenta a confiabilidade e segurança do plano executado.

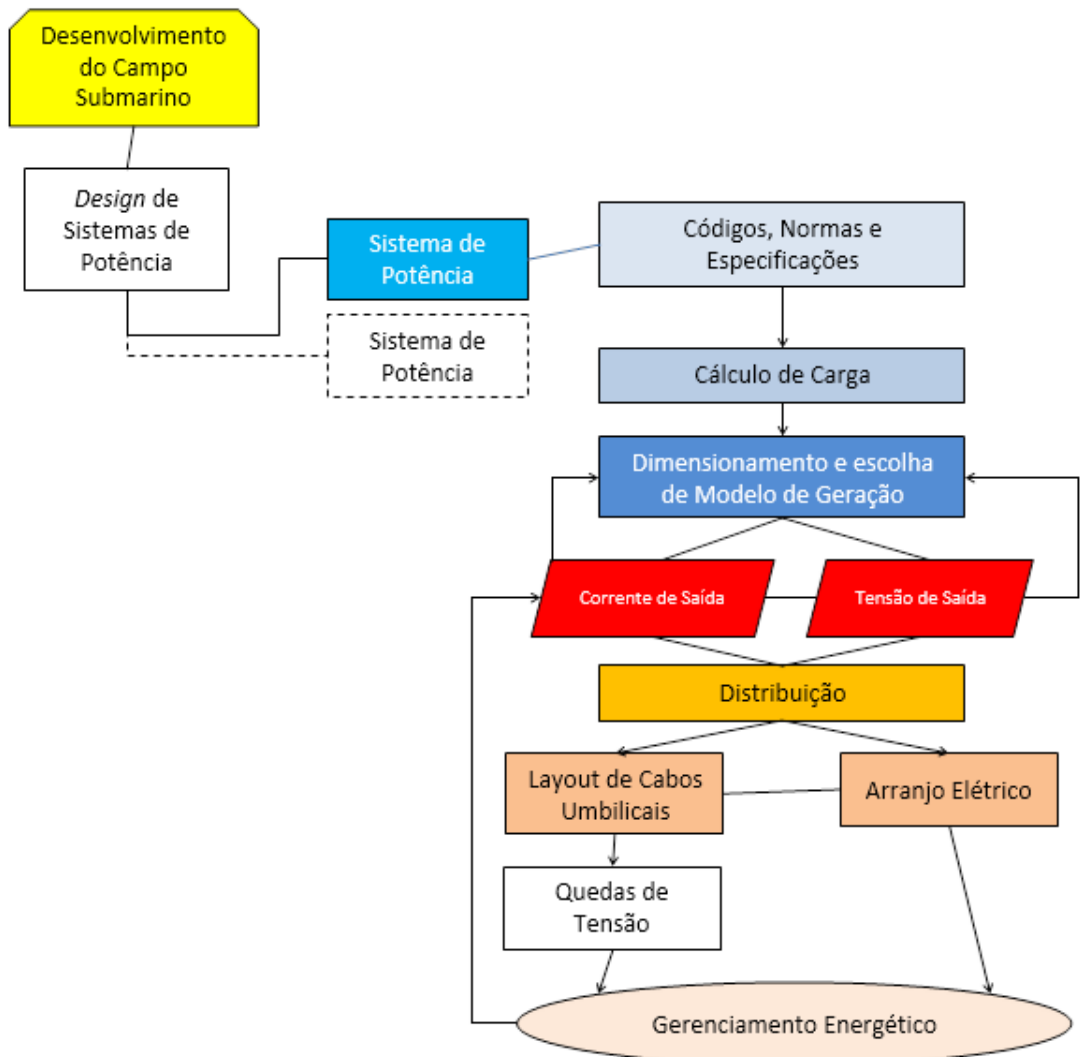


Figura 5 - Processos de Desenvolvimento de um Sistema Elétrico Submarino [8]

A topologia dos sistemas elétricos dependerá da distância que o campo a ser desenvolvido está da costa e da quantidade de poços em questão [9]. Para distâncias curtas e consumidores simples, podemos destacar o arranjo mostrado pela figura 6, na qual um único conversor de frequência é disponibilizado no *topside* e são submersos somente os motores; este tipo de sistema é recomendado para distâncias de 10 a 25 km, com carga entre 1 e 4 MVA, operando tipicamente com 6 kV.

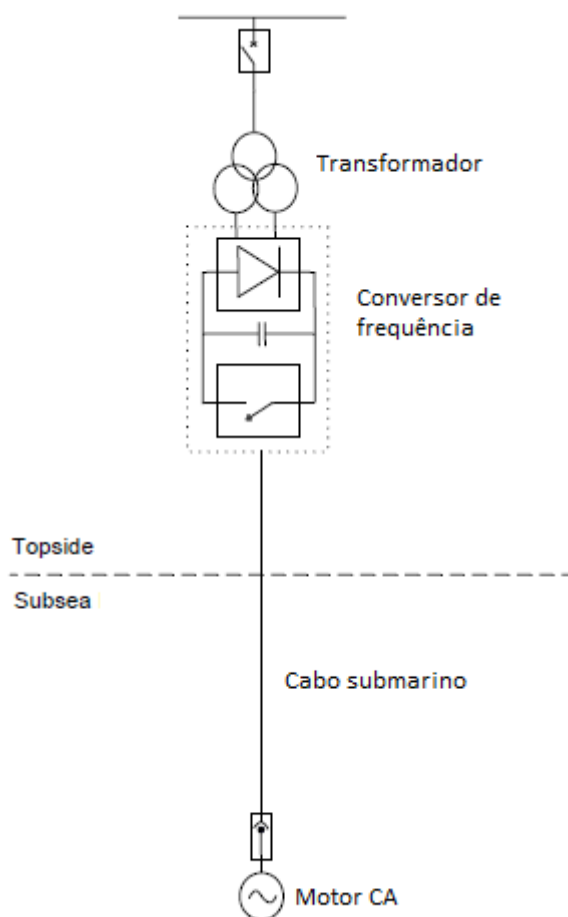


Figura 6 - Arranjo parcial de carga única [9]

Para equipamentos mais robustos, com cargas da ordem de 15MVA operando a uma transmissão em aproximadamente 50kV, a uma distância entre 60 e 70km da costa podemos explicitar o sistema da figura 7, que nos mostra um arranjo com alta tensão submersa, o que reduz a quantidade e o gasto com cabos submarinos. Para isso já são usados transformadores submarinos, aumentando a complexidade tecnológica.

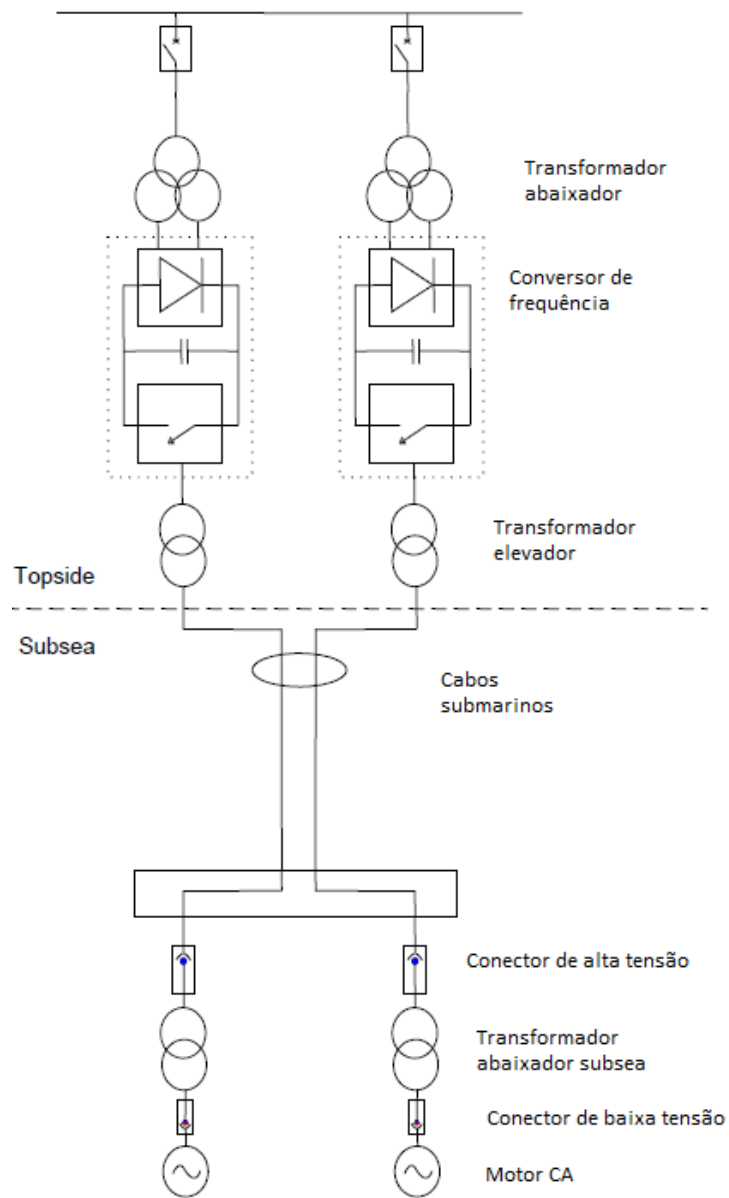


Figura 7 - Arranjo subsea parcial [9]

Finalmente, para grandes distâncias, altas cargas e diversos equipamentos consumidores, podemos apresentar um sistema elétrico de distribuição submarino completo, de acordo com a figura 8, destacando-se seus componentes principais:

- Fonte de energia (Na figura 8, via Unidade Estacionária de Produção – UEP)
- Painéis - Sistema de Distribuição de Energia
- Transformadores
- Cabos Elétricos e Cabos Umbilicais Elétricos
- Conectores e Penetradores
- Disjuntores
- Conversor de Frequência (*Variable Speed Driver - VSD*)
- *Soft Starter*
- Cargas Motrizes

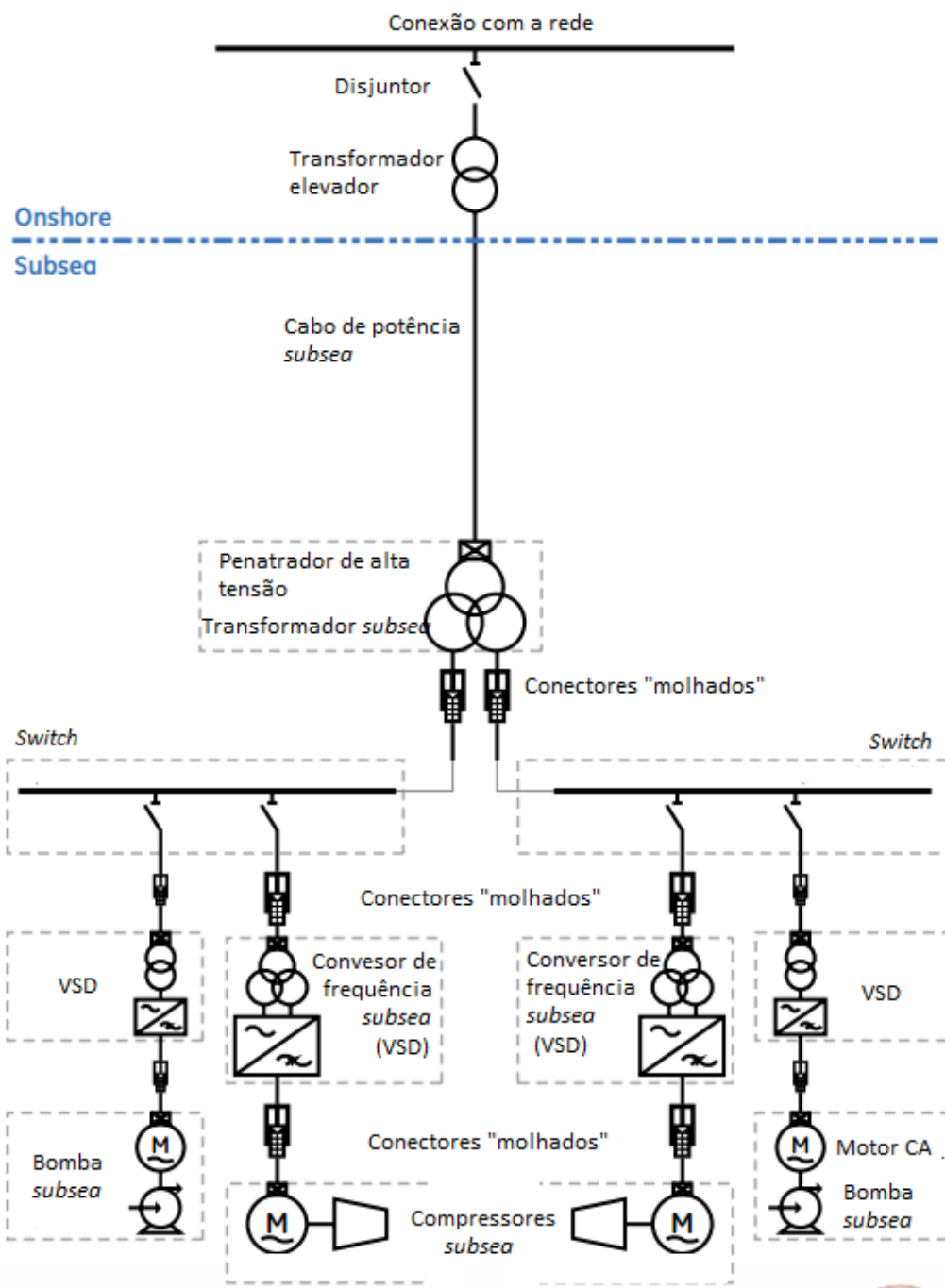


Figura 8 - Arranjo subsea completo [17]

Para o dimensionamento de um sistema submarino os parâmetros abaixo devem ser levados em conta, de acordo com as normas pré dispostas em [10]:

- Tensão no VSD

- Tensão e corrente máximas permitida nos umbilicais (cabos)
- Distorção harmônica *topside*
- Ressonância harmônica no umbilical
- Tensão e corrente máximas ao longo do sistema
- Filosofia de proteção elétrica
- Níveis de curto circuito

4.2. Equipamentos

4.2.1. Geração

4.2.1.1. Arranjos

De forma geral, podemos encontrar sistemas de geração para unidades *offshore* de duas maneiras distintas: *topside* e *tie back*, analisadas em detalhes adiante.

Em primeiro lugar e da forma mais comumente encontrada, de acordo com [7] estas unidades podem ser fixadas no “*topside*” da unidade, ou seja, no deck de uma plataforma fixa ou de um sistema flutuante, que por sua vez servem de apoio ao sistema *subsea* de forma geral, com diversos equipamentos e funções, entre elas o sistema de suprimento energético, do qual saem cabos umbilicais elétricos até o sistema alimentado, [11] e [12]. A figura 9 exemplifica este modelo, com a geração destacada no detalhe.

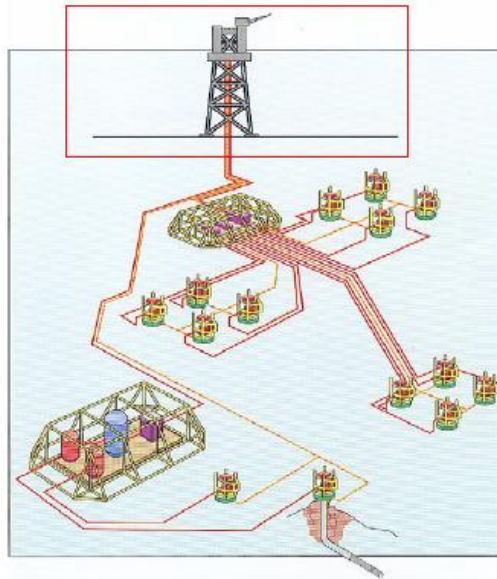


Figura 9 - Sistema de Alimentação 'topside' [7]

Vistos com menos frequência atualmente, mas com grandes perspectivas para o futuro existem os arranjos nos quais o sistema de geração fica posicionado em terra, *onshore*, e a energia gerada é enviada por cabos submarinos de alta potência para as unidades submersas; são os chamados sistemas *tie back*, exemplificados pela figura 10, conforme CAMPBELL [7].

Esses sistemas localizados em terra são a tendência futura para o suprimento *offshore* por conta de alguns fatores que o deixam à frente dos sistemas *topside* convencionais:

- Maior confiabilidade em relação às interrupções.
- Capacidade de atendimento a cargas múltiplas espalhadas pelo leito marinho portanto, atendimento a poços de produção marginais a partir de um sistema de distribuição submarino.
- Possibilidade de redução de emissões de gases efeito estufa, uma vez que a energia gerada em terra pode advir de fontes mais limpas de energia.

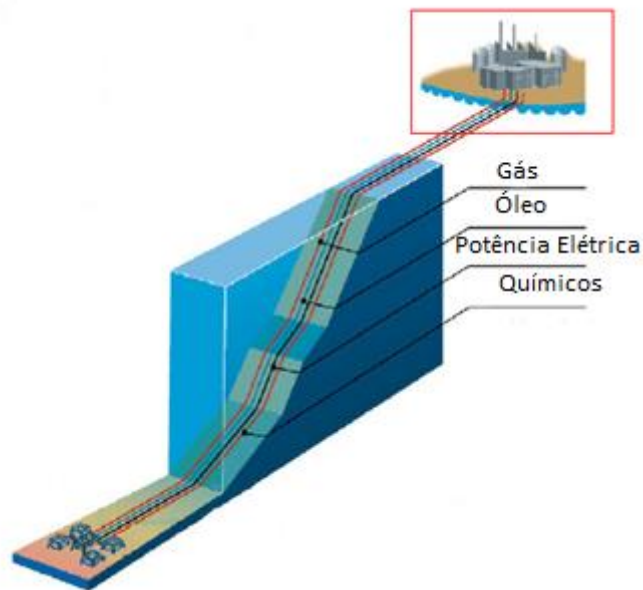


Figura 10 - Sistema de alimentação *tie-back* [7]

O dimensionamento das unidades de geração depende diretamente dos equipamentos que serão servidos, de forma geral os motores.

Estes, obviamente, irão depender da quantidade de petróleo e gás produzidos, sua composição, característica do poço entre outros fatores. A partir de uma estimativa de consumo de energia faz-se uma análise de demanda de carga e estima-se a demanda total. Na seção 4.2.3 serão mostrados equipamentos típicos, bem como suas respectivas faixas de demandas.

4.2.1.2. Geradores

A geração propriamente dita, de forma geral, é feita por turbo máquinas ou moto geradores a diesel, como detalhado a seguir, de acordo com o destino da energia gerada e com a quantidade da mesma. A tensão das unidades pode variar desde 440 V até 13,8 kV, atendendo aos requisitos de projeto. Obviamente, tensões maiores implicam em perdas menores e em custos maiores no que se refere ao cabeamento e suas conexões.

Usualmente, os geradores principais são acionados por turbinas a gás, dada a disponibilidade local desse combustível segundo CASANOVA [13] e o tamanho dessa unidade de geração individual. De acordo com e SHELDRAKE [14], para uma unidade de

geração acima de 1.000 kW é comum utilizar turbinas a gás. Abaixo desse valor ou na falta deste combustível, utiliza-se diesel como alternativa imediata. Esse segundo combustível também irá suprir os sistemas de emergência primários, descritos abaixo.

Com respeito ao primeiro modelo citado, turbinas a gás, podemos destacar duas subcategorias:

- **Turbinas a gás aero derivativas**
- **Turbinas industriais leves**

Nesse trabalho, levaremos à frente somente a discussão sobre o modelo de turbinas a gás aero derivativas, utilizado frequentemente em unidades *offshore*, encontrados num intervalo de potência entre 8 e 25 MW. Seu funcionamento parte do princípio dos motores aeronáuticos, gás aquecido e colocado a altas velocidades, passando para uma turbina de potência que comanda o gerador. O gás passante vai para exaustão e é expelido ou reaproveitado.

As principais vantagens desse sistema são:

- Manutenção rápida e individual, o que facilita reparo e troca em unidades de difícil acesso.
- Alta razão entre potência e peso, fator importante para implementação nos *topsides*.
- Fácil operação
- Utilização de uma área pequena para instalação.

No entanto, podemos também citar alguns contrapontos relevantes em relação a outros arranjos, que pela aplicação em questão e pelos benefícios apresentados, são contornados:

- Custo de manutenção alto
- Gasto de combustível elevado
- Altos custos de reposição

Em termos construtivos há duas formas básicas: de um e dois eixos, sendo o segundo mais utilizado para as turbinas aero derivativas. Nesse modelo, como pode ser observado na figura 11, um dois eixos está ligado à turbina do compressor, de alta pressão e o gerador está ligado ao eixo de outra turbina, de baixa pressão. A primeira turbina acelera, aquece e eleva a pressão do gás, que vai para a segunda turbina, do gerador. Com

esse método, o melhor desempenho termodinâmico é alcançado, uma vez que a alta velocidade de rotação melhora a eficiência do compressor e da turbina.

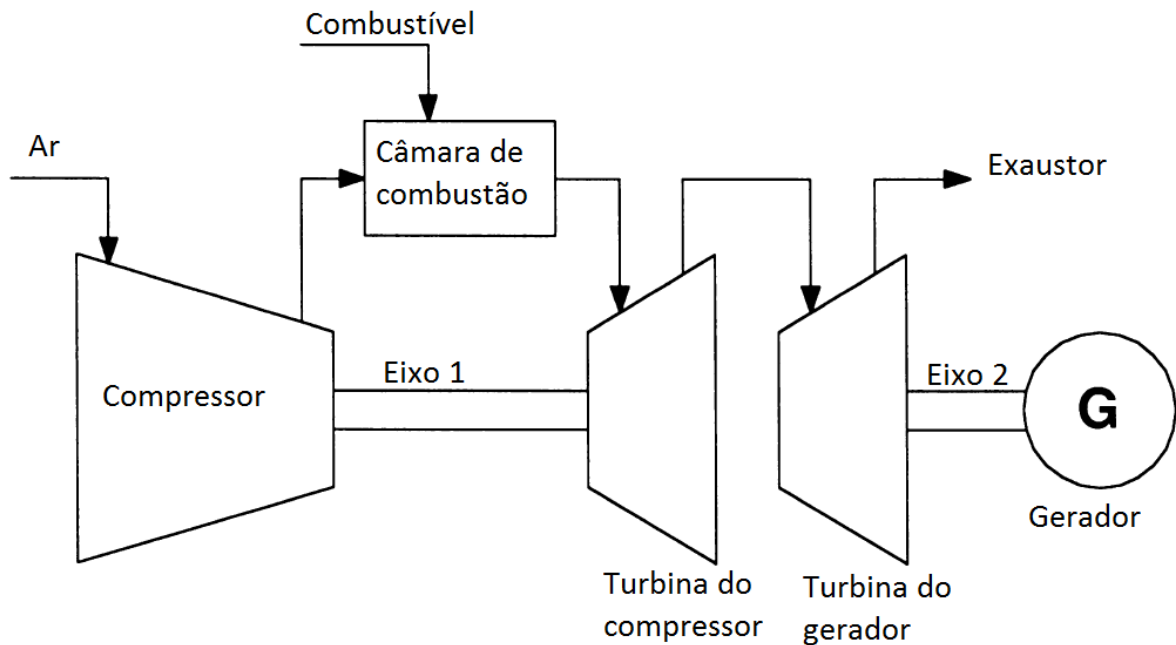


Figura 11 - Turbo gerador aero derivativo de dois eixos [14]

Para o suprimento energético desses geradores podem ser utilizadas diferentes formas de combustível, na forma gasosa ou até mesmo líquida, inicialmente, adequadas às características dos projetos e dos poços em questão:

- Gás de baixo aquecimento
- Gás de alto aquecimento
- Gás natural
- Petróleo cru
- Petróleo residual

Para a partida são utilizados motores CC em geral para aplicações até 20 MW em geradores aero derivativos. Os motores CC requerem bancos de baterias potentes, mas, ainda assim, são mais confiáveis, importantes para sistemas *offshore*.

No que diz respeito à segurança operacional vale lembrar que segundo normas dos “Critérios Gerais para Projeto Básico em Eletricidade” [10], em unidades marítimas de produção que utilizam turbo geradores, devem existir dois meios diferentes e independentes de partida das turbinas. Apresentam-se usualmente partida a ar e compressor a ar de partida dedicada.

Por conta da importância fundamental da energia para a continuidade das operações num sistema de produção, fica clara a necessidade de redundância do sistema de alimentação, de forma que seja comum encontrarmos arranjos múltiplos de 2 – 100 % (resultando num total instalado de 200 % dos valores nominais), 3 – 50 % (o que fornece 150 % dos valores nominais) ou 4 – 33 % (132 % dos valores nominais em capacidade instalada).

Além dos sistemas redundantes, consideram-se também a geração de emergência, dedicada e dimensionada aos equipamentos essenciais para momentos de contingências, ocupação segura, iluminação e possível religamento do sistema. Esse grupo pode ter partida manual ou automática e assume a carga até seu valor nominal em tempo inferior a 45 segundos em caso de falha da geração principal.

Entretanto, há equipamentos que necessitam de fontes ininterruptas e devem funcionar em qualquer caso, ainda que todas as proteções principais atuem. São sistemas de comunicação, luzes de emergência, painéis de navegação, sistemas de incêndio, entre outros.

Para maior segurança, nesse último caso, há ainda o sistema ininterrupto de energia (*Uninterruptible Power Supply* – UPS), alimentado por baterias de reserva e possivelmente equipados com um inversor para aplicações de corrente alternada.

Finalmente, sobre a geração voltada para o suprimento energético dos sistemas *subsea*, podemos destacar sua criticidade e lembrar que ainda não há tecnologia disponível para marinizar esses componentes, fato que ainda pode impedir que alguns campos sejam explorados, uma vez que os custos da geração *tie-back* explicitada acima ainda são muito elevados e requerem um retorno alto em termos produtivos.

4.2.2. Distribuição

4.2.2.1 Painel Elétrico

Convencionalmente, para a distribuição de cargas são utilizados painéis, receptores diretos da geração que repassam a energia conforme escala de valores nominais de tensão para alimentação das cargas. Nos mesmos painéis, figuram também sistemas de controle e proteção do sistema. A figura 12 exemplifica uma unidade (*topside*) desse equipamento.



Figura 12 - Painel de controle [8]

De acordo com BAY *et* BAY [1], as unidades de distribuição de potência geralmente são projetadas com redundância de comunicação e filtros, que por sua vez permitem definições programadas de monitoramento, operação e reconfiguração. Essa unidade também concentra parte da proteção aos equipamentos submersos, contra picos de tensão e flutuações, por exemplo.

É possível que haja duas saídas nas unidades, uma de corrente contínua, (CC) para pequenas cargas referentes aos sistemas de controle, e outra de corrente alternada (CA),

para as cargas de grande porte. Além de fornecer energia às baterias de contingência, a unidade também possui armazenamento próprio para o caso de falha nas gerações principal, secundária e de emergência.

A transmissão do painel para o arranjo submarino é feita através de umbilicais elétricos por meio dos sistemas de distribuição submarinos.

A opção acima descreve um modelo de painel alocado no *topside*. No entanto para algumas aplicações, e cada vez com maior tendência, há o emprego de soluções submarinas completas, nas quais os dispositivos de comando e proteção são integrados aos equipamentos-base, tais como transformadores, conversores de frequência e às próprias cargas.

Essa integração e marinização (submersão) de componentes de controle e proteção resultam, portanto na supressão de painéis físicos separados no *topside*, detalhe importante para os sistemas *subsea*, uma vez que um espaço considerável no *topside* é liberado, diminuindo custos. Essa questão, no entanto deve ser analisada com mais detalhe, pois o custo de investimento em pesquisa e desenvolvimento para um equipamento *subsea* pode não compensar a redução de custo no curto prazo devido à abertura de espaço antes ocupado pelo mesmo. Deve ser feita, portanto, uma análise temporal e um balanço de custo x benefício para o desenvolvimento e aplicação dos equipamentos. Essa discussão será retomada em nossas conclusões.

Outra opção para a implantação dos painéis, no caso de um sistema com muitas cargas, sobre as quais a aplicação de controle individual resultaria em custos elevados, prevê-se a marinização dos painéis por completo, fato que implica na imersão de disjuntores e sistemas de comando em um ambiente isolante, e a conexão destes sistemas através de conectores. Essa aplicação é apenas uma ideia em desenvolvimento, não apresentando ainda aplicação comercial real. Siemens, ABB, e GE (*Convertteam*) estão desenvolvendo protótipos que estão em diferentes fases de desenvolvimento.

4.2.2.2. *Transformador*

Como grande parte das aplicações atuais apresenta configuração em corrente alternada, a alimentação das cargas necessita, antes, de um transformador elevador ou abaixador para adequar a geração à demanda, que inclui compressores, bombas, entre outros.

De uma forma básica para apresentação, pode-se separar o módulo de um transformador submarino em partes distintas: o próprio transformador, o tanque de expansão, os conectores de entrada e saída de cabos para alimentação de cargas, estrutura de proteção, sistemas de guias para instalação e retirada.

Em comparação com outros equipamentos nos quais circuitos eletrônicos, partes móveis e outros detalhes dificultam a marinização, os transformadores, pelo contrário, têm um processo não tão crítico. O ponto delicado para seu desenvolvimento é estabelecido pelos conectores, apresentados adiante.

Em termos construtivos e operacionais podemos destacar ainda, conforme mostrado por [15]:

- Dificuldades de isolamento entre partes elétricas 'vivas' e água
- Resfriamento natural por convecção
- Necessidade de redução da manutenção - alguns fabricantes garantem vida útil de 25 anos sem interferência.

As figuras 13 e 14 apresentam modelos de um transformador da empresa Siemens [16] e a tabela 2, exibe os valores nominais do equipamento destinado a alimentar uma carga motriz.

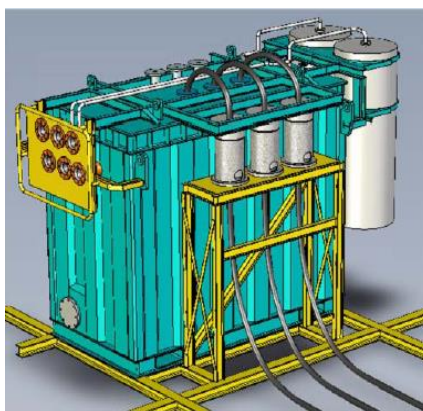


Figura 13 - Modelo transformador Siemens [16]

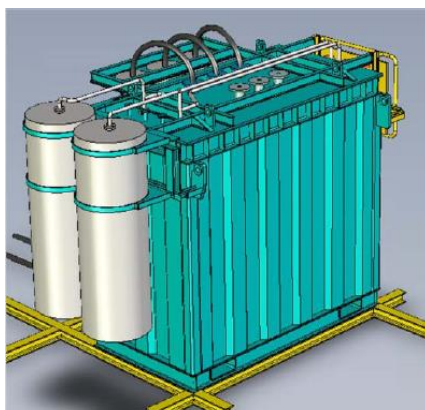


Figura 14 - Modelo transformador Siemens [16]

Tabela 1 - Características Nominais Transformador Siemens [16]

| <i>Siemens Subsea StepDown Transformer</i> | |
|--|---------------------------------|
| Profundidade Limite | 3050 m (10.000 ft) |
| Primário | 22 kV |
| Secundário | 6,6 kV |
| Vida Útil | 30 anos |
| Frequência de Operação | 33-60 Hz |
| Configuração | Delta – Com impedância de terra |
| Temperatura da Água | 4° C |
| Temperatura (Armaz./Transp.) | .-5° a 40° C |
| Tipo de Resfriamento | Circulação Natural |
| Alimentação (Tipo de Fonte) | <i>Topside</i> |
| Carga (Modelo de) | Motórica |
| Potência Máxima de Eixo | 3000 kW |
| THD (<i>Total Harmonic Distortion</i>) | <5% |
| Caixa | Dupla Concha |
| Peso | 23.000 kg (9.600 kg fluido) |
| Peso submerso | 10.100 kg |
| Dimensões | 4500 x 2400 x 2840 [mm] |

A figura 15, mostra o diagrama do interior da caixa de isolamento do transformador.

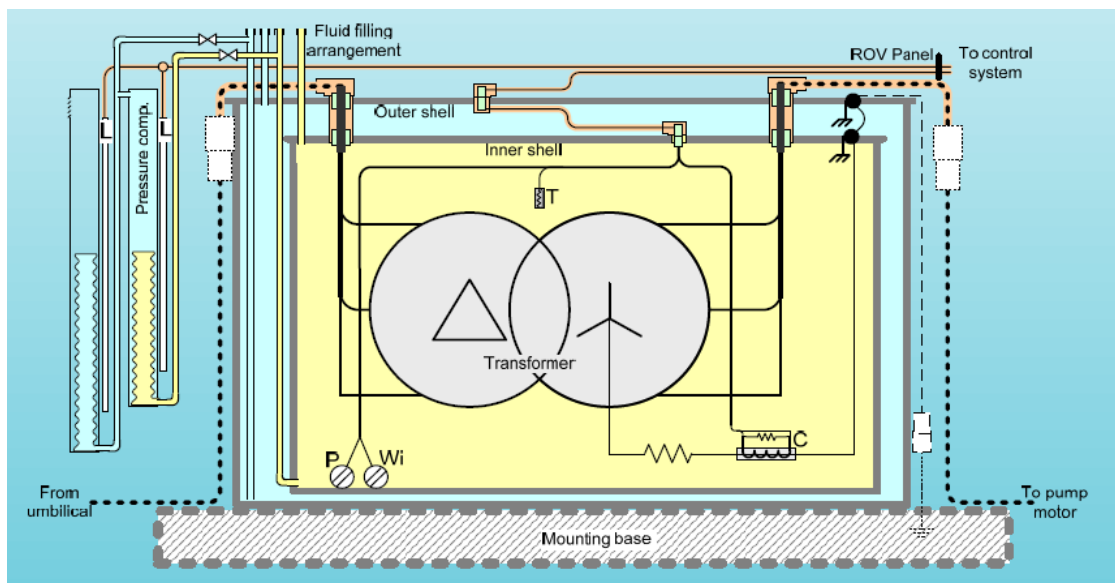


Figura 15 - Componentes do transformador *subsea* Siemens [16]

O que se tem de mais moderno instalado atualmente em transformadores submarinos é produzido pela ABB Transformers, fábrica alocada em Vaasa, Finlândia. O equipamento está instalado na costa norueguesa, no campo de gás de Asgard e possui os seguintes valores nominais:

- 15 MVA
- 50 kV / 6,6 kV
- Profundidade de operação: 3 km
- Peso: 30 toneladas

Sua aplicação fica por conta de compressores e bombas, que aumentam a vida útil de um poço, reinjetando, respectivamente, gás e água para que ele continue por mais tempo com pressão adequada e, portanto, permitindo extração de óleo mais duradoura, rentabilizando mais ainda o investimento em Asgard. A energia que chega ao transformador por cabos umbilicais elétricos provém da costa, a 50 km de distância, onde é gerada em tensões de 13 kV e elevada para 50 kV. A figura 16 nos mostra a imagem desse equipamento:



**Figura 16 - Transformador ABB 15MVA
50kV/6,6kV [6]**

Há um equipamento em fase de teste, desenvolvido pelo mesmo fabricante, ABB, para ser instalado no campo de produção de gás de Ormen Lange, em Nyhamna, Noruega, segundo divulgação da própria ABB. Este transformador, de maior capacidade, apresenta valores nominais de 20 MVA, 132 /22.5 kV; sua operação está prevista para 2014.

4.2.2.3. Cabos e Umbilicais Submarinos

Figurando entre os equipamentos fundamentais de um sistema de potência, os cabos utilizados nos sistemas submarinos, também chamados umbilicais de potência ou somente umbilicais. Levam a energia elétrica desde a geração até os equipamentos no leito marinho.

Além de transmitir potência elétrica, estes cabos de alto valor agregado e de complexa instalação, podem possuir mangueiras hidráulicas para sistemas de controle, cabos elétricos ou fibra óptica para o controle e recepção de sinais, cabos elétricos para a alimentação de pequenas cargas. Em alguns casos pode ocorrer o uso de transmissão de sinais de dados através de altas frequências nos cabos elétricos de potência.

Falando especificamente sobre cabos de potência, podemos ressaltar que sua evolução permitirá o rompimento de uma barreira encontrada até hoje na exploração submarina. Transmitir potência de sistemas de geração *onshore* para sistemas *offshore* permitirá

topsides menores, redução de emissões de CO₂ e de custos em geral. Com sistemas de transmissão submersos, um possível número maior de poços pode ser perfurado e pode haver mais pontos de bombeamento energeticamente supridos.

Os cabos de potência podem transmitir potência:

- Do continente para um arranjo *subsea*;
- Entre plataformas;
- Entre equipamentos *subsea*;
- Entre diferentes poços de um mesmo campo.
- Entre unidades flutuantes e plataformas fixas

Apresentam-se dois tipos de cabos de potência submarinos, 'secos', com conexões feitas na superfície e depois submersos, e 'molhados', os que apresentam custo maior de fabricação, mas permitem manutenção e acoplamento submerso. A figura 17 ilustra um cabo de potência trifásico.



Figura 17 - Seção do cabo de potência [29]

Já os umbilicais são equipamentos ainda mais sofisticados, que por sua vez podem apresentar além da transmissão de potência, cabos para controle hidráulico e transmissão de sinais via fibra óptica, possibilitando assim o controle de equipamentos a partir das unidades no *topside*.

Na maioria dos casos, tanto os cabos de potência quanto os umbilicais são feitos sob encomenda, levando-se em conta a especificidade de cada caso, o que pode envolver, entre outros fatores, riscos ambientais, localização, tipo de plataforma utilizada, método de instalação (bobina ou carrossel), modo e local de instalação, se o cabo será estático (apoiado ou enterrado em solo marinho) ou se será dinâmico (sujeito às forças de correntezas e movimentos que ocorrem entre vãos e entre o solo marinho e a unidade de produção).

A figura 18 é um exemplo de um umbilical e apresenta:

- Três cabos condutores de alta tensão em corrente alternada
- Cabos elétricos para cargas de pequenas potências
- Cabos de fibra óptica para comunicação e controle
- Linhas hidráulicas para controle
- Tubos de preenchimento

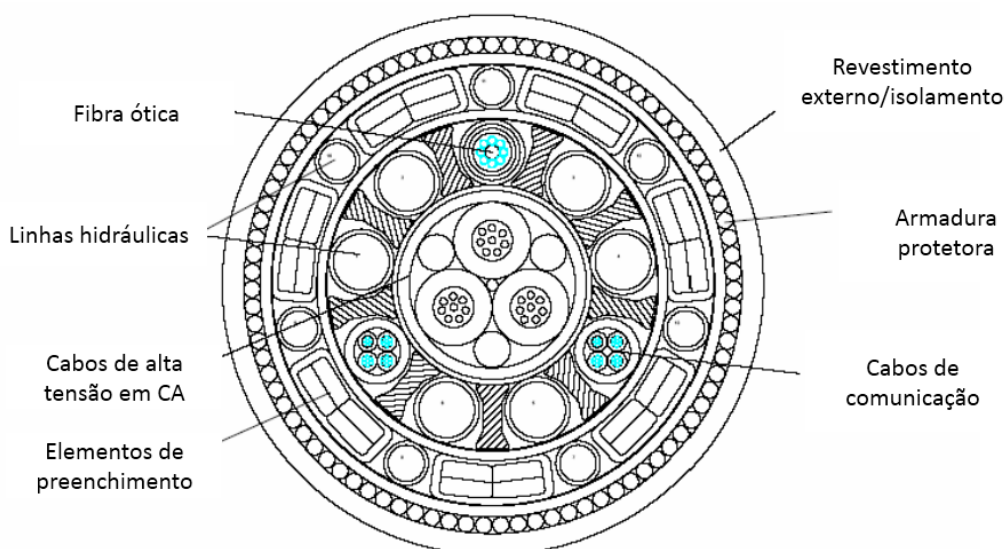


Figura 18 - Cabo umbilical elétrico ABB Framo [30]

O estado da arte em cabos elétricos submarinos de acordo com os fabricantes, encontra-se em fase de instalação no Mar de Barents, no Oceano Glacial Ártico; ligará a plataforma de produção flutuante de Goliat à rede norueguesa de energia, através de 106 km de cabeamento estilo *tieback*. De acordo com a publicação do fabricante, estima-se que com essa conexão haverá uma redução de 50% das emissões de gases de efeito estufa

emitidos pela plataforma na geração de energia, caso operasse com turbinas a gás, uma vez que grande parte da energia direcionada será proveniente de fontes hídricas. Esse tipo de alimentação é mais confiável e economicamente compensatório no longo prazo, pois o gás que seria usado nas turbinas poderá ser vendido, não requererá armazenamento, fato que acarreta em menor custo de manutenção.

O cabo de 123 kV e capacidade de 75 MW, de alma de cobre, operando em corrente alternada, é o mais longo e com maior capacidade já entregue a uma instalação *subsea* e além de energia, o cabo também faz parte do sistema de comunicação, controle e supervisão remota do campo. Sua completa instalação está prevista para o primeiro semestre de 2013, quando se prevê o início das operações da plataforma.

As principais características da linha de cabos submarinos de alta tensão são:

- Redução de perdas elétricas
- Resistência a óleo, solventes e abrasão
- Resistência a altas tensões mecânicas

Um grande desafio é a seção dinâmica (flexível) do cabo, situada numa coluna de água entre a plataforma e o fundo do mar, e que estará sujeita a cargas flutuantes de correntes oceânicas, ondas, e do movimento da plataforma. A seção do cabo terá cerca de 1,5 a 2,5 km de comprimento, e com um peso de cerca de 90 kg/m, somará um peso total de cerca de 150 toneladas. [17]

4.2.2.4. Conectores e Penetradores

Equipamentos extremamente delicados e complexos, os conectores e penetradores figuram entre os de mais difícil desenvolvimento para os sistemas *subsea*. A maior barreira é o isolamento da água e conexões 'vivas', jargão utilizado para designar as partes eletricamente carregadas, acompanhada pelos altos esforços devido ao ambiente de funcionamento desses equipamentos e às adversidades enfrentadas, tendo que ser, ao mesmo tempo, extremamente resistentes e flexíveis.

Primeiramente tratando dos conectores, estes podem ser 'secos', ou seja, ter sua conexão feita na superfície e somente após isso podem ser levados ao leito marinho; ou molhados, que por sua vez permitem conexões dentro d'água.

Mais simples, os conectores secos são mais baratos no curto prazo, mas caso haja problemas, o custo de manutenção será maior, uma vez que o sistema terá que ser desligado por mais tempo e retirado da água e reparado. Já os conectores molhados têm um custo de desenvolvimento mais elevado, mas por outro lado, permitem manutenção no próprio leito marinho.

Um exemplo largamente utilizado no mercado atual, pela sua alta confiabilidade é o modelo Burton 5500 da fabricante Cooper Interconnect. O modelo 'seco' que suporta pressões de até 10.000 psi apresenta selamento especial na área do *plug*, de onde vem a energia e do receptor. Os contatos têm conexão crimpada e não soldada, a fim de possibilitar maior flexibilidade. Durante confecção, ele é moldado sob altas pressões e temperaturas, o que o veda completamente contra entrada de água. Um leque de conexões diferentes pode ser encomendado ao fabricante, de acordo com a necessidade do projeto e seus limites de tensão podem variar de 600 V a 3 kV. Atualmente existem desenvolvimentos com conectores cujos limites ultrapassam 30 kV, como o modelo da ABB-MECOM. A figura 19 mostra esse modelo explicitando seus componentes.

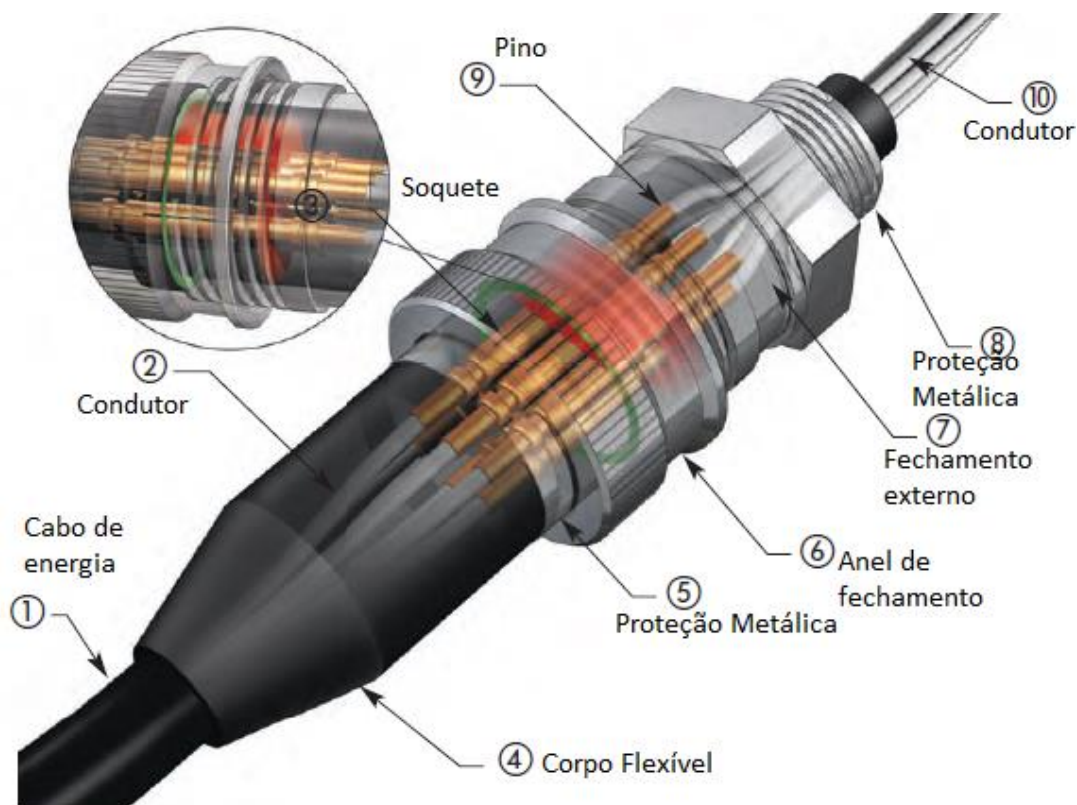


Figura 19 - Conector ABB Mecon [6]

Os penetradores atuam nos equipamentos por ele acionados eletricamente. Sua montagem consiste no suporte para os cabos, uma proteção que sela e veda contra água, sistema compensador de pressão e a terminação do condutor.

Atualmente, uma grande barreira em relação a esses equipamentos é a tensão, ainda abaixo da tensão permitida pelos cabos, por exemplo, o que acaba por criar um gargalo no desenvolvimento do sistema como um todo.

4.2.3. Cargas

Apesar de mostrado nesse trabalho após todos os outros equipamentos, por uma opção de sequenciamento 'geração→carga', a carga é uma das primeiras questões levadas em conta na parte inicial do projeto de sistema de potência submarino. Somente após a estimativa de carga pode-se pensar em outros equipamentos, que por sua vez atenderão esse consumo e por isso se adaptam a ele. Os principais equipamentos que consomem energia numa unidade desse tipo são as bombas e compressores com potência na faixa de 1 a 15 MW, os controladores e atuadores elétricos, com potências de alguns KW e, em alguns casos, sistemas de aquecimento elétrico para dutos, com potências de 1 a 10 MW.

Praticamente quase todas as cargas *subsea*, sejam bombas de produção, injeção ou compressores, possuem a necessidade de acionamento através de conversores de frequência e por isso para fins de organização trataremos, nesse trabalho, desses dois estágios (adequação e atendimento à carga) separadamente, primeiramente tratando dos VSD`s.

4.2.3.1. Conversores de Frequência (VSD)

Imprescindível para o correto atendimento à carga, a função desse equipamento é acionar cargas que necessitem de controle de partida e de velocidade. Variar a frequência de um motor de indução é o melhor método para o controle de sua velocidade, como podemos analisar pelas equações a seguir, portanto esse equipamento é a melhor opção para aumentar o rendimento dos equipamentos necessários para a exploração.

$$N_s = \frac{60 \cdot f}{p}$$

$$N_r = \frac{60 \cdot f \cdot (1 - s)}{p}$$

Onde:

f = frequência do campo magnético girante produzido pelo estator [Hz]

p = número de pares de polos

N_s = velocidade síncrona [rpm]

s = escorregamento relativo

N_r = velocidade do rotor

A velocidade do rotor está relacionada à frequência da fonte de alimentação do mesmo, ao número de polos e ao escorregamento relativo. Sendo as últimas duas opções características inerentes à construção do motor, deduzimos que a melhor forma de controlar a velocidade é, portanto através da frequência.

O conversor de frequência é, portanto, um arranjo de equipamentos que gera tensão e frequência CA ajustáveis a partir de uma fonte da rede, a fim de controlar a velocidade de motores de indução trifásicos.

Os benefícios mais considerados de sua aplicação são:

- Economia de energia
- Maior controle sobre a operação e maior performance dos motores
- Mais confiabilidade do sistema, menos custo com manutenção de equipamentos

Em sua composição mais simples apresentam-se de acordo com SILVA *et* CHIESSE [18]:

- Retificador: converte CA da rede em CC
- Inversor: converte CC em CA variável

- Barramento intermediário com filtros e dispositivos de medida de tensão e corrente

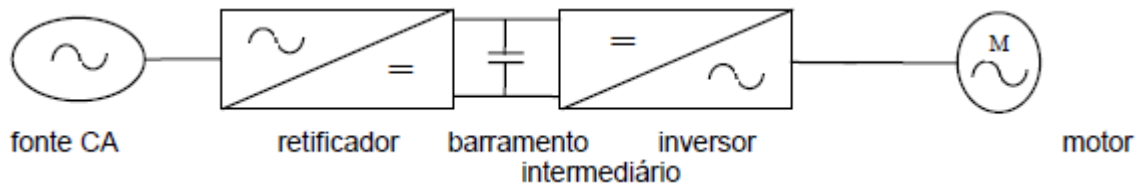


Figura 20 - Unifilar conversor de frequência [18]

Para aplicações submarinas, algumas adaptações devem ser consideradas no projeto, aumentando a complexidade desse equipamento. Os módulos independentes são formados por conectores e penetradores, disjuntores de proteção, transformador do conversor, retificadores, elos de corrente contínua, inversores, filtro senoidal e sistemas de controle primário e redundante. Diversos fabricantes já iniciaram a busca pelo aperfeiçoamento dos VSD submarinos, que apresentam as seguintes características de operação:

- Potência: [250 kW, >15 MW]
- Tensão Entrada/Saída: [2,3 kV/6 kV]
- Profundidade: >2.000 m

Um exemplo já testado e aprovado de um VSD submarino é o modelo utilizado pelo *SEPDISTM* (*Subsea Electrical Power Distribution System*), formado por um conjunto de fabricantes do setor. O módulo apresenta os seguintes equipamentos em sua construção conforme mostra o documento [19] - figura 21.

- Conectores e penetradores de distribuição
- Disjuntor de proteção
- Transformador em tanque óleo-isolado (compensa pressão e resfria simultaneamente)
- Conversor de frequência
- Sistema de resfriamento passivo (não necessita de bombas ou ventiladores)
- Compensador de pressão a óleo
- Sistema de controle
- Instrumentação para deslocamento
- Suprimento energético dedicado (para ser energizado antes da ligação de altatensão)

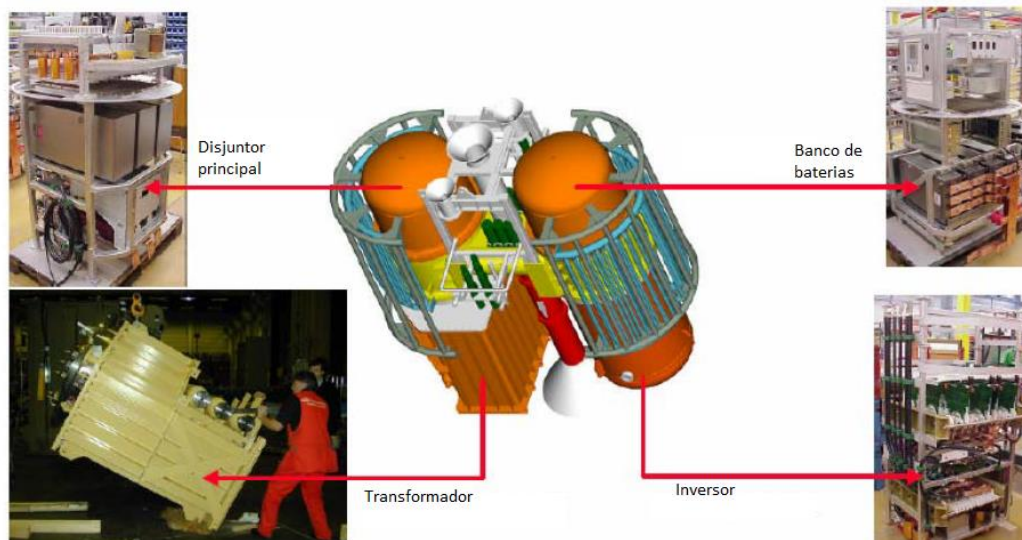


Figura 21 - Módulo VSD submarino projeto SEPDIS [20]

4.2.3.2. *Motrizes*

Para fins de amostragem, podemos tomar como referência a tabela 2 abaixo [7], que mostra a faixa de potência de alguns equipamentos em questão:

Tabela 2 - Potência de Equipamentos

| Sistemas de 10 kVA até > 100 MVA | |
|----------------------------------|------------|
| Equipamento | Potência |
| Bombas | 1 - 2,5 MW |
| Compressores | 10 - 20 MW |
| Controle (se houver motor) | 20 - 50 KW |

Para cada instalação, vale lembrar que diversos equipamentos desse tipo serão implementados no leito marinho e, portanto a carga vai aumentando à medida que os níveis de produção crescem, com a quantidade de poços perfurados.

É importante para o dimensionamento do sistema elétrico da unidade, que compreende o *topside* e os equipamentos *subsea*, analisar o tipo de carga atendida e, para isso, três categorias básicas são definidas. De acordo com BAY et BAY [8], para a classificação *topside* são elas:

- Vital: a perda desses equipamentos prejudicará atividades de segurança de pessoal e causará sérios danos ao navio/plataforma.
- Essencial: a perda desses equipamentos prejudicará a continuidade da produção.
- Não essencial: a perda não afetará nem segurança nem produção.

Para cada categoria supracitada, há uma nova subdivisão, referente à continuidade de serviço. Nesta classificação estão compreendidos os equipamentos *subsea*:

- Contínuo: cargas que permanecem operantes independentemente da produção, como por exemplo:
 - Sistemas de comunicação submarinos
 - Sistema de sensoriamento
- Intermitente: essas cargas dependem diretamente da operação e da produção. São alguns exemplos:
 - Atuação de válvulas de controle hidráulico
 - Compressores
 - Sistemas de separação multifásica
- *Stand by*: cargas eventualmente acionadas, dependendo dos requisitos de cada campo. A frequência de utilização que distingue esse tipo de serviço das cargas intermitentes é relativa. Essas podem ser:
 - Cargas para manutenção
 - Suprimento para ROV (*Remote Operated Vehicle*) de inspeção

A seguir, para uma simulação de dimensionamento, consideraremos: C – Contínuo, I – Intermitente e S – *Stand by*. Como cada painel de controle separadamente atenderá todos os tipos de carga, tomaremos C_s , I_s e S_s , isto é, o somatório de cada tipo acima para todos os painéis de controle. Ainda seguindo BAY *et* BAY [8] usaremos D para representar o fator de diversidade de cada elemento num painel específico. Então a carga total dele será:

$$CTP = \sum_{k=0}^n (D_k \cdot C_s + D_i \cdot I_s) kW$$

$$CTPP = \sum_{k=0}^n (Dc \cdot Cs + Di \cdot Is + Ds \cdot Ss) kW$$

Onde:

CTP = Carga Total da Planta

CTPP = Carga Total de Pico da Planta

Além dessa explanação sobre o desenvolvimento do dimensionamento de cargas, neste trabalho vamos considerar e detalhar as duas cargas motrizes mais expressivas no que se refere à potência necessária e energia consumida: as bombas e os compressores. Mais uma vez, para o desenvolvimento desses equipamentos e sua utilização no leito marinho, deve-se pensar em alta pressão externa, isolamento e refrigeração.

Compressores

Este tipo de carga é fundamental principalmente para campos mais antigos, pois auxilia no aumento da recuperabilidade (capacidade de produção do poço) dos mesmos, mas também é usado em campos novos para maximizar a produção e para aumentar as distâncias possíveis de transporte do produto da exploração via dutos.

A compressão *subsea* proporciona benefícios à produtividade do sistema uma vez que reduz o tamanho da instalação diminuindo a área antes necessária no *topside*, facilitando a exploração de poços antes não avaliados como economicamente viáveis (>500 m de profundidade ou marginais), aumentando a performance do fluxo da exploração até as plantas de tratamento e acaba antecipando a receita, tornando o poço mais economicamente viável.

A compressão submarina é relativamente nova, sendo aplicada a alguns campos mais antigos com o intuito de aumentar sua recuperabilidade. A tecnologia de ponta apresentada nesse escopo é parte de um projeto da GE Oil & Gas, que desenvolveu o módulo Blue-C [21], ainda em fase de qualificação e teste, um arranjo de motor elétrico e compressor centrífugo acoplados num só equipamento submersível de orientação vertical, como mostrado na figura abaixo. Suas principais características são: selamento para suportar altas pressões e temperaturas, motor elétrico a gás e até 15MW, sistema de separação

difusa e remoção de partículas para compressão de gás molhado e uma cobertura de aço para proteção externa de algumas partes da estrutura.

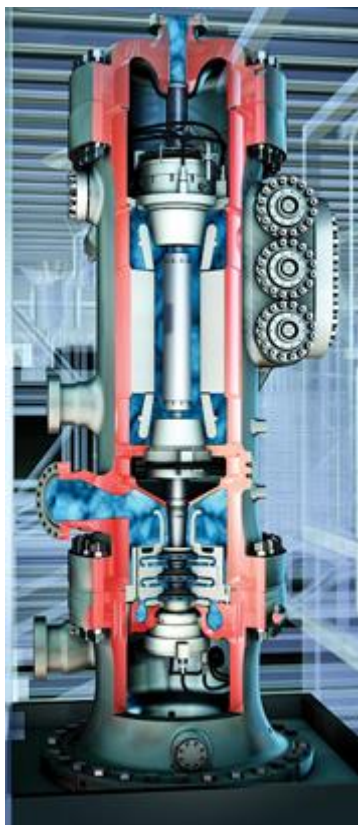


Figura 22 - Compressor subsea Blue-C [15]

Bombas

Esses equipamentos são utilizados no bombeamento/reinjeção de água e outros líquidos, bem como equipamentos auxiliares nas separações que podem incluir separação gás-líquido, óleo-água e multifásica.

Na separação gás-líquido, a fase líquida é normalmente bombeada para as instalações na superfície, o que permite maior eficiência de bombeamento do produto final e diminuir riscos de garantia de fluxo. A parte gasosa flui naturalmente para a superfície. A separação

é importante para garantir, portanto, a fluidez de escoamento, a continuidade da exploração - uma vez que a pressão de retorno nos reservatórios é reduzida - sobretudo para poços de produção de petróleo pesado e viscoso e com baixa pressão. Na separação líquido-líquido a água é em geral bombeada ou para um reservatório específico ou para reinjeção no poço, a fim de garantir a equalização de pressão.

A separação efetuada no leito marinho aponta algumas vantagens tais como:

- Viabilidade de reservatórios antes não explorados
- Aceleração da produção
- Prolongamento da vida econômica do campo
- Redução dos custos por manter água no leito marinho em vez de efetuar separação no *topside*
- Mitigação do impacto ambiental
- Garantia de fluxo de produção
- Redução do espaço utilizado no *topside*.

O estado da arte do bombeamento *subsea* fica por conta da fabricante FMC Technologies, que apresenta as mais completas soluções em bombas submarinas, bem como sistemas complexos de separação submarina dos quais podemos explicitar: Campo de Perdido, operado pela Shell no Golfo do México; Pazflor, operado pela Total, no Mar do Norte; e Campo das Conchas, operado pela Shell na Bacia de Campos. Os três exemplos supracitados referem-se a separação gás-líquido. Também podemos destacar suas tecnologias de separação líquido-líquido em Tordis, Noruega, da Statoil e Marlim, operado pela brasileira Petrobras, onde a água separada do óleo é reinjetada no poço aumentando sua recuperabilidade; em ambos os casos a produção fica mais leve reduzindo, assim, o peso da coluna de fluido e a pressão de retorno no poço e no reservatório.

Exemplificando a bomba submarina em questão podemos citar o modelo helico-axial de 3,2 MW e 5.000 psi que opera segundo rotor dinâmico formado por diversos estágios de rotores em lâminas e palhetas, no qual a compressão do fluido é obtida através da transferência de energia cinética dos rotores para as palhetas difusoras. É sustentada por um motor de ímã permanente com velocidade, potência e eficiência superiores a uma máquina de indução equivalente [22].



Figura 23 - Bomba subsea FMC Technologies [22]

Ainda a respeito do bombeamento, podemos citar a tecnologia de separação exemplificada pelo desenvolvimento da FMC Technologies, no Campo de Marlim, Bacia de Campos, Brasil, com operação iniciada em 1991 e portanto já necessitando de soluções mais finas que propiciem a continuidade da produção.

Para isso, ao invés de aumentar sua capacidade de separação na superfície, recebeu o primeiro separador submarino do mundo para óleo pesado, instalado a uma profundidade de 900 metros, que inclui ainda o sistema de reinjeção da água retirada para manter a pressão do campo maduro. A separação submarina nesse caso ainda ajuda a aumentar a produção reduzindo custos uma vez que reduz a quantidade de equipamentos a bordo do FPSO [22].

5. Sistema Real em escala reduzida – Ormen Lange

5.1. O Projeto

Considerado como o maior projeto individual de óleo e gás já conduzido no território norueguês, o campo de gás de Ormen Lange, segundo maior da Noruega, nos apresenta grande parte do que há de mais moderno em tecnologia *subsea* no mundo [23].



Figura 24 - Localização de Ormen Lange [23]

O campo está localizado no bloco 6305/4.5 7 e 8, a 120 quilômetros a noroeste de More Coast, na Noruega, como mostrado na figura 24. Seu primeiro plano de desenvolvimento foi submetido às autoridades norueguesas em 2003 e sua operação teve início em dezembro de 2007. Para se ter uma ideia do tamanho do empreendimento, o campo de gás e condensados envolve uma área de aproximadamente 400 km² a uma profundidade inicial de 800-1100 metros abaixo da lâmina d'água (o campo em si chega a mais de 3000 metros). Atualmente, sua produção chega a 70 milhões de metros cúbicos diários (com potencial recuperável de 397 bilhões de metros cúbicos) e sua operação é dividida da seguinte forma:

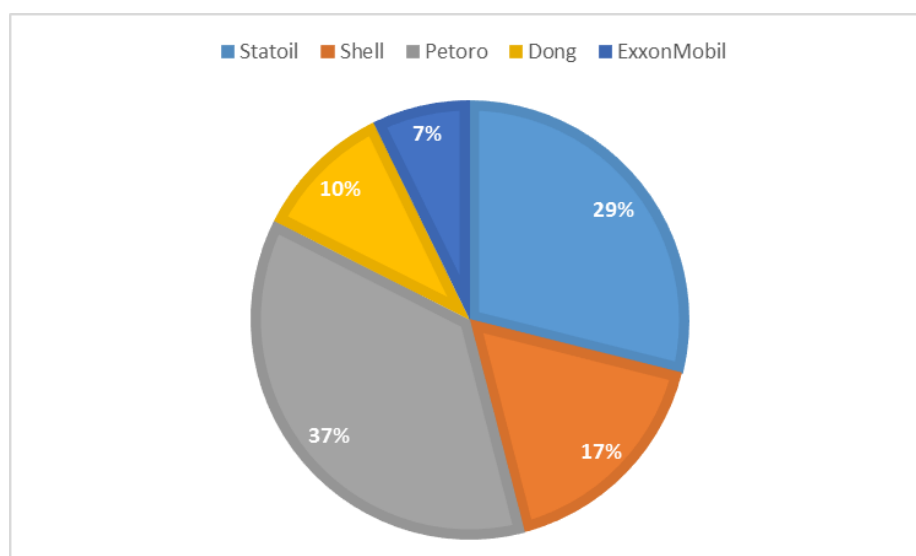


Figura 25 - Divisão operacional Ormen Lange [23]

O campo de Ormen Lange pode ser reconhecido como o estado da arte em tecnologia *subsea* integrada. Numa estrutura de testes ativa em pequena escala em relação à capacidade de produção total, nenhum equipamento do ativo pode ser visto da superfície; todos estão a profundidades maiores que 800 metros, como observado no modelo abaixo:

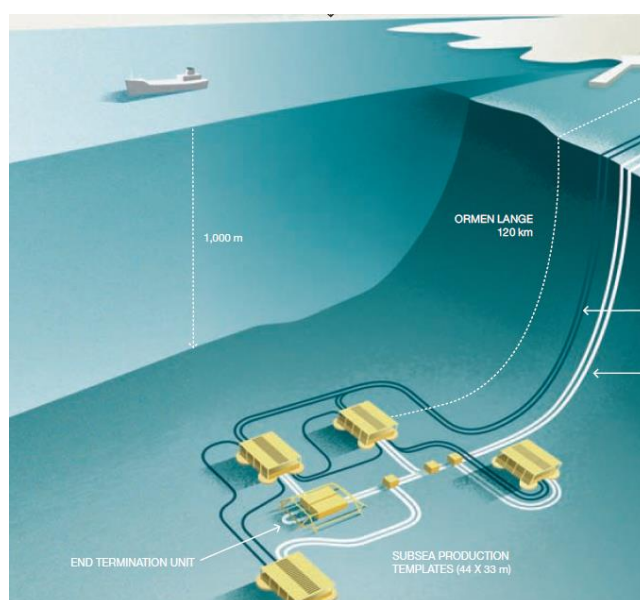


Figura 26 - Modelo das instalações de Ormen Lange [23]

Sua exploração é completamente submarina e o tratamento do gás é feito em uma unidade em Aukra, de onde é exportado por duto de 1200 km até o centro de recepção em Easinton, no Reino Unido, via *pipelines* submersos. As condições para o seu desenvolvimento foram extremamente desafiadoras, pois foi preciso enfrentar todas as condições adversas apresentadas pelo Mar da Noruega, tais como temperaturas abaixo de zero, condições extremas de ondas e baixíssimas temperaturas no leito marinho.

5.2. Principais Equipamentos

Obviamente, o desenvolvimento do campo de Ormen Lange proporcionou desafios tecnológicos para todas as áreas envolvidas no *upstream* da cadeia de óleo e gás. Neste trabalho, daremos preferência à exposição de soluções em equipamentos do escopo elétrico do ativo.

Como vimos, os equipamentos ligados ao consumo de energia na unidade podem ser divididos em quatro categorias:

- Bombas e compressores (alta tensão)
- Sistema de controle e distribuição / *switchgear* (baixa tensão)
- Atuadores elétricos (baixa tensão)
- Sistema de aquecimento elétrico de dutos (média tensão)

Podemos destacar em Ormen Lange o sistema de compressão, desenvolvido especialmente para o projeto, que engloba em sua construção uma gama de outros equipamentos elétricos, tais como transformadores, *switchgear*, VSD, conectores e penetradores.

A energia que supre os equipamentos vem da costa, num modelo *tieback* de geração. Cabos submarinos de 132 kV em CA chegam do terminal de Nyhamna, depois de saírem da rede norueguesa de energia.

Ao chegar ao arranjo, a tensão CA de 132 kV é baixada por transformadores submarinos (alocados no *switchgear*), para 22 kV, tensão apropriada para o consumo das principais unidades de compressão, atendidas por duas linhas separadas, que chegam aos módulos de disjuntores, e que ainda subdividem-se em 4 linhas dedicadas, contendo transformadores e disjuntores de alta e média tensão.

O módulo do VSD que controla a velocidade dos motores dos compressores, recebe alta tensão e consiste em:

- Transformador de 4 enrolamentos
- Sistema de filtros, num total de 24,6 Mvar
- Conversor de frequência por pulsos
- Motores síncronos de 12,5 MW

A figura 27 explicita cada parte do equipamento [24], que como um todo apresenta eficiência de 96,5%:

1. Suprimento em 132 kV, 50 Hz
2. Disjuntor principal
3. Transformador de 4 enrolamentos (132 kV / 7,65 kV / 7,65 kV / 11 kV - fonte primária / retificador / retificador / filtros)
4. Conversor (retificador a tiristores, reator CC, inversor a tiristores, excitação e controle)
5. Motor síncrono de 2 polos
6. Sistemas de filtros

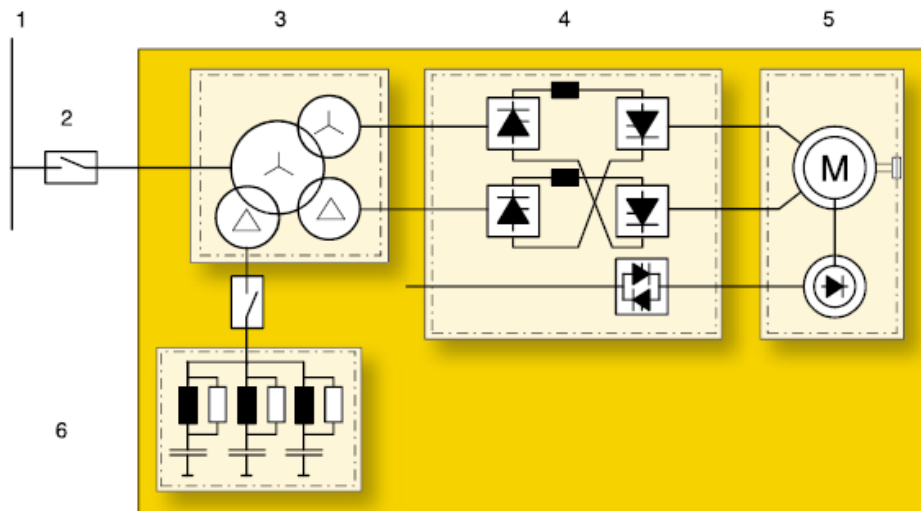


Figura 27 - Esquemático do módulo Mega Drive-LCI VSD, ABB [24]

O sistema de compressão completo é formado por 4 unidades de 12,5 MW. A partir dos VSD's (conversores de frequência de 14 MVA), a energia é passada aos motores dos compressores a uma tensão de 6,6 kV.

O produto da exploração passa por um separador gás-líquido, de onde o gás vai para um compressor, enquanto o líquido passa para um sistema de bombeamento, ambos acionados por motores elétricos de alta velocidade.

Também no mesmo arranjo, há uma unidade de suprimento ininterrupto (*UPS*) para acionamento de controles e proteções, caso haja falha na transmissão da energia vinda da costa. A energia chega e essa unidade por disjuntores de baixa tensão que também deixam passar energia para sistemas de controle e atuadores em baixa tensão. Todos esses sistemas de *backup* apresentam instalações redundantes de segurança.

Todo o arranjo é modular, para que em caso de falha de algum equipamento, este possa ser removido e substituído individualmente. Para que isso seja possível, todos os conectores e penetradores dos equipamentos são 'molhados', o que facilita a manutenção, como abodado neste trabalho. Já os penetradores dos cabos de potência nos painéis e transformadores são secos.

5.3. Estágio atual e perspectivas

O campo de Ormen Lange vem crescendo continuamente e sua produção chega atualmente aos 70 milhões de metros cúbicos diários. As perspectivas são de continuidade e estima-se originalmente uma reserva recuperável de 300 bilhões de metros cúbicos, um total que, dada a depleção e a descontinuidade de crescimento no longo prazo, possa garantir a exploração por 40 anos consecutivos. Os investimentos somados chegam a aproximadamente 20 bilhões de dólares.

Tecnologicamente, Ormen Lange continua sendo um desafio, pela grande distância da costa e alta carga requisitada. O gráfico 28 detalha essa perspectiva "distância x carga" ao longo do tempo, comparando diversos projetos em execução e suas perspectivas.

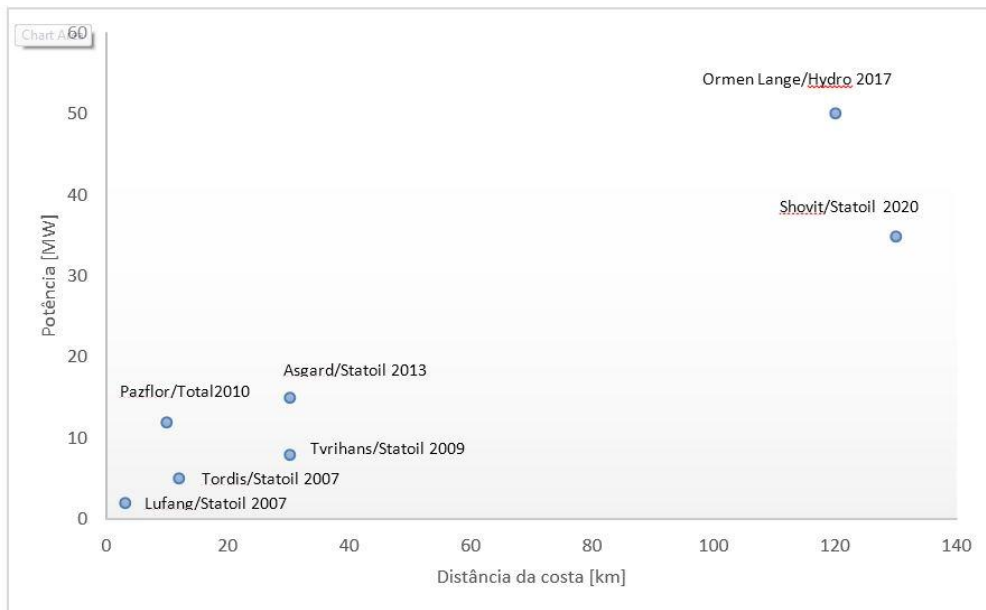


Figura 28 - Gráfico distância x Potência para projetos em execução [23]

A submersão de equipamentos tidos como gargalos de sistema atualmente, tais como conectores e penetradores, é um detalhe importante que pode fazer diferença para o desenvolvimento de novos campos como Ormen Lange, como veremos na próxima seção sobre os desafios para o futuro dos sistemas elétricos desse porte.

6. O Futuro dos Sistemas de Potência Submarinos

A cada dia, mais difícil se torna a exploração e a produção do petróleo e do gás natural. Campos mais distantes, mais profundos e sob condições mais adversas são fatores práticos que dificultam o caminho até o energético mais disputado do planeta. Mas novas tecnologias estão sendo criadas dia após dia e os sistemas de potência submarinos continuam a evoluir de forma segura e eficiente a fim de acompanhar a indústria.

6.1. Desafios e soluções

Grande parte dos desafios referentes ao assunto em questão diz respeito à barreira da profundidade e da distância da costa, e esses fatores implicam na dificuldade de instalação e manutenção do sistema. Longos *tiebacks* não só implicam em dificuldade de alimentação da carga, o que faz crescer a expectativa por novas soluções para a distribuição de energia submarina, mas também apresentam dificuldades no transporte do produto da exploração até a central de tratamento. O leito marinho apresenta relevo diversificado, gradientes de temperatura e outros fatores que influenciam no transporte do material, que pode se separar por fatores físico-químicos, por exemplo. O processamento *subsea* atua nessa dificuldade, uma vez que o escoamento é facilitado após o tratamento, pois o produto final, óleo puro, é mais simples de ser transportado do que o produto bruto, uma mistura de óleo, água e areia.

Esse sistema apresenta mais um desafio para a produção no médio e longo prazos, depois de findadas as primeiras instalações. Ao longo do tempo, características como pressão, composição e fluidez modificam-se e, portanto requerem interferências de projeto. Campos sofrem decaimento de produção no longo prazo e devem receber bombeamento artificial para que continuem a produzir numa situação economicamente viável. Dessa forma, a compressão e o bombeamento submarinos podem ser fundamentais para a continuidade de grande parte da produção mundial no futuro; com isso, grande parte dos equipamentos elétricos citados nesse trabalho, tais como transformadores, conectores, penetradores e *VSD's* devem seguir o melhoramento para dar base à indústria.

Novas descobertas também apontam para campos marginais, antes não explorados por conta de inviabilidade econômica, mas atualmente necessários e possíveis, graças aos equipamentos *subsea*. No entanto, ainda assim, alguns casos mostram dificuldades econômicas quanto ao desenvolvimento específico de certo projeto *versus* seu retorno financeiro, uma vez que atualmente, a maioria das soluções é do estilo *taylor-made*, ou seja, desenvolvidas caso a caso. Essa situação aponta para uma nova perspectiva para o

mercado, a fabricação modular de equipamentos, soluções padronizadas que poderiam ser implantadas em uma diversidade maior de campos. O desafio nessa ideia, além da própria padronização, trabalhosa, mas necessária, é balancear até que ponto essas soluções modulares são viáveis, dado a complexidade de cada projeto específico.

Sistemas inteligentes de controle e tomada de decisões, baseados em simulações e acompanhamento em tempo real, também fazem parte desse novo mundo da indústria de E&P por conta dos novos atuadores em sistema completamente elétricos, mais detalhados na próxima sessão e, portanto, influenciam a indústria elétrica.

O futuro dos sistemas *subsea* apresenta diversas vias prováveis de desenvolvimento. Para o setor elétrico, citaremos aqui duas tendências para os próximos anos, são elas os sistemas chamados '*all electric*', no qual todos os atuadores passam a ser elétricos, deixando válvulas hidráulicas no passado e os sistemas HVDC, ou seja, sistemas de transmissão em alta tensão em corrente contínua, indicados por *tiebacks* maiores que 100 km.

6.2. Pesquisas

6.2.1. "All Electric System"

Tradicionalmente, o controle de unidades de produção *subsea* é feito hidráulicamente, utilizando-se de fluidos de controle, e atuadores hidráulicos conectados a carregadores por sua vez contatados às válvulas de árvores de natal molhadas e *manifolds*. Esse controle gera um grande volume de conexões e dutos/umbilicais, além de ter resposta lenta aos comandos. Além disso, como todo o sistema funciona sob pressão, há sempre risco sensível de rompimentos e vazamentos.

Uma solução apresentada recentemente, principalmente para poços marginais ou longos *tie backs*, nos quais o volume de umbilicais é ainda maior do que o normal, é a implantação de um sistema totalmente controlado por atuadores elétricos, *all electric system*. Os comandos são enviados a um receptor que redistribui para as válvulas de acordo com a necessidade de cada poço ou linha de fluxo. Para abrir uma válvula da árvore de natal molhada, por exemplo, ocorre o seguinte processo, como mostrado pela figura 29: o operador na estação de controle envia um sinal para um módulo de controle que por sua vez energiza, através de um relé, o atuador da válvula em questão.

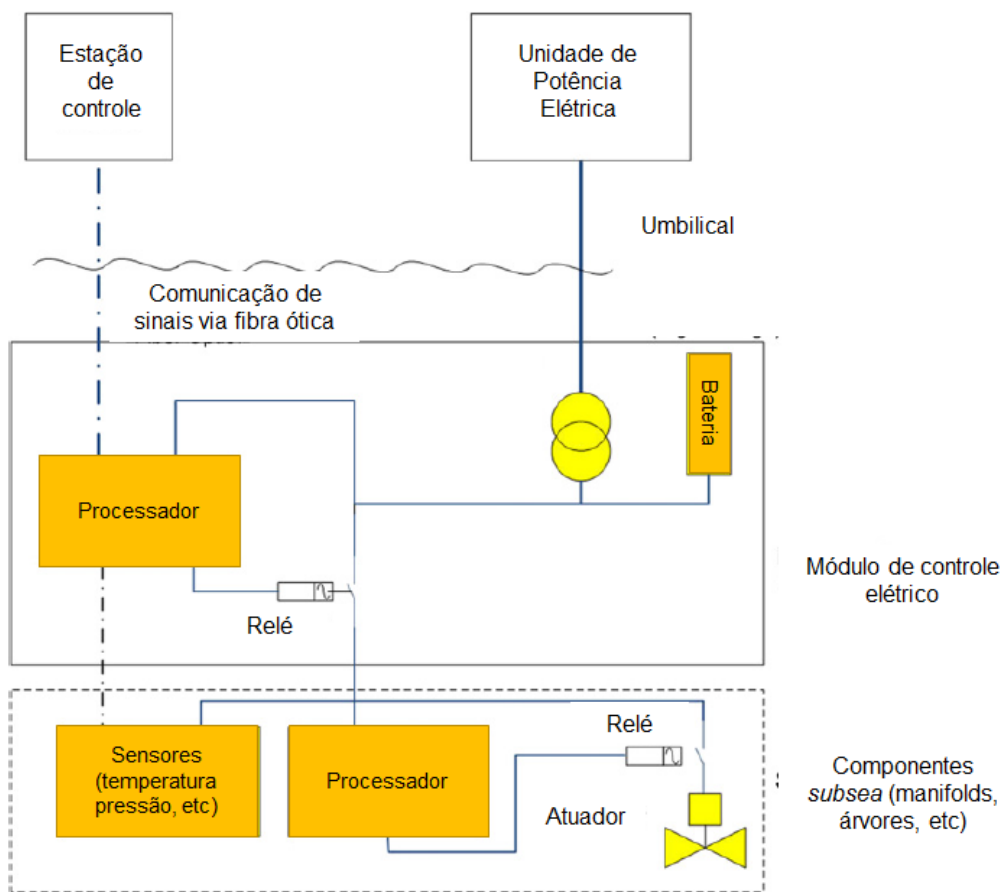


Figura 29 - Sistema de controle elétrico [8]

As principais vantagens desse sistema são:

- Redução de custos com material - dutos, por exemplo
- Possibilidade de atendimento a diversos campos marginais com um único canal de comunicação
- Aplicação em longos *tie backs* sem alterar a bitola dos umbilicais (a depender do tamanho das cargas)
- Maior flexibilidade em expansão ou modificação de projeto
- Resposta mais rápida dos atuadores
- Redução de risco de vazamentos
- Maior segurança operacional, pois sistema com redundância são facilmente implantáveis
- Maior monitoramento - sensores mais apurados
- Diagnósticos mais precisos sobre a situação de cada poço ao longo do tempo
- Flexibilidade operacional

Obviamente, esse sistema deve apresentar uma fonte confiável de energia, por isso, além da alimentação direta, todos os controladores são conectados a um banco de baterias redundante para o caso de falha na distribuição principal, como mostrado no esquemático da figura 29. Em termos de equipamentos, além de banco da baterias também são necessários conectores molhados para sua implementação; mas ainda com custos menores em relação ao custo dos umbilicais eliminados.

A fabricante FMC já apresenta equipamentos desse tipo em operação, (e.g. Asgaard, Noruega), que atuam em baixa tensão, conectados a baterias de íons de lítio submersíveis, associadas a um módulo de controle de baterias que atua gerenciando seu uso em busca de uma vida útil mais longa. Vislumbra-se a aplicação do sistema para a maioria de válvulas envolvidas no processo, tais como:

- Injeção de água
- Separação multifásica
- Válvulas de proteção para compressão de gás

6.2.2. HVDC com Conversores de Tensão

Motivada principalmente pelas grandes distâncias às quais chegam atualmente na produção *offshore*, a transmissão VSC HVDC (High Voltage Direct Current with Voltage Source Converter, alta tensão em corrente contínua utilizando conversor fonte de tensão) aplicada para a indústria do petróleo vem ganhando espaço no mercado e algumas aplicações já apresentam ótimos resultados, como o campo de Troll, operado pela Statoil, na Noruega, sobre o qual dissertaremos a seguir.

De acordo com ALMEIDA [25], basicamente podemos descrever o sistema com os equipamentos listados abaixo e arquitetura segundo a figura 30:

- Ponte conversora de tensão CA em CC e de CC em CA
- Capacitores CC no conversor para fonte de tensão unidirecional
- Reatância no lado CA, para permitir fluxo de potência ativa e reativa
- Transformadores
- Filtros CC
- Filtros CA
- Disjuntores
- Equipamentos de medição

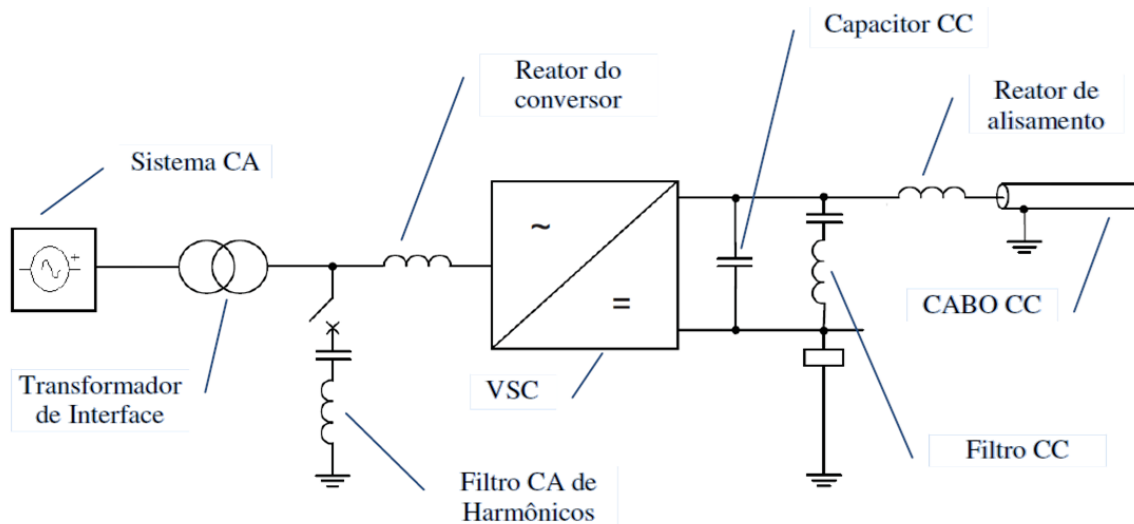


Figura 30 - Arquitetura HVDC VSC [31]

A grande vantagem desse sistema é o controle da potência ativa independente do controle da potência reativa, através do controle da tensão da fase e amplitude de tensão CA nos terminais do VSC, comparando-a com a tensão CA do sistema.

As principais vantagens da utilização desse modelo são:

- Apresenta menores perdas em relação a sistemas CA
- Valores mais baixos de reativos nas linhas de transmissão
- Resposta rápida a perturbações
- Dimensões reduzidas - mesmo em relação às aplicações *HVDC* comuns
- Controle independente de potência ativa e reativa
- Utiliza transformadores convencionais

Para nosso escopo, também é válido analisar a construção dos cabos *HVDC* submarinos, de fundamental importância para o sistema. A figura 31 ilustra sua composição: condutor de cobre ou alumínio, formado por fios de seção redonda, entrelaçados e compactados selados ou não, sistema de isolamento, formado por três camadas, um invólucro metálico de chumbo que mantém o isolamento seco, uma camada de revestimento de polietileno para proteção mecânica flexível e contra corrosão do chumbo, uma armadura de tração, que no caso de cabos em águas ultra profundas pode ser dupla e finalmente o revestimento externo, geralmente de fios de polipropileno.

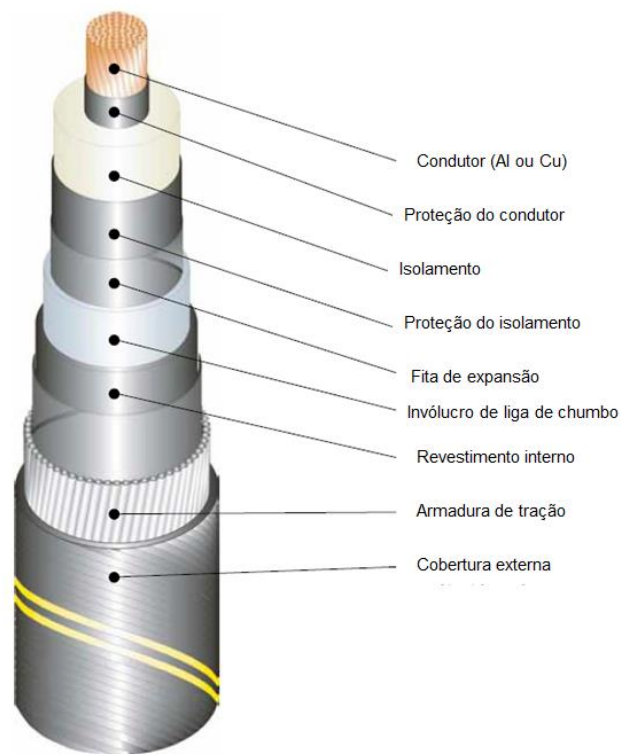


Figura 31 - Cabo HVDC submarino [25]

Vamos utilizar o exemplo do campo de Troll para citar as características elétricas do sistema e do cabo *VSC HVDC*.

O campo, referência da indústria petrolífera norueguesa, situa-se a 65 quilômetros da costa de Kollnes, Noruega, é um dos maiores campos de petróleo da plataforma continental local, com produção superior a 400.000 barris por dia (em 2002) e também representa 40% das reservas de gás do país. É considerado atualmente, o maior desenvolvimento *subsea* do mundo em número de poços, somando 115 no total.

A necessidade apresentada à fabricante ABB pela operadora do campo, a Statoil, era para o suprimento de compressores a fim de aumentar a produção de gás natural. Para isso, foram desenvolvidos, entregues e comissionados em 2005, 2 conversores de 40 MW e 272 quilômetros de cabos submarinos HVDC em +- 80 kV a uma profundidade de 350 metros.

Em Troll A, para o arranjo de compressão, o sistema de transmissão alimenta uma máquina síncrona de velocidade variável de alta tensão com variação de frequência (0-63 Hz) e de tensão (0-56 kV). O controle do inversor foi desenhado para controlar a velocidade e o torque, com a segurança de um alto fator de potência (próximo ao unitário) e baixo teor de harmônicos. Essa foi a primeira implementação de um conversor de *HVDC* offshore.

Para diversas outras aplicações, a fabricante ABB apresenta soluções modulares para +- 80 kV, +-150 kV e +- 320 kV.

7. Normalização de Instalações Elétricas Offshore / Subsea

Para instalações elétricas *offshore* em geral, as regras da IEC (*International Electrotechnical Commission*), organização internacional para padronização e normalização são seguidas pelo documento IEC 61892 - *Mobile and Fixed Offshore Units – Electrical Installations* [26]. O intuito da comissão, ligada a todos os comitês eletrotécnicos nacionais, é promover cooperação internacional para todas as questões envolvendo padronização nos campos elétrico e eletrônico. Para isso, são divulgadas normas, especificações técnicas e diversas outras publicações, seguidas pelas empresas fabricantes e operadoras.

A IEC 61892 contempla os seguintes tópicos:

1. Exigências gerais e condições para instalações elétricas
2. *Design* de sistema
3. Equipamentos
4. Cabos
5. Unidades móveis
6. Instalação
7. Áreas classificadas

Como o desenvolvimento das tecnologias *subsea* é muito recente, ainda não há padrões rígidos ou normalização para seus equipamentos específicos. Os equipamentos convencionais que atendem a indústria *subsea* acolhem os requisitos da IEC, no entanto, alguns foram desenvolvidos somente para essa indústria e não se adequam aos requisitos propostos.

Para a padronização e normalização de unidades dessa natureza, foi criado em 2010 o SEPS – *Subsea Electrical Power Standardisation*, um grupo de operadoras trabalhando juntos com o intuito de desenvolver normas industriais para tais componentes.

As vantagens dessa padronização são consideráveis:

- Maior confiabilidade dos equipamentos
- Mais segurança
- Redução dos custos de desenvolvimento e produção

- Maior eficiência logística com equipamentos para pronta entrega, que não requerem longos períodos para construção

Os primeiros equipamentos em questão são os conectores e penetradores, verdadeiros gargalos de projeto para a maioria das operadoras que lidam com soluções integradas montadas por diversos fabricantes.

Atualmente o grupo é formado pelas empresas: Statoil, Petrobras, Chevron, ExxonMobil, Shell, Total e Woodside.

8. Conclusões e Trabalho Futuros

Ainda que governos e pressões externas tentem através de inúmeras alegações, tais como o aquecimento global, reduzir o consumo de petróleo, a necessidade desse produto tão explorado e utilizado pela humanidade é muito grande e o período de transição para novas tecnologias, ainda tidas como embrionárias em relação ao óleo, é lento e custoso.

A crise econômica mundial afetou em cheio a tentativa de desenvolver formas mais modernas de geração para suprir a demanda energética mundial. Segundo estudo desenvolvido pelo BNDES [27], governos de países que detém a tecnologia de ponta para fontes alternativas de energia têm pensado mais em sua conta bancária do que em desenvolvimento energético. Como mostrado na prospecção da IEA - *International Energy Agency* (Agencia Internacional de Energia) para 2040, a matriz energética mundial continuará extremamente dependente de petróleo e gás natural.

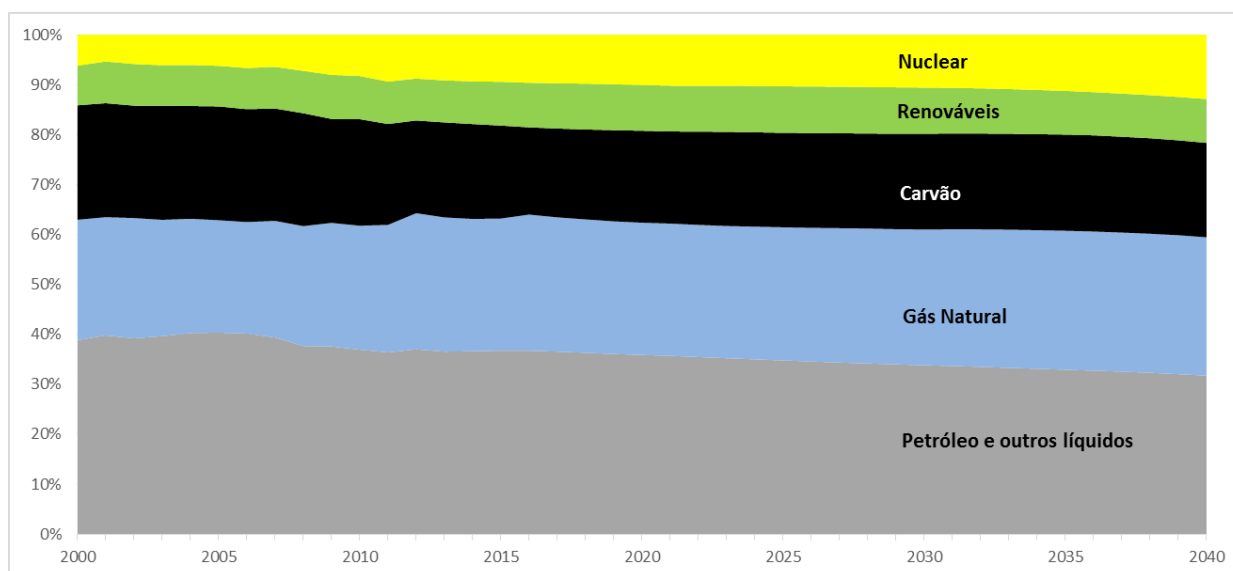


Figura 32 - Projeção do consumo energético por fonte primária [27]

Entretanto já não se encontra petróleo fácil, de simples acesso e extração. A cada nova descoberta os desafios são maiores e a dificuldade de levar esse óleo até o seu destino final é maior. Campos mais distantes e profundos requerem quebra de paradigmas, novos conceitos para sua exploração e não mais concorrência direta e acirrada, mas trabalho

conjunto das principais fabricantes e operadoras, uma vez que o problema está lá para todos.

A tecnologia *subsea* desponta como uma nova era da E&P. Ainda em um estágio inicial, apresenta campos de trabalho infindáveis para a indústria do petróleo, naval e não menos desafiadores para o setor elétrico. Como abordado nesse trabalho, equipamentos elétricos de toda a cadeia convencional vêm sendo modificados e adaptados para atender os requisitos de um novo ambiente de operação, o leito marinho.

Novos arranjos são criados a cada projeto. Painéis, transformadores, sistemas completos de transmissão, cabos de alta, média e baixa tensão, umbilicais, penetradores e conectores, sistemas de proteção elétrica, bem como todo o leque de consumidores motóricos, tais como bombas e compressores enfrentam uma barreira a ser derrubada a cada dia: poços mais distantes e mais profundos em condições atípicas de trabalho.

Segundo o estudo do BNDES [27], o mercado mundial de sistemas submarinos está estimado na faixa de US\$ 60 a US\$ 94 bilhões para o período de 2011 a 2015, e o Brasil é um dos principais consumidores, em razão do desenvolvimento da produção em águas profundas. Para esse período, estão previstos investimentos em equipamentos submarinos no país da ordem de US\$ 14 bilhões. Até o ano de 2020, a produção de petróleo nacional deverá ser de cerca de seis milhões de barris por dia, ou seja, 186% superior à do ano de 2010. A produção no mar representará, pelo menos, 97% da produção nacional, um aumento de cerca de 200% no período. Portanto, a expectativa de demanda de equipamentos submarinos no país para os próximos anos será vultosa, podendo ultrapassar o valor de R\$ 50 bilhões até o ano de 2020.

Como podemos ver também pelo gráfico a seguir, publicado na Infield, Energy Analysts [28], o Brasil, sobretudo na figura da Petrobras como principal demandante, detém grande parte dos investimentos em *subsea* no mundo.

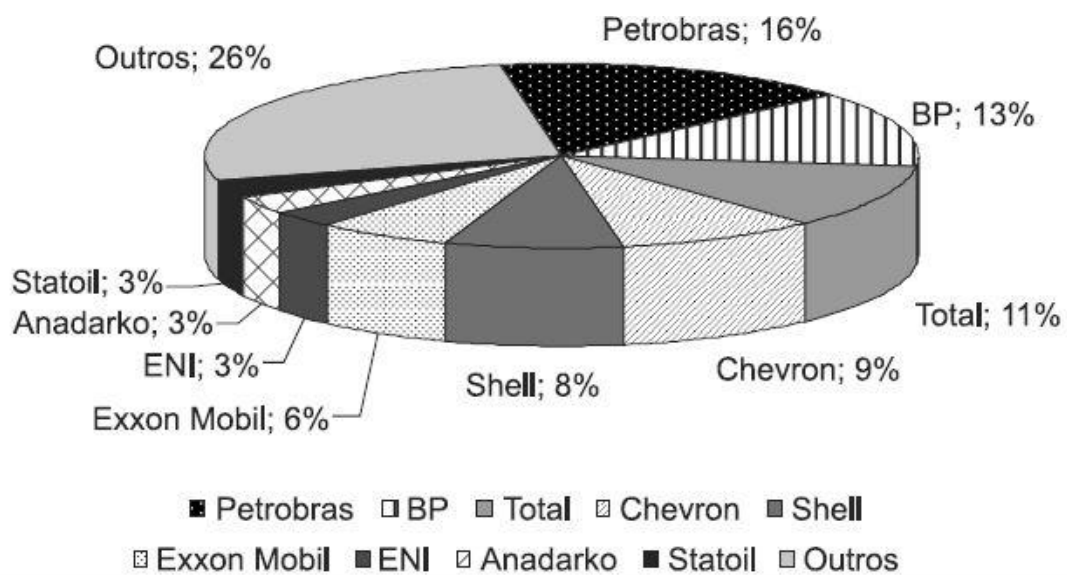


Figura 33 - Investimentos em subsea por operador em 2011 [28]

Concluimos com esse trabalho que um novo campo de P,D&I desponta no setor elétrico mundial e o Brasil, através da exploração dos profundos campos do pré-sal, apresenta condições favoráveis para quem quiser se destacar, sendo pioneiro nessa área.

Como trabalhos futuros, podemos sugerir o desenvolvimento e estudo específico de cada equipamento citado, por meio de simulações, estudos e ensaios específicos para cada um deles. Além disso, a simulação de arranjos complexos, com diferentes arquiteturas de suprimento energético também pode ser interessante para grandes operadores em busca de otimização de projetos vindouros.

9. Referências Bibliográficas

- [1] THOMAS, José Eduardo (Organizador), **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro, Brasil: Editora Interciência, 2001.
- [2] PETROBRAS, **Energia e Tecnologia, Fontes de Energia, Petróleo, Pré-Sal**. Site oficial. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/petroleo/presal/> (20 de Fevereiro 2013)
- [3] _____, www.petrobras.com.br seção **Energia e Tecnologia** (20 de Fevereiro 2013)
- [4] COPPE, UFRJ, **Corrida para o mar. Os desafios tecnológicos e ambientais do pré-sal**. Rio de Janeiro, Brasil: Editora E-Papers, 2010.
- [5] PETROBRAS, **Plano de Negócios 2012-2016**. Rio de Janeiro: RI, 2012.
- [6] ABB Group Presentation, **Subsea: longer, deeper, colder**, 2012
- [7] CAMPBELL, JOHN M. COMPANY, **Fundamentals of Offshore System Design and Construction**. Oklahoma, USA: John M. Campbell&Co, 2006.
- [8] BAI, Yong, BAI, Qiang, **Subsea Engineering Handbook**. USA: Elsevier, 2012.
- [9] ABB Presentation, **Powering Subsea Loads Over Long Distances**, 2011.
- [10] Especificação Técnica, E&P. **Diretrizes para Projetos de Instalações Marítimas de Produção. Critérios Gerais para Projeto Básico em Eletricidade**. Publicação nº ET – 3000.00-5140-700-PCI-001.
- [11] ALSTOM, **Subsea Electrical Power Distribution (SPEED)**, Publication No 152. DCL, 2000.
- [12] ABB Offshore Technology as FRAMO, **Guidance to conceptual design of SEPDIS**, Engineering AS,2000.
- [13] CASANOVA, Renata Alves; PEREIRA, Wagner Guedes, **Análise do Sistema Elétrico de uma Unidade de Produção de Petróleo**. UFRJ, 2008.

- [14] A.L. Sheldrake, **Handbook of Electrical Engineering: For Practitioners in the Oil, Gas and Petrochemical Industry**, John Wiley & Sons Press, West Sussex, England, 2003.
- [15] GE O&G, **VetcoGray integrated subsea systems**, 2010
- [16] BRATH, Bjorn, **Subsea Power Grid X-pert Center**. SIEMENS, 2010.
- [17] ABB, **World's longest, most powerful dynamic AC cable**, 2010
- [18] SILVA, Luis Marcelo Chiesse, **Inversores de Frequência**, Cefet, PR
- [19] Solvik, Gjerde, Skullerud, **Controlled subsea electric power distribution with SEPDIS**, ABB
- [20] VetcoGray, **Emerging Technologies, Subsea Power Systems**, 2006
- [21] GE O&G, Blue-C Subsea Compressor, A reliable, cost-effective alternative to traditional offshore platforms,
- [22] FMC Technologies Official Website, Products & Services Section (<http://www.fmctechnologies.com>) (5 de Fevereiro 2013)
- [23] STATOIL, Official Website, www.statoil.com (5 de Fevereiro 2013)
- [24] ABB, **Drives Power - Ormen Lange**, 2006
- [25] ALMEIDA, THAÍS BRANDÃO RIBEIRO DE, **Análise de um Sistema De Transmissão VSC HVDC Submarino para Alimentação de Unidades de Produção de Petróleo Offshore**, Rio de Janeiro: Tese de Mestrado UFRJ/COPPE, 2011.
- [26] International Electrotechnical Commission, **IEC 61892 - Mobile and fixed offshore units – Electrical installations, Ed n2, 2010.**
- [27] BNDES Setorial, **Mercado e Aspectos Técnicos dos Sistemas Submarinos de Produção de Petróleo e Gás Natural**, BNDES Setorial 35, p. 155 – 188, 2011.
- [28] INFIELD, THE ENERGY ANALYSTS. **Subsea Market Report to 2015**, EUA, 2011
- [29] BPP, **Subsea Umbilicals and Power Cables**, 2008.

[30] ABB, **Subsea Power Transfer – What is the challenge** (SPE), Applied Technology Workshop, Oslo 2003.