



Abreu Miguel Liliano

Bacharel em Engenharia Eléctrica - Universidade Agostinho Neto

Simulação, comparação e escolha de processos de ligação à rede de um gerador a ondas offshore

Dissertação apresentada para obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis - Conversão Eléctrica e Utilização Sustentáveis

Orientador: Doutor Mário Fernando Ventim Neves, Professor Auxiliar, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa

Júri:

Presidente: Prof. -Doutor José António Barata de Oliveira

Arguentes: Prof. -Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira

Vogais: Prof. - Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Junho, 2015

Simulação, comparação e escolha de processos de ligação à rede de um gerador a ondas off shore

Copyright © Abreu Miguel Liliano, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus todo-poderoso, por ter me dado a vida, saúde, e a força de vontade para realização deste trabalho, pois sem Ele nada disso teria sido possível.

Agradeço aos meus pais, por terem acreditado em mim, e também pelo apoio incondicional que sempre me deram para prosseguir com os meus estudos.

Os meus profundos agradecimentos vão para o meu professor e orientador Doutor Mário Ventim Neves, pela sua paciência e colaboração na elaboração deste trabalho do fim do curso e pela disponibilidade que sempre teve face às minhas inquietações e dificuldades em momentos em que eu já não tinha esperança de poder continuar.

Agradeço aos meus amigos Délia Maurício, Debs Tavares Sandão, Herlander Fernandes, Leonardo Miúdo Cayesse, Pablo Gabriel, Pedro Sardinha, Vasco Chimene, que sempre acreditaram que tudo seria possível para poder atingir com os meus objectivos para a realização desta dissertação.

Os meus especiais agradecimentos vão para os meus camaradas Afonso domingos Kiala, Félix Correia Donge, Kuenda Garcia yangala, pelo o apoio moral que sempre deram a mim.

Muito obrigado à todas as pessoas que contribuíram de um modo geral para meu sucesso e para meu engrandecimento no campo do saber.

Resumo

Ao longo dos anos os fenómenos relacionados com as perdas de energia no que diz respeito à produção, transporte e distribuição, apresenta muita preocupação nas empresas do sector eléctrico. Neste trabalho procura-se o método mais viável de efectuar o transporte de energia eléctrica entre offshore e onshore de modo a evitar perdas excessivas no transporte de energia.

A comparação é focada sobre as perdas, assim, como sobre as tecnologias necessárias para cada um desses sistemas na inclusão de um transformador, de um aumento electrónico de potência, e de uma ligação em corrente contínua DC. O estudo mostra que ambos sistemas podem fornecer soluções viáveis para aplicações offshore. É mostrado que a distribuição em DC resulta em perda inferior num determinado nível de tensão e num dado cabo de transmissão.

Dependendo da tensão e parâmetros de cabo, as perdas em DC podem ser mais baixa do que as da CA. Usou-se para este estudo o programa PSCAD/EMTDC® para simular os casos estudados nos capítulos precedentes. Também, serão analisados o comportamento das correntes, tensões e potências a partir da fonte e da carga, e as respectivas perdas de potências ao longo da linha. São feitas quatro simulações, donde serão comparados os resultados obtidos em cada caso (simulação), e a simulação que apresentar menores perdas será o método viável para fazer o transporte de energia.

Palavras Chave: Energia de onda

offshore, Perdas na Transmissão, Corrente Contínua (DC) e Alternada (AC).

Abstract

Over the years the phenomena related energy losses with regard to the production, transport and distribution, presents a lot of concern in companies in the electricity sector. This work seeks to be the most viable method to make the electric power transmission between offshore and onshore in order to avoid excessive losses in the transportation of energy.

The comparison is focused on losses, as well as on the technologies needed for each of these systems in including a transformer, an Electronic power increase, and a link on DC direct current. The study shows that both systems can provide viable solutions for offshore applications. It is shown that the distribution in DC results in a lower loss determined voltage level and a data transmission cable.

Depending on the voltage and cable parameters, the DC losses can be lower than those of Ca. It used to this study the PSCAD / EMTDC® program to simulate the cases studied in the preceding chapters. Also, they will analyze the behavior of the currents, voltages and power from the source and the load, and the respective power losses along the line. Four simulations are made, where the results will be compared in each case (simulation), and the simulation that have lower losses will be viable method to make the transport of energy.

Keywords: Offshore wave energy, losses in transmission, Direct Current (DC) and Alternating Current (AC).

Conteúdo

Agradecimentos	iii
Resumo	v
Abstract	vii
Acrónimos	xvii
1 Introdução	1
1.1 Introdução	1
1.2 Contexto e Motivação	3
1.3 Objectivos e Contribuições	4
1.4 Organização da tese	4
2 Estado da arte	7
2.1 Contexto histórico das fontes energéticas renováveis e dos sistemas das energias oceânicas	8
2.2 Energia das ondas	8
2.2.1 O estado atual, Tecnologias da Conversão e a Avaliação Económica das Energias das Ondas no mundo	9
2.2.2 Tecnologias da Conversão das Energias das Ondas	10
2.2.3 A avaliação económica das Energias das Ondas	11
2.2.4 Situação das energias das Ondas em Portugal	12
2.3 Transmissão de Energia HVAC e HVDC	13
2.3.1 Introdução	13
2.3.2 Rede Eléctrica de Transmissão Actual e Futura em HVAC e HVDC	14
2.3.3 Enquadramento Histórico do Sistema de Transmissão	14
2.3.4 Sistema de transmissão de energia de offshore para onshore	17
2.4 Transmissão em Alta Tensão e Corrente Alternada(HVAC)	18
2.4.1 Principais componentes do sistema de transmissão em Alta Tensão e Corrente Alternada HVAC	18
2.4.2 Sistemas de Transmissão HVAC usando o conversor de Baixa Frequência	21

2.4.3	Vantagens e Desvantagens no uso das Tecnologias do Sistema de Transmissão HVAC e LFAC	23
2.5	Sistema de Transmissão de Alta Tensão e Corrente Contínua(HVDC)	25
2.5.1	Futura Transmissão em HVDC na Europa usando conexão de várias Fontes das Energias Renováveis.	26
2.5.2	Principais componentes do sistema de transmissão de Alta Tensão em Corrente Contínua (HVDC).	27
2.6	Sistema de Transmissão HVDC-usando Conversores da fonte de tensão (VSC)	32
3	Previsão das perdas	39
3.1	Parâmetro de sistema de transmissão	40
3.2	Modelos das linhas	42
3.2.1	Linha longa	44
3.2.2	Linha curta	44
3.2.3	Linha curta e cabo curto	45
3.3	Cálculos de Previsão das Perdas	47
3.3.1	Análise do primeiro cenário	47
3.3.2	Análise do segundo cenário	49
3.3.3	Análise do terceiro cenário	54
3.3.4	Análise do quarto cenário	56
4	Resultados das Simulações	63
4.1	Introdução	63
4.1.1	Análise do primeiro cenário	64
4.1.2	Análise do segundo cenário	69
4.1.3	Análise do terceiro cenário	76
4.1.4	Análise do quarto cenário	85
5	Comparação dos Resultados	95
5.1	Introdução	95
5.2	Comparação do primeiro cenário (previsão e simulação)	95
5.3	Comparação do segundo cenário (previsão e simulação)	96
5.4	Comparação do terceiro cenário (previsão e simulação)	97
5.5	Comparação do quarto cenário (previsão e simulação)	98
5.6	Comparação dos quatro cenários (previsão e simulação)	99
6	Conclusões	101
6.1	Conclusões	101
6.2	Trabalho futuro	103
	Bibliografia	105

Lista de Figuras

2.1	Distribuição global aproximado de níveis de energia das ondas em kW/m de frente de onda, figura adaptada de[1].	9
2.2	Custos de eletricidade previstos para tecnologias de energia das ondas, figura adaptada de[1].	9
2.3	Tecnologias de Conversão de Energia das Ondas (<i>WEC Technologies</i>), figura adaptada de[2].	11
2.4	Mix de produção de eletricidade renovável em Portugal Continental, adaptado de[3].	12
2.5	Ponto de “ <i>break-even</i> ” transmissão CA e DC, adaptado de[4].	13
2.6	Rede futura de transporte e de distribuição figura adaptada de[5].	14
2.7	Esquema do sistema Thury de conversão DC, adaptado de [6].	15
2.8	Esquema de válvula de vapor de mercúrio adaptado de [7].	16
2.9	Tecnologias de sistemas VSC ABB HVDC Light (esquerda) e Siemens HVDC Plus (direita). Figura adaptada de[8],[9].	17
2.10	Sistema de transmissão <i>offshore</i> para <i>onshore</i> de um parque para aproveitamento das energias das ondas, figura adaptada de [10].	18
2.11	Cabo trifásico HVAC, figura adaptada de[11].	20
2.12	subestações eléctrica <i>offshore</i> e <i>onshore</i> , figura adaptada de[12].	21
2.13	Capacidade de transmissão de energia de 155 kV 1200 mm ² cabo submarino de (Cu) por 50 Hz e 16.7 Hz (Cabo parâmetros da Tabela I), figura adaptada de[13].	24
2.14	Comparação de perdas (I^2R) no sistema de transmissão em 50 Hz e 16.7 Hz, figura adaptada de[13]	24
2.15	Sistema de transmissão em HVDC, figura adaptada de[14].	26
2.16	Futura rede HVDC integrada dos recursos de energia renovável na Europa, figura adaptada de, [13].	26
2.17	Válvulas de conversão, figura adaptada de[8]	28
2.18	Transformador de conversão, figura adaptada de[8].	28
2.19	Reator isolado do Ar do tipo Seco a (esquerda) e Reator isolado a óleo em um tanque figura a (Direita),figura adaptada de[8].	29
2.20	Filtro de corrente Alterna AC, figura adaptada de [8].	30

2.21	Filtro de corrente continua DC, figura adaptada de[8].	30
2.22	Cabos de massa impregnada (MI), figura adaptada de[8].	32
2.23	Representação de um sistema de transmissão HVDC-SVC construídos com IGBTs, figura adaptada de[15].	33
2.24	Dois níveis do método do PWM sinusoidal: referência (sinusoidal) e transportadores de sinais (triangular) e fase-neutro onda de tensão, figura adaptada de[15].	34
2.25	Representação simples de conversor de tensão VSC, figura adaptada de[16].	35
2.26	Esquema de filtro AC, figura adaptada de[17]	37
2.27	Cabo XPLE-HDVC, figura adaptada de[17].	37
3.1	Modelo de uma linha.	42
3.2	Modelo de uma linha.	43
3.3	Modelo de uma linha.	45
3.4	Modelo de uma linha.	45
3.5	Linha curto ou cabo curto.	46
3.6	Linha curto ou cabo curto.	46
3.7	Modelo π equivalente.	48
3.8	Modelo equivalente do transformador.	50
3.9	Modelo π equivalente.	55
3.10	Modelo equivalente do transformador.	57
4.1	Sistema de transmissão em Baixa Tensão (AC).	64
4.2	Correntes na fonte (Baixa Tensão).	65
4.3	Tensões na fonte (Baixa Tensão).	66
4.4	Correntes na carga (Baixa Tensão).	66
4.5	Tensões na carga (Baixa Tensão).	67
4.6	Perdas totais do sistema (Baixa Tensão).	67
4.7	Sistema de transmissão em Alta Tensão (AT), utilizando dois transformadores.	69
4.8	Transformador trifásico elevador (lado esquerdo), transformador trifásico abaixador (lado direito).	69
4.9	Correntes na fonte (Alta Tensão).	70
4.10	Tensões na fonte (Alta Tensão).	71
4.11	Correntes na carga (Alta Tensão).	71
4.12	Tensões na carga (Alta Tensão).	72
4.13	Perdas de potência no transformador do lado da fonte (Alta Tensão)	73
4.14	Perdas no cabo.	74
4.15	Perdas de potência no transformador do lado carga (Alta Tensão).	75
4.16	Perdas totais do sistema (Alta Tensão).	75
4.17	Sistema de transmissão em Baixa Tensão (AC/DC/AC).	76
4.18	Rectificador trifásico básico.	77

4.19	Inversor por modulação de pulso PSCAD.	78
4.20	circuito de comando PWM PSCAD.	78
4.21	Correntes na fonte (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	79
4.22	tensões na fonte (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	80
4.23	Correntes na carga (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	80
4.24	Tensões na carga (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	81
4.25	Perdas no rectificador (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	82
4.26	Perdas no cabo (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	83
4.27	Perdas no inversor (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	83
4.28	Perdas totais do sistema (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	84
4.29	Sistema de transmissão em Alta Tensão (AC/DC/AC).	85
4.30	Correntes na fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).	85
4.31	Tensões na fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).	86
4.32	Correntes na carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).	87
4.33	Tensões na carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).	88
4.34	Perdas de potência no transformador do lado da fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).	88
4.35	Perdas no rectificador (Alta Tensão-AC/DC/AC).	89
4.36	Perdas no cabo (Alta Tensão-AC/DC/AC).	90
4.37	Perdas no inversor (Alta Tensão-AC/DC/AC).	91
4.38	Perdas no transformador do lado carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).	92
4.39	Perdas totais de sistema (Alta Tensão-AC/DC/AC).	93
5.1	Comparação de todos os cenários obtidos no PSCAD.	99

Lista de Tabelas

2.1	Avaliação de parâmetros e capacidade de um gerador, tabela adaptada de[13].	23
2.2	Capacidade de corrente de cabos submarinos em função da secção, tabela adaptada de[17].	38
3.1	Dados do gerador de ondas.	47
3.2	Dados da linha.	47
3.3	Dados de transformadores	47
3.4	Resultados obtidos no sistema AC/AC.	49
3.5	Resultados obtidos no transformador(1)-fonte.	54
3.6	Resultados obtidos no transformador(2)-carga.	54
3.7	Resultados obtidos no sistema AC/AC–(Alta Tensão).	54
3.8	Resultados obtidos no sistema AC/DC/AC–(baixa tensão).	56
3.9	Resultados obtidos no transformador(1)-fonte.	61
3.10	Resultados obtidos no transformador(2)-carga.	61
3.11	Resultados obtidos no sistema.	61
4.1	Correntes na fonte (Baixa Tensão).	65
4.2	Tensões na fonte (Baixa Tensão).	65
4.3	Correntes na carga (Baixa Tensão).	66
4.4	Tensões na carga (Baixa Tensão).	67
4.5	Perdas totais do sistema (Baixa Tensão).	68
4.6	Dados de transformadores	70
4.7	Correntes na fonte (Alta Tensão).	70
4.8	Tensões na fonte (Alta Tensão).	71
4.9	Correntes na carga (Alta Tensão).	72
4.10	Tensões na carga (Alta Tensão).	72
4.11	Perdas no transformador do lado da fonte (Alta Tensão).	73
4.12	Perdas no cabo (Alta Tensão).	74
4.13	Perdas no transformador do lado da carga (Alta Tensão).	75
4.14	Perdas totais do sistema (Alta Tensão).	76
4.15	Correntes na fonte (Baixa Tensão–AC/DC/AC).	79
4.16	Tensões na fonte (Baixa Tensão–AC/DC/AC).	80

4.17	Correntes na carga (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	81
4.18	Tensões na carga (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	81
4.19	Perdas no retificador (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	82
4.20	Perdas no cabo (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	83
4.21	Perdas no inversor (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	84
4.22	Perdas totais do sistema (Baixa Tensão-AC/DC/AC).	85
4.23	Correntes na fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).	86
4.24	Tensões na fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).	86
4.25	Correntes na carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).	87
4.26	Tensões na carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).	88
4.27	Perdas no transformador do lado da fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).	89
4.28	Perdas no retificador (Alta Tensão-AC/DC/AC).	90
4.29	Perdas no cabo (Alta Tensão-AC/DC/AC).	90
4.30	Perdas no inversor (Alta Tensão-AC/DC/AC).	91
4.31	Perdas no transformador do lado da carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).	92
4.32	Perdas totais do sistema (Alta Tensão-AC/DC/AC).	93
5.1	Comparação de simulação e previsão das perdas do primeiro cenário. ⁴	96
5.2	Comparação de simulação e previsão das perdas segundo cenário. ⁴	97
5.3	Comparação de simulação e previsão das perdas do terceiro. ⁴	98
5.4	Comparação de simulação e previsão das perdas quarto cenário. ⁴	98
5.5	Comparação dos quatro cenários.	100

Acrónimos

AC *Corrente Alternada (Alternating Current)*

AT *Alta Tensão (High Voltage)*

BT *Baixa Tensão (Low Voltage)*

BJT *Transistor de Junção Bipolar (Bipolar Junction Transistor)*

DC *Corrente Contínua (Direct Current)*

EU *União Europeia*

EUR *Euro*

GTO *Tiristor Comutável pela Porta (gate turn-off thyristor)*

HVAC *(Alta Tensão com Corrente Alternada (High Voltage Alternating Current))*

HVDC *Alta Tensão com Corrente Contínua (High Voltage Direct Current)*

HVDC-VSC *Alta Tensão com Corrente Contínua usando Conversores da fonte de tensão
(High Voltage Direct Current Voltage Source Converters)*

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IGBT *Transistor Bipolar de Porta Isolada (Insulated Gate Bipolar Transistor)*

IGCT *Tiristor Controlado por Porta de Entrada (Integrated Gate Controlled Thyristor)*

LFAC *Corrente Alterna com Baixa Frequência (Low-Frequency Alternating Current)*

LVDC *Baixa Tensão com Corrente Contínua (Low Voltage Direct Current)*

MI *Massa Impregnada (Mass Impregnated)*

MOSFET *Transistor de Efeito de Campo Metal Óxido Semicondutor (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor)*

MT *Média Tensão (Medium Voltage)*

MVAC *Média tensão com Corrente Alterna (Medium Voltage Alternating Current)*

MVDC *Média Tensão com Corrente Alternada (Medium Voltage Direct Current)*

OF *Revestimento a Óleo (Oil-Filled)*

OPWM *Modulação de Largura de Pulso otimizado (Optimal Pulse Width Modulation)*

OWC *Coluna de Água Oscilante (Oscillating Water Column)*

PSCAD *Power Systems Computer Aided Design*

PWW *Modulação por largura de pulso (Pulse-width modulation)*

WEC *Tecnologia de Conversão de Energia das Ondas (Wave Converter Technology)*

XLPE *Polietileno reticulado*

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo, introdutório, faz-se o enquadramento sobre o que motivou à execução desta dissertação. Na secção 1.1, dá-se uma visão geral da importância de se fazer a transmissão de energia de *offshore* para *onshore* utilizando as tecnologias AC e DC.

Na secção 1.2 definem-se o contexto e a motivação que fez com que a transmissão de energia AC e DC fossem feitas em frequência baixa.

Na secção 1.3 são apresentados as contribuições e os objectivos a alcançar com a realização deste trabalho. Finalmente, na secção 1.4, faz-se apresentação dos capítulos dando uma visão geral da estrutura da tese.

1.1 Introdução

Nas últimas décadas, o consumo de electricidade a nível mundial tem aumentado exponencialmente, o que faz com que haja um interesse por parte dos governos mundiais em investirem cada vez mais em fontes renováveis. Embora o aproveitamento da energia proveniente das ondas seja ainda menos significativa quando comparada com a geração eólica. Na verdade, as tecnologias da geração eólica encontram-se no processo mais avançado comparativamente às outras fontes de energia renovável[18]. Isto porque existem vários factores que têm impulsionado o desenvolvimento da geração eólica *offshore*, entre os quais destacam-se: a legislação, restrições espaciais e o rendimento energético mais elevado. No entanto, num futuro próximo a energia das ondas poderá, quiçá apresentar maior potência em termo da produção do que a geração eólica.

A União Europeia por exemplo, tem como objectivo ter até 2020 uma produção de energia proveniente das fontes renováveis na ordem dos 20% de modo a cumprir as metas de redução de emissões de gases com efeito de estufa, propostos pelo Protocolo de Quioto. Este objectivo já está quase a ser cumprido, visto que em maior parte das regiões europeias já se pode observar a crescente mix de produção das energias renováveis[19]. Existe uma tendência de maximizar a produção de energia proveniente de fonte renovável, mas, por outro lado, acontece que já não é possível satisfazer esta procura pela produção de energia renovável em terra (*onshore*)[20]. Surge então a necessidade de procurar soluções no que diz respeito às tecnologias de transmissão de energia eléctrica de *offshore* para *onshore* de modo a responder para com as exigências do mercado.

A maior parte dos parques *offshore* da produção renovável, estão situados a centenas de quilómetros de distâncias tendo em conta que, zonas mais longe da costa, são as que apresentam às melhores condições de geração. Uma vez que a transmissão de energia eléctrica seja feita em distâncias maiores, torna-se um desafio fazer a transmissão de *offshore* para *onshore* devido à necessidade de soluções de transmissão eficazes, muito eficientes e de baixo custo[21].

A maior parte das interconexões dos parques da produção de energia em *offshore* utilizam sistema de transmissão em Corrente Alternada-AC (HVAC). No entanto, a utilização deste sistema tem diminuído muito nos últimos anos devido às suas elevadas perdas energéticas e custos associados na transmissão de energia em distâncias maiores e principalmente devido a potencia reactiva produzida nos cabos, o que aumenta com o comprimento do cabo e o quadrado da tensão.

Actualmente existe um sistema de transmissão de energia baseado no método tradicional (CA) que no entanto utiliza frequências baixas de operação (LFAC). Este sistema LFAC, funciona à base de conversores AC/AC que são instalados nos terminais da linha e que tem apresentado bons resultados em alguns projectos em que foram implementados[22].

Mas o mérito recai no sistema de transmissão em Corrente Continua-DC (HVDC) que prova ser o mais eficiente, eficaz e que apresenta baixo custo relativamente ao sistema AC quando a transmissão é feita em distâncias significativas, da ordem das centenas de quilómetros e com centenas de MW. Portanto, entre outras tecnologias utilizadas de

HVDC quanto a transmissão de energia de *offshore* para *onshore* em distâncias maiores e principalmente em frequências baixas, à tecnologia VSC prova ser uma das melhores soluções, e torna-se viável e interessante do ponto de vista económico e técnico. Esta tecnologia apresenta apenas dois componentes do sistema principais, incluindo duas estações conversores (*offshore e onshore*); e um par de cabos XPLE.

Portanto, a distância e a potência eléctrica de saída a ser transmitida de *offshore* para *onshore* ambas desempenham um papel fundamental na tomada de decisões para escolha da solução mais eficiente e de baixo custo para uma dada aplicação.

1.2 Contexto e Motivação

Actualmente existem vários sistemas de transmissão ou melhor, tecnologias de sistema de transmissão de energia de *offshore* para *onshore*, quer para HVAC, quer para HVDC em operação e outras que encontram-se ainda em fase de estudo. No entanto, torna-se um desafio enorme por parte dos engenheiros a tomada de certas decisões quanto a tecnologia a ser aplicada a um determinado projecto. Apesar de existirem várias tecnologias, existem ainda várias soluções a serem dadas a este sector do ponto de vista económico, técnico e principalmente no que diz respeito as perdas de potência.

Em [23] , é feito um anteprojecto de um gerador a ondas, trifásico, de cerca de 28 kVA e 380 V (tensão composta), a ser colocado a cerca de 500 m da costa. A ligação deste à costa é o objecto desta dissertação.

Sendo assim, a motivação para a realização desta dissertação, está ligada à identificação de soluções plausíveis capazes de melhorar o sistema de transmissão de *offshore* para *onshore* de modo a reduzir as perdas na linha ou no cabo. Uma vez que o sistema HVAC é aplicado na maioria das vezes nos projectos com distâncias menores e o sistema HVDC é aplicada em projectos com distâncias maiores, então torna-se motivante fazer o estudo no sentido de determinar qual das tecnologia que deve ser aplicada quando se pretende fazer a transmissão de energia de *offshore* para *onshore*.

1.3 Objectivos e Contribuições

Os objectivos e contribuições desta dissertação, assentam-se na escolha de um método viável de fazer a transmissão de energia a uma determinada distância e averiguar se há necessidade da inclusão de um transformador de potência, de um aumento electrónico de potência, e de uma ligação directa DC. Uma vez que são estudadas inúmeras opções; então, faz-se a escolha ou selecção de método de ligação ao circuito que tiver perdas menores.

Para estes testes foi utilizado um *software* específico de simulação de rede de energia, denominado PSCAD/MTDC. Foi usada a versão "DEMO" (gratuita, para estudantes) deste *software*. Esta dissertação também pode vir a contribuir para o fornecimento de energia em locais remotos sem acesso à rede pública de electricidade. Como nos sistemas isolados torna-se demasiadamente dispendiosa o fornecimento de energia a partir da ligação à rede pública, então este sistema pode ser a melhor forma de fornecimento de electricidade a estas zonas.

1.4 Organização da tese

A presente dissertação é constituída por 6 capítulos, e organizou-se da seguinte forma:

Capítulo 1 - Introdução

No capítulo introdutório, é apresentado o enquadramento e motivação para a realização da dissertação, bem como os principais objectivos a alcançar.

Capítulo 2 - Estado da Arte

Neste capítulo, dá-se uma visão geral sobre as tecnologias usadas para exploração de energia a partir de fontes renováveis e mais concretamente energia das ondas. Também faz-se uma descrição geral sobre o sistema de transmissão HVAC e HVDC e as tecnologias LFAC e VSC, utilizadas no transporte de energia de *offshore* para *onshore*. Apresenta-se igualmente as vantagens no uso de cada tecnologia.

Capítulo 3 - Previsão das Perdas

No presente capítulo 3 da previsão de perdas, faz-se uma breve introdução sobre a tipologia de linhas de transmissão, como os parâmetros de sistema de transmissão e os

modelos equivalentes. São apresentados também os cálculos feitos no dimensionamento dos 4 cenários, donde no primeiro cenário faz-se a transmissão em Corrente Alternada AC-Baixa Tensão; o segundo cenário também é feito em Corrente Alternada Alta Tensão com a inclusão de dois transformadores que são distribuídos em cada extremidade do circuito; no terceiro cenário faz-se a transmissão em Corrente Contínua DC-Baixa Tensão, e finalmente no quarto cenário faz-se a transmissão em Corrente Contínua Alta Tensão.

Capítulo 4 - Resultados das Simulações

Neste capítulo, são feitas simulações para os quatro cenários indicados no capítulo 3, com o programa PSCAD, donde serão analisados e apresentados os resultados das correntes, tensões, as perdas nos conversores, rectificadores, transformadores e em seguida é apresentado as perdas de todo sistema. Os resultados obtidos nas simulações, são apresentados graficamente e comentados.

Capítulo 5 - Comparação das Simulações

No presente capítulo, faz-se a comparação dos resultados obtidos no capítulo 3 (previsão das perdas), e os resultados obtidos no capítulo 4 (simulações), sendo apresentado em forma de tabela essa comparação.

Capítulo 6 - Conclusões

No sexto capítulo, apresenta-se finalmente as conclusões da dissertação e do trabalho futuro a desenvolver sobre a transmissão de energia de *offshore* para *onshore*.

Capítulo 2

Estado da arte

Neste capítulo, foi feito um estudo sobre as energias das ondas dando uma visão de um modo geral sobre às tecnologias usadas para exploração de energia a partir de fontes renováveis. Sendo assim, na secção 2.1, faz-se uma contextualização sobre o desenvolvimento das fontes renováveis e concretamente as energias das ondas. Na Secção 2.2, é feita uma introdução e de seguida, fala-se sobre o estado actual, às tecnologias usadas na conversão das energias das ondas e a sua avaliação económica. Na secção 2.3, faz-se uma descrição geral sobre o sistema de transmissão HVAC e HVDC. Na secção 2.4 e 2.5, faz-se um desenvolvimento sobre o sistema de transmissão HVAC, às tecnologias utilizadas como por exemplo, a tecnologia LFAC que permite fazer a transmissão de energia em baixa-frequência, e também apresenta-se as vantagens e limitações que estes sistemas oferecem quanto a transmissão de energia em distâncias maiores e menores. Na secção 2.6, faz-se uma breve apresentação ou melhor, introdução sobre a transmissão de energia em HVDC, apresenta-se em seguida a tecnologia VSC na secção 2.7. A tecnologia HVDC VSC, é a tecnologia mais atraente para aplicações *offshore*, e especialmente quando a transmissão de energia é feita em distância maiores.

2.1 Contexto histórico das fontes energéticas renováveis e dos sistemas das energias oceânicas

O desenvolvimento das fontes das energias renováveis e concretamente a energia das ondas estão a merecer uma especial atenção por parte dos governos do mundo visto que muitos países têm como objectivo principal a redução das emissões de dióxido de carbono devido ao problema do aquecimento global e a subida dos níveis do mar que nas últimas décadas têm provocado problema quase em toda parte do planeta Terra. A crise do petróleo de 1970 aumentou o interesse de investir nos recursos renováveis e principalmente nas energias dos oceanos por ser uma alternativa viável[27],[28]. Os oceanos cobrem mais de 70% da superfície da Terra e a quantidade de energia armazenada pelos oceanos é enorme e que pode ser aproveitada para a produção de electricidade[29]. As energias das ondas apresentam um potencial energético aproximadamente 2 TW donde 10% a 25% desse valor poderia ser convertido em energia eléctrica[30].

2.2 Energia das ondas

A primeira tecnologia de aproveitamento da energia das ondas do mar não é recente visto que em 1799, em França, foi desenvolvida uma tecnologia que aproveitava a energia das ondas para fazer funcionar bombas e serrarias [31]. Há várias formas de energia oceânica tais como gradiente geotérmico, as correntes oceânicas e as ondas[28]. As estimativas feitas concluem que numa combinação de correntes marinhas e marés pode-se aproveitar uma quantidade de energia com uma potência estimada em 5 TW correspondente a escala de energia consumida em todo mundo. Existe aproximadamente 8.000–80.000 TWh/ano de energia das ondas em todo o oceano, sendo capaz de fornecer 15–20 vezes mais energia disponível por metro quadrado do que a do vento ou de solar[28],[32]. A Figura 2.1 apresenta a distribuição global aproximada de níveis de potência da energia das ondas em kW/m.

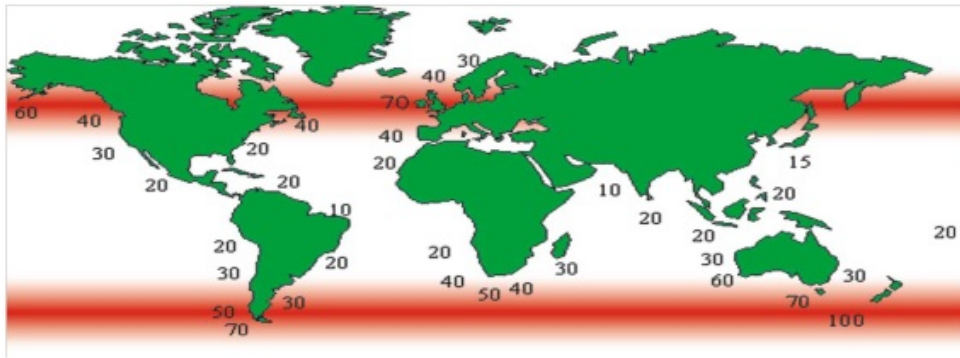


Figura 2.1: Distribuição global aproximada de níveis de energia das ondas em kW/m de frente de onda, figura adaptada de[1].

2.2.1 O estado atual, Tecnologias da Conversão e a Avaliação Económica das Energias das Ondas no mundo

Actualmente, a potência instalada de aproveitamento da energia das ondas no mundo é cerca de 2 MW e principalmente em projectos experimentais. A contribuição económica da energia das ondas no mundo para a produção de energia eléctrica é estimada na ordem de 2.000 TWh/ano o que corresponde cerca de 10% do consumo mundial de electricidade e com custo de investimento estimado em EUR 820.000 milhões[1],[31].

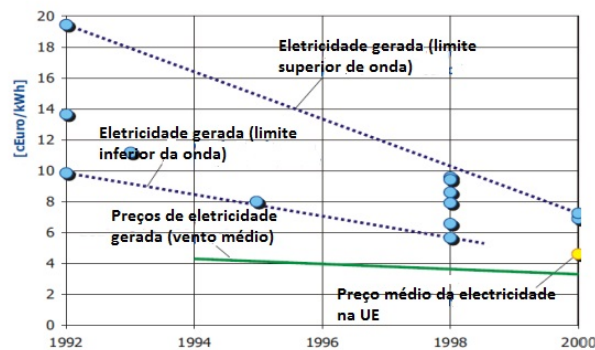


Figura 2.2: Custos de electricidade previstos para tecnologias de energia das ondas, figura adaptada de[1].

Nos últimos 20 anos houve melhorias quanto à produção de electricidade proveniente da energia das ondas visto que o seu kW.h de energia foi comercializado no valor de 0.08 EUR e com uma taxa de desconto de 8% em comparação com o preço médio da electricidade na EU. Realmente, o preço de cada kW.h de energia das ondas apresenta ainda um custo elevado pelo que espera-se para um futuro próximo uma redução significativa tendo

em conta os avanços das tecnologias. A figura 2.2 acima apresenta o gráfico de custo de energia proveniente das ondas.

2.2.2 Tecnologias da Conversão das Energias das Ondas

Tem-se notado um grande desafio nas últimas décadas no que diz respeito a extracção da energia das ondas que de uma forma ou outra tem motivado os pesquisadores a encontrar diferentes soluções no sentido de responder os desafios tecnológicos que este sector apresenta. Há muitas variedades de tecnologias de WEC (*Wave Converters Technologies*), e não é claro afirmar que uma é superior da outra. Sendo que, cada tecnologia tem as suas particularidades e limitações. Em 1940, Yoshio Masuda começa com estudos em Japão e pode ser considerado o pai da tecnologia moderna WEC. Ele desenvolveu uma bóia de navegação alimentado por energia das ondas, equipado com uma turbina de ar, e que foi chamado mais tarde de um flutuante de oscilação da coluna de água [27]. As tecnologias de Conversão de Energia das Ondas (*WEC Technologies*), foram classificados em dois grupos, baseando-se na sua localização e o seu princípio de funcionamento[2]. As tecnologias da linha costeira (localização), podem ser classificadas em três grupos. A saber:

- Dispositivos costeiros (*shoreline*);
- Dispositivos próximos da costa (*nearshore*);
- Dispositivos afastados da costa (*offshore*).

Os dois primeiros dispositivos *shoreline* e *nearshore*, dispõem-se de uma instalação simples e com menos custos na fase de manutenção comparativamente com o dispositivos afastados da costa *offshore* que deve enfrentar ondas fortes e são instalados nas águas profundas, normalmente superior a 40 metros. Estes dispositivos apresentam custos adicionais na fase de instalação e manutenção. As tecnologias WEC com base no princípio de funcionamento podem ser classificadas em 3 grupos. A saber:

- Coluna de Água Oscilante, CAO (*OWC–Oscillating Water Column*);
- Corpos flutuantes, podendo ser de absorção pontual (*Point Absorbers*) ou progressivos (*Surging devices*);

- Galgamento (*Overtopping devices*).

Estes dispositivos apresentam uma classificação plausível, uma vez que esta classificação está associada ao modo de conversão de energia das ondas (*WEC*) e em energia eléctrica. Serve para lembrar de que as considerações feitas aqui servem apenas para dar uma visão geral, visto que não é o objectivo deste trabalho. A figura 2.3 apresenta as tecnologias quanto a localização e princípio de funcionamento.

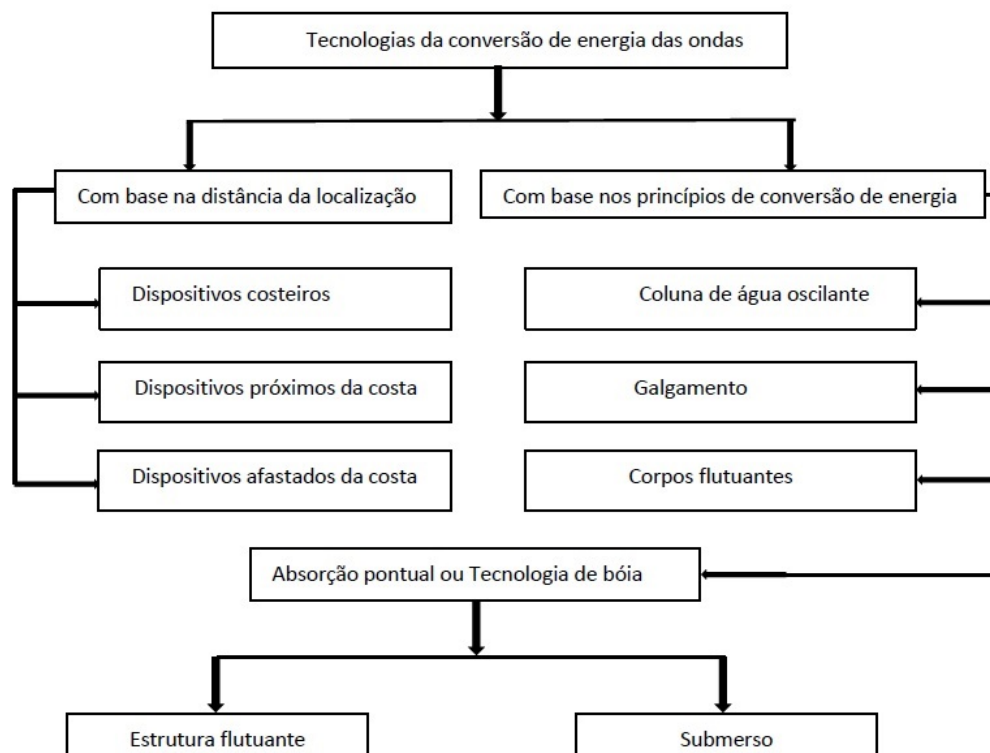


Figura 2.3: Tecnologias de Conversão de Energia das Ondas (*WEC Technologies*), figura adaptada de[2].

2.2.3 A avaliação económica das Energias das Ondas

Uma avaliação independente dos mercados prováveis indicou que se os dispositivos de energia das ondas produzirem a electricidade como está previsto, então, a sua contribuição económica seria mais de 2.000 TWh/ ano até o ano de 2025, e que pode vir a ser comparada com a quantidade de electricidade produzida actualmente em todo o mundo por grandes centrais hidroeléctricas e que corresponderia a um investimento de mais de 800 mil milhões de euros[31].

2.2.4 Situação das energias das Ondas em Portugal

O aproveitamento das energias proveniente das ondas do mar podem ajudar a desenvolver o sector eléctrico na perspectiva de melhorar com a produção e minimizar a dependência de importações de combustíveis fósseis. Portugal, apresenta um grande potencial no que diz respeito os recursos renováveis tais como, água, vento, sol, biomassa e não tem reservas de energias fósseis o que justifica a sua aposta determinada nas energias renováveis e na eficiência energética.

As fontes renováveis apresentaram um crescimento significativo em 2009, cerca de 45% da electricidade e 24.1% de toda a energia consumida em Portugal tiveram origem em fontes renováveis endógenos renováveis, enquanto no primeiro semestre de 2010, houve um aumento de 66% da produção da electricidade proveniente das fontes renováveis o que resultou em média uma redução de 100 milhões de euros mensais de importação de combustíveis fósseis [33].

Estima-se uma produção na costa atlântica portuguesa admitindo um recurso de 30 kW/km, o que representa uma potência média de 15% da energia incidente que pode ser aproveitada para conversão da energia eléctrica. Por outro lado, Portugal apresenta 335 km de costa para possíveis instalações de parques Offshore. A este valor apresentado da costa deve ser retirado 20% para a criação de um corredor de navegação associada às pescas, o que resulta em obter um potencial de utilização superior a 250km, e com esta extensão e com 50 m de profundidade, pode-se produzir uma potência de 10 TW por ano[3]. Portanto, a produção nacional de electricidade a partir das fontes renováveis ainda não aproveitou da energia proveniente das ondas, a figura 2.4 abaixo mostra a distribuição nacional de electricidade proveniente das fontes renováveis.

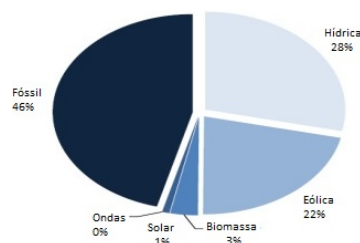


Figura 2.4: Mix de produção de electricidade renovável em Portugal Continental, adaptado de[3].

2.3 Transmissão de Energia HVAC e HVDC

2.3.1 Introdução

A contínua demanda crescente de electricidade exige uma enorme consideração dos recursos naturais para produção de electricidade. As centrais eléctricas produzem energia na forma de tensão e Corrente Alternada (CA) sendo que há necessidade de transferir essa energia das centrais (*offshore*) para as localizações onde se encontram as cargas (*onshore*)[5]. Esta transmissão pode ser feita em Corrente Alternada (AC) ou Contínua (DC), embora existam casos particulares que obrigam que a transmissão seja feita em corrente contínua atendendo a distância da localização da subestação eléctrica e as cargas de energia.

O uso de uma tecnologia ou outra depende da viabilidade técnica, económica e ambiental que cada uma dela pode apresentar. O Sistema *HVAC* (*Hight Voltage Alternating Current*) apresenta algumas desvantagens devido aos efeitos da potência reactiva inerente que existe no cabo, e também são necessárias compensações de potência reactiva para manter a tensão desejada entre as duas extremidades[34].

A transmissão em corrente contínua (DC) torna-se economicamente viável e desperta interesse em comparação com a corrente alternada quando se pensa em fazer a transmissão de energia através de longas distâncias. Portanto, quando se trata de fazer a transmissão de *offshore* para *onshore* e com a mesma potência, o certo é fazer a transmissão em corrente continua visto que as linhas de transmissão HVDC custam menos a partir de uma determinada distância do que as de transmissão em corrente HVAC com o mesmo comprimento[35],[36]. Na figura 2.5 abaixo, pode ser visto que há uma distância de “break-even”, a partir da qual se mostra que é economicamente viável fazer a transmissão de energia em (DC) por ter apresentado custos menores em comparação com (AC).

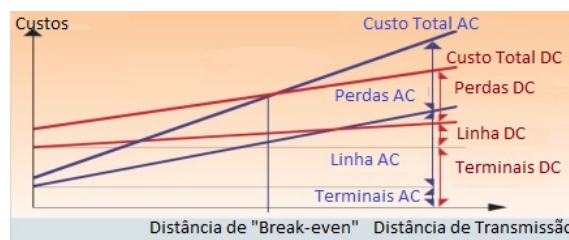


Figura 2.5: Ponto de “break-even” transmissão CA e DC, adaptado de[4].

2.3.2 Rede Eléctrica de Transmissão Actual e Futura em HVAC e HVDC

Prevê-se que para um futuro próximo a transmissão de energia será feita em corrente contínua DC. A tendência actual é vir a fazer a transmissão em corrente contínua de alta tensão (HVDC), a 400 kV ou mais. Também se utiliza corrente contínua em distribuições de baixa tensão (LVDC), a 12 ou 24 V[5]. Actualmente há pouco uso de corrente contínua a tensões intermédias (100 a 1500 V), mas o seu uso será incrementado. A Figura 2.6 mostra a tendência actual e futura do uso de redes de corrente contínua.

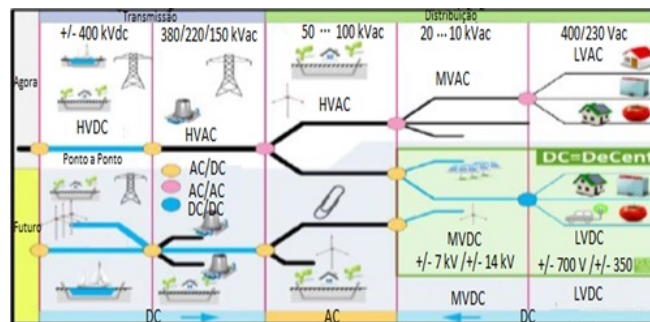


Figura 2.6: Rede futura de transporte e de distribuição figura adaptada de[5].

2.3.3 Enquadramento Histórico do Sistema de Transmissão

O sistema de transmissão e distribuição de energia eléctrica começou em corrente contínua. Em 1882 foi feita a primeira transmissão de corrente contínua com 2 kV de tensão entre Mies Bach-Munique Alemanha e com uma distância 50 km. Naquela altura, a conversão entre tensões para consumo doméstico (razoáveis) e a transmissão de corrente eléctrica em alta tensão, apenas era possível através de máquinas rotativas de corrente contínua. O sistema de transmissão em Corrente Contínua (DC) foi desenvolvido pelo engenheiro Suíço René Thury e em 1889 em Itália foi posto em prática o seu método que tinha como a finalidade conectar os geradores em série de modo a aumentar a tensão no sistema de transmissão de energia eléctrica [6]. A figura 2.7 abaixo apresenta o sistema de Thury de conversão DC.

O projecto de linha Moutiers – Lyon, na França, foi um projecto importante visto que a sua linha de transmissão foi usada desde 1906 até 1936. Este sistema apresentava 8 geradores ligados em série com capacidade de transmitir 8.6 MW a 200 km incluindo uma

linha de 10 km subterrâneo com ± 150 kV de tensão entre dois polos.

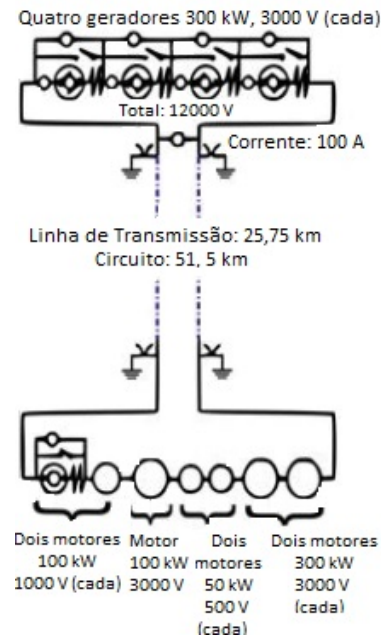


Figura 2.7: Esquema do sistema Thury de conversão DC, adaptado de [6].

A válvula do mercúrio foi apresentado pela primeira vez em 1914, e no ano de 1932 foi posto em uso pela General Electric, que fez os ensaios com as válvulas de vapor de mercúrio em 12 kV de corrente contínua. Estas Válvulas que eram instalados nas instalações de Mechanicville, Nova Iorque, que tinham uma capacidade de converter a corrente de frequência de 40 Hz para 60 Hz[7]. Também foi desenvolvido um projecto em 1941, com a capacidade de transmitir 60.0 MW de potência, e ± 200 kV de tensão e com 115 km de distância de cabo enterrado que foi projectado para a cidade de Berlim – Alemanha usando válvulas de vapor de mercúrio (*Elbe-Project*), mas devido aos problemas que o governo Alemão enfrentara naquela época (1945), o projecto nunca foi concluído. A figura 2.8 abaixo apresenta esquema da válvula de vapor de mercúrio.

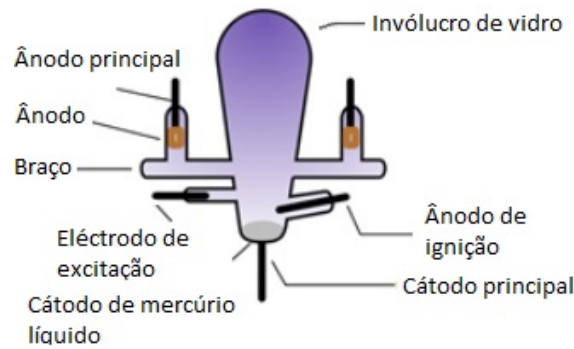


Figura 2.8: Esquema de válvula de vapor de mercúrio adaptado de [7].

O sistema de Fontes de Conversor de Tensão (VSC) foram usados primeiramente em accionamento dos motores desde a década de 1980, e cerca de 1997 foi implementado no projecto experimental Hellsjon-Grangesberg na Suécia que tinha como objectivo de transmitir a tensão em HVDC e minimizar as perdas na transmissão a distâncias maiores [37]. Esta Tecnologia foi usada até 2011 por ter apresentado bons resultados no sistema de transmissão HVDC. Com o desenvolvimento das tecnologias de electrónicas de potência como o caso de IGBT¹ (*Insulated Gate Bipolar Transistors*), e de GTO¹ (*gate turn-off thyristors*) e IGCT (*thyristors integrated gate-commutated*), fez tornar o sistema HVDC menos econômico[6],[8]. A empresa ABB, por exemplo, designou esta tecnologia de “HVDC Light” enquanto a Siemens designou a tecnologia semelhante de “Plus” onde a diferença consiste na tecnologia de modulação dos Fontes de Conversor de Tensão (VSC). No caso da tecnologia de “HVDC Light” usa uma modulação PWM (*Pulse-Width Modulation*), e a tecnologia de “HVDC Plus” usa modulação multi-nível. A figuras 2.9 abaixo a esquerda apresentam a tecnologia HVDC VSC-Light usada pela ABB, e a direita tecnologia HVDC VSC-Plus usada pela Siemens.

¹IGBT, associa a característica de comando dos MOSFET com a característica de condução dos BJT. Nos últimos anos, vem tendo considerável evolução, com o crescimento de sua velocidade de comutação. Os módulos IGBT e GTO são essencialmente iguais. Estes módulos ligam e desligam geralmente por intermédio de impulsos fornecidos ao terminal *gate* (porta). O *gate* necessita de um sinal de controlo externo para gerar os impulsos de disparo.

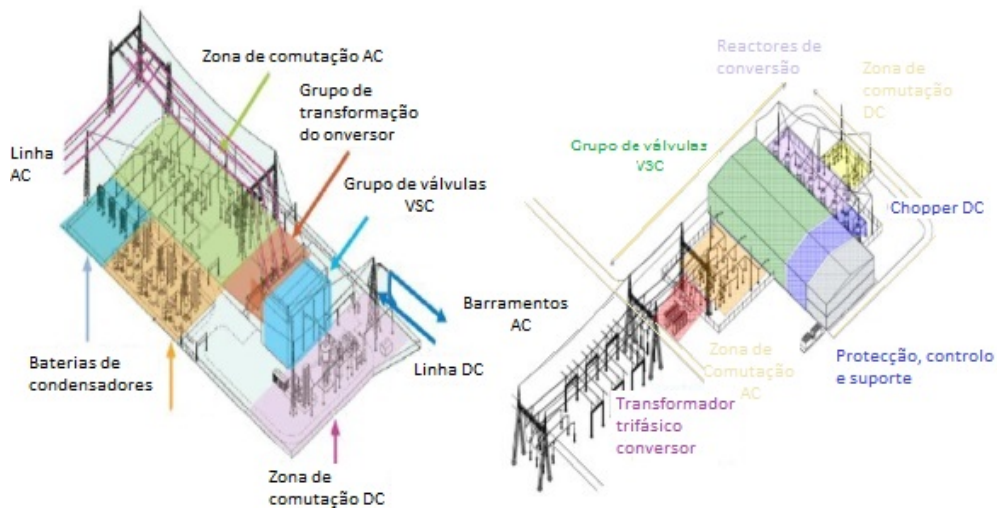


Figura 2.9: Tecnologias de sistemas VSC ABB HVDC Light (esquerda) e Siemens HVDC Plus (direita). Figura adaptada de[8],[9].

2.3.4 Sistema de transmissão de energia de offshore para onshore

Neste capítulo, apresentam-se as principais características no que à transmissão de energia de *offshore* para *onshore* dizem respeito, bem como as tecnologias usadas. Assim, os principais sistemas deste tipo de transmissão de energia, são os seguintes:

- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão de Corrente Alternada (HVAC);
- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão de corrente Alternada usando a tecnologia de Conversor de Baixa Frequência (HVAC-LFAC);
- Sistema de Transmissão em Alta Tensão e Corrente Contínua (HVDC);
- Sistema de Transmissão em Alta Tensão e Corrente Contínua usando a tecnologia de Fontes de Conversor de Tensão (HVDC - VSC).

Para além das tecnologias, também se expõem ainda os seus princípios de funcionamento, os respectivos elementos que os constituem, bem como as suas vantagens e desvantagens.

2.4 Transmissão em Alta Tensão e Corrente Alternada(HVAC)

A escolha de usar a corrente alternada para distribuição de energia eléctrica foi motivo de polémica entre Tesla e Edison em torno de 1880 [5]. Tesla destaca as vantagens práticas de Corrente Alternada (AC) em comparação com a Corrente Contínua (DC) no que tange a facilidade que os transformadores apresentam no aumento e diminuição da tensão e também por apresentar poucas perdas no transporte de energia a distâncias inferior 60 km. Devido a esse facto, essa tecnologia ainda é usada na maioria das indústrias do sector eléctrico *offshore* nos dias de hoje[38]. A figura 2.10 apresenta o sistema de transmissão *offshore* para *onshore*.

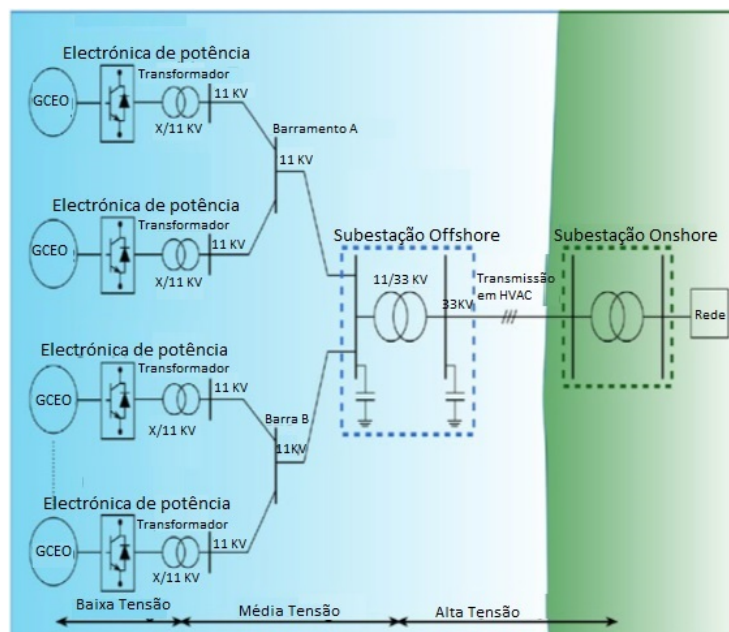


Figura 2.10: Sistema de transmissão *offshore* para *onshore* de um parque para aproveitamento das energias das ondas, figura adaptada de [10].

2.4.1 Principais componentes do sistema de transmissão em Alta Tensão e Corrente Alternada HVAC

Assim, como complemento à apresentação do esquema do sistema de transmissão de energia em Corrente Alternada CA, ficam de seguida apresentados os principais componentes que constituem o sistema de transmissão a cima referida na figura 2.10, sendo eles os seguintes[39],[40]:

- Cabo (s) submarino HVAC-XLPE com três almas Condutoras;
- Subestação elétrica localizada em *offshore* ;
- Subestação elétrica localizada em *onshore*.

Cabos Submarinos

Ao longo do tempo tem surgido um enorme aumento no número de cabos submarinos que vão sendo instalados (principalmente para sectores de telecomunicações) [41]. O primeiro-cabo submarino foi lançado e explorado comercialmente em meados do século 19, este cabo liga França ao Reino Unido. Nos últimos 150 anos os nossos mares e oceanos são verdadeiras estradas de informação e de comunicação, tendo havido uma multiplicação de cabos submarinos. Estes cabos submarinos colocados no fundo do mar, são usados para telecomunicações sob várias formas: telefone, Internet, TV e também para transporte de energia elétrica[42].

O cabo submarino está instalado num ambiente muito complexo: o mar, o que faz com que vá sofrendo com pressão das águas do oceano, a força das ondas e das correntes. Existe também o receio do efeito que as artes de pesca podem causar, pois podem ser causadoras de graves danos nos cabos submarinos, resultando não só em reparações caras, mas também na interrupção de alimentação e claro está na perda de receitas[43].

O cabo submarino é o elemento fundamental para não dizer principal no sistema de transmissão de energia em corrente alternada (HVAC) de *offshore* para *onshore*. Na figura seguinte é apresentado o cabo submarino trifásico HVAC com isolamento XPLE e um cabo de comunicações em fibra óptica.

Os cabos usados na transmissão de tensão e Corrente Alternada HVAC, apresentam isolamento em XPLE (polietileno reticulado). Este tipo de isolamento suporta uma gama de temperatura muito alta, que pode variar entre os 90°C em regime contínuo e 250 °C em regime do curto-circuito, com uma duração que pode variar entre 0.2 a 5.0 segundos[44],[45]. Também é de salientar que com a corrente reduzida a zero, o condutor só voltará à temperatura normal de operação depois de 3.000 segundos e o tempo de arrefecimento variará de acordo com a geometria do cabo e com o local de instalação.

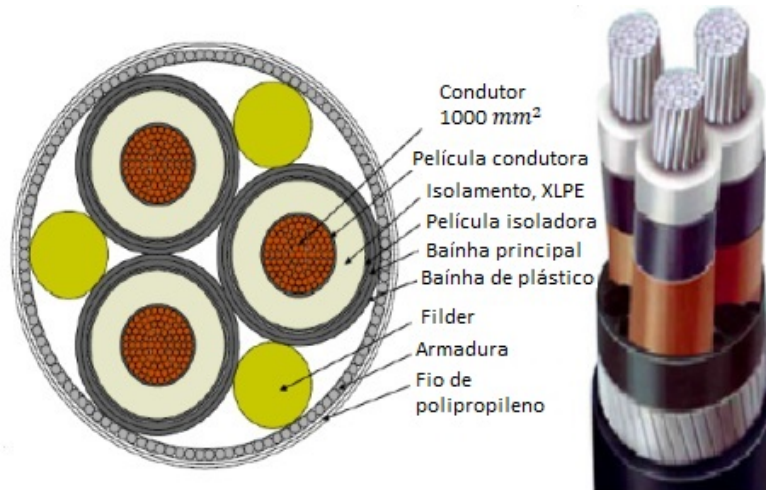


Figura 2.11: Cabo trifásico HVAC, figura adaptada de[11].

Para além do isolamento XPLE, este tipo de cabo possui bainha metálica e armadura em cabo de aço. No caso da bainha metálica, ela envolve o ecrã protector de todos os condutores, tendo como a finalidade ajudar na ligação do cabo à terra e não só, também serve como uma barreira contra a humidade. Quanto a armadura, ela serve para proteger o cabo no seu todo contra a corrosão marinha, visto que ela completa o sistema de isolamento e protecção do cabo. Quanto à espessura dos cabos variam de acordo com o nível de tensão.

Subestações offshore e onshore

Neste ponto, é dada uma visão geral no que diz respeito à subestação eléctrica *offshore*, *onshore*, seus respectivos elementos que o compõem e os custos na sua construção. Existem varias tecnologias que são comuns no que diz respeito ao sistema de transmissão de energia eléctrica *offshore* e *onshore*[46], como por exemplo o caso da energia eólica em termo de instalação e operação. Esta instalação e operação são facilitadas quando se usa uma subestação eléctrica em alta e muito alta tensão. Pode-se definir uma subestação eléctrica como conjunto de conexões e/ou barramentos de ligação ao sistema de transmissão, que cumprem uma série de funções. A subestação é necessária sempre que uma conexão ao sistema de transmissão de energia eléctrica é necessária tanto para a geração e/ou carga, bem como nos pontos de interfaces com outros sistema.

Estes interfaces normalmente requerem que a conexão seja com uma tensão diferente para os níveis padrão de 60 kV, 220 kV e 400 kV, que são os níveis de tensão no qual o

sistema de transmissão na maioria dos casos funciona. É também de referir que o transformador *offshore* é responsável pela elevação dos níveis de tensão tipicamente baixos dos geradores de onda ou de parques eólicos para um nível de tensão óptimo no transporte da energia. No caso de transmissão no sistema MVAC (Média Tensão e Corrente Alternada) *offshore* para *onshore*, a transmissão de potência faz-se com o valor da tensão à saída da turbina, 33-36 kV. Portanto, não é necessário o uso de um transformador nem a construção de uma subestação eléctrica *offshore* [47]. Assim sendo, neste caso o sistema fica substancialmente mais barato. As subestações (plataformas *offshore*) são bastante grandes, complexas e tem um custo de construção elevado. Na figura 2.12 apresenta-se uma subestação *offshore* (esquerda) e uma subestação *onshore* (direita).



Figura 2.12: subestações eléctrica *offshore* e *onshore*, figura adaptada de[12].

Como já foi referido no parágrafo anterior, as subestações (plataformas *offshore*) são bastante grandes, complexas e muito caras, portanto relativamente à subestação *onshore*, a plataforma tem de ser concebida de forma a não comportar apenas o espaço para todos equipamentos a serem instalados, mas também de modo a facilitar a proximidade entre eles e assim permitir uma melhor manutenção. Devido a estes factos, ambas as subestações (*offshore* e *onshore*), estão acopladas de transformadores² para aumento e diminuição das tensões.

2.4.2 Sistemas de Transmissão HVAC usando o conversor de Baixa Frequência

Fazendo-se a transmissão de energia em corrente alternada (AC) *offshore* a longas distâncias, acarreta consigo vários factores como por exemplo as perdas de energia ao longo da linha, esta é uma das razões pela qual muitas vezes se faz a transmissão em

Corrente Contínua (DC). Embora exista este constrangimento, existe ainda a solução de baixa Frequência (16.7Hz ou 20Hz) de operação permitindo assim distâncias mais longas com menor perdas e menos custos no sistema de transmissão de *offshore* para *onshore* [48].

Em contraste, esta tecnologia é importante do ponto de vista económico, sendo também confiável e tecnicamente comprovada. Esta tecnologia usa uma frequência de 16.7 Hz (50/3 Hz), que foi desenvolvida pela rede ferroviária e está em uso desde há várias décadas. Na Áustria e Suíça por exemplo, já usam o mesmo sistema na transmissão de energia em Alta tensão em Corrente Alternada de baixa frequência (LFAC) com o nível de tensão compreendido entre 110 a 132 kV[13].

O sistema LFAC usa a baixa frequência para reduzir a reactância do sistema de transmissão, aumentando a sua capacidade de transmissão várias vezes. Também, pode melhorar a estabilidade de tensão, dada a mesma quantidade de potência reactiva de transmissão como é apresentado na equação (2.1)[49]. Neste sistema de transmissão AC, a potência activa (P) que transita nas linhas de transmissão, pode ser expressa pelas seguintes fórmulas:

$$P = \frac{V_S V_R}{X_L} \times \sin \delta \quad (2.1)$$

Onde:

V_S e V_R —São as tensões nas extremidades de enviar e receber, respetivamente, em [V];

X_L —É a reactância da linha, em [Ω];

δ —É o ângulo de transmissão, em [Graus].

Portanto, a equação 2.1 é válida quando o cabo é curto, que omite o efeito do ângulo de linha, quando é aumentada a potência de transmissão, seja pelo aumento do nível de tensão, há uma redução da impedância do cabo. E a única forma de aumentar a capacidade de transmissão para reduzir a impedância ao longo da linha tem de se procurar manter as tensões de envio fixo nas extremidades[49].

A equação 2.2 apresenta o sistema LFAC que pode melhorar a estabilidade de tensão, dada a mesma quantidade de potência reactiva da transmissão.

$$\Delta V\% = \frac{Q_X}{V^2} \times 100 \quad (2.2)$$

Onde:

ΔV -É a queda de tensão ao longo do cabo, em [V];

V - É a tensão nominal, em [V];

Q_X -É o fluxo de potência reactiva do cabo, em [kVar].

Sendo a impedância diminuída na LFAC devido à frequência de rede inferior e à queda de tensão sobre o cabo, esta é proporcionalmente reduzida em conformidade.

2.4.3 Vantagens e Desvantagens no uso das Tecnologias do Sistema de Transmissão HVAC e LFAC

Anteriormente foram apresentados os dois sistemas de transmissão HVAC e LFAC, de seguida faz-se uma breve comparação sobre as perdas (50 Hz e 20/16.66 Hz) que serão apresentadas nos gráficos tendo em conta os dados da tabela 2.1 em baixo[13].

Tabela 2.1: Avaliação de parâmetros e capacidade de um gerador, tabela adaptada de[13].

Parâmetro	50 Hz	16.7 Hz
I_{max}	1012	1230.4
S_n	271.7 MVA	330.3 MVA
R'	25 mΩ/km	16.6mΩ/km
L'	0.426 mH/km	0.426 mH/km
X'	133.8 mΩ/km	44.6 mΩ/km
C'	236 nF/km	236 nF/km

Os dados apresentados são de um gerador eólico *offshore* usando as tecnologias HVAC e LFAC, de modo a comparar as tecnologias no que diz respeito às perdas e às suas respectivas distâncias de operação dos dois sistemas de transmissão [50],[51]. Nas figuras 2.13 e 2.14, pode ser visto que a distância possível a 16.7 Hz é muito maior, ainda maior do que três vezes a distância disponível a 50Hz, contra as expectativas da relação de frequências. Isto acontece devido ao facto de que a capacidade da corrente de carga utilizando 16.7 Hz é maior como mostra a figura 2.13 e também devido à resistência reduzida como resultado de um menor efeito da pelicular.

²Os transformadores conversores que operam em baixa frequência serão maiores e mais pesados devido ao maior núcleo de ferro necessária para a transformação.

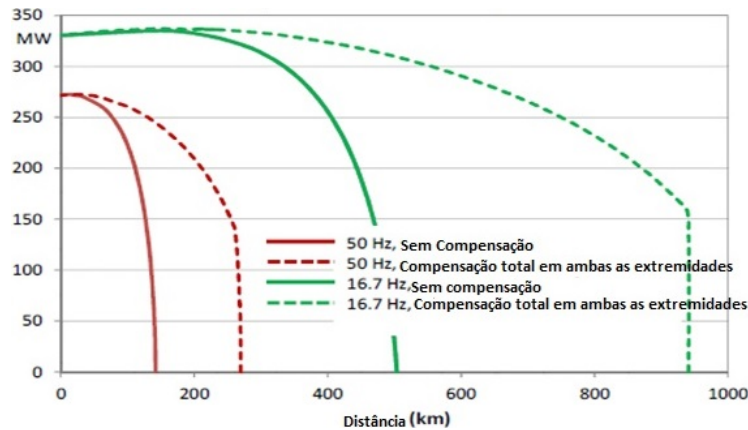


Figura 2.13: Capacidade de transmissão de energia de 155 kV 1200 mm² cabo submarino de (Cu) por 50 Hz e 16.7 Hz (Cabo parâmetros da Tabela I), figura adaptada de[13].

Na figura 2.13 pode ser vista a corrente de carga no cabo atinge a capacidade de carga total, já que a distância máxima do sistema de transmissão em HVAC (*offshore*), é até 140 km para uma tensão 155 kV sem a compensação de corrente de carga e com a compensação de corrente de carga ou com a instalação dos reactores *shunt* em ambas as extremidades, pode vir a atingir até 270 km. Assim, neste caso pode-se verificar que a corrente de carga reactiva ocupa a capacidade de transmissão inteiramente de modo a que nenhuma transmissão de potência activa seja possível.

Para o caso da tecnologia LFAC, também se pode verificar que sem a compensação da corrente de carga, a corrente atinge a capacidade de carga total do cabo já em distâncias de até 550 km para uma tensão de 155 kV e com a compensação em ambas as extremidades pode ir até 900 km com a mesma tensão.

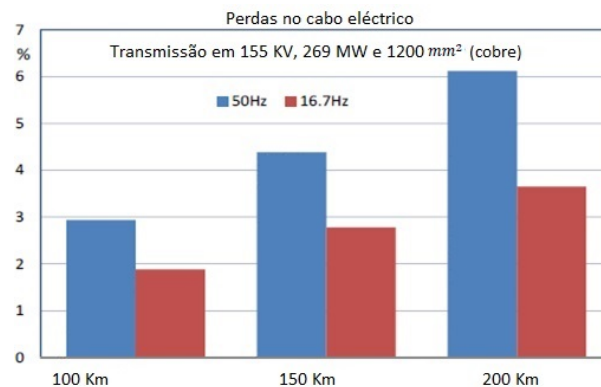


Figura 2.14: Comparação de perdas (I^2R) no sistema de transmissão em 50 Hz e 16.7 Hz, figura adaptada de[13].

O sistema de transmissão em HVAC apresenta vantagens quando a distância é curta. No caso de distâncias maiores, este tipo de transmissão já apresenta muitas desvantagens, como são o caso do aumento do custo do cabo, o custo do terminal e de carga. Também, se pode verificar o aumento das perdas como mostra a figura 2.14 a uma dada distância. Já o sistema LFAC, apresenta muitas vantagens no caso da redução do custo do cabo, o custo do terminal e as perdas ao longo da linha como mostra a figura 2.14 acima.

2.5 Sistema de Transmissão de Alta Tensão e Corrente Contínua (HVDC)

O uso das tecnologias de transmissão em corrente contínua tem trazido boas notícias ao sector eléctrico, visto que oferece muitas vantagens no sistema de transmissão de *offshore* para *onshore*. A primeira distribuição comercial de energia eléctrica foi realizada com a corrente contínua (DC) foi em 1882, ano que se fizeram as primeiras instalações entrar em operação.

O sistema era constituído por dois fios condutores de cobre com o comprimento de 24 km e distribuía energia eléctrica em baixa tensão de 110 V para lâmpadas incandescentes eléctricas em Manhattan - Nova Iorque. Devido às suas altas perdas Ohmicas causadas pela baixa tensão de distribuição do sistema DC, logo se provou ser menos eficiente comparativamente com o seu homólogo AC que foi desenvolvido em meados da década de 1880. No decorrer do tempo, devido ao desenvolvimento consideráveis das tecnologias na área dos dispositivos semicondutores de potência, a transmissão em DC está novamente a estar em foco e a ser uma alternativa ao sistema de corrente alternada mais usual nos dias de hoje [52], [14].

A primeira ligação em HVDC no mundo foi feita em 1954, usando um link na transmissão entre o continente e a Suécia, com a capacidade de transmissão de 20 MW. Com o crescimento dos parques eólicos *offshore* e outras centrais renováveis, como por exemplo na Europa, a tendência no futuro será haver uma nova rede eléctrica em HVDC. A figura 2.15 abaixo mostra a transmissão feita em HVDC.



Figura 2.15: Sistema de transmissão em HVDC, figura adaptada de[14].

2.5.1 Futura Transmissão em HVDC na Europa usando conexão de várias Fontes das Energias Renováveis.

Tendo em conta as exigências do sector eléctrico e o desenvolvimento das indústrias e não só, também com o crescimento dos parques eólicos *offshore* com distâncias longas e outras centrais renováveis que precisam ser conectados à grande rede, isso tudo faz com que as redes de energia futuras sejam mais exigentes e com mais desafios. A figura 2.16 abaixo apresenta uma possível configuração da rede futura[53],[13].

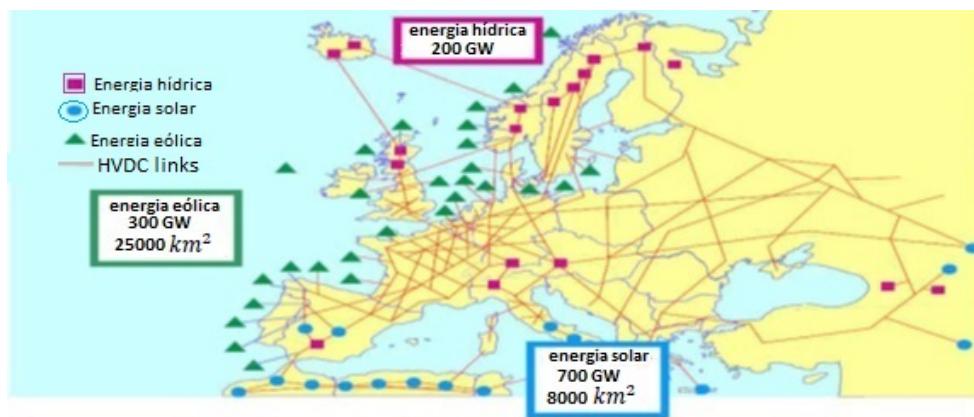


Figura 2.16: Futura rede HVDC integrada dos recursos de energia renovável na Europa, figura adaptada de, [13].

Fazendo a transmissão em HVDC, poder-se-ão minimizar vários problemas que as linhas de alimentação CA apresentam. A figura 2.16 acima mostra a utilização possível de HVDC fazendo a interconexão de várias fontes de energia renovável na Europa. Essa tecnologia tem apresentado um crescente número de projectos de HVDC em todo o mundo, havendo assim um maior interesse por parte dos engenheiros quanto a esse tipo de tecnologias.

2.5.2 Principais componentes do sistema de transmissão de Alta Tensão em Corrente Contínua (HVDC).

Um sistema de transmissão pode ser composto de vários elementos ou componentes, para oferecer uma melhor fiabilidade no processo de transmissão de electricidade.

Aqui serão apresentados para o sistema de transmissão em Alta Tensão e Corrente Contínua (HVDC) os componentes principais que o compõem e também serão discutidos e apresentados com detalhe cada um tendo em conta as funções que cada um exerce no sistema de transmissão [54],[55],[56]. Os principais componentes mais relevantes que compõem o sistema de transmissão de Alta Tensão em Corrente Contínua (HVDC) são os seguintes:

- 1-Válvulas;
- 2-Transformadores;
- 3-Reatore amaciador;
- 4-Filtros de AC e DC;
- 5-Protectores de falha;
- 6-Linha de Transmissão (Cabos DC).

Válvulas

As válvulas dos conversores são compostas por tirístores e são fundamentais para a conversão de AC para DC, fazendo com que estes sejam os componentes centrais de qualquer estação onduladora HVDC. As válvulas são organizadas num grupo de 12 impulsos com três válvulas quádruplas. Cada válvula de tiristor única consiste numa certa quantidade de tirístores ligados em série com os circuitos auxiliares. A figura 2.17 abaixo mostra as válvulas de conversão.



Figura 2.17: Válvulas de conversão, figura adaptada de[8] .

Transformadores

Os transformadores conversores transformam o nível de tensão do barramento AC para o nível de tensão CC. Normalmente estes são de fase única e de três tipos de enrolamento, mas dependendo das necessidades de transporte e da potência nominal, eles podem ser dispostos noutros formatos. Quando construído como transformadores trifásicos, há geralmente uma unidade com a válvula de enrolamento disposta em estrela. A figura 2.18 a baixo apresenta o tipo de transformador conversor HVDC.



Figura 2.18: Transformador de conversão, figura adaptada de[8].

Reator

O reator é um dos equipamentos mais importante do sistema de transmissão de Corrente Contínua e Alta Tensão (HVDC). O reator tem como objectivo prevenir as correntes intermitentes, a limitação das falhas de correntes em corrente contínua (DC) e prevenção de ressonância no circuito de corrente. O reator tem sido aplicado nas linhas

2.5. SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ALTA TENSÃO E CORRENTE CONTÍNUA (HVDC) 29

de transmissão de 500 kV de Corrente Contínua, por apresentar baixo custo, baixo custo de manutenção, ser leve e de instalação simples[57],[8]. Basicamente existe dois tipos de reactores que são:

- Reator isolado do Ar do tipo Seco (*Air-insulated dry-type reactors*) ;
- Reator isolado a óleo em um tanque (*Oil-insulated reactors in a tank*).

Estes dois tipos de reactores são seleccionados tendo em conta a sua indutância, custo, requisitos sísmicos, manutenção e a sua localização na unidade de peças. A figura 2.19 abaixo, apresenta os dois tipos de reactores. Na figura da esquerda o reactor isolado do ar do tipo seco e na direita o reactor isolado a óleo num tanque.



Figura 2.19: Reator isolado do Ar do tipo Seco a (esquerda) e Reator isolado a óleo em um tanque figura a (Direita), figura adaptada de[8].

Filtros AC e DC

Os filtros são muito importantes no sistema de transmissão AC para DC, e são calculados tendo em conta o aumento de número não linear de cargas. Quando se aumenta as cargas não lineares isso pode apresentar um aumento significativo de potência reactiva e harmónica que acarreta consigo várias consequências indesejáveis no sistema.

No lado da corrente AC de um conversor HVDC de 12 pulsos, são gerados filtros da ordem de 11, 13, 23, 25 e superior[8],[58]. O objectivo de instalação de filtros é o de limitar a quantidade de harmónicos para o nível que é solicitado pela rede. Quando a rede está no processo de conversão, o conversor consome uma carga reactiva que é compensado em parte pelos bancos de filtros e o restante é colmatado pela bateria de condensadores.

Também se pode usar o conversor VSC (*Source Voltage Converter*), para que não haja a necessidade de compensar qualquer potência reactiva consumida pelo próprio conversor.

As correntes harmónicas no lado CA estão relacionadas directamente com a frequência PWM (*Pulse Width Modulation*), assim este conversor reduz a sua quantidade no filtro drasticamente, em comparação com conversores de comutação natural. A figura 2.20 de filtro AC está apresentada em baixo.



Figura 2.20: Filtro de corrente Alternada AC, figura adaptada de [8].

Filtro DC

Geralmente os conversores HVDC criam harmónicos em todos os modos operacionais e esses harmónicos criam perturbações no sistema de telecomunicações. Por isso, os filtros DC são utilizados especialmente e concebidos de modo a reduzir os harmónicos causados pelas correntes AC em frequências altas, reduzindo também as possíveis perturbações na rede. É importante lembrar que os filtros são necessários para cuidar dos harmónicos gerados no sistema de transmissão do lado DC, estes são menores e geralmente mais baratos em comparação com filtros no lado CA. A figura 2.21 abaixo apresenta o Filtro DC.



Figura 2.21: Filtro de corrente contínua DC, figura adaptada de [8].

Cabo DC[59],[60],[8]

No sistema de transmissão em HVDC os cabos tem uma aplicação muito importante, pois muitas vezes são submetidos a ambientes agressivos como é o caso do mar. Nestes casos HVDC é a tecnologia preferida para superar distâncias superiores a 70 km e ca-

pacidade de transmissão de várias centenas a mais de mil MW. No caso de transmissão através de cabo submarino, exige um cabo especial e apropriado para a corrente DC e voltagem necessária. Para o fabrico de cabos submarinos HVDC existem duas tecnologias mais comuns que são as seguintes:

- Cabos de massa impregnada (MI);
- Cabos revestidos a óleo (OF).

O cabo de massa impregnado (MI) é constituído por um condutor com camadas de cobre de segmentos em torno de uma haste circular central como é mostrado na figura 2.22. Este condutor é revestido de óleo, papel impregnado com resina e as suas camadas interiores são carregados de papéis de carbono e a outra camada exterior é constituída por tecidos de cobre. No exterior este cabo é constituído por bainhas, ecrã de isolamento, armaduras e camada de protecção contra corrosão de polietileno extrudido para proteger o cabo da deformação permanente durante o carregamento e também de ambiente exterior fora de isolamento. Esta tecnologia permite que o cabo tenha uma capacidade de transmissão até 800 MW para as tensões de 500 kV e com classificação bipolar de 1600 MW num cabo com profundidade até 1000 m abaixo do nível do mar. Quanto à secção os condutores que são tipicamente até 2500 mm² com capacidade de transmissão bipolar de 2000 MW. O cabo revestido a óleo (OF) é constituído de um condutor isolado por papel impregnado com um óleo que apresenta uma baixa viscosidade e envolvendo uma conduta longitudinal para possibilitar o escoamento de óleo ao longo dos cabos. Estes são usados tanto para corrente alterna como corrente contínua e podem ser usados nos sistemas de transmissão em corrente contínua até 600 kV de tensão. Apresenta comprimento limitado nas linhas de transmissão inferior a 100 km. Por outro lado, no que refere ao meio ambiente, ele apresenta um risco enorme no meio ambiente devido ao vazamento de óleo.

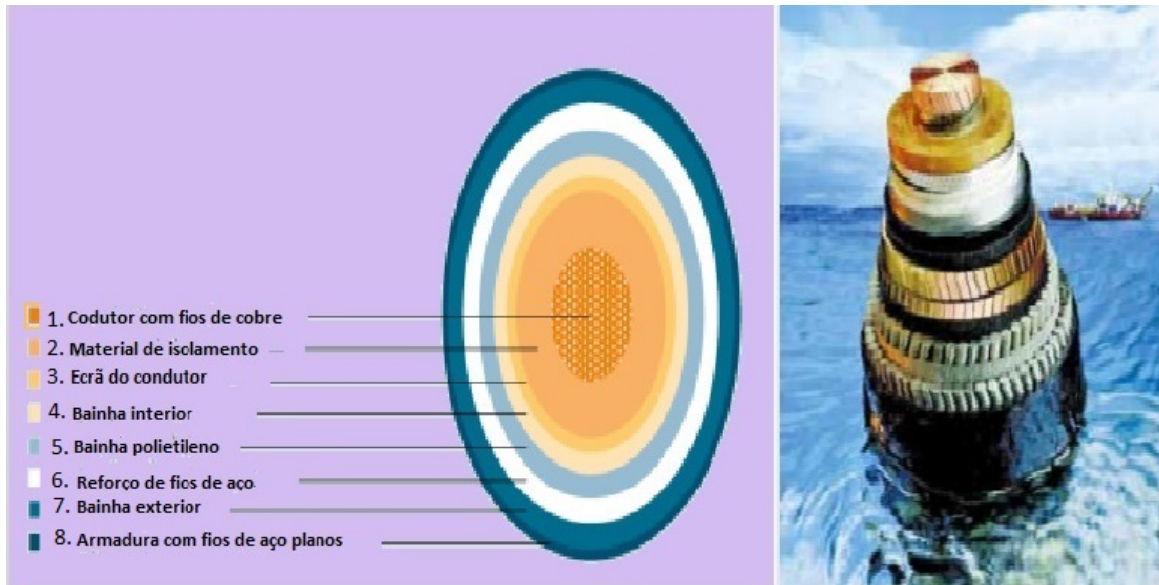


Figura 2.22: Cabos de massa impregnada (MI), figura adaptada de[8].

2.6 Sistema de Transmissão HVDC-usando Conversores da fonte de tensão (VSC)

A tecnologia do sistema de transmissão de alta tensão em corrente contínua com conversores da fonte de tensão (HVDC-VSC) são sistemas recentes utilizados em transportes de energia eléctrica, baseados na união dos dispositivos IGBT (*Insulate gate bipolar transistor*) com a necessidade de conseguir o nível de tensão desejado[61],[62]. Este sistema apresenta muitas vantagens no que diz respeito à transmissão de energia eléctrica, tem um rápido controlo da potência activa, reactiva e redução de perturbação durante o transporte.

Devido à sua complexidade não existem muitos fabricantes da tecnologia HVDC-VSC, sendo que os principais e que se destacam neste campo são a ABB e a Siemens, cujos produtos fornecido tem como a denominação comercial de HVDC Light e HVDC Plus[63]. A primeira instalação desta tecnologia foi desenvolvida na década de 1990 e um dos projectos mais relevantes foi instalado pela primeira vez em 1997 na Suécia pela empresa ABB, onde foi implementado um sistema experimental com capacidade de transmitir 3 MW DC e ± 10 kV a uma distância de 10 km.

2.6. SISTEMA DE TRANSMISSÃO HVDC-USANDO CONVERSORES DA FONTE DE TENSÃO (VSC)

Também foram desenvolvidos outros projectos, como por exemplo a ligação entre a Estónia e a Finlândia com capacidade de transmissão de 350 MW e ± 150 kV, a ligação na Austrália em Murraylink com 220 MW e ± 150 kV. Para além destes projectos também existe ainda um projecto em construção que teve o início em Dezembro de 2010, para interligação entre Espanha e a França, cruzando os Pireneus Orientais e será composto de duas ligações cada uma de 1000 MW HVDC PLUS ± 320 kV[62].

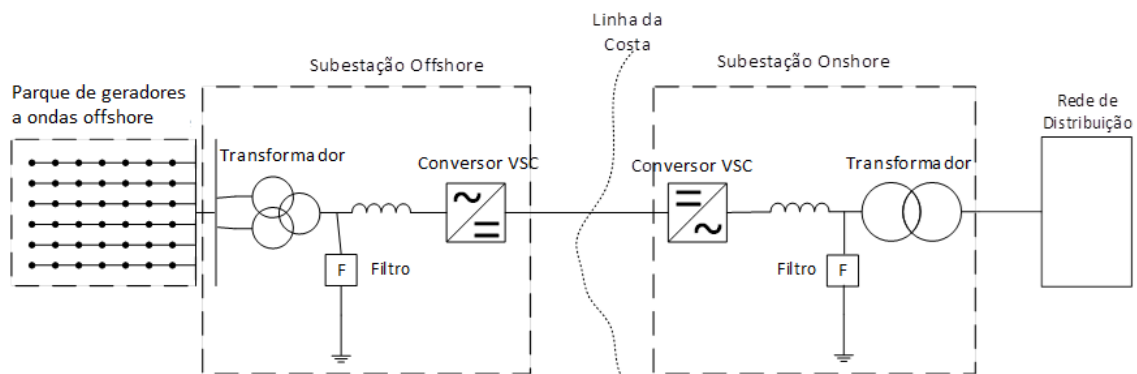


Figura 2.23: Representação de um sistema de transmissão HVDC-SVC construídos com IGBTs, figura adaptada de[15].

Depois de se ter apresentado na figura o sistema de transmissão HVDC-VSC, também são apresentados os principais componentes, a saber [61]:

- 1-Transformador(DC) ;
- 2-Convertidores (válvulas IGBT'S);
- 3-Condensadores de corrente contínua(DC);
- 4-Filtros de corrente alternada (AC);
- 5-Indutâncias de acoplamento dos convertidores (Phase reactor);
- 6-Linha de Transmissão (Cabo DC).

Transformador

Normalmente o transformador é utilizado para exercer as suas funções habituais, tais como a alteração do nível de tensão e garantir o isolamento galvânico. Por outro lado, os conversores no geral estão ligados ao sistema de corrente alternada por meio de um transformador [64].

Conversores (Válvulas-IGBT 'S)

A estação onduladora utiliza válvulas-IGBTs comutadas a grandes frequências, aproximadamente 2000Hz, sendo que a sua comutação é feita a uma frequência muito elevada, o que faz com que os números de harmônicos sejam reduzidos, diminuindo efectivamente o tamanho dos filtros, o que leva a que haja um aumento das perdas tornando o sistema menos eficiente [65].

Para evitar essa situação, usa-se a modulação de largura de pulso PWM (*Pulse Width Modulation*) para controlo do sistema, também se pode utilizar a Modulação de Largura de Pulso otimizado (*Optimal Pulse Width Modulation-OPWM*) para tornar melhor o controlo do circuito do PWM. A função OPWM deve fornecer duas funções: calcular o tempo para a próxima amostra instantânea e modular o vector de tensão de referência. O OPWM é um método de modulação que é utilizado para eliminação harmónica e para reduzir as perdas do conversor [16]. A figura 2.24 apresenta a construção de uma onda sinusoidal por um PWM de dois níveis.

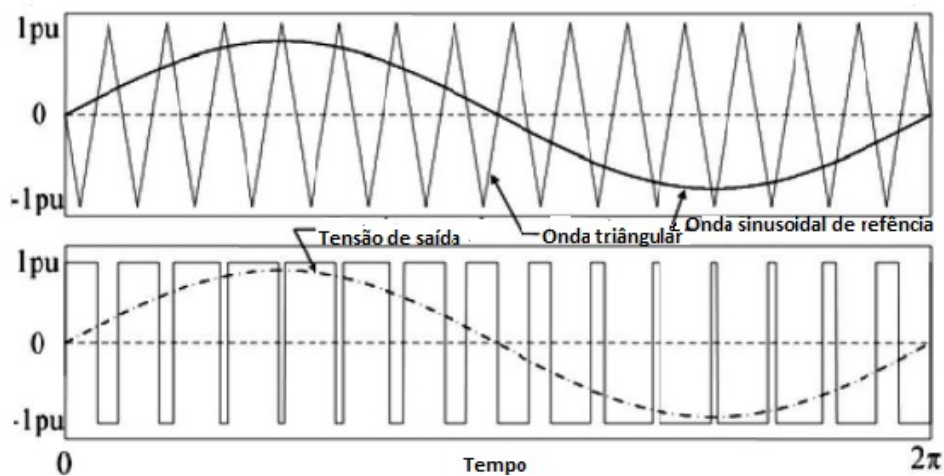


Figura 2.24: Dois níveis do método do PWM sinusoidal: referência (sinusoidal) e transportadores de sinais (triangular) e fase-neutro onda de tensão, figura adaptada de[15].

O uso da PWM na tecnologia VSC, faz com que se torne possível controlar a potência reactiva e activa de forma independente, isto torna-se vantajoso para auxílio da rede em corrente alternada no momento de distúrbios. Pode também controlar de modo separado o fluxo da potência reactiva em cada conversor pela tensão AC que é solicitado ou também pode ser definido manualmente sem modificar a tensão DC[66].

A PWM (*Pulse Width Modulation*) utiliza um sinal de controlo sinusoidal à frequência

2.6. SISTEMA DE TRANSMISSÃO HVDC-USANDO CONVERSORES DA FONTE DE TENSÃO (VSC)

desejada (modulação de frequência), para modelizar o “duty cycle”, entretanto o sinal de controlo é comparado com a onda triangular e a frequência da onda triangular determina a frequência de comutação do inversor. A figura 2.25 é apresentado um circuito simples de conversor de tensão VSC.

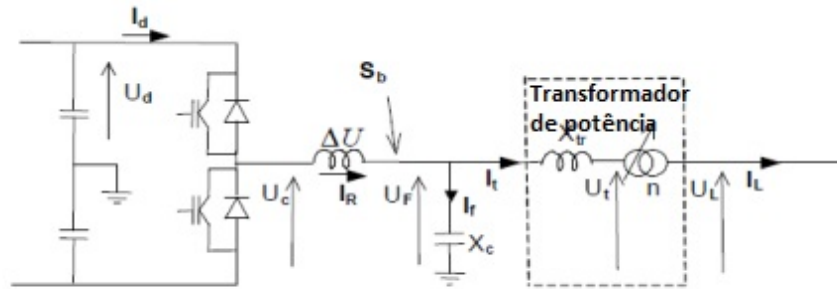


Figura 2.25: Representação simples de conversor de tensão VSC, figura adaptada de[16].

Controlando o ângulo de fase entre a tensão de frequência fundamental gerada pelo conversor e a tensão por intermédio do filtro de corrente alternada (AC), pode fazer com que o fluxo de potência activa entre o conversor e o sistema de Corrente Alternada (AC) seja controlada. A diferença de amplitude de U_f e U_c , controla o trânsito de potência reactiva entre o conversor e a rede AC. Assim, as componentes activas e reactivas são representadas e definidas pelas equações[15],[67]:

$$P = \frac{V_f V_C}{X_L} \times \sin \delta \quad (2.3)$$

$$Q = \frac{U_f(U_f - V_C)}{X_L} \times \cos \delta \quad (2.4)$$

Onde:

P —É a potencia activa depois do inversor, em $[MW]$;

Q —É a potência reactiva depois do inversor, em $[MVAR]$;

U_c —É a tensão enviada pela frequência, em $[V]$;

U_f —É a tensão recebida pela frequência, em $[V]$;

δ —É o ângulo entre as tensões, em $[graus]$;

$X_L = \omega L$ —É a reactância do reactor conversor (bobine), em $[\Omega]$.

Indutância de Acoplamento dos conversores (Phase Reactor)

Normalmente os reactores de fase são usados para controlar o fluxo de potência activa e reactiva, regulando as correntes através deles. Consiste em bobinas verticais sobre isoladores com armaduras para eliminar os campos magnéticos criados fora do reactor. Os reactores são geralmente cerca de 0.15p.u.impedância. As principais funções dos reactores são as seguintes[66]:

- Bloquear correntes harmônicas associadas com a frequência de comutação;
- Controlo de potência activa e reactiva ;
- Fornecer uma filtragem passa-baixo da PWM para conseguir a frequência desejada;
- Limitar as correntes curto-circuito.

Condensador de corrente contínua (DC)

Os condensadores do lado da corrente contínua têm duas pilhas de condensadores do mesmo tamanho, os seus tamanhos dependem da tensão de corrente contínua necessária. Estes condensadores têm como finalidade fornecer o caminho para a corrente de retorno, armazenar energia e limitar as variações de tensão (reduzindo assim a ondulação de tensão do lado corrente contínua) [66].

Filtro AC

Tendo em conta que as Corrente Alternada (AC) contem componentes harmónicos derivados da comutação dos IGBTs, há necessidade de serem evitados estes harmónicos para que não sejam emitidos para o sistema de corrente alterna e provocar mau funcionamento de equipamentos do sistema de corrente alterna. Sendo assim, é utilizada a PWM para o controlo dos conversores de fontes de tensão (VSC), a onda da tensão não é exactamente sinusoidal sendo por isso necessário recorrer aos filtros para tornar a onda da tensão sinusoidal[66].

2.6. SISTEMA DE TRANSMISSÃO HVDC-USANDO CONVERSORES DA FONTE DE TENSÃO (VSC)

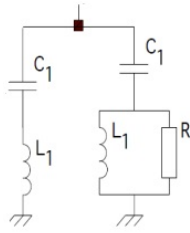


Figura 2.26: Esquema de filtro AC, figura adaptada de[17]

Cabo DC

O cabo DC com isolamento polietileno extrudido (XPLE) é uma tecnologia relativamente nova para o mercado de HVDC, uma vez que anteriormente era dominada por cabos de Massa Impregnado (MI). O primeiro-cabo HVDC com este isolamento, foi instalado em 2002 entre Connecting e Long Island, no Nordeste EUA, operando a ± 150 kV de tensão e com capacidade de 330 MW [66]. O sistema de transmissão de potência pode ser feito em três níveis de tensão na ordem de ± 80 kV, ± 150 kV e ± 320 kV. Os cabos utilizados no sistema de transmissão HVDC-VSC empregam um condutor de alumínio ou de cobre de forma redonda, constituída por várias fileiras de material condutor. Os cabos submarinos apresentam um isolamento composto por ecrã isolante, blindagem, bainha de polietileno extrudido, armadura que apresenta duas camadas, bainha exterior e protecção contra agentes corrosivo marinho[68].

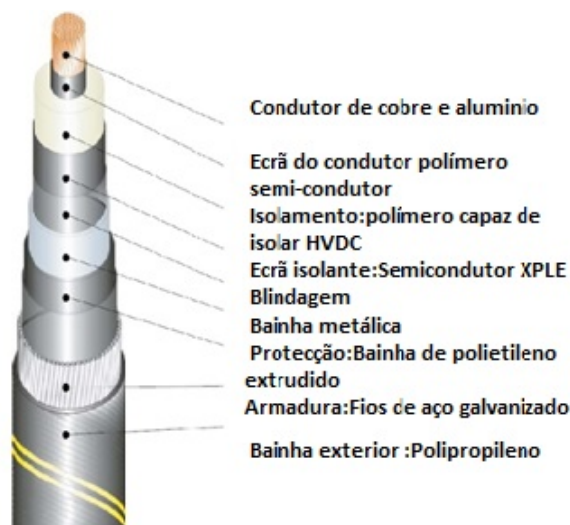


Figura 2.27: Cabo XPLE-HVDC, figura adaptada de[17].

Também pode ser feito ainda algumas considerações de um modo geral quanto a colocação dos cabos submarinos. No que diz respeito à instalação dos cabos submarinos, estes podem ser instalados separados ou juntos. Quando os cabos estão afastados faz com que haja menos perdas de energia eléctrica, e quando estão instalados juntos ou próximo, estes apresentam baixa transmissão de calor e por conseguinte aumentam as perdas na armadura. As correntes induzidas na armadura chegam de atingir um valor perto da corrente do próprio condutor.

A tabela 2.2, apresenta a capacidade de transmissão dos cabos tendo em consideração os valores das correntes nominais e as suas respectivas secções.

Tabela 2.2: Capacidade de corrente de cabos submarinos em função da secção, tabela adaptada de[17].

Cabos trifásicos XLPE 10-90 kV		
Secção (mm ²)	Alma condutora em cobre	Alma condutora em alumínio
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Capítulo 3

Previsão das perdas

Neste capítulo, faz-se a previsão das perdas da ligação a terra do gerador trifásico descrito em [23], de 380 V, 28 kVA e situado a 500 m da costa. Na secção 3.1, são feitas em primeiro lugar algumas considerações sobre os parâmetros do sistema de transmissão de energia eléctrica. Na secção 3.2, são apresentados os modelos das linhas de transmissão. Na secção 3.3, são apresentados os cálculos teóricos (previsão das perdas), donde serão analisados quatro cenários. No primeiro cenário analisa-se um circuito eléctrico de Baixa Tensão (BT) constituído por um gerador eléctrico trifásico que alimenta uma determinada carga. Faz-se análise total das perdas no sistema de transmissão por intermédio de cálculos que serão apresentados. No segundo cenário faz-se o dimensionamento de circuito de Corrente Alternada em Alta Tensão (HVAC) composto por dois transformadores ligados um do lado da fonte e o outro do lado da carga com objectivo de elevar e baixar a tensão eléctrica visto que o gerador produz uma tensão baixa na ordem de 0,38 kV. Este gerador alimenta uma carga constante ligada à rede eléctrica. No terceiro cenário analisa-se um circuito de Baixa Tensão (BT) constituído por um rectificador no lado da fonte e ondulator no lado da carga. As perdas no rectificador e ondulator não são calculadas. Foram calculadas as perdas no cabo. No quarto cenário analisa-se um circuito eléctrico constituído por cabos, dois transformadores, rectificador, e ondulator ligados nas duas extremidades do lado da fonte e da carga. A transmissão é feita em alta tensão e em corrente contínua com perspectiva de reduzir as perdas na linha de transmissão. Não são tidos em conta as perdas no inversor e no rectificadores para este cenário.

3.1 Parâmetro de sistema de transmissão

Na linha de transmissão monofásica, a geometria dos condutores, as propriedades dos seus materiais, e as propriedades dielétrico que os envolve, definem os seguintes parâmetros constitutivos, definidos por unidades de comprimento, e por isso chamados parâmetros distribuídos[24], [25]:

L – Coeficiente de auto-indução, por unidade de comprimento ($H \cdot km^{-1}$)

R – Resistência dos condutores, por unidade de comprimento ($\Omega \cdot km^{-1}$)

C – Capacidade por unidade de comprimento, ($F \cdot km^{-1}$)

G –Condutância transversal por unidade de comprimento ($G \cdot km^{-1}$)

Devido ao grande comprimento que as linhas de transmissão de energia normalmente têm, neste âmbito generalizou-se o uso de parâmetros distribuídos por quilómetro, e não por metro como decorreria do uso estrito do sistema S.I. de unidades. Nestes parâmetros, as perdas estão associadas a R e a G ; L refere-se a todos os campos magnéticos, dentro e fora dos condutores. Estes parâmetros podem variar com a frequência, por exemplo devido ao efeito pelicular. Por isso entende-se que os seus valores são os convenientes para a frequência em estudo. Por exemplo, o valor da resistência R já dará conta das perdas devidas ao efeito pelicular. É de notar que numa linha monofásica, R representa a resistência por km nos dois condutores; já numa linha trifásica, apenas um condutor contribui para R .

A partir dos parâmetros constitutivos definem-se outros dois parâmetros distribuídos, para linhas a trabalhar em regime sinusoidal de frequência ω :

$$\bar{Z}_{lg} = R + j\omega L \quad (3.1)$$

$$\bar{Y}_{lg} = G + j\omega C \quad (3.2)$$

Onde:

\bar{Z}_{lg} – Impedância longitudinal por unidade de comprimento ($\Omega \cdot km^{-1}$)

\bar{Y}_{lg} – Admitância transversal por unidade de comprimento ($S \cdot km^{-1}$)

A partir destes últimos, definem-se os chamados parâmetros ondulatórios:

$$\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{Z}_{lg}\bar{Y}_{tr}} \quad (3.3)$$

$$\bar{Z}_w = \sqrt{\frac{\bar{Z}_{lg}}{\bar{Y}_{tr}}} \quad (3.4)$$

Onde:

$\bar{\gamma}$ – Constante de propagação (km^{-1})

\bar{Z}_w – Impedância característica de onda (Ω)

Estas relações podem ser invertidas, obtendo-se os parâmetros constitutivos a partir dos ondulatórios:

$$\bar{Z}_W \times \bar{\gamma} = \bar{Z}_{lg} \quad (3.5)$$

$$\frac{\bar{\gamma}}{\bar{Z}_W} = \bar{Y}_{tr} \quad (3.6)$$

A impedância característica divide-se nas suas partes real e imaginária:

$$\bar{Z}_w = R_w + jX_w \quad (3.7)$$

Com :

R_w = resistencia característica de onda (Ω); ($R_w \geq 0$)

X_w = reactância característica de onda (Ω)

Quanto à constante de propagação, divide-se nas suas partes real e imaginária :

$$\bar{\gamma} = \alpha + j\beta \quad (3.8)$$

Onde:

α – Constante de atenuação (km^{-1})

β – Constante de fase ($rad \cdot km^{-1}$)

A constante de fase β relaciona-se com o comprimento de onda λ através de

$$\beta = \frac{2\pi}{\lambda} \quad (3.9)$$

A velocidade de propagação (v) na linha relaciona-se com o período (T) das grandezas e com o comprimento de onda, através de

$$V = \frac{\lambda}{T} = \frac{\omega}{\beta} \quad (3.10)$$

Se a linha não tiver perdas importantes, será $\alpha \ll \beta$, portanto $\bar{\gamma} \approx j\beta$ e então resulta

$$\beta \approx \omega \times \sqrt{LC} \quad (3.11)$$

$$\nu \approx \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.12)$$

3.2 Modelos das linhas

Numa linha, o par de grandezas à entrada (tensão \bar{U}_e e corrente \bar{I}_e) e o par \bar{U}_s e \bar{I}_s à saída (fig.3.1), podem ser relacionados entre si.

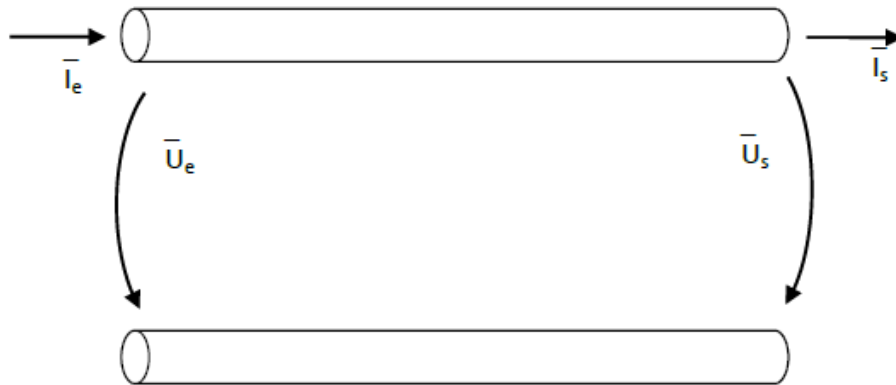


Figura 3.1: Modelo de uma linha.

Se a linha tiver propriedades lineares, esta relação é linear e pode ser expressa por uma matriz de transmissão:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_e \\ \bar{I}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_s \\ \bar{I}_s \end{bmatrix}$$

Das equações de propagação na linha, deduz-se que a relação entre entrada e saída depende do comprimento l da linha, surgindo então:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_e \\ \bar{I}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma}.l) & \bar{Z}_w \cdot \sinh(\bar{\gamma}.l) \\ \frac{\sinh(\bar{\gamma}.l)}{\bar{Z}_w} & \cosh(\bar{\gamma}.l) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{U}_s \\ \bar{I}_s \end{bmatrix}$$

Um circuito que seja um modelo da linha deve reproduzir estas equações. Normalmente, e por conveniência, usa-se como circuito equivalente um quadripolo simétrico, com a topologia de um (T) ou de um π . Neste trabalho vai-se utilizar a topologia em PI, ou seja, um quadripolo constituído por uma impedância série (\bar{Z}_s^Π) e uma admitância paralelo (\bar{Y}_p^Π). Os índices superiores nos parâmetros não são expoentes, são apenas a indicação que se está a considerar um modelo em PI. A Impedância série fica entre a entrada e a saída, e a admitância paralela é dividida em duas metades, cada uma em paralelo com um dos extremos (fig.3.2).

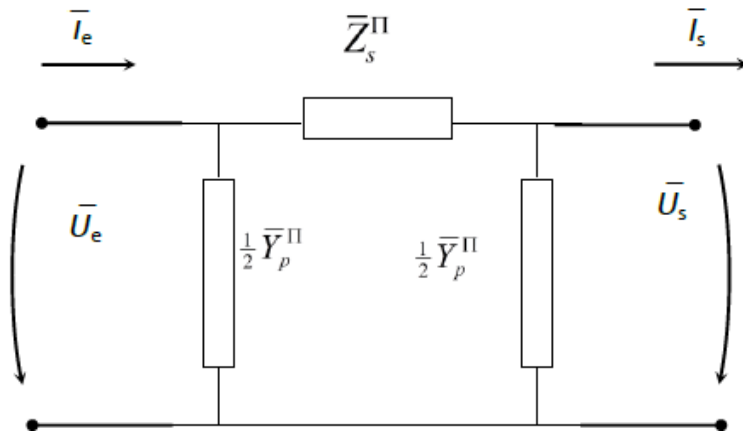


Figura 3.2: Modelo de uma linha.

Escrevendo as equações deste circuito, a relação entre entrada e saída resulta:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_e \\ \bar{I}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{\bar{\gamma}_p^\pi}{2} \cdot \bar{Z}_s^\pi\right) & \bar{Z}_s^\pi \\ \left(\bar{\gamma}_p^\pi + \bar{Z}_s^\pi \cdot \left(\frac{\bar{\gamma}_p^\pi}{2}\right)^2\right) & \left(1 + \bar{Z}_s^\pi \frac{\bar{\gamma}_p^\pi}{2}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_s \\ \bar{I}_s \end{bmatrix}$$

Para que estas equações sejam equivalentes às da linha, deverá ser:

$$\bar{Z}_s^\pi = \bar{Z}_w \cdot \sinh(\bar{\gamma} \cdot l) \quad (3.16)$$

$$\frac{\bar{Y}_p^\pi}{2} = \frac{1}{\bar{Z}_w} \cdot \tanh\left(\frac{\bar{\gamma}_p^\pi \cdot l}{2}\right) \quad (3.17)$$

3.2.1 Linha longa

Uma “linha longa” é uma linha cujo comprimento l leva a que o módulo $|\bar{\gamma} \cdot l|$ não seja muito menor que 1. Esta condição é aproximadamente equivalente a dizer que o comprimento da linha não é muito menor que um quarto do comprimento de onda. Nesse caso, as funções hiperbólicas da equação anterior não têm uma aproximação simples de fazer, e devem ser calculadas com rigor para se obter os valores dos parâmetros equivalentes do circuito.

3.2.2 Linha curta

Numa “linha curta”, o seu comprimento é muito menor que um quarto do comprimento de onda. Isso leva à condição $|\bar{\gamma} \cdot l| \ll 1$. Com esta condição, as funções hiperbólicas têm a aproximação:

$$\sinh(\bar{\gamma} \cdot l) \approx \bar{\gamma} \cdot l \quad (3.18)$$

$$\tanh\left(\frac{\bar{\gamma} \cdot l}{2}\right) \approx \frac{\bar{\gamma} \cdot l}{2} \quad (3.19)$$

Com estas aproximações, e atendendo a que $\bar{Z}_W \cdot \bar{\gamma} = \bar{Z}_{lg}$ e $\frac{\bar{\gamma}}{\bar{Z}_W} = \bar{\gamma}_{tr}$, as equações dos parâmetros do circuito resultam em

$$\bar{Z}_s^\pi = \bar{Z}_{lg} \cdot l \quad (3.20)$$

$$\bar{Y}_p^\pi = \bar{Y}_{tr} \cdot l \quad (3.21)$$

E o circuito equivalente resulta no que está representado na fig.3.3, em que a impedância série é a impedância longitudinal por unidade de comprimento vezes o comprimento, e as duas admitâncias paralelas são, cada uma, metade da admitância por unidade de comprimento vezes o comprimento.

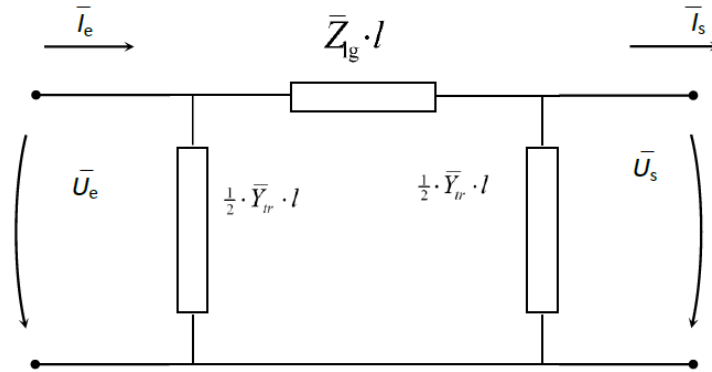


Figura 3.3: Modelo de uma linha.

Este esquema aproximado provoca erro inferior a 1% se o comprimento da linha l for menor que 5% do comprimento de onda ($l < 300$ km a 50 Hz, ou $l < 600$ km a 25 Hz) Estes resultados estão resumidos da figura 3.4.

Modelo	Exacto	Aproximado
Esquema em Π		

Figura 3.4: Modelo de uma linha.

3.2.3 Linha curta e cabo curto

As admitâncias transversais do esquema de uma linha curta são, cada uma, $\bar{Y}_{tr} \cdot l / 2$, ou seja, metade do paralelo da condutância transversal e da capacidade transversal

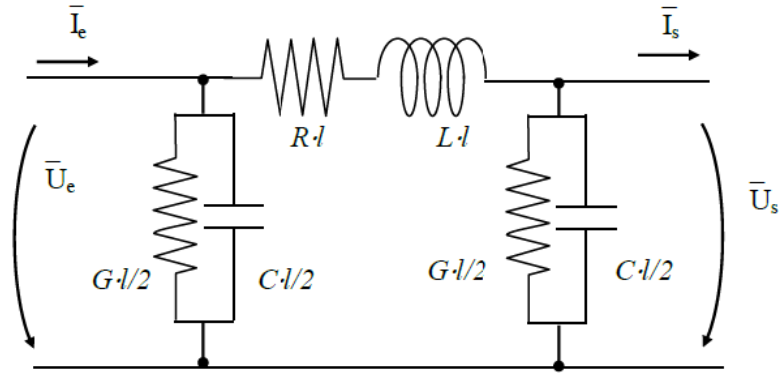


Figura 3.5: Linha curto ou cabo curto.

No caso de uma linha aérea, o isolamento transversal é praticamente perfeito, porque é o ar: $G=0$. Além disso, numa linha aérea a capacidade transversal é pequena quando comparada com a de um cabo, pelo que numa linha muito curta (uma dezenas de quilómetros) $C.l/2$ tem um valor baixo. Resulta então que numa linha aérea muito curta as admitâncias transversais são muito menores que a admitância nominal da linha. Assim, e com a linha a trabalhar com a sua potência nominal, as correntes transversais podem ser desprezadas face às longitudinais, e o esquema resultante é o da fig. 3.6. Neste caso, as únicas perdas consideradas são as longitudinais, dadas por $P = (R.l).I_{EF}^2$ por fase, em que I_{EF} é o valor eficaz da corrente à entrada, igual à de saída.

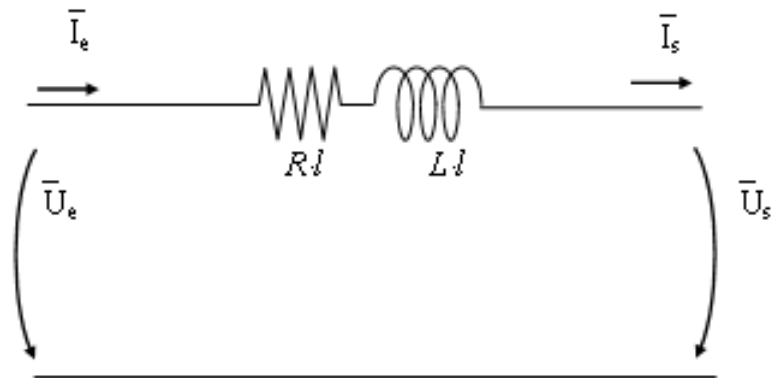


Figura 3.6: Linha curto ou cabo curto.

No entanto, no caso do uso de cabos, os ramos transversais não se podem desprezar, porque, por um lado, C é muito maior que numa linha equivalente, e por outro, o isolamento (material) não é perfeito e já não é $G=0$. Assim num cabo, mesmo curto, o

esquema a usar é o da fig.3.5. Neste caso, há três parcelas nas perdas por fase: uma em cada condutância transversal, e uma na resistência longitudinal. Usando sempre valores eficazes, as três parcelas são: $P_e = U_e^2/Gl$, $P_s = U_s^2/Gl$, e $P_{lg} = I_{lg}.Rl$.

Em que P_{lg} são as perdas longitudinais nos condutores, e I_{lg} é a corrente no ramo longitudinal, cujo valor complexo é calculado como $\bar{I}_{lg} = \bar{I}_e - \bar{U}_e / (\bar{I}_{tr}/2)$ ou como $\bar{I}_{lg} = \bar{I}_s + \bar{U}_s / (\bar{Y}_{tr}/2)$ ou ainda como $\bar{I}_{lg} = (\bar{U}_e - \bar{U}_s) / (\bar{Z}_{lg})$

3.3 Cálculos de Previsão das Perdas

Neste capítulo, serão apresentados cálculos teóricos do dimensionamento feito para os quatro cenários. As tabelas 3.1, 3.2 e 3.3, representam os dados do gerador, dados da linha e dados dos dois transformadores, pelo que não são apresentados os dados de electrónica de potência.

Tabela 3.1: Dados do gerador de ondas.

Grandezas	Pot. de base	Tens. de base	Tens. nomi.	Resist. inter.	Frequên.
Simbolos	S_{base} -(kVA)	V_{base} -(V)	V_g -(p.u.)	r-(Ω)	f-(Hz)
Dados	28	380	1	1	25

Tabela 3.2: Dados da linha.

Grandezas	Resiste.	Reacta. Induti.	Reacta. capaci.	Admitã.	Frequên.
Simbolos	R-(Ω)	X_L -(Ω)	X_C -(k Ω)	Y-(S)	f-(Hz)
Dados	0,01788	0,2539	612	$0,817 \times 10^{-6}$	25

Tabela 3.3: Dados de transformadores

Grandezas	Pot.	Tens.	React.enrolam.	React.s.positi.	Corre.Magn.
Simbolos	S-(kVA)	V_{T12} -(kV)	$(R_1 + R_2)$ -(p.u.)	X-(p.u.)	I_m -(%)
Dados	50	,38/30/,38	0,005	0,1	2

3.3.1 Análise do primeiro cenário

Para este primeiro cenário, foram considerados alguns elementos principais do circuito tais como : Gerador, cabo e a carga que será alimentada. No caso da linha (cabo), usou-se um modelo π equivalente. Este modelo de linha é formado por uma impedância série e duas admitâncias transversais . O modelo pode ser utilizado para linhas com qualquer

comprimento. Os parâmetros para este exemplo, são calculados para uma determinada frequência. No caso de linhas longas os parâmetros usados são os dados pela equações envolvendo as funções hiperbólicas dos parâmetros ondulatorios – (eq.3.18, 3.19, 3.20 e 3.21), sendo então o modelo conhecido como modelo π exato ou representado por parâmetros distribuídos como mostra a figura 3.7 abaixo.

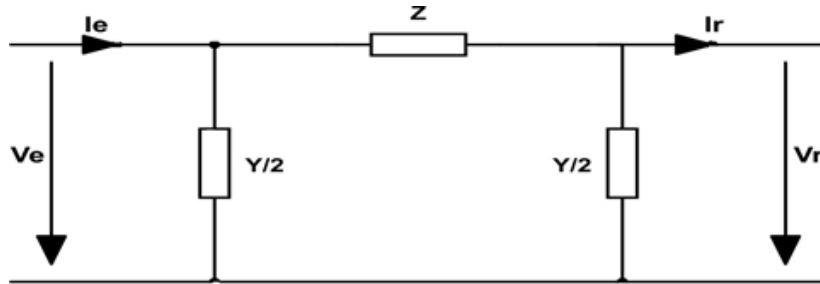


Figura 3.7: Modelo π equivalente.

Considerando os dados do gerador e da linha dadas nas tabelas 3.1 e 3.2 , acima, então, temos os cálculos seguintes:

Corrente na Recepção (I_R), é dada por:

$$I_r = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3}V_{nominal}} = \frac{28\text{kVA}}{\sqrt{3} \times 380\text{V}} = 42,54\text{A} \quad (3.22)$$

Valor do ângulo $\sphericalangle = -44,43^\circ$

Corrente que percorre a linha (I_{12}), é dada por:

$$I_{12} = I_r + V_r \times Y/2 \quad (3.23)$$

Substituindo os dados na equação acima, vem:

$$I_{12} = 42,54\angle-44,43 \text{ A}$$

Queda de Tensão na Linha (ΔV_z), é dada por:

$$\Delta V_z = I_{12} \times Z_L = 10,807\text{V} \quad (3.24)$$

Corrente no gerador (I_g), é dada por:

$$I_g = I_{12} + V_g \times Y/2 \quad (3.25)$$

Substituindo os dados na equação acima, vem:

$$I_g = 42,55 \angle -44^\circ \text{ A}$$

perda na linha (P_L), é dada por:

$$P_L = 3 \times R \times I^2 = 97,116\text{W} \quad (3.26)$$

A tabela 3.4 abaixo, representa os resultados obtidos no sistema todo começando pelas correntes no gerador, linha e a corrente na carga. Também, são apresentados ainda a queda de tensão e as respectivas perdas de potência eléctrica.

Tabela 3.4: Resultados obtidos no sistema AC/AC.

Grandezas	Corre.-gerador	Corre.Linha	Corre.carga	Queda-tens.	Per.tota.
Simbolos	I_g -(A)	I_{12} -(A)	I_r -(A)	ΔU_z -(V)	P_t -(W)
Resultados	42,55	42,55	42,54	10,807	97,116

3.3.2 Análise do segundo cenário

Os transformadores para este segundo cenário são apresentados através das impedâncias, e as relações de transformação são substituídas por circuitos equivalentes. O circuito é composto por um cabo curto e por dois transformadores que estão ligados um no lado da fonte, e o outro no lado da carga. Mas não será possível representar o circuito todo, pelo que é apresentado apenas um modelo equivalente do transformador. No caso do cabo, considerou-se as mesmas equações usadas no primeiro cenário do circuito π equivalente. Analisou-se em primeiro lugar o transformador a que está ligado no lado da carga e depois fez-se análise da linha de transmissão quanto as perdas. Fez-se novamente a análise do segundo transformador que está ligado do lado da fonte. Por outro lado, serve para lembrar que a relação de transformação é de 380 V/30 kV/380V, isto é: fonte, linha de transmissão (cabo) e carga.

Considerando os dados do gerador e da linha dada na tabela 3.1 , 3.2 e 3.3 , acima, então, temos os cálculos seguintes:

Impedância de magnetização (Z_{ϕ_1}), é dada por :

$$\frac{1}{Z_{\phi_1}} = \sqrt{\frac{1}{R_{fe}^2} + \frac{1}{\chi_{\mu}^2}} \quad (3.27)$$

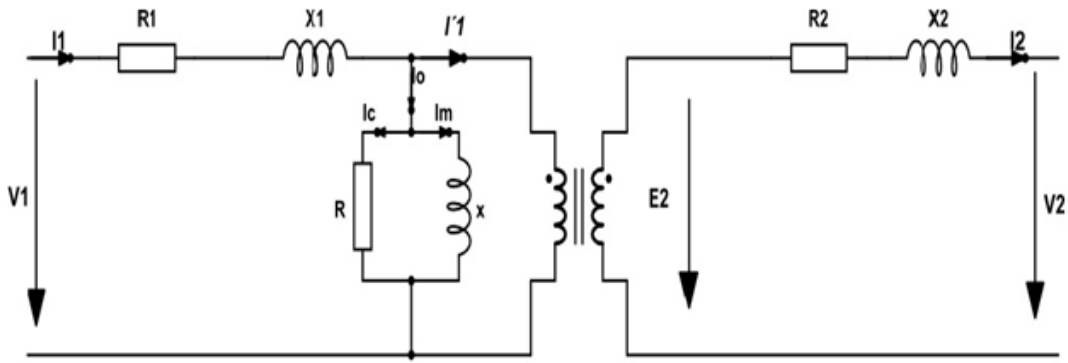


Figura 3.8: Modelo equivalente do transformador.

$$Z_n = \frac{V_n^2}{S_n} = 32,142 \text{ k}\Omega \quad (3.28)$$

$$R_{fe} = \frac{Z_n}{\chi(\%)} = 6,4 \text{ M}\Omega \quad (3.29)$$

$$\chi_\mu = \frac{Z_n}{\chi(\%)} = j1,6 \text{ M}\Omega \quad (3.30)$$

Substituindo os dados obtidos na equação 3.27, temos :

$$\bar{Z}_{\phi_1}^{-1} = 6,44 \times 10^{-7} \angle 76,03^\circ \Omega^{-1}$$

Corrente de magnetização (I_{ϕ_1}), é dada por :

$$I_{\phi_1} = \sqrt{I_{fe}^2 + I_\mu^2} \quad (3.31)$$

Corrente “de perdas no ferro” e a corrente magnetizante é calculada a partir das seguintes expressões, nas quais V_{10} é a tensão no ramo de magnetização:

$$I_{R_{fe}} = \frac{V_{10}}{R_{fe}} \quad (3.32)$$

$$I_\mu = \frac{V_{10}}{\chi(\mu)} \quad (3.33)$$

Substituindo os dados nas expressões 3.32 e 3.33 vem:

$$I_{R_{fe}} = 5 \angle 0^\circ \text{ mA}$$

$$I_{\mu} = 18,75 \angle -90^{\circ} \text{mA}$$

Substituindo os dados das correntes na expressão 3.31 vem:

$$I_{\phi_1} = 19,40 \angle -75,07^{\circ} \text{mA}$$

Perdas no cobre (I_{ϕ_1}), é dada por :

Igualando a expressão $I_1 = I_2 = I_{nominal}$ e $P_{cu} = (R_1 + R'_2) \times I_{nominal}^2$, fez-se a dedução das fórmulas e chegou-se as equações seguintes :

$$(R_1 + R'_2) = \chi(\%) \times Z_{nominal} \quad (3.34)$$

$$(X_1 + X'_2) = \chi(\%) \times Z_{nominal} \quad (3.35)$$

Substituindo os dados nas expressões 3.34 e 3.35, vem:

$$(R_1 + R'_2) = 160,715 \Omega, \text{ sendo que } R_1 \approx R'_2$$

$$(X_1 + X'_2) = 3,2 \text{ k}\Omega$$

O valor da impedância equivalente (Z_{eq}) no cobre é determinada a partir da expressão seguinte:

$$Z_{eq} = \sqrt{(R_1 + R'_2)^2 + (X_1 + X'_2)^2} \quad (3.36)$$

Substituindo os dados, e calculando o ângulo, vem para a impedância complexa:

$$Z_{eq} = 3,218 \angle 87,13^{\circ} \text{k}\Omega$$

Corrente na Recepção

A corrente na recepção referida a secundário do transformador (I'_R), é calculada a partir da equação seguinte :

$$I'_R = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3}V_{nominal}} = \frac{28\text{kVA}}{\sqrt{3} \times 30\text{kV}} \quad (3.37)$$

Substituindo os dados na equação acima, vem :

$$I'_R = 0,538 \angle -44,43^{\circ} \text{A}$$

A corrente no transformador (I_{T2}), é calculada a partir da equação seguinte:

$$I_{T2} = I_{\phi_1} + I_R \quad (3.38)$$

Substituindo os dados das correntes obtidos na expressão 3.31 e 3.37 em 3.38, vem:

$$I_{T2} = 0,555 \angle 45,45^\circ \text{ A}$$

Queda de tensão no transformador (ΔV_{T2}), é dada por :

$$\Delta V_{T2} = I_{T2} \times (R_{21} + jX'_{21}) \quad (3.39)$$

Substituindo os dados na expressão vem:

$\Delta V_{T2} = 1,786 \angle 42^\circ \text{ kV}$, este valor obtido da queda de tensão, corresponde 5,97% da tensão nominal do transformador.

Impedância longitudinal (Z_L), é dada por :

$$Z_L = R + j\omega L = 0,255 \angle 86^\circ \Omega \quad (3.40)$$

Corrente que percorre a linha (I_{12}), é dada por:

$$I_{12} = I_{T2} + V_R \times Y/2 \quad (3.41)$$

Onde: $I_{T2} = 0,555 \angle -45,45^\circ \text{ A}$

Substituindo os dados na expressão 3.41, vem:

$$I_{12} = 0,54 \angle -43,61^\circ \text{ A}$$

Queda de tensão na linha é dada por (ΔV_{12}), é dada por:

$$\Delta U_{12} = I_{12} \times Z_L \quad (3.42)$$

Substituindo os dados na expressão 3.42, vem: $\Delta U_{12} = 0,137 \angle 42,39^\circ \text{ V}$

Corrente na fonte

A corrente (I_{11}), e a tensão (V_{11}) no transformador do lado da fonte é determinada a partir da expressão seguinte:

$$V_{11} = V_R + I_{12} \times Z_L \quad (3.43)$$

$$I_{11} = I_{12} + V_{g1} \times Y/2I_S = I_L + V_S Y/2 \quad (3.44)$$

$$I_{T1} = I_{\phi_1} + I_{11} \quad (3.45)$$

Substituindo nas expressões vem :

$$V_{11} = 30 \angle 3,34^\circ \times 10^{-4} \text{ kV}$$

$$I_{11} = 0,52 \angle -41,65^\circ \text{ A}$$

A queda de tensão nos terminais do secundário do transformador e no ramo transversal é determinada apartir das expressões seguintes:

$$\Delta U_1 = I_g \times Y/2 \quad (3.46)$$

$$\Delta U_1 = I_{g1} \times Z_{trans} \quad (3.47)$$

Substituindo os dados nas expressões 3.45, 3.46 e 3.47, vem :

$$I_{T1} = 0,54 \angle -42,82^\circ \text{ A}$$

$$\Delta U_1 = 0,46 \angle 46,39^\circ \mu\text{V}$$

$$\Delta U_1 = 1,72 \angle 44,31^\circ \text{ kV}$$

Queda de tensão no transformador do lado da fonte é 5,72%

Perdas no sistema são dadas por:

$$P_L = 3 \times R \times I_{12}^2 \quad (3.48)$$

$$P_{cc} = 3 \times (R_1 + R_2) \times I_{T2}^2 \quad (3.49)$$

$$P_{cf} = 3 \times (R_1 + R_2) \times I_{T1}^2 \quad (3.50)$$

$$P_{ff} = P_{fc} = 3 \times \frac{V_n^2}{R_{fe}} \quad (3.51)$$

Substituindo os dados nas expressões 3.48, 3.49, 3.50 e 3.51, vem :

$$P_L = 15,64mW$$

$$P_{cc} = 148,513W$$

$$P_{cf} = 140,593W$$

$$P_{fc} = P_{ff} = 840W$$

$$P_{total} = 1129,12W$$

As tabelas 3.5 e 3.6 representam os resultados obtidos nos transformadores (1 e 2) do lado da fonte e do lado da carga. A tabela 3.7, representa finalmente os resultados obtidos no sistema todo de transmissão donde são apresentados as perdas no transformador 1, perdas no transformador 2 e perdas no cabo. É apresentado também as quedas de tensões obtidas na linha e nos respectivos transformadores.

Tabela 3.5: Resultados obtidos no transformador(1)-fonte.

Grandezas	Corr.	Queda de tens.	Per.no cobre	Per.no ferro	Per.tota.
Simbolos	I_{T1} -(A)	ΔU_1 -(kV)	P_{cf} -(W)	P_{ff} -(W)	P_{t1} -(W)
Resultados	0,54	1,72	140,593	420	560,593

Tabela 3.6: Resultados obtidos no transformador(2)-carga.

Grandezas	Corre.	Queda de tens.	Per.no cobre	Per.no ferro	Per.tota.
Simbolos	I_{T2} -(A)	ΔU_2 -(kV)	P_{cc} -(W)	P_{fc} -(W)	P_{t2} -(W)
Resultados	0,555	1,786	148,513	420	568,513

Tabela 3.7: Resultados obtidos no sistema AC/AC-(Alta Tensão).

Grandezas	Per. trans(1)	Per.trans(2)	Per.linha	Queda-tens.	Per. tota.
Simbolos	P_{T1} -(W)	P_{T2} -(W)	P_L -(W)	ΔU_t -(kV)	P_t -(W)
Resultados	560,593	568,513	0,0156	3,506	1129,12

3.3.3 Análise do terceiro cenário

Neste terceiro cenário, usou-se electrónica de potência (rectificador e ondulator), pelo que não são apresentados os cálculos, assim como também as respectivas perdas de condução e de bloqueio. Considerou-se para o cálculo da linha ou cabo os parâmetros

apresentados na tabela 1.1 e as equações (3.18, 3.19, 3.20 e 3.21) apresentadas acima (parâmetro de sistema de transmissão). No caso de linha (cabo), usou-se modelo π equivalente porque não é conveniente menosprezar as admitâncias transversais visto que trata-se de uma transmissão subterrâneo onde a capacitância no cabo aumenta gradualmente.

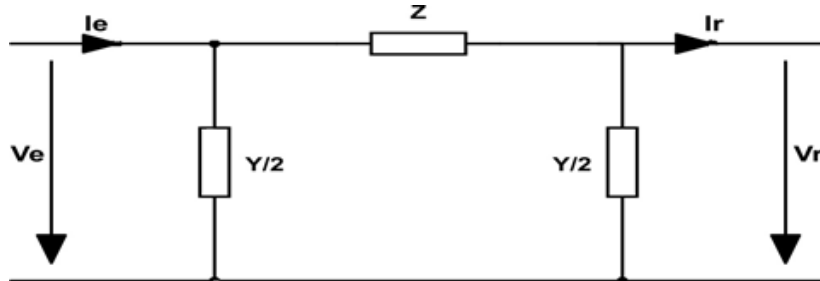


Figura 3.9: Modelo π equivalente.

Considerando os dados do gerador e da linha dada na tabela 3.1 e 3.2 , acima, então, temos os cálculos seguintes:

Corrente na Recepção (I_R), é dada por :

$$I_r = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3}V_{nominal}} = \frac{28\text{kVA}}{\sqrt{3} \times 380\text{V}} = 42,54\text{A} \quad (3.52)$$

Valor do ângulo $\sphericalangle = -44,43^\circ$

Corrente que percorre a linha (I_{12}), é dada por:

$$I_{12} = I_r + V_r \times Y/2 = \quad (3.53)$$

Substituindo os dados na equação acima, vem:

$$I_{12} = 42,54 \sphericalangle -44,43^\circ \text{A}$$

Queda de Tensão na Linha (ΔV_z), é dada por:

$$\Delta V_z = I_{12} \times Z_L = 10,807\text{V} \quad (3.54)$$

Corrente no gerador (I_g), é dada por:

$$I_g = I_{12} + V_g \times Y/2 \quad (3.55)$$

Substituindo os dados na equação acima, vem:

$$I_g = 42,55 \angle -44^\circ \text{ A}$$

perda na linha (P_L), é dada por:

$$P_L = 2 \times R \times I_{12}^2 = 64,744 \text{ W} \quad (3.56)$$

Na tabela 3.8 abaixo, estão apresentados os resultados obtidos no dimensionamento de todo o sistema. Por tanto, são apresentados as correntes na fonte, na linha, na carga, a queda de tensão e as respectivas perdas de potências.

Tabela 3.8: Resultados obtidos no sistema AC/DC/AC-(baixa tensão).

Grandezas	Corre.gerador	Corr.linha	Corre.carga	Queda-tens.	Per. tota.
Simbolos	I_g -(W)	I_{12} -(W)	I_r -(W)	ΔU_z -(kV)	P_t -(W)
Resultados	42,55	42,55	42,54	10,807	64,744

3.3.4 Análise do quarto cenário

Os parâmetros aqui considerados no que diz respeito a cabos eléctricos, gerador e os transformadores estão representados nas tabelas 3.1, 3.2 e 3.3. Os transformadores para este exemplo são representados através de impedâncias, e a relação de transformação é substituída por circuitos equivalentes. Acontece que para este cenário, usou-se a electrónica de potência (rectificador e conversor) apesar de não terem sido apresentados na figura abaixo, assim como, não foram efectuados cálculos dos mesmos por não se enquadrar no objectivo deste trabalho. De acordo com os cálculos feitos abaixo, são analisado em primeiro lugar o transformador que está ao lado da carga. Em segundo lugar, é analisado as correntes na linha, as quedas das tensões e as respectivas potências de perdas. Em seguida, são analisado as perdas no transformador do lado da fonte. Por outro lado, serve para lembrar de que a relação de transformação é de 380 V/30 kV/380V, isto é: fonte, linha de transmissão (cabo) e carga.

Considerando os dados do gerador e da linha dada na tabela 3.1, 3.2 e 3.3, acima, então, temos os cálculos seguintes:

Impedância de magnetização (Z_{ϕ_1}), é dada por :

$$\frac{1}{Z_{\phi_1}} = \sqrt{\frac{1}{R_{fe}^2} + \frac{1}{\chi_\mu^2}} \quad (3.57)$$

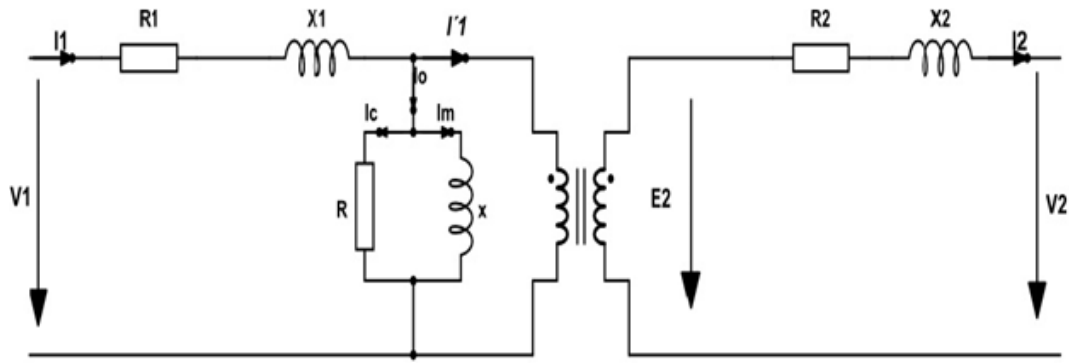


Figura 3.10: Modelo equivalente do transformador.

$$Z_n = \frac{V_n^2}{S_n} = 32,142\text{k}\Omega \quad (3.58)$$

$$R_{fe} = \frac{Z_n}{\chi(\%)} = 6,4\text{M}\Omega \quad (3.59)$$

$$\chi_\mu = \frac{Z_n}{\chi(\%)} = j1,6\text{M}\Omega \quad (3.60)$$

Substituindo os dados obtidos na equação 3.57, temos :

$$\bar{Z}_{\phi_1}^{-1} = 6.44 \times 10^{-7} \angle 76.03^\circ \Omega^{-1}$$

Corrente de magnetização (I_{ϕ_1}), é dada por :

$$I_{\phi_1} = \sqrt{I_{fe}^2 + I_\mu^2} \quad (3.61)$$

Corrente “de perdas no ferro” e a corrente magnetizante é calculada a partir das seguintes expressões:

$$I_{R_{fe}} = \frac{V_{10}}{R_{fe}} \quad (3.62)$$

$$I_\mu = \frac{V_{10}}{\chi(\mu)} \quad (3.63)$$

Substituindo os dados nas expressões 3.59 e 3.60 vem:

$$I_{R_{fe}} = 5 \angle 0^\circ \text{mA}$$

$$I_{\mu} = 18,75 \angle -90^{\circ} \text{mA}$$

Substituindo os dados das correntes na expressão 3.61 vem:

$$I_{\phi_1} = 19,40 \angle -75,07^{\circ} \text{mA}$$

Perdas no cobre (I_{ϕ_1}), é dada por :

Igualando a expressão $I_1 = I_2 = I_{nominal}$ e $P_{cu} = (R_1 + R_2') \times I_{nominal}^2$, fez-se a dedução das fórmulas e chegou-se as equações seguintes :

$$(R_1 + R_2') = \chi(\%) \times Z_{nominal} \quad (3.64)$$

$$(X_1 + X_2') = \chi(\%) \times Z_{nominal} \quad (3.65)$$

Substituindo os dados nas expressões 3.64 e 3.65, vem:

$$(R_1 + R_2') = 160,715 \Omega, \text{ sendo que } R_1 \approx R_2'$$

$$(X_1 + X_2') = 3,2 \text{ k}\Omega$$

O valor da impedância equivalente (Z_{eq}) no cobre é determinada a partir da expressão seguinte:

$$Z_{eq} = \sqrt{(R_1 + R_2')^2 + (X_1 + X_2')^2} \quad (3.66)$$

Substituindo os dados na equação acima, vem:

$$Z_{eq} = 3,218 \angle 87,13^{\circ} \text{k}\Omega$$

Corrente na Recepção

A corrente na recepção referida a secundário do transformador (I'_R), é calculada a partir da equação seguinte :

$$I'_R = \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3}V_{nominal}} = \frac{28\text{kVA}}{\sqrt{3} \times 30\text{kV}} \quad (3.67)$$

Substituindo os dados na equação acima, vem:

$$I'_R = 0,538 \angle -44,43^{\circ} \text{ A}$$

A corrente no transformador (I_{T2}), é calculada a partir da equação seguinte:

$$I_{T2} = I_{\phi_1} + I_R \quad (3.68)$$

Substituindo os dados das correntes obtidos na expressão 3.61 e 3.67 em 3.68, vem: $I_{T2} = 0,555 \angle -45,45^\circ \text{ A}$

Queda de tensão no transformador (ΔV_{T2}), é dada por:

$$\Delta V_{T2} = I_{T2} \times (R_{21} + jX'_{21}) \quad (3.69)$$

Substituindo os dados na expressão vem:

$\Delta V_{T2} = 1,786 \angle 42^\circ \text{ kV}$, este valor obtido da queda de tensão, corresponde 5,97% da tensão nominal do transformador.

Impedância longitudinal (Z_L), é dada por :

$$Z_L = R + j\omega L = 0,255 \angle 86^\circ \Omega \quad (3.70)$$

Corrente que percorre a linha (I_{12}), é dada por:

$$I_{12} = I_{T2} + V_R \times Y/2 \quad (3.71)$$

Onde: $I_{T2} = 0,555 \angle -45,45^\circ \text{ A}$

Substituindo os dados na expressão 3.71, vem:

$$I_{12} = 0,54 \angle -43,61^\circ \text{ A}$$

Queda de tensão na linha é dada por (ΔV_{12}), é dada por :

$$\Delta U_{12} = I_{12} \times Z_L \quad (3.72)$$

Substituindo os dados na expressão 3.72, vem:

$$\Delta U_{12} = 0,137 \angle 42,39^\circ \text{ V}$$

Corrente na fonte

A corrente (I_{11}), e a tensão (V_{11}) no transformador do lado da fonte é determinada a partir da expressão seguinte:

$$V_{11} = V_R + I_{12} \times Z_L \quad (3.73)$$

$$I_{11} = I_{12} + V_{g1} \times Y/2 \quad (3.74)$$

$$I_{T1} = I_{\phi_1} + I_{11} \quad (3.75)$$

Substituindo nas expressões vem :

$$V_{11} = 30 \angle 3,34^\circ \times 10^{-4} \text{ kV}$$

$$I_{11} = 0,52 \angle -41,65^\circ \text{ A}$$

A queda de tensão nos terminais do secundário do transformador e no ramo transversal é determinada apartir das expressões seguintes:

$$\Delta U_1 = I_g \times Y/2 \quad (3.76)$$

$$\Delta U_1 = I_{g1} \times Z_{trans} \quad (3.77)$$

Substituindo os dados nas expressões 3.75, 3.76 e 3.77, vem :

$$I_{T1} = 0,54 \angle -42,82^\circ \text{ A}$$

$$\Delta U_1 = 0,46 \angle 46,39^\circ \mu\text{V}$$

$$\Delta U_1 = 1,72 \angle 44,31^\circ \text{ kV}$$

Queda de tensão no transformador do lado da fonte é 5,72%

Perdas no sistema são dadas por:

$$P_L = 2 \times R \times I_{12}^2 \quad (3.78)$$

$$P_{cc} = 3 \times (R_1 + R_2) \times I_{T2}^2 \quad (3.79)$$

$$P_{cf} = 3 \times (R_1 + R_2) \times I_{T1}^2 \quad (3.80)$$

$$P_{ff} = P_{fc} = 3 \times \frac{V_n^2}{R_{fe}} \quad (3.81)$$

Substituindo os dados nas expressões 3.78, 3.79, 3.80 e 3.81, vem :

$$P_L = 10,43mW$$

$$P_{cc} = 148,513W$$

$$P_{cf} = 140,593W$$

$$P_{fc} = P_{ff} = 840W$$

$P_{total} = 1129,12W$ – As tabelas 3.9 e 3.10 representam os resultados obtidos nos transformadores (1 e 2) do lado da fonte e do lado da carga. A tabela 3.11, representa finalmente os resultados obtidos em todo o sistema de transmissão, donde são apresentados as perdas no transformador 1, perdas no transformador 2 e perdas no cabo. É apresentado também as quedas das tensões obtidas na linha e nos dois transformadores respectivamente.

Tabela 3.9: Resultados obtidos no transformador(1)-fonte.

Grandezas	Corre.	Queda de tens.	Per.no cobre	Per.no ferro	Per.tota.
Simbolos	I_{T1} -(A)	ΔU_1 -(kV)	P_{cf} -(W)	P_{ff} -(W)	P_{t1} -(W)
Resultados	0,54	1,72	140,593	420	560,593

Tabela 3.10: Resultados obtidos no transformador(2)-carga.

Grandezas	Corrente	Queda de tens.	Per.no cobre	Per.no ferro	Per.tota.
Simbolos	I_{T2} -(A)	ΔU_2 -(kV)	P_{cc} -(W)	P_{fc} -(W)	P_{t2} -(W)
Resultados	0,555	1,786	148,513	420	568,513

Tabela 3.11: Resultados obtidos no sistema.

Grandezas	Per. trans(1)	Per.trans(2)	Per.linha	Queda-tens.	Per. tota.
Simbolos	P_{T1} -(W)	P_{T2} -(W)	P_L -(W)	ΔU_t -(kV)	Pt-(W)
Resultados	560,593	568,513	0,01043	3,506	1129,116

Capítulo 4

Resultados das Simulações

Na secção 4.1, é feita uma breve apresentação dos quatro cenários, donde serão analisados e apresentados os resultados das correntes, tensões, e das perdas nos conversores, rectificadores e nos dois transformadores. Seguidamente, serão também apresentados os resultados das perdas obtidas em todo o sistema das simulações feitas com o PSCAD/MTDC. Assim sendo, no primeiro cenário faz-se a transmissão em Corrente Alternada AC-Baixa Tensão; no segundo cenário é também feita a transmissão em Corrente Alternada Alta Tensão com a inclusão de dois transformadores que são distribuídos em cada extremidade do circuito; no terceiro cenário faz-se a transmissão em Corrente Contínua DC-Baixa Tensão, e finalmente no quarto cenário faz-se a transmissão em Corrente Contínua Alta Tensão.

4.1 Introdução

Neste capítulo são estudados e comentados quatro cenários, todos com carga nominal com $\cos \theta = 0,7$ indutivo. No primeiro cenário analisa-se um circuito de Baixa Tensão (BT) em Corrente Alternada (CA) que alimenta uma carga eléctrica. No segundo cenário analisa-se um circuito de Corrente Alternada em Alta Tensão (AT) composto por dois transformadores ligados um do lado da fonte e o outro do lado da carga com objectivo de elevar e baixar a tensão eléctrica ao nível desejado visto que o gerador produz uma tensão baixa na ordem de 0,38 kV.

No terceiro cenário analisa-se um circuito de Baixa Tensão em corrente alternada

composto por um rectificador ligado do lado da fonte e um inversor ligado do lado da carga com o objectivo de rectificar e ondular as tensões eléctricas. Finalmente o quarto cenário é o resumo dos 3 primeiros cenários visto que o mesmo é composto por dois transformadores ligados nas duas extremidades do lado da fonte e da carga com objectivo de exercer as suas funções habituais de elevar e baixar as tensões. No circuito está ligado ainda do lado da fonte um circuito rectificador e do lado da carga um circuito inversor ou ondulator de modo a rectificar e ondular as tensões. Neste capítulo são apresentados ainda esquemas, figuras e tabelas. No caso das figuras (4.1, 4.7, 4.16 e 4.25), estas apresentam diagramas de blocos que integram todos os elementos eléctricos e electrónicos, como aparelhos de medidas, inversores/onduladores, cabo, transformador e rectificadores. Os resultados obtidos neste capítulo, serão comparados com os resultados obtidos no capítulo 3 da previsão das perdas.

4.1.1 Análise do primeiro cenário

O esquema abaixo é composto por uma fonte e cabo ligados a uma rede eléctrica com uma determinada carga. É com base neste esquema que se obtiveram determinados gráficos que são apresentados e analisados.

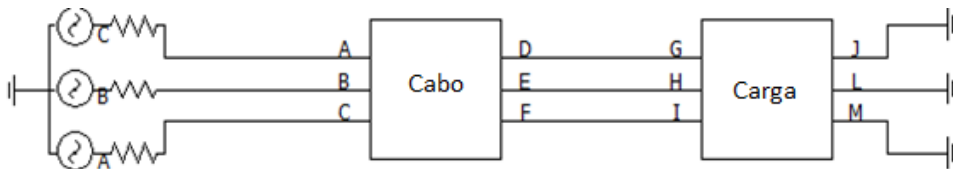


Figura 4.1: Sistema de transmissão em Baixa Tensão (AC).

A figura 4.2 abaixo, representa as correntes na fonte (I_{f1} , I_{f2} e I_{f3}) do circuito de baixa tensão em corrente alternada.

As correntes eléctricas alternadas representadas na figura acima, são de sinusóides perfeitas e com um desfasamento perfeito conforme se pode observar na mesma figura. As correntes I_{f1} , I_{f2} e I_{f3} respectivamente, representam as correntes nas fases cujos valores são apresentados na tabela 4.1 e posteriormente são comparados com os valores obtidos das correntes eléctricas nos cálculos teóricos feitos no capítulo 3 (previsões das perdas).

Na figura 4.3 abaixo, representam-se as tensões na fonte (V_{f1} , V_{f2} e V_{f3}) do circuito de baixa tensão em corrente alternada.

As tensões eléctricas representadas na figura 4.3 são de sinusóides puras e com des-

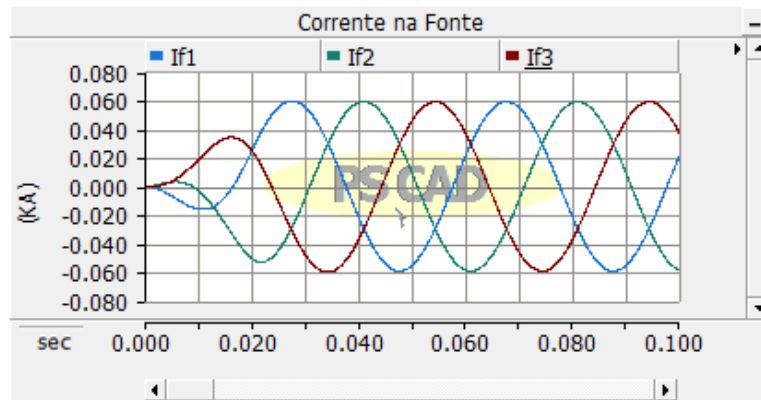


Figura 4.2: Correntes na fonte (Baixa Tensão).

Tabela 4.1: Correntes na fonte (Baixa Tensão).

Correntes	Ic1	Ic2	Ic3
Unidades	(kA)	(kA)	(kA)
Valores máximos	0,05994	0,05937	0,05925
Valores eficazes	0,04189	0,04198	0,04189

fasamento puro. As tensões Vf1, Vf2 e Vf3 respectivamente, representam as tensões nos terminais do gerador (fonte) cujos valores são apresentados na tabela 4.2.

Tabela 4.2: Tensões na fonte (Baixa Tensão).

Tensões	Vf1	Vf2	Vf3
Unidades	(kV)	(kV)	(kV)
Valores máximos das tensões simples	0,30884	0,30885	0,30887
Valores eficazes das tensões compostas	0,37825	0,37826	0,37826

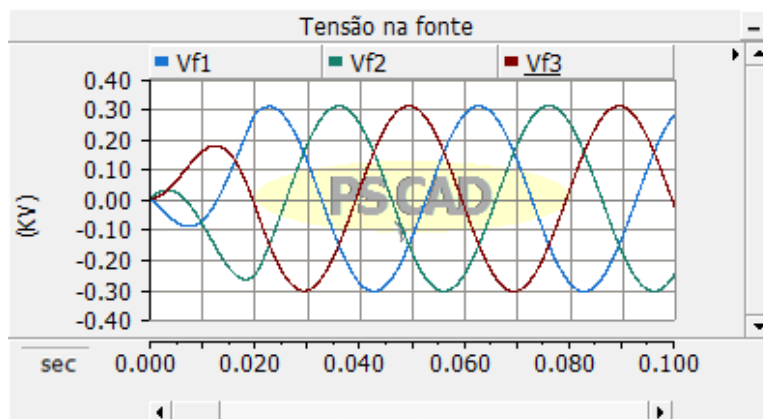


Figura 4.3: Tensões na fonte (Baixa Tensão).

Na figura 4.4 abaixo, apresentam-se as correntes eléctricas alternadas na carga cujas ondas são de sinusóides perfeitas e com um desfasamento perfeito conforme se pode observar na mesma figura.

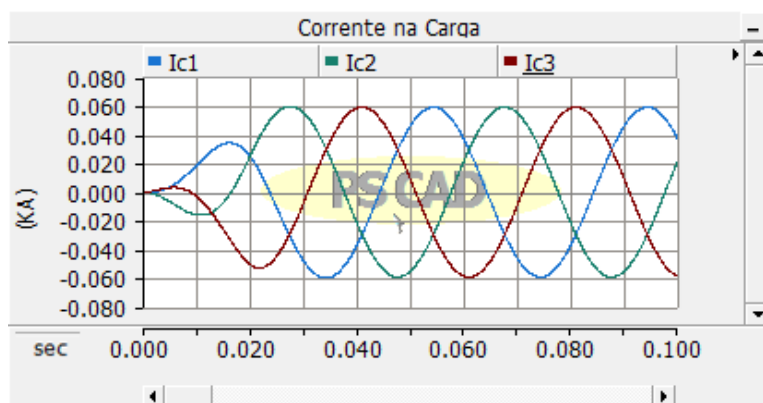


Figura 4.4: Correntes na carga (Baixa Tensão).

As correntes I_{c1} , I_{c2} e I_{c3} respectivamente, representam as correntes nas fases cujos valores são apresentados na tabela 4.3.

Tabela 4.3: Correntes na carga (Baixa Tensão).

Correntes	I_{c1}	I_{c2}	I_{c3}
Unidades	(kA)	(kA)	(kA)
Valores máximos	0,05926	0,05995	0,05937
Valores eficazes	0,04190	0,04239	0,04198

A figura 4.5 abaixo, apresenta as tensões na carga (V_{c1} , V_{c2} e V_{c3}) do circuito de baixa tensão em corrente alternada.

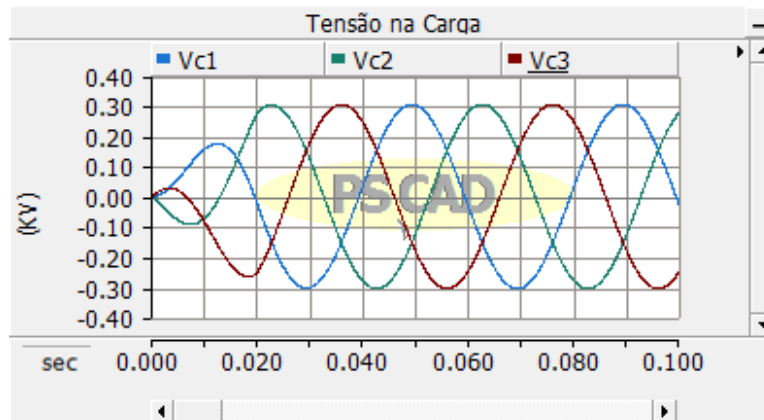


Figura 4.5: Tensões na carga (Baixa Tensão).

As tensões eléctricas alternadas representadas na figura acima, são de sinusóides puras e com desfasamento puro. As tensões Vc1, Vc2 e Vc3 respectivamente, representam as tensões na carga cujos valores são apresentados na tabela 4.4.

Tabela 4.4: Tensões na carga (Baixa Tensão).

Tensões	Vc1	Vc2	Vc3
Unidades	(kV)	(kV)	(kV)
Valores máximos das tensões simples	0,305605	0,305604	0,305604
Valores eficazes das tensões compostas	0,374288	0,374286	0,374286

Na figura 4.6 indicada abaixo, encontra-se representada a potência activa na fonte e a potência activa na carga.

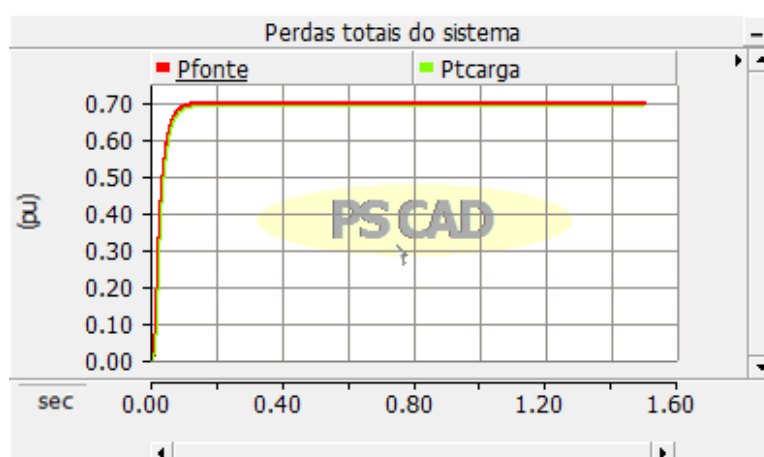


Figura 4.6: Perdas totais do sistema (Baixa Tensão).

Na figura acima, pode-se observar que no instante inicial as duas potências apresen-

tam a mesma forma de crescimento até atingirem o regime permanente. A partir do instante que atingem o regime permanente, verifica-se uma pequena diferença entre as duas potências. Essa diferença deve-se ao facto de haver perdas activas na linha, e as perdas activas na linha são resultantes do efeito de Joule que constituem normalmente a maior parte das perdas técnicas e estão presentes em todos os condutores eléctricos. As perdas encontram-se indicadas na tabela 4.5.

Tabela 4.5: Perdas totais do sistema (Baixa Tensão).

Potências	Pfonte	Pcarga	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,6991	0,6954	103,6

4.1.2 Análise do segundo cenário

O esquema da figura 4.7 abaixo é composto por dois transformadores distribuídos nas duas extremidades, um no lado da fonte e o outro do lado da carga. Usou-se também um cabo eléctrico trifásico ligado a uma rede eléctrica, com uma determinada carga. Sendo que o programa apresenta limitações relativamente ao número de nós que pode usar, houve a necessidade de incorporar os transformadores dentro dos diagramas de blocos de modo a evitar possíveis erros no programa tal como já foi referido na introdução deste capítulo.

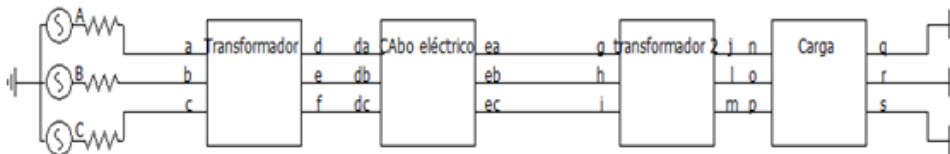


Figura 4.7: Sistema de transmissão em Alta Tensão (AT), utilizando dois transformadores.

Para o bom funcionamento do transformador é necessário que seja feita em primeiro lugar a caracterização das condições para as quais um transformador deve funcionar, isto é: potência, níveis de tensão na rede de BT e MT e frequência. Portanto, procedeu-se ao mesmo para esta dissertação. Na figura 4.8 abaixo, estão representados os esquemas dos dois transformadores trifásicos que foram utilizados nos diagramas de blocos dos dois circuitos das figuras 4.7 e 4.29 (cenário 4).

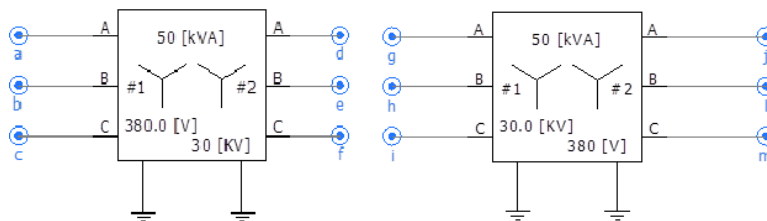


Figura 4.8: Transformador trifásico elevador (lado esquerdo), transformador trifásico abaiçador (lado direito).

Os transformadores apresentados na figura acima, encontram-se ligados em estrela-estrela. De forma a aproximar este caso de estudo à realidade do transporte em alta tensão, e da distribuição de energia eléctrica em baixa tensão, optou-se por utilizar nas simulações os transformadores de distribuição com as características apresentadas na tabela 4.6, uma vez que estamos a considerar que os transformadores apresentam perdas (reais). O transformador que está ligado do lado da fonte (localizado à esquerda) tem como objectivo

principal elevar a tensão ao nível desejado, e designou-se como transformador elevador; enquanto que o transformador que está ligado do lado da carga (localizado à direita), tem como o principal objectivo baixar a tensão, e designou-se como transformador abaixador.

Tabela 4.6: Dados de transformadores

Grandezas	Pot.	Tens.	React.enrolam.	React.s.positi.	Corre.Magn.
Simbolos	S-(kVA)	V_{T12} -(kV)	$(R_1 + R_2)$ -(p.u.)	X-(p.u.)	I_m -(%)
Dados	50	,38/30/,38	0,005	0,1	2

Na figura 4.9 indicada abaixo, representam-se as correntes eléctricas alternadas (If1, If2 e If3) medidas a partir da fonte.

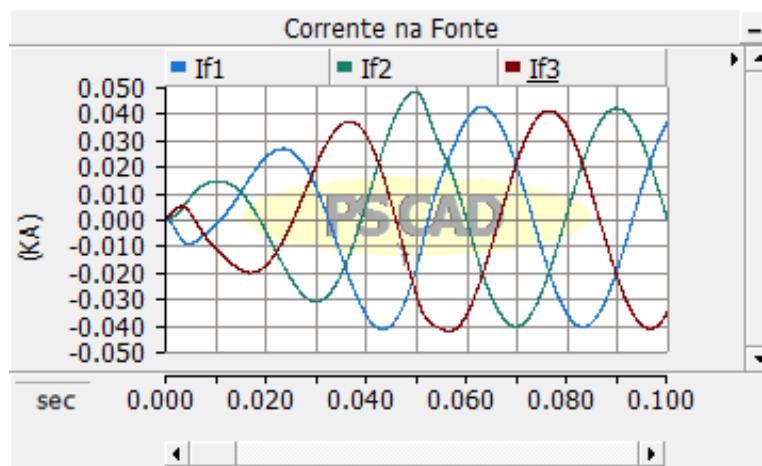


Figura 4.9: Correntes na fonte (Alta Tensão).

A figura 4.9 acima, representa as correntes eléctricas alternadas cujas ondas são de sinusóides perfeitas e com um desfasamento perfeito conforme se pode observar na mesma figura. As correntes If1, If2 e If3 respectivamente, representam as correntes nas fases cujos valores são apresentados na tabela 4.7.

Tabela 4.7: Correntes na fonte (Alta Tensão).

Correntes	If1	If2	If3
Unidades	(kA)	(kA)	(kA)
Valores máximos	0,04398	0,04996	0,04330
Valores eficazes	0,03109	0,03533	0,030617

Na figura 4.10 abaixo, representam-se as tensões eléctricas (V_{f1} , V_{f2} e V_{f3}) alternada de sinusóides puras e com desfasamento puro medidas a partir da fonte.

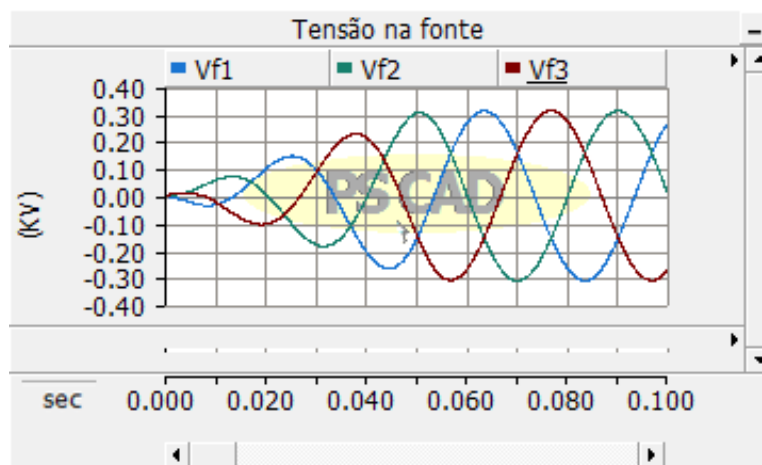


Figura 4.10: Tensões na fonte (Alta Tensão).

As tensões V_{f1} , V_{f2} e V_{f3} respectivamente, representam as tensões nos terminais do gerador (fonte) cujos valores são apresentados na tabela 4.8.

Tabela 4.8: Tensões na fonte (Alta Tensão).

Tensões	V_{f1}	V_{f2}	V_{f3}
Unidades	(kV)	(kV)	(kV)
Valores máximos das tensões simples	0,30995	0,30994	0,31084
Valores eficazes das tensões compostas	0,37960	0,37959	0,38069

Na figura 4.11 abaixo, representam-se as correntes eléctricas alternadas de sinusóides perfeitas e com um desfasamento perfeito.

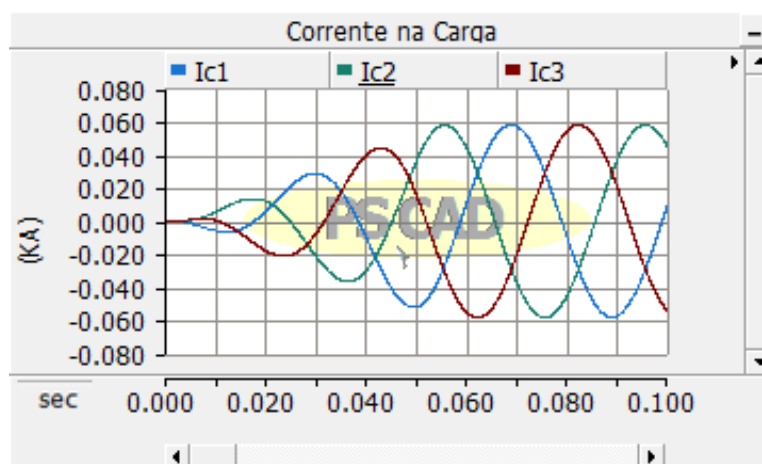


Figura 4.11: Correntes na carga (Alta Tensão).

As correntes I_{c1} , I_{c2} e I_{c3} respectivamente, representam as correntes nas fases cujos valores são apresentados na tabela 4.9.

Tabela 4.9: Correntes na carga (Alta Tensão).

Correntes	I_{c1}	I_{c2}	I_{c3}
Unidades	(kA)	(kA)	(kA)
Valores máximos	0,05888	0,05879	0,05902
Valores eficazes	0,04163	0,04157	0,04173

Na figura 4.12 abaixo, representam-se as tensões eléctricas alternadas de sinusóides puras e com desfaseamento puro conforme se pode observar.

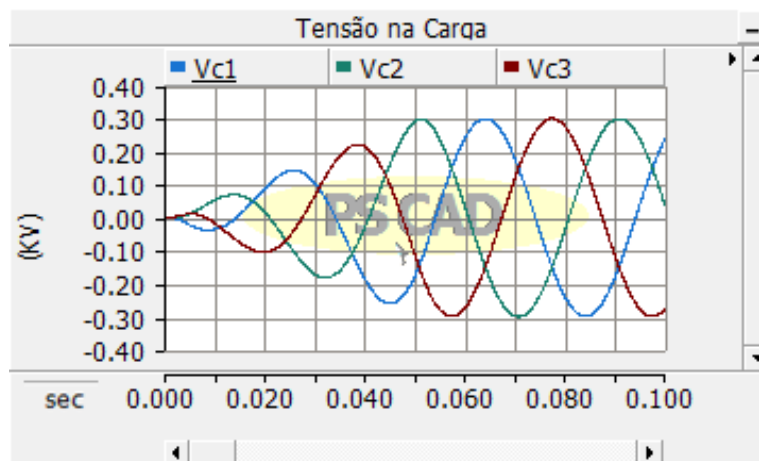


Figura 4.12: Tensões na carga (Alta Tensão).

As tensões V_{c1} , V_{c2} e V_{c3} respectivamente, representam as tensões nos terminais do lado da carga cujos valores são apresentados na tabela 4.10.

Tabela 4.10: Tensões na carga (Alta Tensão).

Tensões	V_{c1}	V_{c2}	V_{c3}
Unidades	(kV)	(kV)	(kV)
Valores máximos das tensões simples	0,30321	0,30320	0,30409
Valores eficazes das tensões compostas	0,37135	0,37134	0,37243

Na figura 4.13 indica-se em forma de gráfico a potência activa antes do transformador (P_a -transformador) e a potência activa depois do transformador (P_d -transformador).

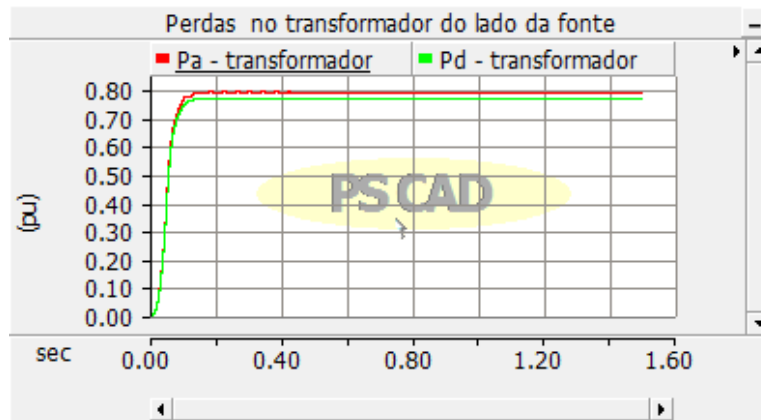


Figura 4.13: Perdas de potência no transformador do lado da fonte (Alta Tensão) .

No instante inicial, as duas potências apresentam a mesma forma de crescimento até atingirem o ponto máximo; ou seja, quando as duas potências atingem o seu valor máximo estas começam a separar-se até atingirem uma certa estabilidade (regime permanente). As perdas no transformador podem ser perdas no cobre e no ferro. Estas perdas resultam principalmente de um aquecimento do condutor devido ao facto de haver resistência (Perdas no Cobre), enquanto as perdas no ferro podem derivar de correntes parasitas ou de Foucault e perdas por histerese do ferro do núcleo que por sua vez, provocam aquecimento no núcleo do transformador. A figura abaixo mostra que existe uma certa diferença entre a potência antes do transformador (P_a -transformador), e a potência depois do transformador (P_d -transformador). Esta diferença resulta no que chamamos perdas no transformador. As perdas estão apresentadas na tabela 4.11.

Tabela 4.11: Perdas no transformador do lado da fonte (Alta Tensão).

Potências	P_a -transform.	P_d -transform.	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,80	0,77	840,0

A figura 4.14, a seguir indicada, apresenta a potência activa antes do cabo (P_a -cabo), e a potência activa depois do cabo (P_d -cabo).

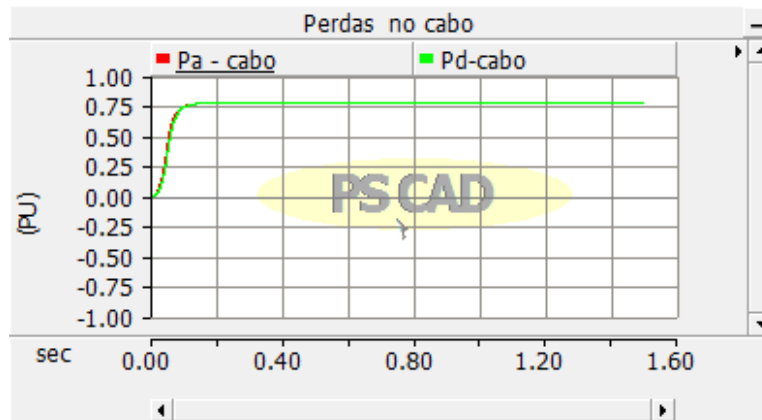


Figura 4.14: Perdas no cabo.

Sobrepostas as potências, verifica-se a existência de pequenas diferenças entre elas, o que resulta nas perdas de potência, apesar de não serem notórias na figura. As perdas normalmente, são resultados do aquecimento dos condutores eléctricos que é resultante do efeito de Joule que por sua vez constituem a maior parte das perdas técnicas³. Na verdade, as perdas técnicas encontram-se presentes em quaisquer tipos de condutores eléctricos. Na tabela 4.12 abaixo, está representado o resultados das mesmas perdas resultante da diferença das potências eléctricas antes e depois do condutor eléctrico.

Tabela 4.12: Perdas no cabo (Alta Tensão).

Potências	Pa-cabo	Pd-cabo	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,77080	0,77077	0,80

A figura 4.15 a seguir indicada, apresenta a potência activa antes do transformador (Pa-transformador), e a potência activa depois do transformador (Pd-transformador) do lado da carga.

No instante inicial, as duas potências apresentam a mesma forma de crescimento e estão sobrepostas. Depois de um determinado instante começam a separar-se até atingir o ponto de estabilidade ou regime permanente. Como se pode ver no gráfico acima, existe uma certa diferença entre a potência antes do transformador (Pa-transformador)

³As perdas de energia que ocorrem na transferência de energia eléctrica das centrais de produção para os consumidores podem ser divididas em perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas derivam de fenómenos físicos associados à circulação de energia, sendo que uma parte da energia é dissipada essencialmente em condutores e transformadores. Para mais detalhe consultar o artigo[26].

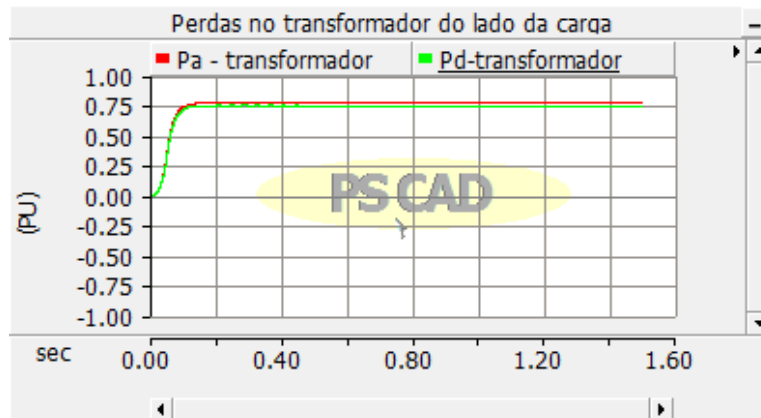


Figura 4.15: Perdas de potência no transformador do lado carga (Alta Tensão).

e a potência depois do transformador (Pd-transformador); esta diferença resulta no que se chama perdas eléctricas no transformador. A tabela 4.13 apresenta os resultados das perdas de potências.

Tabela 4.13: Perdas no transformador do lado da carga (Alta Tensão).

Potências	Pa-transform.	Pd-transform.	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,77	0,75	560,0

Na figura 4.16 abaixo, apresenta-se a potência activa na fonte e a potência activa na carga.

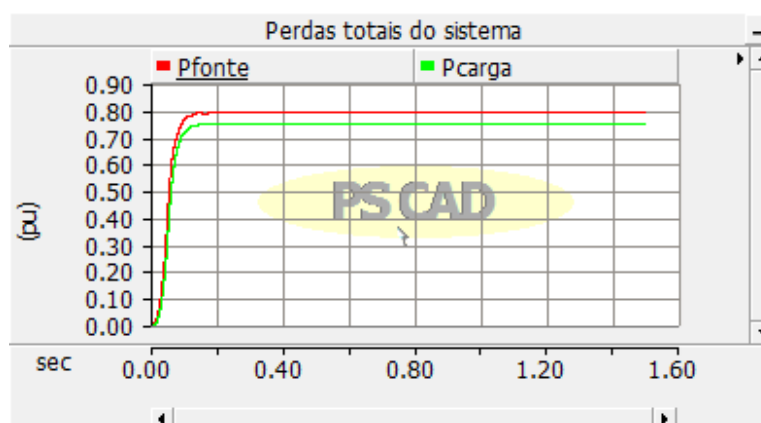


Figura 4.16: Perdas totais do sistema (Alta Tensão).

Inicialmente, as duas potências encontram-se sobrepostas e apresentam a mesma forma de crescimento, até que a um dado instante começam a separar-se, notando-se uma certa estabilidade entre elas, ou seja, apresentam valores constantes ao longo do tempo. Essa

diferença entre as potências deve-se ao facto de haver perdas na linha (cabo), e nos dois transformadores do lado da fonte e do lado da carga. As perdas na linha são provocadas pelo aquecimento dos condutores fazendo com que aumente a resistência do condutor, enquanto as perdas no transformador são provocados devidos os enrolamentos do transformador pelo facto de apresentar uma certa resistência. As perdas de todo o sistema estão apresentadas na tabela 4.14.

Tabela 4.14: Perdas totais do sistema (Alta Tensão).

Potências	P _{fonte}	P _{carga}	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,80	0,75	1400,86

4.1.3 Análise do terceiro cenário

O esquema abaixo é composto por um cabo, rectificador e por um inversor/conversor ligado a uma rede eléctrica de BT, com uma determinada carga.

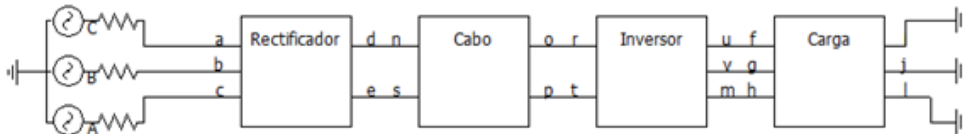


Figura 4.17: Sistema de transmissão em Baixa Tensão (AC/DC/AC).

Apresenta-se uma breve descrição da implementação de circuitos semicondutores de potência que estão integrados dentro dos diagramas de blocos das figuras 4.17 e 4.29, no caso dos rectificadores e inversores que operam com modulação por largura de pulsos (*PWM*).

Na figura 4.18, está apresentado um rectificador trifásico de onda completa, também conhecido como Ponte de *Graetz*, com uma série de dois condensadores iguais ligada em paralelo com a sua saída, o qual foi utilizado na simulação nos circuitos dos cenários 3 e 4 do capítulo 4. Este rectificador caracteriza-se por 6 intervalos temporais de operação durante cada período da rede, sendo que cada intervalo apresenta um par de díodos em condução ou seja, em cada instante temporal de operação duas fases estão conectadas à carga, uma através de um díodo superior e a outra através de um díodo inferior. Em cada instante a corrente da fonte percorre por um díodo da parte superior D1, D2, ou D3 e um

da parte inferior D4,D5, ou D6.

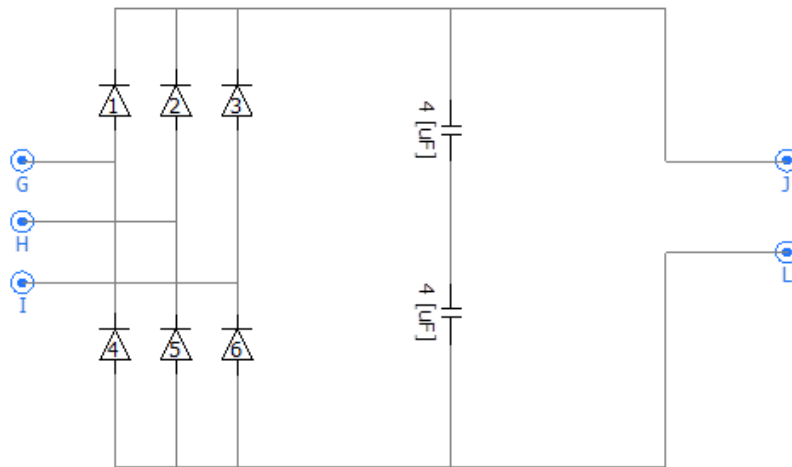


Figura 4.18: Rectificador trifásico básico.

A figura 4.19 apresenta um inversor trifásico, que consiste em três ramos, um para cada fase e um circuito de amortecedor RC (*snubber*)⁶ e um diodo⁵ de fixação colocados em paralelo com o IGBT's. Quando os seis interruptores de potências (IGBT's)⁷ do circuito são comandados adequadamente, obtém-se na carga tensões alternadas, quadradas e com defasamentos de 120° uma da outra.

Para tornar as tensões quadradas na saída do inversor em sinusoides, usou-se a técnica de modulação por largura de pulsos (*PWM*). A saída trifásica foi obtida utilizando um inversor trifásico com três ramos, como o apresentado na figura 4.20, e aplicou-se o PWM. Uma vez que as tensões de saídas são três, visto o sistema ser trifásica, utilizaram-se três funções senos de referência com a mesma amplitude e frequência, desfasadas de 120° uma das outras como mostra o circuito de comando da figura 4.19. Cada par de IGBT's do mesmo ramo será comandado por um sinal (*PWM*) originado da correspondente função seno de referência. No circuito de comando, foi utilizado um comparador que tem como função de comparar a tensão de referência sinusoidal (que é a imagem da tensão de saída buscada),

⁵Os condensadores utilizados em paralelo com o rectificador e o inversor no lado DC como mostra a figura 4.17 e 4.18, são necessários, uma vez que estes fornecem uma grande quantidade de energia por um curto período de tempo, em resposta a qualquer perturbação do sistema.

⁶O objectivo dos circuitos de amortecedores RC (*snubber*) utilizados em cada ramo de IGBT's, é de alterar a trajectória de comutação dos IGBT's, a fim de reduzir as perdas de comutação. Os díodos em anti-paralelos são díodos de roda livre, para permitir em cada ramo o fecho da corrente em sentido inverso ao dos transistores, depois de uma transição de comutação.

⁷Foram implementados os IGBT's nos circuitos de potência pelo facto desses apresentarem as seguintes condições de funcionamento: Baixo ciclo de trabalho (*"low duty cycle"*); frequência abaixo de 20 kHz; tensões acima de 1000V; potências acima de 5 kW.

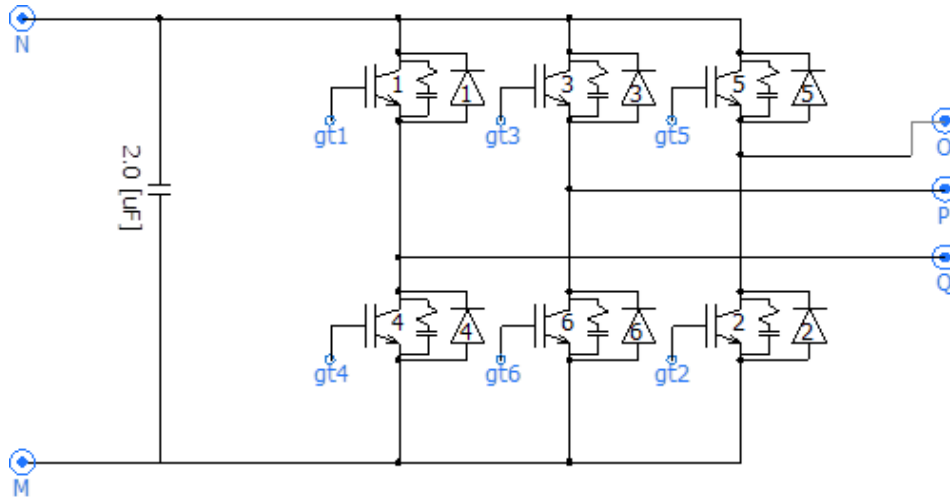


Figura 4.19: Inversor por modulação de pulso PSCAD.

com a do sinal triangular (*carrier*) simétrico cuja frequência determina a frequência de comutação. Portanto, considerou-se a frequência de 1250 da onda triangular (*carrier*), visto que o valor aceitável deve ser 20 vezes superior à frequência da onda de referência, ou seja, a frequência para circuitos de potência, apresentam valores compreendidos entre 2 a 15 kHz, e só assim é que foi possível obter uma reprodução aceitável da forma de onda sinusoidal na saída do inversor. Tem-se assim o (*PWM*).

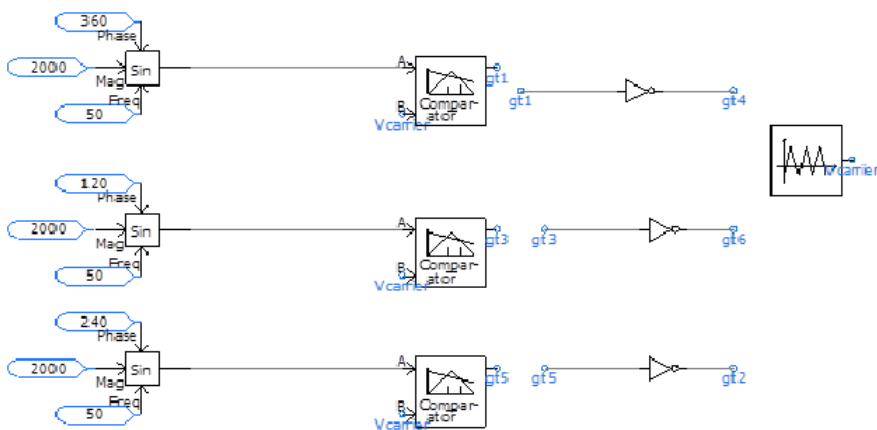


Figura 4.20: circuito de comando PWM PSCAD.

Na figura 4.21 abaixo, representam-se as correntes eléctricas alternadas (I_{f1} , I_{f2} e I_{f3}) medidas a partir da fonte.

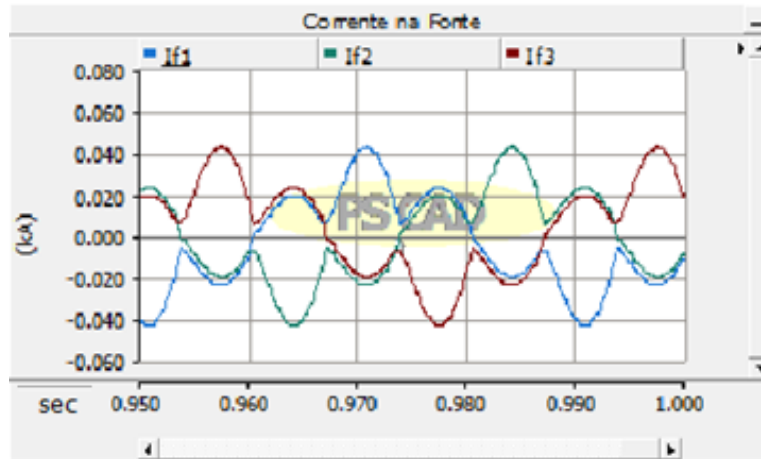


Figura 4.21: Correntes na fonte (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

O cenário que se verifica na figura 4.21 acima, quanto ao aumento significativo do pico das correntes na fonte, tem como origem a implementação de electrónica de potência no sistema de transmissão desde a estação rectificadora à estação inversora. Como se pode notar, no momento que os condensadores carregam gasta-se muita energia pelo que é normal verificar este comportamento de pico das correntes. Neste período de transitório (instante inicial) como mostra a figura abaixo, as correntes chegam ter um pico 10 vezes maior comparativamente com pico das correntes quando atingem o regime permanente, e tendo já os condensadores de energia suficientemente armazenada. As correntes If1, If2 e If3, respectivamente, representam as correntes de fases na fonte cujos os resultados são apresentados na tabela 4.15.

Tabela 4.15: Correntes na fonte (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

Correntes	If1	If2	If3
Unidades	(kA)	(kA)	(kA)
Valores máximos	0,05185	0,05190	0,05185
Valores eficazes	0,03666	0,03669	0,03666

Na figura 4.22 abaixo, representam-se as tensões eléctricas (Vf1, Vf2 e Vf3) alternadas na fonte de sinusóides puras e com desfasamento puro conforme se pode observar.

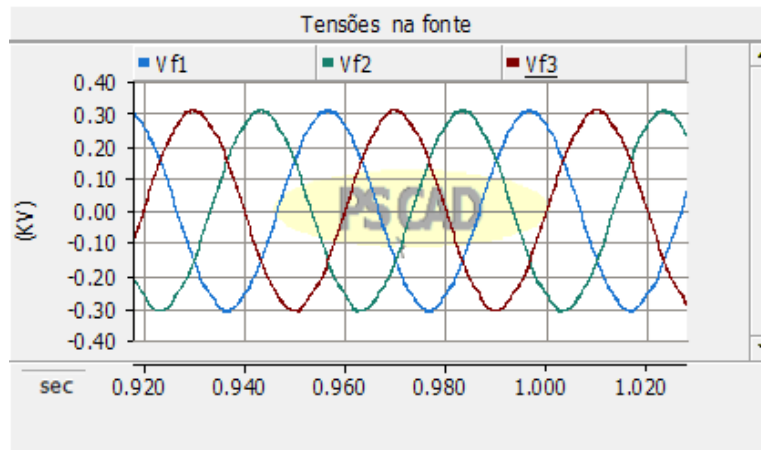


Figura 4.22: tensões na fonte (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

As tensões Vf1, Vf2 e Vf3, respectivamente, representam as tensões nos terminais do gerador do lado da fonte cujos valores são apresentados na tabela 4.16.

Tabela 4.16: Tensões na fonte (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

Tensões	Vf1	Vf2	Vf3
Unidades	(kV)	(kV)	(kV)
Valores máximos das tensões simples	0,30988	0,31002	0,30887
Valores eficazes das tensões compostas	0,37952	0,37969	0,37828

Na figura 4.23 abaixo, representam-se as correntes eléctricas alternadas na carga cuja as ondas não são de sinusóides e têm um desfasamento menos habitual numa forma de ondas em dentes de “serra”, conforme se pode observar na mesma figura.

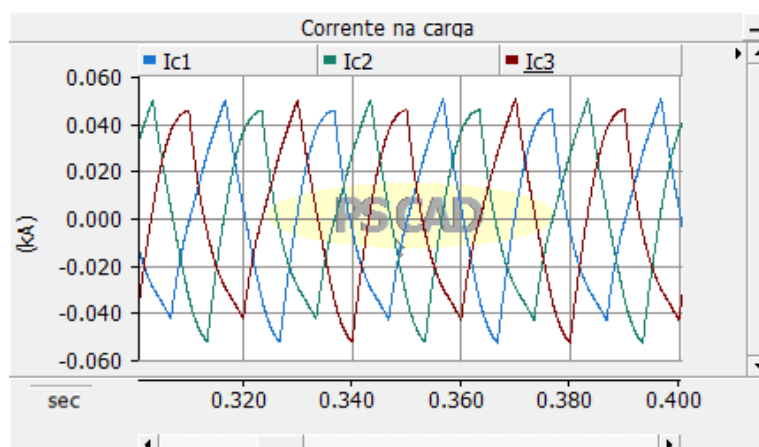


Figura 4.23: Correntes na carga (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

As correntes (Ic1, Ic2 e Ic3) respectivamente, representam as correntes nas fases cujos

valores são apresentados na tabela 4.17. Por outro lado, as correntes do gráfico 4.23 apresentam um pico ligeiramente inferior se formos a compará-las com o pico das correntes do gráfico 4.21. As ondas da figura quase se assemelham aos dentes de serra, com ondulação (“ripple”) notável.

Tabela 4.17: Correntes na carga (Baixa Tensão–AC/DC/AC).

Correntes	Ic1	Ic2	Ic3
Unidades	(kA)	(kA)	(kA)
Valores máximos	0,05045	0,05039	0,05037
Valores eficazes	0,03567	0,03563	0,03562

Na figura 4.24 abaixo, representam-se as tensões eléctricas alternadas (V_{c1} , V_{c2} e V_{c3}) de sinusóides puras e com desfasamento quase perfeito conforme se pode observar na mesma figura.



Figura 4.24: Tensões na carga (Baixa Tensão–AC/DC/AC).

As tensões V_{c1} , V_{c2} e V_{c3} respectivamente, representam as tensões nos terminais do lado da carga cujos os resultados são apresentados na tabela 4.18.

Tabela 4.18: Tensões na carga (Baixa Tensão–AC/DC/AC).

Tensões	Vc1	Vc2	Vc3
Unidades	(kV)	(kV)	(kV)
Valores máximos das tensões simples	0,30638	0,30458	0,30788
Valores eficazes das tensões compostas	0,37524	0,37303	0,37707

Na figura 4.25 abaixo, estão apresentadas as potências activas antes do rectificador ($P_{a-rectificador}$) e depois do rectificador ($P_{d-rectificador}$).

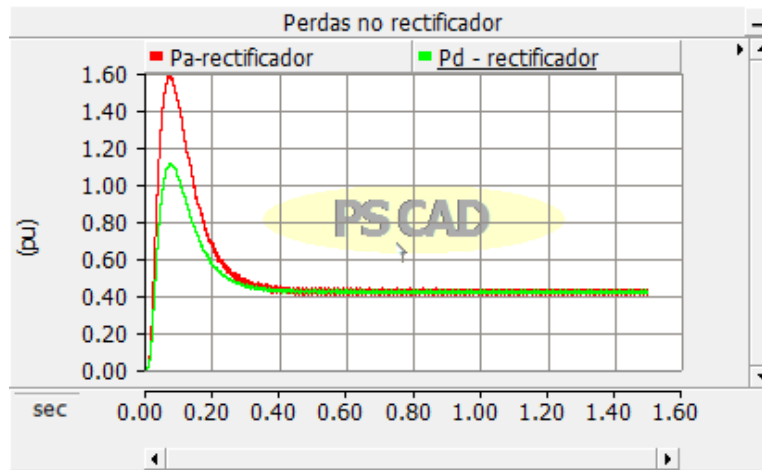


Figura 4.25: Perdas no rectificador (Baixa Tensão–AC/DC/AC).

Na parte inicial do gráfico 4.25, pode-se observar o regime transitório entre as potências a montante e a jusante do rectificador. A potência a montante ($P_{a\text{-rectificador}}$) é superior relativamente à potência a jusante ($P_{d\text{-rectificador}}$). Esta diferença dá-se pois o rectificador é constituído pelos díodos e condensadores. Uma vez que os condensadores necessitam de energia suficiente para serem carregados, torna-se possível notar essa variação das potências. Na parte final do gráfico verifica-se não apenas o terminar do transitório como também se pode verificar o regime permanente. A potência a montante torna-se quase igual à potência a jusante. As perdas estão apresentadas na tabela 4.19.

Tabela 4.19: Perdas no rectificador (Baixa Tensão–AC/DC/AC).

Potências	$P_{a\text{-rectificador}}$	$P_{d\text{-rectificador}}$	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,4198	0,4187	30,8

Na figura 4.26 abaixo, representam-se as potências activa antes do cabo ($P_{a\text{-cabo}}$) e depois do cabo ($P_{d\text{-cabo}}$).

Mais uma vez é seguida a mesma tendência de raciocínio, ou seja, na figura 4.26 acima, nota-se inicialmente o regime transitório, onde se observa que a potência antes do cabo ($P_{a\text{-cabo}}$) é ligeiramente superior à potência depois do cabo ($P_{d\text{-cabo}}$) até atingirem o regime permanente. Isto deve-se ao facto de se tratar de corrente contínua onde não se verificam muitas perdas no cabo eléctrico. Essa pequena diferença deve-se ao facto de haver perdas activas na linha, perdas essas resultantes do efeito de Joule que constituem

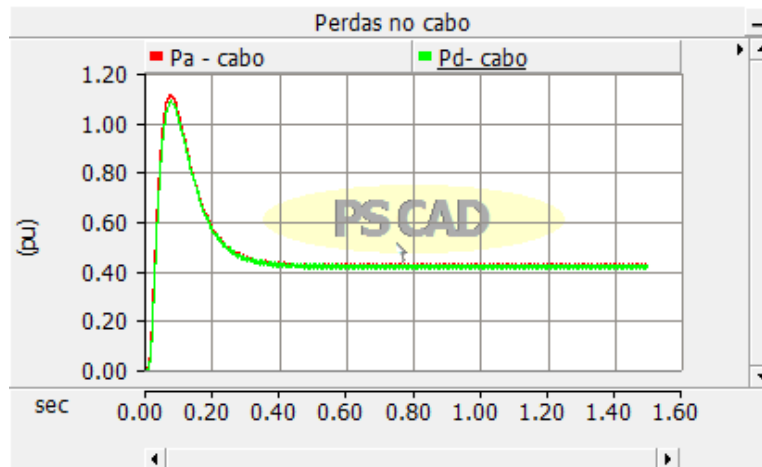


Figura 4.26: Perdas no cabo (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

normalmente a maior parte das perdas técnicas e estão presentes em todos os condutores eléctricos. As perdas estão apresentadas na tabela 4.20.

Tabela 4.20: Perdas no cabo (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

Potências	Pa-cabo	Pd-cabo	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,430	0,429	28

Na figura 4.27 abaixo, representam-se as potências antes do inversor ($P_{a-inversor}$) e depois do inversor ($P_{d-inversor}$).

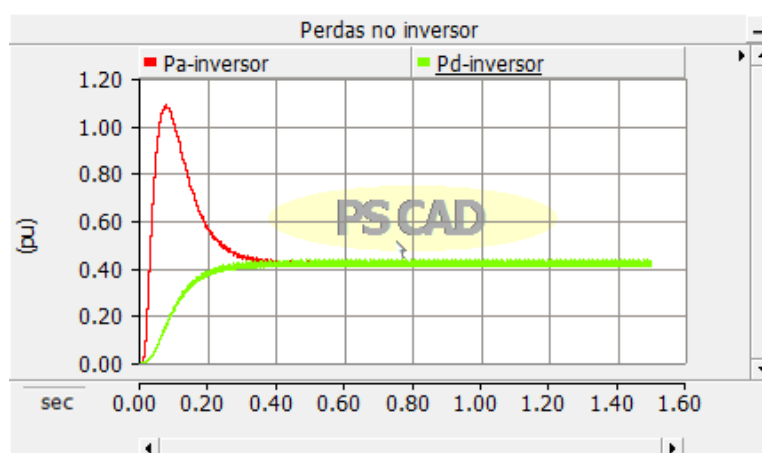


Figura 4.27: Perdas no inversor (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

Na figura 4.27 acima, pode-se notar que a potência ($P_{a-inversor}$) é superior quando os condensadores estão a ser carregados, e é neste período que se precisa de mais energia para carregar os mesmos. Assim sendo, a potência na entrada do conversor apresenta-se

em regime transitório até que se estabilize. Quando os condensadores forem carregados as potências ($P_{d\text{-inversor}}$) no gráfico ficam em regime permanente e apresentam valores quase iguais. As perdas que são obtidas no conversor são devido a algumas resistências e também devido às perdas de condução, perdas de comutação e perdas de bloqueio ou fugas (P_b). Normalmente essas perdas são desprezáveis. No programa de simulação, os dispositivos electrónicos são simulados por resistências apropriadamente altas se os dispositivos estão ao corte, ou apropriadamente baixas se eles estão em condução. Por isso, o programa simula essas perdas através do cálculo de perdas de Joule fictícias equivalentes. As perdas estão apresentadas na tabela 4.21.

Tabela 4.21: Perdas no inversor (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

Potências	$P_{a\text{-invers.}}$	$P_{d\text{-invers.}}$	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,4093	0,4087	16,80

Na figura 4.28 abaixo, representam-se as potências activas na fonte (P_{fonte}) e na carga (P_{carga}). Por outro lado, as potências apresentadas no gráfico fazem parte de todo o sistema.

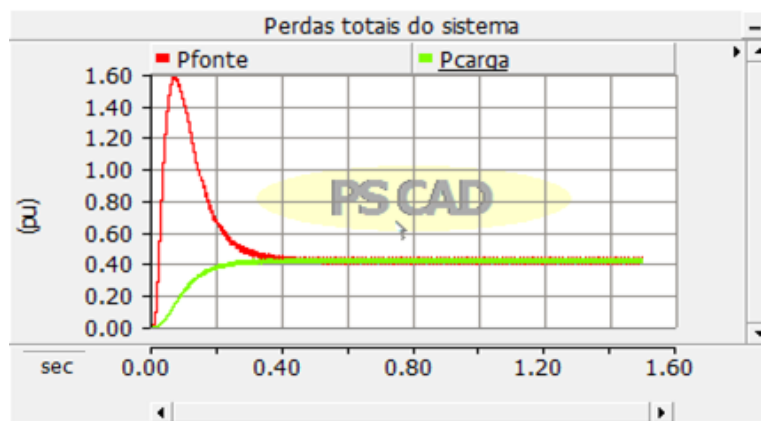


Figura 4.28: Perdas totais do sistema (Baixa Tensão-AC/DC/AC).

A figura 4.28 acima, apresenta um comportamento em regime permanente. Este observa-se na parte final da figura, onde a potência à entrada do conversor é quase igual à potência à saída. Na parte inicial do gráfico, vê-se um regime transitório no qual há uma grande diferença entre estas potências, sendo a de entrada muito maior que a de saída. Isto deve-se ao programa calcular todo o transitório de ligação a partir de uma situação

sem energia inicial. De início, é necessário fornecer a energia suficiente para carregar os condensadores do conversor, e portanto há maior potência à entrada. Uma vez terminado este transitório, e tendo os conversores já energia armazenada, as potências à entrada e à saída tornam-se quase iguais. As perdas estão apresentadas na tabela 4.22.

Tabela 4.22: Perdas totais do sistema (Baixa Tensão–AC/DC/AC).

Potências	Pfonte	Pcarga	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,4170	0,4143	75,60

4.1.4 Análise do quarto cenário

O esquema abaixo é composto por um cabo, dois transformadores, um rectificador e por um inversor/conversor ligado a uma rede eléctrica com uma determinada carga. O esquema está representado em diagramas de blocos tendo em conta que o programa tem número de nós limitado.

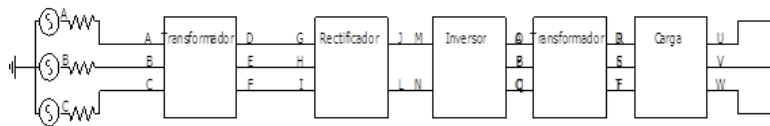


Figura 4.29: Sistema de transmissão em Alta Tensão (AC/DC/AC).

A figura 4.30 abaixo, representa as correntes na fonte (If1, If2 e If3) de sinusoide não perfeita como se pode observar na mesma figura.

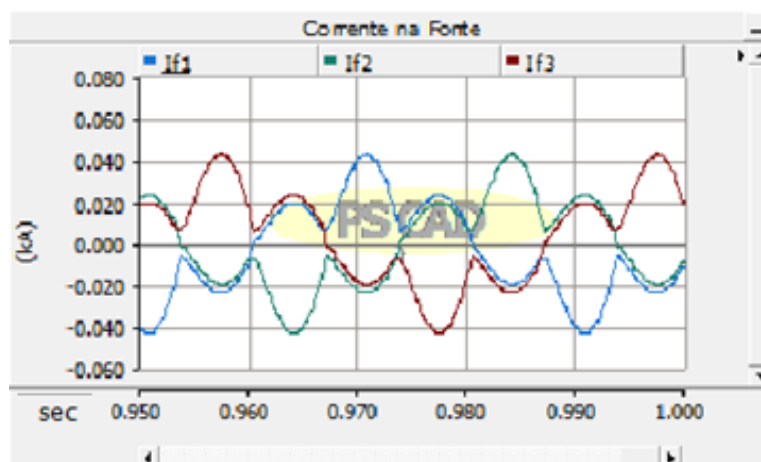


Figura 4.30: Correntes na fonte (Alta Tensão–AC/DC/AC).

No instante inicial, pode-se observar um pico de corrente no gráfico no momento em que os condensadores estão a ser carregados, visto que necessitam de energia suficiente neste período de transitório. As correntes If1, If2 e If3 respectivamente, representam as correntes de fases na fonte cujos valores são apresentados na tabela 4.23.

Tabela 4.23: Correntes na fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Correntes	If1	If2	If3
Unidades	(kA)	(kA)	(kA)
Valores máximos	0,05023	0,05053	0,05048
Valores eficazes	0,03552	0,03573	0,03569

A figura 4.31 abaixo, representa as tensões (Vf1,Vf2 e Vf3) eléctricas alternadas de sinusóides puras e com desfasamento puro.

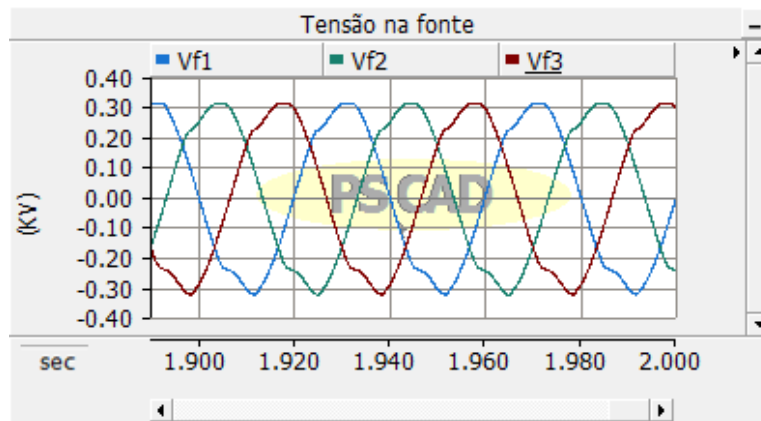


Figura 4.31: Tensões na fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).

As tensões Vf1, Vf2 e Vf3 respectivamente, representam as tensões nos terminais do gerador (fonte) cujos valores são apresentados na tabela 4.24.

Tabela 4.24: Tensões na fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Tensões	Vf1	Vf2	Vf3
Unidades	(kV)	(kV)	(kV)
Valores máximos das tensões simples	0,309998	0,309988	0,309978
Valores eficazes das tensões compostas	0,37965	0,37965	0,37964

A figura 4.32 abaixo, representa as correntes eléctricas (I_{c1} , I_{c2} e I_{c3}) alternadas na carga cujas ondas são de sinusóides quase perfeitas.

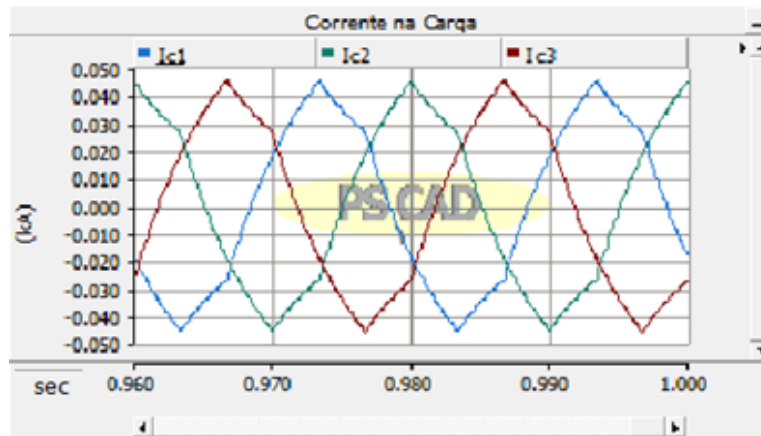


Figura 4.32: Correntes na carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).

As correntes I_{c1} , I_{c2} e I_{c3} respectivamente, representam as correntes nas fases cujos valores são apresentados na tabela 4.25. Por outro lado, as correntes do gráfico 4.32 apresentam um pico ligeiramente inferior se formos a compará-la com o pico das correntes do gráfico 4.30. Este tipo de onda dá-se devido à electrónica, isto é quando ocorre o processo de rectificação e conversão da corrente alternada para corrente contínua e vice-versa.

Tabela 4.25: Correntes na carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Correntes	I_{c1}	I_{c2}	I_{c3}
Unidades	(kA)	(kA)	(kA)
Valores máximos	0,04850	0,04837	0,04845
Valores eficazes	0,03429	0,03420	0,03425

A figura 4.33 abaixo, representa as tensões eléctricas alternadas de sinusóides puras e com desfasamento quase perfeito como se pode observar na figura abaixo.

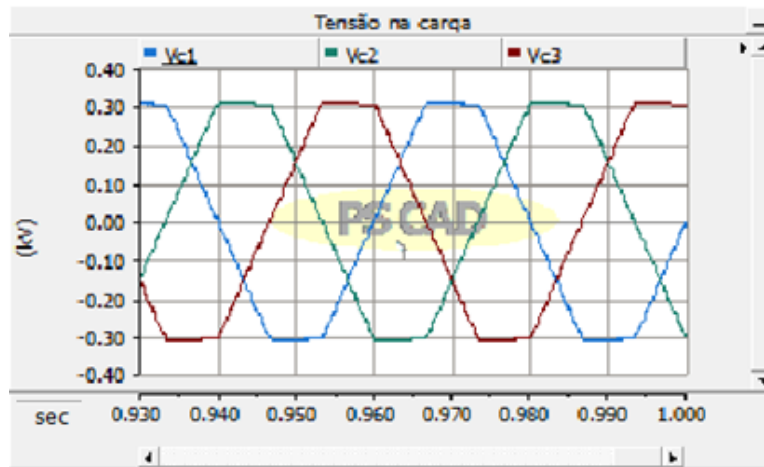


Figura 4.33: Tensões na carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).

As tensões Vc1, Vc2 e Vc3, respectivamente, representam as tensões nos terminais do lado da carga cujos valores são apresentados na tabela 4.26.

Tabela 4.26: Tensões na carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Tensões	Vc1	Vc2	Vc3
Unidades	(kV)	(kV)	(kV)
Valores máximos das tensões simples	0,30981	0,30990	0,30979
Valores eficazes das tensões compostas	0,37944	0,37955	0,37941

A figura 4.34 abaixo, representa as potências activas antes do transformador (Pa-transformador) e depois do transformador (Pd-transformador) do lado da fonte.

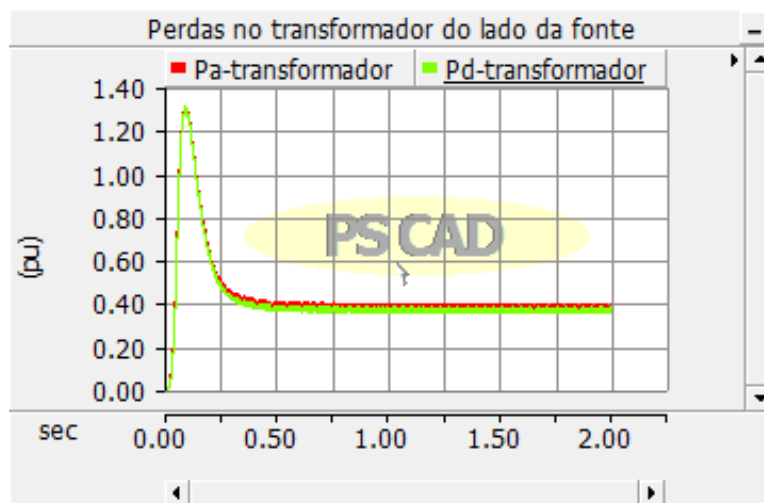


Figura 4.34: Perdas de potência no transformador do lado da fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).

A figura 4.34 apresenta potências sobrepostas no instante inicial, que estão em regime transitório até a um certo instante em que atingem o regime permanente, com um pequeno afastamento. As perdas no transformador podem ser perdas no cobre e no ferro. Estas perdas resultam principalmente de um aquecimento do condutor devido ao facto de possuírem resistência (Perdas no Cobre), enquanto as perdas no ferro podem ter origem nas correntes parasitas ou de Foucault e perdas por histerese do ferro, que por sua vez provocam aquecimento no núcleo do transformador. Como se pode ver no gráfico acima, existe uma certa diferença entre a potência antes do transformador (Pa-transformador), e a potência depois do transformador (Pd-transformador). Esta diferença resulta nas perdas no transformador e os seus valores estão apresentados na tabela 4.27.

Tabela 4.27: Perdas no transformador do lado da fonte (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Potências	Pa-transform.	Pd-transform.	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,4010	0,3820	532

Afigura 4.35 abaixo, representa as potências activas antes (Pa-rectificador) e depois do rectificador (Pd-rectificador).

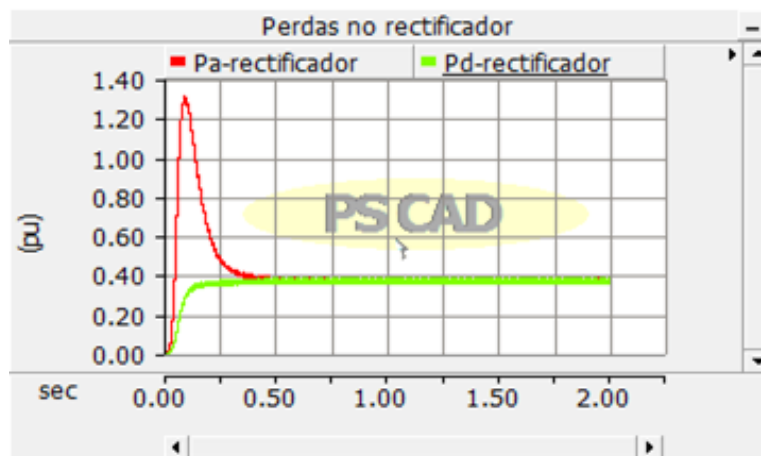


Figura 4.35: Perdas no rectificador (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Na figura 4.35 acima, pode-se observar que a potência antes do rectificador (Pa-rectificador) é superior comparativamente com a potência depois do rectificador (Pd-rectificador) quando os condensadores estão a carregar e que neste período é necessária muita energia para carregar os mesmos. Assim sendo, a potência na entrada do rectificador apresenta-se em regime transitório até estabilizar. Quando os condensadores forem

carregados as potências ficam em regime permanente, com valores quase iguais. As perdas estão apresentadas na tabela 4.28.

Tabela 4.28: Perdas no rectificador (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Potências	Pa-rectificador	Pd-rectificador	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,3970	0,3940	84

A figura 4.36 abaixo, representa as potências activas antes (Pa-cabo) e depois (Pd-cabo) do cabo.

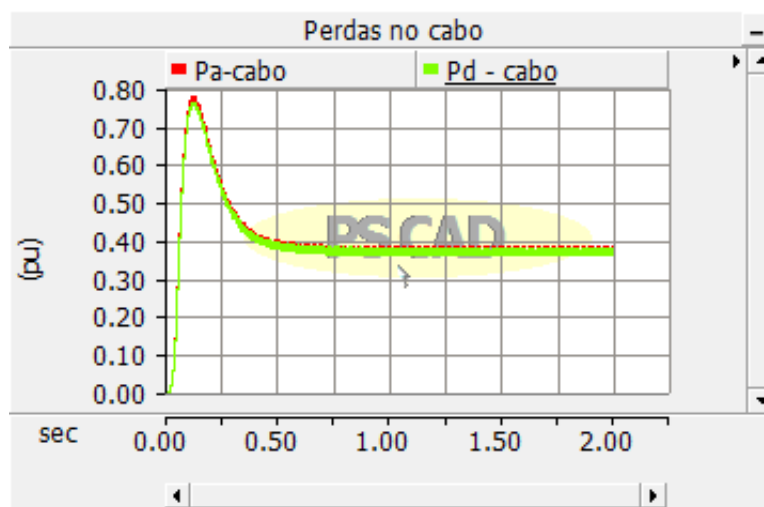


Figura 4.36: Perdas no cabo (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Na figura acima é notável um regime transitório, onde se observa que a potência antes do cabo (Pa-cabo) é ligeiramente superior à potencia depois do cabo (Pd-cabo) até quando atingem o regime permanente. Isto deve-se ao facto de se tratar de corrente continua onde não se verificam muitas perdas no cabo eléctrico. Esta pequena desfasagem deve-se ao facto de haver perdas activas na linha, perdas essas resultantes do efeito de Joule. As perdas no cabo estão apresentadas na tabela 4.29.

Tabela 4.29: Perdas no cabo (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Potências	Pa-cabo	Pd-cabo	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,3784	0,3781	8,40

Na figura 4.37 a seguir, é possível ver as potências activas antes do inversor (Pa-inversor) e depois do inversor (Pd-inversor).

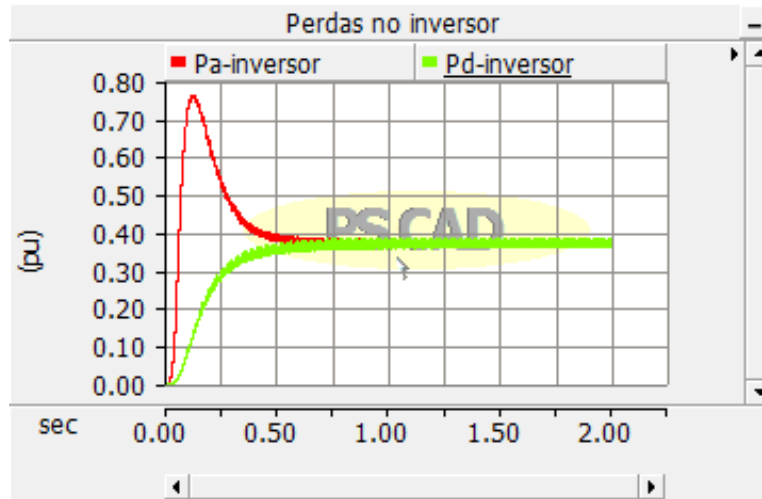


Figura 4.37: Perdas no inversor (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Na figura 4.37 acima, pode se observar que a potência activa antes do inversor ($P_{a\text{-inversor}}$) é superior quando os condensadores estão a carregar, período em que é necessária muita energia para carregar os mesmos. Assim sendo, a potência na entrada do conversor apresenta-se em regime transitório até que se estabilize. Quando os condensadores são carregados as potências activas antes do inversor ($P_{a\text{-inversor}}$) e depois do inversor ($P_{d\text{-inversor}}$) no gráfico ficam em regime permanente e as duas potências ficam quase iguais. As perdas que são obtidas no conversor são devidas a algumas resistências e também a perdas de condução (P_{cond}), perdas de comutação (P_{comut}) e perdas de bloqueio ou fugas (P_{b}), normalmente essa perdas são negligenciadas. Na tabela 4.30 estão apresentados os valores das perdas no inversor.

Tabela 4.30: Perdas no inversor (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Potências	$P_{a\text{-invers.}}$	$P_{d\text{-invers.}}$	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,3890	0,3840	140

A figura 4.38 que se segue abaixo está representada pela potência activa antes do transformador ($P_{a\text{-transformador}}$) e pela potência activa depois do transformador ($P_{d\text{-transformador}}$).

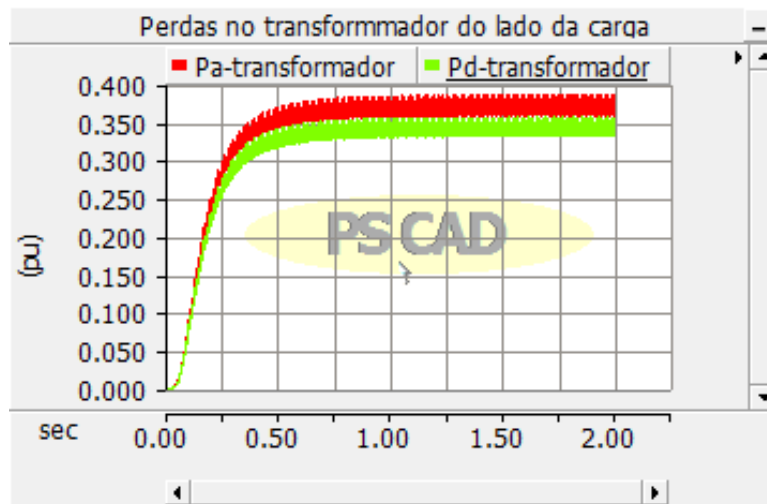


Figura 4.38: Perdas no transformador do lado carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).

No instante inicial, as duas potências apresentam a mesma forma de crescimento até um dado instante começam a desfasar-se até atingir a estabilidade. As perdas no transformador podem ser perdas no cobre e no ferro. Estas perdas resultam principalmente num aquecimento do condutor devido ao facto de possuírem resistência (Perdas no Cobre), enquanto as perdas no ferro podem ter origem em correntes parasitas ou de Foucault e perdas por histerese, que por sua vez provocam aquecimento no núcleo do transformador. Como se pode ver no gráfico abaixo, existe uma certa diferença entre a potência antes do transformador (P_a -transformador), e a potência depois do transformador (P_d -transformador). Esta diferença resulta nas perdas no transformador. Na tabela 4.31 estão apresentados os valores das perdas do transformador².

Tabela 4.31: Perdas no transformador do lado da carga (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Potências	P_a -transform.	P_d -transform.	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,3863	0,3731	369,60

A figura 4.39 abaixo, representa as potência activa na fonte (P_{fonte}) e potência activa na carga (P_{carga}).

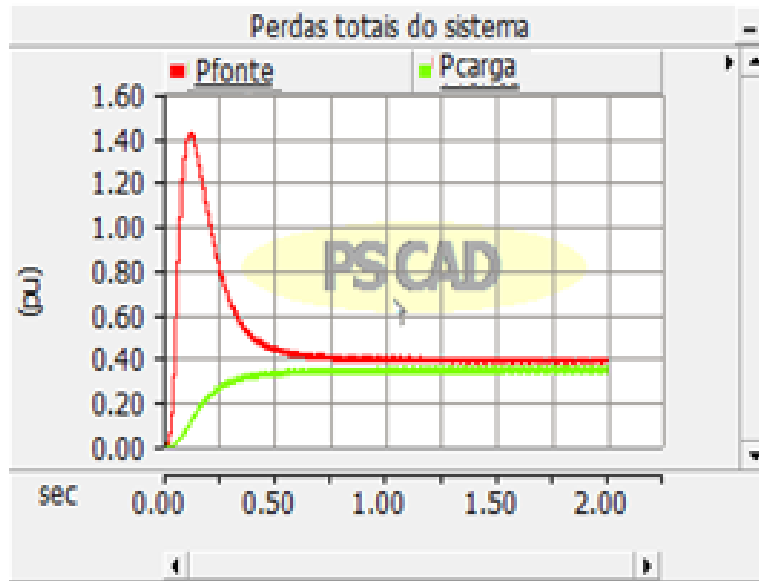


Figura 4.39: Perdas totais de sistema (Alta Tensão-AC/DC/AC).

As potências da figura 4.39 apresentam um comportamento em regime permanente. Este observa-se na parte final do gráfico, onde se pode notar que a potência à entrada do conversor é quase igual à potência à saída. Na parte inicial do gráfico vê-se um regime transitório no qual as potências apresentam uma diferença enorme, sendo a de entrada muito maior que a de saída. Isto deve-se ao programa calcular todo o transitório de ligação a partir de uma situação sem energia inicial. De início, é necessário fornecer a energia suficiente para carregar os condensadores do conversor, e portanto há maior potência à entrada. Uma vez terminado este transitório, e os tendo os conversores já energia armazenada, tornam-se quase iguais as potência à entrada e saída. As perdas calculadas estão apresentadas na tabela 4.32.

Tabela 4.32: Perdas totais do sistema (Alta Tensão-AC/DC/AC).

Potências	Pfonte	Pcarga	Perdas totais
Unidades	(pu)	(pu)	(W)
Resultados	0,4010	0,3603	1139,60

Capítulo 5

Comparação dos Resultados

Na secção 5.1, faz-se a introdução do capítulo nas secções 5.2, 5.3, 5.4 e 5.5, faz-se comparação dos resultados obtidos em todos cenários do capítulo 3 (previsão das perdas) e os do capítulo 4 (comparação dos resultados). Em seguida, apresenta-se o gráfico de comparação dos 4 cenários do capítulo 4. Na secção 5.6, finalmente apresenta-se a comparação dos resultados dos quatro cenários.

5.1 Introdução

Neste capítulo, são feitas as comparações dos resultados obtidos nos cálculos teóricos (previsão das perdas) no capítulo 3, com os resultados obtidos nas simulações feitas no capítulo 4. No dimensionamento teórico, foram usados valores eficazes, e caracterizou-se cada caso pelas tensões compostas. Dos resultados da simulação, medem-se imediatamente os valores máximos das correntes nas linhas e das tensões simples. Nas tabelas abaixo dão os valores obtidos nos dimensionamentos e obtidos nas simulações.

5.2 Comparação do primeiro cenário (previsão e simulação)

A tabela 5.1 abaixo apresenta os resultados teóricos e simulados obtidos nos primeiros cenários dos capítulos 3 e 4. Os valores das correntes e os das tensões (I_f , I_c , V_f e V_c) apresentados na tabela 5.1, para simulação com PSCAD, foram obtidos fazendo-se o

⁴Consideraram-se para todos os valores das correntes e tensões das tabelas 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 os valores eficazes.

somatório das correntes na fonte e das correntes na carga (I_{f1} , I_{f2} e I_{f3}) e (I_{c1} , I_{c2} e I_{c3}). Os resultados obtidos foram divididos por três, sendo aplicado o mesmo procedimento para tensões na fonte bem como para as tensões na carga (V_{f1} , V_{f2} e V_{f3}) e (V_{c1} , V_{c2} e V_{c3}). Assim, obtiveram-se as médias que correspondem aos valores eficazes que serão comparados com os valores eficazes da simulação teórica (previsão de perdas). Quanto aos valores das perdas de potências, foram considerados os valores de todo o sistema quer para simulação teórica (previsão de perdas), quer para simulação com PSCAD, como se pode observar na tabela 5.1.

Tabela 5.1: Comparação de simulação e previsão das perdas do primeiro cenário.⁴

Grandezas	Correntes		Tensões		Perdas totais
Simbolos	I_f -(A)	I_c -(A)	V_f -(V)	V_c -(V)	P_t -(W)
Previsão das perdas	42,550	42,540	380	369,193	97,116
Simulação (PSCAD)	42,087	42,094	378,26	374,28	103,60

A comparação entre os cálculos da simulação e das previsões das perdas referente as correntes da fonte e as da carga dos mesmos, reflectem uma ligeira variação de 1%, ou seja, as as correntes da fonte e as da carga da simulação no PSCAD são ligeiramente inferiores em relação às correntes da fonte e as da carga vistas nas previsões das perdas. No que diz respeito às tensões dos cálculos da simulação e das previsões das perdas, observa-se que as tensões da fonte e as da carga da simulação do PSCAD têm valores muito próximos em relação às da fonte e as da carga da previsão das perdas, aproximadamente na ordem de 1,4%. Quanto às perdas da simulação e das previsões das perdas, essas apresentam uma ligeira diferença entre elas, o que resulta numa aproximação de 6%.

5.3 Comparação do segundo cenário (previsão e simulação)

Os resultados apresentados na tabela 5.2 abaixo, fazem parte dos cálculos teóricos e simulados obtidos nos capítulos 3 e 4. Os valores das correntes e tensões (I_f , I_c , V_f e V_c) apresentados na tabela no caso de simulação com PSCAD, foram obtidos fazendo-se o somatório das correntes na fonte e as na carga (I_{f1} , I_{f2} e I_{f3}) e (I_{c1} , I_{c2} e I_{c3}). Posteriormente achou-se a média, e aplicou-se o mesmo procedimento nas tensões na

fonte e as na carga (V_{f1} , V_{f2} e V_{f3}) e (V_{c1} , V_{c2} e V_{c3}). As potências apresentadas na tabela 5.2, fazem parte do sistema todo (previsão de perdas e simulação com PSCAD).

Tabela 5.2: Comparação de simulação e previsão das perdas segundo cenário.⁴

Grandezas	Correntes		Tensões		Perdas totais
Simbolos	If-(A)	Ic-(A)	Vf-(V)	Vc-(V)	Pt-(W)
Previsão das perdas	42,55	42,54	380	380	1129,12
Simulação (PSCAD)	32,35	41,65	379,95	371,624	1122,80

Os resultados das correntes na fonte quer para simulação de previsão de perdas quer para simulação no PSCAD, apresentam uma variação na ordem de 23,972%, ou seja, o valor obtido na simulação com os cálculos teóricos (previsão de perdas) é superior comparativamente com os da simulação com (PSCAD). As correntes na carga apresentam valores quase iguais para ambas as simulações, bem como as tensões na fonte. As tensões na carga apresentam uma aproximação na ordem de 2.02% para as duas simulações. As perdas de potência, por sua vez, apresentam uma variação de perdas na ordem 0,6 % ou seja, a previsão de perdas apresenta um valor superior em comparação com a simulação com PSCAD.

5.4 Comparação do terceiro cenário (previsão e simulação)

A tabela 5.3 abaixo, apresenta os resultados teóricos e simulados obtidos nos capítulos 3 e 4. Para este cenário não será possível comparar os valores máximos das correntes na fonte e na carga obtidos na simulação com PSCAD com os da simulação de previsão de perdas, visto que os da simulação com PSCAD apresentam correntes não sinusoidais, e não fácil obter o valor numérico da corrente eléctrica a partir dos gráficos visto que o programa não dá valores eficazes de correntes. Quanto aos valores das tensões na fonte e na carga (V_f e V_c) apresentados na tabela 5.3, aplicou-se o mesmo procedimento dos cenários anteriores. Quanto às potências, foram considerados os valores das perdas totais obtidos nas simulações quer para previsão de perdas quer para simulação com PSCAD.

Tabela 5.3: Comparação de simulação e previsão das perdas do terceiro.⁴

Grandezas	Correntes		Tensões		Perdas totais
Simbolos	If-(A)	Ic-(A)	Vf-(V)	Vc-(V)	Pt-(W)
Previsão das perdas	42,55	42,54	380	369,19	64,74
Simulação (PSCAD)	36,68	35,64	379,17	375,11	75,60

A comparação entre os cálculos da simulação e os das previsões das perdas referente às tensões da fonte e da carga dos mesmos, apresentam valores quase iguais com uma variação na ordem dos 0,2% a 1,6%. No que diz respeito à simulação dos cálculos da previsão de perdas e os da simulação com PSCAD, elas apresentam uma ligeira variação numa aproximação de 14,4%, significando que o valor obtido na previsão de perdas é ligeiramente inferior em relação ao valor obtido na simulação com PSCAD.

5.5 Comparação do quarto cenário (previsão e simulação)

A tabela 5.4 abaixo apresenta os resultados teóricos e simulados obtidos nos capítulos 3 e 4. Como as correntes não são sinusoidais, não é fácil obter o valor numérico da corrente eléctrica a partir dos gráficos obtidos no PSCAD, visto que o programa não dá valores eficazes de correntes. Para os valores das tensões (V_f e V_c) apresentados na tabela referentes à simulação com PSCAD, foram obtidos fazendo-se o somatório das tensões na fonte e as da carga (V_{f1} , V_{f2} e V_{f3}) e (V_{c1} , V_{c2} e V_{c3}) e os resultados obtidos foram dividido por três o que resultou nas médias dos valores máximos apresentados na tabela 5.4. Os valores das perdas apresentados na tabelas quer para simulação de previsão de perdas quer para simulação com PSCAD, foram considerados as perdas do sistema todo (fonte até a carga).

Tabela 5.4: Comparação de simulação e previsão das perdas quarto cenário.⁴

Grandezas	Correntes		Tensões		Perdas totais
Simbolos	If-(A)	Ic-(A)	Vf-(V)	Vc-(V)	Pt-(W)
Previsão das perdas	42,55	42,54	380	380	1129,116
Simulação (PSCAD)	35,65	34,25	379,65	379,46	1139,600

A comparação entre os cálculos da simulação e os das previsões das perdas referente às tensões da fonte e da carga dos mesmos, apresentam valores quase iguais com uma aproximação na ordem dos 0,093%. No que diz respeito à simulação dos cálculos da previsão de perdas e os da simulação com PSCAD, elas apresentam uma ligeira variação numa aproximação de 0,92%, ou seja o valor obtido na previsão de perdas é ligeiramente inferior em relação ao valor obtido na simulação com PSCAD. A figura abaixo é o resumo dos cenários (1, 2, 3 e 4) obtidos na simulação com PSCAD, donde se podem observar as variações dos gráficos.

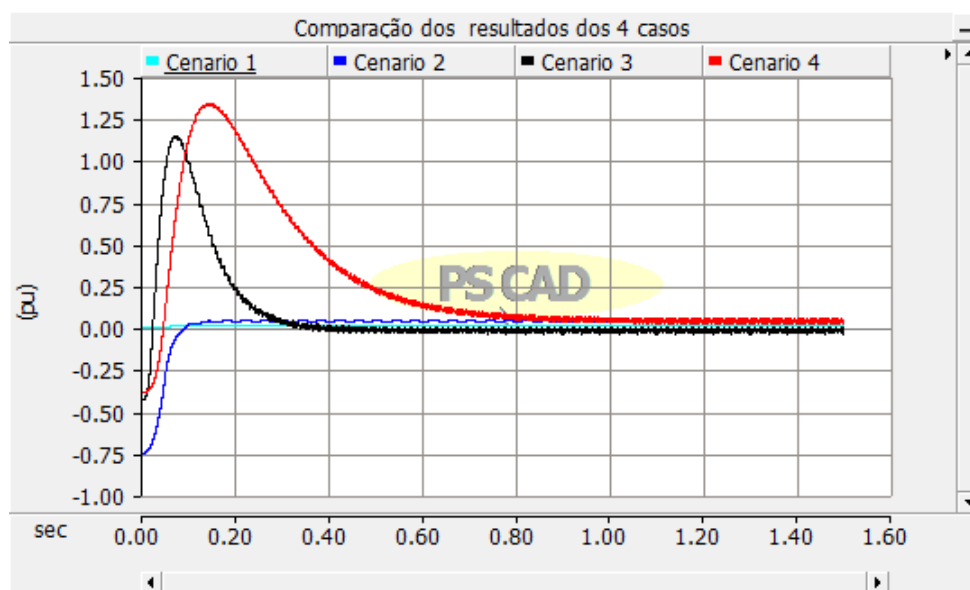


Figura 5.1: Comparação de todos os cenários obtidos no PSCAD.

Na figura acima, pode-se observar que o cenário 4 apresenta perdas maiores comparativamente com o cenário 2, e o cenário 3 apresenta perdas inferior comparativamente com o cenário 1, ou seja o gráfico do cenário 4 apresenta perdas maiores enquanto o gráfico do primeiro cenário apresenta perdas menores.

5.6 Comparação dos quatro cenários (previsão e simulação)

Os resultados obtidos para as perdas em cada cenário pelo processo das previsões e pelo processo das simulações são muito próximos. Por isso, torna-se para perdas em cada cenário o valor médio dos dois valores obtidos por ambos os métodos. A tabela seguinte apresenta o valor médio das perdas para cada cenário.

Tabela 5.5: Comparação dos quatro cenários.

Perdas de potência (W)	Baixa-Tensão	Alta -Tensãõ
Corrente Alternada	100,36	1125,96
Corrente Contínua	70,17	1134,36

Quanto a este estudo, o método de ligação que prova menores perdas é a ligação em baixa tensão em corrente contínua.

Capítulo 6

Conclusões

Neste capítulo, são apresentadas na secção 6.1 as conclusões da dissertação e na secção 6.2 apresenta-se finalmente o trabalho futuro, donde faz-se a proposta da possibilidade de dar continuidade com este trabalho na inserção de método OPWM e também propõe-se que seja feita um estudo de viabilidade económico a este sector.

6.1 Conclusões

Nesta secção são apresentadas as conclusões que foram tiradas neste trabalho e as dificuldades encontradas e superadas na elaboração do mesmo.

Esta dissertação permitiu obter mais informações e conhecimentos sobre as tecnologias utilizadas no aproveitamento da energia proveniente das ondas, as tecnologias implementadas na transmissão de energia eléctrica de *offshore* para *onshore*, e como também permitiu em particular obter conhecimentos sobre as tecnologias utilizadas para fazer o transporte de energia a centenas de quilómetros de distâncias utilizando as tecnologias HVAC-LFAC e HVDC-VSC.

Da revisão da literatura apresentada no capítulo 2, secção 2.2.1 quanto a produção de energia das ondas no mundo, constatou-se que a potência instalada a nível mundial não passa dos 2 MW, e se houver mais investimentos a este sector eléctrico no que diz respeito as tecnologias de extracção, à sua contribuição económica para produção de energia eléctrica a nível mundial será na ordem de 2.000 TWh/ano o que corresponderia cerca de 10% do consumo mundial de electricidade.

Verificou-se ainda na revisão apresentada no capítulo 2 que um conversor de energia das ondas precisa possuir uma tecnologia sofisticada, confiável, eficiente, e viável economicamente tendo em conta o local em que será instalado, e poder permitir que este possa aproveitar o máximo de energia contida no local.

Relativamente ao modelo de linha ou cabo à utilizar, concluiu-se que o modelo de linha curta ou cabo curto (modelo π equivalente) é a melhor opção visto que na realização das simulações deste trabalho utilizou-se um cabo com 500 metros de comprimento. É possível concluir ainda que deve ser considerada a admitância transversal por se tratar de uma instalação subterrânea ou cabo subterrâneo onde a capacitância é substancialmente mais elevada que nas linhas aéreas.

As comparações feitas na revisão apresentada no capítulo 2 quanto às tecnologias HVAC e HVAC-LFAC, é possível concluir que quando se faz a transmissão de energia de *offshore* para *onshore* com à distância superior de até 270 km e com uma potência instalada até os 269 MW, o sistema HVAC-LFAC apresenta vantagens no ponto de vista económica e técnica relativamente ao sistema HVAC.

É possível concluir ainda que o sistema HVAC apresenta muitas vantagens quando a transmissão é feita em distâncias menores, visto que este apresenta número de cabo reduzido e não só como também a capacitância no cabo ainda apresenta valor reduzido.

Teve-se muitas dificuldades na realização deste trabalho visto que o processo de simulação foi realizado durante seis meses e dezenas de vezes por dia, o que é fastidioso. Durante as simulações o programa parou inúmeras vezes por causa do sistema operativo do computador que na verdade não é compatível ao programa (PSCAD/MTDC). Cada corrida bem sucedida do programa de simulação demora cerca de dez minutos, pelo que o tempo total empregue nas tentativas feitas é muito grande e difícil de estimar.

As simulações feitas com programa PSCAD, serviram para compreender melhor o regime transitório e permanente que ocorre no processo de transmissão de energia eléctrica em corrente contínua usando a modulação de largura de pulso (PWM).

As simulações feitas no capítulo 3 e 4 do cenário 1, mostram que os resultados obtidos e esperados não apresentam uma grande diferença das expectativas tendo em conta que os da previsão das perdas aproximam-se dos resultados da simulação com PSCAD, quer para os

valores das tensões e correntes, quer para os valores das perdas de potência. A comparação feita no capítulo 5, tabela 5.1, quanto as perdas de potência, mostra claramente que os resultados obtidos através da simulação são ligeiramente superior relativamente aos resultados da previsão de perdas o que resulta em 6% da diferença.

Constatou-se que os resultados obtidos das correntes e tensões no capítulo 3 e 4 apresentam valores quase iguais. A Comparação feita no capítulo 5, tabela 5.2 quanto as perdas de potência, mostram que a previsão das perdas tem valor superior relativamente ao valor obtido na simulação com o PSCAD o que resulta em 0,6% de diferença.

No que diz respeito às simulações feitas no capítulo 3 e 4 para o cenário 3, verificou-se que o resultado obtido da perda de potência no PSCAD é superior relativamente ao resultado obtido da perda de potência calculado o que representa uma aproximação na ordem 14,4% de acordo com a tabela de comparação dos resultados 5.3. Também verificou-se que os resultados das perdas obtidos no cenário 4 capítulo 4, este apresenta valor superior relativamente com o de cálculo de previsão das perdas o que resulta numa aproximação 0,92%.

Nas condições deste estudo (uma só máquina a 500 m da costa), as menores perdas verificam-se com transporte a LVDC

Finalmente, depois de se ter feito os estudos, verificou-se que o resultado obtido no terceiro cenário apresenta poucas perdas de acordo com a tabela 5.3, figura 5.1, o que seria uma melhor opção, mas acontece que o resultado obtido no primeiro cenário quanto ao valor das perdas de potências aproxima-se do resultado obtido no terceiro cenário pelo que não é legítimo tomar uma decisão previa. Realmente, deve ser feito um estudo de viabilidade económica no que diz respeito os custos adicionais na compra dos conversores, rectificadores e cabos eléctricos e só assim que será possível determinar a opção certa.

6.2 Trabalho futuro

Nesta secção são apresentados trabalhos futuros de modo a vir dar continuidade aos estudos da transmissão de energia em corrente contínua à distância curta. utilizando OPWM.

Verificou-se muitas perdas no ondulator e no rectificador. Estas perdas afetam dum

modo geral o bom funcionamento da transmissão de energia em corrente contínua.

Com esta visão, é apresentado como o trabalho futuro a inserção do sistema/função OPWM.

O OPWM é um método de modulação de pulso utilizado para eliminação harmónica e para reduzir as perdas do conversor. Este deve fornecer duas funções tais como: calcular o tempo para a próxima amostra instantânea; modular o vector de tensão de referência. Sugere-se que este estudo seja feito utilizando o *Software* PSCAD/MTDC.

Estudo pormenorizado dos conversores usando um programa que inclua modelos mais apropriados dos dispositivos.

Estudo da ligação a terra de um parque de vários geradores produzindo simultaneamente tensões de nível, fase e frequência diferentes.

É de salientar que os estudos feitos não apresentam diferenças muito significativas, quanto às perdas, entre o cenário 1 e o 3. A decisão de optar por um ou pelo outro dependeria de outras condicionantes económicas que não foram aqui analisadas. Então, é sugerido a elaboração de estudos em termos da viabilidade e rentabilidade económica destes sistemas, quando comparados os sistemas AC e DC, relacionando o tipo de cabos a serem utilizados, a tecnologia utilizada no caso (LFAC ou VSC), o número de conversores e rectificadores utilizados, entre todos outros tipos de custo de adicional.

Bibliografia

- [1] T. Thorpe, “An overview of wave energy technologies: status, performance and costs,” in *Proceedings, International One day Seminar, Institution of Mechanical Engineers, London UK*, 1999.
- [2] K. Mohamed, N. Sahoo, and T. Ibrahim, “A survey of technologies used in wave energy conversion systems,” in *Energy, Automation, and Signal (ICEAS), 2011 International Conference on*, Dec 2011, pp. 1–6.
- [3] D. G. de Energia e Geologia, “Relatório de monitorização da segurança de abastecimento do sistema eléctrico nacional,” in *Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2013–2030*, 2013.
- [4] M. Eghlimi and G. Shakouri, “Economic analysis of iran-turkey power network interconnection: HvdC vs. hvac,” in *Power and Energy Conference, 2008. PCon 2008. IEEE 2nd International*. IEEE, 2008, pp. 164–168.
- [5] J. Woudstra, P. van Willigenburg, B. Groenewald, H. Stokman, S. De Jonge, and S. Willems, “Direct current distribution grids and the road to its full potential,” in *Industrial and Commercial Use of Energy Conference (ICUE), 2013 Proceedings of the 10th*, Aug 2013, pp. 1–7.
- [6] M. Nandan, A. Pachori, and N. Saxsena, “HvdC transmission system using 6-pulse igbt converter,” 2013.
- [7] E. J. Remscheid, “The water-cooled steel-tank rectifier corrosion problem,” *Electrical Engineering*, vol. 60, no. 4, pp. 173–177, April 1941.

- [8] Siemens, *High Voltage Direct Current Transmission– Proven Technology for Power Exchange*.
- [9] M. Bahrman and B. Johnson, “The abcs of hvdc transmission technologies,” *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol. 5, no. 2, pp. 32–44, March 2007.
- [10] J. C. INEGI, Nelson Pereira, *Tecnologias de Aproveitamento de Energia Offshore*, Març 2014.
- [11] N. N. Olivier Angoulevant, *Offshore Wind China*, March. 2010.
- [12] A. I. company, *Onshore Substation Opportunities*, 2011.
- [13] W. Fischer, R. Braun, and I. Erlich, “Low frequency high voltage offshore grid for transmission of renewable power,” in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, Oct 2012, pp. 1–6.
- [14] H. Wang and M. Redfern, “The advantages and disadvantages of using hvdc to interconnect ac networks,” in *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*, Aug 2010, pp. 1–5.
- [15] N. Flourentzou, V. Agelidis, and G. Demetriades, “Vsc-based hvdc power transmission systems an overview,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 3, pp. 592–602, March 2009.
- [16] S. Lio, A. Morstad, M. Nygård, and H. Taxt, “Point-to-point and multi-terminal hvdc,” 2010.
- [17] P. Haugland, “It is time to connect: Technical description of hvdc light® technology,” *ABB Technical Report*, 2008.
- [18] X. Chen, H. Sun, J. Wen, W.-J. Lee, X. Yuan, N. Li, and L. Yao, “Integrating wind farm to the grid using hybrid multiterminal hvdc technology,” *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 47, no. 2, pp. 965–972, 2011.
- [19] A. A. van der Meer, R. L. Hendriks, and W. L. Kling, “Combined stability and electro-magnetic transients simulation of offshore wind power connected through

- multi-terminal vsc-hvdc,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. IEEE, 2010, pp. 1–7.
- [20] C. Ng and P. McKeever, “Next generation hvdc network for offshore renewable energy industry,” 2012.
- [21] G. F. Reed, H. A. Al Hassan, M. J. Korytowski, P. T. Lewis, and B. M. Grainger, “Comparison of hvac and hvdc solutions for offshore wind farms with a procedure for system economic evaluation,” in *Energytech, 2013 IEEE*. IEEE, 2013, pp. 1–7.
- [22] T. Funaki and K. Matsuura, “Feasibility of the low frequency ac transmission,” in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, vol. 4. IEEE, 2000, pp. 2693–2698.
- [23] M. Ventim-Neves, (*YoyoGen*), *texto de 2014 não publicado, incluído num projecto a ser submetido no âmbito do programa H2020*. FCT/UNL, 2014.
- [24] —, *Quadripolos e Linha (apontamentos de Electrotecnic Teórica)*. FCT/UNL, 2013.
- [25] M. Ventim-Neves, *Parâmetros de Linhas (apontamentos de Redes de Energia Eléctrica)*. FCT/UNL, 2011.
- [26] J. Aguero, “Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction,” in *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D), 2012 IEEE PES*, May 2012, pp. 1–8.
- [27] H. Titah-Benbouzid and M. Benbouzid, “Ocean wave energy extraction: Up-to-date technologies review and evaluation,” in *Electronics and Application Conference and Exposition (PEAC), 2014 International*, Nov 2014, pp. 338–342.
- [28] J. Vining and A. Muetze, “Economic factors and incentives for ocean wave energy conversion,” in *Industry Applications Conference, 2007. 42nd IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2007 IEEE*, Sept 2007, pp. 756–763.
- [29] T. K. Ghosh and M. A. Prelas, *Energy Resources and Systems: Volume 2: Renewable Resources*. Springer, 2011, vol. 2.

- [30] J. Grimmer, N. d. R. Lopes, M. d. N. Gomes, J. Souza, E. dos Santos, L. Isoldi, and L. Rocha, “Análise numérica da influência da forma da câmara em um dispositivo cao para conversão da energia das ondas do mar em energia eléctrica,” in *Offshore and Marine Technology: Science and Innovation (NAVTEC), 2012 International Conference on*. IEEE, 2012, pp. 34–37.
- [31] A. Clément, P. McCullen, A. Falcão, A. Fiorentino, F. Gardner, K. Hammarlund, G. Lemonis, T. Lewis, K. Nielsen, S. Petroncini *et al.*, “Wave energy in europe: current status and perspectives,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 6, no. 5, pp. 405–431, 2002.
- [32] A. S. Bahaj, “Generating electricity from the oceans,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 7, pp. 3399–3416, 2011.
- [33] M. e Sá, “produção de energia eléctrica a partir das fontes renováveis, ordem dos engenheiros-coimbra 2010,” in *Ordem dos Engenheiros*, 2010.
- [34] D. L. S. LA EVOLUCIÓN, “Superredes, las redes eléctricas del futuro.”
- [35] L. Lazaridis, “Economic comparison of hvac and hvdc solutions for large offshore wind farms underspecial consideration of reliability,” 2005.
- [36] H. Wang and M. Redfern, “The advantages and disadvantages of using hvdc to interconnect ac networks,” in *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*. IEEE, 2010, pp. 1–5.
- [37] J. Sousa, “Steady state and transient analysis of multiterminal hvdc links,” 2012.
- [38] M. Manohara and S. Sonia, “Design of low-frequency ac transmission system for offshore wind farms.”
- [39] S. Lundberg, “Configuration study of large wind parks,” 2003.
- [40] T. Ackermann *et al.*, *Wind power in power systems*. Wiley Online Library, 2005, vol. 140.
- [41] P. Malcolm Sharples, “Offshore electrical cable burial for wind farms: State of the art, standards and guidance & acceptable burial depths, separation distances and sand

- wave effect,” *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement*, 2011.
- [42] H. Brinser, *Submarine Power Cables*, Sept. 1976, vol. 140.
- [43] Z. I. Ltd, *Installation Handbook for Submarine Power Cables*, 2008.
- [44] X. ABB, “Submarine cable systems: Attachment to xlpe land cable systems-users guide,” 2010.
- [45] B. Van Eeckhout, D. Van Hertem, M. Reza, K. Srivastava, and R. Belmans, “Economic comparison of vsc hvdc and hvac as transmission system for a 300 mw offshore wind farm,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 20, no. 5, pp. 661–671, 2010.
- [46] D. A. A. Gambão, “Planeamento e hierarquização do uso de espaço: Energia eólica offshore e ondas: Contribuição para o projeto fct-roadmap energias marinhas,” 2013.
- [47] M. Zubiaga, G. Abad, J. Barrena, S. Aurtenetxea, and A. Carcar, “Evaluation and selection of ac transmission lay-outs for large offshore wind farms,” in *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*, Sept 2009, pp. 1–10.
- [48] N. Qin, S. You, Z. Xu, and V. Akhmatov, “Offshore wind farm connection with low frequency ac transmission technology,” in *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, July 2009, pp. 1–8.
- [49] L.-J. Huang and Y.-J. Lin, “Free vibration and seismic responses of power transmission tower using ansys and sap2000,” *Int.. J. Emerg. Tech. and Advan. Engng*, vol. 4, no. 8, pp. 15–24, 2014.
- [50] F. S. Mohammad Ali Adelian, Narjes Nakhostin Maher, “Remote power generating systems whit using low frequency transmission,” *International Journal of Engineering Research and General Science*, vol. Volume 2, 2014.

- [51] T. Funaki and K. Matsuura, "Feasibility of the low frequency ac transmission," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, vol. 4, 2000, pp. 2693–2698 vol.4.
- [52] F. Mura and R. De Doncker, "Design aspects of a medium-voltage direct current (mvdc) grid for a university campus," in *Power Electronics and ECCE Asia (ICPE ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on*, May 2011, pp. 2359–2366.
- [53] J. Dorn, M. Pohl, D. Retzmann, and F. Schettler, "Transformation of the energy system in germany enhancement of system stability by integration of innovative multilevel hvdc in the ac grid," in *Security in Critical Infrastructures Today, Proceedings of International ETG-Congress 2013; Symposium 1:*, Nov 2013, pp. 1–6.
- [54] D. Larruskain, I. Zamora, A. Mazón, O. Abarategui, J. Monasterio, and A. I. SAU, "Transmission and distribution networks: Ac versus dc," *Egyptian Solar Research Center*, <http://www.solaregypt.com/publications.html>, 2005.
- [55] W. Zhang, G. Asplund, A. Aberg, U. Jonsson, and O. Loof, "Active dc filter for hvdc system—a test installation in the konti-skan dc link at lindome converter station," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 8, no. 3, pp. 1599–1606, July 1993.
- [56] H. Lasisi and S. Olayemi, "Power improvement of transmission line using high voltage direct current (hvdc) transmission system," 2014.
- [57] Z. Xiaoqin, L. Jinzhuang, G. Ruifeng, and Z. Jie, "The arrester protection study for valve side of highest potential converter transformer in ± 800 kv uhvdc project," in *High Voltage Engineering and Application, 2008. ICHVE 2008. International Conference on*. IEEE, 2008, pp. 80–83.
- [58] R. Rudervall, J. Charpentier, and R. Sharma, "High voltage direct current (hvdc) transmission systems technology review paper," *Energy week*, vol. 2000, 2000.
- [59] M. Runde, R. Hegerberg, N. Magnusson, E. Ildstad, and T. Ytrehus, "Cavity formation in mass-impregnated hvdc subsea cables—mechanisms and critical parameters," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 30, no. 2, pp. 22–33, March 2014.

- [60] R. Liu, "Long-distance dc electrical power transmission," *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 29, no. 5, pp. 37–46, September 2013.
- [61] P. Sahu and V. Acharya, "Thd analysis of a vsc based hvdc transmission using multi-level converters and two-level converters," December 2013.
- [62] E. N. of Transmission System Operators for Electricity, *Offshore Transmission Technology*. ENTSO, 2011.
- [63] E. W. E. Association, *Oceans of Opportunity: Harnessing Europe's Largest Domestic Energy Resource*. EWEA, 2009.
- [64] F. Schettler, H. Huang, and N. Christl, "Hvdc transmission systems using voltage sourced converters design and applications," in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, vol. 2, 2000, pp. 715–720 vol. 2.
- [65] L. Xu and V. Agelidis, "A vsc transmission system using flying capacitor multilevel converters and selective harmonic elimination pwm control," in *Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005. The 7th International*, Nov 2005, pp. 1176–1181 Vol. 2.
- [66] R. D. L. N. N. Shri harsha J, Shilpa G N, "Voltage source converter based hvdc-transmission," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 1, pp. 97–106, Sept 2012.
- [67] T. W. Shire, "Vsc-hvdc based network reinforcement," Ph.D. dissertation, M. Sc. thesis Electrical power Engineering department, Delft University of Technology, 2009.
- [68] I. M. de Alegría, J. L. Martín, I. Kortabarria, J. Andreu, and P. I. Ereño, "Transmission alternatives for offshore electrical power," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 5, pp. 1027–1038, 2009.