

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**APLICATIVO PARA ESTIMATIVA DE AMPACIDADE DE CABOS SUBMARINOS DE
PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE***

por

Marco Antônio da Cunha Soveral

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, fevereiro de 2024.



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

APLICATIVO PARA ESTIMATIVA DE AMPACIDADE DE CABOS
SUBMARINOS DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

por

Marco Antônio da Cunha Soveral

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Roberto Chouhy Leborgne
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos – DELAE/UFRGS
Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues – DEMEC/UFRGS
Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner – DELAE/UFRGS

Porto Alegre, 07 de fevereiro de 2024.

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho aos meus pais, Sandra Helena da Cunha e Flávio Augusto Faria Soveral. Obrigado pelas oportunidades, pelo apoio, e por dividirem comigo mais este momento, tão seu quanto meu. Se hoje concluo a minha graduação, é porque, desde a infância, vocês estiveram ao meu lado.

Agradeço à minha irmã, Júlia, ao meu irmão, Rafael, à Laura, cunhada que considero uma irmã mais velha, e, é claro, aos meus sobrinhos, Helena e Henrique. Obrigado pelos conselhos e momentos compartilhados. Minha vida é mais feliz com a presença de vocês.

Agradeço aos meus amigos Bernardo, Bruno, Cecília, Giovanna, Mariana, Mônica e Pedro pelo apoio incondicional e por proporcionarem a mim tanta alegria nesses últimos anos.

Agradeço aos amigos que conheci durante o curso, em especial ao Max e ao Rafael, pela companhia ao longo da graduação. Foi um prazer crescer como pessoa e profissional ao lado de vocês.

Agradeço ao meu professor orientador, Flávio Lemos, pela oportunidade e pela iniciação no setor de energia eólica *offshore*, assunto pelo qual mais desenvolvi interesse.

Agradeço, por fim, à Luna, que infelizmente não pôde presenciar este momento. Obrigado por todas as lembranças e por me mostrar que, independentemente de provas, trabalhos e demais compromissos, devemos apreciar a companhia daqueles queridos a nós, pois nosso tempo é finito.

SOVERAL, M. A. C., **Aplicativo para estimativa de ampacidade de cabos submarinos de parques eólicos offshore**. 2023. 27. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

RESUMO

O objetivo principal deste trabalho é o desenvolvimento de um aplicativo para cálculo de ampacidade em cabos de linha de transmissão submarinas enterrados, sobre o leito ou suspenso no oceano, chamado de cabo dinâmico, tendo como referência a série de normas IEC 60287, aplicada para cabos enterrados. Utilizando a linguagem Python, o programa possibilita a determinação da ampacidade de arranjos de diferentes características, a partir de uma interface para inserção de dados, permitindo uma análise de diversos parâmetros. Além da determinação da ampacidade, os resultados incluem os parâmetros da análise de circuito térmico, perdas, temperaturas das camadas e resistências térmicas e elétricas. São apresentados três casos para verificação do aplicativo, sendo o primeiro constituído por um cabo monopolar simples e os demais por um cabo tripolar, mais complexo, com inserção simplificada e completa. Os resultados, considerando modelo de instalação diretamente enterrado, são comparados aos descritos em relatórios técnicos, resultando em erros relativos inferiores a 5%. Para o caso de cabos dinâmicos, a resistência térmica externa do cabo é calculada a partir dos fenômenos de transferência de calor. Tanto para convecção natural quanto para forçada, a ampacidade estimada é consideravelmente superior ao do mesmo cabo diretamente enterrado, e a resistência térmica do entorno pode ser desconsiderada sem grandes impactos no resultado. Para cabos enterrados, no entanto, tal resistência pode se tornar o principal fator limitante à ampacidade, a depender das condições do ambiente.

PALAVRAS-CHAVE: Ampacidade, Cabos Submarinos, IEC 60287, Python.

SOVERAL, M. A. C., **Application for ampacity evaluation of submarine power cables in offshore wind farms.** 2023. 27. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

ABSTRACT

This study aimed to develop an application for calculating the ampacity of submarine transmission lines based on the IEC 60287 series of standards, applied exclusively to buried cables. Using Python, the program enables the determination of the ampacity for a variety of systems through an interface for data input. In addition to determining the ampacity, the results include parameters of the thermal circuit analysis, losses, temperatures of the layers and thermal and electrical resistances. To validate the program, three cases are presented, with the first one consisting of a simple single-core cable and the others featuring a more complex three-core cable with simplified and complete insertion. The results, considering a directly buried installation model, are compared to those described in technical reports, yielding relative errors below 5%. For dynamic cables, the external thermal resistance is calculated based on heat transfer phenomena. Whether for natural or forced convection, the estimated ampacity is considerably higher than that of a direct-buried cable of the same design, and the thermal resistance of the surrounding medium can be disregarded without significant impacts on the outcome. However, for buried cables, such resistance may become the primary limiting factor for ampacity, depending on environmental conditions.

KEYWORDS: Ampacity, Submarine Power Cables, IEC 60287, Python.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 3.1 - Cabo submarino monopolar hipotético.....	4
Figura 3.2 - Esquema de aterramento cross-bonding.....	5
Figura 3.3 - Cabo Submarino (a) Monopolar e (b) Tripolar.....	6
Figura 3.4 - Principais arranjos em cabos submarinos. (a) Trifólio. (b) Enfileirados.....	6
Figura 3.5 - Esquema de métodos de instalação. (a) Mapa típico de conexão de cabos submarinos. (b) Cabo sobre o solo marinho. (c) Cabo diretamente enterrado. (d) Cabo enterrado em tubo.....	7
Figura 4.1 - Circuito térmico equivalente da Norma IEC 60287.....	9
Figura 5.1 - Perfil de escoamento cruzado em um cabo flutuante simples.....	11
Figura 6.1 - Modelo esquemático simplificado para determinação da ampacidade.....	13
Figura 6.2 - Fluxograma simplificado do programa desenvolvido.....	14
Figura 6.3 - Interface inicial do programa desenvolvido.....	15
Figura 7.1 - Ampacidade calculada para cada um dos casos.....	18
Figura 7.2 - Influência da temperatura ambiente na ampacidade de cabos submarinos.....	19
Figura 7.3 - Influência da velocidade de escoamento na ampacidade de cabos suspensos no oceano.....	20
Figura 7.4 - Influência da resistividade do solo na ampacidade de cabos diretamente enterrados.....	21
Figura 7.5 - Influência da profundidade de enterramento na ampacidade de cabos diretamente enterrados.....	22
Figura A.1 – Número de Prandtl.....	26
Figura A.2 - Viscosidade cinemática.....	26
Figura A.3 - Condutividade térmica a 1 atm.....	27
Figura A.4 - Coeficiente de expansão térmica.....	27

LISTA DE SÍMBOLOS

T_1	Resistência térmica da isolação	[K.m /W]
T_2	Resistência térmica do material entre a capa e a armação	[K.m /W]
T_3	Resistência térmica da cobertura	[K.m /W]
T_4	Resistencia térmica externa	[K.m /W]
W_c	Perdas no condutor	[W/m]
W_d	Perdas dielétricas	[W/m]
W_s	Perdas na blindagem	[W/m]
W_a	Perdas na armadura	[W/m]
θ_c	Temperatura no condutor	[K]
θ_{amb}	Temperatura ambiente	[K]
n	Número de condutores no cabo	[un.]
I	Corrente alternada em um condutor	[A]
R_{CA}	Resistência CA por unidade de comprimento do condutor na máxima temperatura de operação	[Ω /m]
λ_1	Fator de perdas na blindagem metálica	[adimensional]
λ_2	Fator de perdas na armação metálica	[adimensional]
θ_s	Temperatura na blindagem metálica	[K]
θ_a	Temperatura na armadura	[K]
q'	Taxa de transferência de calor por unidade de comprimento	[W/m]
\bar{h}	Coefficiente médio de troca de calor por convecção	[W/m ² .K]
D	Diâmetro externo do condutor	[m]
θ_{sup}	Temperatura superficial do cabo	[K]
Re_D	Número de Reynolds	[adimensional]
V	Velocidade do escoamento	[m/s]
ν	Viscosidade cinemática do fluido	[m ² /s]
\overline{Nu}_D	Número de Nusselts médio	[adimensional]
Pr	Número de Prandtl	[adimensional]
k	Condutividade térmica do fluido	[W/m.K]
Gr_D	Número de Grashof	[adimensional]
g	Aceleração gravitacional	[m/s ²]
β	Coefficiente de expansão volumétrica térmica	[K ⁻¹]
Ra_D	Número de Rayleigh	[adimensional]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
3	CABOS SUBMARINOS	4
3.1	Camadas básicas.....	4
3.2	Quantidade de núcleos.....	6
3.3	Arranjos de cabos monopolares.....	6
3.4	Métodos de instalação	7
4	SÉRIE DE NORMAS IEC 60287	9
5	CONVECÇÃO FORÇADA E CONVECÇÃO NATURAL	11
6	METODOLOGIA	13
7	RESULTADOS	16
7.1	Verificação do programa	16
7.2	Cabos suspensos no oceano.....	17
7.3	Influência de parâmetros do ambiente.....	19
8	CONCLUSÕES.....	23
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	24
	ANEXO A – PROPRIEDADES TERMOFÍSICAS DA ÁGUA DO MAR	26

1 INTRODUÇÃO

Com o intuito de reduzir o impacto ambiental na geração de energia, diversos países têm adotado uma política energética baseada na sustentabilidade, investindo em fontes renováveis de energia. Devido aos avanços tecnológicos recentes, a energia eólica em alto-mar, também conhecida como energia eólica *offshore*, tem ganhado relevância. Apresentando um potencial elevado, a fonte em alto-mar é uma alternativa viável e em contínuo crescimento. Somente no ano de 2021, a República Popular da China aumentou sua capacidade instalada em 10 GW, possuindo, desde 2020, a maior potência instalada em parques eólicos *offshore*, de 27 GW, seguido pelo Reino Unido, com 13,5 GW e pela Alemanha, com aproximadamente 8 GW (DOE, 2023).

Apesar do alto potencial em eólica *offshore* do Brasil, o país ainda não apresenta nenhuma usina desse tipo, seja em operação ou construção. Isto se deve, principalmente, às características inerentes do país, que já possui uma matriz energética com grande parcela de fontes renováveis, não tendo ainda esgotado o seu vasto potencial *onshore*, além do alto custo atual de um empreendimento *offshore*. No entanto, julho de 2023, cerca de 78 projetos de usinas eólicas *offshore* estavam em processo de licenciamento ambiental, sob análise pelo órgão responsável, totalizando uma potência nominal de aproximadamente 183 GW (IBAMA, 2023).

Ao longo dos últimos anos, as estruturas características dos parques eólicos *offshore* têm sido aprimoradas para um melhor aproveitamento do potencial eólico da região, especialmente no caso de usinas em águas profundas, mais afastadas da costa. Com pás de maior porte e aerogeradores de potência nominal elevadas, além de uma infraestrutura capaz de suportar todo o conjunto, a construção de um empreendimento desse tipo apresenta uma alta complexidade.

Além de considerar o projeto do conjunto turbina e aerogerador, o dimensionamento e o planejamento de um parque *offshore* está intrinsecamente ligado ao estudo do sistema de cabos submarinos, responsáveis pela coleta e pela transmissão da energia gerada. A partir das características do sistema elétrico e da região (maré, corrente marítima, ondas, temperaturas), é possível determinar a máxima corrente suportável por um cabo em condições nominais de operação, chamada de ampacidade. A análise da ampacidade, seguida pela avaliação das perdas, permite a seleção dos cabos submarinos apropriados para realizar a conexão do sistema coletor e do sistema de transmissão (conexão) da usina. Representando uma parcela considerável das despesas relacionadas a um parque *offshore* (DICORATO *et al.*, 2011) a escolha do arranjo de cabos impacta, ainda, o investimento necessário ao projeto.

De modo a auxiliar no processo de seleção de cabos, este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de um aplicativo para o cálculo da ampacidade de arranjos de cabos submarinos. Com esse intuito, foram analisadas as características dos cabos submarinos, como modelos, componentes e aplicações, assim como métodos existentes para cálculo de ampacidade submarina, sendo o principal a série de normas IEC 60287 (IEC, 2001a, 2001b), destinada a cabos enterrados, cuja versão mais atual é de 2023. Neste trabalho, no entanto, utilizou-se a série de 2001, por ter sido a única disponível ao autor. Para o caso de cabos dinâmicos, são estudadas variações às normas a fim de possibilitar a o cálculo da ampacidade para esses casos. A partir da consolidação do modelo, implementou-se um programa na linguagem Python, validando-o por meio de relatórios técnicos disponíveis. Com a utilização do programa, são analisadas as influências de diferentes aspectos dos arranjos submarinos na ampacidade resultante.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Devido ao enfoque relativamente recente, grande parte dos cálculos de ampacidade em ambientes submarinos tem como referência a série de normas IEC 60287 (IEC, 2001a, 2001b), para cabos subterrâneos, cujo método é baseado no modelo de circuito térmico proposto por Neher e McGrath (1957), sendo essa a principal técnica aplicada. No entanto, por não tratar especificamente do meio submarino e apresentar algumas simplificações em seu sistema, alguns modelos recentes para estimativa de ampacidade submarina estão sendo desenvolvidos, tendo a norma como método de verificação e comparação, buscando o seu aprimoramento. É comum, além da IEC 60287, a utilização de modelos de elementos finitos, considerando uma análise de diferentes aspectos físicos. O Quadro 2.1 apresenta as características de alguns dos estudos recentes relacionados ao cálculo da ampacidade e de diferentes propriedades.

Quadro 2.1 - Características de estudos de ampacidade em cabos submarinos.

Características			Referências (1)					
			A	B	C	D	E	F
Propriedades do Cabo	Tensão	HVAC	x	x	x	x	x	x
	Núcleo	Monopolar		x	x		x	x
		Tripolar	x			x		
	Isolamento	XLPE		x	x	x	x	x
	Disposição	Diretamente Enterrado		x	x	x	x	
		Enterrado – tipo duto	x		x	x	x	x
		Sobre o solo				x	x	
	Configuração	Trifólio	x			x		x
Enfileirados			x	x		x	x	
Método de Análise	Circuito Térmico (IEC 60287)		x	x	x	x		x
	Elementos Finitos		x	x	x	x	x	x
Parâmetros Analisados	Temperatura do mar					x	x	
	Temperatura do solo						x	
	Velocidade do fluido					x		
	Profundidade do cabo			x		x	x	
	Condutividade térmica do solo				x	x		
	Proximidade à costa				x			
	Permeabilidade e porosidade do solo			x				
	Nível de tensão		x					x
	Perdas na Armadura		x					x
	Perdas na Blindagem		x					x

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nota (1):

Referência A: BAÛ *et al.*, 2016.

Referência B: DURAISAMY, GOOI E UKIL, 2018.

Referência C: YE *et al.*, 2022.

Referência D: ZHANG *et al.*, 2020.

Referência E: CHEN *et al.*, 2019.

Referência F: DUBITSKY, GRESHNYAKOV e KOROVKIN, 2016.

Conforme mostrado no Quadro 2.1, é comum a utilização do método apresentado nas normas IEC 60287 como *benchmark* a outros modelos propostos, especialmente modelos de elementos finitos. De forma geral, a disposição mais analisada é a de cabos enterrados, para os quais a série de normas foi elaborada, analisando-se os resultados encontrados para ambos os métodos empregados (BAÛ *et al.*, 2016; DUBITSKY; GRESHNYAKOV; KOROVKIN, 2016; DURAISAMY; GOOI; UKIL, 2018; YE *et al.*, 2022).

Por outro lado, foram analisados diferentes parâmetros e sua influência nos resultados encontrados. Dentre os principais fatores, foram estudadas as características do solo, como porosidade e condutividade (DURISAMY; GOOI; UKIL, 2018; YE *et al.*, 2022), assim como perdas e níveis de tensão no sistema (BAÛ *et al.*, 2016; DUBITSKY; GRESHNYAKOV; KOROVKIN, 2016).

Destaca-se, ainda, os estudos em que são comparados os desempenhos de cabos enterrados e sobre o solo marinho. Conforme esperado, cabos não enterrados apresentam uma ampacidade consideravelmente superior, devido ao ambiente mais favorável à troca de calor (CHEN *et al.*, 2019; ZHANG *et al.*, 2020).

Em relação às comparações realizadas entre os métodos empregados, mostrou-se em Baù *et al.* (2016) que a série de normas IEC 60287 superestima as perdas na blindagem metálica, enquanto subestima perdas no isolamento, além de apresentar valores de ampacidade conservadores. Por outro lado, os modelos propostos obtiveram resultados similares se comparados aos valores obtidos pelos métodos mostrados em IEC (2001a, 2001b), nos estudos de cabos diretamente enterrados para Dubitsky, Greshnyakov e Korovkin (2016) e Zhang *et al.* (2020).

Para os casos abordados por Duraisamy, Gooi e Ukil (2018), não houve uma variação considerável em situações de predominância da condução. No entanto, a variação da porosidade e umidade do solo alteram as condições de transferência de calor do ambiente, alterando a ampacidade calculada. Por não se adequar de forma ideal ao ambiente submarino, a ampacidade determinada a partir da série de normas IEC 60287 apresenta uma variação alta em relação ao modelo para esses casos. Um padrão similar mostrado em Ye *et al.* (2022), a partir de uma análise mais precisa da condutividade do solo.

Com a evolução da fonte eólica *offshore*, evidencia-se a importância de estudos acerca das características que afetam a ampacidade em cabos submarinos, especialmente para os casos de cabos em alto-mar, longe da costa e com elevada lâmina d'água, cuja disposição é, de forma geral, dinâmica. Os estudos recentes mostram que as normas existentes, em alguns casos, não se adequam corretamente às características construtivas do cabo e às propriedades do ambiente marinho, principalmente para o caso de cabos flutuantes ou sobre o solo, sendo necessário o avanço da área para uma melhor determinação da ampacidade de cabos submarinos nesse sistema.

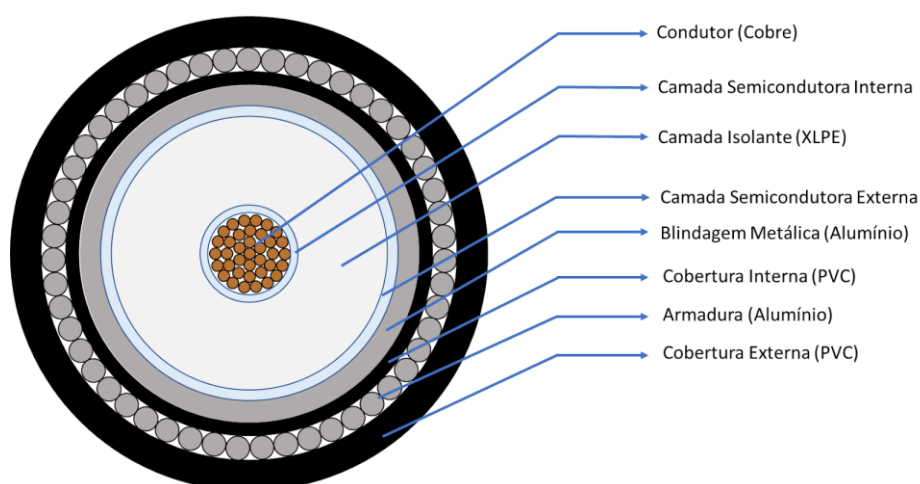
3 CABOS SUBMARINOS

Presentes tanto na rede coletora quanto na conexão ao sistema, os cabos submarinos são essenciais ao escoamento da energia gerada longe da costa. Nos últimos anos, houve um aumento no investimento em estudos e tecnologias acerca de cabos isolados em ambientes submarinos devido à, entre outros fatores, o crescimento de aplicações *offshore*, como o transporte da energia de parques eólicos *offshore* e o abastecimento de plataformas do tipo FPSO, abreviatura do termo inglês *Floating Production, Storage and Offloading* (EPE, 2020).

3.1 Camadas básicas

Um cabo submarino deve ter uma composição apropriada ao seu ambiente de operação, geralmente mais agressivo e de difícil acesso se comparado a cabos de instalações convencionais. Dessa forma, de modo a garantir a segurança e o desempenho em sua operação, os cabos submarinos são projetados a partir de diversas camadas, cada uma com sua função. A Figura 3.1 apresenta as camadas básicas de um cabo monopolar hipotético, possuindo um núcleo condutor.

Figura 3.1 - Cabo submarino monopolar hipotético.



Fonte: O Autor.

Para o caso mostrado na Figura 3.1, o cabo é composto por um condutor de cobre, isolamento a base de polietileno reticulado (XLPE), blindagem metálica e armadura de alumínio, dentre outras características. Além dos elementos básicos mostrados na Figura 3.1, um cabo submarino pode apresentar camadas adicionais a fim de aprimorar seu desempenho ou sua resistência.

Sendo a camada mais interna de um cabo, o condutor é responsável pelo transporte da corrente, e é composto, de forma geral, de cobre ou alumínio. O alumínio oferece algumas vantagens, como uma maior resistência à corrosão e menor densidade, além de um custo reduzido. No entanto, devido à maior condutividade do cobre, e conseqüentemente a menor necessidade de material para um cabo de mesma capacidade, o cobre ainda é um material muito utilizado atualmente (GANGULI; KOHLI, 2016). Outra característica do condutor é sua forma, podendo ser composto por um fio maciço único, seções segmentadas e fios perfilados, dentre outras opções.

O isolamento de um cabo submarino é realizado por meio de três camadas distintas: uma semicondutora interna, seguida por uma camada com um isolante e, por último, uma camada semicondutora externa. A principal função das camadas semicondutoras é a de uniformizar o campo elétrico do condutor, suavizando a transição entre as camadas do condutor e do isolamento. O isolante, por sua vez, é um elemento fundamental na determinação da vida útil do cabo (RESNER; PASZKIEWICZ, 2021). Apresentando a maior espessura dentre as demais camadas, o isolante atua como uma barreira de potencial, garantindo o isolamento entre condutor e ambiente externo.

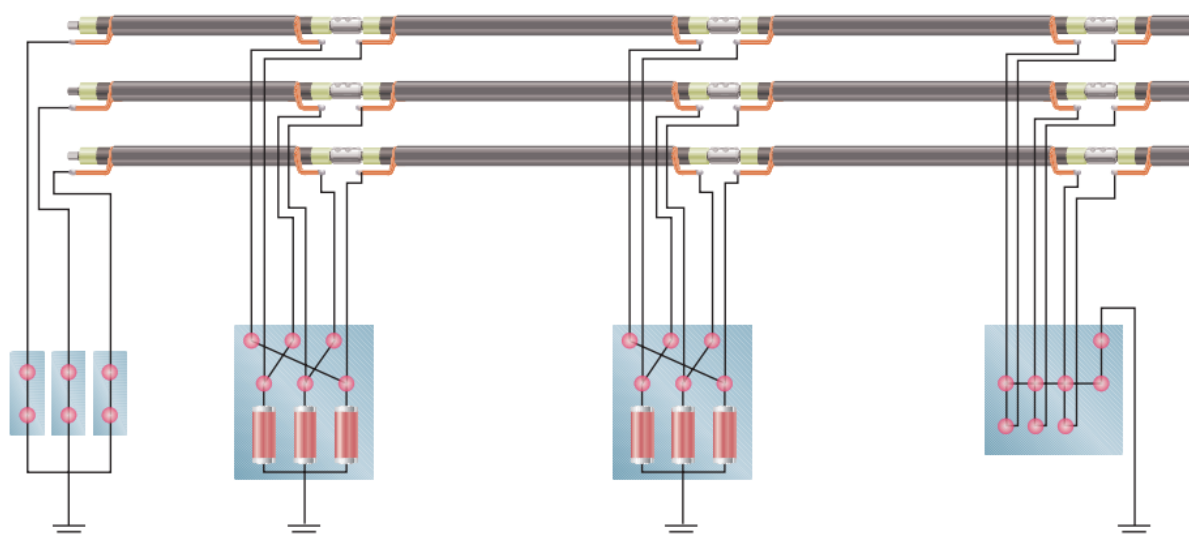
O material mais utilizado para isolamento atualmente é o polietileno reticulado (XLPE), capaz de suportar temperaturas elevadas mantendo um bom desempenho dielétrico (WORZYK, 2009). Ao longo dos anos, estudou-se alternativas para o aprimoramento do XLPE; surge, assim, o TR-XLPE, com aditivos que visam evitar e retardar a infiltração de umidade em falhas que surgem no isolamento

(SENGUPTA; PERSON; CARONIA, 2010). Uma alternativa viável ao XLPE, em níveis médios e baixos de tensão, é o etileno-propileno (EPR), caracterizado por seu custo-benefício e operação adequada para a faixa de tensão (THUE, 2017).

A blindagem metálica, por sua vez, protege o núcleo do cabo de danos mecânicos, previne a penetração de água e atua como uma proteção eletrostática, isolando o campo elétrico entre o condutor e a blindagem. A blindagem pode ser composta por uma fita metálica ou fios enrolados ao redor da blindagem de forma helicoidal (SILVA, 2008). Ainda, esse componente serve como caminho para correntes capacitivas e de curto-circuito a partir de seu aterramento diretamente relacionados a perdas no cabo (WORZYK, 2009). Há três principais métodos de aterramento atualmente: aterramento em uma ponta, em duas pontas e *cross-bonding*.

Para o caso de aterramento em duas pontas, as correntes de Foucault podem ser desprezadas. No entanto, a configuração permite a circulação de correntes entre as duas pontas do cabo, aumentando as perdas. Em um aterramento de uma ponta, não há caminho para as correntes circulantes, reduzindo as perdas. No entanto, a tensão em uma das extremidades é mais elevada, podendo ultrapassar limites de segurança. Por esse motivo, o método mais utilizado para grandes empreendimentos é o *cross-bonding* (SOBRAL; MOURA; CARVALHO, 2011). A Figura 3.2 apresenta o esquema dessa configuração.

Figura 3.2 - Esquema de aterramento cross-bonding.



Fonte: (TE ENERGY).

Nesse modelo, com princípio similar à transposição das fases em linhas de transmissão aéreas, projeta-se o aterramento de forma que a soma vetorial das correntes seja nula, reduzindo as perdas. Isso é feito a partir da conexão interligada das blindagens metálicas de cada condutor em determinados pontos do cabo.

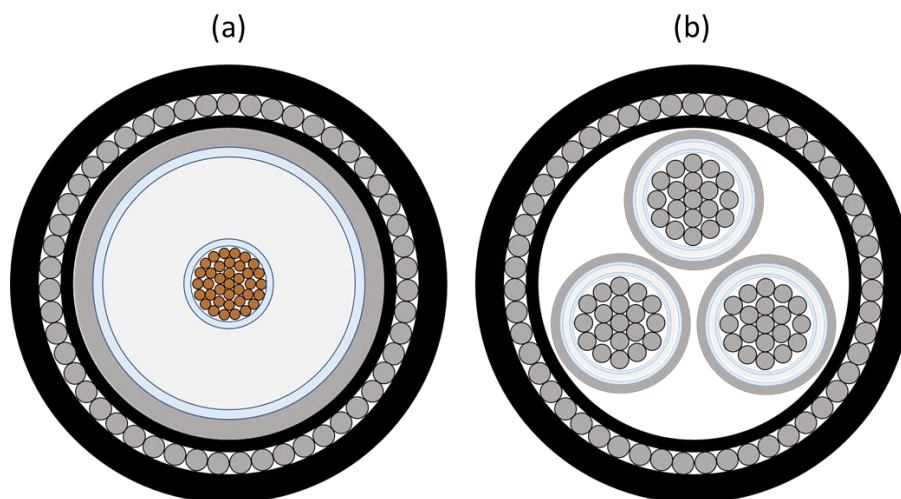
Responsável pela proteção mecânica do cabo, a armadura deve suportar tensões impostas ao cabo submarino em sua instalação e em sua operação. De forma geral, a armadura é composta por fios metálicos entrelaçados helicoidalmente ao redor da cobertura interna ou da camada diretamente abaixo, para os casos em que não há cobertura interna (CIGRE, 2015a). Para o caso de cabos submarinos, recomenda-se que a armadura seja composta por materiais não magnéticos, reduzindo perdas elétricas (WORZYK, 2009).

Também conhecida como *bedding*, a cobertura interna é, de forma geral, a camada diretamente abaixo da armadura, sendo responsável por proteger a superfície do condutor de pressões e possíveis fissuras oriundas dos fios da camada superior (WORZYK, 2009). Por sua vez, a cobertura externa é a camada do cabo submarino em contato direto com o ambiente, seja ele o solo ou as águas marinhas. A camada atua, essencialmente, na proteção do cabo a agentes externos, sendo resistente a corrosão e elevando a segurança do sistema na operação e na instalação, assim como a armadura. No caso de cabos submarinos dinâmicos esta camada é reforçada, pois mantém contato direto com o ambiente marinho.

3.2 Quantidade de núcleos

Em uma linha de transmissão submarina, o cabo adotado pode ser, de forma geral, monopolar, com um condutor, ou tripolar, com três condutores. A Figura 3.3 apresenta um cabo exemplo de cada configuração.

Figura 3.3 - Cabo Submarino (a) Monopolar e (b) Tripolar.



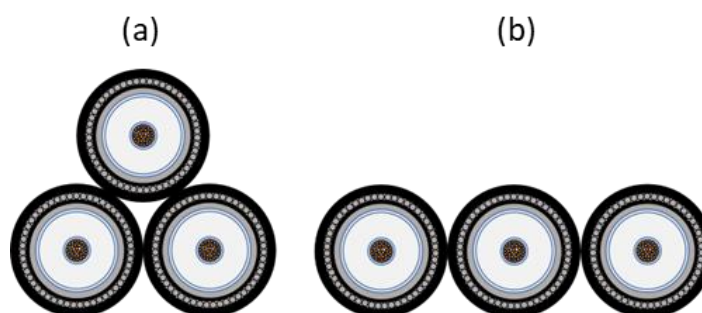
Fonte: O Autor.

Em geral, o arranjo de cabos monopolares tende a proporcionar uma transferência de calor mais eficiente com o ambiente externo. Em contrapartida, o custo de instalação é menor em cabos tripolares, que também apresentam campos magnéticos mais equilibrados, devido ao seu posicionamento interno (WORZYK, 2009). Entretanto, devido a suas características internas, sua aplicação está limitada a níveis de tensão não tão elevados, com um valor máximo de cerca de 225 kV (EPE, 2020).

3.3 Arranjos de cabos monopolares

Em uma linha composta por cabos monopolares, sua disposição tem impacto significativo nas perdas e, conseqüentemente, na ampacidade do cabo. Na maior parte dos casos, os cabos monopolares são dispostos na forma de trifólio (Figura 3.4a), em que as distâncias entre os núcleos são iguais, ou enfileirados, caso em que os cabos possuem a mesma altura, mas distâncias variáveis entre si (Figura 3.4b). Ambos os arranjos podem ser visualizados na Figura 3.4.

Figura 3.4 - Principais arranjos em cabos submarinos. (a) Trifólio. (b) Enfileirados.



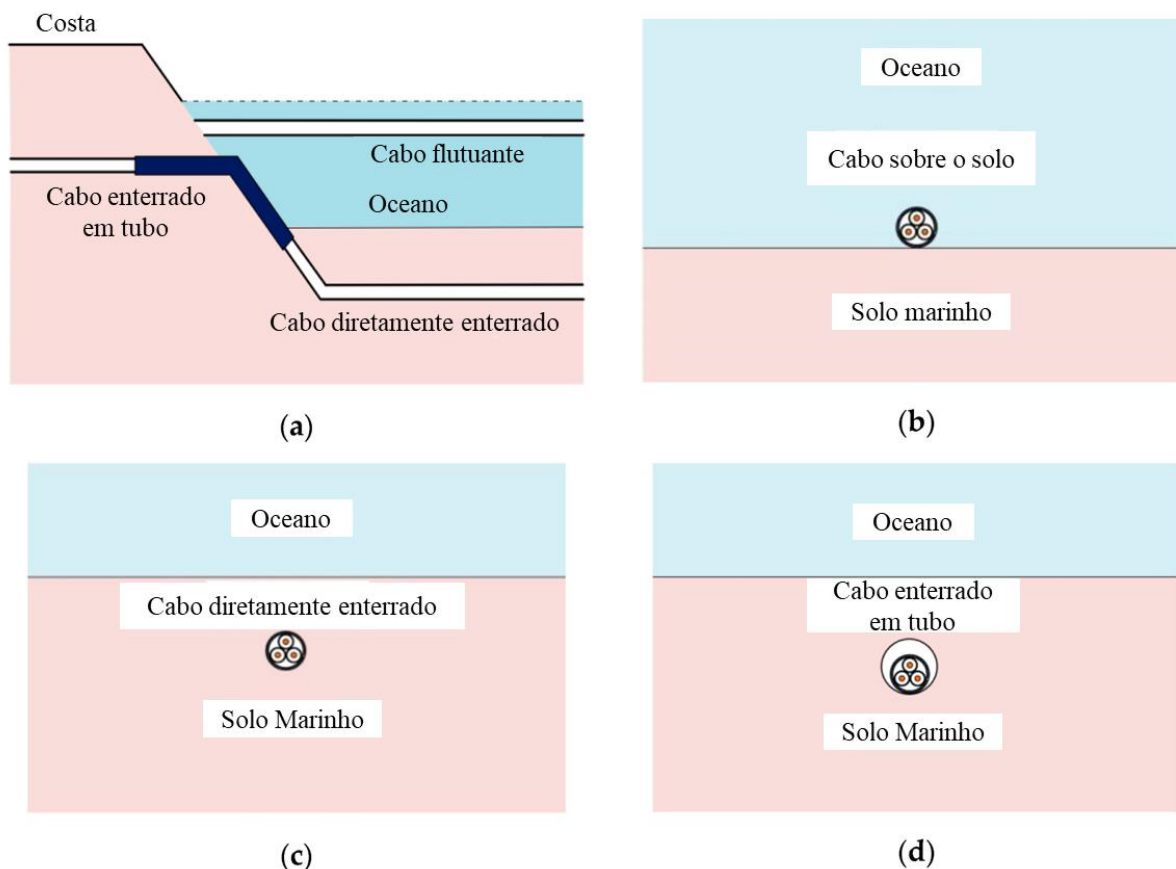
Fonte: O Autor.

A principal característica relacionada aos arranjos é o equilíbrio do sistema trifásico. Em cabos monopolares em trifólio, as tensões induzidas são equivalentes, e o sistema equilibrado. Para o caso de cabos enfileirados, as tensões induzidas variam de acordo com o cabo, tornando o sistema desequilibrado e aumentando as perdas do sistema. Nesse caso, realiza-se um processo similar ao de *cross-bonding* das blindagens metálicas (ANDERS, 2005).

3.4 Métodos de instalação

Outro fator importante em um parque eólico *offshore* é o método de instalação dos cabos submarinos. De forma geral, os cabos submarinos podem ser diretamente enterrados, enterrados em valas ou dutos, posicionados sobre o leito marinho ou flutuando, em uma operação chamada de dinâmica (CIGRE, 2015b). A Figura 3.5 apresenta esquemas comuns de utilização de cada um dos métodos de instalação.

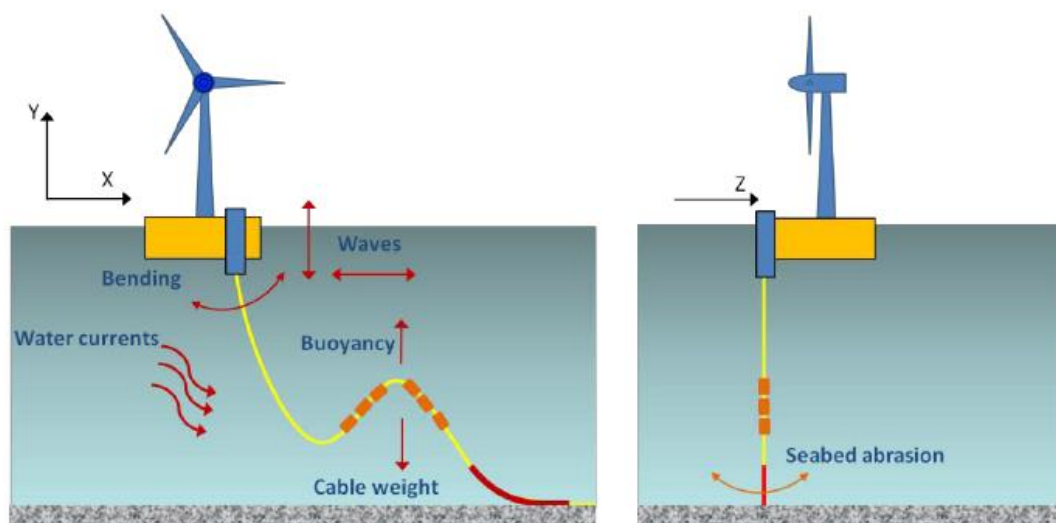
Figura 3.5 - Esquema de métodos de instalação. (a) Mapa típico de conexão de cabos submarinos. (b) Cabo sobre o solo marinho. (c) Cabo diretamente enterrado. (d) Cabo enterrado em tubo.



Fonte: Adaptado de ZHANG *et al.* (2020)

É comum, em sistemas com profundidades menores ou próximos à costa, que o cabo seja enterrado no solo, de forma direta ou dentro de uma estrutura capaz de proteger o cabo, como dutos, valas ou tubos (ZHANG *et al.*, 2020). De forma geral, o método adotado depende da profundidade, da distância à costa e dos custos de instalação. Para águas mais profundas, em que instalar o cabo sob o solo apresente elevado grau de dificuldade, os cabos são posicionados acima do solo, de forma direta, ou em operação dinâmica. Nesse último caso, os cabos são sustentados por estruturas que permitam sua flutuação. A Figura 3.6 apresenta um sistema básico de um cabo suspenso no oceano, assim como os principais esforços a que é submetido.

Figura 3.6 – Sistema básico de um cabo suspenso no oceano.



Fonte: (CIGRE, 2020).

Percebe-se, pela Figura 3.6, que um cabo suspenso no oceano, ou seja, em operação dinâmica, está sujeito a diferentes esforços devidos às correntes marítimas, ondas, ao seu próprio peso e a outros eventos (CIGRE, 2020). Sua instalação inclui dispositivos denominados flutuadores, que sustentam o cabo dinâmico. Devido ao seu modelo de operação, em contato direto com o ambiente e exposto a diferentes tensões e deformações mecânicas, sua construção deve ser adaptada a esse comportamento (CIGRE, 2015a). Isso pode incluir alterações ao projeto do cabo, utilizando-se elementos mais flexíveis e mais robustos, capazes de suportar torções e oferecer maior proteção contra abrasão, corrosão e impactos externos.

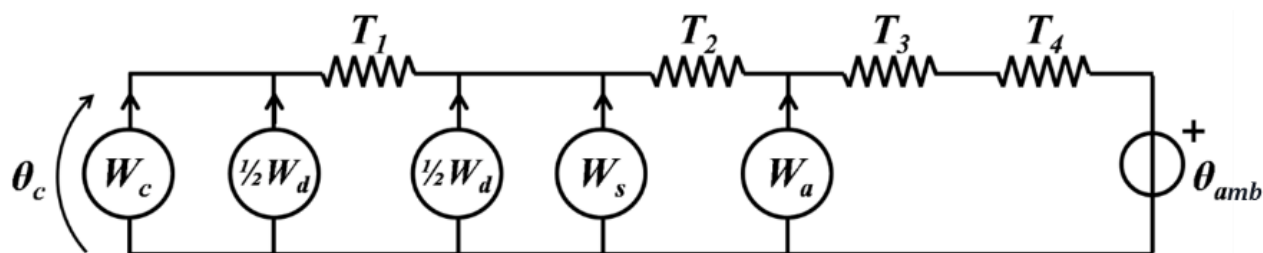
4 SÉRIE DE NORMAS IEC 60287

A ampacidade é definida como a capacidade máxima de carregamento de corrente de um condutor operando a condições nominais (ANDERS, 2005). Essa capacidade é crucial para o projeto de linhas de transmissão, sejam elas aéreas, subterrâneas ou submarinas, por ser uma das bases para o dimensionamento do sistema e a escolha dos cabos de energia.

Mesmo com o crescimento recente de tecnologias de transmissão de parques eólicos *offshore*, ainda não há padrões e normas específicas ao ambiente submarino. Por esse motivo, a principal referência adotada para o cálculo de ampacidade de cabos submarinos é a série de normas IEC 60287 (IEC, 2001a, 2001b), cuja abordagem é baseada na análise de circuitos térmicos realizada por Neher e McGrath (1957). Nas normas, são vistas as equações necessárias ao cálculo de resistências térmicas, fontes de calor, perdas e ampacidade, dentre outros fatores de interesse, considerando somente cabos enterrados, não apresentando quaisquer adaptações ao ambiente marinho.

A depender das características do ambiente ou do arranjo de cabos utilizados, são apresentadas diferentes relações para determinar parâmetros e variáveis do cabo. Neste trabalho, são utilizados os métodos referentes ao cálculo de ampacidade de cabos submarinos diretamente enterrados, desconsiderando variações no comportamento e nas propriedades do solo, assim como a radiação solar. A partir dessas considerações, o circuito térmico adotado no estudo, baseado em Guerrisi (2013) é apresentado na Figura 4.1.

Figura 4.1 - Circuito térmico equivalente da Norma IEC 60287.



Fonte: (GUERRISI, 2013).

A análise do circuito térmico apresentado na Figura 4.1 possibilita a obtenção da relação entre as temperaturas do condutor e do ambiente externo, conforme mostrado em Anders (2005):

$$\theta_c - \theta_{amb} = (W_c + 0,5W_d)T_1 + (W_c + W_d + W_s)n T_2 + (W_c + W_d + W_s + W_a)n(T_3 + T_4), \quad (4.1)$$

onde,

- T_1 : Resistência térmica da isolamento [K x m /W];
- T_2 : Resistência térmica do material entre a capa e a armação [K x m /W];
- T_3 : Resistência térmica da cobertura [K x m /W];
- T_4 : Resistencia térmica externa [K x m /W];
- W_c : Perdas no condutor [W/m];
- W_d : Perdas dielétricas [W/m];
- W_s : Perdas na blindagem [W/m];
- W_a : Perdas na armadura [W/m];
- θ_c : Temperatura no condutor [K];
- θ_{amb} : Temperatura ambiente [K];
- n : Número de condutores no cabo.

Dentre os parâmetros apresentados na Figura 4.1, a maior parte está relacionada aos aspectos de projeto do cabo, como a sua composição. As exceções são a resistência térmica externa (T_4) e a temperatura do ambiente (θ_{amb}), que dependem das características do ambiente em que o cabo está

instalado. Em relação ao cálculo da ampacidade, sabe-se, inicialmente, que as perdas no condutor (W_c) ocorrem a partir do efeito Joule, conforme:

$$W_c = I^2 R_{CA}, \quad (4.2)$$

onde,

I	Corrente em um condutor [A];
R_{CA}	Resistência CA por unidade de comprimento do condutor na máxima temperatura de operação [Ω/m].

As demais perdas, sendo elas na blindagem (W_s) e na armadura (W_a), podem ser calculadas a partir da utilização de fatores relacionados à composição das camadas e das perdas no condutor. Isso é apresentado nas Equações 4.3 e 4.4:

$$W_s = \lambda_1 W_c; \quad (4.3)$$

$$W_a = \lambda_2 W_c, \quad (4.4)$$

onde,

λ_1	Fator de perdas na blindagem metálica [adimensional];
λ_2	Fator de perdas na armação metálica [adimensional].

A partir de (4.1) e (4.4) e das suposições realizadas, a ampacidade do cabo submarino diretamente enterrado pode ser determinada a partir de:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d[0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{R_{CA}T_1 + nR_{CA}(1 + \lambda_1)T_2 + nR_{CA}(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}}. \quad (4.5)$$

Conforme mostrado anteriormente, as perdas dependem da corrente do condutor e da resistência do material analisado. Sabe-se, ainda, que a resistência dos materiais varia conforme sua temperatura. Por esse motivo, as resistências elétricas das camadas do condutor, da blindagem e da armadura devem ser determinadas com base na temperatura de operação de cada camada. A temperatura de operação do condutor, de forma específica, é estimada com base no valor máximo tolerado pelo isolante do cabo. Para o caso de isolamento a XLPE, essa temperatura é igual a 90°C (WORZYK, 2009).

De modo a calcular as temperaturas da blindagem metálica e da armadura, é necessário analisar o circuito térmico da Figura 4.1. As relações obtidas para a blindagem e para a armadura são dadas por:

$$\theta_s = \theta_c - (I^2 R_{CA} + 0,5W_d) T_1; \quad (4.6)$$

$$\theta_a = \theta_c - \{(I^2 R_{CA} + 0,5W_d) T_1 + [I^2 R_{CA}(1 + \lambda_1) + W_d] n T_2\}, \quad (4.7)$$

onde,

θ_s	Temperatura na blindagem metálica [K];
θ_a	Temperatura na armadura [K].

Nota-se, dessa forma, que a determinação das resistências, necessárias ao cálculo da ampacidade, depende da própria corrente transportada pelo condutor, tornando o problema um processo iterativo. Mais detalhes acerca dos métodos empregados e da determinação de parâmetros podem ser encontrados na série de normas adotada como referência (IEC, 2001a, 2001b), e no relatório técnico de CIGRE (2022).

5 CONVECÇÃO FORÇADA E CONVECÇÃO NATURAL

Conforme mostrado anteriormente, a série de normas IEC 60287 (IEC, 2001a, 2001b) trata somente de relações para cabos enterrados sob o solo. Para o caso de instalação de cabos posicionados sobre o leito marinho ou flutuando, torna-se necessário o estudo dos fenômenos de troca de calor presentes nesse ambiente. Nesse trabalho, foram analisadas as relações referentes a um cabo em operação dinâmica. A Lei do resfriamento de Newton mostra que a taxa de transferência de calor de um corpo sob um escoamento é proporcional à diferença entre a temperatura do corpo e a temperatura de um ambiente externo (BERGMAN *et al.*, 2011). Essa relação, adaptada ao caso de um cabo submarino, é apresentada na seguinte equação:

$$q' = \bar{h}\pi D(\theta_{sup} - \theta_{amb}), \quad (5.1)$$

onde,

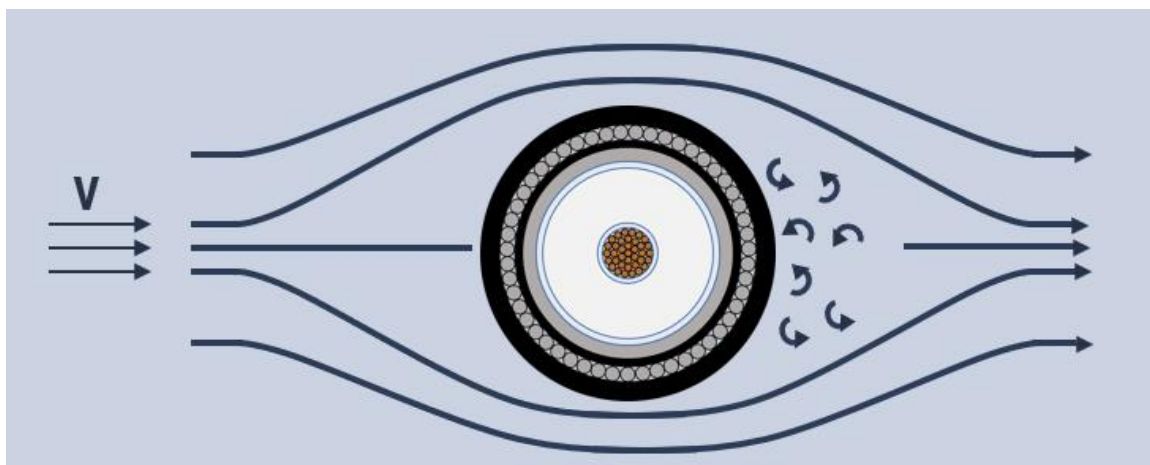
- q' : Taxa de transferência de calor por comprimento do condutor [W/m];
- \bar{h} : Coeficiente médio de troca de calor por convecção [W/m².K];
- D : Diâmetro externo do condutor [m];
- θ_{sup} : Temperatura superficial do cabo [K];
- θ_{amb} : Temperatura do ambiente [K].

Assim como outros parâmetros mostrados em seções anteriores, a taxa de transferência de calor e a temperatura de superfície do cabo dependem, dentre outros fatores, da própria ampacidade calculada. No entanto, a análise do circuito térmico da Figura 4.1 mostra que a taxa de transferência de calor, vista no ponto de superfície do cabo, entre as resistências térmicas T_3 e T_4 , pode ser definida como a soma das perdas do cabo submarino, facilitando seu cálculo. A resistência térmica T_4 , por sua vez, pode ser encontrada a partir do coeficiente médio de troca de calor, considerando o fenômeno de convecção, conforme:

$$T_4 = \frac{1}{\bar{h}\pi D}. \quad (5.2)$$

Dessa forma, percebe-se que o fator determinante para o cálculo da resistência externa e, conseqüentemente, da ampacidade de um cabo submarino não enterrado é o coeficiente médio de troca de calor por convecção. Dependente tanto de condições externas do ambiente quanto de fatores do cabo, foram definidos dois casos para sua análise. O primeiro está baseado em uma transferência eficiente de calor, em que há um escoamento cruzado de água, conforme mostra a Figura 5.1.

Figura 5.1 - Perfil de escoamento cruzado em um cabo flutuante simples.



Fonte: O Autor.

Nota-se, pela Figura 5.1, que o escoamento possui alguns efeitos de camada limite e esteira, não sendo totalmente uniforme ao longo do condutor (BERGMAN *et al.*, 2011). Em condições desse tipo, com uma velocidade de escoamento da água não nula, a transferência de calor é consideravelmente alta, a

depende das condições do ambiente e do cabo. Nesse caso, o fenômeno é denominado convecção forçada. De modo a definir o coeficiente médio de transferência de calor, deve-se, inicialmente, calcular o número de Reynolds (Re_D), responsável por descrever o comportamento do fluido no escoamento. Isso é feito por meio da seguinte equação:

$$Re_D = \frac{VD}{\nu}, \quad (5.3)$$

sendo,

- Re_D : Número de Reynolds [adimensional];
 V : Velocidade do escoamento [m/s];
 D : Diâmetro externo do condutor [m];
 ν : Viscosidade cinemática do fluido [m²/s].

Em seguida, é possível utilizar o número de Reynolds para determinar o parâmetro adimensional médio de Nusselts. Esse parâmetro, para o caso de convecção forçada, pode ser definido por meio da relação de Churchill e Bernstein (1977), válida para todo $Re_D Pr \geq 0,2$, conforme:

$$\overline{Nu}_D = 0,3 + \frac{0,62 Re_D^{1/2} Pr^{1/3}}{\left[1 + (0,4/Pr)^{2/3}\right]^{1/4}} \left[1 + \left(\frac{Re_D}{282.000}\right)^{5/8}\right]^{4/5}, \quad (5.4)$$

onde Pr representa o número adimensional de Prandtl, diretamente relacionado ao ambiente externo. Por fim, é possível determinar o coeficiente convectivo médio por meio da relação:

$$\bar{h} = \frac{\overline{Nu}_D k}{D}, \quad (5.5)$$

em que k representa o coeficiente de condutividade térmica do fluido, em W/m.K. A partir das relações apresentadas nessa seção, é possível determinar os parâmetros que regem o fenômeno de transferência de calor para um cabo submarino flutuante para convecção forçada.

Por outro lado, um dos casos menos favoráveis a um cabo flutuante do ponto de vista térmico seria um ambiente cuja velocidade de escoamento é zero. Nesse caso, a taxa de transferência de calor é reduzida consideravelmente, e o fenômeno é denominado convecção natural. Dessa forma, foram realizados processos similares ao da convecção forçada, utilizando as relações apresentadas para cilindros longos em Churchill e Chu (1975), considerando uma temperatura superficial uniforme ao longo de todo o comprimento do cabo. Inicialmente, deve-se calcular o número de Grashof (G_{rD}):

$$G_{rD} = \frac{g \beta (\theta_{sup} - \theta_{amb}) D^3}{\nu^2}, \quad (5.6)$$

sendo,

- G_{rD} : Número de Grashof [adimensional];
 g : Aceleração gravitacional [m/s²];
 β : Coeficiente de expansão volumétrica térmica [K⁻¹].

Com o valor obtido em (5.6), é possível estimar o número de Rayleigh (Ra_D), dado por:

$$Ra_D = G_{rD} Pr. \quad (5.7)$$

Por fim, o parâmetro adimensional médio de Nusselts para o caso da convecção natural, válido para todo $Ra_D Pr \leq 10^{12}$, pode ser calculado por meio de:

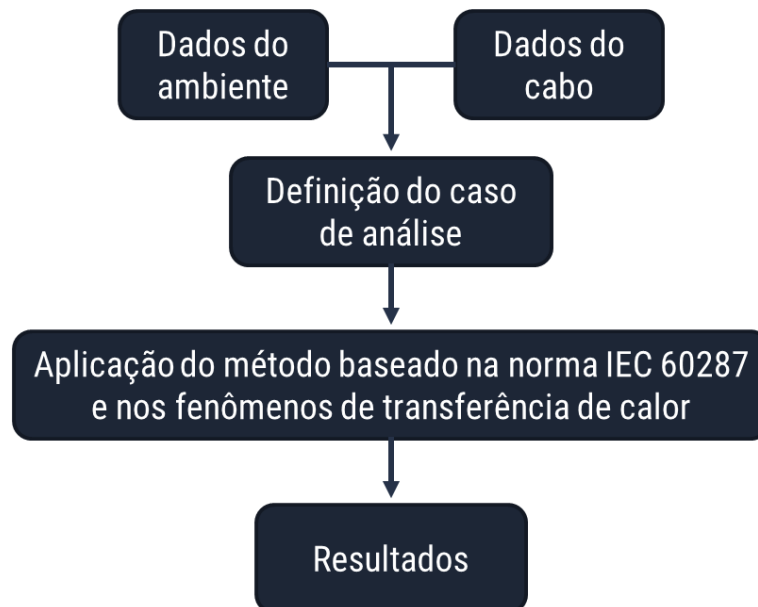
$$\overline{Nu}_D = \left\{ 0,6 + \frac{0,387 Ra_D^{1/6}}{\left[1 + (0,559/Pr)^{9/16}\right]^{8/27}} \right\}^2. \quad (5.8)$$

Destaca-se que, para ambos os casos (convecção natural e convecção forçada), adotou-se como condição de contorno uma temperatura superficial constante para todo o comprimento do cabo submarino.

6 METODOLOGIA

Conforme descrito anteriormente, a determinação da ampacidade de um cabo submarino é um problema relativamente complexo e que depende de diferentes características. A Figura 6.1 ilustra, de forma simplificada, o modelo esquemático das etapas propostas para o cálculo da ampacidade de um arranjo.

Figura 6.1 - Modelo esquemático simplificado para determinação da ampacidade.



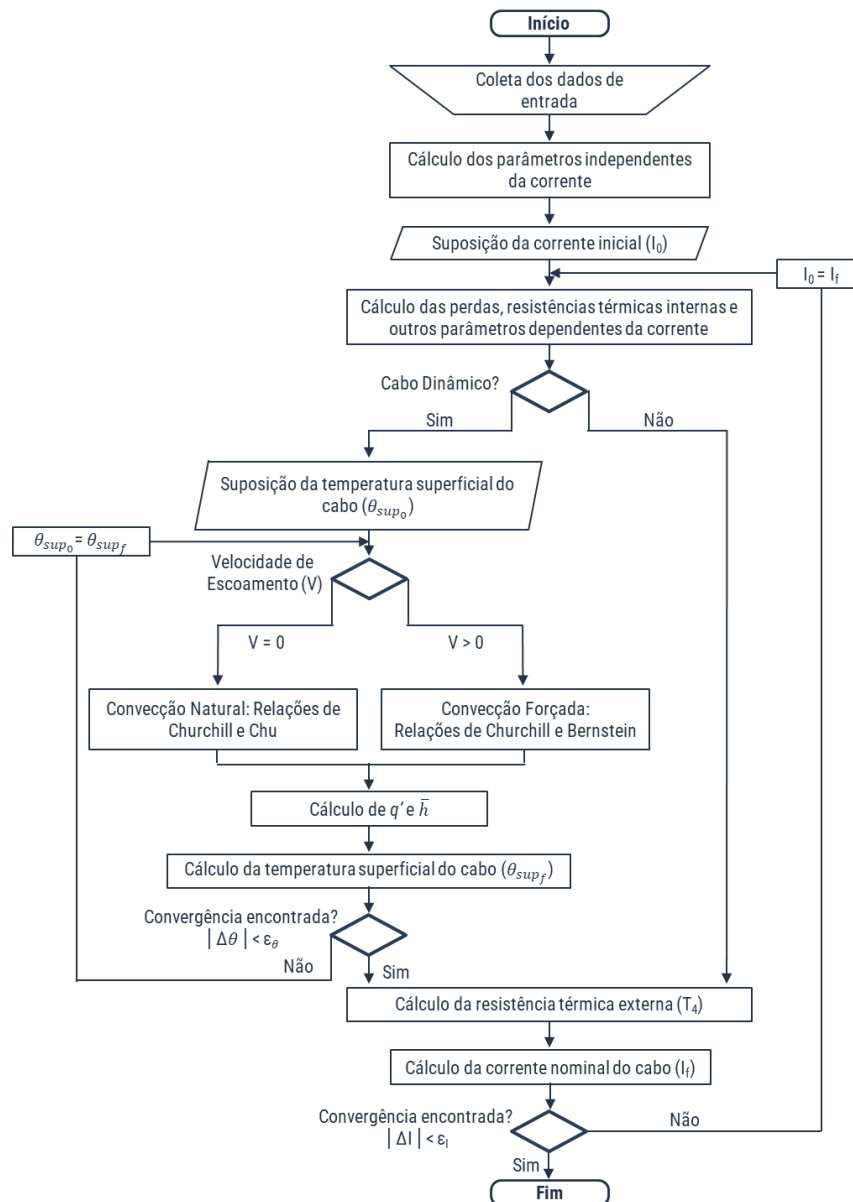
Fonte: O Autor.

A primeira etapa consiste na obtenção dos dados referentes às características do cabo, como composição, dimensões, frequência e tensão de operação, entre outros. É necessária, ainda, a definição dos parâmetros do ambiente, como temperatura e resistividade. Esses dados podem ser obtidos por meio de catálogos de fabricantes, artigos ou outros materiais de referência. A partir dos dados obtidos, é possível definir o caso de análise e, com base na série de normas IEC 60287 (IEC, 2001a, 2001b) e em outros fenômenos relevantes, aplicar os métodos e relações necessárias à determinação da ampacidade e de outros parâmetros do cabo submarino.

Além da série de normas IEC 60287 (IEC, 2001a, 2001b), o relatório técnico de CIGRE (2022) foi utilizado de modo a auxiliar no desenvolvimento do *software*. Para casos em que há variações nos métodos descritos entre as referências, foram adotadas as recomendações da norma IEC 60287.

Devido ao perfil do problema, em que há uma interdependência entre a ampacidade e as demais variáveis presentes no sistema, sua resolução deve ocorrer de forma iterativa. A Figura 6.2 apresenta o fluxograma resumido do programa desenvolvido.

Figura 6.2 - Fluxograma simplificado do programa desenvolvido.



Fonte: O Autor.

Inicialmente, os dados de entrada (ambiente e cabo) são inseridos no aplicativo por meio de uma interface gráfica. Dessa forma, são definidas as relações para cálculo dos parâmetros do cabo. Para casos em que o parâmetro é independente da corrente transportada pelo cabo, sua determinação ocorre de forma simples, não iterativa. Em contrapartida, demais parâmetros e variáveis exigem um valor de corrente para sua determinação. Nesse contexto, utiliza-se um valor qualquer de corrente na primeira iteração, denominado I_0 , para o início do processo.

Caso o cabo analisado seja do tipo diretamente enterrado, os parâmetros são calculados com base nas referências adotadas, e, em seguida, a corrente final, I_f , é calculada. Caso o módulo da diferença entre a corrente inicial I_0 e a corrente final I_f seja superior ao critério de convergência, definido como 1 A, o processo é repetido. Ao atingir a convergência, o valor de I_f representa a ampacidade calculada para o sistema. O valor de 1 A foi adotado como critério por ser uma variação insignificante à seleção de um cabo submarino.

Por outro lado, caso o cabo esteja operando de forma dinâmica, é necessário, ainda, verificar o tipo de fenômeno em ação. Para o caso em que a velocidade de escoamento é superior a zero, assume-se o caso ideal para essa configuração, ocorrendo o processo de convecção forçada com escoamento cruzado.

Caso contrário, a situação é crítica, com velocidade de escoamento zero, ocorrendo o processo de convecção natural, menos eficiente que sua contraparte. Em ambos os casos, define-se uma temperatura superficial inicial, θ_{s_0} , necessária para definição dos parâmetros de transferência de calor. Como esses parâmetros dependem da salinidade e de outros fatores do ambiente marinho, este trabalho utilizou de referência as faixas apresentadas por Sharqawy, Lienhard e Zubair (2010) e Nayar *et al.* (2016), presentes no Anexo A, considerando valores médios de salinidade.

A depender do caso analisado, diferentes relações são empregadas, resultando em um coeficiente médio de transferência de calor por convecção, \bar{h} , que é utilizado para calcular a temperatura superficial do cabo, θ_{s_f} . Novamente, o processo se repete até que a diferença entre as temperaturas superficiais seja inferior ao critério estabelecido, de 0,0001 K, assegurando que o valor calculado para a temperatura superficial e, conseqüentemente, para as propriedades termofísicas da água do mar, não sejam limitados pelo critério de convergência da ampacidade. Dessa forma, utiliza-se o coeficiente médio de transferência para calcular a resistência térmica externa (T_4). Os demais parâmetros são calculados de forma similar aos casos com cabos enterrados. Por fim, a corrente final I_f é calculada, verificando-se o critério de convergência da corrente, determinando-se, assim, a ampacidade.

Pela simplicidade e ampla utilização, o *software* foi desenvolvido em Python (PYTHON SOFTWARE FOUNDATION, 2023). Ainda, por ser em código aberto, a monitoração de variáveis intermediárias é mais simples, assim como possíveis aprimoramentos do programa. A Figura 6.3 apresenta a interface utilizada para a inserção dos dados de entrada, tendo como inspiração a interface de Sessegolo (2020).

Figura 6.3 - Interface inicial do programa desenvolvido.

Fonte: O Autor.

A partir da interface, o usuário preenche e seleciona as opções disponíveis, considerando os dados obtidos previamente. O programa, então, armazena internamente os dados do sistema analisado, definido as etapas seguintes conforme fluxograma apresentado na Figura 6.2. Ao final do processo, os resultados são apresentados numa janela específica da interface, incluindo os principais valores de interesse calculados ao longo do processo, permitindo uma análise precisa e aprofundada acerca de cada parâmetro.

7 RESULTADOS

7.1 Verificação do programa

De forma a verificar a metodologia aplicada e o programa desenvolvido, foram testados dois cabos submarinos. O primeiro cabo consiste no exemplo introdutório do relatório técnico de CIGRE (2022), denominado “Case #0” no documento. Sendo um cabo monopolar simples, similar ao exemplo apresentado na Figura 3.3a, apresenta um condutor multifilar de cobre, isolamento a XLPE, blindagem de alumínio e uma cobertura externa de polietileno. Totalizando um diâmetro externo de 75,5 mm, o cabo não possui armadura e cobertura externa, e sua tensão nominal de operação é de 132 kV.

Analisou-se, ainda, o desempenho do aplicativo para o caso de um cabo com mais camadas, além de uma configuração mais complexa. Baseado no oitavo exemplo de CIGRE (2022), “Case #8”, e com tensão nominal de 220 kV, o cabo apresenta três núcleos (tripolar), mais de um elemento por camada básica e um diâmetro consideravelmente superior ao do primeiro caso de análise, totalizando 245 mm. Para este caso, foram comparados, ainda, os resultados encontrados para uma inserção completa de todas as camadas do exemplo no programa e uma inserção simplificada, considerando somente as principais camadas do cabo tripolar, de forma a simular uma estimativa para casos em que não há informações completas do *design* de um cabo, condição comum em diversos catálogos. A Tabela 7.1 apresenta os parâmetros iniciais de análise.

Tabela 7.1 - Parâmetros iniciais dos casos analisados.

Parâmetros Iniciais	Cabo Monopolar	Cabo Tripolar
Frequência [Hz]	50	50
Tensão de Operação [kV]	132	220
Temperatura do Condutor [°C]	90	90
Temperatura Ambiente [°C]	20	15
Material do Isolamento	XLPE	XLPE
Tipo de Arranjo	Trifólio	-
Profundidade a partir do solo [m]	1	1
Resistividade térmica do solo [K.m/W]	1	0,7

Fonte: (CIGRE, 2022).

A partir dos dados apresentados na Tabela 7.1 e no relatório de referência, os casos foram analisados no programa desenvolvido. No aplicativo, definiu-se uma corrente inicial de 500 A para inicialização do processo iterativo e um critério de convergência de 1 A. Os resultados encontrados são apresentados na Tabela 7.2.

Tabela 7.2 - Resultados obtidos.

Parâmetros	Cabo Monopolar	Cabo Tripolar Simplificado	Cabo Tripolar Completo
Resistência térmica T_1 [K.m/W]	0,420	0,457	0,493
Resistência térmica T_2 [K.m/W]	0	0,009	0,027
Resistência térmica T_3 [K.m/W]	0,087	0,032	0,032
Resistência térmica T_4 [K.m/W]	1,5947	0,311	0,311
Ampacidade calculada [A]	821	1102	1079
Ampacidade CIGRE [A] ¹	822	1135	1135
Erro relativo [%]	-0,122	-2,907	-4,934

Fonte: O Autor.

Utilizando os valores apresentados em CIGRE (2022) como *benchmark*, percebe-se que, para o primeiro caso, a ampacidade calculada pelo programa, de 821 A, é muito próxima ao valor de referência, com um erro relativo de ,122%, em módulo. Neste caso, o fator limitante para a ampacidade foi a resistência térmica externa, aproximadamente quatro vezes superior à resistência térmica da camada de isolamento. Devido ao limite de convergência de 1 A, foram desconsiderados os valores decimais de ampacidade para efeitos de comparação.

Assim como esperado, o *design* do cabo tripolar, assim como a menor resistividade térmica do solo e a temperatura ambiente, resultou em uma ampacidade superior ao cabo monopolar, tendo um valor de referência de 1135 A por núcleo condutor. Ao comparar os métodos de inserção de elementos no programa, percebe-se que, por apresentar menos camadas e, conseqüentemente, menor resistência térmica, o modelo simplificado chegou mais próximo ao valor de referência, com uma ampacidade de 1102 A e um erro relativo de -2,907%. O segundo caso, apesar de mais completo, apresentou, em módulo, um erro relativo superior, de 4,934%.

A menor ampacidade é decorrente da maior resistividade térmica, consequência da adição de mais elementos e camadas no programa. Entretanto, a diferença entre o valor calculado para o cabo tripolar completo, de 1079 A, e a ampacidade de referência, 1135 A, tem como principal fator de influência a divergência da série de normas IEC 60287 (IEC, 2001a, 2001b) e do relatório técnico de CIGRE (2022). Apesar de se basear na norma, alguns métodos apresentados no relatório técnico diferem dos modelos normatizados, devido, principalmente, à superestimação de perdas em alguns casos nas normas.

Conforme mencionado anteriormente, para casos de divergência entre os documentos consultados, optou-se pela utilização dos modelos das normas IEC 60287. Mesmo com métodos divergentes, as ampacidades obtidas para o cabo tripolar, em ambos os modelos de inserção, apresentaram erros considerados satisfatórios, permitindo uma seleção de cabos adequada. Os resultados mostram que, mesmo para uma avaliação simplificada, como para casos em que não há dados suficientes para a modelagem completa de um cabo, pode-se obter uma estimativa apropriada para a ampacidade do arranjo.

7.2 Cabos suspensos no oceano

O método de instalação do arranjo de cabos, assim como o ambiente, são fatores cruciais para a determinação da sua máxima corrente de carregamento. Por ser uma grandeza regida, principalmente, pelos fenômenos de transferência de calor, espera-se que o ambiente marítimo possua condições favoráveis à ampacidade dos cabos, permitindo maior transporte de corrente. De forma a avaliar essa hipótese, o cabo tripolar descrito anteriormente, em sua versão completa, foi submetido a três condições diferentes de ambiente e disposição, utilizando o programa desenvolvido.

O primeiro caso é idêntico ao analisado anteriormente, em que o cabo é diretamente enterrado no solo, com resistividade térmica de 0,7 K.m/W e a uma profundidade de 1 m. Os demais casos consistem, respectivamente, na disposição do cabo de forma suspensa, flutuando acima do solo marinho, em condições de convecção natural e forçada. Para o segundo fenômeno, assumiu-se uma velocidade de escoamento de 1 m/s, representando a máxima velocidade desse ambiente na maior parte dos casos (MELCHERS; JEFFREY, 2004). A Tabela 7.3 apresenta as condições iniciais comuns aos três casos de análise.

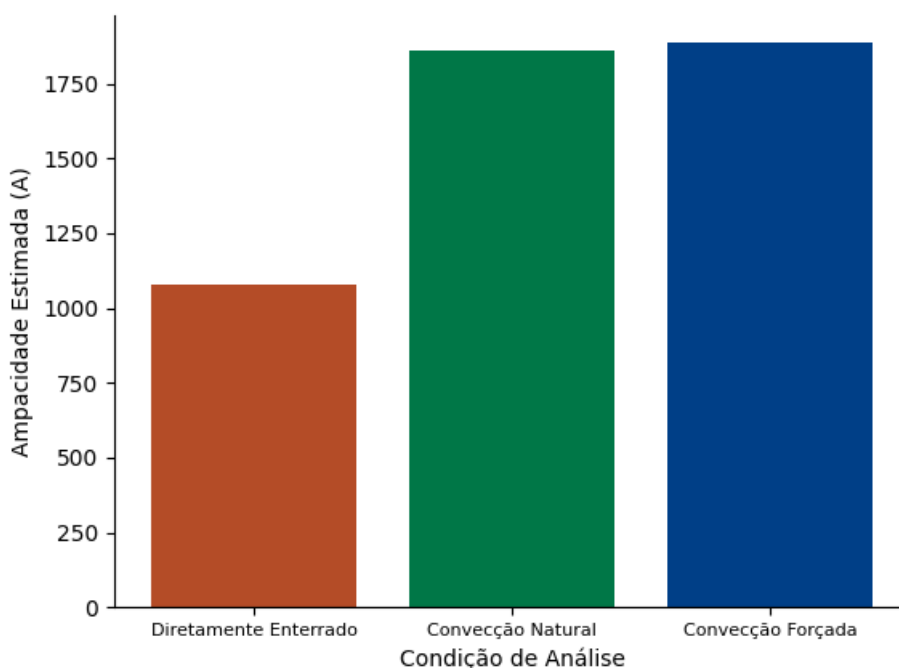
Tabela 7.3 - Parâmetros iniciais para os três casos de análise.

Frequência [Hz]	50
Tensão de Operação [kV]	220
Temperatura do Condutor [°C]	90
Temperatura Ambiente [°C]	15
Material do Isolamento	XLPE

Fonte: O Autor.

Com base nos dados apresentados na Tabela 7.3, e nas características individuais de cada caso, é possível determinar a ampacidade do cabo a partir dos processos descritos na Figura 6.2. A Figura 7.1 apresenta os resultados encontrados para cada um dos casos.

Figura 7.1 - Ampacidade calculada para cada um dos casos.



Fonte: O Autor.

Apresentando uma ampacidade estimada de 1079 A, o cabo diretamente enterrado é a condição menos favorável dentre as analisadas. Para o caso em que o cabo tripolar opera sob o regime de convecção natural, o valor estimado de ampacidade foi de 1861 A, representando um aumento de cerca de 72,5% em relação ao caso anterior. No último caso, com um cabo operando em condições de convecção forçada, a ampacidade resultante foi de 1886 A.

É nítido, então, que cabos suspensos no oceano apresentam uma ampacidade muito superior aos cabos enterrados no solo, considerando configurações de camadas semelhantes. No entanto, ao analisar os resultados encontrados para ambos os cabos em operação dinâmica, encontra-se uma diferença de somente 25 A, praticamente negligenciável. Com o intuito de avaliar de forma mais aprofundada as razões por trás das diferenças de ampacidade entre os casos, a Tabela 7.4 apresenta alguns dos parâmetros obtidos nesse processo.

Tabela 7.4 - Parâmetros obtidos para cada um dos casos.

Parâmetro	Diretamente Enterrado	Convecção Natural	Convecção Forçada
Resistência térmica T_1 [K.m/W]	0,49304	0,49304	0,49304
Resistência térmica T_2 [K.m/W]	0,02694	0,02694	0,02694
Resistência térmica T_3 [K.m/W]	0,03170	0,03170	0,03170
Resistência térmica T_4 [K.m/W]	0,31072	0,00461	0,00062
Coef. médio de convecção \bar{h} [W/m ² .K]	-	281,59	2103,34
Ampacidade [A]	1079	1861	1886

Fonte: O Autor.

Inicialmente, nota-se que as resistências térmicas T_1 , T_2 e T_3 não variam entre os casos, já que são parâmetros dependentes exclusivamente das características de projeto do cabo. Assim, considerando o mesmo cabo em três condições de instalação diferentes, T_4 é o principal fator de análise. Para o cabo diretamente enterrado, T_1 e T_4 são consideravelmente superiores a T_2 e a T_3 . Nesse contexto, a isolamento e o solo são os fatores limitantes da ampacidade. Por outro lado, a resistência térmica do exterior (T_4) dos

casos em que o cabo está operando de forma dinâmica é de 0,0044 K·m/W sob convecção natural e 0,0006 K·m/W sob convecção forçada, conforme mostra a Tabela 7.4. Isso ocorre devido à maior taxa de transferência de calor do regime de convecção forçada, com um coeficiente médio de 2103,34 W/m²·K, cerca de 7,5 vezes o coeficiente obtido para convecção natural.

No entanto, para ambos os casos, T_4 é consideravelmente inferior a T_1 . Para as condições analisadas, a camada de isolamento é o fator decisivo para a ampacidade dos cabos dinâmicos, tendo uma resistência térmica superior a todas as outras camadas combinadas. Mesmo que o cabo em convecção forçada tenha uma maior ampacidade se comparado ao cabo em convecção livre, a diferença na ampacidade tem pouco ou nenhum impacto na seleção do cabo, já que sua fabricação tem como base faixas de correntes permitidas.

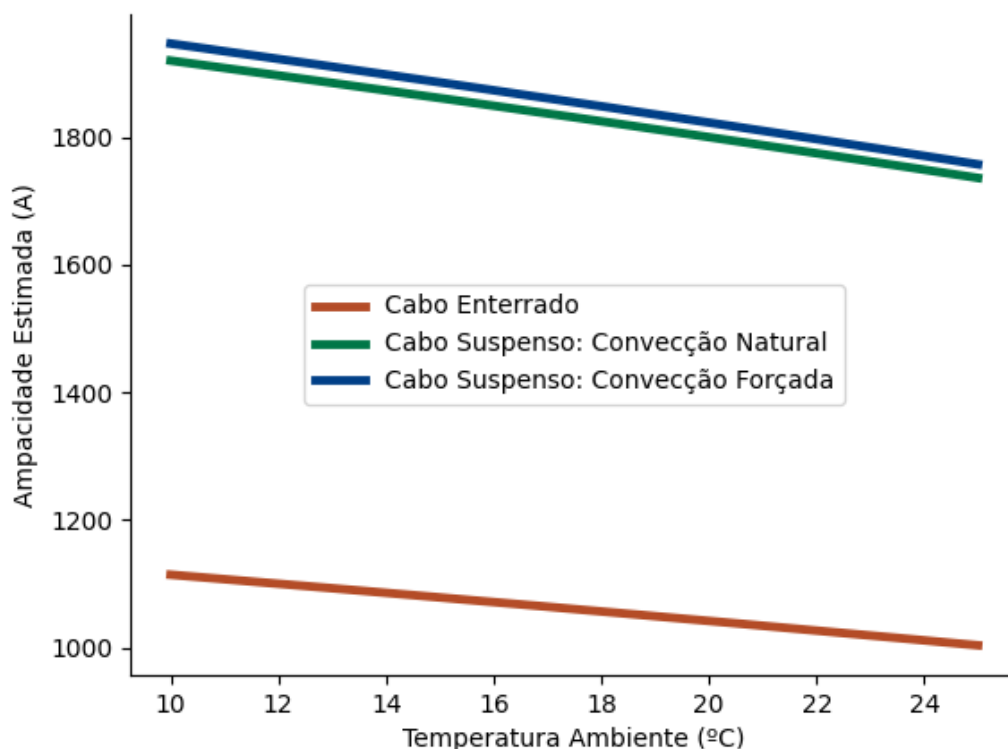
Destaca-se que os valores obtidos estão diretamente relacionados ao cabo analisado, assim como as condições do ambiente e suas propriedades térmicas. Dessa forma, é provável que a utilização de outra fonte de dados ou de modelos variados altere os resultados encontrados. Entretanto, tais variações não devem afetar as características gerais dos casos analisados, sendo a condição de cabo suspenso a mais favorável.

7.3 Influência de parâmetros do ambiente

Ao avaliar o desempenho do mesmo cabo em diferentes condições de instalação, observou-se um impacto direto das características do ambiente nos parâmetros resultantes. Dessa forma, compreender a influência dos principais parâmetros do meio de instalação na ampacidade é essencial ao projeto de um sistema de transmissão submarino. Por meio do aplicativo desenvolvido, foi possível traçar um perfil de ampacidade e da resistência térmica do exterior a partir da variação de fatores de interesse. É importante destacar que as análises foram realizadas para o mesmo cabo tripolar em diferentes condições, desconsiderando-se mudanças no projeto do cabo para suportar operação dinâmica.

O primeiro parâmetro avaliado foi a temperatura ambiente, sendo a característica mais aparente e afetando, ainda, as propriedades do meio. Para esse caso, foram mantidas as condições dos casos apresentados na Figura 7.1. Considerando a faixa comum de temperaturas do oceano, entre 12°C e 21°C (ZHANG *et al.*, 2020), as ampacidades foram avaliadas no intervalo de temperatura de 10°C a 25°C, com um passo de 0,05. A Figura 7.2 apresenta os resultados encontrados pelo programa desenvolvido.

Figura 7.2 - Influência da temperatura ambiente na ampacidade de cabos submarinos.



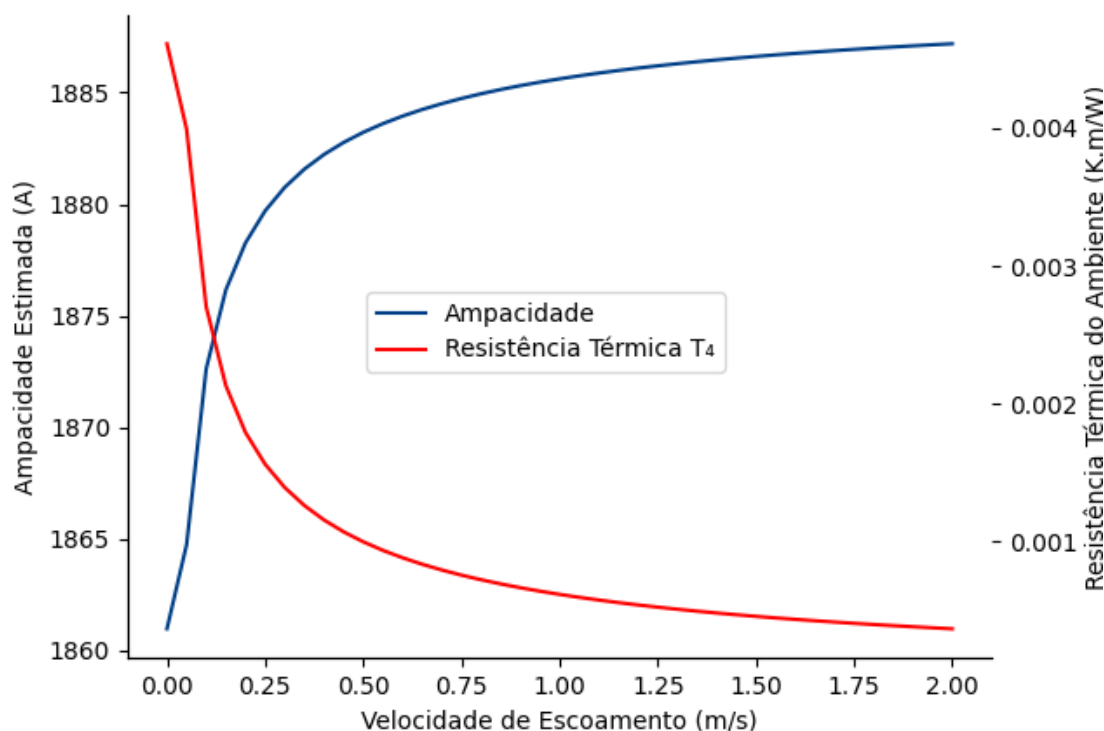
Fonte: O Autor.

Assim como mostrado na Figura 7.1, há uma grande variação na capacidade de carregamento de corrente entre as condições de cabo enterrado ou suspenso, enquanto a diferença entre os cabos suspensos sob diferentes fenômenos de transferência de calor é mínima. Percebe-se um comportamento praticamente linear entre a temperatura e a ampacidade resultante para todas as condições analisadas, apesar do perfil mostrado em (4.5), que mostra uma proporcionalidade à raiz da variação entre as temperaturas do condutor e do ambiente. Enquanto o perfil praticamente linear tem como principal origem o intervalo de análise limitado, com uma variação inferior a 20°C, a similaridade na curva entre os casos analisados é consequência dos baixos valores de T_4 para os cabos suspensos, não afetando a ampacidade de forma significativa.

Considerando a faixa de temperatura utilizada, o cabo enterrado apresentou uma variação, em módulo, de 104 A entre o valor máximo, a 10°C, e o mínimo, a 25°C. Essa variação foi de cerca de 184 A para o cabo sob convecção natural e 189 sob convecção forçada. É importante, então, abranger possíveis variações de temperatura ambiente no projeto de um parque eólico *offshore*, mostrando que, dependendo de sua amplitude, a ampacidade do cabo pode variar consideravelmente.

Em seguida, analisou-se a influência da velocidade do escoamento na ampacidade de cabos suspensos. Com um valor comum de 0 m/s a 1 m/s (MELCHERS; JEFFREY, 2004), essa propriedade rege o processo de convecção. No presente estudo, foram obtidas as ampacidades condizentes ao cabo tripolar utilizado anteriormente, suspenso no oceano com uma temperatura ambiente de 15 °C e com a variação da velocidade de escoamento de 0 m/s a 3 m/s, em fluxo cruzado. Os resultados são apresentados na Figura 7.3.

Figura 7.3 - Influência da velocidade de escoamento na ampacidade de cabos suspensos no oceano.



Fonte: O Autor.

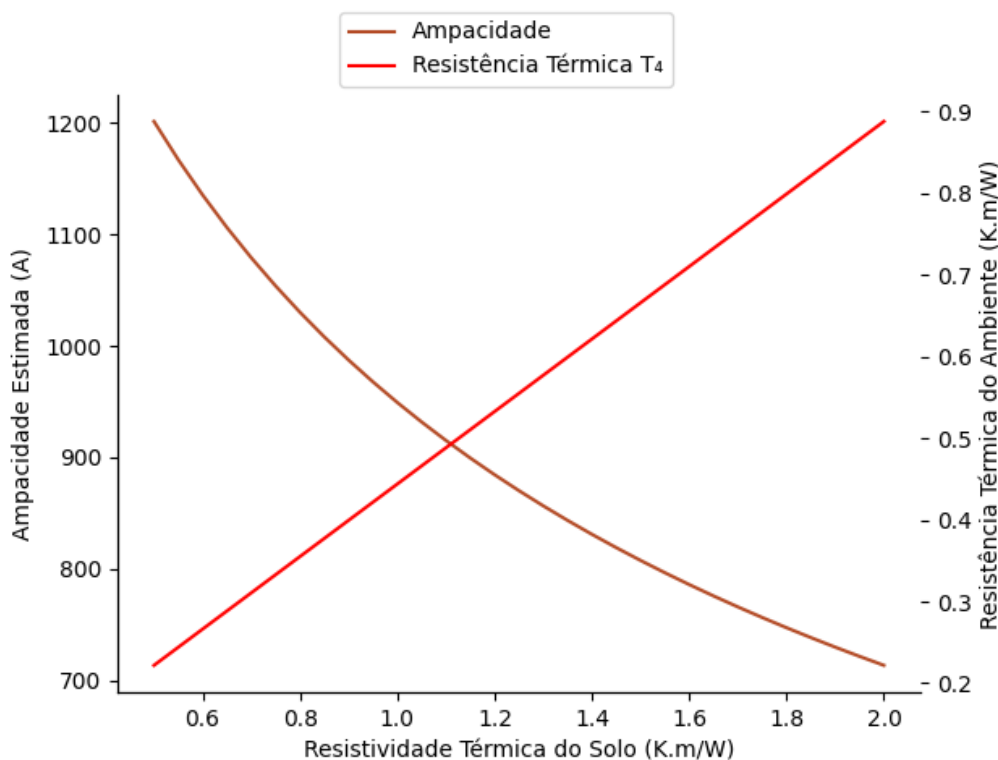
A Figura 7.3 mostra a ampacidade estimada para o cabo, em azul, e a resistência térmica do meio externo, T_4 , em vermelho. A partir de sua análise, observa-se que mesmo para velocidades de escoamento de até 0,5 m/s, há uma maior variação absoluta na ampacidade. Para velocidades superiores, o aumento da ampacidade é amortecido, com variações insignificantes. Entretanto, para toda a faixa analisada, a variação da ampacidade não é considerável, sendo inferior a 30 A. Essa característica pode ser explicada a partir da análise da curva em vermelho.

Conforme mostrado anteriormente, um dos fatores limitantes à ampacidade nos cabos suspensos no oceano é a isolamento, apresentando a maior resistência térmica do circuito térmico equivalente. Mesmo para o ponto inicial, com velocidade de escoamento nula e convecção natural, a resistência térmica T_4 já é

muito inferior à resistência de isolamento (T_I). Assim, um aumento na velocidade de escoamento acarreta uma menor T_4 , que, considerando toda a faixa de análise, é reduzida a cerca de 4% de seu valor inicial. Consequentemente, para velocidades de escoamento altas, essa resistência pode ser desconsiderada sem grandes prejuízos ao dimensionamento do sistema.

Tendo em vista que a série de normas IEC 60287 não é adaptada ao meio submarino, são desconsiderados os efeitos da porosidade e umidade do solo. Dessa forma, medir ou estimar a resistividade do solo é de extrema importância para um parque eólico *offshore* com cabos enterrados. De modo a avaliar a influência desse parâmetro na ampacidade estimada, o cabo tripolar dos casos anteriores foi utilizado, considerando-se uma configuração diretamente enterrada a uma profundidade de 1 metro abaixo do solo e uma faixa de 0,5 K.m/W a 2 K.m/W de resistividade térmica do solo, valores gerais próximos aos obtidos por Kim, Cho e Dever (2007). Os resultados são apresentados na Figura 7.4.

Figura 7.4 - Influência da resistividade do solo na ampacidade de cabos diretamente enterrados.



Fonte: O Autor.

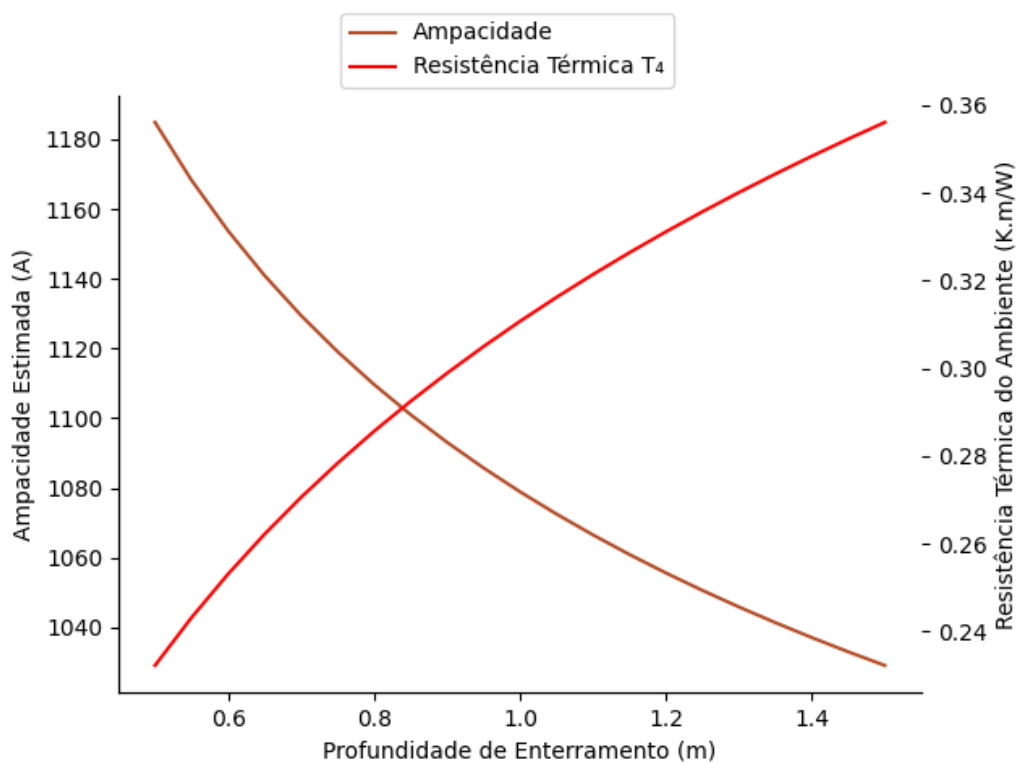
Conforme a resistividade do solo aumenta, o mesmo ocorre com a resistência do entorno, representada pela linha vermelha, em uma relação linear. Como consequência, a ampacidade estimada, traçada em marrom, apresenta um declínio. Em contraste com a relação de T_4 , a ampacidade não apresenta uma relação linear com a resistividade térmica do solo, devido a demais fatores de influência presentes no método de cálculo, como visto em (4.5).

Além disso, a análise da Figura 7.4 mostra uma grande variação da ampacidade estimada, com uma diferença próxima a 500 A entre os pontos de máximo e mínimo na faixa analisada, evidenciando o impacto da resistividade térmica do solo no resultado encontrado. Isso pode ser explicado pela ordem de grandeza da resistência T_4 ; observa-se que essa resistência varia de 0,2 K.m/W a 0,9 K.m/W, valores que mantém sua relevância na estimativa da ampacidade, apresentando mesma ordem de grandeza de T_I . Para maiores resistividades do solo, inclusive, T_4 supera T_I e se torna o maior fator limitante ao carregamento de corrente, já que T_I é constante e não varia conforme parâmetros do ambiente.

Por último, observou-se o efeito da variação da profundidade de enterramento de um cabo na resistência térmica do entorno e na ampacidade. Com esse intuito, foi realizado um processo similar ao caso anterior, variando, nesta instância, a profundidade, enquanto a resistividade térmica do solo foi mantida a 0,7 K.m/W. A faixa adotada foi de 0,5 a 1,5 metros, valores tradicionais de cabos nessa

condição (ZHANG *et al.*, 2020). Os resultados encontrados pelo programa são apresentados na Figura 7.5.

Figura 7.5 - Influência da profundidade de enterramento na ampacidade de cabos diretamente enterrados.



Fonte: O Autor.

Assim como no caso anterior, as variações de ampacidade e de resistência térmica do entorno são consideráveis, cerca de 150 A e 0,13 K.m/W, respectivamente. Novamente, para cabos enterrados, T_4 se mostra importante à estimativa da ampacidade, sendo afetado diretamente pela profundidade abaixo do solo do cabo em ambiente marinho. Entretanto, se comparada à influência da resistividade do solo, nota-se que o perfil encontrado na Figura 7.5 é menos expressivo, tendo a profundidade um impacto menor em termos absolutos, com um valor máximo de aproximadamente 0,36 K.m/W, inferior à resistência térmica das camadas de isolamento, de aproximadamente 0,49 K.m/W.

8 CONCLUSÕES

Com o avanço da energia eólica *offshore* e sua importância no processo de transição energética global, torna-se indispensável o contínuo desenvolvimento técnico do setor, com novos estudos, modelos e processos. Presentes no sistema coletor e de transmissão, os arranjos de cabos submarinos representam uma fração considerável dos custos totais do empreendimento, tornando sua seleção e seu dimensionamento fatores fundamentais ao projeto de um parque eólico dessa configuração. Nesse contexto, foi desenvolvido um programa em Python para a estimativa da ampacidade de cabos submarinos, incluindo métodos de cálculo de ampacidade para cabos suspensos no oceano, que ainda não possuem normatização. O aplicativo possibilita, ainda, a análise de diferentes parâmetros do cabo e do ambiente, avaliando seu impacto na capacidade de carregamento de corrente.

A fim de validar o programa e os resultados obtidos, foram testados três casos: um cabo monopolar simples, formado somente por camadas básicas, e um cabo tripolar, de estrutura complexa, com inserção simplificada, limitada às camadas básicas, e uma modelagem completa, com todos os elementos. O primeiro caso apresentou um erro relativo de 0,122%, estando muito próximo ao valor de referência. O cabo tripolar com inserção simplificada e o cabo com inserção completa apresentaram, respectivamente, 2,907% e 4,934%, com uma maior diferença devido à complexidade do cabo e das variações entre os métodos da série de normas na qual o programa foi baseado e do relatório utilizado como referência.

Em seguida, estimou-se a ampacidade de um mesmo cabo tripolar em três diferentes condições de instalação: diretamente enterrado, suspenso no oceano sob convecção natural e suspenso no oceano sob convecção forçada. Os cabos em operação dinâmica apresentaram ampacidades de 1861 para convecção natural e 1886 para convecção forçada, enquanto o cabo enterrado obteve um resultado de 1079 A. A análise da influência dos parâmetros do ambiente mostrou que, para um cabo suspenso no oceano, a resistência térmica do ambiente não possui grande impacto na ampacidade resultante, mesmo para toda a faixa de valores testados, explicando a pequena variação entre ambos os casos. Dessa forma, sua capacidade de carregamento de corrente, tanto para convecção natural quanto para forçada, é consideravelmente superior à do mesmo cabo diretamente enterrado, que possui uma alta resistência térmica exterior, superando, inclusive, a resistência de isolamento para solos de resistividade térmica elevada.

De forma geral, a partir do estudo das características dos cabos submarinos, seus modelos e os métodos aplicados atualmente, o aplicativo desenvolvido foi capaz de estimar a ampacidade de arranjos de cabos submarinos de forma satisfatória, com erros relativamente baixos e métodos que ultrapassaram o escopo da norma utilizada de referência, possibilitando o estudo de cabos em diversas configurações, além de permitir a análise de parâmetros de forma específica. Nesse contexto, os resultados indicam que o aplicativo pode ser utilizado para uma seleção adequada de cabos submarinos em parques eólicos variados, contribuindo para o avanço dessa fonte energética.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDERS, G. J. **Rating of Electric Power Cables in Unfavorable Thermal Environment**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2005.
- BAÙ, M; VIAFORA, N.; HANSEN, S.; BERGHOLDT, D.; EBDRUP, T.; FARIA, F. **Steady state modelling of three-core wire armoured submarine cables: Power losses and ampacity estimation based on FEM and IEC**. Proceedings - 2016 51st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2016. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2 jul. 2016.
- BERGMAN, T.; LAVINE, A.; INCROPERA, F.; DEWITT, D. **Fundamentals of Heat and Mass Transfer, 2011. Fundamentals of Heat and Mass Transfer. 7th Edition**. 2011.
- CHEN, Z. *et al.* Study of Temperature Field and Ampacity of 110kV AC Submarine Cables under Different Laying Conditions. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 1346, n. 1, p. 012037, 1 nov. 2019.
- CHURCHILL, S. W.; BERNSTEIN, M. A Correlating Equation for Forced Convection From Gases and Liquids to a Circular Cylinder in Crossflow. **Journal of Heat Transfer**, v. 99, n. 2, p. 300–306, 1 maio 1977.
- CHURCHILL, S. W.; CHU, H. H. S. Correlating equations for laminar and turbulent free convection from a horizontal cylinder. **International Journal of Heat and Mass Transfer**, v. 18, n. 9, p. 1049–1053, set. 1975.
- CIGRE. **TB 610 - Offshore Generation Cable Connections**, 2015a.
- CIGRE. **TB 640 - A Guide for Rating Calculations of Insulated Cables**, 2015b.
- CIGRE. **Electricity Supply Systems of the Future**, 2020.
- CIGRE. **TB 880 - Power Cable Rating Examples for Calculation Tool Verification**, 2022.
- DICORATO, M. *et al.* Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. **Renewable Energy**, v. 36, n. 8, p. 2043–2051, ago. 2011.
- DUBITSKY, S.; GRESHNYAKOV, G.; KOROVKIN, N. **Comparison of finite element analysis to IEC-60287 for predicting underground cable ampacity**. 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). **Anais...**IEEE, abr. 2016.
- DURASAMY, N.; GOOI, H. B.; UKIL, A. **Ampacity Estimation for HV Submarine Power Cables Installed in Saturated Seabed**. Proceedings of 2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES 2018. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2 jul. 2018.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Roadmap Eólica Offshore Brasil**. Brasília: 2020.
- GANGULI, S. K.; KOHLI, V. **Power Cable Technology**. 1. ed. [s.l.] CRC Press, 2016.
- GUERRISI, A. **Politecnico di Torino Dottorato in Ingegneria Elettrica Scienze elettriche THERMAL ANALYSIS OF POWER LINES: METHODOLOGIES AND APPLICATIONS Tesi di Dottorato**. 2013.
- INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS - IBAMA. **Mapa de Projetos em Licenciamento - Complexos Eólicos Offshore**. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>>. Acesso em: 25 maio. 2023.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60287-1-1: Electric Cables – Calculations of the current ratings – Part 1-1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses**, 2001a. Disponível em: <<http://www.iec.ch>>

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60287-2-1: Electric Cables – Calculations of the current ratings – Part 2-1: Thermal resistance**, 2001b.

KIM, T.; CHO, Y.; DEVER, E. P. An evaluation of the thermal properties and albedo of a macrotidal flat. **Journal of Geophysical Research: Oceans**, v. 112, n. C12, 19 dez. 2007.

MELCHERS, R. E.; JEFFREY, R. Influence of Water Velocity on Marine Immersion Corrosion of Mild Steel. **CORROSION**, v. 60, n. 1, p. 84–94, jan. 2004.

NAYAR, K; SHARQAWY, M.; BANCHIK, L.; LIENHARD, V. Thermophysical properties of seawater: A review and new correlations that include pressure dependence. **Desalination**, v. 390, p. 1–24, jul. 2016.

NEHER, J. H.; MCGRATH, M. H. The Calculation of the Temperature Rise and Load Capability of Cable Systems. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, v. 76, n. 3, p. 752–764, 1957.

PYTHON SOFTWARE FOUNDATION. **Welcome to Python**. Disponível em: <<https://www.python.org/>>. Acesso em: 13 jun. 2023.

RESNER, L.; PASZKIEWICZ, S. Radial Water Barrier in Submarine Cables, Current Solutions and Innovative Development Directions. **Energies**, v. 14, n. 10, p. 2761, 12 maio 2021.

SENGUPTA, S. S.; PERSON, T. J.; CARONIA, P. J. **A new generation of tree-retardant crosslinked polyethylene (TR-XLPE) insulation**. 2010 IEEE International Symposium on Electrical Insulation. **Anais...IEEE**, jun. 2010.

SESSEGOLO, L. **Aplicativo para determinação de parâmetros elétricos de linhas de transmissão subterrâneas**. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2020.

SHARQAWY, M. H.; LIENHARD, J. H.; ZUBAIR, S. M. Thermophysical properties of seawater: a review of existing correlations and data. **Desalination and Water Treatment**, v. 16, n. 1–3, p. 354–380, 3 abr. 2010.

SILVA, J. L. S. R. **Dimensionamento de Cabos de alta tensão (até 150kV) e elaboração de projecto de instalação elétrica**. Porto: Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.

SOBRAL, A.; MOURA, Â.; CARVALHO, M. **Technical implementation of cross bonding on underground high voltage lines projects**. International Conference on Electricity Distribution . **Anais...Frankfurt**: 2011.

TE ENERGY. **LinkBox Application Example**. Disponível em: <<https://wire.buyawg.com/Asset/LinkBox%20Application%20Example.pdf>>. Acesso em: 19 jun. 2023.

THUE, W. **Electrical Power Cable Engineering**. 3. ed. [s.l.] CRC Press, 2017.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY - DOE. **Offshore Wind Market Report: 2023 Edition**, 2023.

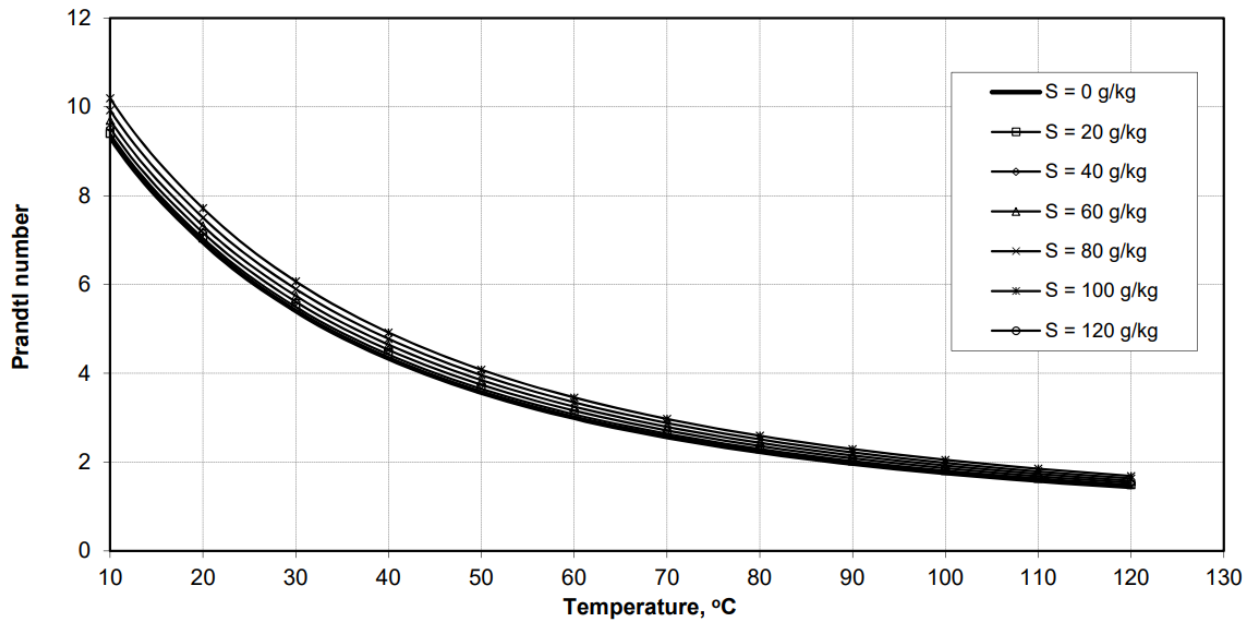
WORZYK, T. **Submarine Power Cables: Design, Installation, Repair, Environmental Aspects (Power Systems)**.

YE, Z. *et al.* **Ampacity Analysis and Optimization of AC XLPE Submarine Cable Based on Genetic Algorithm**. 2022 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications, ICHVE 2022. **Anais...Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.**, 2022.

ZHANG, Y. *et al.* Analysis on the temperature field and the ampacity of XLPE submarine HV cable based on electro-thermal-flow multiphysics coupling simulation. **Polymers**, v. 12, n. 4, 1 abr. 2020.

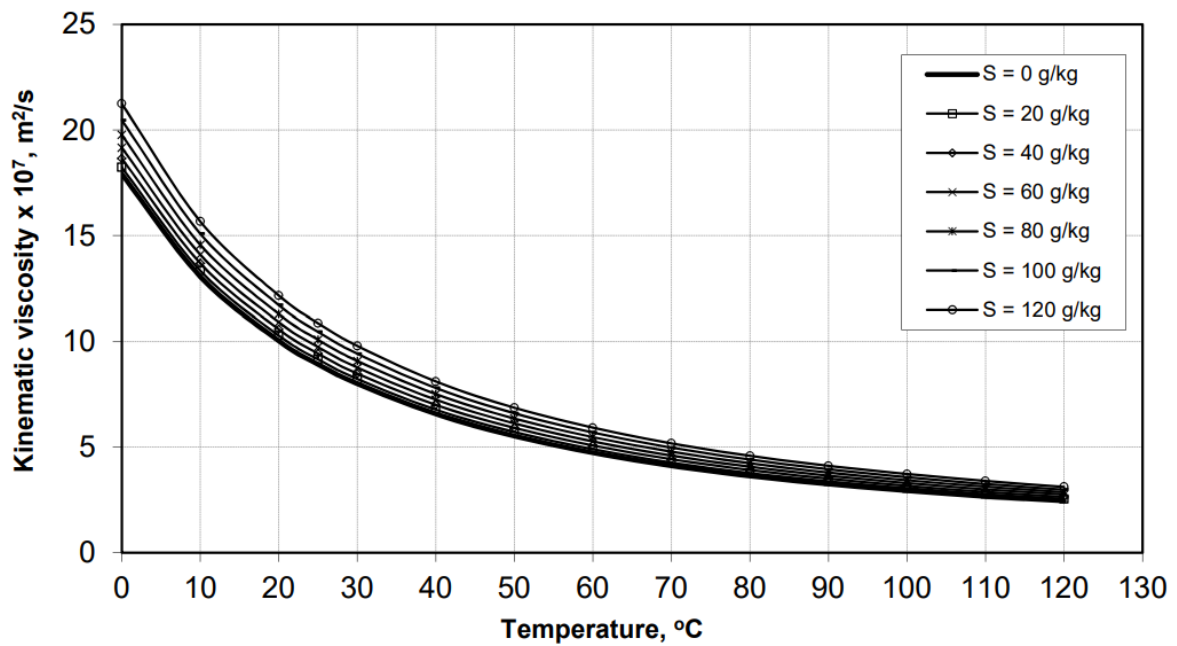
ANEXO A – PROPRIEDADES TERMOFÍSICAS DA ÁGUA DO MAR

Figura A.1 – Número de Prandtl



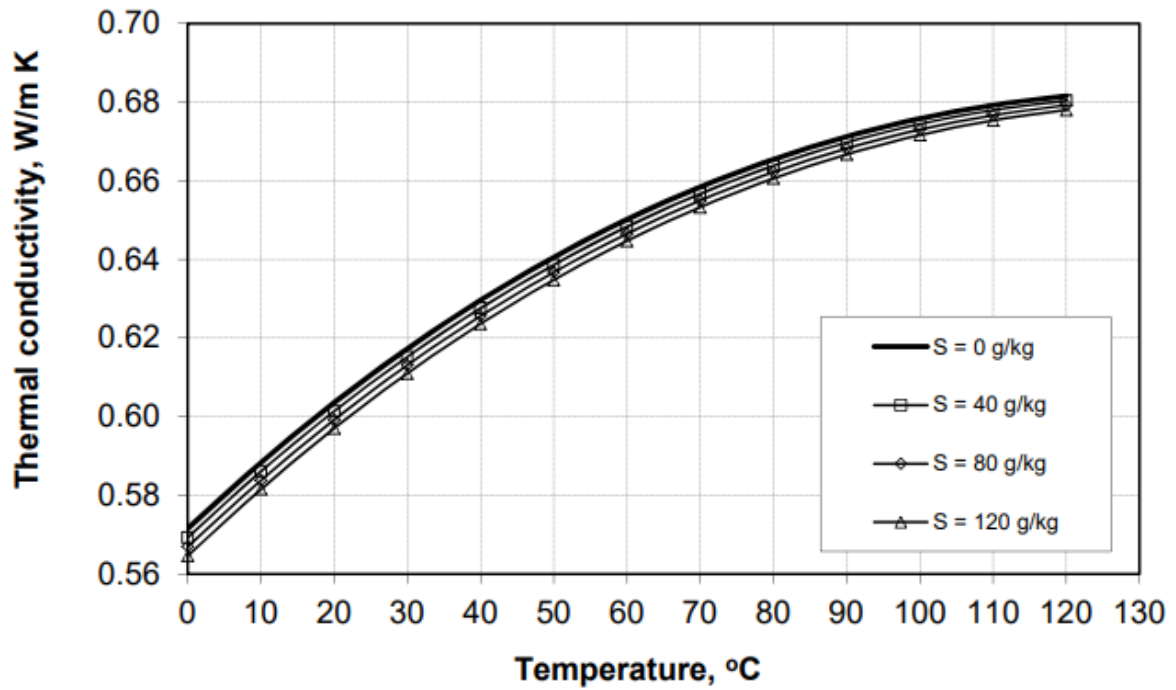
Fonte: (SHARQAWY; LIENHARD; ZUBAIR, 2010; NAYAR *et al.*, 2016).

Figura A.2 - Viscosidade cinemática



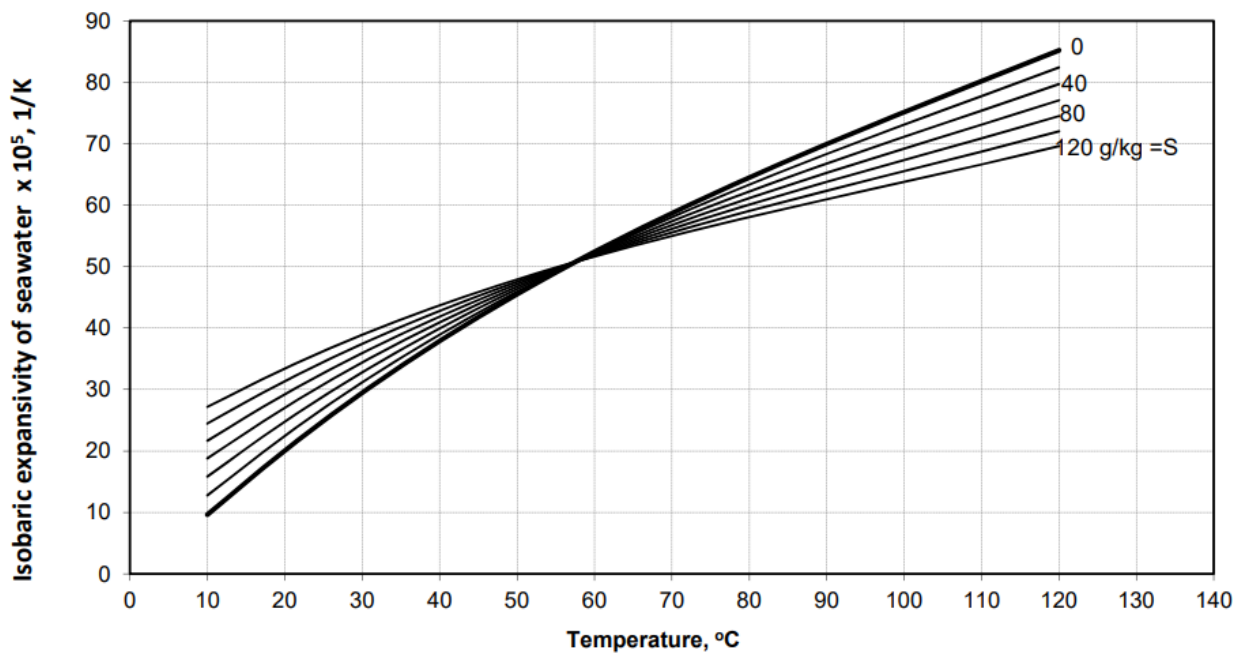
Fonte: (SHARQAWY; LIENHARD; ZUBAIR, 2010; NAYAR *et al.*, 2016).

Figura A.3 - Condutividade térmica a 1 atm



Fonte: (SHARQAWY; LIENHARD; ZUBAIR, 2010).

Figura A.4 - Coeficiente de expansão térmica



Fonte: (SHARQAWY; LIENHARD; ZUBAIR, 2010; NAYAR *et al.*, 2016).