

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**Estudio técnico de cables submarinos para
sistemas HVDC.**

**Technical study of submarine cables for HVDC
systems**

Para acceder al Título de

**GRADUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

**Autora: María Terán Castillo
Director: Mario Mañana Canteli**

Junio – 2025





1 ÍNDICE

1	ÍNDICE.....	3
2	ÍNDICE DE FIGURAS	4
3	ÍNDICE DE TABLAS	6
4	ACRÓNIMOS	7
5	RESUMEN	8
6	ABSTRACT.....	9
7	CONTRIBUCIÓN DEL PROYECTO A LOS ODS	10
8	OBJETIVOS Y MOTIVACIONES.....	12
9	INTRODUCCIÓN.....	14
10	HVDC	16
10.1	QUÉ ES HVDC	16
10.2	VENTAJAS E INCONVENIENTES CON AC	23
11	CABLES HVDC.....	29
11.1	ESTADO DEL ARTE.....	29
11.1.1	INTRODUCCIÓN	29
11.1.2	SITUACIÓN DEL MERCADO DE CABLES HVDC.....	33
11.1.3	MARCO NORMATIVO	37
11.2	DISEÑO Y TENDIDO	40
11.3	ARQUITECTURAS CONSTRUCTIVAS	44
12	SIMULACIÓN CABLES HVDC	49
12.1	DESCRIPCIÓN DEL CABLE.....	49
12.2	CÁLCULOS PREVIOS	54
12.3	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN.....	60
13	CONCLUSIONES	71
14	LINEAS FUTURAS DE TRABAJO	73
15	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	74
16	ANEXOS.....	79



2 ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Fotografías de Thomas Edison y Nikola Tesla respectivamente.....	16
Figura 2: Representación DC y AC (Fuente: FreeingEnergy).	17
Figura 3: Esquema planta de energía offshore (Fuente: ResearchGate).....	19
Figura 4: Diagrama de una subestación HVDC (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica).	19
Figura 5: Esquema enlace monopolar (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica).....	21
Figura 6: Esquema enlace bipolar (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica).....	22
Figura 7: Esquema enlace homopolar (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica).....	22
Figura 8: Comparación costos de CA-CC (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica). ...	24
Figura 9: Triángulo de potencias.	25
Figura 10: Efecto pelicular en cables, a) DC, b) AC (Fuente: European Commission).	26
Figura 11: Cable de potencia del proyecto Rómulo. (Fuente: Red Eléctrica de España).....	30
Figura 12: Conexiones HVDC en Europa (Fuente: ABB).	31
Figura 13: Evolución anual de las publicaciones (Fuente adaptado de: Web of Science).	32
Figura 14: Distribución publicaciones por regiones (Fuente adaptado de: Scopus). 32	
Figura 15: Distribución tipo de cables HVDC en el mundo (Fuente: IEEE).	35
Figura 16: Distribución tipo de cables HVDC en Europa (Fuente: Global Market Insights).....	35
Figura 17: Distribución de proyectos de diferentes empresas por región (Fuente: IEEE).....	37
Figura 18: Zanjas de los cables submarinos (Fuente: Comisión Europea).	41
Figura 19: Plancha de hormigón (Fuente: Comisión Europea).	41
Figura 20: Esquema instalación de los cables HVDC submarinos (Fuente: Comisión Europea).	42
Figura 21: Buque para instalación de cable HVDC (Fuente: ZMS Cable).....	43
Figura 22: Representación básica de un cable HVDC [24].	44
Figura 23: Cable con aislamiento MI (Fuente: ZMS Cable).....	45
Figura 24: Cable con aislamiento XPLE (Fuente: Prysmian).	46



Figura 25: Cable refrigerado por aceite a presión (Fuente: ZMS Cable).....	46
Figura 26: Cable HVDC Light (Fuente: ABB).	46
Figura 27: Evolución de la distribución de la tipología de cables empleados (Fuente: Comisión Europea).....	47
Figura 28: Representación de la sección y composición del cable.	49
Figura 29: Representación 3D del cable (Fuente: ABB).....	51
Figura 30: Geometría.	61
Figura 31: Condiciones del modelo.....	61
Figura 32: Distribución de temperaturas.	62
Figura 33: Valores temperaturas.	64
Figura 34: Gráfica de la temperatura en el terreno.	64
Figura 35: Temperaturas en el cable.....	65
Figura 36:Gráfica temperaturas del cable.	67
Figura 37: Modelo del cable sumergido en agua.	68
Figura 38: Distribución de temperaturas del cable en agua.	68
Figura 39: Comparación modelos tierra-agua.	69



3 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparación tecnología LCC-VSC.....	20
Tabla 2: Propiedades eléctricas del cable.....	52
Tabla 3: Propiedades mecánicas del cable.....	53
Tabla 4: Propiedades mecánicas del cable.....	53
Tabla 5: Condiciones de diseño de la instalación.	53
Tabla 6: Valores conductividad térmica de los materiales [34].....	54
Tabla 7: Comparación de modelos	60



4 ACRÓNIMOS

- AIE: *Agencia Internacional de la Energía*
- CA / AC: *Corriente Alterna*
- CC / DC: *Corriente Continua*
- CIGRE: *Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.*
- HVAC: *High Voltage Alternating Current / Corriente Alterna de Alta Tensión.*
- HVDC: *High Voltage Direct Current / Corriente continua de Alta Tensión*
- LCC: *Line Commutated Converters*
- ROV: *Remotely Operated Vehicle*
- ODS: *Objetivos de Desarrollo Sostenible*
- VSC: *Voltage Source Converters*
- XLPE: *Cross-Linked Polyethylene / Polietileno Reticulado*



5 RESUMEN

En este proyecto se plantea el estudio técnico de los cables HVDC, en concreto de los submarinos, que contribuyen directamente con la descarbonización de las redes eléctricas por su contribución en la inserción de las energías renovables en el sistema eléctrico.

Inicialmente se realiza una investigación sobre los sistemas HVDC para poder comprender su manera de funcionamiento mediante comparación con los sistemas tradicionales HVAC. Posteriormente se plantea un análisis completo de los cables submarinos empleados, haciendo énfasis en su arquitectura, características constructivas, materiales, comportamiento térmico, situación del mercado, etc. Además, se desarrollará un modelo básico de un cable real HVDC submarino, para poder simular y observar su comportamiento térmico real en condiciones de funcionamiento. Para su realización se utilizará el programa *ANSYS Fluent*, que mediante un método de elementos finitos nos permitirá calcular la distribución térmica del cable.

El trabajo se inspira y enmarca dentro de un proyecto europeo en el que está trabajando la Universidad de Cantabria para desarrollar un cable submarino de transmisión HVDC junto con empresas europeas punteras en el sector.



6 ABSTRACT

This project proposes a technical study of HVDC cables, specifically submarine cables, which directly contribute to the decarbonization of electrical grids through their contribution to the integration of renewable energies into the electrical system.

Initially, research is conducted on HVDC systems to understand how they operate by comparing them with traditional HVDC systems. A complete analysis of the submarine cables used will then be conducted, emphasizing their architecture, construction characteristics, materials, thermal behavior, market situation, etc. In addition, a basic model of a real submarine HVDC cable will be developed to simulate and observe its actual thermal behavior under operating conditions. ANSYS Fluent will be the program used to make the simulation, which, using a finite element method, will allow us to calculate the cable's thermal distribution.

This work is inspired by a European project in which the University of Cantabria is working to develop a submarine HVDC transmission cable in conjunction with leading European companies in the sector.



7 CONTRIBUCIÓN DEL PROYECTO A LOS ODS

Con el fin de mejorar la vida y el futuro de las personas, las Naciones Unidas establecieron en 2015 Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) [1]. Estos objetivos son una llamada global para poner fin a la pobreza, proteger nuestro planeta y garantizar la paz y la prosperidad de las personas para el año 2030.

El HVDC está estrechamente relacionado con algunos de estos objetivos, debido a su beneficio en la descarbonización e inclusión de las energías renovables, como la eólica de ultramar o la solar. A continuación, se detalla la vinculación de los ODS y el HVDC.

Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante.

Los sistemas HVDC facilitan la integración de las fuentes de energía renovables ubicadas en zonas remotas a los puntos de consumo. La construcción de los puntos de generación en lugares remotos se realiza para lograr mejores condiciones climáticas que faciliten la producción de energía renovable (viento, luz, mareas...) y para generar un menor impacto medioambiental en la fauna y flora de los ecosistemas. La forma más práctica de transportar la electricidad creada hasta las ciudades es mediante el uso de los cables de corriente continua por las ventajas que aporta su utilización en grandes distancias frente a la corriente alterna.

Objetivo 9. Industria, innovación e infraestructura.

Se promueve la creación de nuevas infraestructuras modernas y sistemas de transmisión de energía con largo alcance y capacidad. Además, se aumenta la interconexión entre países y regiones, creando redes confiables y estables que permiten el apoyo a lugares de escasez energética. Con los cables submarinos de corriente continua se mejoran las interconexiones entre islas dando un apoyo muy importante a las islas de bajos recursos energéticos y gran consumo.

**Objetivo 11. Ciudades y comunidades sostenibles.**

El acceso a energía producida de forma limpia facilita la transición de las comunidades hacia sociedades verdes y sostenibles que no necesitan una dependencia de los combustibles fósiles (carbón, gas ...) para saciar sus necesidades energéticas.

Objetivo 12. Producción y consumos responsables.

Se disminuye la necesidad de producir y construir infraestructuras imponentes, al realizarse el transporte de la energía con cables que van tendidos sobre el fondo marino, minimizando los residuos que se generan en su construcción.

Las redes HVDC favorecen la producción de energías renovables resultando en una producción y consumo sostenibles. Además, la disminución en las pérdidas de transporte asegura un consumo responsable al aprovechar al máximo la energía generada, optimizando el uso de los recursos energéticos, casi toda la cantidad de electricidad llega a los puntos de consumo.

Objetivo 13. Acción por el clima.

La reducción de gases de efecto invernadero, residuos contaminantes y nucleares son una consecuencia directa del incremento en el consumo de energía renovable. Su uso contribuye también a disminuir la dependencia de la sociedad en los combustibles fósiles.

Los cables HVDC facilitan la descarbonización del sector eléctrico al necesitar menos volumen de conductor que los sistemas de corriente alterna para transportar la misma cantidad de potencia eléctrica. Para fabricar los cables se utilizan técnicas que minimizan el impacto ambiental con la implantación de procesos con mínimas emisiones de CO₂ que además generan menos residuos en su fabricación y durante su funcionamiento.



8 OBJETIVOS Y MOTIVACIONES

El objetivo global de este Trabajo de Fin de Grado es redactar un estudio técnico y detallado que permita comprender el funcionamiento de los cables HVDC. El estudio tiene un enfoque completo abarcando aspectos tanto teóricos como prácticos. En la parte teórica se desarrollará cuestiones teóricas como el análisis de funcionamiento, comparación de tecnologías, estado del arte, búsqueda de normativa, estructura y otros aspectos técnicos de interés. Para complementar las cuestiones teóricas se va a realizar un trabajo práctico que consiste en el estudio de un caso real mediante la realización de una simulación con la que obtener el comportamiento térmico de un cable real. Esta simulación nos permitirá realizar una evaluación de parámetros importantes del cable como aislantes, factores ambientales y condiciones de funcionamiento. Mediante la combinación de la práctica y la teoría se profundiza en el tema escogido obteniendo una visión global e integral de los cables HVDC. Además, se desarrollan competencias en el uso de herramientas de simulación y análisis útiles en el ámbito de la ingeniería.

Con el objetivo de realizar un trabajo completo algunos de los puntos que se van a tratar en el trabajo son:

1. Analizar las ventajas y desventajas del uso del HVDC en comparación con HVAC en el ámbito del transporte de energía eléctrica.
2. Revisar la evolución y el estado del arte de la tecnología HVDC, en especial de los cables submarinos.
3. Evaluar los beneficios que supone el uso de esta tecnología en relación con el medio ambiente.
4. Identificar las distintas tipologías de cables submarinos existentes y estudiar sus características.
5. Conocer a fondo el comportamiento térmico de un cable mediante su simulación térmica.
6. Proponer futuras posibles líneas de trabajo para seguir trabajando en el campo mejorando eficiencia, seguridad o sostenibilidad del diseño.



Las principales motivaciones que me han llevado a la elección de este tema para realizar mi trabajo de fin de grado se pueden resumir en mi interés por el mundo eléctrico y mi compromiso con el planeta. La sociedad actual es 100% dependiente de la energía. Sin ella, las tareas diarias se verían interrumpidas y es muy importante garantizar su suministro, pero no a cualquier coste. El planeta necesita ser cuidado y respetado, porque durante años hemos estado utilizando procedimientos dañinos con el medio ambiente que han causado incidencias perjudiciales para el planeta y la vida. La correcta generación, transporte y consumo de la energía es una de las bases para garantizar la sostenibilidad. De esta manera, la posibilidad de hacer mi trabajo sobre los cables HVDC me causó una gran atracción. Aunque no sea una materia muy conocida tiene un papel imprescindible en la transición hacia una red eléctrica sostenible, motivo por el cual realizar un estudio sobre ello me parecía fundamental, tanto para mi educación como para las personas que aprender sobre este tópico.



9 INTRODUCCIÓN

La necesidad de diseñar y desarrollar diferentes tipos de tecnologías para el cumplimiento de las leyes establecidas para combatir el cambio climático y sus efectos supone un reto global. Uno de los objetivos principales que se desea alcanzar, es lograr la descarbonización para tener un futuro sin emisiones de CO₂ a la atmósfera. En esta lucha, la Unión Europea se ha comprometido a realizar una transición hacia un sistema energético sostenible y competitivo, siguiendo el Pacto Verde Europeo. El Plan Estratégico de Tecnología Energética (Plan SET) estableció acciones claras para la modernización del sistema energético europeo. Algunas de estas acciones más importantes son: el incremento de la cantidad de energías renovables en el mix energético o mejorar los sistemas utilizando tecnologías nuevas más avanzadas.

En este contexto, los sistemas de transmisión de energía son la clave para liberar el potencial de la red eléctrica europea, por ello, el despliegue de los sistemas de corriente continua en alta tensión (HVDC) desempeña un papel crucial. Sin embargo, estos sistemas no están muy integrados en el sistema ya que operan en condiciones adversas (grandes campos electromagnéticos, salinidad del agua, temperaturas muy cambiantes, etc.) que en ocasiones no permiten obtener el máximo rendimiento. Generalmente, su utilización se reserva para casos muy particulares en donde el uso de los sistemas tradicionales de corriente alterna no es muy conveniente.

Los sistemas tradicionales de transmisión HVAC funcionan con grandes rendimientos cuando se transporta la energía entre zonas relativamente próximas, sin embargo, cuando las distancias aumentan el uso de corriente continua es mucho más eficiente. Por este motivo en transmisión submarina el uso del HVDC ofrece increíbles ventajas. Gracias a esta cualidad, la contribución de esta tecnología en la creación y desarrollo de los parques eólicos offshore supone una herramienta clave en la lucha contra el cambio climático.



El componente más importante de las infraestructuras HVDC son los cables. Sus particulares características permiten la transmisión de muy altas cantidades de electricidad de manera fiable en entornos complejos, tanto submarinos como terrestres. A lo largo de los años su desarrollo ha sido increíble, este tipo de cables cada vez son capaces de transmitir más cantidad de energía, tienen mayor vida útil, mayores rendimientos y menores fallos. A pesar de ello, la tecnología aún tiene mucho desarrollo posible por lograr. El diseño y operación de este tipo de cables presentan retos técnicos importantes, entre los que destaca la gestión térmica. La temperatura alcanzada durante el funcionamiento no solo afecta a la eficiencia del sistema, sino también a la vida útil y seguridad de los materiales aislantes. Por ello, el estudio térmico de los cables HVDC es un aspecto crítico para garantizar su fiabilidad y optimización.

Para poder comprender la relevancia que estos sistemas tendrán en el futuro es esencial conocer en profundidad el contexto, funcionamiento, características y novedades de esta tecnología. Por esta razón, en este trabajo se intenta proporcionar una visión técnica y actualizada de los cables utilizados que contribuya al entendimiento de esta tecnología clave en el camino hacia la descarbonización.



10 HVDC

10.1 QUÉ ES HVDC

La generación, distribución y consumo de la mayor parte de la energía eléctrica del mundo se realiza mediante corriente alterna, pero ¿por qué es así? Para responder esta pregunta hay que trasladarse a finales del siglo XIX, época en donde se empezaban a introducir en Estados Unidos los primeros sistemas de transmisión de energía eléctrica para llevar la electricidad a las grandes ciudades. Este acontecimiento desencadenó una gran competencia comercial, donde se diferenciaban dos grandes bandos: el uso de la corriente continua impulsada por Thomas Alva Edison, o el uso de la corriente alterna de Nikola Tesla. Así es como surgió la conocida *Guerra de las Corrientes* [2],[3]. Ambos científicos pretendían controlar el mercado de producción y distribución de electricidad del momento con sus modelos. Ambos contaban con grandes apoyos y reputación, pero solo uno de ellos logró obtener un modelo eficiente.

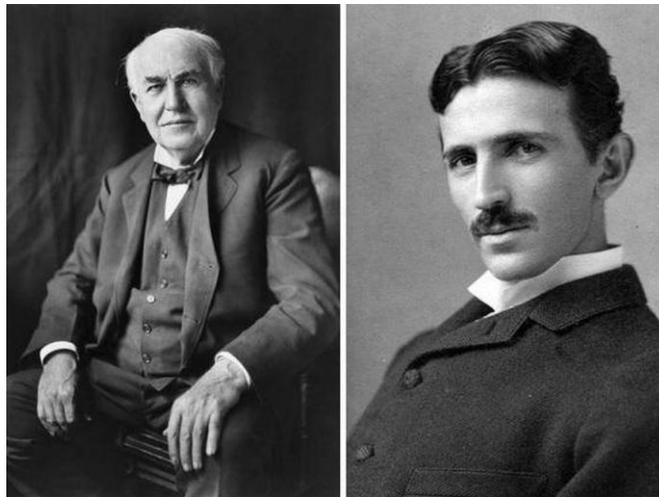


Figura 1: Fotografías de Thomas Edison y Nikola Tesla respectivamente.

El primer sistema de distribución que se creó fue el de corriente continua. Edison planteó un sistema en donde las centrales que suministraban al sistema se encontraban a 1 o 2 kilómetros del punto de consumo y se utilizaba el mismo nivel de tensión tanto para la generación como para el consumo, unos 100 / 110V. El principal inconveniente de este sistema eran las pérdidas de la red de distribución, porque para



transmitir grandes potencias se necesitaba una gran corriente de línea, lo que ocasionaba muchas pérdidas por acción del efecto Joule. Además, al no poder controlar el nivel de la tensión era preciso que las centrales de generación estuvieran cerca de los puntos de consumo. En aquel momento, Tesla era alumno de Edison y recibió el encargo de encontrar una solución a este problema. Como solución Tesla planteó el uso de corriente alterna, pero Edison discrepaba con él, y por eso en 1887 Tesla decidió empezar a trabajar por su cuenta.

Nikola Tesla logró solventar el problema de los niveles de tensión que se encontraba Edison en el uso de la corriente continua. Para ello utilizó la transmisión en corriente alterna y una máquina que el mismo inventó, el transformador. Este dispositivo permite elevar o reducir el voltaje de una corriente eléctrica sin la aparición de pérdidas importantes en el proceso. De este modo, durante el transporte se eleva la tensión para que la corriente sea menor, manteniendo el valor de la potencia, pero con menores pérdidas. Gracias a este invento, Tesla empezó rápidamente a obtener el apoyo de inversores y clientes que apostaron por su modelo.

Finalmente, el desenlace de la “guerra” se dio principalmente por varios hechos significativos que acabaron decantando la balanza a favor de Nikola Tesla y su red de distribución en corriente alterna. De este modo la corriente alterna se convirtió en el modo de consumo y distribución de corriente eléctrica en todo el mundo. El uso de la corriente continua se acabó destinando a otras funciones o sectores más específicos como el de la electrónica, motores o baterías.

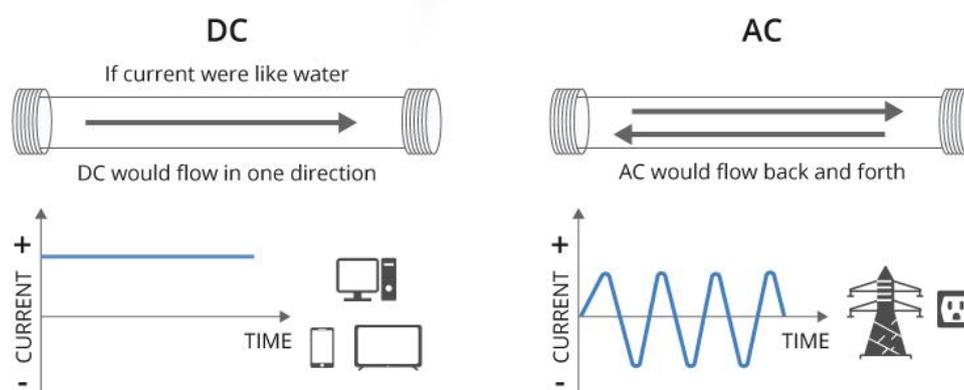


Figura 2: Representación DC y AC (Fuente: FreeingEnergy).



Sin embargo, hay un entorno en la distribución de electricidad en donde la corriente alterna no ha sido capaz de igualar las ventajas que ofrece la corriente continua. Este es el caso del transporte de la energía en grandes distancias en donde se utiliza la corriente continua, estos sistemas son los conocidos como sistemas HVDC.

Los sistemas HVDC son capaces de transmitir grandes cantidades de electricidad a larga distancia mediante la transmisión de la electricidad en corriente continua de alta tensión. Su uso principal es el transporte de la energía a través de mares y océanos. Además de las conexiones submarinas, los sistemas HVDC también se utilizan para interconectar redes eléctricas con diferentes frecuencias, mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos, y facilitar la integración de fuentes de energía renovable ubicadas en zonas remotas, como parques eólicos marinos o plantas solares aisladas.

Una característica muy importante de estos sistemas es que contribuyen con la descarbonización del sistema eléctrico. Su huella de carbono puede ser igual a cero si su uso se destina a la transmisión de energía 100% renovable, se utilizan materiales con procesos de fabricación de bajo impacto ambiental y un comportamiento respetuoso con el medio ambiente.

El funcionamiento básico de un sistema de HVDC consiste en tomar la energía eléctrica de una red trifásica (estaciones generadoras), transformar la corriente alterna en continua por medio de una estación convertidora llamada terminal rectificadora, después, transportar la corriente eléctrica al punto de destino, ya sea por una línea aérea o un cable submarino o subterráneo, y finalmente, volver a convertir la electricidad a corriente alterna en otra estación convertidora denominada terminal inversora o de inversión, por último se inyecta la corriente en una red receptora para su consumo. Para comprender bien el funcionamiento de estos sistemas, desarrollaremos en profundidad cada etapa de funcionamiento de los sistemas HVDC. Como ejemplo explicativo vamos a suponer el caso del transporte de electricidad desde una central eólica offshore.

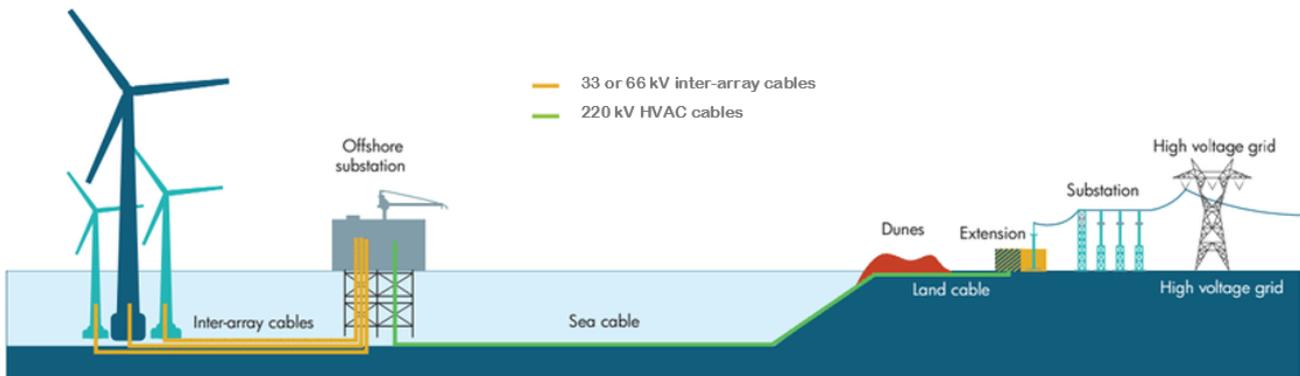


Figura 3: Esquema planta de energía offshore (Fuente: ResearchGate).



Figura 4: Diagrama de una subestación HVDC (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica).

- **Generación de energía:** En los parques eólicos situados en alta mar, también conocidos como parques offshore, se sitúan los molinos eólicos que transforman la energía mecánica del viento en energía eléctrica. La corriente se genera mediante el giro rotativo de unas turbinas que crean la electricidad por medio de un generador de corriente alterna. El transporte de esta electricidad se produce en corriente continua, por lo que para su distribución es necesario realizar su conversión a corriente continua.
- **Conversión AC/DC:** La corriente alterna generada en los molinos se convierte a corriente continua en la estación convertidora rectificadora, situada en el mar cerca de los molinos. [4]

Existen dos maneras posibles de hacer la conversión, mediante convertidores de tiristores (LCC: *Line Commutated Converters*) o con transistores IGBT (VSC: *Voltage Source Converters*). La tecnología LCC es la utilizada tradicionalmente



en los proyectos HVDC, pero los avances tecnológicos y el desarrollo de los convertidores en fuente de tensión han hecho que la tecnología VSC sea la elegida para los futuros proyectos. Las principales diferencias de estas tecnologías son:

Tabla 1: Comparación tecnología LCC-VSC.

DIFERENCIAS ENTRE CONVERTIDORES LCC Y VSC	
LCC	VSC
Mal control de potencia reactiva	Control de potencia reactiva
Dirección de corriente constante	Dirección de corriente cambiante con el flujo de la potencia
Almacenamiento de energía en forma inductiva	Almacenamiento de energía de forma capacitiva
Requiere sistemas de HVAC fuertes y estables para un uso eficiente	Uso eficiente en sistemas débiles de HVAC
Pocas pérdidas en la estación de conversión	Pérdidas notables en la estación de conversión
Tecnología más usada y madura	Tecnologías de reciente creación y menos usada
Capacidad de alcanzar niveles de tensión por encima de los 1000 kV	Capacidad de alcanzar niveles de tensión de hasta 600 kV
Cambio de flujo de la potencia cambiando la polaridad de la tensión	Cambio de flujo de la potencia cambiando la dirección de la corriente
Usada para transmitir potencia a grandes distancias	Usada para transmitir potencia desde áreas remotas y de origen renovable

- **Transporte:** La energía es transportada por medio de cables submarinos de alta tensión. Estos cables pueden tener diferentes propiedades en función de las características que se necesiten. Para su conexión y funcionamiento hay tres configuraciones posibles de operación: enlace monopolar, bipolar y homopolar. [5]



El enlace monopolar consta de un solo conductor y utiliza la tierra o el mar como ruta de retorno de la corriente, hoy en día no es un enlace muy utilizado. El enlace bipolar está compuesto por dos conductores, uno es el positivo y el otro es el negativo o de retorno, además tiene una estación convertidora en cada extremo. Este es el enlace que se utiliza en los proyectos actuales por las ventajas que aporta, la más importante es la posible conversión a enlace monopolar si se produce un fallo en alguno de los cables, de este modo se garantiza el suministro porque el cable sin fallos seguirá funcionando y suministrando energía. Por último, tenemos el enlace homopolar que está constituido por dos conductores de la misma polaridad, normalmente de polaridad negativa, y funciona siempre con retorno a tierra. Su principal ventaja es que los polos operan en paralelo, lo que disminuye el coste del aislamiento. En la actualidad, este enlace está en desuso.

Además de estas tres configuraciones hay otras dos también importantes pero que tienen funcionalidades totalmente diferentes. Una de ellas es la back-to-back, que conecta entre sí el rectificador y el inversor de una misma estación, utilizada para enlazar mallas de diferentes zonas geográficas para lograr una mayor estabilidad. La otra configuración es la multiterminal que se emplea cuando hay que conectar varios puntos generadores.

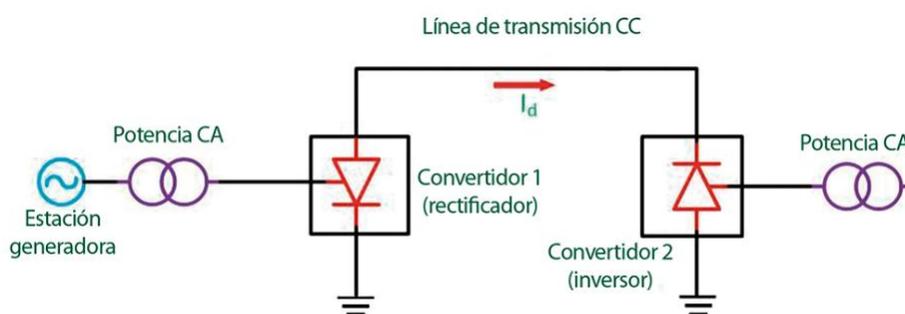


Figura 5: Esquema enlace monopolar (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica).

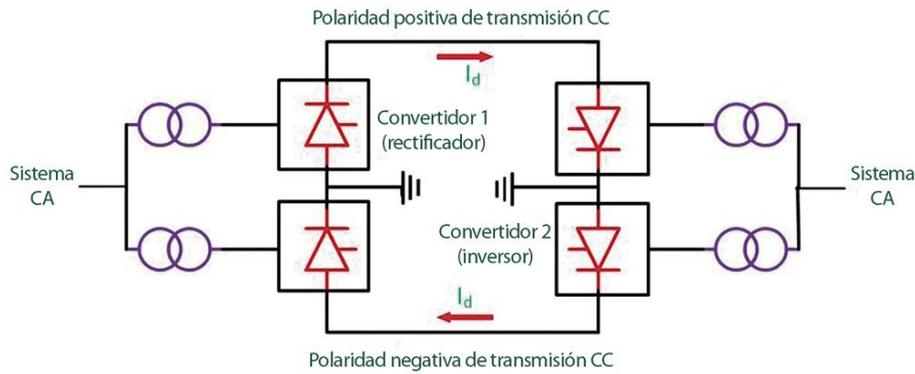


Figura 6: Esquema enlace bipolar (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica).

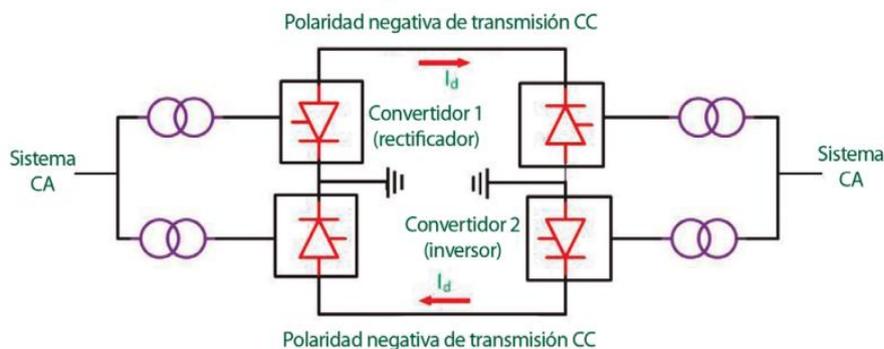


Figura 7: Esquema enlace homopolar (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica).

- Conversión DC/AC:** Una vez la energía es transportada a su destino, la estación convertidora se encarga de transformar la electricidad a corriente alterna trifásica que se introduce a la red eléctrica para su transporte a los puntos de consumo. El inversor es el dispositivo que se encarga de realizar esta acción, además permite modificar el valor eficaz. Para realizar la conversión se utilizan los IGBTs (transistor bipolar de puerta asilada).

Las estaciones convertidoras no solo están compuestas por el rectificador o el inversor, tienen también elementos y máquinas auxiliares. Algunas de ellas son: transformadores, dispositivos de alisado, filtros de armónicos, sistemas de seguridad, control, refrigeración, etc. Gracias al uso de todos estos elementos la utilización de redes de corriente continua es rentable y permite que su enganche con las líneas tradicionales de corriente continua sea factible.



10.2 VENTAJAS E INCONVENIENTES CON AC

Aunque por excelencia la transmisión en corriente alterna sea la dominante, hay situaciones en donde es más ventajoso el uso de HVDC. Es importante comprender que son tecnologías complementarias y que cada una de ellas tiene su punto de aplicación diferente. Principalmente hay tres situaciones en donde el uso de la corriente continua puede llegar a ser más conveniente que la alterna [6]:

- **Cables submarinos.** Los cables submarinos de CA tienen una gran capacidad parásita debido a su volumen, por lo que es necesario una corriente de carga (potencia reactiva) muy alta. Como consecuencia, para cables submarinos de CA de más de 30 km de largo el cable se cargará completamente con esta corriente, dejando muy poco espacio para transmitir potencia útil. En cambio, con el uso de HVDC este problema desaparece completamente y las distancias de transmisión no tienen un límite de longitud. Además, el costo de los cables de DC favorecen la implementación de esta tecnología frente a la corriente alterna que es más cara. Como aspecto menos positivo, las estaciones de conversión AC/DC y DC/AC suponen un coste adicional que no existe en las redes de corriente alterna. Con las mejoras en las tecnología e implantación de reguladores de tensión, el uso de corriente alterna para distancias menores de 100 km es rentable económica y eficientemente, pero para distancias mayores el uso de sistemas HVDC es indiscutible.
- **Transmisión aérea de larga distancias.** Cuando hay líneas suficientemente largas de más de 1.000 km, el ahorro en costos de capital y perdidas en la línea es suficiente como para pagar los convertidores e instalaciones necesarias para el uso de HVDC. Esta distancia se conoce como distancia de equilibrio y depende de varios factores como, el coste de la línea, el terreno, los permisos necesarios, etc. Esta distancia suele ser muy grande y no hay muchos sistemas que transmitan energía durante tanto recorrido, no es común ver líneas aéreas HVDC este es un campo destinado a la corriente alterna.



- **Transmisión subterránea.** En líneas subterráneas la distancia de equilibrio baja a los 100 km en comparación con las aéreas. El problema en este caso es que no se realizan muchas líneas de largas distancias de este modo, ni en continua ni en alterna debido al coste que suponen.

Cada uno de los sistemas tiene sus ventajas y desventajas respecto al otro. Las situaciones en las que se utiliza cada una dependen de las condiciones de diseño requeridas. Los dos sistemas son diferentes entre sí considerando aspectos constructivos, económicos y de eficiencia. Aunque su finalidad sea la misma la manera de llevarla a cabo es distinta. Algunas de las ventajas que presenta el uso del HVDC frente a HVAC son:

- **Costo:** Los cables e infraestructuras necesarias en la transmisión en corriente continua son más baratos que los de alterna, sin embargo, la inversión inicial es mayor por el precio del equipo utilizado entre terminales en comparación con los equipos de corriente alterna. La distancia de equilibrio determina cuál de las dos tecnologías es más rentable de utilizar económicamente. A partir de esta distancia los costes iniciales de la inversión en DC compensan las pérdidas de potencia producidas en los cables de AC y sale más barato el uso de las líneas de DC.

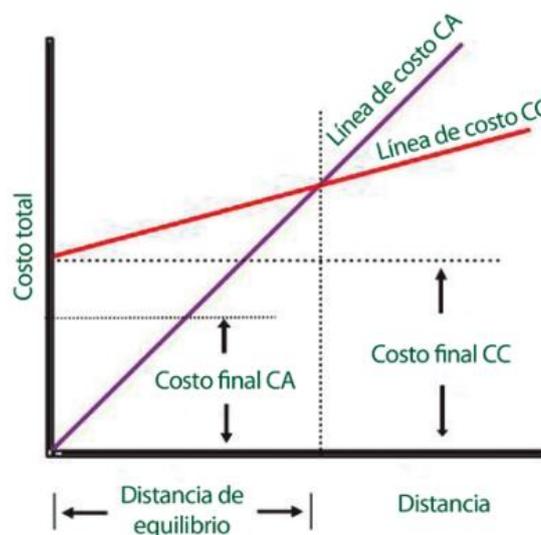


Figura 8: Comparación costos de CA-CC (Fuente: Revista Ingeniería Eléctrica).



- Conexión de sistemas de corriente alterna a diferentes frecuencias.** Los sistemas AC trabajan a dos frecuencias distintas 50 Hz y 60 Hz. El continente americano a excepción de Argentina y Paraguay funciona a 60 Hz y el resto del mundo a 50 Hz. Hay ocasiones muy específicas en las que por necesidad se requiere una conexión entre distintas frecuencias, sin embargo, esto no se puede hacer directamente. Los sistemas HVDC permiten transformar la corriente alterna a continua y poder realizar así la interconexión. Un ejemplo muy útil es el caso de Japón, una parte del país funciona a 50 Hz y la otra a 60 Hz, y utilizar los sistemas HVDC para conectarlos entre sí es muy habitual.
- Disminución de pérdidas por potencia reactiva:** Como se ha comentado anteriormente uno de los mayores inconvenientes que tiene el transporte de la energía eléctrica HVAC es el consumo de energía reactiva. La energía reactiva se encarga de cargar y descargar los campos eléctricos y magnéticos para producir las ondas periódicas de tensión e intensidad. Cuando tenemos líneas muy largas, la impedancia y capacitancia de los cables aumentan, y como consecuencia, la potencia reactiva requerida es mayor a medida que aumenta la longitud de las líneas. La potencia total transmitida (S) está compuesta por potencia reactiva (Q) y por potencia activa (P). La potencia activa transporta la energía que realmente es consumida por los clientes, es decir, la potencia útil, mientras que la potencia reactiva reduce la capacidad de las infraestructuras para transportar energía activa. En conclusión, en corriente alterna no toda la potencia del sistema es transformada en energía útil de consumo.

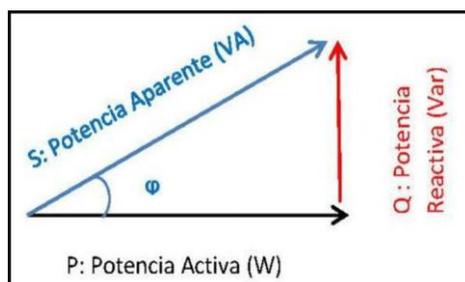


Figura 9: Triángulo de potencias.

$$P = U * I * \cos(\varphi) \quad (1)$$

$$Q = U * I * \sin(\varphi) \quad (2)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3)$$



Con el uso de sistemas HVDC no existe este problema ya que no se transporta energía reactiva y la potencia transmitida depende únicamente de la tensión y la intensidad del sistema, permitiendo un control más rápido y sencillo de la energía transmitida.

$$P = U * I = R * I^2 \quad (4)$$

- **Disminución de pérdidas por efecto pelicular:** Estas pérdidas solo aparecen en sistemas de corriente alterna. Se puede definir como la tendencia de la corriente a desplazarse a las capas externas del cable debido a su autoinductancia. Los campos magnéticos que se generan producen una f.e.m (fuerza electromotriz) interna que hace que la corriente no se distribuya de forma uniforme en la sección del cable. Se provoca un aumento de la resistencia en la zona interior del cable que a su vez disminuye la sección útil, esto provoca un aumento de la densidad de corriente y por tanto también el calor y las pérdidas del cable [7]. Las pérdidas que se generan por este efecto se eliminan por completo con el uso de la corriente continua.

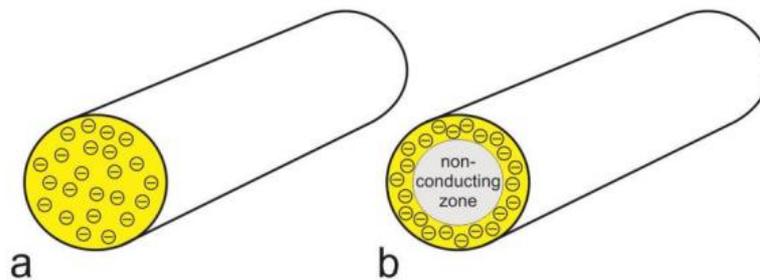


Figura 10: Efecto pelicular en cables, a) DC, b) AC (Fuente: European Commission).

- **Disminución de pérdidas por efecto corona.** El efecto corona ocurre con la ionización del aire alrededor de los conductores de las líneas eléctricas debido a la intensidad del campo eléctrico, como consecuencia, se produce una luz que desprende energía en forma de calor. Si la intensidad del campo eléctrico supera la capacidad del aire, es decir, su rigidez dieléctrica, las moléculas del aire se ionizan. Al regresar a su estado original, estas



moléculas liberan radiación electromagnética. Esta acción se manifiesta con una emisión de luz y electricidad alrededor de los cables, conocido como corona, y el fenómeno en sí se denomina efecto corona.

Aunque el efecto corona exista tanto en corriente continua como alterna, en los sistemas HVDC las pérdidas que se producen son menores que en las líneas HVAC de similar potencia. Este efecto suele ocurrir en los puntos de enlace entre los aislantes de los apoyos y los cables, frecuentes en las líneas aéreas o subestaciones comunes en distribución AC.

El uso de HVDC también tiene desventajas frente al HVAC. Algunas de ellas son:

- **Compatibilidad con los generadores:** La gran mayoría de los métodos de generación de energía eléctrica se basan en la conversión de cierta energía mecánica en eléctrica. El proceso se lleva a cabo mediante el movimiento de turbinas giratorias que hacen girar con ellas el rotor de un generador eléctrico. En el generador debido a este movimiento y a las leyes de inducción electromagnética, se generan unas corrientes inducidas de forma sinusoidal, dando lugar a corrientes alternas. Si el transporte de la energía eléctrica se realiza en corriente alterna se puede hacer la distribución directamente de los generados a los puntos de consumo, sin necesidad de pasar por grandes subestaciones para cambiar la forma de la onda.
- **Amónicos:** En los todos los sistemas HVDC es necesario tener equipos inversores y rectificadores en los extremos de las líneas para realizar la conversión cc-ca y viceversa. El problema radica en que estas acciones originan armónicos no deseados que distorsionan la onda sinusoidal, ocasionando problemas de perdidas eléctricas y de funcionamiento en los aparatos conectados a la red. Estos armónicos se pueden eliminar mediante el uso de filtros activos. Estos filtros son muy costos y su utilización eleva significativamente el valor de la inversión inicial.
- **Control de la tensión:** Una de las mayores ventajas que ofrece la corriente alterna es el control de los niveles de tensión. Gracias al uso de los



transformadores se puede controlar la tensión de las líneas para disminuir las pérdidas en el transporte y distribución. En corriente continua esta ventaja desaparece al no disponer de máquinas tan simples y baratas para llevar a cabo el control de voltaje, teniendo que recurrir a métodos más costosos y que no tienen la misma efectividad que los transformadores.

- **Infraestructuras:** Las redes de distribución de corriente alterna están altamente desarrolladas e insertadas en el medio. La corriente alterna parte de una gran ventaja frente a los sistemas HVDC al tener toda su infraestructura de transporte ya construida, así cuando se desee aumentar la potencia de suministro o enlazar líneas la infraestructura principal ya estará construida minimizando costes y la dificultad de tendido. Además, al ser un sistema mallado hay una gran seguridad de suministro, ya que se garantiza el suministro de energía por distintas vías posibles, en caso de fallo en alguna de ellas.
- **Mantenimiento:** Los equipos utilizados en las instalaciones HVDC son mucho más complejos y por norma general, necesitan más mantenimiento que empleados en los sistemas HVAC. Además, estos equipos no se encuentran en las subestaciones comunes, lo que requiere de mano de obra especializada que tenga los conocimientos necesarios para su manejo y reparación.



11 CABLES HVDC

11.1 ESTADO DEL ARTE

11.1.1 INTRODUCCIÓN

Los primeros cables submarinos utilizados eran cables destinados a la telecomunicación, en concreto, al transporte de tráfico telegráfico. Fue en 1850, cuando los hermanos británicos John Watkins Brett y Jacob Brett, unieron Gran Bretaña y Francia con el primer cable internacional submarino a través del estrecho de Dover. Su trabajo fue un éxito y el acontecimiento supuso un hito en aquella época que abrió la puerta a la transmisión de cables submarinos tanto en el ámbito telegráfico como eléctrico.

Los cables de corriente continua de alto voltaje (HVDC) se utilizan comercialmente desde la década de 1950. Se utilizan principalmente para aplicaciones submarinas, pero también se utilizan para aplicaciones subterráneas. El primer cable subacuático destinado a la transmisión de energía eléctrica no fue instalado hasta el año 1956, en donde, un cable de corriente continua de 95 km de largo en la isla Gotland, Suecia, se encargaba de transmitir una potencia de 20 MW a una tensión de 100 kV. Los primeros cables que se empezaron a utilizar estaban hechos con un aislamiento de papel impregnado en aceite, o también conocido como aislamiento impregnado en masa (MI), que se sigue empleando hoy en día. A partir de ahí se empezó a utilizar el sistema de transporte HVDC por todo el mundo y poco a poco con el transcurso de los años se fue mejorando su rendimiento y efectividad.

Hasta principios de los años 70, los sistemas HVDC no presentaron una mejora significativa en su rendimiento. En las redes eléctricas se utilizaban válvulas de vapor de mercurio, pero no eran muy fiables por su comportamiento impredecible. Con la invención de los tiristores se realizó un cambio de las válvulas de vapor de mercurio a válvulas de tiristores de alta tensión, llegando a mejorar la capacidad de las líneas en un 50%. En 1967 el enlace de la isla de Gotland volvió a ser un pionero y fue el primero en experimentar este cambio. Al mismo tiempo se iniciaron pruebas para



augmentar la tensión de suministro de la línea, que concluyeron con un aumento de la tensión de línea de 100 kV a 150 kV. Las distancias y las tensiones de funcionamiento fueron creciendo con el transcurso del tiempo, debido a la aparición de nuevos aislantes en los cables, como los de papel impregnado sin presión (MIND) o los de aislante polimérico XLPE, además también se produjo un avance tecnológico en las subestaciones de transformación.[8]

En España la primera interconexión submarina HVDC fue el enlace eléctrico entre la península y las islas baleares, conocido como proyecto Rómulo, que se puso en servicio en 2012, conectando entre sí las subestaciones de Morvedre (Valencia) y Santa Ponsa (Mallorca). El enlace proporciona una mayor calidad y fiabilidad del sistema eléctrico del archipiélago balear al conectarse con el sistema peninsular. Además, permite su incorporación al «Mercado Eléctrico Ibérico», un paso muy significativo para el sistema eléctrico balear. La conexión transporta 400 MW en total a una tensión de ± 250 kV. El sistema está compuesto en total por tres cables submarinos: dos cables de potencia y uno de retorno. Los cables de potencia utilizados son de cobre, con una sección del conductor de 750 mm^2 y aislamiento de papel impregnado de aceite viscoso reforzado con una doble armadura de acero, una tecnología suficientemente desarrollada como para garantizar la alta calidad y la durabilidad. El cable de retorno es también de cobre, la sección del conductor es de 630 mm^2 y en este caso se utiliza aislamiento XLPE reforzado con una doble armadura de cables de acero. La longitud del cable submarino es de 237 km y la profundidad máxima que se alcanza es de 1485 metros, siendo en el momento de su creación, la segunda conexión más profunda [9]. Actualmente no hay ninguna otra conexión HVDC submarina en España, aunque se espera poder conectar España con Francia a través del golfo de Vizcaya o España con Marruecos.



Figura 11: Cable de potencia del proyecto Rómulo. (Fuente: Red Eléctrica de España).



Hoy en día debido al aumento de la demanda energética y la inserción de las energías renovables en el sistema, ha aumentado el interés en el transporte de energía eléctrica en corriente continua. La necesidad de crear sistemas eléctricos más estables supone un mayor número de interconexiones entre los diferentes puntos de consumo y de generación, llegando a un total de potencia instalada en HVDC de más de 70 GW en el mundo entero. La mayor parte de las conexiones con cables HVDC existentes son para unir distintos sistemas entre sí, sin embargo, con el aumento de la instalación de parques eólicos offshore el uso de este tipo de cables está incrementando.

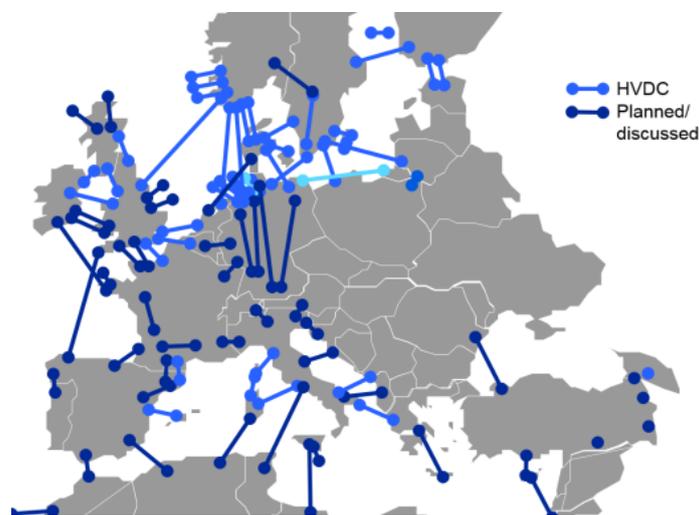


Figura 12: Conexiones HVDC en Europa (Fuente: ABB).

Las empresas, centros tecnológicos, universidades e ingenieros están constantemente realizando investigaciones y estudios para fortalecer y mejorar las condiciones de trabajo de los cables HVDC. Si realizamos una búsqueda en la base de datos *Web of Science* sobre cables HVDC, obtenemos un total de 4.405 artículos relacionados con el tema. Desde el año 1970 hasta el año 2010 las aportaciones son limitadas. Sin embargo, a partir de 2010 se produjo un aumento en las aportaciones al campo. En la *Figura 11.3* se puede observar la evolución. La evolución ascendente en las aportaciones de los cables HVDC se relaciona claramente con la concienciación sobre el cambio climático. En 2010 los países empezaron a darse cuenta de que era necesario hacer un cambio en las formas de producción y generación energética y encontraron en la tecnología HVDC una posible solución al problema.

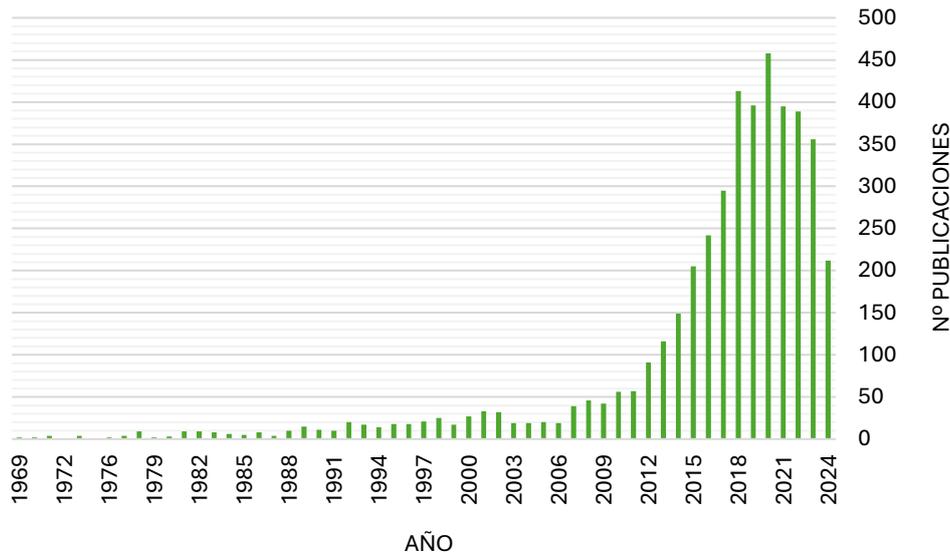


Figura 13: Evolución anual de las publicaciones (Fuente adaptado de: Web of Science).

Actualmente el campo de investigación se centra en la mejora de la conversión entre corriente alterna y corriente continua al ser una operación en donde las pérdidas eléctricas que se originan son grandes. Con el tiempo las tensiones de funcionamiento han aumentado y la conversión se hace más difícil por la aparición de armónicos indeseados que dificultan la conversión. Otra línea de investigación abierta es la de los materiales que se utilizan. Los cables son muy grandes y pesados, por lo que la implementación de nuevos posibles conductores y materiales aislantes para reducir el peso y tamaño es un campo de estudio con mucho recorrido aún.

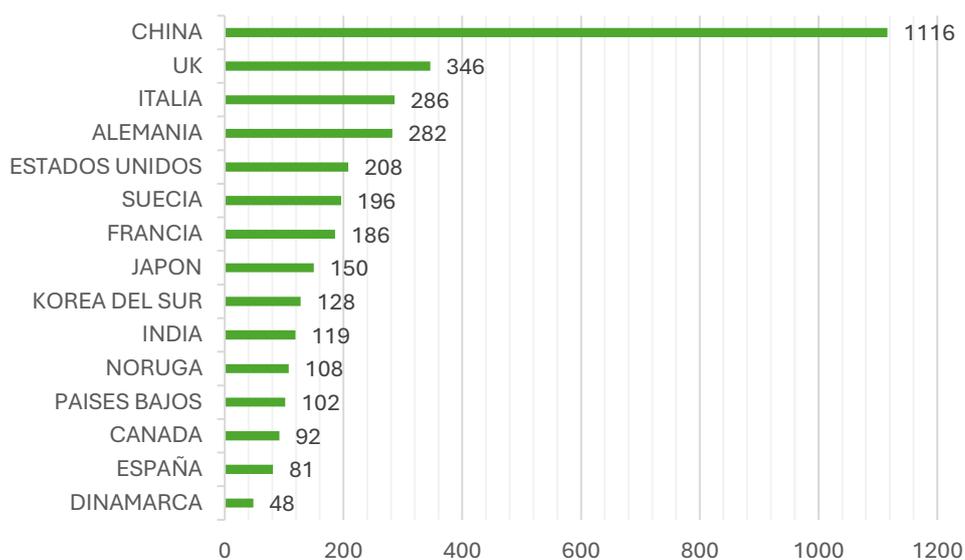


Figura 14: Distribución publicaciones por regiones (Fuente adaptado de: Scopus).



En la *Figura 14* se muestra la distribución de publicaciones en la base de datos *Scopus* desglosada por países. China es el país más activo y que más información aporta a la materia por las ventajas que aporta en este país su desarrollo. Su dominio es insuperable, por eso el país con mayor número instalaciones HVDC del mundo. Europa es el continente que más presencia de países tiene, debido al apoyo de la región al desarrollo e implementación de las energías renovables. España se encuentra entre los 15 primeros países en contribuciones en la materia teniendo una cierta importancia en las aportaciones globales.

11.1.2 SITUACIÓN DEL MERCADO DE CABLES HVDC

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) cree que la demanda de electricidad crecerá drásticamente en un futuro cercano debido al desarrollo de la economía digital, el aumento del uso de coches eléctricos o el desarrollo de las economías subdesarrolladas. Según el informe *World Energy Outlook* de 2024 [10], la demanda de energía ha aumentado un 15 % entre 2013 y 2023 y el 40 % de este crecimiento se ha cubierto con energías limpias. La energía eólica y la solar fotovoltaica, en conjunto, representaron tres cuartas partes del crecimiento de la energía limpia durante el período. Se prevé que la capacidad de producción de energía renovable del mundo aumente en 2.400 gigavatios entre 2022 y 2027.

La energía eólica marina es una industria en crecimiento y se proyecta que captará una cantidad cada vez mayor de inversión en 2030 y años posteriores en todos los escenarios [11]. La energía eólica marina tiene costos iniciales más altos que la eólica terrestre y la solar fotovoltaica pero sus perspectivas se ven favorecidas por la reducción de los costos tecnológicos y el apoyo de las políticas gubernamentales. Se proyecta que la capacidad eólica marina global aumentará de 73 GW en 2023 a 560 GW en 2035 y a más de 1.000 GW en 2050. A pesar de su crecimiento, la energía eólica marina se ve fuertemente afectada por las cancelaciones y retrasos de proyectos en mercados clave. Asia sigue siendo la región líder en crecimiento de la energía eólica durante nuestro período de pronóstico,



impulsada por China continental y las crecientes oportunidades de energía eólica marina en el país [12].

China lideró el desarrollo anual de energía eólica marina a nivel mundial por sexto año consecutivo, con 6,3 GW añadidos en 2023, lo que demuestra su capacidad para mantener un crecimiento estable. Europa registró un récord en 2023, con 3,8 GW de nueva capacidad eólica marina procedentes de 11 parques eólicos puestos en marcha en siete mercados, que representaron la mayor parte de la nueva capacidad.

Con el crecimiento que se espera de los parques eólicos offshore, la demanda de cables HVDC también se incrementará debido a su directa vinculación. Se estima que el mercado de cables HVDC pase de 3.200 millones de dólares en 2023 a la impresionante cifra de 6.030 millones de dólares en 2030, alcanzando una tasa compuesta anual del 9,43% durante el período de pronóstico [13]. Este importante crecimiento se atribuye a los avances tecnológicos, al aumento de las inversiones en fuentes de energía renovables y a la necesidad de soluciones de transmisión de energía a larga.

Globalmente los cables submarinos no son los más utilizados. En lugares como China y Estados Unidos donde los territorios son muy extensos y el consumo es muy alto el uso de la transmisión con cables HVDC terrestres es muy ventajosa para el transporte de energía. Se estima que el mercado de transmisión HVDC en Estados Unidos alcanzó los 2.300 millones de dólares en el año 2020. Se prevé que China, actual segunda economía más grande del mundo, alcance un tamaño de mercado en este sector de 2.600 millones de dólares para el año 2027. Liderado por países como Australia, India y Corea del Sur, se prevé que el mercado de Asia-Pacífico alcance los 1.700 millones de dólares para el año 2027 [14].

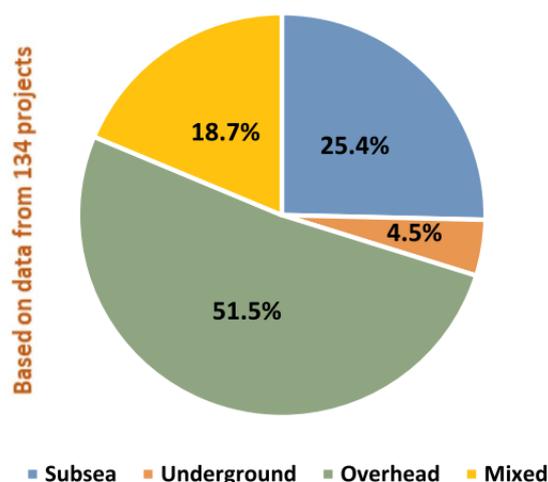


Figura 15: Distribución tipo de cables HVDC en el mundo (Fuente: IEEE).

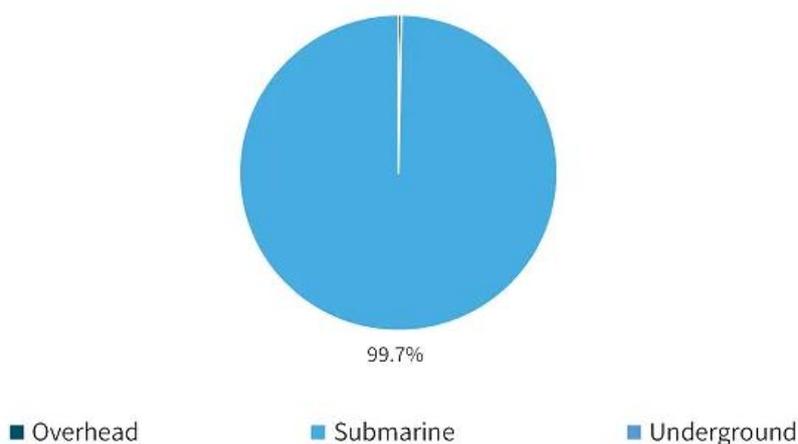


Figura 16: Distribución tipo de cables HVDC en Europa (Fuente: Global Market Insights).

La demanda históricamente estable y las elevadas barreras de entrada (maquinaria especializada, altas inversiones, instalaciones adecuadas... etc.) hacen que el mercado de cables HVDC esté relativamente concentrado. Si bien Europa ha perdido su liderazgo mundial frente a Asia-Pacífico en capacidad eólica marina total instalada, sigue siendo el mayor productor y distribuidor de cables HVDC en el mercado mundial de energía eólica flotante.



Las empresas que se encargan de fabricar y manufacturar los cables son poco más de una docena debido a la complejidad, infraestructuras y medios necesarios para la fabricación de los cables. Europa es el continente con mayor número de empresas especializadas en la producción de cables HVDC [14]. Debido a las acciones en Europa para lograr la descarbonización, los tramites y legislación relacionados con esta tecnología se han renovado en los últimos años para facilitar su implementación, por esta razón las empresas europeas son líderes en su desarrollo. Además, se otorgan subvenciones para la realización de proyectos de parques eólicos offshore fomentando el desarrollo del mercado y la economía europea. Algunas de las compañías europeas más importantes que se encuentran el mercado son:

- ABB, multinacional sueco-suiza.
- Siemens, empresa alemana.
- Prysmian, con sede en Milán.
- NKT, con sede en Copenhague.
- Nexans, multinacional francesa.
- Hitachi Energy Ltd, compañía suiza.

Las multinacionales europeas acaparan la mayor parte del mercado internacional, realizando proyectos en todo el mundo. Las empresas de otros países y continentes tienen que competir contra unas empresas con gran experiencia y efectividad como son las europeas, por esa razón muy pocas empresas están especializadas en este campo. Aun así, hay tres compañías que tienen una gran importancia en el sector.

- General Electric, fundada en Estados Unidos.
- Toshiba Corporation, fundada en Japón.
- Mitsubishi Corporation, fundada en Japón.

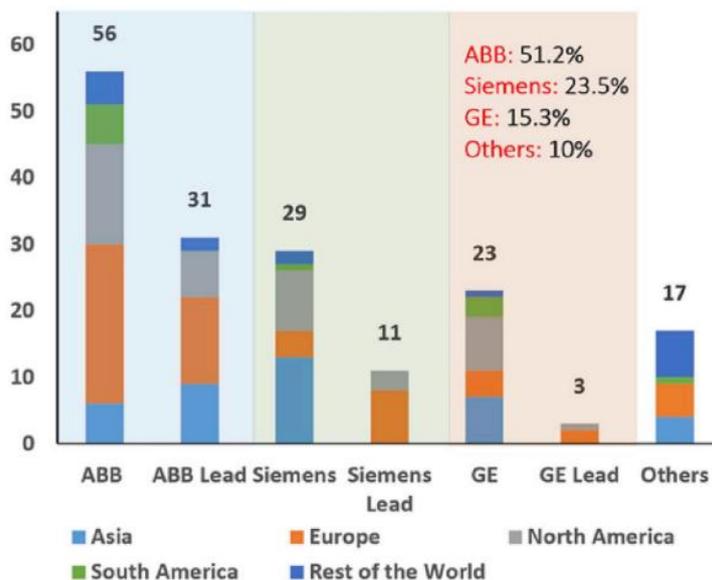


Figura 17: Distribución de proyectos de diferentes empresas por región (Fuente: IEEE).

11.1.3 MARCO NORMATIVO

Actualmente existe un gran conjunto de normas y reglas consensuadas establecidas por distintas organizaciones internacionales o nacionales, sobre cómo deben de ser y usarse los cables de HVDC. A continuación, se exponen algunas de las más importantes.

- CIGRE TB496: Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 500 kV (2012). Guía con recomendaciones para la realización de pruebas para cables extruidos de corriente continua de hasta 500 kV. Muestra como realizar de manera adecuada distintas pruebas de calidad y funcionamiento, como pruebas térmicas, test de instalación, test de sobrevoltaje o test rutinarios de trabajo. Constituye el trabajo antecesor de la norma CIGRE TB852 del año 2021 [15].
- CIGRE TB619: HVDC connection of offshore wind power plants (2015). Manifiesta aspectos únicos de la planificación, diseño y la operación de plantas de energía marina conectadas a VSC HVDC. Se examinan las características



de rendimiento dinámico y costes para determinar el diseño, construcción y operación de las instalaciones [16].

- CIGRE TB636: Diagnostics and accelerated life endurance testing of polymeric materials for HVDC application (2015). Expone las pruebas y métodos a seguir para determinar la clase polímeros adecuados para usaren la transmisión HVDC en función de sus características eléctricas, mecánicas o térmicas [17].
- CIGRE TB713: Designing HVDC grids for optimal reliability and availability performance (2017). En el informe se formulan propuestas sobre la metodología que se debe adoptar y las practicas que se pueden utilizar al diseñar una red de corriente continua. En el informe se introduce un apartado relacionado con los cables que se utilizan en estas instalaciones, así como instrucciones y técnicas para una correcta instalación de estos [18].
- CIGRE TB852: Recommendations for testing DC extruded cables systems for power transmissions at a rated voltaje up to and including 800 kV (2021). Presenta una serie de recomendaciones para la realización de pruebas para cables extruidos de corriente continua de hasta 800 kV. Muestra como realizar distintas pruebas como pruebas térmicas, test de instalación, test de sobrevoltaje o test rutinarios de trabajo [19].
- CIGRE TB853: Recommendations for testing DC lapped cables systems for power transmissions at a rated voltaje up to and including 800 kV (2021). Presenta una serie de recomendaciones para la realización de pruebas para cables asilados de papel de corriente continua de hasta 800 kV, ya sea para transmisión terrestre o submarina. Muestra como realizar distintas pruebas como pruebas térmicas, test de instalación, test de sobrevoltaje o test rutinarios de trabajo [20].



- IEEE 2862-2020: IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurements under AC Voltage with VHF/UHF Sensors during Routine Tests on Factory and Pre-Molded Joints of HVDC Extruded Cable Systems up to 800 Kv. Presenta una serie de prácticas para la medición de descargas parciales producidas durante las pruebas rutinarias de las uniones de fábrica y premoldeadas de cables extruidos HVDC con tensión nominal de hasta 800 kV mediante el uso de voltajes de corriente alterna [21].

- IEEE 1899-2017: IEEE Guide for Establishing Basic Requirements for High-Voltage Direct-Current Transmission Protection and Control Equipment. Esta guía se centra en describir las normas básicas para equipos de protección y control de los sistemas HVDC. Dentro de esta normativa se encuentran normas sobre las protecciones y condiciones de instalación de los cables utilizados hasta una tensión máxima de 800 kV [22].

- IEEE 400.5-2021: IEEE Guide for Field Testing of DC Shielded Power Cable Systems Rated 5 kV and Above with High Direct Current Test Voltages. Presenta procedimientos recomendados para la aceptación de tensión por parte de cables aislados o blindados de hasta 5kV de corriente continua. Además, incluye prácticas para la realización de las pruebas de mantenimiento [23].

- IEEE 1732-2017: IEEE Recommended Practice for Space Charge Measurements on HighVoltage Direct-Current Extruded Cables for Rated Voltages up to 550kV. Presenta recomendaciones para establecer un protocolo para la medición de cargas espaciales en cables extruidos de corriente continua de alta tensión que alcancen los 550kV [24].



11.2 DISEÑO Y TENDIDO

El cableado submarino que conecta los parques offshore a las redes de distribución recorre grandes distancias en un entorno marino complejo, antes de tomar cualquier decisión sobre el tendido de los cables es necesario que se realice un estudio geológico y de trayectoria. Este estudio debe ofrecer una imagen completa y compleja del fondo marino como profundidad, pendientes, accidentes geográficos, naturaleza del fondo marino, condiciones ambientales (temperatura, salinidad, pH...) y procesos dinámicos que ocurren en la masa de agua (olas, corrientes marinas, icebergs). Cada uno de estos parámetros influye en el diseño de los cables, ya que los cables deben de ser capaces de trabajar en condiciones normales de funcionamiento en el medio estudiado y dependiendo de las características de este, el cable tendrá unas cualidades u otras. Dado que los cables submarinos de potencia precisan de inversiones importantes y características que aseguren su larga duración, una evaluación incorrecta de estas condiciones conduciría a un diseño inadecuado del cable y, por lo tanto, su mal funcionamiento y costes adicionales de mantenimiento. Realizar un diseño apropiado del trazado que los cables siguen es fundamental para lograr la eficiencia de los parques eólicos. Para garantizar que los cables sean capaces de resistir a las adversas condiciones del entorno en el que se encuentran, los materiales utilizados deben de asegurar la longevidad y correcto funcionamiento del cable. [25]

Las características del agua influyen en los materiales de fabricación de los cables, fomentando la utilización de materiales con interacción neutra con el agua salada. Una de las ventajas que ofrece el agua es su poder refrigerante. La corriente eléctrica que circula por el conductor genera pérdidas eléctricas que se transforman en calor y aumenta la temperatura del cable alcanzando en ocasiones unas temperaturas tan altas que podrían fundir los materiales. El agua que rodea al cable funciona como refrigerante y evita que se alcancen estos límites críticos, mejorando la eficiencia de funcionamiento. Sin embargo, un problema que plantea el agua salada del mar es la corrosión que provoca en los materiales. El agua del mar tiene una salinidad promedio de 35 gramos por litro [26]. Los materiales que se exteriores que se expongan al agua deben de resistir a la corrosión para mantener al cable protegido. Algunos de los materiales utilizados para minimizar el daño son el polietileno de alta



densidad, el zinc o el acero. Normalmente se utiliza polietileno de alta densidad porque es más barato.

La mayoría de los cables de transmisión de energía se instalan actualmente en aguas poco profundas, es decir, a menos de 500 m de profundidad, excepto en el Mar Mediterráneo que se pueden llegar a alcanzar los 1000 m de profundidad. Un factor al que hay que prestar especial atención para el diseño de los cables es la presión hidrostática a la que se someten, que determinará los materiales utilizados y las maniobras de tendido. Como práctica recomendada, los componentes de la sección transversal del cable deben soportar una presión no inferior a 3,5 MPa [25] o la presión correspondiente a la profundidad máxima del agua multiplicada por un factor de 1,25.

Cuando los cables se van a situar a profundidades menores de entre 400 a 600 metros se entierran bajo el sedimento del lecho marino. Generalmente, se cavan zanjas de entre 1 a 4 metros por donde se extenderá el cable. Esta acción se realiza para evitar daños en el cable causados por equipos de pesca, animales, corrientes marinas, anclas... etc.



Figura 18: Zanjas de los cables submarinos (Fuente: Comisión Europea).

Cuando el cable se encuentra a profundidades mayor, la práctica es tender el cable sobre el fondo marino. En estos casos se utilizan planchas de hormigón para conducir el cable por el trazado deseado y evitar los desplazamientos de este.



Figura 19: Plancha de hormigón (Fuente: Comisión Europea).



A pesar de que hay muchas empresas que se encargan de fabricar los cables HVDC, solo dos de ellas poseen la tecnología y medios necesarios para su instalación en alta mar. Las empresas Prysmian y Nexans cuentan con buques especializados [27] que permiten esta acción. Estos buques están provistos con los equipos adecuados para la manipulación del cable, así como de una plataforma giratoria que puede soportar hasta 4.000 toneladas de cable. El tendido del cable es una acción muy compleja que requiere el trabajo coordinado de numerosos especialistas. El buque representa solo una parte del equipo necesario, dentro del agua hay equipos sumergibles que se encargan de que el cable siga la ruta trazada. En aguas poco profundas hay buzos que se encargan de realizar esta acción, mientras que en aguas profundas se utilizan vehículos operados remotamente (ROV).

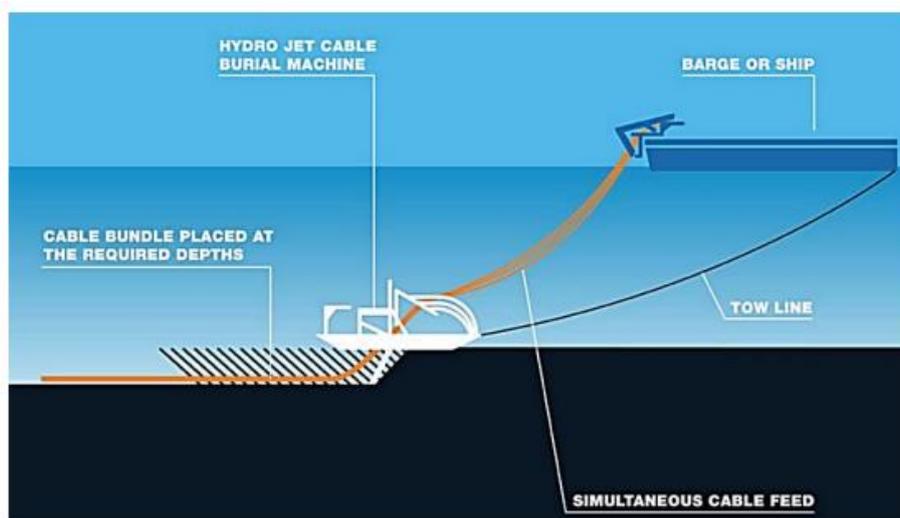


Figura 20: Esquema instalación de los cables HVDC submarinos (Fuente: Comisión Europea).

Los cables submarinos deben de estar protegidos contra riesgos naturales o actividades humanas y animales. Las principales amenazas para un cable submarino son los impactos externos derivados del hombre, como las anclas o las artes de pesca. Las organizaciones internacionales han creado normas de protección para estos cables y el hábitat que se deben de cumplir o tomar como referencia para su instalación. A parte de la protección del cable, es crucial proteger la fauna y la flora del medio, por esta razón se establecen zonas en donde no se permite la instalación de este tipo de cables para proteger el medio marino. Además, los materiales de fabricación han de ser sostenibles para evitar la contaminación del agua o la intoxicación de los animales.

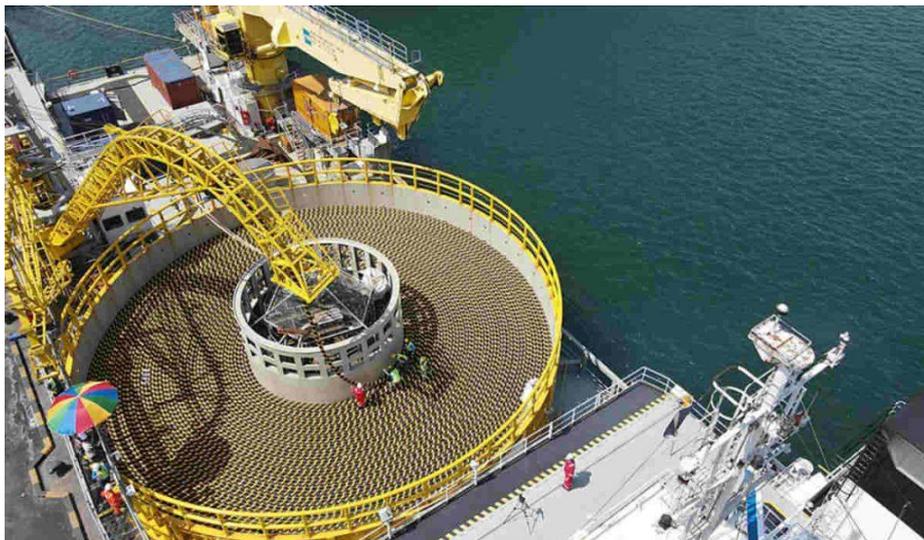


Figura 21: Buque para instalación de cable HVDC (Fuente: ZMS Cable).

Además de la presencia del propio cable, hay otras interferencias que derivan de su instalación como el magnetismo inducido, el ruido, la radiación térmica o la interacción química con el agua o el sedimento. Los efectos más perjudiciales sobre la fauna y el hábitat se producen durante las obras de instalación del cable. Una vez finalizadas las obras y asegurado y fijado el cable, la vida marina suele recuperarse rápidamente. En estos casos, los daños físicos causados se limitan a la huella del cable. Cuando los cables quedan expuestos, su superficie puede servir de soporte para la colonización de algas o corales mejorando la biodiversidad del medio, un fenómeno conocido como «efecto arrecife».

Si se implementan correctamente, los cables eléctricos submarinos pueden utilizarse de forma fiable durante décadas. Su única limitación es el aumento de la demanda que puede superar la capacidad del cable o la aparición de tecnologías nuevas y de mayor rendimiento que pueden plantear problemas de incompatibilidad. La vida útil comercial garantizada habitual de un cable submarino HVDC es de 25 años [25].



11.3 ARQUITECTURAS CONSTRUCTIVAS

Todos los cables destinados al transporte de corriente a muy alta tensión deben de tener unos requerimientos muy específicos. Se espera que los cables submarinos funcionen con un alto nivel de confiabilidad y con una probabilidad de falla muy baja. Su proceso de fabricación debe de ser muy riguroso para evitar cualquier impureza o imperfección en el cable que genere irregularidades en su funcionamiento. Los cables submarinos, se producen como única pieza, es decir, en longitudes continuas muy largas que se van enrollando en tambores gigantes para su posterior instalación. Es importante que los cables tengan una alta resistencia mecánica para soportar tensiones de tendido e incrustación, además este tipo de cable debe tener una buena resistencia a la corrosión producida por el agua marina y, en caso de un fallo en el cable, la distancia de penetración del agua debe ser mínima, para garantizar la seguridad del medio y del cable [28]. Para garantizar la correcta operación del cable, el aislamiento que lo rodea debe de asegurar que bajo las condiciones de funcionamiento nominales no se produzcan fallos o interferencias.

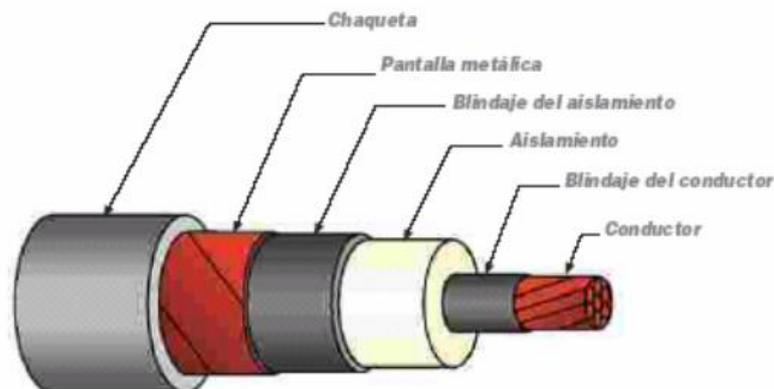


Figura 22: Representación básica de un cable HVDC [28].

En el ámbito de cables submarinos HVDC se identifican varios tipos de aislamientos diferentes que se suelen utilizar. Se pueden distinguir dos tipos de aislamientos dominantes: los cables de papel impregnado en masa y los cables extruidos con aislamiento XLPE. Las principales características de estos cables son:



- **Cables de papel impregnado en masa (MI).**

- Como aislamiento utilizan un papel impregnado con un fluido muy viscoso.
- Son los más utilizados en cables submarinos de larga distancia por su antigüedad y fuerte fiabilidad.
- Pueden operar a altos valores de tensión y corrientes.
- La temperatura máxima que pueden llegar a soportar es de 50° C.



Figura 23: Cable con aislamiento MI (Fuente: ZMS Cable).

- **Cables extruidos.**

- Utilizan polímeros y plásticos como aislamiento. Hay varios tipos de polímeros que se utilizan en estos tipos de cables como el ERR (ethylene propylene rubber), PE (polyethylene) o el más común de todos el XLPE (cross-linked polyethylene).
- Es una tecnología bastante reciente.
- Soportan tensiones de funcionamiento y cargas muy altas, pudiendo llegar a más de 500 kV.
- Se utilizan en aplicaciones tanto terrestres como submarinas y son más fáciles de instalar y mantener que los anteriores.
- La temperatura máxima que pueden llegar a soportar es de 70° C.



Figura 24: Cable con aislamiento XPLE (Fuente: Prysmian).

Además de los recubrimientos mencionados anteriormente hay más tipos de aislamientos operativos, aunque su uso no es tan frecuente en comparación con los mencionados anteriormente. Algunas de estas tecnologías son: cable refrigerado por presión de gas o el cable refrigerado por aceite a presión o el cable. Actualmente ya no se realizan nuevos proyectos con este tipo de cables, pero se pueden encontrar en sistemas antiguos que sigan en operación. Una tecnología desarrollada recientemente son los cables HVDC Light, es una tipología de cable nueva y especial desarrollada por ABB en los últimos años. Se basa en el aislamiento extruido, no contiene fluidos aislantes o refrigerantes, su resistencia y flexibilidad hacen una cómoda instalación tanto como para cables subterráneos y submarino. En un futuro se espera que esta tecnología sea la dominante.



Figura 25: Cable refrigerado por aceite a presión (Fuente: ZMS Cable).



Figura 26: Cable HVDC Light (Fuente: ABB).

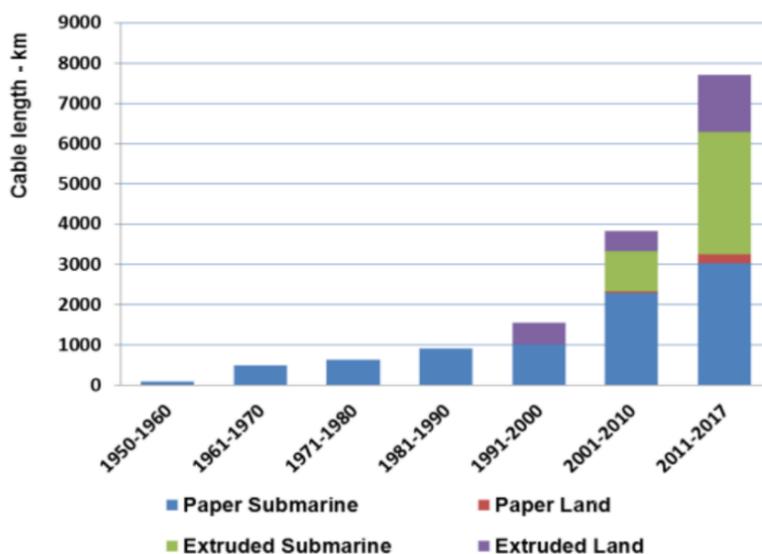


Figura 27: Evolución de la distribución de la tipología de cables empleados (Fuente: Comisión Europea).

A partir del inicio del año 2000, la tipología de cable XLPE para instalaciones submarinas apareció en el mercado y fue el tipo de aislamiento elegido para la realización de la mayor parte de los cableados submarinos, como se ve reflejado en la *Figura 27*. Por esta razón, en esta sección nos centraremos en describir la arquitectura constructiva de un cable submarino HVDC con aislamiento XLPE, así como las propiedades eléctricas y mecánicas del cable descrito. En los proyectos de conexiones submarinas se utilizan cables hechos a medida para ajustarse más a los requerimientos y a las características particulares de cada ruta. Solo en raras ocasiones se pueden obtener cables submarinos de secciones estandarizadas en stock.

La tecnología de aislamiento XLPE [29] [30], se basa en el uso del polietileno como material principal, presenta una composición optimizada con baja conductividad de corriente continua, limitación de los efectos de las cargas espaciales y alta resistencia a la ruptura por impulso. Para su correcta utilización es necesario mitigar el riesgo de fugas térmicas porque se alcanzan temperaturas muy altas en el cable mediante la limpieza del XLPE para lograr unas buenas propiedades finales. El proceso de reticulación permite estabilizar el material aislante mediante la eliminación de los peróxidos que contiene. Este proceso determina la presencia de subproductos de reticulación en el aislamiento (como metano, alcohol, acetofenona, etc.) que



disminuyen la pureza del aislante. Estos subproductos deben eliminarse tras la reticulación, mediante un tratamiento térmico específico conocido como "desgasificación". La desgasificación reduce la cantidad de subproductos residuales presentes en el cable. El rendimiento eléctrico y termo-mecánico debe seleccionarse adecuadamente para garantizar un funcionamiento fiable del sistema a unos niveles de tensión cada vez mayores.

Con la aparición de nuevos materiales XLPE que presentan mayor pureza y menor conductividad eléctrica, se pueden aumentar las tensiones eléctricas máximas admisibles en el aislamiento (en comparación con los materiales XLPE anteriores), lo que significa que la conductividad es más estable en condiciones de frío y calor. Como resultado, es posible alcanzar niveles de tensión de hasta 600 kV en cables menos pesados, ya que el espesor de los aislantes se ven reducidos por sus mejores cualidades térmicas, logrando a su vez cables más económicos.



12 SIMULACIÓN CABLES HVDC

12.1 DESCRIPCIÓN DEL CABLE

La estructura constructiva de los cables con relación a sus capas y materiales no varía con el nivel de tensión que soporta dicho cable, que se diferencia en los diámetros y espesores de cada capa. En nuestro caso, el cable de estudio [31] tiene una tensión nominal de funcionamiento de 320 kV. El cable está formado por 10 capas diferentes que sirven para aislar el cable eléctricamente y del agua que le rodea, además mejoran sus propiedades mecánicas evitando torsiones o roturas. El diámetro total del cable es de 135 mm, lo que resulta en una sección total de 143,13 cm². Las capas [32] que componen el aislante de nuestro cable son:

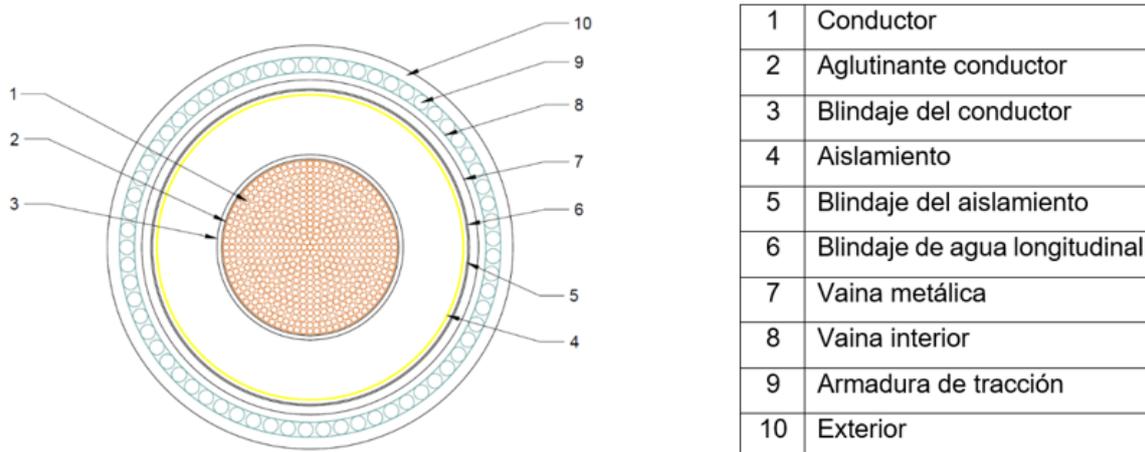


Figura 28: Representación de la sección y composición del cable.

1- **Conductor:** Formado por hilos perfilados de cobre con un diámetro de 57,6 mm. El conductor está compuesto por cables de cobre desnudos agrupados de manera compacta que se rellenan con un compuesto bloqueador de agua de grado marino. A parte del cobre se podría utilizar también el aluminio como conductor, pero el cobre ofrece mejores características eléctricas, ya que, para una misma ampacidad, garantiza una menor sección y menores pérdidas por efecto Joules. La principal ventaja que puede ofrecer el aluminio en comparación con el cobre es el peso, debido a que es menos denso.



- 2- **Aglutinante conductor:** Fabricado con cintas hinchables semiconductoras de 0,6 mm de espesor que logran una interfaz eléctrica suave con el aislamiento, es decir, evita que se concentren las cargas en la superficie del conductor para suavizar el campo eléctrico entre el conductor y el aislamiento garantizando un campo eléctrico radial. Además, sirve como pegamento entre el conductor y el aislamiento, permitiendo que ambas capas se adhieran perfectamente entre sí, eliminando cualquier posible imperfección.
- 3- **Blindaje del conductor:** Fabricado con un polímero semiconductor de 1,5 mm de espesor. Se podría considerar parte de la capa anterior porque tienen la misma funcionalidad. Asimismo, ofrece una protección extra al conductor, protegiéndole de la humedad.
- 4- **Aislamiento:** Conformado por polímero reticulado (XLPE bajo en peróxido) de 20 mm de espesor. Es la capa más ancha de todas por ser el aislante principal que se encarga de soportar la alta tensión y prevenir la aparición de descargas eléctricas. Cuando se fabrica el cable, es muy importante que la pureza del aislamiento sea máxima y las impurezas mínimas, ya que cualquier defecto por pequeño que sea, puede provocar que el cable sea inservible, por eso, el aislante se extruye directamente sobre la pantalla del conductor.
- 5- **Blindaje del aislamiento:** Formado por un polímero semiconductor de 1,4 mm de espesor. Es una capa protectora del aislamiento que mantiene una operación estable asegurando un desempeño adecuado a largo plazo.
- 6- **Barrera del agua longitudinal:** Fabricado con cinta semiconductoras que se hincha cuando entra en contacto con el agua de 0,6 mm de espesor. Su funcionalidad es impedir que el agua y la humedad penetren en el conductor.
- 7- **Vaina metálica:** Formada por una aleación de plomo extruido de 2,9 mm de espesor. Su utilización asegura una mayor vida útil del conductor porque protege contra la corrosión y degradación de los materiales a causa del agua. Además, al ser un metal que no conduce bien la electricidad y con un alto punto de fusión protege contra posibles fugas de corriente o cambios bruscos de la temperatura.



- 8- **Vaina interior:** Conformada con un polímero aislante de alta densidad (polietileno) de 2,5 mm de espesor que evita cualquier fallo eléctrico producido por sobrevoltajes inducidos.
- 9- **Armadura de tracción:** Creada con alambre de acero que tiene en total 5 mm de espesor. Los alambres suelen ser redondos de acero galvanizado de una o dos capas, bañados con betún como protección anticorrosiva adicional. También están disponibles diseños de armadura de acero de doble capa o compuesto para aplicaciones de gran profundidad.
- 10- **Exterior:** Es la última capa del cable, está compuesta por hilo de polipropileno que protege contra la abrasión, reduce la fricción del cable y protege contra factores externos químicos o medioambientales. Su espesor total es de 4 mm.

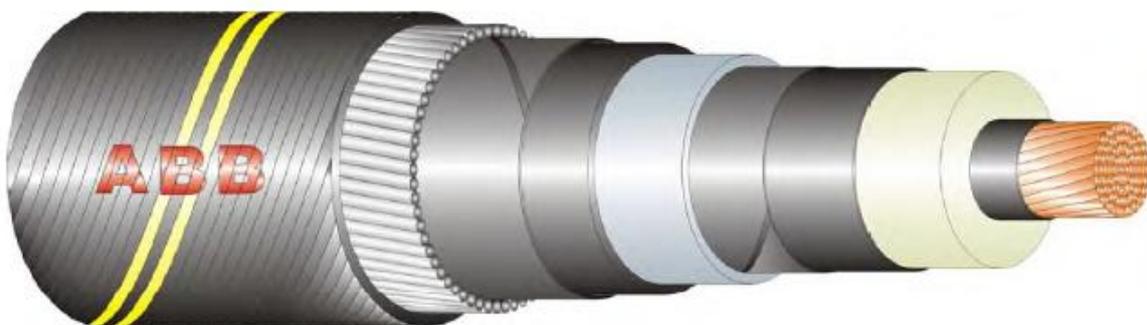


Figura 29: Representación 3D del cable (Fuente: ABB).



Las características eléctricas del cable que se va a analizar son:

Tabla 2: Propiedades eléctricas del cable

PROPIEDADES ELÉCTRICAS	
Tensión nominal, U_0	± 320 kV
Potencia máxima	1.000 MW
Material del conductor	Cobre
Nivel de resistencia al impulso de conmutación iniciado desde U_0	693 kV
Capacitancia	0,28 μ F/km
Inductancia	0,127 mH/km
Impedancia de sobretensión	21,4 ohm
Corriente de cortocircuito máxima admisible en la malla metálica durante 0,2 segundos para una temperatura de 70°C	24 kA
Corriente de cortocircuito máxima admisible en el conductor durante 0,2 segundos para una temperatura de 70°C	12 kA
Nivel de resistencia al impulso de conmutación iniciado desde U_0 hasta voltaje en polaridad opuesta	378 kV
Corriente continua nominal en las condiciones de instalación	1.684 A
Temperatura máxima del conductor en funcionamiento normal	70 °C
Resistencia a 20°C	0,0072 ohm/km
Resistencia a la máxima temperatura del conductor	0,0087 ohm/km
Pérdidas a corriente nominal	23,3 W/m



Las propiedades mecánicas del cable son las siguientes:

Tabla 3: Propiedades mecánicas del cable.

PROPIEDADES MECÁNICAS	
Peso del cable en aire	52.4 kg/m
Peso del cable en agua	38.1 kg/m
Profundidad de agua máxima permitida	116 m
Radio de curvatura mínimo a alta tensión	2 m
Radio de curvatura mínimo a baja tensión	1.6 m
Diámetro de bobinado mínimo	12.2 m
Fuera máxima de tracción	210 kN
Presión máxima en la pared lateral	90 kN/m

Tabla 4: Propiedades mecánicas del cable.

Las propiedades del cable expuestas en la *Tabla 2* y *Tabla 3* han sido obtenidas para unas condiciones de diseño concretas de instalación (dos cables enterrados en el lecho marino). Estas condiciones se ven resumidas en la siguiente tabla.

Tabla 5: Condiciones de diseño de la instalación.

Tipo de instalación	Número de cables	Profundidad de enterramiento (parte superior cable)	Separación de cables máxima	Temperatura (°C)	Resistividad térmica suelo (K*cm/W)
Trinchera submarina	2	1533 mm	0	20	154



12.2 CÁLCULOS PREVIOS

Una vez tenemos definida la geometría del cable podemos realizar una simulación para observar cuál es su comportamiento térmico. Para ello utilizaremos el programa ANSYS FLUENT que utiliza el método de elementos finitos para realizar los cálculos.

El primer paso antes de realizar la simulación es definir las propiedades térmicas de cada material utilizado. La conductividad térmica (K) [33] es una propiedad característica de cada material que mide la capacidad de conducción de los materiales. Su valor depende de factores como la presión, temperatura o material. Aunque dependa de valores externos, la conductividad térmica de un material específico varía muy ligeramente, en consecuencia, para simplificar los cálculos se suele considerar constante por material. Los materiales conductores tienen valores elevados de esta constante, ya que transmiten con facilidad el calor. Si el valor de la conductividad térmica de un material es bajo se trata de un material que es buen aislante.

$$K = \frac{\dot{q}}{|\Delta T|} \quad [W/mK] \quad (5)$$

Existen tablas en donde se puede encontrar la conductividad térmica de cada material. El valor de la conductividad térmica de los materiales del cable escogido es:

Tabla 6: Valores conductividad térmica de los materiales [34]

MATERIAL	K [W/mK]
Cobre	386
Polímeros semiconductores	0,4
Aislamiento XLPE	0,35
Plomo	36,6
Polímero aislante de alta densidad	0,45
Acero	50
Polipropileno	0,25
Terreno	0,64935



El cable se encuentra enterrado bajo el suelo marino una profundidad de 1,53 metros. Para realizar la simulación tenemos que suponer que ha cierta distancia del cable, la temperatura del suelo no varía y permanece constante a una temperatura de 20 °C. Sin embargo, en la superficie superior del terreno hay contacto con agua. El agua es un material conocido por su capacidad refrigerante que se utiliza en la industria para enfriar máquinas, reactores o fluidos, por poner un ejemplo. Al estar el agua en estado líquido y suelo en estado sólido ocurrirá un proceso de convección [33] en donde se transfiere calor entre un fluido y un sólido. Los parámetros importantes en este proceso son: el coeficiente pelicular (h_c) y la temperatura del fluido (T_F). El coeficiente de convección no es constante en cada material, sino que depende del comportamiento que tenga en ese momento el fluido (velocidad, temperatura, estado...). Principalmente el coeficiente varía en función de si hay convección forzada o simple, siendo mayor en el primer caso y menor en el segundo. En las condiciones de trabajo de nuestro cable (100 metros de profundidad) podemos determinar que estos parámetros toman los siguientes valores:

$$h_c = [300-12.000] \text{ W/m}^2\text{K} \quad [33]$$

$$T_F = 20 \text{ }^\circ\text{C} = 293,15 \text{ K} \quad [35]$$

Una vez definidos todos los valores anteriores solo queda por definir las propiedades del conductor. El calor que el cable expulse dependerá de las pérdidas eléctricas del conductor por unidad de longitud. Estas pérdidas dependen directamente de la resistencia del cobre y de la corriente que transporta.

La resistencia térmica varía en función de la temperatura del cable según la siguiente ecuación. [36]

$$R_2 = R_1(1 + \alpha(T_2 - T_1)) \quad (6)$$

donde:

- R_2 = Resistencia (Ω) a temperatura T_2 ($^\circ\text{C}$).
- R_1 = Resistencia (Ω) a temperatura T_1 ($^\circ\text{C}$).
- α = coeficiente de temperatura, propio de cada material.



El valor de la resistencia al no ser constante varía en el tiempo y depende del estado en el que se encuentre el cable (estacionario o transitorio). Para realizar la simulación el cable se encuentra en estado estacionario bajo las condiciones normales de funcionamiento. El valor de resistencia en este caso se corresponde con el obtenido para temperatura máxima de funcionamiento en condiciones nominales. Este valor le aporta directamente el fabricante en la *Tabla 2*.

$$R = 0,0087 \Omega/\text{km}$$

La simulación se va a realizar de un único cable enterrado. Las condiciones de instalación ofrecidas por el fabricante corresponden a un diseño compuesto por dos cables, en consecuencia, los valores nominales de la corriente y las pérdidas no son válidos para nuestro caso de simulación y es necesario recalcularles. El objetivo que queremos lograr es mantener la misma temperatura de funcionamiento en régimen permanente (70 °C) pero con un único cable en vez de dos.

Para ello utilizaremos las normas UNE 21144-1-1 [37] y UNE 21144-2-1 [38] que muestran como calcular la intensidad que circula por un único conductor en función de la diferencia de temperaturas que se desea. La intensidad de corriente admisible en un cable para corriente continua se obtiene por la siguiente simplificación de la fórmula para corriente alterna:

$$I = \left(\frac{\Delta\theta}{R'T_1 + nR'T_2 + nR'(T_3 + T_4)} \right) \quad (7)$$

donde:

- R' = resistencia del conductor en corriente continua a su temperatura de servicio (Ω/m)
- $\Delta\theta$ = calentamiento del conductor respecto a la temperatura ambiente (K)
- n = número de conductores asilados
- T_1 = es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre el conductor y la envolvente ($\text{K}^*\text{m}/\text{W}$).
- T_2 = es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del relleno de aislamiento entre la envolvente y la armadura ($\text{K}^*\text{m}/\text{W}$).



- T_3 = es la resistencia térmica, por unidad de longitud, del revestimiento exterior del cable ($K \cdot m/W$).
- T_4 = es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre la superficie del cable y el medio circundante ($K \cdot m/W$).

Para calcular la intensidad es necesario calcular las resistencias térmicas requeridas en la fórmula.

$$T_1 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_1}{d_c} \right] \quad (8)$$

donde:

- t_1 = es el espesor del asilamiento entre el conductor y envolvente (mm).
- D'_a = diámetro exterior de armadura (mm).
- ρ_T = resistividad térmica del aislamiento ($K \cdot m/W$).

$$T_1 = \ln \frac{0,35^{-1}}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2 * 24,1}{57,6} \right] = 0,27648 \frac{K * m}{W}$$

El valor de la resistencia térmica T_2 es:

$$T_2 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_2}{D_s} \right] \quad (9)$$

donde:

- t_2 = es el espesor del revestimiento de la armadura (mm).
- D_s = diámetro exterior de la cubierta (mm).

$$T_2 = \frac{0,45^{-1}}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2 * 2,5}{111,6} \right] = 0,01550106 \frac{K * m}{W}$$



El valor de la resistencia térmica T_3 es:

$$T_3 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_3}{D'_a} \right] \quad (10)$$

donde:

- t_3 = es el espesor del revestimiento exterior (mm).
- D'_a = diámetro exterior de armadura (mm).

$$T_3 = \frac{0,25^{-1}}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2 * 4}{126,6} \right] = 0,0390088 \frac{K * m}{W}$$

El valor de la resistencia térmica T_4 es:

$$T_4 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[u + \sqrt{u^2 - 1} \right] \quad (11)$$

donde:

- ρ_T = resistividad térmica del suelo ($K * m / W$).
- $u = 2 * L / D_e$
- D_e = diámetro exterior del cable (mm).
- L = distancia de la superficie del suelo al eje del cable (mm).

$$T_4 = \frac{1,54}{2\pi} \ln \left[2 * \frac{1,533}{0,135} + \sqrt{\left(2 * \frac{1,533}{0,135} \right)^2 - 1} \right] = 0,9457 \frac{K * m}{W}$$

Sustituyendo los valores obtenidos en la ecuación 7:

$$I = \left(\frac{70 - 20}{0,0087 * 10^{-3} * (0,27648 + 0,015501 + 0,039088 + 0,9351)} \right)^{0,5} = 2121,7 A$$



Este es el valor de intensidad que tendrá nuestro cable en la simulación para que su comportamiento sea equivalente al de la instalación real. Con este valor de corriente ya podemos calcular el valor de las pérdidas eléctricas que se producirán.

$$P = R * I^2 = 0,0087 * 2.121,7^2 = 39,16 W/m$$

El valor obtenido da las pérdidas por metro lineal. Sin embargo, la magnitud del calor generado en el interior de un sólido tiene unidades de W/m^3 . Para adquirir el valor del calor generado real debemos de dividir la potencia por la sección del conductor.

$$q_G = \frac{P}{S} = \frac{39,16}{0,0025} = 15.665,62 W/m^3$$

En el estudio térmico del cable se considera que es un cilindro infinito, debido a que su longitud es mucho más mayor que su sección. Para la generación de la geometría en el programa ANSYS FLUENT se hará una representación 3D del cable de unos 10 centímetros de longitud. Al ser un cuerpo infinito, los extremos del cable no influyen en la distribución de sus temperaturas y las condiciones de borde se desprecian. De este modo se simplifica mucho el problema al tener una distribución de calor radial. Además, el cable se encuentra la mayor parte del tiempo funcionando a potencia nominal en estado estacionario. Estas dos condiciones simplifican mucho el problema al tener una distribución del calor radial y al poder despreciar el estado transitorio.

Para resumir los cálculos realizados elaboramos una tabla que refleje los valores finales de nuestro diseño (modelo 2). Estos parámetros serán los que se van a introducir en la simulación.



Tabla 7: Comparación de modelos

	MODELO 1	MODELO 2
Número de Cables	2	1
Temperatura funcionamiento (°C)	70	70
Temperatura inicial (°C)	20	20
Intensidad (A)	1684	23,3
Pérdidas (W/m)	23,3	39,16
Calor generado (W/m ³)	9.320	15.666
Coefficiente de convección (W/m ³ K)	5.000	5.000

12.3 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN

Una vez están establecidas las condiciones de funcionamiento del modelo planteado, es el momento de realizar la simulación térmica. El primer paso es definir la geometría del modelo. La geometría se define directamente en el programa Ansys Fluent [39]. Una vez la geometría haya sido definida, se deben de introducir las condiciones térmicas de contorno que describen el funcionamiento real del cable (convección, generación de calor y temperaturas de borde).



Figura 30: Geometría.

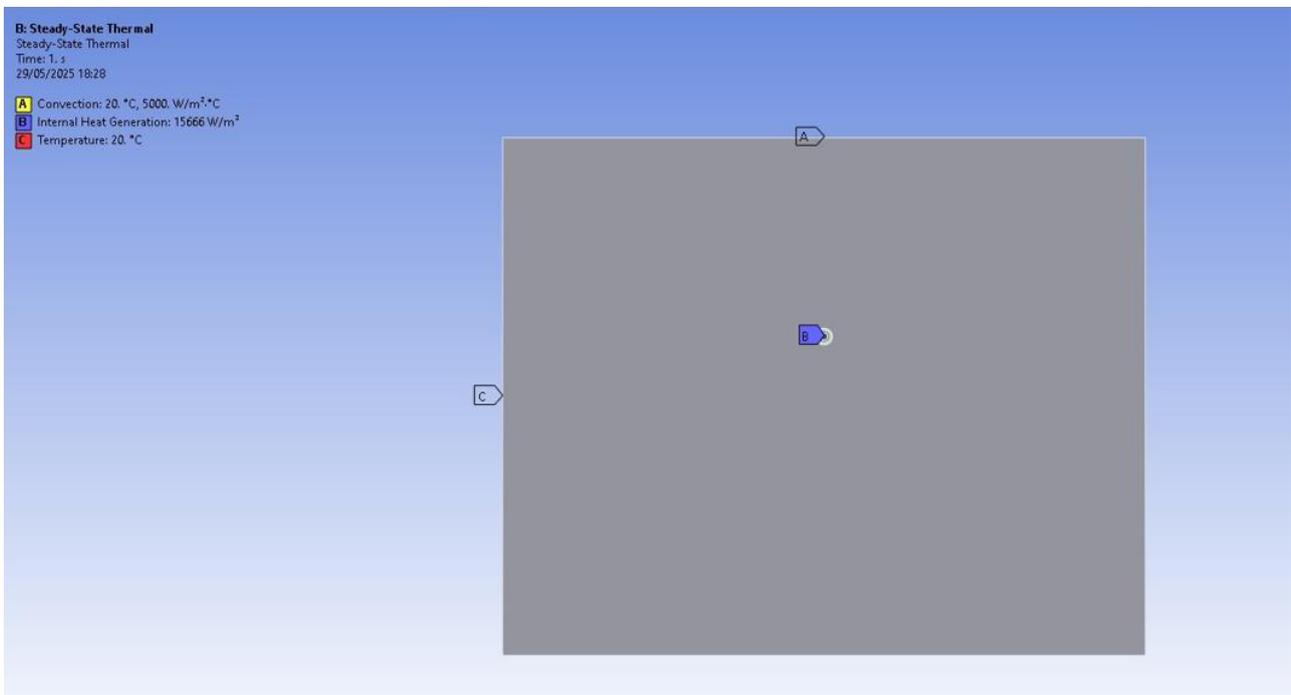


Figura 31: Condiciones del modelo.



Con los parámetros del diseño ya especificados podemos realizar el cálculo térmico. El objetivo es obtener la distribución de temperaturas que tendrán lugar en el cable y su entorno. Antes de todo, es importante haber definido el material del que está compuesto cada geometría, debido a que la conductividad térmica de cada material interviene en la transferencia de calor.

El cálculo térmico se realiza mediante el método de elementos finitos. Este método utiliza una malla que divide al cuerpo para hacer los cálculos. Cada elemento de esta malla definirá una temperatura y para que los resultados sean precisos, estos elementos de malla deben de ser de un tamaño lo suficientemente adecuado como para que se represente bien la distribución térmica. En el diseño planteado, los elementos de malla que se encuentren en el cable han de ser lo suficientemente pequeños como para representar cada capa del aislamiento a la perfección.

Finalmente, cuando ya tenemos la malla definida podemos realizar la simulación. El análisis térmico de la simulación ofrece los siguientes resultados [40]:

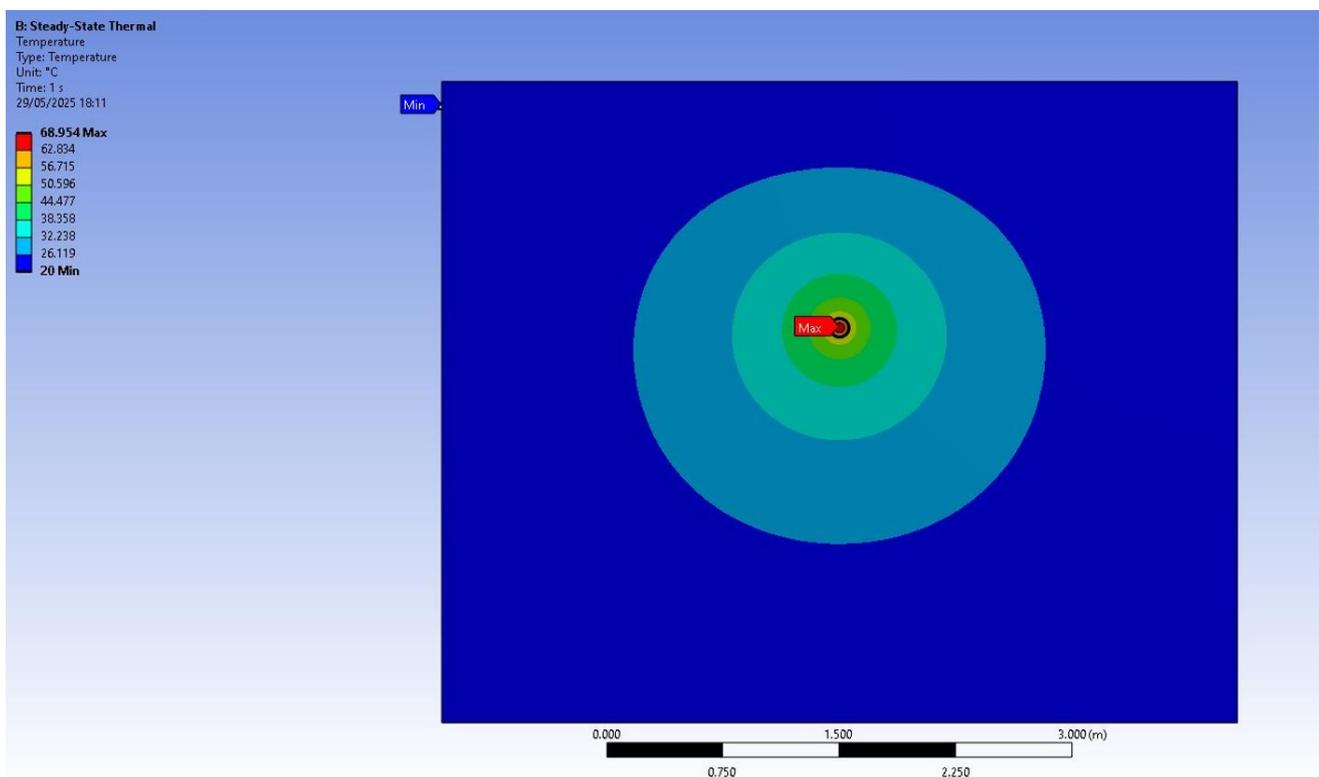


Figura 32: Distribución de temperaturas.



En la *Figura 32* observamos como es la distribución de las temperaturas en el cable y en el entorno. Con esta información podemos deducir como es el comportamiento del cable obteniendo las siguientes conclusiones:

- La temperatura máxima se encuentra en el centro del cable, en concreto en el conductor que es la fuente emisora de calor. La temperatura máxima alcanza los 68,95 °C. Se cumple la condición requerida en el diseño de obtener una temperatura máxima de funcionamiento del cable en condiciones normales de 70 °C.
- La tierra que se encuentra próxima al cable sufre un incremento de temperatura que aumenta su valor hasta los 55 °C.
- A medida que nos vamos alejando del cable, la temperatura disminuye uniformemente en todas las direcciones hasta llegar a la temperatura inicial de la tierra, 20 °C. Se puede deducir que se produce una disipación concéntrica simétrica de calor (gradiente térmico radial).
- A partir de los 1,5 metros de distancia del centro del cable, los valores de la temperatura del terreno se aproximan a los 20 °C a los que se encuentra el lecho marino. El cable en estas condiciones tiene un radio de acción térmica de aproximadamente 1,5 metros.
- En el eje Y debido a la acción del agua, hay una pequeña variación en la distribución que hace que no sea perfectamente cilíndrica. El intercambio de calor con el agua causa una reducción del radio de acción logrando alcanzar la temperatura de equilibrio en menor distancia.

Para ver mejor el comportamiento de las temperaturas y su evolución en el terreno que rodea al cable, realizamos una gráfica que represente su cambio en función de la distancia al exterior del cable. Para ello medimos cual es la temperatura en puntos que están separados 0,075 metros desde el exterior del cable hasta los casi 2 metros de distancia.

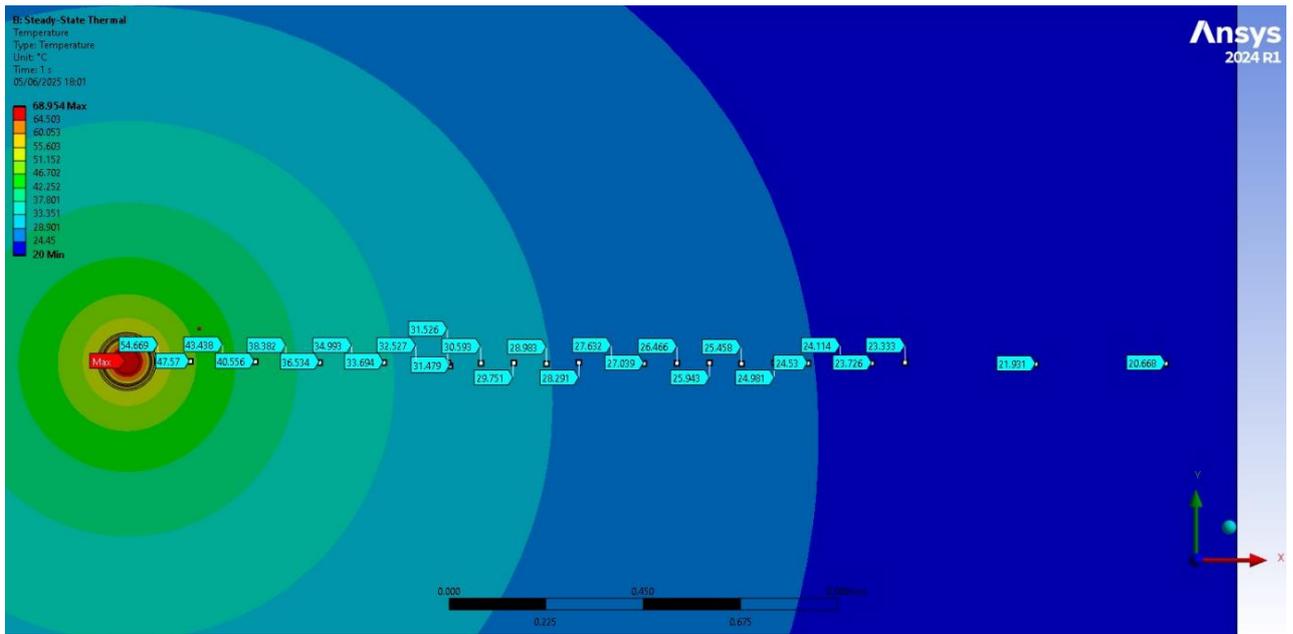


Figura 33: Valores temperaturas.

TEMPERATURAS EN EL TERRENO

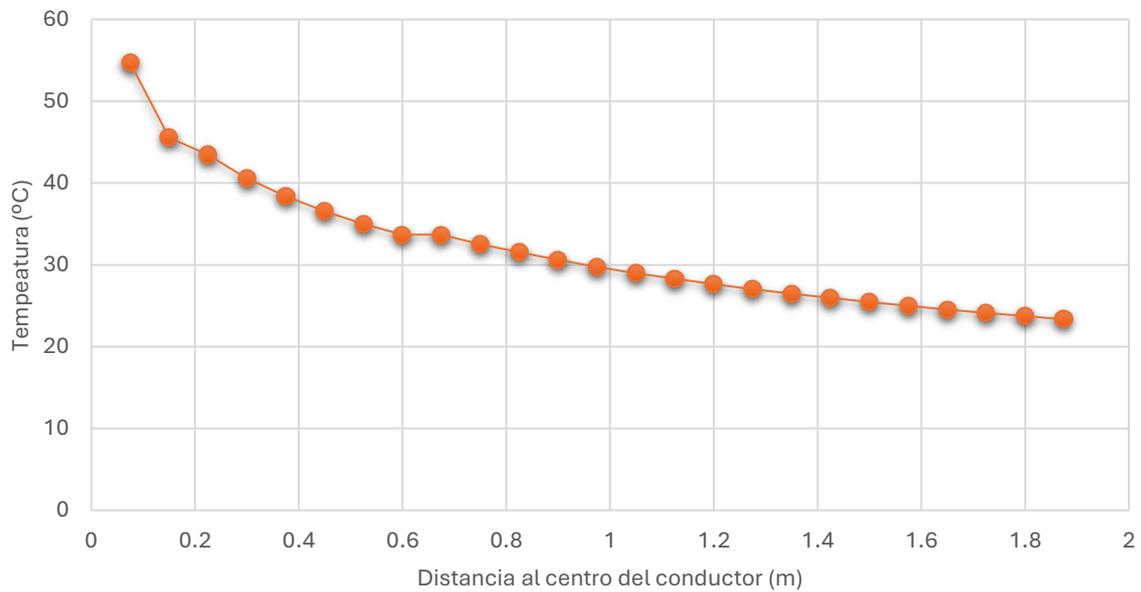


Figura 34: Gráfica de la temperatura en el terreno.



En la *Figura 34* se observa con más detalle cómo es la variación de la temperatura. Como la gráfica muestra solo como es la distribución de temperaturas en el lecho marino la tendencia de los puntos es lineal de pendiente única. La pendiente de la línea depende directamente de lo aislante que es el material, es decir, del valor de su conductividad térmica (K). En este caso el valor que tiene es bastante bajo (0,65), esto significa que no conduce bien el calor y por lo tanto que es un buen aislante térmico. Como consecuencia, se alcanza la temperatura inicial de terrero (20°C) en un espacio reducido. Si el cable se hubiera encontrado rodeado de otro material menos aislante el radio de perturbación del cable sería mayor, teniendo un impacto negativo en el medio.

Una vez analizado lo que ocurre en el exterior del cable, realizamos un análisis de lo que sucede en el cable.

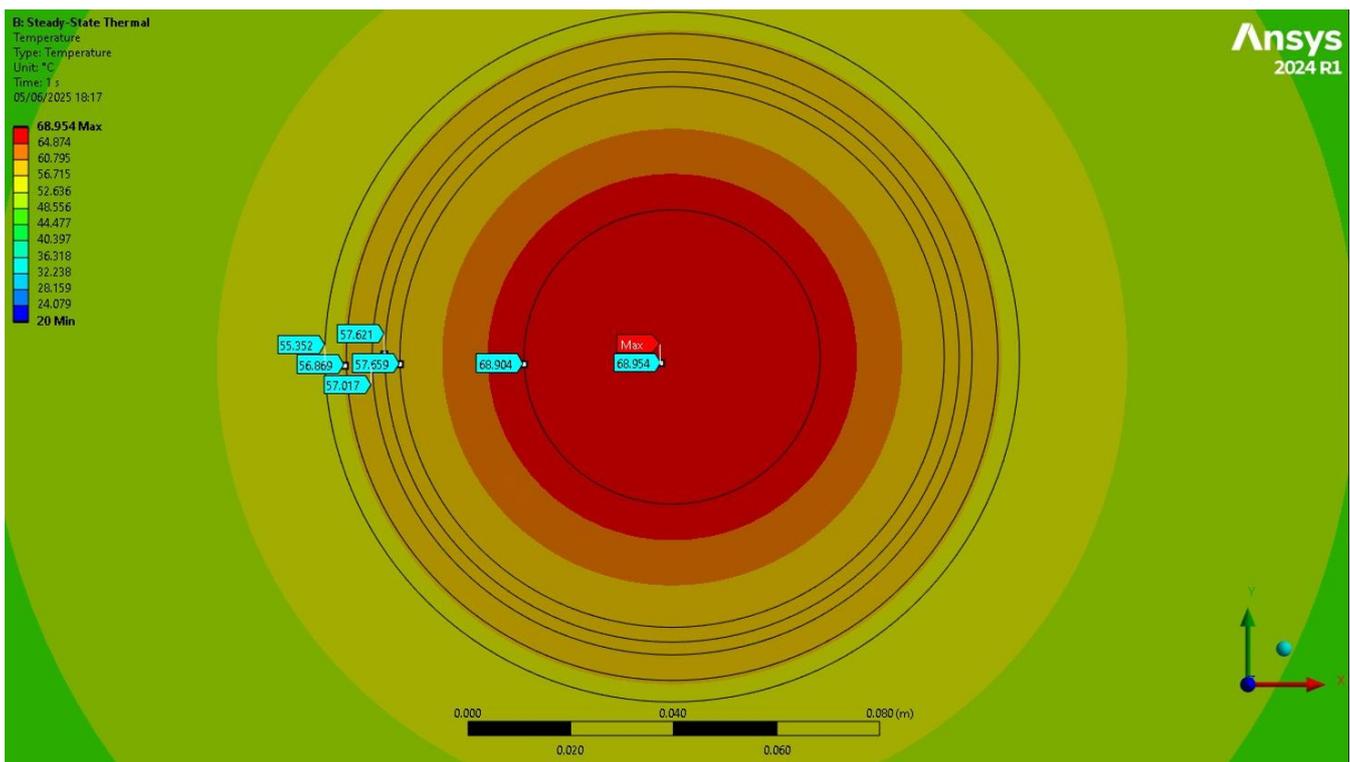


Figura 35: Temperaturas en el cable

En la *Figura 35* se representa con profundidad la distribución de temperaturas que sufre el cable. De la representación podemos sacar varias conclusiones:



- En el cable se produce un descenso total de temperaturas desde los 68,95 °C hasta los 55,4 °C que se encuentran en la capa exterior del cable.
- La temperatura máxima se encuentra en el centro del conductor al ser la fuente intrínseca de calor. Todo el conductor se encuentra prácticamente a la misma temperatura, solo hay una pequeña variación del centro al borde, del orden de las décimas de grado. Esto ocurre debido a lo pequeño que es el conductor en función con el calor generado en su interior. Además, el cobre es un material con alta resistividad que transmite muy bien el calor, por eso no se generan bajadas de temperaturas.
- Las capas 2, 3, 4, 5 y 6 se pueden considerar como única capa debido a que su conductividad térmica es muy parecida y se pueden interpretar de un material único. La temperatura en el interior de la capa es de 68,94 °C y en su exterior hay 57,73 °C. Es la capa en donde se produce mayor descenso de temperaturas debido a ser el material aislante principal del cable. Su grosor y material (conductividad) consiguen un gran aislamiento térmico entre el conductor de alta temperatura y el resto del cable.
- En el resto de las capas, el descenso de temperaturas es muy leve. La causa de este comportamiento se debe a que la finalidad de estas capas no es aislar térmicamente el cable sino ofrecer diferentes habilidades mecánicas o eléctricas.

Para observar mejor el comportamiento térmico del cable, trasladamos la información obtenida en la simulación a una gráfica



TEMPERATURAS EN EL CABLE

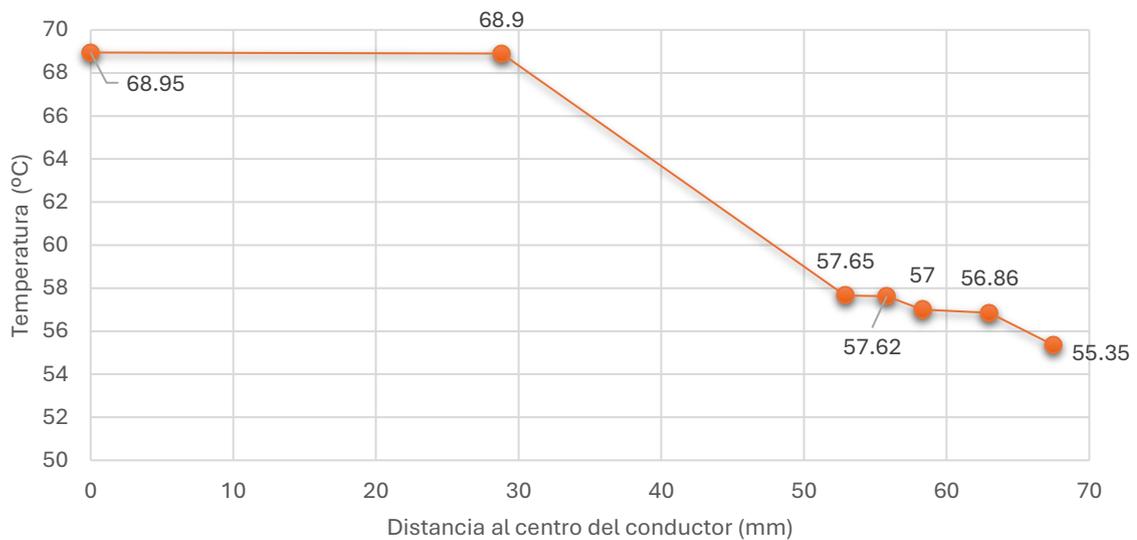


Figura 36: Gráfica temperaturas del cable.

En la *Figura 36* se puede observar cual es la distribución que sigue la temperatura en el cable. Se pueden diferenciar claramente cada uno de los aislamientos que componen el cable en función de la pendiente de la línea de tendencia. Se distinguen 6 tramos correspondientes cada uno de ellos con una capa del cable. Cuanto mayor pendiente tengan los tramos mayor aislantes serán.

Una vez analizado el modelo deseado del cable podemos concluir que térmicamente se comporta como esperábamos, alcanza los 70°C establecidos en las condiciones del diseño en régimen permanente. Esto ocurre debido a que está rodeado de tierra, y aunque sea buen aislante no es buen refrigerante y por esa razón se alcanza esa temperatura tan alta.

¿Qué pasaría si el cable se sitúa rodeado de agua en vez de enterrado bajo tierra? Para estudiar cual sería el comportamiento del cable en esta situación realizamos la simulación, pero eliminando la tierra del entorno. Las condiciones iniciales del problema siguen siendo las mismas $q_G=15.665 \text{ W/m}^3$ y convección con el agua ($k= 5.000 \text{ W/m}^2\text{K}$ y $T=20^\circ\text{C}$).

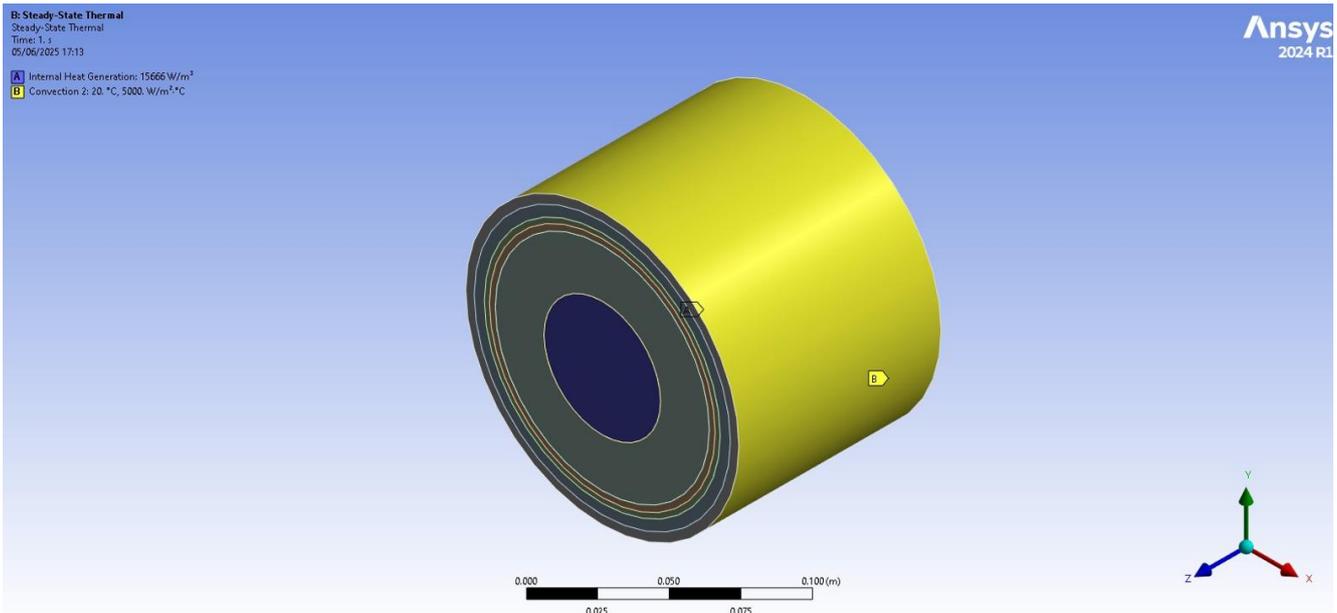


Figura 37: Modelo del cable sumergido en agua.

En esta situación la convección la encontramos en la zona de contacto del agua con el cable que coincide con el exterior del cable. Al ser el agua un fluido no es necesario representarla en el modelo, simplemente con poner el valor del coeficiente pelicular que le corresponde al agua en condiciones de diseño quedaría definida.

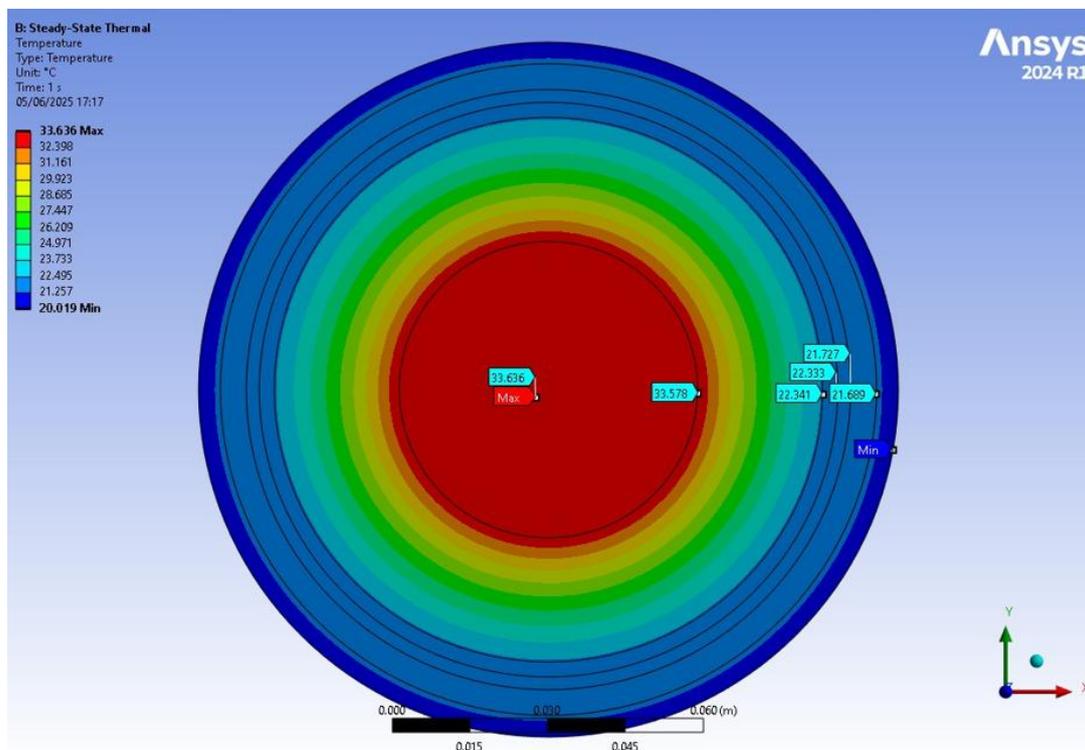


Figura 38: Distribución de temperaturas del cable en agua.



En la *Figura 38* quedan representadas las temperaturas cuando el cable se encuentra sumergido en agua en su totalidad. A primera vista encontramos una gran diferencia con el caso anterior.

- En este modelo, las temperaturas han bajado significativamente. Ahora el valor máximo que alcanza el cable es de $33,63^{\circ}\text{C}$. Se produce una bajada de 35°C .
- En el exterior del cable se alcanza la temperatura inicial del agua 20°C . El agua que rodea al cable no sufre un aumento de temperatura como pasaba en el caso anterior, en donde la tierra sufría un incremento de temperatura. En este caso al tratarse de un fluido que está en constante movimiento y al gran volumen que tiene en comparación del cable, no se producen cambios de temperatura.

Para poder comparar con más precisión los dos modelos estudiados, realizamos un gráfico en donde se muestren ambas evoluciones de temperaturas.

Comparación Temperaturas del Cable

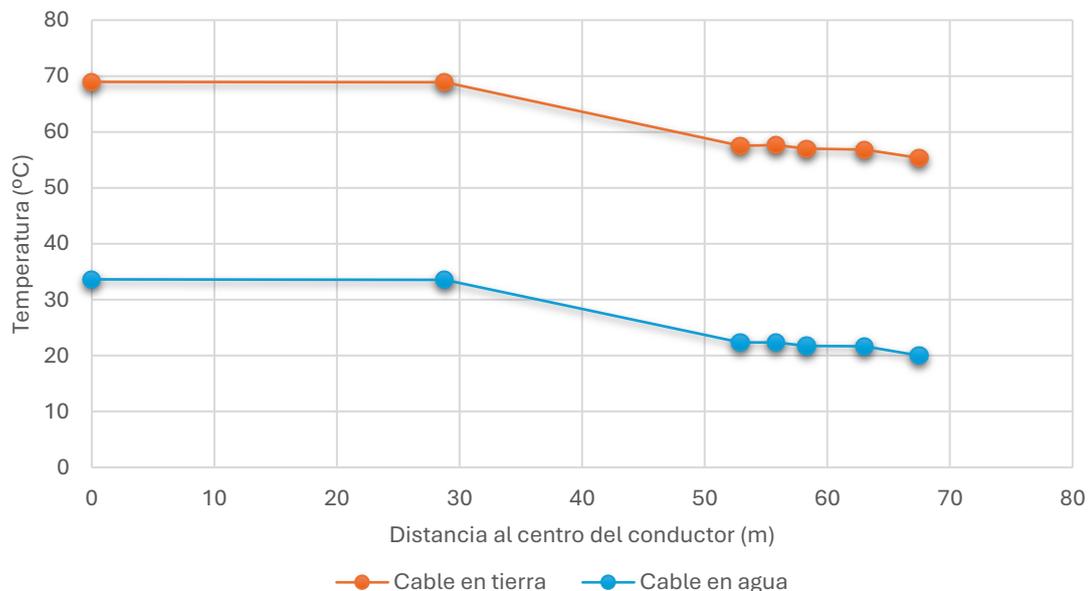


Figura 39: Comparación modelos tierra-agua.



En la gráfica se observa que ambos modelos son exactamente iguales en forma. Se distinguen las mismas zonas que representan cada una de las capas de aislamiento que conforman el cable. Las distribuciones son paralelas entre sí ya que las pendientes y la forma de la distribución dependen de los materiales que lo conforman no de las temperaturas. La diferencia entre modelos la encontramos en las temperaturas. En todo momento a lo largo del cable encontramos que en el modelo del agua se ha producido una disminución de 35°C.



13 CONCLUSIONES

Una vez finalizado este trabajo y alcanzados los objetivos planteados se obtienen varias conclusiones derivadas del marco teórico desarrollado y de las simulaciones térmicas realizadas.

La investigación teórica realizada muestra que el interés mundial por el desarrollo e implantación de los cables HVDC en el sistema eléctrico. En los próximos años la inversión y proyectos relacionados con este tipo de cables aumentará considerablemente convirtiéndolos en una tecnología de gran importancia en el sector eléctrico. Además, las ventajas que ofrece su uso en comparación con la tecnología de corriente alterna supone una superioridad de los cables HVDC cuando se trata de fomentar la inserción de las energías renovables en el sistema.

Del estudio práctico podemos obtener varias conclusiones en relación con el método de instalación de los cables marinos y sus aislamientos. La simulación muestra como son las temperaturas del cable cuando está sumergido en agua o enterrado en el lecho marino. Si comparamos ambos modelos, el agua refrigera mucho mejor el cable que la tierra, alcanzando temperaturas mucho más bajas. En la industria eléctrica se busca que los cables no se sobrecalienten para evitar problemas y por esta razón desde el punto de vista térmico es mejor que el cable se encuentre rodeado de agua. Sin embargo, como se ha explicado anteriormente, dejar los cables al desnudo en agua puede generar problemas mecánicos o fallos provenientes de factores externos. En este caso si tenemos en cuenta los factores mencionados el cable enterrado es el mejor de los dos modelos. En definitiva, cada modelo tiene sus ventajas y desventajas y el uso de uno u otro queda definido por las preferencias de diseño.

Desde mi experiencia personal la realización de este trabajo de fin de grado ha sido muy enriquecedora. Mi interés por el mundo electro-energético ha ido aumentando a medida que he ido completando mis estudios y poder finalizar mi carrera con un trabajo que trata sobre este tema me ha generado gran satisfacción.



Antes de la realización del trabajo no tenía conocimientos sobre este tipo de cables e instalaciones y haber podido realizar un trabajo de investigación desde cero para ir ampliando mis conocimientos hasta el punto de llegar a realizar un estudio totalmente completo ha sido muy placentero. He adquirido muchos conocimientos que pueden servirme en mi futuro tanto académico como profesional, además estos conocimientos quedan plasmados en esta memoria para que más personas puedan beneficiarse de ellos. Asimismo, la utilización del software Ansys Fluent me ha supuesto un gran reto ya que, aunque le he utilizado en alguna ocasión durante mis estudios, nunca lo había hecho con tanta profundidad. Gracias a esto he podido desarrollar nuevas habilidades técnicas adquirir un nivel básico en el manejo del software.



14 LINEAS FUTURAS DE TRABAJO

El trabajo realizado engloba el estudio de un tipo de cable HVDC y ciertas condiciones de funcionamiento específicas. En un futuro se pueden abrir líneas de trabajo no tratadas en este documento para obtener información más incisiva y amplia del comportamiento de los cables HVDC.

El estudio de lo que ocurre en un caso transitorio en donde se produce un cambio en las condiciones eléctricas de funcionamiento resulta fundamental. Conocer el comportamiento térmico que sufre en cable en la conexión o desconexión repentina puede suponer un análisis importante para entender cómo se comporta el cable térmicamente en esta situación y las repercusiones que puede tener en su funcionamiento normal debido a grandes dientes de temperatura que pueden ocurrir.

Otra simulación que puede ser de interés es el estudio el comportamiento térmico en la zona en donde el cable se encuentra parcialmente rodeado de agua y parcialmente enterrado, una configuración que encontramos en las zonas próximas a convertidores o en los tramos de costa. En estas regiones al encontrarse el cable simultáneamente en dos entornos completamente diferentes se generan variaciones de temperaturas que conviene analizar en detalle.

Por otro lado, también es atractivo estudiar el comportamiento térmico de las demás tipologías de cables presentadas (MI, HVDC Light y refrigerados con aceite) no solo de cables con aislamiento XLPE como se hace en este trabajo.



15 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] «OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE», OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE. Accedido: 15 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/#>
- [2] ABB, «Technical Application Papers No. 24». 2017.
- [3] J. Paserba y Joseph. J. Cunningham, «DC Survival: Myth of the War of the Currents [History]», *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 22, n.º 3, pp. 104-109, may 2024.
- [4] J. Agudo Ramajo, «Estudio de conversión de una línea HVAC a HVDC.», Trabajo Fin de Grado, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, 2019. Accedido: 13 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: https://oa.upm.es/54450/1/TFG_JAVIER_AGUADO_RAMAJAJO.pdf
- [5] R. Berizzo, «Transmisión HVDC: corriente continua de alta tensión Una aproximación a la tecnología de transmisión en corriente directa de alto voltaje (HVDC), que ha tenido un gran impacto en la manera en que se transporta la energía en el mundo.», *Revista Ingeniería Eléctrica*, n.º 378, agosto de 2022. Accedido: 29 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.editores.com.ar/sites/default/files/berizzo_20220731_transmision_hvdc_corriente_continua_de_alta_tension.pdf
- [6] Narain. G. Hingorani y L. G. Gyugyi, *Understanding Facts. Concepts and Technology of Flexible AC Trasmision systems*. IEEE Press, 2000.
- [7] M. Á. Rodríguez, «Aislantes y Conductores». Universidad de Cantabria, 2015. Accedido: 30 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://personales.unican.es/rodrigma/pdfs/aislantes%20y%20conductores.pdf>
- [8] A. Moglestue, «60 años de HVDC», ABB, Zúrich, Suiza, 2014. Accedido: 24 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/669ee3967d5fb0c5c1257d20005fd6ad/32-41%20m434_ES_72dpi.pdf
- [9] «Rómulo Interconexión Eléctrica Península-Baleares», Red Electrica Española, ago. 2012. Accedido: 24 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/monograficoromulo.pdf>



- [10] IEA, «World Energy Outlook 2024», International Energy Agency, 2024. Accedido: 24 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c036b390-ba9c-4132-870b-ffb455148b63/WorldEnergyOutlook2024.pdf>
- [11] A. Alassi, S. Bañales, O. Ellabban, G. Adam, y C. MacIver, «HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook», en *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, 2019, pp. 530-554. Accedido: 22 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: [https://www-sciencedirect-com.unican.idm.oclc.org/science/article/pii/S1364032119302837](https://www.sciencedirect-com.unican.idm.oclc.org/science/article/pii/S1364032119302837)
- [12] «Global Wind Power Report», Fitch Solutions Country Industry Reports, Londres, jun. 2024. Accedido: 25 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.proquest.com/abicomplete/docview/3070624635/B84762F409D04CD04C DCPQ/26?accountid=14497&sourcetype=Reports>
- [13] «Global HVDC Cables Market Forecast 2024-2030: HVDC Cables Market Poised for Significant Growth Amidst Surge in Submarine and Underground Applications», Financial Services Monitor Worldwide, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.proquest.com/wire-feeds/global-hvdc-cables-market-forecast-2024-2030/docview/2917490779/se-2>
- [14] «Global HVDC Transmission Industry: Global HVDC Transmission Market to Reach \$12. 6 Billion by 2027. Amid the COVID-19 crisis, the global market for HVDC Transmission estimated at US\$8. 5 Billion in the year 2020, is projected to reach a revised size of US\$12», NASDAQ OMX's News Release Distribution Channel, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.proquest.com/wire-feeds/global-hvdc-transmission-industry/docview/2453024917/se-2>
- [15] *Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 500 kV*, TB496, abril de 2012.
- [16] *HVDC connection of offshore wind power plants*, TB619, mayo de 2015.
- [17] *Diagnostics and accelerated life endurance testing of polymeric materials for HVDC application*, TB636, noviembre de 2015.
- [18] *Designing HVDC grids for optimal reliability and availability performance*, TB713, diciembre de 2017.
- [19] *Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmissions at a rated voltage up to and including 800 Kv (2021)*, TB852, noviembre de 2021.



- [20] *Recommendations for testing DC lapped cables systems for power transmissions at a rated voltage up to and including 800 Kv*, TB853, noviembre de 2021.
- [21] IEEE Standards Committee, *2862-2020 - IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurements under AC Voltage with VHF/UHF Sensors during Routine Tests on Factory and Pre-Molded Joints of HVDC Extruded Cable Systems up to 800 kV*, marzo de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://ieeexplore-ieee-org.unican.idm.oclc.org/document/9374151>
- [22] IEEE Standards Committee, *1899-2017 - IEEE Guide for Establishing Basic Requirements for High-Voltage Direct-Current Transmission Protection and Control Equipment*, junio de 2017. [En línea]. Disponible en: <https://ieeexplore-ieee-org.unican.idm.oclc.org/document/7959586/versions#versions>
- [23] IEEE Standards Committee, *400.5-2021 - IEEE Guide for Field Testing of DC Shielded Power Cable Systems Rated 5 kV and Above with High Direct Current Test Voltages*, febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://ieeexplore-ieee-org.unican.idm.oclc.org/document/9721218>
- [24] IEEE Standards Committee, *1732-2017: IEEE Recommended Practice for Space Charge Measurements on High Voltage Direct-Current Extruded Cables for Rated Voltages up to 550kV*, junio de 2017.
- [25] M. Ardelean y P. Minnebo, «HVDC Submarine Power Cables in the World», European Commission, 2015. Accedido: 19 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <http://large.stanford.edu/courses/2022/ph240/yang1/docs/eur-27527-en.pdf>
- [26] «Las sales del mar: ¿son todos los mares igual de salados?», Asociación Española de desalación y reutilización. [En línea]. Disponible en: <https://aedyr.com/sales-mar-son-todos-mares-igual-salados/#:~:text=Se%20ha%20aceptado%20com%C3%BAnmente%20que,los%2035%20gramos%20por%20litro.>
- [27] Ingeniero Marino, «Buques Cableros y Sistema de Posicionamiento Dinámico», 2014. Accedido: 26 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://ingenieromarino.com/buques-cableros-y-sistema-de-posicionamiento-dinamico/>



- [28] K. H. AVILA MENDEZ y H. S. FIGUEROA TORRES, «LINEAS Y CABLES DE HVDC», Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena de Indias, 2006. Accedido: 4 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0033682.pdf>
- [29] PRYSMIAN, «525 kV HVDC. New cable systems for the energy transition.»
- [30] «HVDC Cables - The technology boost», oct. 2019. [En línea]. Disponible en: <https://ieeexplore-ieee-org.unican.idm.oclc.org/document/8740645>
- [31] ABB, «Submarine Cable Design Sheet – 1,000 MW».
- [32] G. Mazzanti y M. Marzinotto, *Extruded Cables for High-Voltage Direct-Current Transmission: Advances in Research and Development*. Wiley-IEEE Press, 2013. Accedido: 22 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://books.google.es/books?id=iYoBEAAAQBAJ&lpg=PR11&ots=PkelCFE6g&dq=evolution%20situation%20of%20HVDC%20cables&lr&hl=es&pg=PR1#v=onepage&q&f=false>
- [33] P. Fernandez, «I. Principios básicos de transferencia de calor», en *Apuntes Ingeniería Térmica y de Fluidos*.
- [34] «Aislamiento Térmico», Erica Aislamiento-Estanchidad. Accedido: 3 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.eric.es/aislamiento-termico/>
- [35] Copernicus, «Temperatura del Océano Atlántico - Herramientas de visualización del océano». 10 de enero de 2024. Accedido: 2 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://marine.copernicus.eu/es/access-data/ocean-visualisation-tools/atlantic-ocean-temperature>
- [36] I. Arata, F. Arrufat, P. Palacios, y S. Folie, «Variación de la resistencia con la temperatura», Laboratorio de física 2- Unive. Favoloro, 2001. [En línea]. Disponible en: https://www.fisicarecreativa.com/informes/infor_em/var_resistencia_temperatura.pdf
- [37] *Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1-1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas.*, UNE 21144-1-1, 2012.
- [38] *Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.*, UNE 21144-2-1, 1997.



- [39] M. Boots, «Ansys Software Tutorial. Introduction to Ansys Fluent #1: First CFD Simulation». Ansys Academic Development Team, 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ansys.com/content/dam/amp/2023/december/quick-request/ansys-education-resources-23q4-part-1/intro-to-fluent-tutorial-tutiafflen24.pdf>
- [40] M. Boots, «Ansys Software Tutorial Introduction to Ansys Fluent #3: Steady State vs. Transient Simulation». Ansys Academic Development Team, 2024.



16 ANEXOS

1. Anexo 1: Data Sheet del cable

Docket No. _____
Exh. TDI-LE-4



2.2 Submarine Cable Design Sheet – 1,000 MW



DC Voltage	±320 kV	
Conductor		
Type / material	profiled strands / copper	
Cross-section	2,500 mm ²	
Water blocking compound		
Diameter	2.27 inches	(57.6 mm)
Conductor binder		
Material	semi-conductive swelling tape	
Thickness	24 mils	(0.6 mm)
Conductor shield		
Material	semi-conductive polymer	
Thickness	59 mils	(1.5 mm)
Insulation		
Material	cross-linked DC polymer	
Thickness	709 mils	(20 mm)
Insulation shield		
Material	semi-conductive polymer	
Thickness	55 mils	(1.4 mm)
Longitudinal water barrier		
Material	semi-conducting swell-able tape	
Thickness	24 mils	(0.6 mm)
Metallic sheath		
Type / material	extruded / lead alloy	
Thickness	114 mils	(2.9 mm)
Inner sheath		
Material	high-density polyethylene	
Thickness	98 mils	(2.5 mm)
Tensile armour		
Type / material	wire / steel	
Thickness	197 mils	(5 mm)
Outer serving		
Material	polypropylene yarn, 2 layers	
Thickness	157 mils	(4 mm)
Complete cable		
Diameter	5.31 inches	(135 mm)
Weight in air	35.2 lbs./ft.	(52.4 kg/m)
Weight in water	25.6 lbs./ft.	(38.1 kg/m)

Note: All data shall be considered nominal



2.3 Electrical Cable Properties

The submarine cable has the following electrical properties:

Rated continuous DC voltage, U_0	320 kV
Switching impulse withstand level (SIWL) started from U_0	698 kV
Subtractive SIWL started from U_0 to voltage at opposite polarity	378 kV
Rated continuous current under the installation conditions set out in Sections 2.5 and 2.6 below	1,638 A
Maximum conductor temperature in normal operation	70 °C
DC resistance at 20 °C	0.0022 ohm/1,000 ft. (0.0072 ohm/km)
DC resistance at maximum conductor temperature	0.0027 ohm/1,000 ft. (0.0087 ohm/km)
Losses at rated current	7.1 W/ft. and cable (23.3 W/m)
Capacitance	0.085 μ F/1,000 ft. (0.28 μ F/km)
Inductance (between conductor and metallic sheath)	0.039 mH/1,000 ft. (0.127 mH/km)
Surge impedance	21.4 ohm
Maximum permissible short-circuit current in the conductor during 0.2 s for 70 °C initial conductor temperature	24 kA
Maximum permissible short-circuit current in the metallic sheath during 0.2 s for 70 °C initial conductor temperature	12 kA



2.4 Mechanical Cable Properties

Weight of cable	
- in air	≈ 35.2 lbs./ft. (52.4 kg/m)
- in water	≈ 25.6 lbs./ft. (38.1 kg/m)
Maximum water depth	380 feet (116 m) near MP 54
Minimum bending radius	
- at laying (high tension)	6.4 feet (2.0 m)
- at handling (low tension)	5.1 feet (1.6 m)
Minimum coiling diameter	40.0 feet (12.2 m)
Maximum pulling force	47,200 lbs. (210 kN)
Maximum side wall pressure ¹⁾	6,000 lbs./ft. (90 kN/m)
$^1) SWP = \frac{\text{Pulling Force}}{\text{Bending Radius}}$	

2.5 Installation Conditions

The submarine cables will either be surface laid at water depths equal to or greater than 150 ft., buried in the lake bed at water depths less than 150 feet, or installed in HDDs at the landing site. Table 1 summarizes the assumed design conditions for the submarine cable segment in Lake Champlain:

Type of Installation	Burial Depth (Top of Cable)	Cable Separation at Maximum Burial Depth (C-C)	Temp (°C)	Thermal Resistivity (K.cm/W)
Underwater trench	5 ft. (1533 mm)	Zero (0)	20	154
HDD, PE 12", grouted	15 ft. (4,572 mm)	30 ft. (9,144 mm)	20	154

Table 1: Assumed ambient design conditions for submarine cable in Lake Champlain