

# Cẩm nang Công nghệ Việt Nam về Truyền tải và Vận chuyển năng lượng



EMBASSY  
OF DENMARK



Danish Energy Agency



MOIT



Đầu vào mô hình hóa  
hệ thống năng lượng  
Tháng 5 - 2026

CẨM NANG CÔNG NGHỆ VIỆT NAM  
VỀ TRUYỀN TẢI VÀ VẬN CHUYỂN  
NĂNG LƯỢNG

Đầu vào mô hình hóa hệ thống năng lượng

2026

# MỞ ĐẦU

Ngày nay, đổi mới công nghệ năng lượng đang phát triển với tốc độ rất nhanh. Cùng với sự phát triển của các hệ thống năng lượng, nhu cầu đánh giá chi phí, hiệu suất kỹ thuật và tác động môi trường của các công nghệ mới nổi – vốn phụ thuộc nhiều vào bối cảnh cụ thể – cũng ngày càng gia tăng. Do đó, việc có được thông tin đáng tin cậy và minh bạch về các đặc tính này là rất cần thiết cho công tác quy hoạch năng lượng dài hạn một cách hiệu quả.

Cẩm nang công nghệ này cung cấp một nền tảng kỹ thuật dựa trên tổng hợp, rà soát tài liệu cho nhiều loại công nghệ vận chuyển năng lượng phù hợp với bối cảnh Việt Nam. Tài liệu nhằm hỗ trợ công tác phân tích và quy hoạch cho hệ thống năng lượng tương lai của Việt Nam. Thông qua việc đưa ra các bộ dữ liệu và giả định nhất quán về chi phí, hiệu suất và tác động môi trường, cẩm nang góp phần giúp quy hoạch hệ thống năng lượng trở thành công cụ trung tâm trong việc khai thác tiềm năng của các công nghệ dựa trên năng lượng tái tạo.

Thông qua sự tham gia của nhiều bên liên quan trong quá trình thu thập dữ liệu và thông tin, toàn bộ các số liệu định lượng trong Cẩm nang công nghệ này đã được rà soát và thẩm định kỹ lưỡng bởi nhiều bên trong lĩnh vực năng lượng tại Việt Nam, bao gồm Cục Điện lực, các đơn vị thuộc Bộ Công Thương, Tập đoàn Điện lực Việt Nam, các nhà sản xuất điện độc lập, các chuyên gia trong nước và quốc tế, các tổ chức đối tác phát triển, cũng như các hiệp hội ngành năng lượng và các trường đại học. Sự tham gia của các bên liên quan là một yếu tố then chốt trong quá trình xây dựng, nhằm đảm bảo Cẩm nang công nghệ có tính đặc thù cao trong bối cảnh Việt Nam, được xây dựng trên cơ sở đồng thuận và có tính chính danh đối với các bên liên quan trong ngành năng lượng.

Cẩm nang Công nghệ sẽ hỗ trợ việc lập mô hình điện/năng lượng dài hạn tại Việt Nam và trợ giúp các cơ quan của chính phủ, các công ty năng lượng tư nhân, các nhóm chuyên gia và các tổ chức khác thông qua cung cấp một bộ dữ liệu chung về các công nghệ vận chuyển năng lượng ở Việt Nam trong tương lai, được công nhận rộng rãi trong ngành năng lượng.

Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam được xây dựng dựa trên phương pháp tiếp cận của Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch do Cục Năng lượng Đan Mạch và Energinet xây dựng thông qua quá trình tham vấn mở với các bên liên quan trong nhiều năm qua.

## **Bối cảnh**

Tài liệu này được xây dựng trong khuôn khổ Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch. Ấn phẩm đầu tiên của Cẩm nang Công nghệ sản xuất điện và lưu trữ điện năng Việt Nam được xuất bản vào năm 2019 và sau đó được cập nhật vào năm 2021 và năm 2023. Ấn phẩm lần này giới thiệu một Danh mục Công nghệ mới tập trung vào các công nghệ vận chuyển năng lượng, bao gồm cả truyền tải điện và vận chuyển nhiên liệu dưới các dạng khác nhau.

## **Chủ trì biên tập**

Cẩm nang Công nghệ này được xây dựng bởi Cục Điện lực (EAV), Viện Năng lượng, Cục Năng lượng Đan Mạch và Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội. Tài liệu này được xây dựng hoàn toàn bằng nguồn kinh phí của Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch.

## **Quyền tác giả**

Trừ trường hợp có yêu cầu khác, thông tin trong tài liệu này có thể sử dụng hoàn toàn tự do, được phép chia sẻ hoặc in tái bản, nhưng cần phải xác nhận về nguồn thông tin. Tài liệu này có thể trích dẫn với tựa đề EAV & DEA: Cẩm nang Công nghệ Việt Nam về Truyền tải và Vận chuyển năng lượng năm 2026 (2026).



**EMBASSY  
OF DENMARK**  
*Hanoi*



Danish Energy Agency



### **Công nhận sự đóng góp**

Hình ảnh được lấy từ Shutterstock và các nguồn báo chí Việt Nam, chỉ nhằm mục đích minh họa.

### **Liên hệ**

Ông Nguyễn Hoàng Linh, Chuyên viên chính, Phòng Kế hoạch - Quy hoạch, Cục Điện lực, Bộ Công Thương, Email: [linhnh@moit.gov.vn](mailto:linhnh@moit.gov.vn)

Bà Trần Hồng Việt, Quản lý Chương trình cấp cao, Năng lượng và Biến đổi khí hậu, Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội, Email: [thviet@um.dk](mailto:thviet@um.dk)

Bà Rúna Hoydal Brimnes, Cố vấn, Trung tâm Hợp tác toàn cầu, Cục Năng lượng Đan Mạch, Email: [rhbrm@ens.dk](mailto:rhbrm@ens.dk)

# MỤC LỤC

<b>Mở đầu .....</b>	<b>3</b>
Quyền tác giả .....	3
Công nhận sự đóng góp .....	4
<b>Mục lục .....</b>	<b>5</b>
<b>Danh mục từ viết tắt.....</b>	<b>9</b>
<b>Giới thiệu.....</b>	<b>11</b>
<b>1. Truyền tải điện .....</b>	<b>13</b>
1.1. Truyền tải điện xoay chiều.....	13
Mô tả công nghệ .....	13
Các thành phần chính .....	14
Đầu vào.....	18
Đầu ra .....	19
Cân bằng năng lượng.....	19
Yêu cầu về không gian .....	20
Môi trường.....	20
Nghiên cứu và phát triển.....	21
Ví dụ về những dự án hiện có.....	21
Mức độ không chắc chắn.....	22
Dự báo chi phí .....	22
Tài liệu tham khảo .....	29
Bảng số liệu .....	30
1.2. Truyền tải điện một chiều .....	37
Mô tả công nghệ .....	37
Các thành phần chính .....	42
Đầu vào.....	46
Đầu ra .....	46
Ưu điểm/nhược điểm.....	46
Yêu cầu về không gian .....	47
Môi trường.....	48
Nghiên cứu và phát triển.....	48
Tiêu chuẩn quốc tế tham chiếu .....	48
Ví dụ về những dự án hiện có.....	49
Dự báo chi phí .....	52
Tài liệu tham khảo .....	53
Bảng số liệu .....	55
<b>2. Vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng .....</b>	<b>59</b>
Giới thiệu chung về vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng.....	59
Mục đích và phạm vi .....	59
Đặc tính .....	59

Mô tả ngắn gọn về chất lỏng và cấp độ chất lượng .....	61
Hình thức vận chuyển – trạng thái hóa học .....	62
Phương tiện vận chuyển – đường ống, xe tải, tàu hỏa hoặc tàu thủy.....	69
Vật liệu xây dựng.....	70
An toàn.....	71
Chuỗi vận chuyển - logistics và hạ tầng .....	74
Tồn thất năng lượng.....	76
Chuyển đổi sang/từ chất mang (LOHC).....	77
Hóa lỏng bằng phương pháp làm lạnh.....	77
Máy nén .....	79
Máy bơm.....	81
Trạm đo lường thương mại .....	81
Bể chứa .....	81
Ví dụ - chuỗi vận chuyển hoàn chỉnh .....	81
2.1. Vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng bằng đường ống .....	84
Mô tả công nghệ .....	84
Các thành phần chính.....	85
Đầu vào.....	86
Đầu ra.....	86
Cân bằng năng lượng.....	86
Công suất điển hình .....	87
Ưu điểm/nhược điểm .....	87
Yêu cầu không gian .....	87
Môi trường.....	88
Nghiên cứu và phát triển.....	88
Ví dụ về những dự án hiện có.....	88
Dự báo chi phí.....	89
Mức độ không chắc chắn .....	91
Tài liệu tham khảo .....	91
Bảng số liệu .....	93
2.2. Vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng bằng tàu thủy .....	97
Mô tả công nghệ .....	97
Các thành phần chính.....	99
Đầu vào.....	99
Đầu ra.....	99
Cân bằng năng lượng.....	99
Dung tích điển hình .....	100
Ưu điểm/nhược điểm .....	100
Yêu cầu không gian .....	100
Môi trường.....	100
Nghiên cứu và phát triển.....	101

Ví dụ về những dự án hiện có.....	101
Dự báo chi phí .....	102
Mức độ không chắc chắn.....	103
Tài liệu tham khảo .....	103
Bảng số liệu .....	105
<b>3. Vận chuyển than và nhiên liệu rắn .....</b>	<b>107</b>
Giới thiệu chung về vận chuyển than và nhiên liệu rắn .....	107
3.1. Vận chuyển than bằng băng tải .....	108
Mô tả công nghệ .....	108
Các thành phần chính .....	108
Đầu vào.....	109
Đầu ra .....	109
Cân bằng năng lượng.....	109
Ưu điểm/nhược điểm.....	109
Yêu cầu không gian .....	109
Môi trường.....	109
Nghiên cứu và phát triển.....	109
Ví dụ về những dự án hiện có.....	110
Dự báo chi phí .....	110
Tài liệu tham khảo .....	111
Bảng số liệu .....	112
3.2. Vận chuyển than bằng tàu thủy .....	113
Mô tả công nghệ .....	113
Các thành phần chính .....	113
Đầu vào.....	114
Đầu ra .....	114
Cân bằng năng lượng.....	114
Ưu điểm/nhược điểm.....	115
Yêu cầu không gian .....	115
Môi trường.....	115
Nghiên cứu và phát triển.....	115
Ví dụ về những dự án hiện có.....	115
Dự báo chi phí .....	116
Tài liệu tham khảo .....	116
Bảng số liệu .....	117
3.3. Vận chuyển than bằng tàu hỏa/xe tải .....	118
Mô tả công nghệ .....	118
Các thành phần chính .....	118
Đầu vào.....	118
Đầu ra .....	119

Cân bằng năng lượng .....	119
Ưu điểm/nhược điểm .....	119
Yêu cầu không gian .....	119
Môi trường .....	119
Nghiên cứu và phát triển .....	120
Ví dụ về những dự án hiện có .....	120
Dự báo chi phí .....	121
Tài liệu tham khảo .....	121
Bảng số liệu .....	122
<b>4. Vận chuyển nhiên liệu hạt nhân .....</b>	<b>124</b>
Mô tả công nghệ .....	124
Tài liệu tham khảo .....	126
<b>Phụ lục 1: Phương pháp luận .....</b>	<b>127</b>
Phạm vi .....	127
Nguồn dữ liệu và kết quả .....	127
Thuật ngữ và định nghĩa chung .....	127
Tổng quan về các công nghệ .....	129
Nội dung .....	130
Mô tả về công nghệ .....	130
Các thành phần chính .....	130
Đầu vào .....	130
Đầu ra .....	130
Cân bằng năng lượng .....	130
Mô tả hệ thống truyền tải .....	130
Ưu điểm/nhược điểm .....	131
Yêu cầu về không gian .....	131
Môi trường .....	131
Nghiên cứu và phát triển .....	131
Ví dụ về những dự án hiện có .....	131
Dự báo chi phí .....	131
Mức độ không chắc chắn .....	133
Lưu ý bổ sung .....	134
Tài liệu tham khảo .....	134
Bảng số liệu .....	134
Tài liệu tham khảo .....	138

## DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

AC	Xoay chiều
ACCC	Dây dẫn nhôm lõi composite
ACSR	Dây nhôm lõi thép
ACSS	Dây dẫn nhôm có thép tăng cường
Amb.	Điều kiện môi trường (P=1,025 bar, T $\in$ [-50:50] °C)
BESS	Hệ thống pin lưu trữ
CC	Thu giữ các-bon
CNG	Khí thiên nhiên nén
CNO	Số nguyên tử các-bon trong một phân tử hóa học
CP	Bảo vệ catốt
DC	Một chiều
DME	Dimethyl Ether
DN	Đường kính danh nghĩa
dP/dL	Sụt áp trên một đơn vị chiều dài (bar/km)
ĐC QHĐ VIII	Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050
E	Năng lượng
EIGA	Hiệp hội Khí công nghiệp châu Âu AISBL
ESD	Ngắt khẩn cấp
EVN	Tập đoàn điện lực Việt Nam
EVNNPT	Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia
GT	Tổng dung tích tàu
H <sub>2</sub>	Hydrogen
H2NG	Nhóm nhiên liệu: bao gồm H2 và NG
HB	Độ cứng vật liệu đo theo thang Brinell
HC	Hydrocacbon (phân tử chỉ gồm C và H - C <sub>n</sub> H <sub>m</sub> )
HHV	Nhiệt trị cao
HRC	Độ cứng vật liệu đo theo thang Rockwell C
HVAC	Hệ thống truyền tải điện xoay chiều cao áp
HVDC	Hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp
L20	Nhóm nhiên liệu: bao gồm DME, NH <sub>3</sub> và LPG (và etan)
LDME	Dimethyl ether hóa lỏng
LH <sub>2</sub>	Hydrogen hóa lỏng
LHC	Nhóm nhiên liệu: Tất cả các loại nhiên liệu ở trạng thái lỏng tại P =1,025 bar và T=50°C
LNG	Khí thiên nhiên hóa lỏng
LNH <sub>3</sub>	Ammonia hóa lỏng
LPG	Khí dầu mỏ hóa lỏng
M	Khối lượng
M/R	Trạm đo lường và điều tiết
MTDC	Hệ thống truyền tải một chiều đa đầu cuối

MTPD	Tấn/ngày
NG	Khí tự nhiên
NH <sub>3</sub>	Ammonia
P	Áp suất
Pd	Áp suất thiết kế
PG	Khí dầu mỏ
Pin	Áp suất đầu vào/áp suất hút
Pmax	Áp suất vận hành tối đa
Pmin	Áp suất vận hành tối thiểu
Pout	Áp suất đầu ra/áp suất xả
ppm	Phần triệu (parts per million)
PSA	Thiết bị hấp phụ xoay vòng áp suất (tách các thành phần bằng cách hấp phụ chọn lọc ở áp suất cao và tái sinh ở áp suất thấp)
PSV	Van an toàn áp suất (bảo vệ khỏi quá áp)
Q	Dòng năng lượng, MW
MTDC	Hệ thống một chiều đa đầu cuối
NLTT	Năng lượng tái tạo
NSMO	Công ty Vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia
O&M	Vận hành và bảo dưỡng
R&D	Nghiên cứu và phát triển
SCC	Nứt ăn mòn do ứng suất
SMR	Nhiệt hóa metan bằng hơi nước
T	Nhiệt độ
Td	Nhiệt độ thiết kế
US	Hoa Kỳ
VLGC	Tàu chở khí cỡ lớn
W	Thế giới

# GIỚI THIỆU

Cẩm nang công nghệ này bao gồm bốn chương chính mô tả các công nghệ vận chuyển năng lượng phù hợp bối cảnh Việt Nam, bao gồm điện, nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng, than và nhiên liệu rắn, cũng như vận chuyển nhiên liệu hạt nhân. Trong mỗi chương, một số công nghệ cụ thể được đánh giá, như được tóm tắt trong Bảng 1 của phần giới thiệu này. Phần giới thiệu này trình bày phạm vi, các nguyên tắc phương pháp luận và cấu trúc của Cẩm nang công nghệ. Mô tả chi tiết về cách tiếp cận và các phương pháp luận được cung cấp trong Phụ lục của tài liệu này.

## Phạm vi và mục tiêu

Thông tin đáng tin cậy về chi phí, hiệu suất và các đặc tính môi trường của các công nghệ năng lượng là yếu tố thiết yếu cho công tác quy hoạch năng lượng dài hạn. Khi các công nghệ năng lượng tiếp tục phát triển, hiệu quả kỹ thuật và kinh tế của chúng có sự khác biệt giữa các quốc gia, phụ thuộc vào điều kiện địa phương, khung pháp lý và mức độ phát triển của thị trường. Do đó, cần có các thông tin nhất quán và minh bạch để đánh giá cách các công nghệ vận chuyển năng lượng có thể hỗ trợ sự phát triển của hệ thống năng lượng đang chuyển đổi của Việt Nam. Mục tiêu của Cẩm nang công nghệ này là cung cấp một cơ sở hài hòa để đánh giá công nghệ và hỗ trợ quy hoạch năng lượng dài hạn.

Cẩm nang này tổng hợp thông tin kỹ thuật và kinh tế cho một loạt các công nghệ vận chuyển năng lượng, dựa trên kinh nghiệm tại Việt Nam (nếu có sẵn), và bổ sung bằng các dẫn chứng quốc tế khi cần thiết. Thông qua việc đưa ra các giả định hài hòa về chi phí và các thông số hiệu suất công nghệ, cẩm nang cho phép so sánh nhất quán giữa các công nghệ và cung cấp một nền tảng phân tích chung cho công tác quy hoạch và mô hình hóa. Với phạm vi này, cẩm nang không nhằm mục đích cung cấp một bộ thông số đầy đủ cho tất cả các biến thể công nghệ hiện có. Thay vào đó, cẩm nang lựa chọn các công nghệ đại diện nhằm cho phép so sánh giữa các công nghệ có chức năng tương tự trong hệ thống năng lượng.

Cẩm nang này phản ánh rằng các công nghệ vận chuyển năng lượng khác nhau đảm nhiệm các chức năng khác nhau trong hệ thống năng lượng cũng như đối với các dạng năng lượng khác nhau. Do đó, tài liệu bao gồm các công nghệ vận chuyển điện, nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng, than và nhiên liệu rắn, cũng như nhiên liệu hạt nhân, bao gồm cả hạ tầng vận chuyển và các trạm hoặc phương thức vận chuyển liên quan. Các công nghệ được so sánh không chỉ về chi phí và hiệu suất, mà còn về các đặc tính kỹ thuật điển hình, tồn thất, quy mô và vai trò trong hệ thống. Phân cấp công nghệ và cách phân loại được áp dụng trong danh mục được trình bày trong Phụ lục của tài liệu này.

## Ranh giới hệ thống và mức độ trưởng thành công nghệ

Các công nghệ được mô tả trong cẩm nang này bao gồm cả công nghệ đã trưởng thành và công nghệ mới nổi. Do đó, chi phí và hiệu suất của một số công nghệ có mức độ bất định cao hơn so với các công nghệ khác. Để phản ánh sự khác biệt này, các khoảng bất định được cung cấp cho các thông số chính như chi phí đầu tư và tồn thất năng lượng. Bên cạnh đó, các công nghệ được phân thành bốn nhóm theo mức độ phát triển công nghệ. Cách phân nhóm này được trình bày trong mục “Dự báo hiệu suất và chi phí” của Phụ lục và phản ánh tiến bộ công nghệ, triển vọng phát triển trong tương lai cũng như mức độ bất định của các dữ liệu chi phí và hiệu suất được dự báo. Trong phạm vi có thể, các thông số kỹ thuật và chi phí đầu tư được xây dựng dựa trên kinh nghiệm dự án tại Việt Nam. Đồng thời, đối với các công nghệ chưa được triển khai rộng rãi hoặc chưa có nhiều tài liệu tại Việt Nam, như năng lượng hạt nhân, các số liệu có thể dựa trên các nguồn quốc tế có uy tín hoặc chỉ dừng ở mô tả định tính.

Đối với tất cả các công nghệ, dữ liệu chi phí và hiệu suất được trình bày đề cập đến tài sản vận chuyển và hạ tầng liên quan cần thiết để kết nối với hệ thống năng lượng tương ứng. Điều này bao gồm thành phần vận chuyển chính như đường dây truyền tải, cáp, đường ống, tàu thủy, hệ thống băng tải, vận tải đường sắt hoặc xe tải, cũng như các trạm và thiết bị phụ trợ cần thiết để biến đổi, điều tiết hoặc hỗ trợ quá trình vận chuyển năng lượng. Đối với công nghệ truyền tải điện, bao gồm các trạm biến áp, máy biến áp và thiết bị bù (nếu có). Đối với vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng, bao gồm hạ tầng điều áp, nén hoặc bốc dỡ. Đối với vận chuyển than và nhiên liệu rắn, bao gồm phương thức vận chuyển tương ứng và các yêu cầu xử lý đi kèm.

## Nguyên tắc phương pháp luận và dự báo chi phí

Để đảm bảo khả năng so sánh giữa các công nghệ, tất cả dữ liệu kinh tế và kỹ thuật được trình bày theo một bộ giả định phương pháp luận thống nhất. Dữ liệu kinh tế được thể hiện theo USD cố định năm 2025,

không bao gồm các loại thuế như thuế giá trị gia tăng (VAT).

Đối với hầu hết các công nghệ, danh mục cung cấp các ước tính về chi phí và hiệu suất cho các năm liên quan trong giai đoạn 2025 – 2050. Thông tin trong các bảng định lượng phản ánh trạng thái phát triển của công nghệ tại thời điểm ra quyết định đầu tư cuối cùng trong năm tương ứng. Diễn biến chi phí và hiệu suất trong tương lai được ước tính dựa trên các giả định riêng cho từng công nghệ, bao gồm đánh giá kỹ thuật, hiệu ứng học hỏi và các giả định theo kịch bản về mức độ triển khai trong tương lai khi phù hợp. Phương pháp luận phản ánh sự khác biệt về mức độ trưởng thành, mức độ sẵn có của dữ liệu giữa các công nghệ và các dự báo được xây dựng dựa trên các nguồn thông tin phù hợp từ Việt Nam và quốc tế.

### Cấu trúc của các bảng dữ liệu công nghệ

Các công nghệ được mô tả theo một cấu trúc chuẩn hóa gồm hai thành phần chính:

- Phần mô tả định tính cung cấp giải thích ngắn gọn về công nghệ được xem xét, bao gồm nguyên lý vận hành, các thành phần chính, đầu vào và đầu ra, đặc tính vận hành, ưu/nhược điểm so với các phương án thay thế, các đặc điểm môi trường (bao gồm yêu cầu về không gian) và nghiên cứu và phát triển. Các ví dụ dự án hiện có cũng được đưa vào, với ví dụ tại Việt Nam cho các công nghệ đã được áp dụng và ví dụ quốc tế cho các công nghệ còn mới tại thị trường Việt Nam.
- Phần định lượng tập trung vào các thông số kỹ thuật và kinh tế quan trọng đối với các mô hình quy hoạch dài hạn. Các bảng dữ liệu bao gồm thông tin cho các năm liên quan trong giai đoạn 2025 – 2050, trong đó có chi phí đầu tư, chi phí vận hành và bảo dưỡng, tuổi thọ kỹ thuật, thời gian xây dựng, tổn thất vận chuyển và các thông số hiệu suất đặc thù của từng công nghệ. Đối với một số nhóm công nghệ, có thể có các biểu dữ liệu khác nhau theo cấp điện áp/cấp vận chuyển, loại trạm hoặc biến thế công nghệ. Để phản ánh mức độ bất định vốn có của dữ liệu dự báo, các bảng cũng bao gồm các khoảng bất định, được đánh giá theo từng trường hợp cụ thể.

Mỗi loại năng lượng được giới thiệu bằng một phần mô tả định tính tổng quan. Đối với vận chuyển điện, nhiên liệu khí, nhiên liệu lỏng và than, các phần định lượng và bảng dữ liệu được cung cấp cho một số công nghệ lựa chọn. Một số trường hợp được phân tách theo cấp vận chuyển, loại trạm hoặc quy mô. Đối với vận chuyển nhiên liệu hạt nhân, chương hiện tại chỉ bao gồm mô tả định tính, phản ánh hạn chế về dữ liệu và thực tế Việt Nam hiện chưa có nguồn điện hạt nhân đi vào vận hành.

*Bảng 1: Các công nghệ truyền tải*

Công nghệ truyền tải
• Điện, đường dây trên không, AC
• Điện, đường dây trên không, DC
• Điện, cáp ngầm trong đất và cáp biển, AC
• Điện, cáp ngầm trong đất và cáp biển, DC
• Điện, trạm biến áp, AC và DC
• Điện, máy biến áp
• Điện, thiết bị bù
• H <sub>2</sub> , 70 bar, đường ống
• H <sub>2</sub> , 140 bar, đường ống
• NH <sub>3</sub> , đường ống
• Khí thiên nhiên, đường ống
• LH <sub>2</sub> , L20, LHC, vận chuyển bằng tàu thủy
• LNG, vận chuyển bằng tàu thủy
• Than, vận chuyển bằng tàu thủy
• Than, vận chuyển bằng tàu hỏa
• Than, vận chuyển bằng xe tải
• Than, vận chuyển bằng băng tải
• Hạt nhân

# 1. TRUYỀN TẢI ĐIỆN

## 1.1. Truyền tải điện xoay chiều

### Mô tả công nghệ

#### Tổng quan

Trong hệ thống điện, lưới điện đóng vai trò kết nối, truyền tải và phân phối điện từ các nhà máy điện đến người dùng. Lưới điện bao gồm hệ thống đường dây liên kết nguồn điện với phụ tải, đi kèm các thiết bị phụ trợ nhằm đảm bảo chất lượng cung cấp điện (điện áp, tần số...) tới người dùng theo đúng quy định.

Phần lớn các hệ thống truyền tải điện hiện nay sử dụng công nghệ truyền tải xoay chiều ba pha ở điện áp cao (HVAC). Điện năng được phát, truyền tải và tiêu thụ dưới dạng dòng điện xoay chiều (AC). Hệ thống truyền tải đóng vai trò vận chuyển lượng điện năng lớn trên khoảng cách xa và liên kết các khu vực rộng lớn. Thông thường, các hệ thống này vận hành ở dải điện áp từ khoảng 110 kV đến 1000 kV, với công suất truyền tải của các đường dây dao động từ 100 MW đến vài GW. Trong quá trình truyền tải, điện áp xoay chiều có thể được điều chỉnh linh hoạt thông qua các máy biến áp.

Hệ thống điện Việt Nam hiện đang vận hành ở các cấp điện áp xoay chiều siêu cao áp 500 kV, cao áp từ 220 kV đến 110 kV, trung áp từ 35 kV đến 6 kV và hạ áp [1]. Trong đó, lưới điện truyền tải bao gồm cấp điện áp 220 kV và 500 kV xoay chiều. Lưới điện 500 kV được coi là xương sống của hệ thống điện Việt Nam, chạy xuyên suốt từ Bắc vào Nam với tổng chiều dài trên 1500 km. Lưới điện 220 kV là xương sống cho hệ thống điện của từng miền, có nhiệm vụ đảm bảo việc cung cấp điện an toàn và liên tục tới lưới điện của miền và khu vực. Lưới truyền tải 500 kV, 220 kV chủ yếu do Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia (EVNNPT) quản lý và vận hành, đều là các đường trục truyền tải quan trọng, bao gồm lưới điện truyền tải xương sống 500 kV, lưới điện truyền tải liên miền, liên khu vực. Ngoài ra, trong các năm trở lại đây, một số công trình lưới điện truyền tải cấp 220 kV và 500 kV đã được các đơn vị tư nhân trực tiếp đầu tư xây dựng nhằm phục vụ mục đích đầu tư các nguồn năng lượng tái tạo để đáp ứng tiến độ hưởng chính sách ưu đãi của Chính phủ [2]. Lưới truyền tải Việt Nam được thiết kế theo cấu trúc mạch vòng, đáp ứng các tiêu chuẩn vận hành an toàn và tin cậy: đảm bảo tiêu chuẩn N-1 cho các vùng phụ tải quan trọng và N-2 đối với các vùng phụ tải đặc biệt quan trọng.

Phân bố nguồn điện và phụ tải của Việt Nam có đặc điểm không đồng nhất. Vị trí thuận lợi để phát triển nguồn điện thường nằm xa trung tâm phụ tải. Trước đây, các nguồn thủy điện thường phát triển ở khu vực vùng núi Tây Bắc, nhiệt điện than phát triển tại khu vực Đông Bắc, duyên hải miền Trung và Tây Nam Bộ. Những năm gần đây, với định hướng chuyển dịch năng lượng, Việt Nam chú trọng phát triển các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời. Các khu vực có tiềm năng điện gió, điện mặt trời kể đến là Tây Nguyên, Nam Trung Bộ, Tây Nam Bộ. Trong khi đó, hai trung tâm phụ tải nằm tại khu vực Hà Nội (Bắc Bộ) và Hồ Chí Minh (Nam Bộ), là nơi không có nhiều tiềm năng phát triển nguồn điện. Do đó, lưới điện truyền tải Quốc gia 500 kV là một trong các giải pháp quan trọng nhằm đảm bảo cấp điện cho các trung tâm phụ tải. Sản lượng truyền tải liên miền tại Việt Nam trong những năm gần đây tăng cao [3].

Hiện nay, lưới điện Việt Nam có liên kết với lưới điện các nước láng giềng bao gồm: Trung Quốc (tại khu vực Bắc Bộ), Lào (tại khu vực Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ và Tây Nguyên) và Campuchia (tại khu vực Nam Bộ). Trong đó, Việt Nam nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào và xuất khẩu điện sang Campuchia.

#### Độ tin cậy

Các quốc gia công nghiệp phát triển luôn ưu tiên đảm bảo độ tin cậy cao của hệ thống điện, do những tổn thất kinh tế vì gián đoạn cung cấp điện gây ra là rất đáng kể.

Dự phòng vận hành không chỉ liên quan đến sự cố mất điện mà còn liên quan đến độ lệch trong dự báo về nhu cầu điện và sản lượng điện gió và mặt trời. Dự phòng vận hành gồm dự phòng quay, dự phòng điều chỉnh và dự phòng linh hoạt cho điện mặt trời và gió có thể được xác định theo từng giờ và có thể phụ thuộc vào các yếu tố sản lượng điện gió, sản lượng điện mặt trời và nhu cầu điện được dự báo trong từng giờ. Dự phòng vận hành cho sự cố mất điện sẽ là tổng số sự cố mất của tổ máy phát điện lớn nhất (N-1) và sự cố mất điện bổ sung (N-2) ví dụ: mất đường dây truyền tải hoặc mất một tổ máy phát điện lớn khác. Bảng dưới đây tham khảo yêu cầu dự phòng vận hành do NREL nghiên cứu đề xuất cho hệ thống điện tích hợp NLTT cao [4].

Bảng 2: Yêu cầu dự phòng vận hành cho hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao  
(Nghiên cứu của NREL)

Loại	Yêu cầu đối với phụ tải	Yêu cầu đối với điện gió	Yêu cầu đối với điện mặt trời	Công suất	Thời gian phản hồi
Dự phòng quay	3% tải				10 phút
Dự trữ điều chỉnh	1% tải	0,5% công suất điện gió	0,3% công suất điện mặt trời		5 phút
Dự phòng linh hoạt		10% công suất điện gió	4% công suất điện mặt trời		60 phút
Dự phòng sự cố N-1, N-2				Công suất chính xác	60 phút

Đối với hệ thống điện Việt Nam, hiện chưa có quy định mới về các loại hình dự phòng cho hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao. Theo nghiên cứu năm 2022 về xác định các nhu cầu dịch vụ phụ trợ cho hệ thống điện, NSMO đề xuất mức dự phòng vận hành để bù đắp cho sự biến động của năng lượng tái tạo (điện mặt trời và điện gió) ở mức khoảng 5% công suất điện mặt trời và điện gió tại mỗi khu vực.

Tham khảo về dự phòng trong mô hình tính toán để đảm bảo độ tin cậy cho hệ thống như sau:

- Dự phòng quay: 3% công suất tải;
- Dự phòng điều chỉnh: 1% công suất tải và 0,5% công suất điện gió, điện mặt trời;
- Dự phòng linh hoạt: 5% công suất điện mặt trời và 5% công suất điện gió;
- Dự phòng sự cố N-1: Quy mô lớn nhất giữa công suất tổ máy lớn nhất của mỗi vùng và 1 đường dây truyền tải liên vùng đến vùng đó.
- Dự phòng biến động khí tượng thủy văn dài hạn cho các năm có ít nước, ít gió, ít mặt trời: Dự phòng này được gọi là dự phòng chiến lược, mô hình sẽ luôn đưa ra một lượng dự phòng cố định mà không huy động công suất này.

## Các thành phần chính

### Đường dây HVAC

Điện năng chủ yếu được truyền tải qua các đường dây trên không. So với phương án này, truyền tải bằng cáp ngầm đòi hỏi chi phí đầu tư cao hơn đáng kể và gặp nhiều hạn chế trong vận hành. Dù cáp ngầm có tần suất sự cố thấp hơn, nhưng khi xảy ra hư hỏng, thời gian khắc phục thường kéo dài hơn. Vì vậy, cáp ngầm thường chỉ được sử dụng phổ biến tại các khu vực đô thị đông dân cư hoặc những nơi chịu tác động lớn từ điều kiện môi trường.

Tại Việt Nam, do chi phí thi công cáp ngầm cao hơn nhiều so với đường dây trên không, cáp ngầm thường chỉ được sử dụng ở các khu vực có điều kiện xây dựng khó khăn (như các khu vực đô thị khó giải phóng mặt bằng, ngoài khơi hoặc cáp điện cho các đảo).

Việc lựa chọn dây dẫn đường dây dựa trên nhiều yếu tố như chi phí, tổn thất truyền tải và các đặc tính của vật liệu như độ bền kéo. Đồng có điện trở suất thấp hơn nhôm nên trước đây từng là vật liệu được ưu tiên trong hầu hết các hệ thống điện. Tuy nhiên, hiện nay nhôm thường được chọn do chi phí thấp hơn với cùng một khả năng tải dòng điện. Dây dẫn điện trên không có thể được gia cường bằng thép hoặc hợp kim nhôm [5].

Dây dẫn có thể được lắp đặt trên không (đường dây trên không) hoặc ngầm dưới đất (cáp ngầm). Đường dây trên không thường được cách điện bằng không khí và hỗ trợ bởi các chuỗi cách điện bằng sứ, thủy tinh hoặc polyme. Cáp ngầm thường được cách điện bằng polyethylene liên kết chéo (XLPE) hoặc các loại vật liệu cách điện linh hoạt khác. Dây dẫn thường được bọc xoắn nhằm tăng độ linh hoạt, giúp việc lắp đặt dễ dàng hơn.

Dây dẫn được vận hành giới hạn theo dòng điện lớn nhất cho phép, tương ứng với mức tăng nhiệt độ xác định so với điều kiện môi trường. Khi dòng điện qua dây tăng, nhiệt độ của dây dẫn cũng tăng theo. Đối

với cấp điện, giá trị tải định mức phụ thuộc vào vật liệu cách điện, cách bố trí các pha cáp, cấu hình màn chắn kim loại và điều kiện lắp đặt, bao gồm đặc tính đất và độ sâu chôn cáp. Đối với đường dây trên không, giá trị tải định mức thường bị giới hạn bởi độ võng hoặc nhiệt độ tối đa cho phép của dây dẫn. Đối với các đường dây trên không dài (tùy thuộc vào giải pháp bù), một số yếu tố khác có thể hạn chế khả năng tải, bao gồm giới hạn về sụt áp và độ ổn định góc pha.

Tại Việt Nam, đường dây trên không thường sử dụng loại dây dẫn nhôm lõi thép (ACSR-). Dây dẫn ACSR gồm lõi thép và các lớp sợi nhôm xoắn bên ngoài. Trong đó, lõi thép có tác dụng tạo lực kéo căng và độ bền cho cáp; sợi nhôm là chất dẫn điện. Nhôm là một trong những chất dẫn điện tốt với chi phí thấp so với đồng nhưng có nhược điểm là độ bền kém hơn. Một dây dẫn hoàn toàn sản xuất từ nhôm không thể lắp đặt ở khoảng cách xa vì độ võng (sag line) của nó rất cao, tức là dây sẽ bị trùng xuống rất thấp khi tải điện với nhiệt độ cao. Nhược điểm này của nhôm đã được khắc phục bằng lõi thép. Sợi thép làm tăng độ bền và lực kéo của dây dẫn. Ở cấp điện áp 500 kV, các loại dây dẫn thường được sử dụng là ACSR 4×330, ACSR 4×400, ACSR 4×500 và ACSR 4×600, bố trí theo cấu hình bó 4 để tăng khả năng tải và giảm tổn thất vầng quang. Đối với lưới 220 kV, dây dẫn có thể ở dạng phân pha hoặc không phân pha, với các tiết diện điển hình như ACSR 500, ACSR 2×330, ACSR 2×400 và ACSR 3×400, phù hợp với từng điều kiện tải và môi trường.

Đối với cáp điện thường sử dụng cáp XLPE (Cross-Linked Polyethylene). Về cơ bản, nó được sản xuất từ nhựa Polyethylene (PE) thông thường, nhưng đã trải qua một quá trình gọi là “liên kết ngang”. Quá trình này, thông qua hóa học hoặc vật lý, thay đổi cấu trúc phân tử của PE từ dạng chuỗi thẳng, riêng lẻ thành một cấu trúc mạng lưới ba chiều (3D) vững chắc. Cáp XLPE vượt trội so với PVC nhờ khả năng chịu nhiệt cao (làm việc liên tục ở 90–120°C, ngắn mạch tới 250°C), cách điện tốt cho điện áp tới 500 kV, cùng với độ bền cơ học – hóa học, chống ẩm và tuổi thọ 40–50 năm. Ngoài ra, loại cáp LSZH XLPE còn an toàn, thân thiện môi trường hơn nhiều so với PVC. Tại các khu vực đô thị, nơi khó triển khai đường dây trên không, hệ thống cáp ngầm cao áp được áp dụng, với tiết diện phổ biến là 1200 mm<sup>2</sup>, 1600 mm<sup>2</sup> và 2000 mm<sup>2</sup>, nhằm đáp ứng yêu cầu truyền tải lớn đồng thời đảm bảo mỹ quan đô thị.

Một trong những công nghệ dây dẫn đang nổi lên nhanh chóng là dây dẫn có độ võng thấp ở nhiệt độ cao (HTLS), có cùng đường kính với dây dẫn nhôm gia cố bằng thép (ACSR), có thể hoạt động ở nhiệt độ lên tới 250°C. Ngoài ra, dây dẫn HTLS yêu cầu độ giãn nhiệt ít hơn dây dẫn ACSR. Một kỹ thuật để nâng cao mức danh định nhiệt của đường dây hiện có là thay thế dây dẫn ACSR bằng dây dẫn HTLS trong khi vẫn giữ nguyên hành lang truyền tải (RoW). Việc lắp đặt và vận hành dây dẫn HTLS không đòi hỏi phải thay đổi đáng kể nền móng và kết cấu hiện có. Các cáp siêu dẫn nhiệt độ cao (HTS) là một bước phát triển mang tính cách mạng trong lĩnh vực truyền tải điện. Các cáp HTS cực kỳ hiệu quả và có thể truyền tải công suất lớn hơn qua khoảng cách xa hơn vì chúng có thể truyền tải điện với điện trở bằng 0, trái ngược với các dây dẫn bằng đồng hoặc nhôm thông thường. Do thiết kế nhẹ hơn và nhỏ gọn hơn so với các sản phẩm cạnh tranh thông thường, người ta thường sử dụng chúng trong các môi trường đô thị, nơi không gian hạn hẹp.

Nói chung, người ta phân chia dây dẫn HTLS thành bốn chủng loại: dây dẫn nhôm lõi composite (ACCC), dây dẫn nhôm có thép tăng cường (ACSS), dây dẫn nhôm siêu nhiệt gia cố hợp kim invar (STACIR) và dây dẫn ACSR hợp kim nhôm chịu nhiệt loại có khe hở (dây dẫn khe hở).

- Dây dẫn ACCC bao gồm lõi composite cacbon và nhôm ủ hình thang. Chúng có thể tăng gấp đôi công suất truyền tải điện, độ võng thấp hơn ở nhiệt độ vận hành cao, giúp giảm phát thải cacbon và tổn thất đường dây truyền tải ít hơn 20-30%.

- Dây dẫn ACSS chế tạo từ các dây nhôm 1350 ù và lõi dây thép bọc Galfan (5% kẽm và hợp kim đất hiếm-Nhôm) có độ bền kéo cao bên trong. Các dây dẫn này có khả năng vận hành ở nhiệt độ lên tới 250oC, tổn hao thấp do nhôm ủ và dễ lắp đặt.

- Dây dẫn STACIR chế tạo từ các thanh hợp kim nhôm zirconium, mang lại công suất truyền tải cao hơn 100% nhưng lại gây ra tổn thất cao. Các dây dẫn này có lõi thép bên trong bằng hợp kim invar bền chắc và các sợi nhôm siêu nhiệt sắp xếp đồng tâm tạo thành lớp ngoài của dây dẫn.

- Dây dẫn ACSR hợp kim nhôm chịu nhiệt có khe hở hoặc dây dẫn có khe hở được lấp đầy bằng mỡ chịu nhiệt giữa lõi thép và lớp trong cùng để giảm lực cản giữa hai lớp và chống ăn mòn.

Bởi vì yêu cầu không gian lắp đặt nhỏ, trong tương lai dây siêu dẫn có thể được ứng dụng rộng rãi hơn tại các khu vực đô thị đông đúc, nơi cần truyền tải công suất lớn trong không gian hạn chế. Các tuyến này có thể đi ngầm theo các hành lang kỹ thuật hiện có như đường ống khí, dầu, nước hoặc cáp điện, từ đó tránh

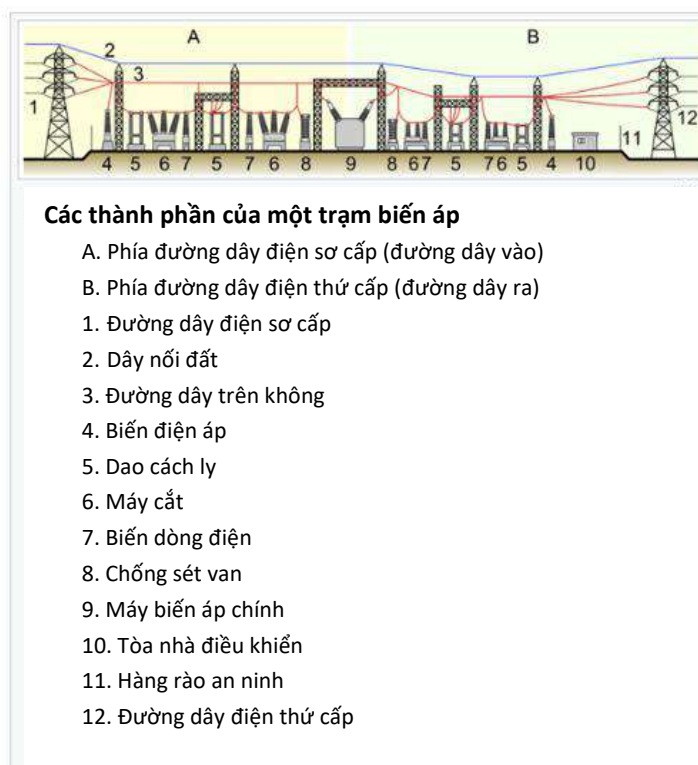
được việc phải đền bù hành lang tuyến mới tốn kém.

Tổn thất của dây siêu dẫn chủ yếu đến từ năng lượng tiêu thụ để duy trì nhiệt độ thấp cho nitơ lỏng và quá trình tuần hoàn làm mát. Công nghệ này đòi hỏi các khớp nối cáp và đầu cáp đặc biệt, có khả năng chịu chênh lệch nhiệt độ cực lớn, cũng như hệ thống làm lạnh liên tục.

### **Trạm biến áp HVAC và trạm bù công suất**

Các trạm biến áp truyền tải được bố trí tại những điểm điện năng bắt đầu đi vào lưới truyền tải (thường gần các nguồn điện lớn) hoặc tại các điểm điện năng rời khỏi lưới truyền tải để chuyển sang hệ thống phân phối cung cấp cho hộ gia đình và doanh nghiệp. Do điện áp đầu ra của các nguồn phát khác nhau có thể không phù hợp với cấp điện áp của lưới điện, điện năng cần được biến đổi thông qua máy biến áp nhằm đạt mức điện áp thích hợp cho hệ thống truyền tải.

Trạm biến áp có thể là loại cách điện không khí (AIS) hoặc cách điện khí (GIS). Trạm biến áp cách điện không khí (AIS) sử dụng không khí làm môi trường cách điện (thường đặt ngoài trời), còn trạm biến áp cách điện khí (GIS) sử dụng các loại khí cách điện chuyên dụng, ví dụ như SF<sub>6</sub>. AIS thường có kích thước vật lý lớn hơn và yêu cầu khoảng cách giữa các thiết bị lớn hơn, trong khi đó GIS có thiết kế nhỏ gọn với yêu cầu bảo trì thấp hơn. Việt Nam đã ban hành và áp dụng nhiều tiêu chuẩn, quy định nhằm kiểm soát chất lượng và việc sử dụng khí SF<sub>6</sub> trong các thiết bị điện cao áp, bảo đảm an toàn và giảm thiểu tác động môi trường. Cụ thể, Thông tư 02/2025/TT-BCT của Bộ Công Thương quy định việc phân tích khí SF<sub>6</sub> sau khi nạp mới hoặc trong quá trình vận hành, bao gồm kiểm tra độ tinh khiết, độ ẩm và hàm lượng các sản phẩm phân hủy như SO<sub>2</sub>. Trường hợp nhà sản xuất không công bố chỉ tiêu, việc đánh giá phải tham chiếu đến các tiêu chuẩn quốc tế như IEC 60376 (khí SF<sub>6</sub> mới), IEC 60480 (khí SF<sub>6</sub> đã qua sử dụng) và IEC 61634 (quy trình xử lý khí SF<sub>6</sub> trong thiết bị điện). Ngoài ra, tiêu chuẩn quốc gia TCVN 11845-1:2017 (IEC 61869-1:2007) cũng khẳng định yêu cầu tuân thủ các quy chuẩn quốc tế này trong thiết kế và vận hành thiết bị đo lường điện. Việc áp dụng đồng bộ hệ thống tiêu chuẩn nói trên cho thấy nỗ lực của Việt Nam trong việc quản lý chặt chẽ khí SF<sub>6</sub>, góp phần bảo đảm an toàn hệ thống điện và hướng tới mục tiêu phát triển bền vững.



Hình 1: Các thành phần của một trạm biến áp, ví dụ [6]

Trạm biến áp thường bao gồm các thiết bị sau: Máy biến áp (trên lưới điện truyền tải là máy biến áp 3 pha), thiết bị đóng cắt cao áp, dao cách ly, hệ thống thanh cái, bộ chống sét lan truyền, rơ le bảo vệ, thiết bị đo lường (máy biến dòng, máy biến điện áp), hệ thống tiếp địa, cáp điện (cao áp, trung áp, hạ áp),... Các thiết

bị điện khác để nâng cao chất lượng điện năng như tụ bù dọc, tụ bù ngang, kháng bù ngang thường được lắp đặt tại sân phân phối các trạm biến áp. Hình sau minh họa mặt cắt điển hình của một trạm biến áp.

### **Máy biến áp HVAC**

Máy biến áp là thành phần quan trọng, giúp thay đổi điện áp AC, cho phép đơn vị vận hành kết nối các mạng AC có cấp điện áp khác nhau. Máy biến áp phải được chế tạo để có khả năng chịu được ứng suất điện lớn khi xảy ra bất thường và biến động dòng điện. Độ tin cậy và tuổi thọ của máy biến áp có tác động lớn đến tính ổn định và hiệu quả kinh tế của lưới điện.

Máy biến áp truyền tải thường có công suất rất lớn, có thể lên đến hàng trăm MVA (Mega Volt-Ampere), đáp ứng nhu cầu truyền tải điện năng lớn trên diện rộng. Ngoài ra, chúng còn được thiết kế đặc biệt để chịu được dòng điện lớn, điện áp cao, bảo vệ hệ thống điện khỏi các sự cố ngắn mạch, quá tải. Tại Việt Nam, hiện nay đang sử dụng các máy biến áp 450 MVA, 600 MVA và 900 MVA cho MBA 500/220 kV; máy biến áp 250 MVA và 125 MVA cho MBA 220/110 kV. Các máy biến áp 500/220 kV do có công suất lớn nên thường được tách thành 03 MBA (tương ứng với từng pha A, B, C).

Để sử dụng được ở những hệ thống truyền tải điện lớn, máy biến áp truyền tải được thiết kế rất phức tạp. Cấu tạo của máy biến áp truyền tải gồm các thành phần chính như lõi thép từ, dây quấn, vỏ máy biến áp và các bộ phận phụ khác.

Việc tích hợp bộ điều áp vào máy biến áp cho phép điều chỉnh điện áp đầu ra thông qua điều chỉnh số vòng trên các cuộn dây của máy biến áp (tỷ số biến đổi). Mặc dù hiệu quả phụ thuộc vào đặc tính của từng lưới điện, nhưng thiết bị này giúp đơn vị vận hành linh hoạt hơn so với việc sử dụng tỷ số biến đổi điện áp cố định.

Các chức năng chính của máy biến áp điện có bộ điều áp là [7]:

- Tăng và giảm điện áp: Việc nâng điện áp giúp giảm dòng điện cần thiết để truyền tải cùng một mức công suất, qua đó hạn chế tổn thất trên đường dây, nên các máy biến áp tăng áp được sử dụng trong giai đoạn truyền tải. Ngược lại, máy biến áp hạ áp được dùng để giảm điện áp xuống mức phù hợp cho việc cấp điện tới khách hàng cuối cùng.
- Điều chỉnh động chậm để điều chỉnh theo sự thay đổi của điều kiện lưới điện, hỗ trợ ổn định điện áp cho lưới điện AC.

### **Các thiết bị bù**

Các thiết bị bù giúp kiểm soát điện áp và công suất truyền tải của lưới điện. Công suất phản kháng được cung cấp hoặc tiêu thụ thông qua các tụ điện hoặc cuộn kháng, hệ thống truyền tải điện xoay chiều linh hoạt (FACTS), v.v.:

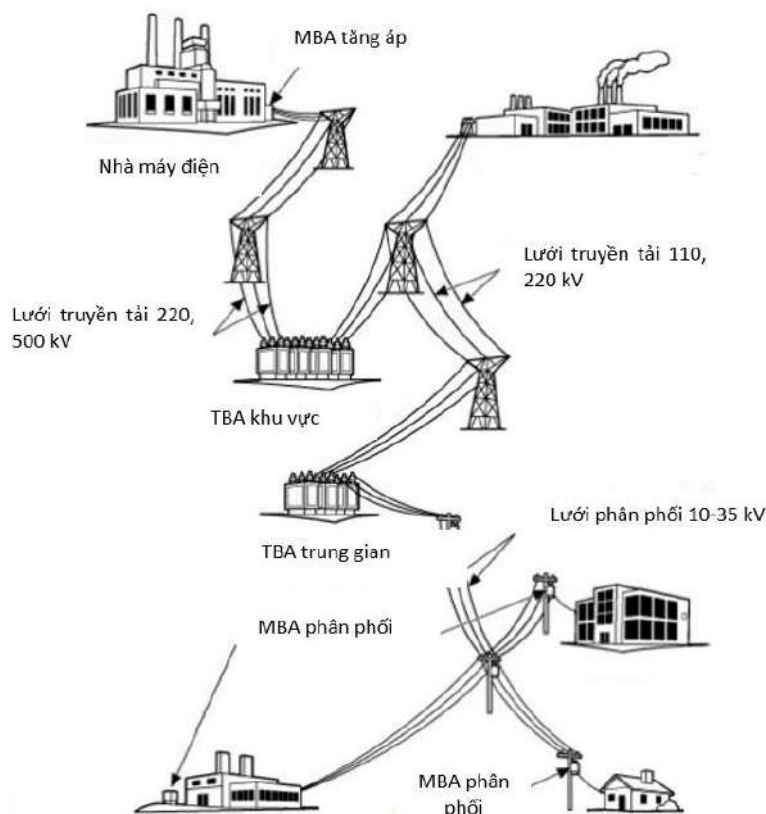
- Công suất phản kháng<sup>1</sup> có thể được cung cấp bởi các máy phát điện, phụ tải hoặc được cung cấp thông qua tụ điện<sup>2</sup>. Vì vậy tụ điện thường được đặt gần phụ tải có tính cảm (hoặc lắp đặt ở trạm biến áp gần nhất) để giảm việc truyền công suất phản kháng trên đường dây truyền tải. Các tụ điện giúp nâng điện áp và cải thiện hệ số công suất thông qua cung cấp công suất phản kháng, qua đó giảm bớt gánh nặng cho đường dây truyền tải trong việc vận chuyển công suất phản kháng đến các phụ tải có tính cảm (VD: các thiết bị có bộ phận chuyển động như động cơ, quạt, v.v.).
- Các cuộn kháng hấp thụ công suất phản kháng và giảm mức điện áp trên đường dây truyền tải, thường được sử dụng kết hợp với cáp ngầm cao áp hoặc đường dây trên không non tải. Khi điện áp giảm do công suất truyền tải tăng, cuộn kháng có thể được ngắt kết nối.
- Bộ bù VAR tĩnh (SVC) bao gồm cả tụ điện và cuộn kháng. Ưu điểm chính của SVC so với tụ điện/cuộn kháng cố định là khả năng đáp ứng gần như tức thời với những thay đổi về điện áp hệ thống bằng cách sử dụng thiết bị điện tử công suất. Do đó, thiết bị thường được vận hành gần điểm 0 để tối đa hóa khả năng hiệu chỉnh công suất phản kháng nhanh chóng khi cần.

<sup>1</sup> Công suất phản kháng được sử dụng để tạo ra các từ trường cần thiết cho sự vận hành của các phụ tải có tính cảm như động cơ, máy biến áp và các đường dây truyền tải. Ngoài ra, công suất phản kháng còn đóng vai trò điều chỉnh mức điện áp trên các đường dây truyền tải, đảm bảo quá trình cung cấp công suất thực diễn ra ổn định. Công suất thực là phần năng lượng có khả năng sinh công suất hữu dụng.

- Bộ bù đồng bộ tĩnh (STATCOM) là thiết bị hoạt động nhanh có khả năng cung cấp hoặc hấp thụ công suất phản kháng, qua đó điều chỉnh điện áp tại điểm nối lưới [7]. Công nghệ này dựa trên SVC, nhưng STATCOM có hiệu suất động cao hơn SVC, đặc biệt là thời gian đáp ứng nhanh hơn.

## Đầu vào

Đầu vào của hệ thống truyền tải là điện năng, nhưng năng lượng này có thể đến từ nhiều nguồn khác nhau. Trong lịch sử, điện năng được sản xuất ở quy mô công nghiệp bởi các nhà máy nhiệt điện, thủy điện và điện hạt nhân với công suất dao động từ vài trăm kW đến khoảng vài nghìn MW. Các nhà máy nhiệt điện và nhà máy điện hạt nhân sử dụng nhiên liệu (than đá, khí đốt, dầu mỏ, nhiên liệu hạt nhân) làm nguồn năng lượng chính để đun nóng nước thành hơi áp suất cao, từ đó vận hành tổ máy tua bin - máy phát điện để tạo ra điện năng.



Hình 2: Minh họa (ví dụ) các thành phần chính trong lưới điện Việt Nam

Các nhà máy nhiệt điện, đặc biệt là nhiệt điện khí, có khả năng điều chỉnh công suất đầu ra tương đối linh hoạt. Thủy điện thậm chí có thể tăng, giảm tải rất nhanh với thời gian đáp ứng dưới 1 giây. Lượng nước tích trữ trong các hồ chứa đóng vai trò như một dạng dự trữ năng lượng, có thể được huy động tức thời để cân bằng hệ thống. Ngoài ra, nguồn dự trữ này còn cho phép tích nước vào mùa mưa và phát điện để đáp ứng nhu cầu cân bằng theo mùa.

Các tổ máy tua bin – máy phát của nhà máy nhiệt điện, điện hạt nhân và thủy điện nhờ có khối lượng phần quay lớn nên có quán tính đáng kể. Ngược lại, pin mặt trời và tua bin gió hầu như không có quán tính.

Quán tính giúp duy trì sự ổn định cho hệ thống điện, đồng thời là yếu tố then chốt đảm bảo ổn định động của lưới điện và an ninh cung ứng điện. Các nhà máy điện quy mô lớn thường được kết nối với mạng lưới truyền tải bằng máy biến áp tăng áp và có thể nằm cách xa các trung tâm phụ tải để gần với nơi khai thác, chế biến hoặc lưu trữ nhiên liệu (than, khí đốt tự nhiên, uranium). Phương thức phát điện dựa trên các máy phát truyền thống này được xếp vào loại nguồn phát đồng bộ.

Các nguồn điện Việt Nam hiện nay bao gồm: nhiệt điện than, nhiệt điện khí, nhiệt điện dầu, thủy điện, điện sinh khối, điện gió và điện mặt trời. Trước năm 2019, nguồn điện của Việt Nam hầu hết là các nhà máy

điện truyền thống như nhiệt điện than, nhiệt điện khí và thủy điện. Từ năm 2019 trở lại đây, do các cơ chế khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo của Chính phủ, các nguồn điện mặt trời và điện gió đã có bước phát triển đáng kể.

Trong những năm gần đây, bên cạnh các nguồn điện truyền thống, hệ thống điện Việt Nam được xây dựng với định hướng đẩy mạnh phát triển các nguồn năng lượng tái tạo kết hợp với hệ thống lưu trữ và các nguồn linh hoạt để đáp ứng nhu cầu tăng trưởng phụ tải cao của đất nước. Các khu vực có tiềm năng lớn về điện gió và điện mặt trời như Nam Trung Bộ, Tây Nguyên và Đồng bằng sông Cửu Long nằm khá xa các trung tâm phụ tải chính như Đồng bằng sông Hồng và khu vực Đông Nam Bộ. Do đó, vai trò của lưới truyền tải ngày càng trở nên quan trọng.

## Đầu ra

Đầu ra của hệ thống truyền tải là điện năng được sử dụng rộng rãi trên nhiều lĩnh vực xã hội. Phụ tải điện của Việt Nam chia thành 5 lĩnh vực: Nông nghiệp, công nghiệp, thương mại, dân dụng và các lĩnh vực khác.

Cơ cấu tiêu thụ điện của Việt Nam phản ánh đặc điểm của một quốc gia đang phát triển. Ngành công nghiệp và xây dựng chiếm tỷ trọng lớn nhất trong tổng lượng điện tiêu thụ quốc gia, ở mức hơn 50%, tiếp theo là điện tiêu thụ cho quản lý công và dân dụng, chiếm khoảng 35% tổng nhu cầu. Lượng điện tiêu thụ trong các lĩnh vực khác chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ, khoảng 3-5% tổng lượng điện tiêu thụ quốc gia.

Xét theo khu vực, miền Bắc và miền Nam là hai trung tâm tiêu thụ điện chính của cả nước, chiếm khoảng 90% tổng sản lượng điện thương phẩm cả nước.

Tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm trong bốn năm qua (2021–2024) đạt trung bình khoảng 7,1% mỗi năm. Tốc độ tăng trưởng phụ tải cực đại quốc gia đạt khoảng 4,8% mỗi năm, thấp hơn đáng kể so với giai đoạn 2016–2020 (khoảng 8,6% mỗi năm). Nguyên nhân chính là tác động của đại dịch COVID-19 đến các hoạt động sản xuất trong giai đoạn 2020–2021.

## Cân bằng năng lượng

Trong một hệ thống điện, việc sản xuất và tiêu thụ điện năng phải luôn được duy trì ở trạng thái cân bằng liên tục. Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải chịu trách nhiệm duy trì sự cân bằng này trong thời gian thực và đảm bảo sự cân bằng từng giây giữa sản lượng điện từ các nhà máy điện và nhu cầu phụ tải, sản lượng xuất nhập khẩu và tổn thất điện năng.

Tại Việt Nam, tỷ lệ tổn thất điện năng trên lưới truyền tải hiện ở mức khoảng 2,5% [3]. Nhìn chung, tỷ lệ tổn thất truyền tải có xu hướng giảm dần qua các năm, nhưng thường tăng lên vào những năm sản lượng truyền tải liên vùng ở mức cao.

Công ty Vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia (NSMO) chịu trách nhiệm vận hành hệ thống điện để đảm bảo cân bằng cung cầu. Để đạt được mục tiêu này, NSMO lập kế hoạch vận hành hàng năm, hàng tháng và hàng tuần. Đối với công tác điều độ thực tế dựa trên thị trường, NSMO thực hiện lên lịch theo ba giai đoạn: thị trường ngày tới, lên lịch trong ngày/chu kỳ tới, và vận hành thời gian thực:

- Thị trường ngày tới: Trên cơ sở dự báo phụ tải, NSMO tiến hành phân bổ công suất cho các nguồn điện đặc thù không tham gia thị trường, điển hình như thủy điện đa mục tiêu và nhiệt điện khí nội địa. Đồng thời, các đơn vị phát điện tham gia thị trường điện nộp bản chào giá, từ đó NSMO thực hiện tối ưu hóa chi phí vận hành toàn hệ thống để xác lập lịch huy động cho ngày kế tiếp.
- Thị trường chu kỳ tới: Trong ngày vận hành, NSMO tiến hành rà soát và điều chỉnh lịch huy động theo chu kỳ hoặc khi phát sinh biến động đáng kể về phụ tải, sản lượng từ nguồn điện, bản chào giá từ các nhà máy điện hoặc điều kiện vận hành lưới điện, qua đó bảo đảm tính khả thi của kế hoạch và duy trì tối ưu hóa chi phí hệ thống.
- Vận hành thời gian thực: NSMO trực tiếp điều độ công suất, huy động dự phòng và dịch vụ phụ trợ nhằm cân bằng cung cầu tức thời, duy trì tần số và điện áp ổn định; chênh lệch so với lịch trước đó được xử lý qua thị trường cân bằng. Đồng thời, thực hiện can thiệp thị trường điện để đảm bảo an ninh hệ thống; dừng và khôi phục thị trường điện trong các trường hợp khẩn cấp.

Trong quá trình vận hành hệ thống điện, lưới truyền tải đóng vai trò đặc biệt quan trọng trong việc hỗ trợ cân bằng nguồn – phụ tải giữa các vùng miền. Khi thủy điện khu vực miền Bắc chịu ảnh hưởng của điều

kiện thủy văn bất lợi dẫn đến giảm sản lượng, hệ thống phải huy động thêm nguồn từ Bắc Trung Bộ và Trung Trung Bộ để bổ sung công suất và truyền tải ngược ra miền Bắc. Ngược lại, ở những khu vực có tiềm năng phát triển nguồn lớn, lưới truyền tải đảm nhận chức năng chuyển tải phần điện năng dư thừa đến các trung tâm phụ tải, qua đó nâng cao hiệu quả khai thác nguồn điện trên phạm vi toàn quốc. Như vậy, truyền tải điện không chỉ là “xương sống” kết nối nguồn và phụ tải, mà còn là nhân tố then chốt trong việc bảo đảm an ninh năng lượng, tăng cường tính linh hoạt vận hành và tối ưu hiệu quả khai thác hệ thống điện quốc gia.

## **Yêu cầu về không gian**

Hành lang bảo vệ an toàn đường dây dẫn điện trên không là một khoảng không gian dọc theo đường dây và được giới hạn về chiều dài, chiều rộng và chiều cao [8].

Chiều dài hành lang: Chiều dài hành lang được tính từ vị trí đường dây ra khỏi ranh giới bảo vệ của trạm này đến vị trí đường dây đi vào ranh giới bảo vệ của trạm kế tiếp. Quy định này áp dụng chung cho tất cả các cấp điện áp.

Chiều rộng hành lang: Chiều rộng hành lang được giới hạn bởi hai mặt thẳng đứng về hai phía của đường dây, song song với đường dây, có khoảng cách từ dây ngoài cùng về mỗi phía khi dây ở trạng thái tĩnh theo quy định như sau:

- Đối với đường dây 220 kV: Khoảng cách từ dây ngoài cùng về mỗi phía là 6,0 m.
- Đối với đường dây 500 kV: Khoảng cách từ dây ngoài cùng về mỗi phía là 7,0 m.

Chiều cao hành lang: Chiều cao hành lang được tính từ đáy móng cột đến điểm cao nhất của công trình cộng thêm khoảng cách an toàn theo chiều thẳng đứng quy định như sau:

- Đối với đường dây 220 kV: Khoảng cách cộng thêm là 4,0 m.
- Đối với đường dây 500 kV: Khoảng cách cộng thêm là 6,0 m.

Như vậy, hành lang tuyến của đường dây 220 kV ước tính khoảng 22 - 23 m, hành lang tuyến của đường dây 500 kV ước tính khoảng 32 - 40 m. Theo quy định tại Việt Nam, cây và các công trình vẫn có thể nằm trong hành lang tuyến với điều kiện đảm bảo khoảng cách an toàn. Phần đất thu hồi có thời hạn cho các công trình đường dây truyền tải được tính bằng diện tích các móng cột điện.

Đối với trạm biến áp, nhu cầu sử dụng cho 01 TBA 500 kV AIS khoảng 20 – 25 ha và 01 TBA 220 kV AIS khoảng 4 – 8 ha. Diện tích sử dụng đất của TBA GIS trong nhà chỉ bằng khoảng 1/2 diện tích xây dựng của một trạm biến áp loại ngoài trời có cùng quy mô và công suất.

## **Môi trường**

Tác động môi trường của hệ thống lưới điện AC chủ yếu bao gồm

- Tác động đến cảnh quan – Đường dây điện trên cao thường được đánh giá là tác động tiêu cực đến tính thẩm mỹ của cảnh quan xung quanh.
- Trường điện từ – Hạ tầng điện tạo ra cả điện trường và từ trường có khả năng gây hại. Việc tiếp xúc với điện trường và từ trường được quy định chặt chẽ và phải đảm bảo khoảng cách an toàn khi xây dựng và vận hành hạ tầng truyền tải điện [9].
- Diện tích chiếm đất lớn, đòi hỏi triển khai tái định cư và làm phân mảnh hệ sinh thái – Các dự án đường dây truyền tải điện gây ra tác động đáng kể đến việc sử dụng đất do có diện tích lớn, dẫn đến những thách thức liên quan đến bồi thường, giải phóng mặt bằng và nhu cầu tái định cư. Đồng thời, việc xây dựng và vận hành các công trình có thể làm phân mảnh hệ sinh thái, chuyển đổi đất rừng và đi qua các khu bảo tồn, cảnh quan du lịch, từ đó làm giảm một số dịch vụ hệ sinh thái và ảnh hưởng đến sinh kế của cộng đồng địa phương.
- Tiếng ồn – Thường có tiếng xèo xèo, lách tách và tiếng rít quanh các đường dây điện cao áp khi độ ẩm cao. Máy biến áp phát ra tiếng vo ve. Những tiếng ồn này chỉ nghe được ở khoảng cách rất gần. Tiếng ồn trong quá trình xây dựng và bảo trì có thể ảnh hưởng đến môi trường.
- Mối nguy liên quan đến điện – Các yêu cầu đã được thiết lập để đảm bảo an toàn trong thiết kế và vận hành hạ tầng điện.
- Khí SF<sub>6</sub> thường được sử dụng trong các trạm biến áp cách điện khí (GIS). SF<sub>6</sub> là một loại khí góp

phần đáng kể vào biến đổi khí hậu<sup>3</sup>.

## Nghiên cứu và phát triển

Công nghệ truyền tải điện xoay chiều là công nghệ đã trưởng thành trên thế giới. Các hướng nghiên cứu trên thế giới hiện chủ yếu tập trung theo hướng số hóa và khử các bon. Tại Việt Nam, các hướng nghiên cứu cụ thể như sau:

- **Nghiên cứu thiết bị truyền tải linh hoạt (FACTS):** Nghiên cứu và phát triển các bộ điều khiển dòng công suất linh hoạt (FACTS) nhằm tối ưu hóa khả năng truyền tải của hệ thống điện xoay chiều, đồng thời nâng cao độ ổn định và khả năng liên kết giữa các lưới điện khu vực. Các hướng nghiên cứu có thể bao gồm cả vật liệu chế tạo thiết bị, cũng như các vấn đề liên quan đến thiết kế, tích hợp, vận hành và điều khiển các thiết bị FACTS trong hệ thống điện.
- **Nghiên cứu về lưới điện thông minh:** Công nghệ lưới điện thông minh không chỉ cho phép truyền tải điện năng mà còn tăng cường khả năng truyền tải và trao đổi thông tin trong hệ thống điện, qua đó góp phần nâng cao độ tin cậy, tính bảo mật và hiệu quả vận hành của hệ thống. Các hướng nghiên cứu chính có thể bao gồm vận hành và quản lý hệ thống điện mặt trời mái nhà, ứng dụng máy biến áp phân phối có khả năng điều chỉnh điện áp, cũng như nghiên cứu các giao thức trao đổi dữ liệu và kết nối của các trung tâm dữ liệu trong hệ thống điện.
- **Nghiên cứu số hóa và chuyển đổi số trong vận hành hệ thống điện:** Các nghiên cứu về số hóa và chuyển đổi số tập trung vào việc ứng dụng công nghệ số nhằm nâng cao hiệu quả vận hành, quản lý và độ tin cậy của hệ thống điện. Một trong những hướng nghiên cứu quan trọng là phát triển mô hình trạm biến áp số (Digital Substation), trong đó các trạm biến áp truyền thống được chuyển đổi sang mô hình trạm số và tiến tới trạm không người trực, góp phần tối ưu hóa chi phí vận hành và nâng cao độ tin cậy của hệ thống. Tỷ lệ trạm biến áp không người trực tại Việt Nam đang tăng nhanh, hướng tới mục tiêu đạt 100% trạm 110kV và 220kV vào năm 2030. Bên cạnh đó, hướng nghiên cứu về quản lý tài sản dựa trên dữ liệu cũng được chú trọng, thông qua việc ứng dụng trí tuệ nhân tạo (AI) và dữ liệu lớn (Big Data) để phân tích tình trạng thiết bị và triển khai các giải pháp bảo trì tiên đoán (Predictive Maintenance), qua đó giúp kéo dài tuổi thọ thiết bị và nâng cao hiệu quả quản lý lưới điện.

## Ví dụ về những dự án hiện có

### Đường dây truyền tải liên miền 500 kV Bắc – Nam

Đường dây truyền tải liên miền 500 kV Bắc – Nam là công trình lưới điện siêu cao áp quan trọng bậc nhất của Việt Nam, được ví như “xương sống” của hệ thống điện quốc gia. Công trình đánh dấu mốc quan trọng khi hình thành hệ thống 500 kV liên kết xuyên suốt Bắc – Trung – Nam gồm 3 mạch đường dây:

**Mạch 1:** được khánh thành vào năm 1994, nối từ Hòa Bình (miền Bắc) đến Phú Lâm – TP.HCM (miền Nam). Mạch này dài gần 1.500 km, truyền tải điện từ các nhà máy thủy điện lớn ở miền Bắc vào hỗ trợ miền Nam đang thiếu điện trầm trọng. Đây là công trình thế kỷ, hoàn thành chỉ trong 2 năm.

**Mạch 2:** Hoàn thành năm 2005, giúp nâng cao độ tin cậy, giảm tổn thất điện năng và tăng khả năng truyền tải Bắc – Nam. Đây cũng là công trình do cán bộ, công nhân Việt Nam đảm nhận toàn bộ từ khâu thiết kế, thi công, chế tạo cột thép và giám sát, nghiệm thu.

**Mạch 3:** Dự án đường dây 500 kV mạch 3 từ Quảng Trạch (Quảng Bình) đến Phó Nổi (Hưng Yên) có chiều dài khoảng 519 km. Đây là đường dây mạch kép, đi qua nhiều địa hình khác nhau nên khối lượng thi công lớn, thời gian xây dựng chỉ trong hơn 6 tháng.

Đặc điểm:

- Hệ thống 500 kV liên kết xuyên suốt Bắc – Trung – Nam, gồm nhiều tuyến song song và trạm biến áp 500 kV quan trọng (Hòa Bình, Hà Tĩnh, Đà Nẵng, Pleiku, Phú Lâm...).
- Tổng chiều dài đường dây 500 kV xuyên Việt vượt 3.000 km.
- Đóng vai trò huyết mạch, truyền tải công suất giữa các vùng.

<sup>3</sup> Quy định sửa đổi về khí chứa Flo (EU) 2024/573, đặt mục tiêu loại bỏ hoàn toàn khí chứa Flo vào năm 2050, trong đó xác định loại bỏ hoàn toàn SF<sub>6</sub> khỏi máy biến áp vào năm 2032.

Tầm quan trọng của hệ thống đường dây truyền tải liên miền 500 kV:

- Bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, cân bằng cung – cầu điện giữa các miền.
- Khai thác hiệu quả các lợi thế về điều kiện địa lý và tự nhiên phục vụ phát triển nguồn điện.
- Giảm chi phí đầu tư nguồn phát cục bộ, tối ưu hóa vận hành toàn hệ thống điện Việt Nam.

### **Mức độ không chắc chắn**

Các dữ liệu về hiệu suất của lưới điện, chẳng hạn như tổn thất năng lượng, tuổi thọ kỹ thuật và hệ số phụ tải điển hình, thường phụ thuộc vào các yếu tố kinh tế - kỹ thuật - thị trường như mức năng lượng truyền tải sang các nước lân cận, giá trị tổn thất năng lượng, tuổi thọ và chi phí đầu tư, v.v. Những thay đổi trong quy định, nền tảng kinh tế và chính trị có thể ảnh hưởng đến các dữ liệu về hiệu suất. Bên cạnh đó, những thay đổi lớn về thiết kế và vận hành cơ bản của lưới điện sẽ dẫn đến những tác động khó dự đoán cả về hiệu suất và chi phí.

### **Dự báo chi phí**

Để có thể thực hiện các phân tích so sánh giữa các công nghệ khác nhau, điều bắt buộc là dữ liệu phải có khả năng so sánh được: Tất cả dữ liệu chi phí được xác định theo giá cố định/giá trị thực (mức giá năm 2025), không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) và các loại thuế khác. Chi phí đầu tư (CAPEX) bao gồm chi phí mua sắm và lắp đặt. Thông tin cung cấp trong các bảng có xem xét tình hình phát triển công nghệ tại thời điểm ra quyết định đầu tư cuối cùng (FID) trong năm tương ứng (2025, 2030, 2035, 2040 và 2050).

Tỷ lệ lạm phát trung bình ở Việt Nam [10]:

- Tỷ lệ lạm phát ở Việt Nam năm 2024 là 3,6%.
- Tỷ lệ lạm phát ở Việt Nam năm 2023 là 3,3%.
- Tỷ lệ lạm phát ở Việt Nam năm 2022 là 3,2%.
- Tỷ lệ lạm phát ở Việt Nam năm 2021 là 1,8%.
- Tỷ lệ lạm phát ở Việt Nam năm 2020 là 3,2%.

FID được coi là đã đưa ra khi dự án đảm bảo được nguồn tài chính và được cấp tất cả các giấy phép cần thiết. Năm vận hành sẽ phụ thuộc vào thời gian xây dựng của từng loại công nghệ sau khi nhận được giấy phép.

Dữ liệu định lượng được mô tả trong các bảng của báo cáo này và các bảng dữ liệu bổ sung, bao gồm tham số mô tả các bộ phận cụ thể của hệ thống truyền tải.

Mức độ không chắc chắn của số liệu thường được đánh giá ở mức cộng/trừ 30%.

Việc đánh giá chi phí và hiệu quả hoạt động dựa trên các nguồn thông tin chính sau đây:

1. EVN, Định mức vốn đầu tư cho các dự án xây dựng trạm biến áp và đường dây có cấp điện áp từ 110 kV đến 500 kV, tháng 1/2023 [11].
2. Suất vốn đầu tư xây dựng và giá xây dựng tổng hợp bộ phận kết cấu công trình ban hành kèm theo Quyết định số 816/QĐ-BXD ngày 22/8/2024 của Bộ Xây dựng.
3. Số liệu thống kê về tổng chi phí đầu tư của một số dự án lưới điện thực tế tại Việt Nam trong giai đoạn 2021–2025.

Nguồn 1 và nguồn 2 là tài liệu được công bố của EVN và Bộ Xây dựng về suất vốn đầu tư xây dựng các công trình trạm biến áp và đường dây truyền tải. Trong đó, suất vốn đầu tư trong nguồn 1 phù hợp với Quy định về công tác thiết kế các dự án lưới điện truyền tải của Tập đoàn. Tài liệu bao gồm các bảng số liệu về suất vốn đầu tư xây dựng các công trình lưới điện, chia theo từng loại đường dây và trạm biến áp điển hình tại Việt Nam. Đây là một trong những cơ sở tham khảo cho việc xác định sơ bộ mức chi phí đầu tư (trong giai đoạn Quy hoạch, xin chủ trương đầu tư dự án, lập kế hoạch vốn đầu tư xây dựng), đồng thời làm công cụ để quản lý chi phí đầu tư xây dựng ở giai đoạn chuẩn bị dự án, thực hiện công tác kiểm tra đối chứng giá trị tổng mức đầu tư trong quá trình lập, thẩm tra, phê duyệt các dự án. Do hiện nay tại Việt Nam, các dự án lưới điện truyền tải hầu như đều do EVN đầu tư, việc tham khảo dữ liệu năm mốc theo tài liệu của EVN là đáng tin cậy và sát với tình hình thực tế.

Nguồn 3 bao gồm cơ sở dữ liệu do nhóm chuyên gia trong nước tổng hợp, phản ánh tổng mức đầu tư thực tế của các công trình đường dây và trạm biến áp được đưa vào vận hành trong giai đoạn 2021–2025 tại Việt Nam. Dữ liệu này được thu thập từ các nguồn chính thống, bao gồm thông tin trên các trang web về tiến độ đóng điện của công trình, các báo cáo nghiên cứu khả thi của dự án, cũng như thông qua trao đổi kỹ thuật trực tiếp với các chuyên gia trong lĩnh vực truyền tải điện.

Theo định mức vốn đầu tư xây dựng trạm biến áp và đường dây truyền tải do EVN ban hành, tốc độ tăng trưởng CAPEX của các tài sản truyền tải điện như sau:

- Chi phí trạm biến áp 500 kV tăng khoảng 10-20%
- Chi phí trạm biến áp 220 kV tăng khoảng 15-20%
- Chi phí đường dây truyền tải 500 kV AC tăng khoảng 50-80%
- Chi phí đường dây truyền tải 220 kV AC tăng khoảng 40-80%

Đối với dữ liệu năm mốc 2025, nhóm chuyên gia tham khảo suất vốn đầu tư từ văn bản của EVN năm 2023. Các dữ liệu về chi phí truyền tải được công bố năm 2023 thường xuất phát từ các dự án tham khảo có thời gian vận hành cách đây 2–3 năm hoặc lâu hơn. Do đó, ước tính chi phí năm 2025 sẽ được điều chỉnh tăng giá theo tổng mức đầu tư thực tế của các công trình lưới điện đi vào vận hành trong giai đoạn 2023 – 2025. Năm 2024, do thay đổi về tiêu chuẩn tải trọng dẫn tới thay đổi quy định thiết kế các đường dây truyền tải khiến cho tổng mức đầu tư của các công trình lưới điện tăng lên nhiều so với suất vốn được công bố năm 2023. Do đó, đối với tất cả các tài sản, giá đã được nâng khoảng 50-80% như một ước tính sơ bộ nhằm đạt được mức giá năm 2025. Điều này có nghĩa là một phần hoặc hầu hết các biến động giá đã được phản ánh, ví dụ như trong giá năm 2023 từ các tài liệu tham khảo liên quan. Tuy nhiên cần lưu ý, việc tăng chi phí do tiêu chuẩn thiết kế mang tính đột biến, không có tính tuyến tính theo thời gian.

Theo thông tin từ các bên liên quan trong lĩnh vực truyền tải điện, những nguyên nhân chính dẫn đến giá cả tăng vọt trong những năm gần đây có thể được tóm tắt như sau:

- Sau đại dịch COVID-19, nhu cầu về tài sản truyền tải điện tăng mạnh do hoạt động trong lĩnh vực năng lượng được khôi phục. Điều này dẫn đến sự mất cân bằng giữa cung và cầu, gây ra những thách thức dai dẳng kéo dài đến cả hiện tại cho chuỗi cung ứng.
- Lãi suất tăng đáng kể làm gia tăng chi phí chung cho hoạt động kinh doanh của nhà cung cấp, dẫn đến giá thầu của nhà cung cấp cũng tăng.
- Nhu cầu tiêu thụ năng lượng tăng do xu hướng chung của các hệ thống năng lượng chuyển từ “nhiên liệu hóa thạch” sang “năng lượng xanh”, đòi hỏi các khoản đầu tư mới vào mạng lưới truyền tải.
- Giá nguyên liệu thô tăng.
- Các cuộc xung đột trên khắp thế giới dẫn đến những tác động kinh tế vĩ mô trên toàn cầu, phá vỡ hoặc làm gián đoạn năng lực sản xuất cũng như các chuỗi cung ứng quan trọng.

Các bên liên quan trong lĩnh vực truyền tải điện dự báo rằng giá sẽ duy trì ổn định, nhưng không giảm trong tương lai gần (theo giá trị thực). Ngay cả khi các nước như Ấn Độ, Trung Quốc, Đức và Hoa Kỳ đang xây dựng các nhà máy mới sản xuất thiết bị truyền tải điện, dự kiến cung vẫn sẽ không đáp ứng được cầu trong nhiều năm tới.

Trong tài liệu này, nhóm nghiên cứu giả định rằng về lâu dài, thị trường sẽ đạt được trạng thái cân bằng cung-cầu khi các dự án xây dựng nhà máy mới sản xuất thiết bị truyền tải điện hoàn thành. Theo đó, giá cả sẽ tiếp tục duy trì ở mức cao cho đến năm 2030, sau đó giảm dần vào khoảng năm 2050. Đến năm 2050, giá cả sẽ trở về mức trước đợt tăng giá 40-80% theo giả định.

### **Dữ liệu kỹ thuật cho truyền tải AC**

Các thông số về tổn thất và khả năng tải của các phần tử lưới điện được xác định dựa trên cấu hình thiết bị điển hình trong hệ thống điện Việt Nam. Cần nhấn mạnh rằng các số liệu kỹ thuật này hoàn toàn được ước tính trên cơ sở phân tích kỹ thuật, sử dụng các thông tin được công bố trong catalogue của nhà sản xuất. Trong thực tế vận hành, khi các thiết bị làm việc dưới những điều kiện môi trường khác nhau so với điều kiện tiêu chuẩn hoặc lý tưởng, các thông số kỹ thuật có thể không đạt được giá trị như trong các ước tính nêu trên.

Bảng 3: Tổn thất điện năng của đường dây và trạm biến áp AC

Mục	Giá trị
Tổn thất điện năng, đường dây trên không 500 kV AC [%/100 km] ở công suất định mức	0,89% - 1,39%
Tổn thất điện năng, đường dây trên không 220 kV AC [%/100 km] ở công suất định mức	2,31% - 3,51%
Tổn thất điện năng, cáp AC [%/100 km] ở công suất định mức	0,5% - 1,93%
Tổn thất điện năng, trạm AC [%]	0,35% - 1,05%
Tổn thất điện năng, máy biến áp [%]	0,17% - 0,5%

Bảng 4: Công suất của một số đường dây và cáp AC (theo giới hạn nhiệt của dây dẫn)<sup>4</sup>

Mục	Giá trị
<b>Đường dây trên không</b>	
Đường dây 500 kV AC, dây dẫn ACSR 4x330	2000 MW
Đường dây 500 kV AC, dây dẫn ACSR 4x400	2200 MW
Đường dây 500 kV AC, dây dẫn ACSR 4x500	3100 MW
Đường dây 500 kV AC, dây dẫn ACSR 4x600	3400 MW
Đường dây 220 kV AC, dây dẫn ACSR 500	340 MW
Đường dây 220 kV AC, dây dẫn ACSR 2x330	500 MW
Đường dây 220 kV AC, dây dẫn ACSR 2x400	600 MW
Đường dây 220 kV AC, dây dẫn ACSR 3x400	900 MW
<b>Cáp</b>	
Cáp ngầm 220 kV	400 MW
Cáp biển 220 kV	400 MW

### Dữ liệu kinh tế cho đường dây trên không AC

Đối với các đường dây truyền tải điện trên không AC, dữ liệu kinh tế năm mốc 2025 được tổng hợp từ tài liệu công bố Suất vốn đầu tư các công trình truyền tải điện của EVN năm 2023. Trong đó, có hiệu chỉnh lại chi phí đầu tư theo tổng mức đầu tư một số công trình thực tế đi vào vận hành trong giai đoạn 2023 – 2025 để phản ánh mức tăng chi phí. So với dữ liệu gốc của EVN vào năm 2025, chi phí đầu tư cho các đường dây quy về năm mốc 2025 được cộng thêm khoảng 50 – 80% do gia tăng về giá vật tư, tiêu chuẩn thiết kế yêu cầu,... Hiện nay tại Việt Nam, EVN là chủ đầu tư của hầu hết các công trình lưới điện truyền tải nên đây là nguồn tài liệu tham khảo phù hợp và đáng tin cậy. Tổng mức đầu tư của các công trình lưới điện truyền tải do EVN đầu tư sẽ tham chiếu theo Suất đầu tư công bố trên.

Chi phí đầu tư của các đường dây trên không được chia theo cấp điện áp 500 kV – 220 kV và theo tiết diện dây dẫn điển hình. Đơn vị trong bảng dữ liệu kinh tế sử dụng là triệu USD/km.

### Dữ liệu kinh tế cho cáp AC trên bờ và ngoài khơi

Dữ liệu kinh tế hệ thống cáp được chia thành hai loại: cáp ngầm dưới đất và cáp ngầm dưới biển.

Để làm cơ sở xây dựng bộ dữ liệu kỹ thuật–kinh tế cho cáp, các giá trị tham chiếu năm 2025 được tổng hợp từ các dự án thực tế đã đưa vào vận hành tại Việt Nam. Tuy nhiên, hiện nay mới chỉ có các dự án cáp ngầm AC 220 kV được đưa vào hoạt động, do đó dữ liệu về cáp vẫn còn hạn chế. Các thông số kỹ thuật được tính toán dựa trên thông tin trong danh mục sản phẩm của các nhà cung cấp thiết bị, như NKT và Cadivi. Dữ liệu kinh tế được tổng hợp từ các dự án cáp đã vận hành thực tế, điển hình như công trình cáp ngầm 220 kV Tao Đàn – Tân Cảng và Kiên Bình – Phú Quốc. Định mức vốn đầu tư năm 2023 của EVN chỉ cung cấp thông tin cho cáp ngầm 110 kV.

Một ước lượng về chi phí đầu tư các đường dây cáp được thực hiện dựa trên tỉ lệ so với chi phí đầu tư của đường dây trên không. Theo các cuộc trao đổi kỹ thuật với các chuyên gia truyền tải và đơn vị cấp hàng, chi phí đầu tư cho đường dây cáp ngầm trong lòng đất thường cao hơn đường dây trên không (cùng mức mang tải) khoảng 10 lần. Chi phí đầu tư cho đường dây cáp ngầm dưới biển thường cao hơn cáp ngầm trong

<sup>4</sup> Đối với đường dây dài, khả năng tải bị giới hạn theo điều kiện ổn định, thấp hơn nhiều so với giới hạn nhiệt của dây dẫn.

lòng đất khoảng 3 – 4 lần. Chi phí gia tăng chủ yếu do thành phần vật liệu đặc biệt cũng như việc xây dựng, lắp đặt đòi hỏi kỹ thuật cao.

### Dự báo chi phí cho đường dây trên không và hệ thống cáp AC

Dữ liệu từ các Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải (TSO) của Đức (Netz, 2023) được chọn làm cơ sở để dự báo chi phí cho cả đường dây trên không và hệ thống cáp. Lý do là dữ liệu của Netz (2023) cung cấp các số liệu đồng nhất giữa AC và DC, cũng như giữa trên bờ và ngoài khơi, do giá thành được xây dựng từ cùng một nguồn là các TSO của Đức. Ngoài ra, các TSO Đức có kinh nghiệm phong phú trong việc quản lý chi phí truyền tải nhờ đã từng triển khai nhiều dự án. Mặc dù dự báo chi phí của các TSO Đức phản ánh điều kiện thị trường châu Âu nhưng đã được điều chỉnh và áp dụng phù hợp với bối cảnh Việt Nam. Lý do chính cho việc áp dụng phương pháp châu Âu cho Việt Nam dựa trên hai yếu tố then chốt tương đồng giữa hai thị trường:

- Chi phí đầu tư hạ tầng truyền tải tăng mạnh trong giai đoạn 2023-2025 ở cả thị trường châu Âu và Việt Nam. Năm cơ sở 2025 được xem là giai đoạn thị trường mất cân bằng, trong khi về dài hạn, thị trường được kỳ vọng sẽ quay trở lại trạng thái cân bằng với mức giá thấp hơn.
- Các yếu tố chính làm tăng chi phí năm 2025 tại Việt Nam và châu Âu có sự tương đồng, bao gồm giá vật liệu tăng cao, đứt gãy chuỗi cung ứng, và các yêu cầu mới về tiêu chuẩn và thực hành tốt trong xây dựng hạ tầng.

Phương pháp dự báo giả định rằng chi phí từ nay đến năm 2030 sẽ không thay đổi. Trong giai đoạn 2030-2050, chi phí dự kiến giảm dần về mức trước khi xảy ra đợt tăng giá năm 2025 (tăng 40-80%). Do đó, về dài hạn, thị trường được giả định sẽ đạt lại trạng thái cân bằng giữa cung và cầu. Để đảm bảo tính nhất quán, tất cả các loại tài sản đều được giả định giảm 50% trong giai đoạn 2030-2050, không phụ thuộc vào mức tăng giá ban đầu năm 2025. Khoảng biến động của chi phí (giá trị cao và thấp) của các tham số tài chính được giả định là  $\pm 30\%$  (thể hiện trong các bảng dữ liệu).

Bảng dưới đây tóm tắt kết quả dự báo chi phí cho các loại đường dây trên cao được lựa chọn. Cần lưu ý rằng, nhìn chung có sự biến động lớn về giá trong mỗi nhóm, do đó các mức giá này có độ không chắc chắn cao.

*Bảng 5: Kết quả dự báo chi phí cho một số đường dây trên không AC*

Đường dây trên không	Đơn vị	2025	2030	2040	2050
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 500 kV AC, dây dẫn ACSR 4x330, mạch kép	triệu USD/km	0,91	0,91	0,83	0,74
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 500 kV AC, dây dẫn ACSR 4x400, mạch kép	triệu USD/km	1,09	1,09	0,97	0,86
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 500 kV AC, dây dẫn ACSR 4x500, mạch kép	triệu USD/km	1,23	1,23	1,11	1,00
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 500 kV AC, dây dẫn ACSR 4x600, mạch kép	triệu USD/km	1,43	1,43	1,29	1,14
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 220 kV AC, dây dẫn ACSR 500, mạch kép	triệu USD/km	0,24	0,24	0,22	0,19
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 220 kV AC, dây dẫn ACSR 2x330, mạch kép	triệu USD/km	0,37	0,37	0,34	0,30
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 220 kV AC, dây dẫn ACSR 2x400, mạch kép	triệu USD/km	0,47	0,47	0,43	0,38
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 220 kV AC, dây dẫn ACSR 3x400, mạch kép	triệu USD/km	0,86	0,86	0,77	0,69

Bảng dưới đây tóm tắt kết quả dự báo chi phí cho một số loại cáp. Cần lưu ý rằng, nhìn chung có sự biến động lớn về giá trong mỗi nhóm, do đó các mức giá này có độ không chắc chắn cao.

*Bảng 6: Kết quả dự báo chi phí cho một số loại cáp AC.*

Cáp	Đơn vị	2025	2030	2040	2050
Chi phí đầu tư, cáp 220 kV AC ngầm trong đất, công suất 400 MW	triệu USD/km	2,84	2,84	2,56	2,27
Chi phí đầu tư, cáp 220 kV AC dưới biển, công suất 400 MW	triệu USD/km	6,00	6,00	5,40	4,80
Chi phí đầu tư, cáp 500 kV AC ngầm trong đất	triệu USD/km	6,26	6,26	5,64	5,02
Chi phí đầu tư, cáp 500 kV AC dưới biển	triệu USD/km	13,25	13,25	11,92	10,60

### **Dữ liệu kinh tế cho trạm biến áp AC**

Tương tự như đường dây, nguồn dữ liệu chính thống được sử dụng để xây dựng bộ dữ liệu kinh tế trạm biến áp năm mốc 2025 là tài liệu Suất vốn đầu tư các công trình lưới điện truyền tải công bố của EVN năm 2023. Trong đó, nghiên cứu đã thực hiện hiệu chỉnh theo giá hiện tại của các công trình trạm biến áp thực tế đóng điện trong giai đoạn 2023 – 2025. Do không có nhiều thay đổi về tiêu chuẩn kỹ thuật trong xây dựng như đường dây trên không, suất vốn đầu tư của trạm biến áp năm 2025 được ước tính tăng khoảng 20% so với số liệu gốc trong tài liệu năm 2023 của EVN.

Chi phí đầu tư của hạng mục trạm biến áp được chia theo các cấu hình TBA 500 kV và 220 kV điển hình, tương tự như trong Tài liệu suất vốn đầu tư công bố của EVN. Chi phí đầu tư thay đổi tùy theo quy mô công suất trạm, số lượng MBA, số lượng ngăn lộ đường dây,... Do đó, cần thiết phải chia nhỏ các hạng mục TBA khác nhau. Đối với bảng dữ liệu kinh tế này, số liệu được lấy từ các trạm AIS. Trạm GIS chưa phổ biến nhiều tại Việt Nam nên mức độ sẵn có của số liệu thấp.

Đơn vị chi phí đầu tư trong bảng dữ liệu kinh tế là triệu USD/MVA. Trong đó có thể thấy, suất vốn đầu tư trên 1 đơn vị MVA sẽ giảm khi quy mô công suất của trạm biến áp tăng.

### **Dự báo chi phí cho trạm biến áp AC**

Để dự báo chi phí, dữ liệu từ các Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải Đức (Netz, 2023) được chọn làm cơ sở. Lý do là nghiên cứu của Netz, 2023 cung cấp các số liệu được cho là nhất quán cho cả hệ thống AC và DC, cũng như cho các công trình trên bờ và ngoài khơi, do cùng đến từ một nguồn là các TSO của Đức. Ngoài ra, các TSO Đức có kinh nghiệm phong phú trong việc xác định chi phí trạm biến áp nhờ đã từng triển khai nhiều dự án.

Bảng dưới đây tóm tắt kết quả dự báo chi phí cho một số loại trạm biến áp. Chi phí được giả định không thay đổi trong giai đoạn 2025-2030. Trong giai đoạn 2030-2050, chi phí được giả định giảm dần về mức trước khi xảy ra đợt tăng giá năm 2025. Để đảm bảo tính nhất quán, chi phí của tất cả các loại tài sản được giả định giảm 20% trong giai đoạn 2030-2050, không phụ thuộc vào mức tăng giá ban đầu năm 2025. Khoảng biến động của chi phí (giá trị cao và thấp) được giả định là  $\pm 30\%$  (trong các bảng dữ liệu).

*Bảng 7: Kết quả dự báo chi phí cho một số trạm biến áp AC*

	Đơn vị	2025	2030	2040	2050
Trạm biến áp 500 kV AC trên bờ, công suất 600 MVA, 02 ngăn lộ đường dây 500 kV, 04 ngăn lộ đường dây 220 kV	Triệu USD/MVA	0,030	0,030	0,027	0,024
Trạm biến áp 500 kV AC trên bờ, công suất 2x600 MVA, 04 ngăn lộ đường dây 500 kV, 08 ngăn lộ đường dây 220 kV	Triệu USD/MVA	0,024	0,024	0,021	0,019
Trạm biến áp 500 kV AC trên bờ, công suất 900 MVA, 02 ngăn lộ đường dây 500 kV, 04	Triệu USD/MVA	0,023	0,023	0,020	0,018

	Đơn vị	2025	2030	2040	2050
ngăn lộ đường dây 220 kV					
Trạm biến áp 500 kV AC trên bờ, công suất 2x900 MVA, 04 ngăn lộ đường dây 500 kV, 08 ngăn lộ đường dây 220 kV	Triệu USD/MVA	0,018	0,018	0,016	0,014
Trạm biến áp 220 kV AC trên bờ, công suất 125 MVA, 02 ngăn lộ đường dây 220 kV, 04 ngăn lộ đường dây 110 kV	Triệu USD/MVA	0,066	0,066	0,059	0,052
Trạm biến áp 220 kV AC trên bờ, công suất 2x125 MVA, 04 ngăn lộ đường dây 220 kV, 6 ngăn lộ đường dây 110 kV	Triệu USD/MVA	0,043	0,043	0,039	0,035
Trạm biến áp 220 kV AC trên bờ, công suất 250 MVA, 4 ngăn lộ đường dây 220 kV, 04 ngăn lộ đường dây 110 kV	Triệu USD/MVA	0,038	0,038	0,034	0,031
Trạm biến áp AC ngoài khơi, bao gồm cả móng, công suất 500 MVA	Triệu USD/MVA	0,076	0,076	0,068	0,061

### Dữ liệu kinh tế về máy biến áp

Thông thường, máy biến áp là một phần của trạm biến áp, và chi phí của máy biến áp đã được bao gồm trong tổng chi phí trạm (cũng có trong cảm nang này).

Chi phí đầu tư của máy biến áp được tham khảo theo Bảng giá thiết bị chuyên ngành trong Suất vốn đầu tư công bố của EVN năm 2023. Ngoài ra, tham khảo thêm thông tin qua trao đổi kỹ thuật với các bên cung cấp MBA phổ biến tại thị trường Việt Nam hiện nay, bao gồm cả các nhà sản xuất trong nước như Tổng công ty Thiết bị điện Đông Anh hay các nhà sản xuất nước ngoài như Toshiba, Hitachi,... Chi phí đầu tư máy biến áp có sự khác biệt đáng kể giữa các nhà sản xuất, phụ thuộc vào tiêu chuẩn kỹ thuật áp dụng (như IEC hoặc IEEE), công nghệ chế tạo, vật liệu sử dụng và mức độ tự động hóa trong sản xuất. Các nhà sản xuất đến từ châu Âu thường tuân thủ nghiêm ngặt các tiêu chuẩn kỹ thuật và quy định chất lượng quốc tế, đi kèm với quy trình kiểm định khắt khe và vật liệu chất lượng cao. Do đó, giá máy biến áp của các hãng châu Âu thường cao hơn so với các nhà sản xuất đến từ Trung Quốc, vốn thường cung cấp sản phẩm với mức chi phí cạnh tranh hơn nhờ lợi thế quy mô sản xuất lớn và chi phí lao động thấp hơn.

Xét về suất đầu tư triệu USD trên một đơn vị MVA, các MBA có quy mô công suất càng lớn thì có suất đầu tư càng rẻ. Nguyên nhân do khi chế tạo máy có công suất lớn hơn, chi phí vật liệu và chi phí sản xuất không tăng tỷ lệ thuận với công suất. Nhiều bộ phận như vỏ, bộ điều áp, hệ thống làm mát... tương tự giữa các cấp công suất.

Dữ liệu từ nghiên cứu [12] được chọn làm cơ sở để đánh giá hiệu quả chi phí cho máy biến áp. Lý do là nghiên cứu [12] cung cấp số liệu từ các TSO của Đức, những đơn vị có nhiều kinh nghiệm trong triển khai và vận hành máy biến áp thông qua nhiều dự án thực tế. Ngoài ra, giá cả theo nghiên cứu của Netz cũng đã được sử dụng cho các thành phần khác của hệ thống truyền tải, đảm bảo tính nhất quán trong toàn bộ dữ liệu. Mức giá năm 2025 được ước tính bằng cách tăng 20% so với mức giá năm 2020. Nguyên nhân cho mức tăng này là do chi phí vật liệu tăng cao, tắc nghẽn chuỗi cung ứng, và các yếu tố khác. Tỷ lệ tăng 20% là ước tính dựa trên các cuộc thảo luận không chính thức với các bên liên quan trong ngành truyền tải điện, cùng với giả định rằng một phần mức tăng giá trong những năm gần đây đã được phản ánh trong mức giá năm 2023.

Bảng dưới đây tóm tắt dự báo chi phí cho một số máy biến áp.

*Bảng 8: Kết quả dự báo chi phí cho một số máy biến áp AC*

Máy biến áp	Đơn vị	2025	2030	2040	2050
500/220 kV, 900 MVA	Triệu USD/MVA	0,012	0,012	0,010	0,009
500/220 kV, 600 MVA	Triệu USD/MVA	0,015	0,015	0,013	0,012
500/220 kV, 450 MVA	Triệu USD/MVA	0,016	0,016	0,015	0,013

220/110 kV, 250 MVA	Triệu USD/MVA	0,019	0,019	0,017	0,015
220/110 kV, 125 MVA	Triệu USD/MVA	0,026	0,026	0,023	0,020

### Dữ liệu kinh tế về bù công suất phản kháng

Bù công suất phản kháng được sử dụng để kiểm soát điện áp và công suất truyền tải của lưới điện. Phần bù dưới dạng công suất phản kháng được cung cấp hoặc tiêu thụ thông qua các tụ điện hoặc cuộn kháng, SVC, STATCOM.

Do dữ liệu về bù công suất phản kháng, đặc biệt là các thiết bị FACTS, hiện chưa sẵn có tại Việt Nam, nên bảng dữ liệu này được xây dựng dựa trên tài liệu tham khảo từ Cẩm nang công nghệ truyền tải năng lượng của Đan Mạch phiên bản 2025. Dữ liệu trong Bảng 9 được lấy từ MISO (đơn vị vận hành hệ thống điện), Hoa Kỳ [13]; dữ liệu trong Bảng 10 được lấy từ Đức (Kế hoạch phát triển lưới điện, phiên bản 2021)[12].

Giá dự kiến cho năm 2025 được ước tính bằng cách cộng thêm khoảng 10-20% so với mức giá tại thời điểm gốc của các nguồn tham khảo. Nguyên nhân tăng giá là do giá vật liệu tăng, gián đoạn chuỗi cung ứng, và các yếu tố liên quan khác.

Khi so sánh số liệu năm 2025 trong Bảng 9 với các số liệu tương ứng trong Bảng 10, có thể thấy giá STATCOM và SVC tại Hoa Kỳ cao hơn tại Đức lần lượt khoảng 45% và 90%. Ngược lại, đối với tụ điện và cuộn kháng, giá tại Đức cao hơn đáng kể so với giá tại Hoa Kỳ.

*Bảng 9: Dữ liệu kinh tế về bù công suất phản kháng (Hoa Kỳ)*

Cấp điện áp	69 kV	115 kV	138 kV	161 kV	230 kV	345 kV	500 kV	765 kV	TLTK	Ghi chú
Cuộn kháng (kEUR/MVAr)	16	16	16	16	16	16	25	36	1	1,2,3,4
Tụ điện (kEUR/MVAr)	12	12	12	12	12	12	12	12	1	1,2,3,4
SVC (kEUR/MVAr)	115	115	115	115	115	115	115	115	1	1,2,3,4
STATCOM (kEUR/MVAr)	227	227	227	227	227	227	227	227	1	1,2,3,4

#### Tài liệu tham khảo

- Hướng dẫn ước tính chi phí truyền tải cho MTEP 22, tháng 4 năm 2022 (Dự thảo)

#### Ghi chú

- MVAr: Công suất phản kháng
- Chi phí đầu tư bao gồm tất cả vật liệu, vận chuyển, nền móng và chi phí lắp đặt, thuế (không xác định) và chi phí dự phòng
- Giá trong TLTK: năm 2022. Tỷ giá năm 2022 là 0,951 EUR/\$
- Giá năm 2025: thêm 20% so với giá từ các nguồn TLTK

*Bảng 10: Dữ liệu kinh tế về bù công suất phản kháng (châu Âu - Đức)*

			Đơn vị	Giá gốc từ TLTK	Giá từ TLTK quy về năm 2020	2025	TLTK	Ghi chú
[12]	380 kV, 100 MVAr	Tụ bù	kEUR/MVAr	20	20	24	1	1
[12]	380 kV, SVC	SVC	kEUR/MVAr	50	50	60	1	1
[12]	380 kV, 100 MVAr	Cuộn kháng	kEUR/MVAr	21	21	25	1	1
[12]	380 kV	STATCOM	kEUR/MVAr	130	129	155	1	1

#### Tài liệu tham khảo

- Netzentwicklungsplan Strom (TSO Đức), phiên bản 2021

#### Ghi chú

- Giá năm 2025: thêm 20% so với giá từ các nguồn TLTK

Bảng 11: Kết quả dự báo chi phí cho một số thiết bị bù

Bù công suất phản kháng	Đơn vị	2025	2030	2040	2050
Tụ điện	Triệu USD/MVAr	0,034	0,034	0,031	0,027
SVC	Triệu USD/MVAr	0,086	0,086	0,077	0,069
Cuộn kháng	Triệu USD/MVAr	0,036	0,036	0,032	0,029
STATCOM	Triệu USD/MVAr	0,222	0,222	0,199	0,180

### Dữ liệu kinh tế cho vận hành và bảo dưỡng

Chi phí vận hành và bảo dưỡng hàng năm của các thành phần trong hệ thống truyền tải thay đổi tùy theo thiết kế hệ thống, vật liệu sử dụng, điều kiện khí hậu, tuổi thọ thiết bị, v.v. Thông thường, các chi phí này được giả định bằng một tỷ lệ phần trăm nhất định trên mỗi năm so với chi phí đầu tư ban đầu (CAPEX). Đối với tất cả các loại tài sản, bao gồm đường dây trên không, cáp ngầm, trạm biến áp, máy biến áp, và thiết bị bù, chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định được giả định bằng 2% CAPEX mỗi năm. Có thể lập luận rằng chi phí vận hành và bảo dưỡng không nhất thiết tăng tương ứng với sự gia tăng đột ngột của CAPEX. Tuy nhiên, để đơn giản hóa và đảm bảo tính nhất quán, tỷ lệ phần trăm này được giữ nguyên cho toàn bộ giai đoạn 2025-2050.

### Tài liệu tham khảo

- [1] Luật số 61/2024/QH15 của Quốc hội: Luật Điện lực.
- [2] Luật số 03/2022/QH15 của Quốc hội: Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật đầu tư công, Luật đầu tư theo phương thức đối tác công tư, Luật Đầu tư, Luật nhà ở, Luật đấu thầu, Luật điện lực, Luật doanh nghiệp, Luật thuế tiêu thụ đặc biệt và Luật thi hành án dân sự.
- [3] EVNNPT, “Kế hoạch đầu tư và phát triển lưới điện truyền tải quốc gia năm 2025, tầm nhìn đến năm 2029”, 2024.
- [4] NREL, “Dự phòng vận hành trong các mô hình quy hoạch dài hạn”, 2018.
- [5] Wikipedia, “Hệ thống điện”, [https://en.wikipedia.org/wiki/Electric\\_power\\_system](https://en.wikipedia.org/wiki/Electric_power_system).
- [6] Wikipedia, “Trạm biến áp”, [https://en.wikipedia.org/wiki/Electrical\\_substation](https://en.wikipedia.org/wiki/Electrical_substation).
- [7] ENTSO-E, “Máy biến áp điện xoay chiều (có bộ điều chỉnh điện áp dưới tải)”, <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/ac-power-transformers-with-tap-changer>.
- [8] Nghị định số 14/2014/NĐ-CP ngày 26/02/2014 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành Luật điện lực về an toàn điện, 2014.
- [9] EnergiNet, “Hạ tầng các dự án”, <https://en.energinet.dk/infrastructure-projects/>.
- [10] Cục Thống kê (2020–2024), Niên giám Thống kê Việt Nam các năm 2020–2024, Nhà xuất bản Thống kê, Hà Nội.
- [11] EVN, “Định mức vốn đầu tư xây dựng công trình trạm biến áp và đường dây truyền tải điện cấp điện áp từ 110 kV đến 500 kV”, tháng 1/2023.
- [12] 50Hertz, Amprion, TenneT and TransnetBW, <https://mst.dk/media/xq3jv14h/netzentwicklungsplan-strom-2035-version-2021.pdf> <https://mst.dk/media/xq3jv14h/netzentwicklungsplan-strom-2035-version-2021.pdf>.
- [13] MISO, “Hướng dẫn ước tính chi phí truyền tải cho MTEP22”, 2022, [https://cdn.misoenergy.org/20220208%20PSC%20Item%2005c%20Transmission%20Cost%20Estimation%20Guide%20for%20MTEP22\\_Draft622733.pdf](https://cdn.misoenergy.org/20220208%20PSC%20Item%2005c%20Transmission%20Cost%20Estimation%20Guide%20for%20MTEP22_Draft622733.pdf).

## Bảng số liệu

Đường dây điện trên không xoay chiều AC (mạch kép)													
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
								Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>													
Tồn thất năng lượng, đường dây trên không 500 kV AC ở công suất định mức	%/100 km	1,14%	1,14%	1,14%	1,14%	1,14%	1,14%	0,89%	1,39%	0,89%	1,39%	-	4
Tồn thất năng lượng, đường dây trên không 220 kV AC ở công suất định mức	%/100 km	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,31%	3,51%	2,31%	3,51%	-	4
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	50	50	40	70	40	70	-	1
Hệ số phụ tải điển hình	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	50%	70%	50%	70%	-	
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	2	2	1	3	1	3	-	1
<b>Số liệu kinh tế</b>													
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 500 kV AC, dây dẫn ACSR4x330	triệu USD/km	0,91	0,91	0,89	0,83	0,77	0,74	0,66	1,20	0,51	0,94	A, B, C, D, E, F	3
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 500 kV AC, dây dẫn ACSR4x400	triệu USD/km	1,09	1,09	1,03	0,97	0,91	0,86	0,74	1,40	0,60	1,11	A, B, C, D, E, F	3
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 500 kV AC, dây dẫn ACSR4x500	triệu USD/km	1,23	1,23	1,17	1,11	1,06	1,00	0,86	1,60	0,69	1,29	A, B, C, D, E, F	2
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 500 kV AC, dây dẫn ACSR4x600	triệu USD/km	1,43	1,43	1,34	1,29	1,20	1,14	1,00	1,86	0,80	1,49	A, B, C, D, E, F	2
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 220 kV AC, dây dẫn ACSR500	triệu USD/km	0,24	0,24	0,23	0,22	0,21	0,19	0,17	0,32	0,14	0,25	A, B, C, D, E, F	3
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 220 kV AC, dây dẫn ACSR2x330	triệu USD/km	0,37	0,37	0,35	0,34	0,31	0,30	0,26	0,49	0,21	0,39	A, B, C, D, E, F	3
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 220 kV AC, dây dẫn ACSR2x400	triệu USD/km	0,47	0,47	0,45	0,43	0,40	0,38	0,33	0,62	0,27	0,50	A, B, C, D, E, F	3
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 220 kV AC, dây dẫn ACSR3x400	triệu USD/km	0,86	0,86	0,82	0,77	0,73	0,69	0,60	1,12	0,49	0,90	A, B, C, D, E, F	3
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	-	-	-	-	-	2, 3
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	-	-	-	-	-	2, 3
Tỉ lệ chi phí bổ sung trong chi phí đầu tư	%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	-	-	-	-	-	2, 3
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% chi phí CAPEX/năm	2%	2%	2%	2%	2%	2%	-	-	-	-	-	2, 3
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh/km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

### Ghi chú:

- A Thấp hơn đáng kể so với các nguồn số liệu châu Âu
- B Giá trị không chắc chắn thấp và cao là  $\pm 30\%$

- C Giả định chi phí giảm tuyến tính trong giai đoạn 2030-2050, mức giảm 20%
- D Chi phí đầu tư không bao gồm chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư, lãi suất trong giai đoạn xây dựng, vốn lưu động ban đầu, chi phí dự phòng và thuế GTGT.
- E Chi phí đầu tư mạch đơn bằng khoảng 0,7 lần chi phí đầu tư mạch kép.
- F Cẩm nang công nghệ Đan Mạch sử dụng đơn vị chi phí đầu tư là USD/km/MW. Tuy nhiên tại Việt Nam, chi phí đầu tư đường dây thường được tính theo đơn vị USD/km. Để chuyển đổi giữa hai đơn vị, chi cần chia chi phí theo USD/km cho công suất truyền tải định mức của đường dây để ra chi phí theo USD/km/MW.

**Tài liệu tham khảo:**

- [1] I. Galiaskarov, “Về đặc điểm độ tin cậy và giới hạn thời gian phục vụ của đường dây trên không 500 kV”, E3S Web Conf., tập 216, trang 01014, 2020, doi: 10.1051/e3sconf/202021601014.
- [2] “Công nghệ Siêu cao áp của Trung Quốc và Tiêu chuẩn Toàn cầu”, MacroPolo. [Trực tuyến]. Truy cập tại: [https://www.paulsoninstitute.org/wp-content/uploads/2017/01/PPS\\_UHV\\_English\\_R.pdf](https://www.paulsoninstitute.org/wp-content/uploads/2017/01/PPS_UHV_English_R.pdf)
- [3] EVN 2023, Vốn đầu tư xây dựng các dự án lưới điện có cấp điện áp từ 110kV đến 500kV.
- [4] Thông số kỹ thuật của các loại dây dẫn điện trên không

Cáp AC													
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
								Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>													
Tồn thất năng lượng, cáp AC ở công suất định mức	%/100 km	1,22 %	1,22 %	1,22 %	1,22 %	1,22 %	1,22 %	0,50%	1,93%	0,50%	1,93%	-	2
Vòng đời kỹ thuật	năm	40	40	40	40	40	40	25	40	25	40	-	2
Hệ số phụ tải điển hình	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	50%	70%	50%	70%	-	
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	2	2					-	2
<b>Số liệu kinh tế</b>													
Chi phí đầu tư, cáp ngầm trong đất AC 220kV	triệu USD/km	2,84	2,84	2,70	2,56	2,42	2,27	1,99	3,69	1,59	2,95	A, B, C, E	1, 2, 3
Chi phí đầu tư, cáp biển AC 220 kV	triệu USD/km	6,00	6,00	5,70	5,40	5,10	4,80	4,20	7,80	3,36	6,24	A, B, C, E	1, 2, 3
Chi phí đầu tư, cáp ngầm trong đất AC 500kV	triệu USD/km	6,26	6,26	5,95	5,64	5,33	5,02	4,39	8,15	3,52	6,52	A, B, C, D, E	1, 2, 3, 4
Chi phí đầu tư, cáp biển AC 500kV	triệu USD/km	13,25	13,25	12,59	11,92	11,26	10,60	9,28	17,22	7,42	13,78	A, B, C, D, E	1, 2, 3, 4
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	-	-	-	-		1, 2
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	-	-	-	-		1, 2
Tỉ lệ chi phí bổ sung trong chi phí đầu tư	%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	-	-	-	-		1, 2
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% chi phí CAPEX/năm	2%	2%	2%	2%	2%	2%	-	-	-	-		1, 2
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh/km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

**Ghi chú:**

- A Mức độ không chắc chắn thấp và cao là -30% và +30%.
- B Giả định chi phí giảm tuyến tính trong giai đoạn 2030-2050, mức giảm 20%.
- C Chi phí đầu tư không bao gồm chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư, lãi vay trong thời gian xây dựng, vốn lưu động ban đầu, chi phí dự phòng và thuế VAT.
- D Dựa trên chi phí đầu tư của cáp ngầm trong đất AC 220 kV, công suất 400 MW và tỷ lệ giữa chi phí đầu tư của cáp biển AC 220 kV và cáp ngầm AC 500 kV trong [4].
- E Cẩm nang công nghệ Đan Mạch sử dụng đơn vị chi phí đầu tư là USD/km/MW. Tuy nhiên tại Việt Nam, chi phí đầu tư đường dây thường được tính theo đơn vị USD/km. Để chuyển đổi giữa hai đơn vị, chi cần chia chi phí theo USD/km cho công suất truyền tải định mức của đường dây để ra chi phí theo USD/km/MW.

**Tài liệu tham khảo:**

- 1 X. Zhao và cộng sự, “Yêu cầu kỹ thuật và kinh tế của công nghệ cáp ngầm HVDC cho Kết nối năng lượng toàn cầu,” *Kết nối năng lượng toàn cầu.*, tập. 3, số 2, trang 120–127, tháng 4 năm 2020, doi: 10.1016/j.gloi.2020.05.004.
- 2 Keith Bell, John Loughhead, Andrew Lovett, Katherine Jackson và David Reid, “So sánh các công nghệ truyền tải điện: Chi phí và đặc điểm.” [Trực tuyến]. Truy cập tại: [https://www.theiet.org/media/axwkkkb/100110238\\_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics\\_final-full.pdf](https://www.theiet.org/media/axwkkkb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf)
- 3 Suất đầu tư các dự án thực tế tại Việt Nam
- 4 ACER, pwc, UIC, 2023

Trạm biến áp AC, Trên bờ và Ngoài khơi													
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
								Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>													
Tồn thất năng lượng, trạm biến áp	%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,70%	0,35%	1,05%	0,35%	1,05%		4, 5
Vòng đời kỹ thuật	năm	40	40	40	40	40	40	20	40	20	40		4
Hệ số phụ tải điển hình	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	50%	70%	50%	70%		
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	2	2	-	-	-	-	A	
<b>Số liệu kinh tế</b>													
Chi phí đầu tư, trạm biến áp 500 kV AC trên bờ, công suất 600 MVA, 2 ngăn lộ đường dây 500 kV, 4 ngăn lộ đường dây 220 kV	Triệu USD/MVA	0,030	0,030	0,029	0,027	0,026	0,024	0,021	0,039	0,017	0,031	B, C, D, E	2
Chi phí đầu tư, trạm biến áp 500 kV AC trên bờ, công suất 2x600 MVA, 4 ngăn lộ đường dây 500 kV, 8 ngăn lộ đường dây 220 kV	Triệu USD/MVA	0,024	0,024	0,023	0,021	0,020	0,019	0,017	0,031	0,013	0,025	B, C, D, E	2
Chi phí đầu tư, trạm biến áp 500 kV AC trên bờ, công suất 900 MVA, 2 ngăn lộ đường dây 500 kV, 6 ngăn lộ đường dây 220 kV	Triệu USD/MVA	0,023	0,023	0,022	0,020	0,019	0,018	0,016	0,030	0,013	0,024	B, C, D, E	2
Chi phí đầu tư, trạm biến áp 500 kV AC trên bờ, công suất 2x900 MVA, 4 ngăn lộ đường dây 500 kV, 8 ngăn lộ đường dây 220 kV	Triệu USD/MVA	0,018	0,018	0,017	0,016	0,015	0,014	0,012	0,023	0,010	0,018	B, C, D, E	2
Chi phí đầu tư, trạm biến áp 220 kV AC trên bờ, công suất 125 MVA, 2 ngăn lộ đường dây 220 kV, 4 ngăn lộ đường dây 110 kV	Triệu USD/MVA	0,066	0,066	0,062	0,059	0,056	0,052	0,046	0,085	0,037	0,068	B, C, D, E	2
Chi phí đầu tư, trạm biến áp 220 kV AC trên bờ, công suất 2x125 MVA, 4 ngăn lộ đường dây 220 kV, 6 ngăn lộ đường dây 110 kV	Triệu USD/MVA	0,043	0,043	0,041	0,039	0,037	0,035	0,030	0,056	0,024	0,045	B, C, D, E	2
Chi phí đầu tư, trạm biến áp 220 kV AC trên bờ, công suất 250 MVA, 4 ngăn lộ đường dây 220 kV, 6 ngăn lộ đường dây 110 kV	Triệu USD/MVA	0,038	0,038	0,036	0,034	0,033	0,031	0,027	0,050	0,021	0,040	B, C, D, E	2
Chi phí đầu tư, trạm biến áp AC ngoài khơi, bao gồm cả giàn trên biển, công suất 500 MVA	Triệu USD/MVA	0,076	0,076	0,072	0,068	0,065	0,061	0,053	0,099	0,042	0,079	B, C, D, E	1, 3, 4

Trạm biến áp AC, Trên bờ và Ngoài khơi													
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
								Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	-	-	-	-	-	1, 4
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	-	-	-	-	-	1, 4
Tỉ lệ chi phí bổ sung trong chi phí đầu tư	%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	-	-	-	-	-	1, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% chi phí CAPEX/năm	2%	2%	2%	2%	2%	2%	-	-	-	-	-	
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh/km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

#### Ghi chú:

- A Phụ thuộc theo từng dự án cụ thể, tùy vào quy mô và vị trí của trạm.
- B Chi phí đầu tư bao gồm chi phí xây dựng, cung cấp và lắp đặt thiết bị, thử nghiệm và nghiệm thu, quản lý dự án, tư vấn/kỹ thuật, và các chi phí liên quan khác cho cấu hình trạm tiêu chuẩn đã xác định (bao gồm các ngân lộ quy định); không bao gồm chi phí giải phóng mặt bằng/tái định cư, chi phí tài chính trong thời gian xây dựng, chi phí dự phòng, xử lý địa kỹ thuật đặc biệt, san nền và thuế VAT.
- C Chi phí đầu tư không bao gồm chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư, lãi vay trong thời gian xây dựng, vốn lưu động ban đầu, chi phí dự phòng và thuế VAT.
- D Giá định chi phí giảm tuyến tính trong giai đoạn 2030-2050, mức giảm 20%.
- E Mức độ không chắc chắn thấp và cao là -30% và +30%.

#### Tài liệu tham khảo:

- [1] A. Martinez và G. Iglesias, “Phân tích đa thông số và lập bản đồ chi phí năng lượng bình quân cho nguồn điện gió nổi ngoài khơi ở Biển Địa Trung Hải,” *Quản lý chuyển đổi năng lượng*, tập 243, trang 114416, tháng 9 năm 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114416.
- [2] EVN 2023, *Vốn đầu tư xây dựng các dự án lưới điện có cấp điện áp từ 110kV đến 500kV*.
- [3] T.A. Antunes, R. Castro, P.J. Santos và A.J. Pires, “Lựa chọn công nghệ cho trạm biến áp cao áp ngoài khơi dựa trên trí tuệ nhân tạo”, *Energies*, tập 17, số 17, Bài báo số 17, tháng 1 năm 2024, doi: 10.3390/en17174278.
- [4] “Đảm bảo độ tin cậy: Sáng kiến thay thế cơ sở hạ tầng trạm biến áp cũ tiếp tục đạt được tiến triển - Hợp tác xã Điện lực Basin.” [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://www.basinelectric.com/news-center/basin-today-stories/Ensuring-reliability-Aging-substation-infrastructure-replacement-initiative-continues-to-make-progress>
- [5] Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, *Các hệ thống Truyền tải và Phân phối, Đánh giá Công nghệ Bốn năm một lần 2015*.
- [6] Viện Năng lượng & Cục Năng lượng Đan Mạch, *Phân tích HVDC cho Quy hoạch phát triển điện 8 Việt Nam, 2020*

Máy biến áp													
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
								Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>													
Tồn thất năng lượng, Máy biến áp	%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,17%	0,50%	0,17%	0,50%		4
Vòng đời kỹ thuật	năm	30	30	30	30	30	30	20	40	20	40		1, 2
Hệ số phụ tải điển hình	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	-	-	-	-		
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-		1, 2
<b>Số liệu kinh tế</b>													
Chi phí đầu tư, MBA 500/220 kV, 900 MVA	Triệu USD/MVA	0,012	0,012	0,011	0,010	0,010	0,009	0,008	0,015	0,006	0,012	A, B, C	3
Chi phí đầu tư, MBA 500/220 kV, 600 MVA	Triệu USD/MVA	0,015	0,015	0,014	0,013	0,013	0,012	0,010	0,019	0,008	0,015	A, B, C	3
Chi phí đầu tư, MBA 500/220 kV, 450 MVA	Triệu USD/MVA	0,016	0,016	0,016	0,015	0,014	0,013	0,011	0,021	0,009	0,017	A, B, C	3
Chi phí đầu tư, MBA 220/110 kV, 250 MVA	Triệu USD/MVA	0,019	0,019	0,018	0,017	0,016	0,015	0,013	0,025	0,011	0,020	A, B, C	3
Chi phí đầu tư, MBA 220/110 kV, 125 MVA	Triệu USD/MVA	0,026	0,026	0,024	0,023	0,022	0,020	0,018	0,033	0,014	0,027	A, B, C	3
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	-	-	-	-		3
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	-	-	-	-		3
Tỉ lệ chi phí bổ sung trong chi phí đầu tư	%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	-	-	-	-		3
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% chi phí CAPEX/năm	2%	2%	2%	2%	2%	2%	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh/km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

#### Ghi chú:

- A Mức độ không chắc chắn thấp và cao là -30% và +30%.  
B Giá định chi phí giảm tuyến tính trong giai đoạn 2030-2050, mức giảm 20%.  
C Chi phí đầu tư không bao gồm chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư, lãi vay trong thời gian xây dựng, vốn lưu động ban đầu, chi phí dự phòng và thuế VAT.

#### Tài liệu tham khảo:

- [1] L.W. McGrail T., “Tuổi thọ máy biến áp: Máy biến áp của bạn sẽ dùng được bao lâu?” [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://h2scan.com/wp-content/uploads/2025/05/h2scan-nov2024-transformersmag-articlereprint-v2.pdf>  
[2] R. Marketing, “Hiểu về quá trình lão hóa và tuổi thọ của máy biến áp”, A Line EDS. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://www.alineeds.com/understanding-transformer-aging-and-life-expectancy/>  
[3] EVN 2023, Vốn đầu tư xây dựng các dự án lưới điện có cấp điện áp từ 110kV đến 500kV.  
[4] Thông số kỹ thuật của máy biến áp

Thiết bị bù													
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
								Thấp	Cao	Thấp	Cao		
												-	-
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>													
Vòng đời kỹ thuật	năm	40	40	40	40	40	40						
Hệ số phụ tải điển hình	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%						1
Thời gian xây dựng	năm	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2						1
<b>Số liệu kinh tế</b>													
Chi phí đầu tư, tụ điện	Triệu USD/MVAr	0,034	0,034	0,0323	0,0306	0,0289	0,027	0,024	0,044	0,019	0,035	A, B	1
Chi phí đầu tư, SVC	Triệu USD/MVAr	0,086	0,086	0,0817	0,0774	0,0731	0,069	0,060	0,112	0,048	0,089	A, B	1
Chi phí đầu tư, kháng điện	Triệu USD/MVAr	0,036	0,036	0,0342	0,0324	0,0306	0,029	0,025	0,047	0,020	0,037	A, B	1
Chi phí đầu tư, STATCOM	Triệu USD/MVAr	0,222	0,222	0,2109	0,1998	0,1887	0,18	0,155	0,289	0,124	0,231	A, B	1
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	-	-	-	-		
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	-	-	-	-		
Tỉ lệ chi phí bổ sung trong chi phí đầu tư	%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% chi phí CAPEX/năm	2%	2%	2%	2%	2%	2%	-	-	-	-		1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh/km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

**Ghi chú:**

A Mức độ không chắc chắn thấp và cao là -30% và +30%.

B Giả định chi phí giảm tuyến tính trong giai đoạn 2030-2050, mức giảm 20%.

**Tài liệu tham khảo:**

[1] Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch 2025

## 1.2. Truyền tải điện một chiều

### Mô tả công nghệ

Sự phát triển công nghệ đã cho phép sử dụng hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC) như một giải pháp thay thế hiệu quả cao để truyền tải điện năng lớn, khoảng cách xa và kết nối các lưới điện có tần số khác nhau. Hệ thống lưới điện một chiều là hệ thống lưới điện dựa trên dòng điện một chiều (DC) thay vì dòng điện xoay chiều (AC). Việc kết nối giữa hệ thống HVDC và hệ thống HVAC được thực hiện thông qua các trạm chuyển đổi HVDC, trong đó bộ chuyển đổi có thể vận hành ở chế độ chỉnh lưu để chuyển AC sang DC hoặc chế độ nghịch lưu để chuyển DC sang AC [1].

Do nhu cầu truyền tải các nguồn điện từ miền Trung và miền Nam ra miền Bắc tăng cao trong tương lai, dự kiến Việt Nam sẽ phát triển thêm các hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp HVDC từ giai đoạn 2031-2035 từ khu vực Trung Trung Bộ và Nam Trung Bộ ra Bắc Bộ.

Hệ thống HVDC có thể được thiết kế theo cấu trúc hình tia đa đầu cuối (multi-terminal) hoặc theo cấu trúc dạng lưới (meshed). Các tuyến HVDC hai đầu cuối khoảng cách dài đã xuất hiện từ thập niên 1960, 1970, song hành với sự phát triển nhanh chóng của điện tử công suất và hệ thống điều khiển. Đến thập niên 1990, các hệ thống HVDC đa đầu cuối đầu tiên bắt đầu được đưa vào vận hành.

Hệ thống HVDC đa đầu cuối dạng lưới đan xen (Meshed multi-terminal DC grids - MTDC), với đặc điểm có nhiều hơn một lộ truyền tải giữa hai đầu cuối của lưới điện, hiện đang tiếp tục được nghiên cứu nhằm giải quyết những thách thức trong việc tích hợp với lưới điện xoay chiều cao áp (HVAC) dạng lưới. Khái niệm về lưới điện một chiều cao áp (DVDC) có thể mở ra triển vọng kết nối các mạng lưới điện không lồ ở quy mô toàn cầu. Ngoài ra, hệ thống lưới điện HVDC có khả năng tăng cường tính linh hoạt của toàn bộ lưới truyền tải, giúp xử lý hiệu quả hơn các đặc tính của nguồn điện tái tạo [1].

Hệ thống HVDC cần trạm chuyển đổi ở hai đầu tuyến, nên chi phí đầu tư ban đầu cao hơn HVAC ở khoảng cách ngắn. Tuy nhiên, chi phí tính trên 1 đơn vị chiều dài và công suất của đường dây trên không (không bao gồm các trạm chuyển đổi) một chiều lại thấp hơn so với đường dây xoay chiều, do nhu cầu về hành lang tuyến nhỏ hơn, số lượng dây dẫn ít hơn. Đối với hệ thống cáp ngầm, hệ thống HVDC cho phép truyền tải ở khoảng cách xa hơn nhờ loại bỏ được tổn thất điện dung<sup>5</sup> vốn thường xuất hiện trong cáp điện xoay chiều.

Hình sau minh họa thiết kế điển hình của trạm chuyển đổi HVDC (dự án Greenlink, kết nối giữa Anh và Ireland) bao gồm trạm chuyển đổi, máy biến áp chuyển đổi, thiết bị đóng cắt AC và thanh cái, bộ lọc sóng hài<sup>6</sup>, thiết bị chống sét, nhà máy phụ trợ, v.v.



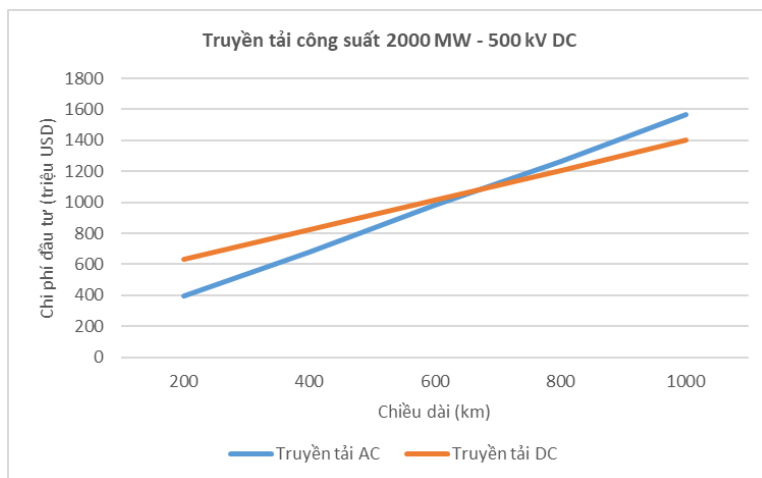
Hình 3: Ví dụ về thiết kế trạm biến áp HVDC có bộ chuyển đổi nguồn áp VSC, Greenlink [2]

Hình 4 và Hình 5 so sánh chi phí đầu tư cho hệ thống HVAC và HVDC (sử dụng đường dây trên không)

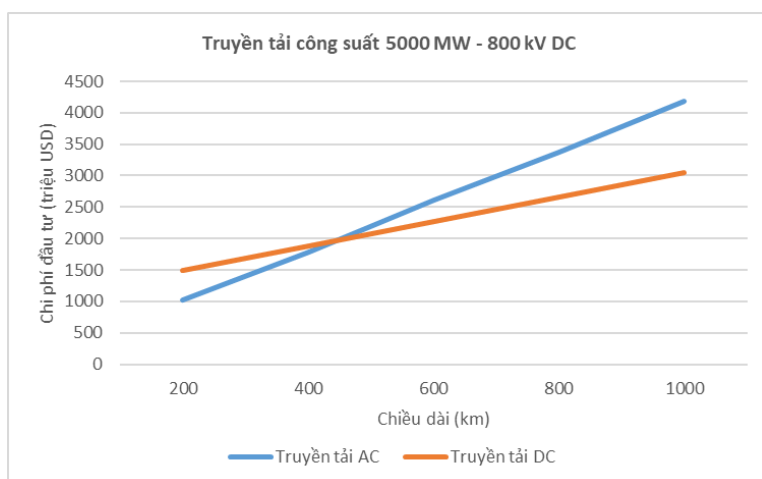
<sup>5</sup> Dây cáp có điện dung cao vì các dây dẫn nằm sát nhau (chỉ được ngăn cách bởi một lớp cách điện). Cáp AC liên tục được sạc và xả (theo tần số). Dòng điện sạc chiếm dụng dung lượng của cáp và làm giảm dung lượng dành cho việc truyền tải công suất thực.

<sup>6</sup> Sóng hài là các tần số là bội số nguyên của tần số cơ bản. Các bộ chuyển đổi HVDC tạo ra dòng điện và điện áp sóng hài trên cả phía AC và DC. Bộ lọc được sử dụng để giảm thiểu sóng hài cùng các tác động bất lợi của sóng hài.

theo chiều dài đường dây truyền tải ở các mức công suất truyền tải 2000 MW và 5000 MW. Kết quả so sánh cho thấy chi phí đầu tư của hệ thống HVDC bắt đầu có lợi thế cạnh tranh so với hệ thống HVAC ở khoảng cách truyền tải từ khoảng 700 km trở lên đối với mức công suất 2000 MW và khoảng 500 km trở lên đối với mức công suất 5000 MW.



Hình 4: So sánh chi phí hệ thống HVDC và HVAC theo chiều dài (công suất truyền tải 2000 MW)



Hình 5: So sánh chi phí hệ thống HVDC và HVAC theo chiều dài (công suất truyền tải 5000 MW)

Đối với cấp ngậm cao áp, “điểm hòa vốn” kinh tế của HVDC khoảng 50 km [3]. Như vậy, khi vượt qua một “điểm hòa vốn” kinh tế nhất định, công nghệ HVDC sẽ trở nên rẻ hơn so với HVAC.

Hệ thống HVDC cũng mang lại một số lợi ích bổ sung, chẳng hạn như cải thiện khả năng điều khiển điện áp, khả năng kết nối các vùng có tần số khác nhau, cung cấp khả năng thay đổi công suất nhanh chóng<sup>7</sup>, khả năng khởi động đen<sup>8</sup>, v.v. Việc lựa chọn HVDC hay HVAC sẽ dựa trên các đánh giá về kinh tế, kỹ thuật và môi trường.

## Phân loại hệ thống HVDC

### ❖ Theo công nghệ

#### Hệ thống HVDC dựa trên công nghệ LCC:

Bộ chuyển mạch đường dây (LCC) là công nghệ truyền thống, đã hoàn thiện và được sử dụng rộng rãi để chuyển đổi điện năng từ dòng điện xoay chiều sang dòng điện một chiều hoặc ngược lại. Thuật ngữ “chuyển mạch đường dây” cho thấy quá trình chuyển đổi phụ thuộc vào điện áp lưới ổn định ở cả hai đầu của hệ

<sup>7</sup> Nếu xảy ra sự cố nghiêm trọng đe dọa đến sự ổn định của hệ thống, HVDC có thể giúp duy trì hoạt động đồng bộ của lưới điện bằng các chức năng điều khiển tăng công suất nhanh (tăng công suất truyền tải trên một đường dây) hoặc giảm công suất (giảm công suất truyền tải trên một đường dây).

<sup>8</sup> Khởi động đen là quá trình khôi phục hệ thống điện từ trạng thái mất điện hoàn toàn.

thống HVDC [1]. Hệ thống HVDC LCC sử dụng các van bán dẫn Thyristor<sup>9</sup> và quá trình chuyển mạch dòng điện phụ thuộc vào điện áp của lưới điện xoay chiều.

Hệ thống LCC yêu cầu kết nối với lưới điện có công suất ngắn mạch đủ lớn để tránh sự cố chuyển mạch và cần nguồn điện áp đồng bộ để vận hành (điện áp xoay chiều ở cả hai đầu của hệ thống HVDC). So với VSC, hệ thống này vẫn đáp ứng công suất chuyển đổi cao hơn nhưng sẽ yêu cầu các trạm chuyển đổi có diện tích mặt bằng lớn hơn so với các trạm VSC có công suất tương đương.

*Ưu điểm:* Có khả năng chịu điện áp và dòng điện rất lớn, tổn thất thấp, thường được sử dụng trong các hệ thống LCC-HVDC công suất lớn, truyền tải xa.

*Nhược điểm:* Phụ thuộc nhiều vào lưới điện xoay chiều AC, thiếu khả năng khởi động lại sau sự cố mất điện, yêu cầu hệ thống AC đủ “mạnh” để có thể vận hành. Hệ thống sinh ra sóng hài, trạm LCC tiêu thụ một lượng lớn công suất phản kháng (khoảng 50-60% công suất truyền tải) [4], đòi hỏi lắp đặt các dàn tụ lọc và bù công suất phản kháng công kênh.

### **Hệ thống HVDC dựa trên công nghệ VSC:**

Bộ chuyển đổi nguồn áp (VSC) là bộ chuyển đổi tự chuyển mạch để kết nối hệ thống HVAC và HVDC, sử dụng các thiết bị phù hợp với cấu phần điện tử công suất lớn, chẳng hạn như IGBT<sup>10</sup> (Transistor lưỡng cực có công cách ly). Bộ chuyển đổi nguồn áp (VSC) có khả năng tự chuyển mạch, có thể tạo ra điện áp xoay chiều mà không cần dựa vào hệ thống điện xoay chiều. Đặc điểm này cho phép kiểm soát nhanh và độc lập cả công suất tác dụng và công suất phản kháng, đồng thời cung cấp khả năng khởi động đen [1].

Bộ chuyển đổi nguồn áp (VSC) duy trì cực tính không đổi của điện áp DC trong các khối cấu trúc. Việc thay đổi hướng dòng điện được thực hiện bằng cách đảo chiều dòng điện. Hệ thống HVDC dựa trên công nghệ VSC cung cấp khả năng kiểm soát công suất tác dụng nhanh chóng, đồng thời đảm bảo khả năng điều khiển công suất phản kháng linh hoạt và mở rộng tại hai đầu của liên kết HVDC.

*Ưu điểm:* Diện tích trạm nhỏ gọn, không cần bộ lọc xoay chiều lớn, phù hợp cho các khu vực hạn chế không gian hoặc môi trường biển. VSC có khả năng điều khiển độc lập công suất tác dụng và công suất phản kháng, có khả năng khởi động độc lập mà không phụ thuộc vào lưới AC, có thể nhanh chóng khởi động lại sau sự cố mất điện, giảm thiểu sóng hài.

*Nhược điểm:* VSC có công suất định mức của thiết bị còn hạn chế so với công nghệ LCC. Tổn thất công suất trong các bộ biến đổi tương đối cao do sử dụng linh kiện bán dẫn đóng cắt tần số cao. Các thiết bị phải chịu áp lực lớn về cách điện và mực điện môi, làm tăng yêu cầu kỹ thuật và chi phí đầu tư. Việc điều khiển và thiết kế hệ thống VSC có độ phức tạp cao, đòi hỏi công nghệ và kinh nghiệm vận hành chuyên sâu.

### **Hệ thống HVDC dựa trên công nghệ lai LCC-VSC**

Trong giai đoạn hiện tại, công nghệ HVDC lai (Hybrid LCC-VSC) là giải pháp tối ưu nhờ kết hợp được hiệu suất cao, chi phí hợp lý của LCC với khả năng điều khiển linh hoạt của VSC. Cấu hình này đặc biệt hiệu quả khi truyền tải công suất lớn về các trung tâm phụ tải có lưới điện yếu hoặc cấu trúc phức tạp. Ngoài ra, giải pháp Hybrid còn hỗ trợ truyền tải NLTT từ các khu vực nguồn về trung tâm phụ tải (lưới AC đủ mạnh), giúp ổn định dòng công suất và tối ưu hóa khả năng hấp thụ nguồn điện sạch.

Tập đoàn Điện lực miền Nam Trung Quốc (CSG) đã đưa vào vận hành dự án HVDC lai kiểu trạm-trạm đầu tiên trên thế giới, được gọi là dự án HVDC Wudongde. Sự thành công của dự án này chứng minh rằng kiểu HVDC lai trạm-trạm là khả thi về mặt kỹ thuật. Hệ thống HVDC lai này được xây dựng gồm ba trạm đầu cuối, một trạm chính lưu LCC (8000 MW) và hai trạm nghịch lưu VSC (5000 MW và 3.000 MW) với điện áp DC định mức  $\pm 800$  kV và tổng công suất truyền tải 8000 MW. Tổng chiều dài đường dây truyền tải khoảng 1452 km. Dự án sử dụng công nghệ LCC truyền thống tại đầu phát và công nghệ VSC tại cả hai đầu nhận.

<sup>9</sup> Thyristor là linh kiện bán dẫn công suất lớn, được kích dẫn bằng xung công nhưng không có khả năng tự tắt. Quá trình tắt phụ thuộc vào việc dòng điện qua van giảm về “0” hoặc có điện áp ngược, do đó cần điện áp lưới AC để thực hiện chuyển mạch

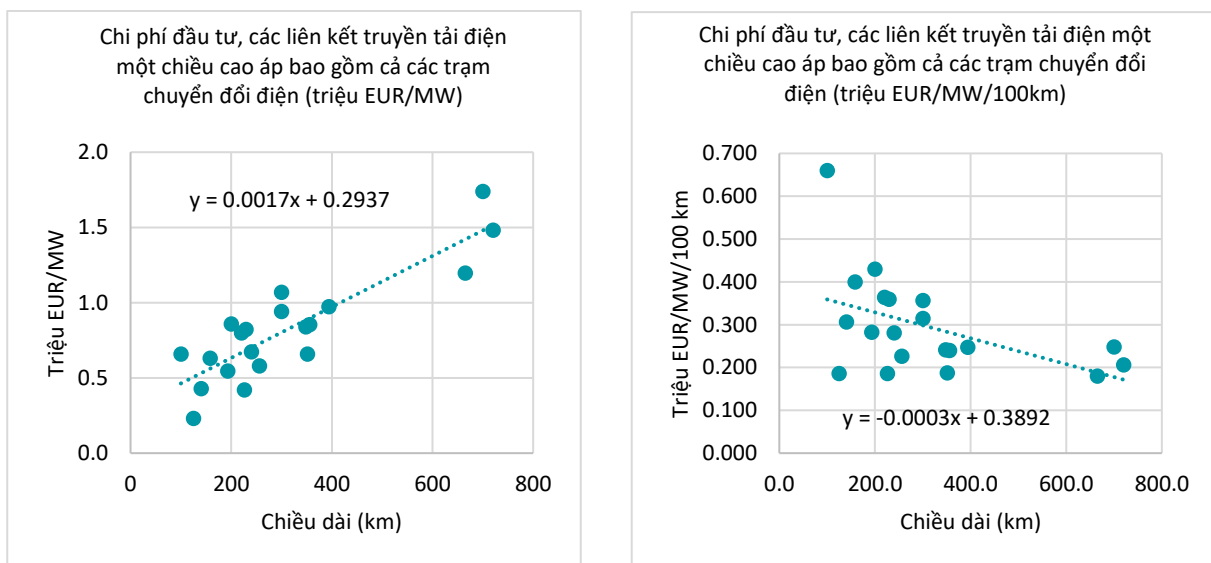
<sup>10</sup> Transistor lưỡng cực có công cách ly

Ngoài Wudongde, công nghệ HVDC lai đang được triển khai mạnh mẽ qua các dự án trọng điểm khác. Tiêu biểu là dự án Baihetan - Jiangsu (Trung Quốc), sử dụng cấu hình lai phân tầng để triệt tiêu lỗi chuyển mạch tại trạm nhận. Tại Châu Âu, hệ thống Skagerrak 4 (Na Uy - Đan Mạch) vận hành song song VSC và LCC để tận dụng khả năng khởi động đen và ổn định điện áp. Các dự án khác như Ultratnet (Đức) hay các quy hoạch tại Ấn Độ cũng đang áp dụng mô hình này nhằm tối ưu chi phí truyền tải đường dài của LCC và tính linh hoạt của VSC tại các khu vực lưới yếu.

❖ **Theo cấu hình hệ thống**

**Hệ thống truyền tải HVDC điểm đối điểm/2 đầu cuối (point to point)**

Hệ thống truyền tải HVDC điểm đối điểm/2 đầu cuối là cấu hình cơ bản nhất của hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp, bao gồm hai trạm chuyển đổi được nối với nhau qua một đường dây truyền tải duy nhất. Trên thế giới, nhiều hệ thống truyền tải HVDC 2 đầu cuối đã đi vào vận hành. Các dự án này thường là các tuyến kết nối trực tiếp giữa các trung tâm nguồn điện tới trung tâm phụ tải với khoảng cách xa và công suất truyền tải lớn hoặc kết nối giữa các quốc gia khác nhau. Hình sau tổng hợp chi phí đầu tư các dự án HVDC tại châu Âu (bao gồm cả công nghệ VSC/LCC và cáp trên đất liền/ngoài biển, v.v.).



Hình 6: Chi phí đầu tư cho hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC) tại châu Âu

Có thể thấy khi khoảng cách truyền tải tăng, chi phí đầu tư trên một đơn vị công suất tăng. Tuy nhiên, chi phí đầu tư trên một đơn vị công suất và chiều dài lại giảm. Như vậy, khoảng cách truyền tải càng xa, hệ thống HVDC càng có lợi về mặt chi phí.

**Hệ thống truyền tải HVDC đa đầu cuối**

Hiện nay, có một số ít hệ thống HVDC đa đầu cuối đang vận hành thương mại trên thế giới, chủ yếu tập trung tại khu Trung Quốc. Tuy nhiên, trong tương lai gần, các lưới MTDC kết hợp lưới AC hiện hữu được kì vọng sẽ trở nên phổ biến hơn khi công nghệ phát triển đủ trưởng thành, chi phí giảm. Động lực chính cho việc xây dựng các lưới điện DC này là nhu cầu tích hợp quy mô lớn các nguồn năng lượng tái tạo ở xa vào các lưới điện AC hiện có.

Các hệ thống này có thể được xây dựng theo dạng tia hoặc dạng lưới đan xen, cho phép có nhiều đường kết nối DC khác nhau giữa các trạm.

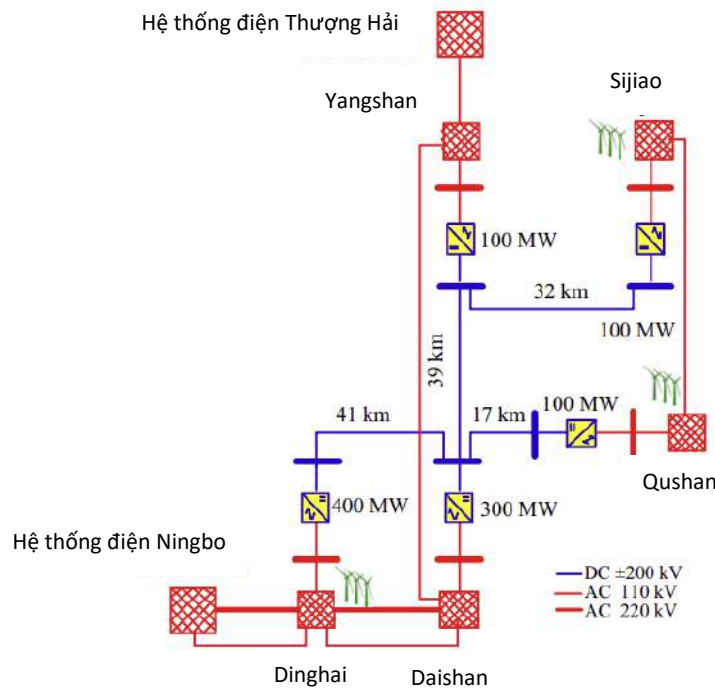
**Hệ thống truyền tải HVDC đa đầu cuối dạng hình tia**

Các hành lang DC khoảng cách dài, hai đầu cuối đã xuất hiện từ những năm 1960. Với sự phát triển nhanh chóng của điện tử công suất và hệ thống điều khiển, hệ thống HVDC đa đầu cuối đầu tiên đã được đưa vào vận hành từ những năm 1990.

Hình 7 minh họa hệ thống HVDC 5 đầu cuối Chu Sơn được triển khai năm 2014. Đây là dự án hệ thống HVDC 5 đầu cuối, kết nối năm hòn đảo với lưới điện chính, nhằm cung cấp điện và ổn định các lưới điện yếu trên đảo. Ban đầu, hệ thống được thiết kế theo cấu trúc nhiều điểm tỏa tròn xuyên tâm, nhưng không

có khả năng cô lập chọn lọc sự cố DC, dẫn đến việc luôn ngắt kết nối cả năm trạm khỏi hệ thống khi xảy ra sự cố. Sau đó, hệ thống đã được nâng cấp bằng việc lắp đặt các máy cắt điện một chiều (DCCB)<sup>11</sup>.

Một dự án đa đầu cuối khác là hệ thống Sardinia-Corsica-Ý [5]. Ban đầu, tuyến liên kết DC 2 điểm 200 MW, 200 kV được xây dựng giữa Ý và Sardinia, sau đó một trạm MTDC công suất 50 MW được bổ sung tại Corsica vào năm 1988. Ba trạm MTDC này hợp thành kết nối SACOI, vận hành như một hệ thống MTDC hoàn chỉnh.



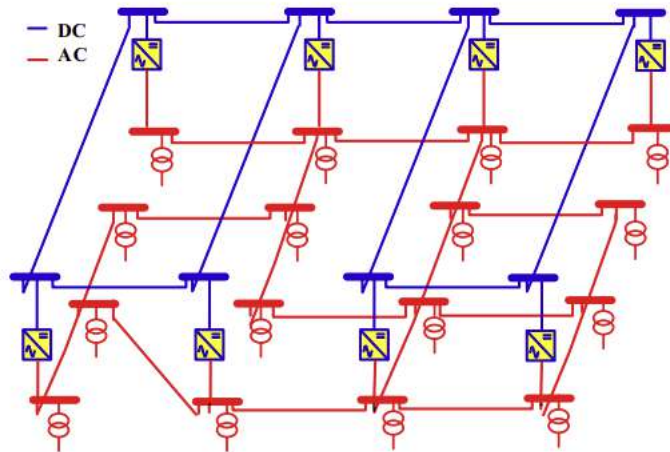
Hình 7: Dự án DC 5 điểm Chu Sơn, Trung Quốc [6]

Trong hơn một thập kỷ qua, các cơ quan quản lý, đơn vị vận hành hệ thống truyền tải (TSO), ngành điện gió và các bên liên quan tại các quốc gia quanh khu vực Biển Bắc đã xem xét khả năng phát triển hạ tầng truyền tải phối hợp quy mô lớn. Một ví dụ gần đây là dự án North Sea Wind Power Hub, được đề xuất bởi TenneT NL, TenneT DE và Energinet. Toàn bộ hệ thống được thiết kế để hoạt động như một trung tâm trung chuyển điện gió, truyền tải điện thông qua hệ thống nhiều điểm đến các quốc gia đầu nối.

### Hệ thống truyền tải HVDC đa đầu cuối dạng lưới đan xen

Các hệ thống HVDC đa đầu cuối dạng lưới đan xen, trong đó có nhiều đường dây DC giữa hai điểm, hiện vẫn đang được nghiên cứu ở cấp độ chuyên sâu để giải quyết các thách thức về tích hợp với lưới điện AC dạng lưới đan xen [5]. Hình sau minh họa thiết kế hệ thống DC đa đầu cuối dạng lưới đan xen.

<sup>11</sup> Trong dự án Trương Bắc sau này, 16 máy cắt DCCB với các công nghệ khác nhau đã được lắp đặt. Một trong số đó là phiên bản kế tiếp của loại đã sử dụng trong dự án Chu Sơn.



Hình 8: Ví dụ về thiết kế của một hệ thống truyền tải HVDC đa đầu cuối dạng lưới [5]

### HVDC Back to Back - Liên kết các hệ thống không đồng bộ với nhau

Các kết nối truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC) thường được sử dụng trong lưới điện truyền tải để vận chuyển một lượng lớn công suất khả dụng/năng lượng trên khoảng cách xa, ví dụ như truyền tải điện từ các nguồn năng lượng lớn như trạm biến áp điện gió ngoài khơi. Các hệ thống truyền tải kết nối quy mô lớn cho phép tối ưu hóa việc điều độ công suất giữa nhiều nguồn phát có đặc tính khác nhau, nâng cao độ tin cậy của hệ thống, đồng thời đóng vai trò then chốt trong việc tích hợp hiệu quả các nguồn năng lượng biến đổi ngày càng tăng như gió và mặt trời.

Hệ thống HVDC cũng được sử dụng để liên kết các hệ thống điện không đồng bộ, tức các hệ thống có tần số khác nhau hoặc có cùng tần số nhưng không đồng nhất về góc pha. Cấu hình này thường gọi là hệ thống HVDC Back-to-Back. Trong hệ thống Back-to-Back HVDC, bộ chuyển đổi chỉnh lưu và bộ chuyển đổi nghịch lưu được đặt tại cùng một vị trí, thường trong cùng một nhà trạm. Hai bộ chuyển đổi được nối với nhau thông qua một đường dây DC rất ngắn, do đó chiều dài đường dây tải điện một chiều chỉ ở mức tối thiểu. Do chiều dài đường dây DC ngắn, cấp điện áp một chiều của hệ thống thường được lựa chọn ở mức tương đối thấp, khoảng 50 kV ÷ 150 kV, nhằm giảm chi phí đầu tư và yêu cầu cách điện cho thiết bị. Việc bố trí toàn bộ thiết bị tại cùng một địa điểm giúp thuận lợi cho công tác vận hành, điều khiển và bảo dưỡng, đồng thời nâng cao độ tin cậy của hệ thống. Với các đặc điểm này, sơ đồ Back-to-Back HVDC đặc biệt phù hợp cho các bài toán liên kết hệ thống điện không đồng bộ, nhất là trong các ứng dụng liên kết lưới điện xuyên biên giới.

Trong bối cảnh nhiều nguồn điện miền Bắc có nguy cơ chậm tiến độ, EVN đang đề xuất tăng cường mua điện Trung Quốc bằng cách xây dựng hệ thống 500 kV Back-to-Back (B2B) nhập khẩu khoảng 3.000 MW về miền Bắc, kì vọng vận hành sau năm 2030. Nguồn điện xoay chiều AC từ phía Trung Quốc được chuyển đổi qua cấp điện áp một chiều (DC), sau đó được chuyển đổi ngược lại trở thành điện áp xoay chiều AC đồng bộ với hệ thống điện Việt Nam. Điều này cho phép hai hệ thống điện không đồng bộ có thể trao đổi công suất.

### Các thành phần chính

#### Đường dây HVDC

Dây dẫn của đường dây truyền tải HVDC có thể là đường dây trên không, cáp hoặc kết hợp cả hai. Khi việc lắp đặt đường dây trên không không khả thi, cáp HVDC (chôn ngầm trong đất hoặc chôn ngầm dưới biển) có thể là lựa chọn ưu tiên hoặc thậm chí là phương án duy nhất.

Tùy thuộc vào khoảng cách giữa hai trạm chuyển đổi, đường dây truyền tải HVDC có thể chiếm tỉ trọng lớn trong tổng chi phí đầu tư và tổn thất công suất. Do đó, lựa chọn dây dẫn đường dây cần được xem là một phần không thể tách rời của quá trình tối ưu hóa ở giai đoạn quy hoạch khi xem xét tổng chi phí, công suất định mức và cấp điện áp của hệ thống truyền tải HVDC.

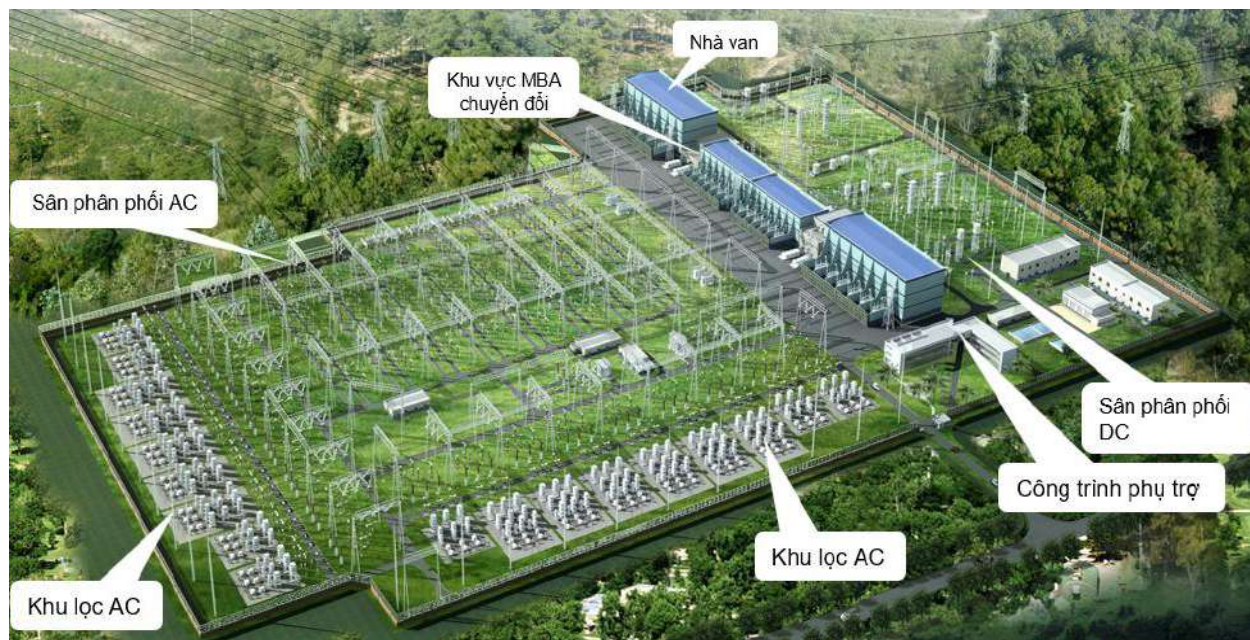
Đối với đường dây trên không, các yếu tố then chốt trong thiết kế dây dẫn bao gồm hiệu ứng corona (nhiều vô tuyến, tổn thất và tiếng ồn nghe được), cũng như tổn thất công suất. Các hiệu ứng corona thường được

giảm thiểu bằng cách tăng bán kính tương đương của dây dẫn (còn gọi là bán kính trung bình hình học) và tăng số lượng và/hoặc tiết diện của các dây dẫn con trong bó dây. Tồn thất công suất có thể được giảm bằng cách tăng tổng tiết diện của dây dẫn. Số lượng và tiết diện của các dây dẫn con trong bó dây đều có ảnh hưởng lớn đến chi phí của đường dây truyền tải HVDC. Thông thường, tiết diện dây dẫn nên được lựa chọn dựa trên dòng điện định mức và mật độ dòng điện kinh tế đã xác định, sau đó kiểm tra lại theo các tiêu chí về hiệu ứng corona và các ràng buộc khác. Trong môi trường độ cao lớn và điện áp cao, hiệu ứng corona có thể trở nên rất rõ rệt, vì vậy cần được xem xét một cách cẩn trọng.

Việc lựa chọn cáp cho liên kết HVDC là cáp ngầm trên đất liền hay cáp ngầm dưới biển cần xem xét đồng thời các yếu tố kỹ thuật, kinh tế và môi trường. Các yêu cầu chính bao gồm phối hợp cách điện với trạm chuyển đổi, khả năng mang tải và quá tải, mức điện áp DC, cấu trúc liên kết HVDC, cũng như các điều kiện lắp đặt, bảo vệ và các điểm chuyển tiếp (giữa cáp đất liền – cáp biển hoặc giữa cáp và đường dây trên không). Bên cạnh đó, các yếu tố đặc thù như độ sâu nước, vị trí cáp bờ, tác động môi trường và yêu cầu đào chiều công suất cũng đóng vai trò quan trọng trong quá trình lựa chọn cáp.

Cáp siêu dẫn HVDC có thiết kế tương tự như cáp siêu dẫn HVAC. Hiện nay, cáp siêu dẫn HVDC vẫn chủ yếu ở giai đoạn phát triển nguyên mẫu hoặc triển khai trong các dự án trình diễn; do đó, thời điểm mà chi phí của công nghệ này giảm xuống mức đủ để ứng dụng rộng rãi vẫn chưa được xác định rõ<sup>12</sup>.

### Trạm chuyển đổi HVDC



Hình 9: Cấu hình cơ bản của trạm chuyển đổi HVDC (nguồn: GEDI)

#### a) Thiết bị nhất thứ AC

Thiết bị nhất thứ AC trong trạm biến đổi HVDC đóng vai trò là giao diện trực tiếp giữa hệ thống điện xoay chiều và trạm biến đổi. Các thiết bị này bao gồm sơ đồ thanh cái, máy cắt, dao cách ly, máy biến dòng, máy biến điện áp và các phần tử bảo vệ liên quan. Trong đó, sơ đồ thanh cái AC là thành phần trung tâm, quyết định đến độ tin cậy, tính linh hoạt vận hành và khả năng mở rộng của trạm.

Đối với các trạm HVDC công suất lớn, yêu cầu đối với thiết bị nhất thứ AC thường cao hơn so với trạm AC thông thường do công suất trao đổi lớn với hệ thống AC, dòng ngắn mạch cao tại điểm đấu nối và yêu cầu vận hành liên tục và khả năng chịu sự cố theo tiêu chí N-1. Phạm vi thiết bị nhất thứ AC trong trạm chuyển đổi HVDC thường bao gồm:

- Thanh cái và thiết bị phân phối AC;

<sup>12</sup> Vào tháng 10/2024, NKT đã hợp tác với "Stadtwerke München Infrastructure" và các đối tác khác khánh thành hệ thống thử nghiệm cáp siêu dẫn dài nhất thế giới mang tên SuperLink tại thành phố Munich (Đức). (<https://www.nkt.dk/om-os/pressemeddelelser-events/nkt-paabegynder-test-af-verdens-laengste-superledende-kabel>).

- Máy biến áp chuyển đổi;
- Thiết bị đóng cắt và cách ly AC;
- Thiết bị đo lường và bảo vệ nhất thứ;
- Các thiết bị bù và lọc đầu nối phía AC.

### **b) Máy biến áp chuyển đổi**

Máy biến áp chuyển đổi là thiết bị liên kết giữa hệ thống AC và các van chuyển đổi. Đây là một trong những thiết bị quan trọng và chuyên dụng nhất trong trạm.

Máy biến áp chuyển đổi khác với máy biến áp AC thông thường ở nhiều khía cạnh quan trọng. Trong đó, máy biến áp chuyển đổi HVDC phải chịu ứng suất cách điện do điện áp DC, bên cạnh các ứng suất điện áp AC mà một máy biến áp điện lực thông thường vẫn phải chịu. Hai loại ứng suất này khác nhau về bản chất:

- Ứng suất điện áp AC chủ yếu tồn tại trong dầu cách điện và được xác định bởi kết cấu hình học cũng như hằng số điện môi của các vật liệu;
- Trong khi đó, ứng suất điện áp DC lại phụ thuộc vào điện trở suất của các vật liệu cách điện, mà các giá trị này thay đổi theo điều kiện vận hành.

Ngoài ra, máy biến áp chuyển đổi cần được thiết kế nhiệt sao cho tính đến các dòng điện sóng hài AC truyền từ van chuyển đổi qua máy biến áp chuyển đổi tới các bộ lọc sóng hài AC.

Thông thường, máy biến áp chuyển đổi được bố trí với cuộn dây phía lưới nối hình sao có nối đất, trong khi các cuộn dây thứ cấp hình sao nối và tam giác. Bộ điều chỉnh điện áp dưới tải (OLTC) thường được lắp trên cuộn dây phía lưới và dải điều chỉnh của bộ điều áp này thường phải rộng nhằm tối ưu hóa thiết kế bộ chuyển đổi.

### **c) Van chuyển đổi**

Van chuyển đổi thực hiện chuyển đổi từ AC sang DC hoặc từ DC sang AC theo yêu cầu. Phần lớn các bộ van chuyển đổi HVDC được kết nối theo cấu hình cầu 12 xung. Cầu 12 xung được cấu tạo từ 12 van, trong đó mỗi van có thể bao gồm nhiều thyristor mắc nối tiếp nhằm đạt được mức điện áp DC định mức của sơ đồ HVDC [7].

Van chuyển đổi là thành phần khác biệt giữa hệ thống HVDC dựa trên công nghệ VSC và công nghệ LCC. HVDC LCC (Line-Commutated Converter): Sử dụng Thyristor (diode có điều khiển). Đây là linh kiện chỉ có thể điều khiển bật (ON) bằng xung kích tại cực cổng, nhưng không thể chủ động điều khiển ngắt (OFF). Van Thyristor cần dòng điện đi qua nó về mức 0 để có thể ngắt. Do đó, hệ thống hoàn toàn phụ thuộc vào điện áp của lưới xoay chiều (AC) để thực hiện quá trình chuyển mạch. Nếu lưới AC quá yếu hoặc mất điện áp, hiện tượng lỗi chuyển mạch rất dễ xảy ra. HVDC VSC (Voltage Source Converter): Sử dụng IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Đây là linh kiện hoàn toàn có thể điều khiển, cho phép chủ động cả việc bật và ngắt tại bất kỳ thời điểm nào theo ý muốn của hệ thống điều khiển. Van IGBT có khả năng tự ngắt mà không cần dòng điện lưới về 0. Điều này cho phép VSC tạo ra điện áp xoay chiều của riêng mình, độc lập hoàn toàn với lưới AC, giúp nó có khả năng khởi động đen cho các lưới điện bị sự cố.

Van thyristor/IGBT là tổ hợp các thyristor/IGBT mắc nối tiếp/song song và hoạt động như một thyristor/IGBT duy nhất có kích thước rất lớn. Van thyristor/IGBT thường phải chịu được điện áp hàng trăm kilovolt khi ở trạng thái khóa. Do mỗi thyristor/IGBT riêng lẻ chỉ chịu được vài kV, nên trong một van thyristor/IGBT cần có rất nhiều thyristor/IGBT mắc nối tiếp. Việc đảm bảo phân bố điện áp đều trên các thyristor/IGBT mắc nối tiếp này là một thách thức lớn.

### **d) Bộ lọc AC**

Các bộ lọc AC có hai mục đích chính:

- Lọc các sóng hài AC do bộ chuyển đổi HVDC tạo ra;
- Cung cấp công suất phản kháng cần thiết cho bộ chuyển đổi HVDC.

Trạm chuyển đổi HVDC thường bố trí các bộ lọc AC mắc song song và có thể đóng cắt, được nối trực tiếp với thanh cái van chuyển đổi hoặc nối với một thanh cái bộ lọc.

Các bộ lọc AC được tự động đóng/cắt bằng máy cắt AC thông thường nhằm đáp ứng các giới hạn về chất

lượng sóng hài và yêu cầu về công suất phản kháng. Thông thường, bộ lọc AC được cấu thành từ một dàn tụ điện (nổi cao áp) mắc nối tiếp với một mạch trung áp bao gồm các cuộn kháng lõi không khí, cách điện bằng không khí, điện trở và các dàn tụ điện. Các thành phần này được lựa chọn để đảm bảo hiệu suất yêu cầu của bộ lọc AC và bảo đảm bộ lọc được định mức phù hợp.

Loại và dung lượng của bộ lọc có thể được tính toán dựa trên các yêu cầu của hệ thống (ví dụ: hiệu năng lọc AC, trở kháng tương đương của lưới AC, điện áp đóng cắt tối đa của bộ lọc AC, v.v.).

Các yêu cầu về hiệu năng này ảnh hưởng đáng kể đến thiết kế bộ lọc AC, và do đó tác động trực tiếp đến diện tích/mặt bằng bố trí trạm cũng như chi phí.

Nguyên tắc thiết kế của các bộ lọc sóng hài phía hệ thống và máy cắt liên quan của hệ thống HVDC LCC và HVDC VSC không khác so với thực tiễn thiết kế đối các hệ thống FACTS. Có thể sử dụng bộ lọc thông cao, bộ lọc điều chỉnh đơn, điều chỉnh kép hoặc điều chỉnh ba.

#### **e) Bộ lọc DC**

Quá trình vận hành của van chuyển đổi làm phát sinh các thành phần sóng hài điện áp tại đầu cực DC của van chuyển đổi, tức là tồn tại các thành phần sóng hài AC dạng hình sin xếp chồng lên điện áp DC. Thành phần điện áp hài AC này sẽ gây ra dòng điện hài AC chạy trong mạch DC. Trường điện từ do dòng điện hài AC tạo ra có thể liên kết với các dây dẫn lân cận, chẳng hạn như các hệ thống viễn thông dây trần, từ đó cảm ứng dòng điện hài trong các mạch khác.

Trong sơ đồ back-to-back, các thành phần hài này được khống chế trong nhà van chuyển đổi nhờ hệ thống cách ly thích hợp; còn đối với sơ đồ sử dụng cáp, lớp màng chắn của cáp thường cung cấp khả năng cách ly sóng hài.

Tuy nhiên, đối với truyền tải DC bằng đường dây trên không, có thể cần phải bố trí các bộ lọc DC nhằm giới hạn dòng điện hài chạy trên đường dây DC, trong trường hợp nhiều hài này gây ảnh hưởng bất lợi đến các hệ thống lân cận (VD như đường dây điện thoại).

Bộ lọc DC có cấu trúc vật lý tương tự bộ lọc AC, được nối với mức điện áp cao thông qua một dàn tụ điện. Các tụ điện khác, cùng với cuộn kháng và điện trở, sau đó được mắc nối tiếp với dàn tụ điện cao áp nhằm đạt được đặc tính điều chỉnh tần số và suy giảm mong muốn.

#### **Cuộn kháng san bằng DC**

Cuộn kháng san bằng DC là thiết bị bắt buộc đối với các sơ đồ truyền tải HVDC, là một bộ phận của bộ lọc sóng hài DC, đảm nhiệm nhiều chức năng bao gồm:

- Giảm gợn dòng điện DC trên đường dây trên không hoặc cáp truyền tải;
- Giảm dòng sự cố cực đại tiềm năng có thể truyền từ mạch DC vào điểm sự cố tại van chuyển đổi, hoặc truyền vào van chuyển đổi do sự cố đường dây/cáp DC;
- Điều chỉnh các cộng hưởng phía DC của sơ đồ sang các tần số không phải là bội số của tần số cơ bản AC.

Cuộn kháng san bằng DC thường là cuộn kháng lõi không khí, cách điện bằng không khí (mặc dù cũng có thể sử dụng cuộn kháng lõi sắt, cách điện bằng dầu). Về bố trí, cuộn kháng chủ yếu đặt tại đầu cực cao áp của van chuyển đổi HVDC đối với các sơ đồ có điện áp định mức  $\leq 500$  kV DC. Đối với các van chuyển đổi HVDC vận hành ở điện áp cao hơn, về mặt kinh tế có thể ưu tiên phương án chia tổng điện kháng DC giữa đầu cực cao áp và đầu cực hạ áp.

#### **f) Máy cắt HVDC**

Máy cắt HVDC là thiết bị đóng cắt dòng điện một chiều trong chế độ vận hành bình thường và sự cố. Thách thức lớn trong việc ngắt dòng điện một chiều là không tồn tại điểm không của dòng điện. Do đó, cần sử dụng các phần tử bổ sung nhằm tạo ra điểm không nhân tạo của dòng điện, thông qua việc áp dụng mạch dao động đặc biệt kết hợp với máy cắt cơ khí, hoặc sử dụng thiết bị điện tử công suất để thực hiện việc ngắt dòng. Máy cắt HVDC là thành phần bắt buộc đối với lưới điện DC dạng lưới (meshed DC grids) và các hệ thống truyền tải HVDC đa đầu cuối [1].

Có ba loại công nghệ máy cắt HVDC khác nhau:

- Máy cắt cơ khí (Mechanical Circuit Breakers - MCB): sử dụng mạch cộng hưởng thụ động, bao gồm

gồm tụ điện và cuộn cảm mắc song song với tiếp điểm chính của máy cắt. Khi tiếp điểm chính bắt đầu tách ra, hồ quang hình thành có điện trở thay đổi (đặc tính điện trở âm). Sự tương tác này kích thích mạch LC tạo ra một dòng điện dao động với biên độ tăng dần. Khi biên độ của dòng dao động bằng với dòng DC định mức, tổng dòng điện qua tiếp điểm chính sẽ về bằng không, cho phép hồ quang bị dập tắt. Đây là công nghệ cũ, thường là máy cắt khí nén với nhiều buồng dập hồ quang, có thời gian thao tác rất dài.

- Máy cắt bán dẫn (Solid-State Circuit Breakers - SS-CB): sử dụng các phần tử điện tử công suất (như IGBT hoặc MOSFET) mắc nối tiếp để đóng cắt dòng điện. Đây được xem là phương án có tốc độ cắt nhanh nhất, tuy nhiên cần xem xét đến tổn hao công suất trong quá trình vận hành và có chi phí đầu tư ban đầu lớn.
- Máy cắt DC lai (Hybrid Circuit Breakers - HCB): là sự kết hợp giữa dao cách ly siêu nhanh và các thiết bị bán dẫn có điều khiển. Khi có lệnh ngắt, máy cắt cơ khí mở ra và tạo ra một điện áp hồ quang nhỏ. Điện áp này đủ để đẩy dòng điện chuyển hướng sang nhánh bán dẫn (vốn có trở kháng rất thấp khi dẫn). Dòng điện qua tiếp điểm cơ khí giảm về không hoàn toàn. Sau đó, các linh kiện bán dẫn sẽ tự động khóa lại để ngắt dòng điện mà không phát sinh hồ quang. Có nhiều cấu hình khác nhau cho loại máy cắt này. HCB có tổn hao thấp, nhưng thời gian thao tác dài hơn so với SS-CB.

## Đầu vào

Nguồn điện xoay chiều AC qua các bộ chỉnh lưu chuyển đổi thành nguồn điện một chiều DC.

## Đầu ra

Nguồn điện một chiều DC qua các bộ nghịch lưu chuyển đổi thành nguồn điện xoay chiều AC.

## Ưu điểm/nhược điểm

### Những thách thức và đặc điểm của lưới DC và lưới điện kết hợp AC/DC [5],[6]

#### Kiểm soát dòng công suất

Trong lưới AC, các thiết bị truyền tải điện xoay chiều linh hoạt (FACTS) có thể được sử dụng để điều chỉnh điện áp thông qua việc cung cấp hoặc hấp thụ công suất phản kháng. Trong lưới MTDC, điều kiện hệ thống khác biệt vì điện áp DC chỉ được xác định bởi biên độ, không phải là góc pha và đường dây không có thành phần phản kháng (như cảm kháng và dung kháng).

#### Các thiết bị quan trọng đối với đặc tính động (bộ chuyển đổi)

Trong lưới MTDC, bộ chuyển đổi công suất dựa trên điện tử công suất là thành phần quan trọng nhất cho phép trao đổi năng lượng giữa lưới DC và lưới AC. So với các máy phát điện đồng bộ truyền thống, bộ chuyển đổi công suất có tốc độ đáp ứng nhanh hơn gấp nhiều lần. Do đó, việc mô phỏng chính xác bộ chuyển đổi và hệ thống điều khiển là yếu tố then chốt để đánh giá đặc tính động của lưới MTDC.

#### Ổn định hệ thống thông qua bộ chuyển đổi nguồn áp (VSC)

Việc phân tích độ ổn định của lưới MTDC, vốn chỉ dựa trên mức điện áp DC, cần được tiếp cận khác với lưới AC truyền thống. Do đó, cần xây dựng các mô hình chi tiết cho lưới điện MTDC, bộ điều khiển của các bộ chuyển đổi và mô hình lưới AC kết nối. Các phân tích có hệ thống phải được thực hiện để xác định dải thông số điều khiển phù hợp cho các bộ VSC nhằm đảm bảo ổn định điện áp động của lưới MTDC, và xác định tốc độ phản ứng cần thiết của bộ điều khiển và hệ thống bảo vệ nhằm tránh nguy cơ sụp đổ lưới MTDC. Trong thiết kế lưới điện MTDC, hệ thống chuyển đổi VSC thường được ưu tiên sử dụng<sup>13</sup>.

#### Thiết bị bảo vệ và máy cắt HVDC

Việc phát triển thiết bị và chiến lược bảo vệ phù hợp cho lưới MTDC là một thách thức lớn. Sự thiếu hụt các giải pháp bảo vệ hiệu quả hiện vẫn là yếu tố hạn chế tốc độ phát triển của công nghệ MTDC.

#### Các thành phần chính và yếu tố hỗ trợ [6]

<sup>13</sup>Mặc dù hiện nay đã có một số lưới MTDC vận hành với bộ chuyển đổi LCC, việc xây dựng lưới MTDC với VSC đơn giản hơn do không cần đảo cực để đổi chiều công suất.

Các thành phần quan trọng nhất:

- Công nghệ LCC với công suất khoảng 4–12 GW trên mỗi mạch, dự kiến sẽ tiếp tục nâng cao công suất truyền tải trong giai đoạn đến năm 2050.
- Bộ chuyển đổi VSC với công suất khoảng 1–5 GW trên mỗi mạch, dự kiến sẽ tiếp tục nâng cao công suất truyền tải trong giai đoạn đến năm 2050.
- Máy cắt HVDC
- Thiết bị đóng cắt cách điện khí HVDC (GIS)

Các yếu tố hỗ trợ bao gồm:

- Tăng cường sự phối hợp giữa các đơn vị vận hành hệ thống truyền tải
- Kỹ thuật mô phỏng tiên tiến cho hệ thống kết hợp AC/DC, bao gồm phân tích đặc tính động và độ ổn định hệ thống
- Thiết kế các chiến lược xử lý sự cố phù hợp với đặc tính của từng lưới điện HVDC/HVAC

### Ưu điểm và phạm vi ứng dụng [6]

Việc lựa chọn mở rộng lưới điện AC hay DC phụ thuộc vào nhiều yếu tố như kỹ thuật, kinh tế và môi trường. Ngưỡng hiệu quả kinh tế giữa hai loại hệ thống này đã thay đổi theo thời gian và theo từng kịch bản sử dụng. Hệ thống truyền tải DC đầu tiên trên thế giới được xây dựng năm 1954 tại Thụy Điển, kết nối đảo Gotland với đất liền qua đường cáp biển dài 98 km.

Trong bối cảnh nhu cầu tích hợp nguồn năng lượng tái tạo quy mô lớn ở xa ngày càng tăng và tỷ trọng nguồn năng lượng kết nối trực tiếp DC ngày càng lớn, truyền tải DC sẽ ngày càng đóng vai trò quan trọng. Việc tích hợp DC vào hệ thống AC hiện có sẽ giúp chuyển dịch năng lượng hiệu quả và tiết kiệm chi phí.

### Những ưu điểm chính của việc tích hợp hệ thống DC vào AC [6]:

Lợi ích của việc tích hợp truyền tải DC vào hệ thống điện Việt Nam:

- **Đáp ứng nhu cầu truyền tải xa:** Trung tâm phụ tải lớn như Hà Nội, TP. Hồ Chí Minh thường nằm xa các nguồn điện lớn (thủy điện Tây Bắc, điện gió – mặt trời ở Nam Trung Bộ và Tây Nguyên). Hệ thống DC cho phép truyền tải khối lượng điện năng lớn đi xa một cách ổn định và hiệu quả.
- **Giảm yêu cầu hành lang tuyến:** Đặc biệt tại miền Trung – nơi có địa hình hẹp, quỹ đất hạn chế và công tác giải phóng mặt bằng ngày càng khó khăn – công nghệ DC giúp giảm bớt chiều rộng hành lang, từ đó tiết kiệm đất và giảm tác động xã hội.
- **Hạn chế tổn thất công suất:** Khi truyền tải đường dài, lưới DC có tổn thất thấp hơn so với AC, góp phần nâng cao hiệu quả vận hành và giảm chi phí hệ thống.
- **Thuận lợi cho đầu nối năng lượng tái tạo:** Các nguồn điện gió ngoài khơi, điện mặt trời ở vùng xa lưới có thể được đưa trực tiếp vào hệ thống DC, tránh quá tải lưới AC khu vực và tạo điều kiện khai thác tối đa tiềm năng NLTT.
- **Tăng cường liên kết lưới khu vực:** Công nghệ DC cho phép kết nối linh hoạt với các hệ thống điện lân cận như Lào, Trung Quốc, Campuchia,... Đây là cơ sở để nhập khẩu điện khi thiếu hụt và xuất khẩu khi dư thừa, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và hội nhập khu vực.

Hoạt động nghiên cứu và phát triển đang được đẩy mạnh nhằm vượt qua các rào cản kỹ thuật và pháp lý trong vận hành, điều khiển và tích hợp hệ thống MTDC vào hệ thống AC dạng lưới. Việc tích hợp sẽ kết hợp ưu điểm của cả hai công nghệ AC và DC, đồng thời mở đường cho các thiết bị và giải pháp mới như máy cắt HVDC, thiết bị đóng cắt cách điện khí và các thiết bị truyền tải DC linh hoạt, qua đó nâng cao độ an toàn, độ tin cậy, hiệu suất và hiệu quả kinh tế của hệ thống lưới DC.

Các mô hình như “Trung tâm năng lượng gió Biển Bắc” là minh chứng cho việc lưới điện DC tiên tiến hỗ trợ hiệu quả cho hệ thống AC trên đất liền. Tương tự, dự án “Lưới điện Địa Trung Hải” (Med Grid) cũng đang kết nối các khu vực châu Âu, Bắc Phi và Trung Đông.

### Yêu cầu về không gian

Hiện nay, tại Việt Nam chưa có quy định về hành lang an toàn của hệ thống đường dây HVDC. Theo kinh nghiệm của Trung Quốc, hành lang tuyến cho hệ thống HVDC lưỡng cực tương đương với hệ thống HVAC 3 pha tại cùng cấp điện áp 500 kV. Tuy nhiên, khả năng tải của hệ thống HVDC cao hơn HVAC, do đó có

thể coi là sử dụng không gian trên đơn vị công suất ít hơn.

Theo [8], ước tính diện tích 1 trạm chuyển đổi LCC (công suất 500 MW) khoảng 27 ha và 1 trạm chuyển đổi VSC (công suất 500 MW) khoảng 20,7 ha. Diện tích các trạm chuyển đổi thường phụ thuộc vào quy mô công suất, số ngăn lộ đường dây,... với suất sử dụng đất dao động khoảng 0,004 – 0,009 ha/MW đối với công nghệ LCC. Diện tích sử dụng đất của trạm VSC thường nhỏ hơn LCC khoảng 40-80%.

## Môi trường

Tác động môi trường của hệ thống lưới điện DC chủ yếu bao gồm

- Tác động đến cảnh quan – Đường dây điện trên cao thường được đánh giá là tác động tiêu cực đến tính thẩm mỹ của cảnh quan xung quanh.
- Chiều dài đường dây lớn dẫn tới tổng diện tích chiếm đất lớn, có thể gặp phải những thách thức liên quan đến bồi thường, giải phóng mặt bằng và có nguy cơ ảnh hưởng hệ sinh học.
- Các trạm HVDC sử dụng các linh kiện điện tử công suất lớn, cần hệ thống làm mát (nước hoặc khí) và có thể gây tiếng ồn lớn từ máy biến áp và bộ lọc.
- HVDC tạo ra từ trường tĩnh (giống từ trường trái đất), khác với từ trường biến thiên của HVAC. Dù ít gây lo ngại về sức khỏe hơn nhưng có thể làm nhiều la bàn hoặc các thiết bị điều hướng chính xác gần đường dây.
- Nếu hệ thống hoạt động ở chế độ 1 cực (monopolar) và dùng đất/biển làm đường dẫn dòng điện về, nó có thể gây ăn mòn các đường ống kim loại ngầm hoặc gây nhiễu cho cáp viễn thông dưới biển.

Tuy nhiên, hệ thống truyền tải HVDC được đánh giá là giải pháp thân thiện với môi trường hơn so với hệ thống truyền tải AC nhờ tiết kiệm hành lang tuyến và giảm thiểu tổn thất năng lượng.

## Nghiên cứu và phát triển

Hiện nay, toàn bộ hệ thống lưới điện đang vận hành theo công nghệ xoay chiều (AC). Vì vậy, việc xem xét phát triển và ứng dụng công nghệ truyền tải điện một chiều (HVDC) mở ra nhiều hướng nghiên cứu mới liên quan đến các khâu thiết kế, xây dựng, thi công và vận hành hệ thống. Đồng thời, việc triển khai công nghệ này cũng đặt ra nhu cầu nghiên cứu, hoàn thiện các bộ tiêu chuẩn, quy chuẩn và hướng dẫn kỹ thuật cho từng khâu thực hiện, cũng như phát triển nguồn nhân lực có chuyên môn phù hợp để đáp ứng yêu cầu của hệ thống truyền tải điện một chiều trong tương lai.

Bên cạnh đó, cần nghiên cứu về khả năng làm chủ công nghệ và vận hành các đường dây xuyên biên giới, đặc biệt hệ thống Back – to Back.

Sự thiếu hụt các giải pháp bảo vệ hiệu quả hiện vẫn là yếu tố hạn chế tốc độ phát triển của công nghệ MTDC. Để giải quyết vấn đề này, nhiều nhà sản xuất và nhóm nghiên cứu đang tập trung phát triển máy cắt DC để sớm tiêu chuẩn hóa và thương mại hóa.

## Tiêu chuẩn quốc tế tham chiếu

Khung tiêu chuẩn, hướng dẫn cho hệ thống HVDC không được quy định bởi một tiêu chuẩn, hướng dẫn duy nhất, mà là sự kết hợp của nhiều tiêu chuẩn và hướng dẫn. Các bộ tiêu chuẩn và hướng dẫn quốc tế phổ biến hiện nay gồm IEC<sup>14</sup>, IEEE<sup>15</sup> và CIGRE<sup>16</sup>. Trong suốt vòng đời của một dự án HVDC, từ giai đoạn quy hoạch đến vận hành, không một hệ thống tiêu chuẩn, hướng dẫn đơn lẻ nào có thể bao phủ đầy đủ mọi khía

<sup>14</sup> Ủy ban Kỹ thuật Điện Quốc tế IEC (International Electrotechnical Commission) là một tổ chức toàn cầu thành lập từ 1906, chuyên xây dựng và ban hành các tiêu chuẩn quốc tế cho lĩnh vực điện, điện tử và các công nghệ liên quan. IEC ban hành tiêu chuẩn kỹ thuật (International Standards) và đặc tả kỹ thuật/báo cáo kỹ thuật (Technical Specifications/Technical Reports) có tính chuẩn hóa cao, thường được sử dụng làm cơ sở pháp lý và kỹ thuật trong thiết kế, chế tạo, thử nghiệm và nghiệm thu thiết bị.

<sup>15</sup> Viện Kỹ sư Điện và Điện tử IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) là một tổ chức nghề nghiệp - kỹ thuật quốc tế thành lập 1884; hoạt động tiêu chuẩn hóa được thực hiện thông qua IEEE Standards Association (IEEE-SA). Các tài liệu của IEEE bao gồm tiêu chuẩn (standards), khuyến nghị thực hành (recommended practices) và hướng dẫn (guides), trong đó các khuyến nghị thực hành và hướng dẫn mang tính tham khảo, không bắt buộc áp dụng. Các tiêu chuẩn IEEE trong lĩnh vực điện lực nói chung và HVDC nói riêng chủ yếu tập trung vào khía cạnh hệ thống, vận hành, bảo vệ và chất lượng điện năng, phản ánh mạnh kinh nghiệm thực tiễn vận hành của các hệ thống điện quy mô lớn, đặc biệt tại Bắc Mỹ.

<sup>16</sup> Hội đồng quốc tế về các hệ thống điện lớn CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques –) không phải là tổ chức ban hành tiêu chuẩn, mà là một diễn đàn kỹ thuật quốc tế chuyên ngành về hệ thống điện. Các báo cáo kỹ thuật (Technical Brochures) của CIGRE đóng vai trò là tài liệu hướng dẫn, tập trung vào nghiên cứu, phân tích kinh nghiệm vận hành và các vấn đề kỹ thuật, công nghệ mới hoặc phức tạp trong hệ thống HVDC, làm cơ sở tham khảo cho quá trình xây dựng và cập nhật tiêu chuẩn của IEC và IEEE.

canh kỹ thuật. Hệ thống tiêu chuẩn, hướng dẫn quốc tế về HVDC hiện nay đã bao phủ hầu hết các thiết bị, thành phần chính, công nghệ của hệ thống HVDC. Đối với công nghệ LCC, các tiêu chuẩn như IEC 63127, IEC 63179-1 và IEC 60071-12 tập trung vào hướng dẫn thiết kế hệ thống, quy hoạch và phối hợp cách điện đặc thù cho trạm chuyển đổi. Trong khi đó, công nghệ VSC được chuẩn hóa qua IEC 62747 về thuật ngữ, IEC 62543 cho việc lựa chọn thiết bị và IEC 63411 phục vụ kết nối điện gió ngoài khơi. Quy trình thiết kế và vận hành hệ thống lai LCC/VSC được hướng dẫn trong tài liệu CIGRE TB 950. Đối với thiết bị van chuyển đổi, các tiêu chuẩn/hướng dẫn IEC 60700, IEC 62501 và CIGRE TB 136 quy định nghiêm ngặt về thử nghiệm van thyristor, van VSC cũng như an toàn cháy nổ cho nhà van. Đối với hệ thống đường dây và cáp điện, các tiêu chuẩn/hướng dẫn IEC 62895, IEC 62681 và CIGRE TB 852 cung cấp khung kỹ thuật cho thiết kế, đánh giá hiệu suất điện từ và quy trình thử nghiệm cáp cách điện, với cấp điện áp lên tới 800 kV. Đối với thiết bị trạm, bao gồm máy biến áp và bộ lọc, các tiêu chuẩn IEC 61378, IEC 62001 và CIGRE TB 223 đưa ra các yêu cầu thiết kế và vận hành nhằm đảm bảo hiệu quả chuyển đổi điện áp và kiểm soát sóng hài trong hệ thống. Đối với hệ thống điều khiển, bảo vệ và cách điện, các tiêu chuẩn IEC 61850-90-14, IEC 63368 và IEC 62772 quy định về cấu trúc truyền thông, bảo vệ và đặc tính cách điện, nhằm đảm bảo tính đồng bộ dữ liệu và an toàn vận hành tổng thể của trạm HVDC.

Về cáp ngầm dưới biển, khung tiêu chuẩn có sự khác biệt giữa công nghệ truyền tải AC và DC. Tiêu chuẩn IEC 63026 quy định liên quan đến các cấp điện ngầm AC cố định với cách điện đùn, bao gồm các thử nghiệm về điện, vật liệu, cấu phần và các thử nghiệm cơ học đặc thù cho môi trường biển, cho dải điện áp từ 6 kV đến 60 kV. Tiêu chuẩn này đã được chuyển đổi sang tiêu chuẩn Việt Nam là TCVN 14467:2025. Đối với cáp ngầm dưới biển có cấp điện áp cao hơn 60 kV, thường tham chiếu theo các tiêu chuẩn cấp trên đất liền (IEC 60840 cho dải điện áp từ 30 kV đến 150 kV; IEC 62067 cho dải điện áp từ 150 kV đến 500 kV). Tuy nhiên, các tiêu chuẩn này nêu rõ rằng đối với các ứng dụng đặc biệt như cáp ngầm dưới biển, có thể cần điều chỉnh các bài thử nghiệm tiêu chuẩn hoặc thiết lập các điều kiện thử nghiệm riêng biệt để phù hợp với môi trường dưới nước. Đối với các ứng dụng cáp biển HVDC điện áp cao hơn, CIGRE TB 852 và CIGRE TB 853 là các tài liệu tham khảo quan trọng, cung cấp các khuyến nghị về thử nghiệm cho các hệ thống cáp HVDC cách điện đùn và cách điện giấy tẩm, với cấp điện áp lên tới 800 kV, bao gồm cả cáp ngầm dưới biển.

## **Ví dụ về những dự án hiện có**

### **Hệ thống liên kết đường dây 500 kV Back-to-Back để nhập khẩu điện từ Trung Quốc (qua hành lang DC giữa hai lưới điện đồng bộ).**

Trong bối cảnh nhiều nguồn điện miền Bắc có nguy cơ chậm tiến độ, EVN đang đề xuất tăng cường mua điện Trung Quốc bằng cách xây dựng hệ thống 500 kV Back-to-Back (B2B) nhập khẩu khoảng 3.000 MW về TBA 500 kV Lào Cai.

Tiến độ vận hành kỳ vọng: dự kiến sau năm 2030.

Quy mô đầu tư dự kiến:

- Phía Trung Quốc: Xây dựng trạm Back-to-Back 500 kV; Đường dây 500 kV từ Vân Nam đến trạm Back-to-Back 500 kV và đến biên giới.
- Phía Việt Nam: Xây dựng đường dây 500 kV mạch kép từ biên giới đầu nối đến trạm 500 kV Lào Cai (chiều dài dự kiến khoảng 40 km).

### **Viking Link (hệ thống truyền tải điện một chiều DC giữa hai khu vực đồng bộ)**

Viking Link [9] là tuyến liên kết điện một chiều cao áp (DC) mới giữa trạm biến áp Revsing ở miền nam Jutland, Đan Mạch, và Bicker Fen tại Lincolnshire, Vương quốc Anh. Công suất của hệ thống này là 1.400 MW:

- Tuyến liên kết đã đi vào vận hành từ tháng 12 năm 2023.
- Viking Link do Energinet và Tập đoàn National Grid của Anh phát triển, thông qua National Grid Viking Link Ltd. và các công ty con khác.

Hệ thống này bao gồm các hợp phần sau:

#### **Biển Bắc:**

- 625 km cáp ngầm điện một chiều cao áp (HVDC) dưới biển giữa Vương quốc Anh và Đan Mạch. Các

tuyến cáp được chôn trong đáy biển.

#### **Dan Mạch:**

- Hai mạch cáp ngầm trên bờ một chiều cao áp từ bờ biển phía tây Jutland tới trạm biến áp 400 kV hiện hữu Revsing, gần Vejen.
- Trạm chuyển đổi (công nghệ VSC) tại Revsing, gần Vejen, để chuyển đổi điện năng giữa DC và AC.
- Thiết bị mới được lắp đặt trong phạm vi trạm biến áp 400 kV hiện hữu tại Revsing.

#### **Vương quốc Anh:**

- Hai mạch cáp ngầm trên bờ một chiều cao áp (66,5 km) từ bờ biển tại Vương quốc Anh tới trạm chuyển đổi.
- Trạm chuyển đổi (công nghệ VSC) để chuyển đổi điện năng giữa dòng điện một chiều (DC) và dòng điện xoay chiều (AC).
- Các tuyến cáp ngầm điện xoay chiều cao áp (AC) từ trạm chuyển đổi tới trạm biến áp hiện hữu của National Grid tại Bicker Fen, Lincolnshire.
- Thiết bị mới được lắp đặt trong phạm vi trạm biến áp hiện hữu.

#### **Hệ thống HVDC Changji – Guquan [10]**

Tính đến hết năm 2025, Trung Quốc có khoảng hơn 20 hệ thống HVDC trên toàn quốc gia, với tổng chiều dài đường dây HVDC khoảng 60.000 km. Mặc dù là quốc gia đi sau trong việc phát triển công nghệ truyền tải điện một chiều cao áp và siêu cao áp, Trung Quốc đã tìm cách trở thành một chủ thể quan trọng trong việc xây dựng các tiêu chuẩn quốc tế cho truyền tải HVDC. Hiện nay, Trung Quốc đang tận dụng quá trình phối hợp toàn cầu này để quốc tế hóa các công nghệ HVDC bản địa của mình, đặc biệt thông qua việc thúc đẩy các tiêu chuẩn HVDC. Việc Trung Quốc tham gia tích cực vào các tổ chức tiêu chuẩn hóa quốc tế đã cho phép các doanh nghiệp Trung Quốc lồng ghép các ưu tiên quốc gia vào các tiêu chuẩn HVDC quốc tế. Đồng thời, các doanh nghiệp Trung Quốc cũng tìm cách gia tăng khả năng đạt được sự đồng thuận toàn cầu về các thông số kỹ thuật và yêu cầu tiếp cận thị trường theo hướng có lợi cho công nghệ của họ.

Hệ thống HVDC Changji – Guquan (Xương Cát – Cổ Toàn) là tuyến truyền tải điện một chiều siêu cao áp (UHVDC) quan trọng bậc nhất của Trung Quốc, giữ kỷ lục thế giới về mức điện áp, công suất và chiều dài truyền tải tính đến năm 2026.

Các thông số chính của hệ thống:

- Điện áp vận hành:  $\pm 1.100$  kV, mức điện áp cao nhất thế giới hiện nay.
- Công suất truyền tải: 12 GW.
- Chiều dài đường dây: Khoảng 3.300 km, đi qua 6 tỉnh và khu tự trị gồm Tân Cương, Cam Túc, Ninh Hạ, Thiểm Tây, Hà Nam và An Huy.
- Tổng mức đầu tư: khoảng 4,7 tỷ GBP (tương đương 5,9 tỷ USD).
- Khởi công tháng 1/2016, đưa vào vận hành tháng 12/2018.
- Các nhà cung cấp thiết bị chính: ABB: máy biến áp chuyển đổi, van HVDC, sứ xuyên, bộ đổi nấc, máy cắt DC, tụ điện (hợp đồng ~300 triệu USD); Siemens: máy biến áp 587 MVA cho trạm Guquan; TBEA (Trung Quốc): máy biến áp chuyển đổi 607,5 MVA cho trạm Changji.

Tầm quan trọng chiến lược của Dự án:

- Bảo đảm an ninh năng lượng cho các khu vực đông dân cư nhất ở miền Đông Trung Quốc thông qua việc truyền tải điện năng được sản xuất tại khu vực Tây Bắc thưa dân nhưng phát triển nhiều năng lượng tái tạo.
- Dự án ước tính sẽ giúp giảm khoảng 38 triệu tấn than mỗi năm trong tiêu thụ than của các nhà máy điện tại miền Đông Trung Quốc.
- Dự án có khả năng cấp điện cho tám đường dây xoay chiều 500 kV và hai đường dây xoay chiều 1.000 kV.

- Khẳng định khả năng tự chủ công nghệ HVDC của Trung Quốc với tỉ lệ nội địa hóa thiết bị cốt lõi đạt tới 99,9%.

### **Hệ thống COBRACable liên kết Đan Mạch và Hà Lan**

Tháng 9 năm 2019, tuyến liên kết điện đầu tiên giữa Đan Mạch và Hà Lan đã được đưa vào vận hành. Tuyến liên kết này có công suất tương đương với mức tiêu thụ điện hằng năm của khoảng 700.000 hộ gia đình. Mục tiêu của dự án COBRACable là tăng cường sự liên kết của các lưới truyền tải điện châu Âu thông qua việc mở rộng khả năng trao đổi lượng điện gió dư thừa với các quốc gia láng giềng, đồng thời củng cố hạ tầng điện, an ninh cung cấp điện và thị trường điện châu Âu.

Dự án đóng góp lớn cho việc thúc đẩy phát triển nguồn điện tái tạo, khi cả hai quốc gia đều có thể quản lý hiệu quả hơn sản lượng điện bền vững, tức là mua và bán điện gió và điện mặt trời qua biên giới trong những thời điểm dư thừa ở mỗi bên. Điều này làm gia tăng giá trị của năng lượng bền vững. Đồng thời, tuyến liên kết cũng đảm bảo mức độ an ninh cung cấp điện cao, trong bối cảnh ngày càng có nhiều điện gió được hòa vào hệ thống.

Tuyến kết nối được thiết kế để đáp ứng các yêu cầu trong tương lai, cho phép kết nối các trang trại điện gió ngoài khơi ở Biển Bắc vào COBRACable. Ngoài ra, tuyến cáp này còn có thể trở thành một phần của lưới điện ngoài khơi liên kết trong tương lai giữa các quốc gia ven Biển Bắc.

### **Mô tả kỹ thuật**

COBRACable bao gồm hai tuyến cáp ngầm DC song song, mỗi tuyến dài khoảng 300 km, kết nối miền tây Đan Mạch với Hà Lan. Dự án cũng bao gồm khoảng 20 km cáp trên bờ. Các tuyến cáp được kết nối với các trạm chuyển đổi xây dựng tại Endrup (phía đông Esbjerg, Đan Mạch) và Eemshaven (Hà Lan).

Công nghệ bộ chuyển đổi nguồn áp (VSC) mới được sử dụng trong dự án cho phép kết nối các trang trại điện gió ngoài khơi vào tuyến cáp. Do đó, COBRACable có thể được xem là bước khởi đầu cho việc hình thành một lưới điện ngoài khơi thực sự tại Biển Bắc, góp phần thúc đẩy phát triển điện gió và tăng cường lưới truyền tải điện châu Âu.

### **Các hạng mục lắp đặt**

#### ***Trạm chuyển đổi***

Các trạm chuyển đổi tại Endrup và Eemshaven kết nối lưới điện xoay chiều 400 kV với tuyến cáp DC COBRACable. Các trạm này thực hiện chuyển đổi điện AC của lưới quốc gia sang DC và ngược lại.

COBRACable được xây dựng với công nghệ chuyển đổi hiện đại nhất là VSC (Voltage Source Converter), thay vì công nghệ LCC (Line Commutated Converter) truyền thống được sử dụng trong hầu hết các tuyến DC khác của Energinet.

Công nghệ VSC dựa trên các phần tử IGBT (insulated gate bipolar transistor), trong khi công nghệ LCC sử dụng thyristor. Công nghệ VSC mang lại nhiều ưu điểm:

- Khả năng black start: không giống LCC, VSC cho phép sử dụng tuyến DC để khởi động lại lưới điện Đan Mạch (khu vực DK1) trong trường hợp mất điện toàn bộ.
- Khả năng điều khiển công suất phản kháng, qua đó hỗ trợ điều chỉnh điện áp của lưới AC. Ưu điểm này đặc biệt có ý nghĩa về mặt kinh tế đối với phát triển nguồn năng lượng tái tạo, khi việc vận hành các nhà máy điện lớn là không khả thi trong những thời điểm gió mạnh và sản lượng điện gió cao.

Trước đây, tổn thất điện năng của VSC khá lớn, khiến công nghệ này kém cạnh tranh so với LCC. Tuy nhiên, công nghệ đã được cải thiện đáng kể. Hiện nay, tổn thất của các tuyến liên kết sử dụng VSC chỉ cao hơn không đáng kể so với LCC. Cùng với các ưu điểm vận hành khác, VSC được xem là một giải pháp hấp dẫn và được đánh giá là công nghệ tương lai của HVDC.

Dự án COBRACable còn bao gồm một chương trình nghiên cứu với hai nghiên cứu sinh tiến sĩ, tập trung phát triển khái niệm HVDC đa điểm (multi-terminal), trong trường hợp việc kết nối một hoặc nhiều trang trại điện gió ngoài khơi vào COBRACable trở nên khả thi.

#### **Trạm chuyển đổi tại Đan Mạch**

Trạm chuyển đổi tại Đan Mạch được xây dựng gần trạm biến áp hiện hữu tại Endrup, phía đông thành phố Esbjerg. Các trang trại điện gió ngoài khơi Horns Rev 2 và 3 cũng được kết nối tại đây.

Trạm chuyển đổi là phần mở rộng của trạm HVAC hiện hữu và bao gồm bộ chuyển đổi hai máy cắt, kết nối COBRACable với lưới điện cao áp Đan Mạch, với các hạng mục chính:

- Nhà van chuyển đổi (converter hall): nơi đấu nối cáp và lắp đặt thiết bị VSC; công trình dài 121 m, cao 19,5 m; có sự tham gia của kiến trúc sư nhằm đảm bảo hài hòa với cảnh quan.
- Mở rộng trạm HVAC hiện hữu để kết nối bộ chuyển đổi với lưới điện cao áp.
- Sân trạm HVAC mới cho thiết bị đóng cắt, máy biến áp, hệ thống làm mát,...
- Nhà điều khiển cho hệ thống điều khiển bộ chuyển đổi, nguồn phụ trợ, bơm làm mát,...
- Nhà kho cho phụ tùng và thiết bị bảo dưỡng.

### Cáp điện

Tổng chiều dài tuyến cáp là 329 km, trong đó 307 km là cáp ngầm dưới biển và 22 km là cáp trên bờ. Hai tuyến cáp được lắp đặt song song, nâng tổng chiều dài cáp lên 658 km. Cáp sử dụng là cáp DC PEX 320 kV với lõi dẫn nhôm tiết diện 2.500 mm<sup>2</sup>. Phần cáp ngầm dưới biển được lắp đặt theo dạng bố, trong khi phần cáp trên bờ được đặt trong ống cáp. Với khoảng cách 70 cm giữa các tuyến.

### Dự báo chi phí

Phương pháp luận dự báo chi phí công nghệ truyền tải điện một chiều tương tự như công nghệ truyền tải điện xoay chiều. Việc đánh giá chi phí và hiệu quả hoạt động dựa trên các nguồn thông tin chính sau đây:

1. Viện Năng lượng, Nghiên cứu áp dụng công nghệ truyền tải điện một chiều HVDC tại Việt Nam, 2026 [11].
2. DEA&IE, Phân tích về hệ thống điện một chiều cao áp (HVDC) cho QHĐ 8 tại Việt Nam, 2020 [12].

Bên cạnh đó, nhóm chuyên gia trong nước cũng nhận được một số hỗ trợ trao đổi kỹ thuật của các đơn vị cấp hàng hệ thống HVDC như Hitachi (trước đây là ABB), Sumitomo,...

### Dữ liệu kỹ thuật cho truyền tải DC

Các thông số về tổn thất và khả năng tải của các phần tử lưới điện được xác định dựa trên cấu hình thiết bị điển hình trong hệ thống điện Việt Nam. Cần nhấn mạnh rằng các số liệu kỹ thuật này hoàn toàn được ước tính trên cơ sở phân tích kỹ thuật, sử dụng các thông tin được công bố trong catalogue của nhà sản xuất. Trong thực tế vận hành, khi các thiết bị làm việc dưới những điều kiện môi trường khác nhau so với điều kiện tiêu chuẩn hoặc lý tưởng, các thông số kỹ thuật có thể không đạt được giá trị như trong các ước tính nêu trên.

*Bảng 12: Tổn thất điện năng của đường dây và trạm biến áp*

Mục	Giá trị
Tổn thất điện năng, đường dây DC trên không [%/100 km] ở công suất định mức	0,1% - 0,5%
Tổn thất điện năng, cáp DC [%/100 km] ở công suất định mức	0,1% - 1,0%
Tổn thất điện năng, trạm DC LCC [%]	0,7-0,8%
Tổn thất điện năng, trạm DC VSC [%]	1-2%

### Dữ liệu kinh tế cho đường dây trên không và cáp DC

Đối với công nghệ truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC), do Việt Nam chưa có nhiều nghiên cứu bài bản cũng như dự án cụ thể được triển khai trong thực tế, bộ số liệu được tham khảo dựa trên các tài liệu quốc tế và thông tin trao đổi kỹ thuật không chính thống với các nhà cung cấp hàng.

### Dự báo chi phí cho đường dây trên không và hệ thống cáp DC

Bảng dưới đây tóm tắt kết quả dự báo chi phí cho các loại đường dây trên cao được lựa chọn. Cần lưu ý rằng, nhìn chung có sự biến động lớn về giá trong mỗi nhóm, do đó các mức giá này có độ không chắc chắn cao.

*Bảng 13: Kết quả dự báo chi phí cho một số đường dây trên không*

Đường dây trên không	Đơn vị	2025	2030	2040	2050
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 500 kV DC	triệu USD/km	1,14	1,14	1,03	0,91
Chi phí đầu tư, đường dây trên không 800 kV DC	triệu USD/km	1,83	1,83	1,65	1,46

Bảng dưới đây tóm tắt kết quả dự báo chi phí cho một số loại cáp. Cần lưu ý rằng, nhìn chung có sự biến động lớn về giá trong mỗi nhóm, do đó các mức giá này có độ không chắc chắn cao.

*Bảng 14: Kết quả dự báo chi phí cho một số loại cáp.*

Cáp	Đơn vị	2025	2030	2040	2050
Chi phí đầu tư, cáp DC ngầm trong đất, công suất 1500-2000 MW	triệu USD/km	16,6	16,6	14,94	13,28
Chi phí đầu tư, cáp DC dưới biển, công suất 1500-2000 MW	triệu USD/km	34,6	34,6	31,14	27,68

### **Dữ liệu kinh tế cho trạm chuyển đổi DC**

Đối với công nghệ truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC), do Việt Nam chưa có nhiều nghiên cứu bài bản cũng như dự án cụ thể được triển khai trong thực tế, bộ số liệu được tham khảo dựa trên các tài liệu quốc tế và thông tin trao đổi kỹ thuật không chính thống với các nhà cung cấp hàng.

### **Dự báo chi phí cho trạm chuyển đổi DC**

Bảng dưới đây tóm tắt kết quả dự báo chi phí cho một số loại trạm chuyển đổi DC.

*Bảng 15: Kết quả dự báo chi phí cho một số trạm chuyển đổi*

	Đơn vị	2025	2030	2040	2050
Trạm biến áp DC LCC trên bờ, công suất 1000-1250 MW	Triệu USD/MW	0,11	0,11	0,10	0,09
Trạm biến áp DC VSC trên bờ, công suất 1000-1250 MW	Triệu USD/MW	0,17	0,17	0,15	0,14
Trạm biến áp DC ngoài khơi, bao gồm cả móng, công suất 1500-2000 MW	Triệu USD/MW	0,45	0,45	0,40	0,36

### **Dữ liệu kinh tế cho vận hành và bảo dưỡng**

Chi phí vận hành và bảo dưỡng hàng năm của các thành phần trong hệ thống truyền tải thay đổi tùy theo thiết kế hệ thống, vật liệu sử dụng, điều kiện khí hậu, tuổi thọ thiết bị, v.v. Thông thường, các chi phí này được giả định bằng một tỷ lệ phần trăm nhất định trên mỗi năm so với chi phí đầu tư ban đầu (CAPEX). Đối với tất cả các loại tài sản, bao gồm đường dây trên không, cáp ngầm, trạm biến áp, máy biến áp, và thiết bị bù, chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định được giả định bằng 2% CAPEX mỗi năm. Có thể lập luận rằng chi phí vận hành và bảo dưỡng không nhất thiết tăng tương ứng với sự gia tăng đột ngột của CAPEX. Tuy nhiên, để đơn giản hóa và đảm bảo tính nhất quán, tỷ lệ phần trăm này được giữ nguyên cho toàn bộ giai đoạn 2025-2050.

### **Tài liệu tham khảo**

- [1] ENTSO-E, <https://www.entsoe.eu/Technopedia/>.
- [2] Greenlink Interconnector, <https://www.greenlink.ie/converter-stations>.
- [3] CencePower, “Lợi ích của hệ thống HVDC (Truyền tải điện một chiều cao áp)”, 18/7/2022, <https://www.cencepower.com/blog-posts/hvdc-transmission-systems>.
- [4] E. Dr. Ram Adapa, “Basics of HVDC: AC compared to DC,” 2017
- [5] ENTSO-E, “Các khái niệm lưới điện một chiều quy mô lớn”, <https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/large-scale-dc-overlay-grid-concepts>.

- [6] P. Rodriguez og K. Rouzbehi, “Lưới điện một chiều đa đầu cuối: thách thức và triển vọng”, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, **vol. 5**, pp. 515-523, 08 July 2017.
- [7] GE Vernova, DC transmission system – Line commutated converter”, 2023.
- [8] Dr RL Sellick, M Åkerberg, “Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) Site Aspects, for a 500MW 400kV HVDC Transmission Scheme”, 2012.
- [9] EnergiNet, “Hạ tầng các dự án”, <https://en.energinet.dk/infrastructure-projects/>.
- [10] NS Energy, “Dự án HVDC Changji – Guquan”, 24/2/2020, <https://www.nsenerybusiness.com/projects/changji-guquan-uhvdc-transmission-project/#:~:text=View%20all,region%20in%20north%2Dwest%20China>.
- [11] Viện Năng lượng, Nghiên cứu áp dụng công nghệ truyền tải điện một chiều HVDC tại Việt Nam, 2026
- [12] DEA and IE, “Phân tích HVDC cho Quy hoạch Điện VIII của Việt Nam”, 2020.

## Bảng số liệu

Đường dây điện trên không một chiều DC (mạch kép)													
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
								Thấp	Cao	Thấp	Cao		
												-	-
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>													
Tổn thất điện năng, đường dây trên không DC ở công suất định mức	%/100 km	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,20%	0,10%	0,50%	0,10%	0,50%		2, 3, 5
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	50	50	50	50	70	50	70		1
Hệ số phụ tải điển hình	%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	70%	90%	70%	90%		
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	2	2	1	3	1	3		1
<b>Số liệu kinh tế</b>													
Chi phí đầu tư, đường dây trên không DC 500 kV	triệu USD/km	1,14	1,14	1,07	1,03	0,96	0,91	0,80	1,49	0,64	1,19	A, B, C, D, E, G	4, 6, 7
Chi phí đầu tư, đường dây trên không DC 800 kV	triệu USD/km	1,83	1,83	1,72	1,65	1,54	1,46	1,28	2,38	1,02	1,90	A, B, C, D, E, F, G	4, 6, 7
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	-	-	-	-		2, 4
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	-	-	-	-		2, 4
Tỉ lệ chi phí bổ sung trong chi phí đầu tư	%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	-	-	-	-		2, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% chi phí CAPEX/năm	2%	2%	2%	2%	2%	2%	-	-	-	-		2, 4
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh/km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

### Ghi chú:

- A Dựa trên ước tính chi phí đầu tư cho đường dây trên không 500 kV AC, sử dụng dây dẫn ACSR 4x600 (mạch kép), tính theo chi phí trên mỗi km; áp dụng tỷ lệ chi phí DC so với AC là 80% (MEUR/km) theo [7]. Trong đó ước tính chi phí đường dây trên không AC tương đương là 2,50 MEUR/km và đường dây trên không DC là 2,00 MEUR/km (= 80%).
- B Chi phí đầu tư này chỉ bao gồm chi phí đường dây truyền tải trên không và không bao gồm chi phí trạm chuyển đổi HVDC, bù công suất, chi phí hỗ trợ và tái định cư, lãi vay trong thời gian xây dựng, vốn lưu động ban đầu, chi phí dự phòng và thuế VAT.
- C Chi phí tương ứng với điều kiện lắp đặt trên nền đất yếu và các tuyến đi qua khu vực rừng.
- D Mức độ không chắc chắn thấp và cao là -30% và +30%.
- E Giá định chi phí giảm tuyến tính trong giai đoạn 2030-2050, mức giảm 20%.
- F Dựa trên ước tính chi phí đường dây trên không 500 kV DC, áp dụng hệ số hiệu chỉnh kỹ thuật 1,6 (trong khoảng 1,4 – 1,8) đối với chi phí trên mỗi km để ước tính chi phí của đường dây trên không 800 kV. Hệ số này được xác định dựa trên sự khác biệt trong thiết kế theo cấp điện áp từ [8].
- G Cẩm nang công nghệ Đan Mạch sử dụng đơn vị chi phí đầu tư là USD/km/MW. Tuy nhiên tại Việt Nam, chi phí đầu tư đường dây thường được tính theo đơn vị USD/km. Để chuyển đổi giữa hai đơn vị, chỉ cần chia chi phí theo USD/km với công suất truyền tải định mức của đường dây để ra chi phí theo USD/km/MW.

### Tài liệu tham khảo:

- [1] I. Galiaskarov, “Về đặc điểm độ tin cậy và giới hạn thời gian phục vụ của đường dây trên không 500 kV”, E3S Web Conf., tập 216, trang 01014, 2020, doi: 10.1051/e3sconf/202021601014.
- [2] “Công nghệ Siêu cao áp của Trung Quốc và Tiêu chuẩn Toàn cầu”, MacroPolo. [Trực tuyến]. Truy cập tại: [https://www.paulsoninstitute.org/wp-content/uploads/2017/01/PPS\\_UHV\\_English\\_R.pdf](https://www.paulsoninstitute.org/wp-content/uploads/2017/01/PPS_UHV_English_R.pdf)
- [3] W.F. Pickard, “Giới hạn của truyền tải HVDC”, Chính sách năng lượng, tập 61, trang 292–300, tháng 10 năm 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2013.03.030.
- [4] EVN 2023, Vốn đầu tư xây dựng các dự án lưới điện có cấp điện áp từ 110kV đến 500kV.

- [5] Thông số kỹ thuật của dây dẫn điện trên không
- [6] Quy hoạch phát triển lưới điện (NEP) của các đơn vị vận hành hệ thống truyền tải Đức (TSOs), phiên bản năm 2021
- [7] MISO 2024, Hướng dẫn ước tính chi phí truyền tải cho MTEP24

Cáp DC													
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
								Thấp	Cao	Thấp	Cao		
												-	-
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>													
Tôn thất năng lượng, cáp DC ở công suất định mức	%/100 km	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,30%	0,10%	1,00%	0,10%	1,00%		1
Vòng đời kỹ thuật	năm	40	40	40	40	40	40	25	40	25	40		2
Hệ số phụ tải điển hình	%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	70%	90%	70%	90%		
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	2	2	-	-	-	-		2
<b>Số liệu kinh tế</b>													
Chi phí đầu tư, cáp ngầm trong đất DC, công suất 1500-2000 MW	triệu USD/km	16,6	16,6	15,78	14,94	14,12	13,28	11,62	21,58	9,3	17,26	A, B, C, D	2, 3
Chi phí đầu tư, cáp biển DC, công suất 1500-2000 MW	triệu USD/km	34,6	34,6	32,88	31,14	29,42	27,68	24,22	44,98	19,38	35,98	A, B, C, D	2, 3
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	-	-	-	-		2, 3
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	-	-	-	-		2, 3
Tỉ lệ chi phí bổ sung trong chi phí đầu tư	%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	-	-	-	-		2, 3
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% chi phí CAPEX/năm	2%	2%	2%	2%	2%	2%	-	-	-	-		2, 3
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh/km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

#### Ghi chú:

- A Chi phí đầu tư không bao gồm chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư, lãi vay trong thời gian xây dựng, vốn lưu động ban đầu, chi phí dự phòng và thuế VAT.
- B Giả định chi phí giảm tuyến tính trong giai đoạn 2030-2050, mức giảm 20%.
- C Mức độ không chắc chắn thấp và cao là -30% và +30%.
- D Cầm nang công nghệ Đan Mạch sử dụng đơn vị chi phí đầu tư là USD/km/MW. Tuy nhiên tại Việt Nam, chi phí đầu tư đường dây thường được tính theo đơn vị USD/km. Để chuyển đổi giữa hai đơn vị, chỉ cần chia chi phí theo USD/km với công suất truyền tải định mức của đường dây để ra chi phí theo USD/km/MW.

#### Tài liệu tham khảo:

- [1] Viện Năng lượng và Giao thông (Trung tâm Nghiên cứu Chung), M. Ardelean và P. Minnebo, *Cáp điện ngầm dưới biển HVDC trên thế giới: kiến thức hiện đại*. Văn phòng Xuất bản của Liên minh Châu Âu, 2015. [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://data.europa.eu/doi/10.2790/023689>
- [2] X. Zhao và cộng sự, “Yêu cầu kỹ thuật và kinh tế của công nghệ cáp ngầm HVDC cho Kết nối năng lượng toàn cầu,” *Kết nối năng lượng toàn cầu*, tập. 3, số 2, trang 120–127, tháng 4 năm 2020, doi: 10.1016/j.gloi.2020.05.004.
- [3] Keith Bell, John Loughhead, Andrew Lovett, Katherine Jackson và David Reid, “So sánh các công nghệ truyền tải điện: Chi phí và đặc điểm.” [Trực tuyến]. Truy cập tại: [https://www.theiet.org/media/axwkktkb/100110238\\_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics\\_final-full.pdf](https://www.theiet.org/media/axwkktkb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf)

Trạm biến áp DC, Trên bờ và Ngoài khơi													
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
								Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>													
Tồn thất năng lượng, trạm biến áp DC LCC	%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	1,6%	0,7%	1,6%		4, 5
Tồn thất năng lượng, trạm biến áp DC VSC	%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	1%	2%		4, 5
Vòng đời kỹ thuật	năm	40	40	40	40	40	40	20	40	20	40		2
Hệ số phụ tải điển hình	%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	70%	90%	70%	90%		
Thời gian xây dựng	năm	2	2	2	2	2	2	-	-	-	-	A	
<b>Số liệu kinh tế</b>													
Chi phí đầu tư, trạm biến áp DC LCC trên bờ, công suất 1000-1250 MW	Triệu USD/MW	0,11	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,14	0,06	0,11	B, C, D, E	3
Chi phí đầu tư, trạm biến áp DC VSC trên bờ, công suất 1000-1250 MW	Triệu USD/MW	0,17	0,17	0,16	0,15	0,14	0,14	0,12	0,22	0,10	0,18	B, C, D, E	3
Chi phí đầu tư, trạm biến áp DC ngoài khơi, bao gồm cả giàn trên biển, công suất 1500-2000 MW	Triệu USD/MW	0,45	0,45	0,42	0,40	0,38	0,36	0,31	0,58	0,25	0,46	B, C, D, E	1, 2
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	-	-	-	-		1, 2
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	-	-	-	-		1, 2
Tỉ lệ chi phí bổ sung trong chi phí đầu tư	%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	-	-	-	-		1, 2
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	% chi phí CAPEX/năm	2%	2%	2%	2%	2%	2%	-	-	-	-		
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MWh/km	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		

#### Ghi chú:

- A Phụ thuộc theo từng dự án cụ thể, tùy vào quy mô và vị trí của trạm.  
B Ước tính mang tính đặc thù theo từng dự án, phụ thuộc vào quy mô và vị trí của trạm. Trạm DC bao gồm bộ chuyển đổi, máy biến áp chuyển đổi, thiết bị đóng cắt AC và thanh cái, bộ lọc sóng hài, cột thu lôi, các hệ thống phụ trợ, v.v.  
C Chi phí đầu tư không bao gồm chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư, lãi vay trong thời gian xây dựng, vốn lưu động ban đầu, chi phí dự phòng và thuế VAT.  
D Giá định chi phí giảm tuyến tính trong giai đoạn 2030-2050, mức giảm 20%.  
E Mức độ không chắc chắn thấp và cao là -30% và +30%.

#### Tài liệu tham khảo:

- [1] A. Martinez và G. Iglesias, "Phân tích đa thông số và lập bản đồ chi phí năng lượng bình quân cho nguồn điện gió nổi ngoài khơi ở Biển Địa Trung Hải," *Quản lý chuyển đổi năng lượng*, tập 243, trang 114416, tháng 9 năm 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114416.  
[2] "Đảm bảo độ tin cậy: Sáng kiến thay thế cơ sở hạ tầng trạm biến áp cũ tiếp tục đạt được tiến triển - Hợp tác xã Điện lực Basin." [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://www.basinelectric.com/news-center/basin-today-stories/Ensuring-reliability-Aging-substation-infrastructure-replacement-initiative-continues-to-make-progress>  
[3] Viện Năng lượng & Cục Năng lượng Đan Mạch, Phân tích HVDC cho Quy hoạch phát triển điện 8 Việt Nam, 2020  
[4] "Lưới điện quốc gia, "Điện một chiều cao áp - thông tin kỹ thuật"  
[5] Xin Fang, "HVDC cho điện gió ngoài khơi", 2025

## 2. VẬN CHUYỂN NHIÊN LIỆU KHÍ VÀ NHIÊN LIỆU LỎNG

### Giới thiệu chung về vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng

#### Mục đích và phạm vi

Các công nghệ vận chuyển nhiên liệu khí và chất lỏng được xem xét bao gồm:

1. Vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng bằng đường ống
2. Vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng bằng tàu thủy

Trước các tiêu mục này là phần giới thiệu chung, bao gồm

1. Mô tả các loại nhiên liệu khác nhau và những đặc tính chính (Phần *Đặc tính* và Phần *Mô tả ngắn gọn về chất lỏng và cấp độ chất lượng*).
2. Phân nhóm nhiên liệu (Phần *Hình thức vận chuyển – trạng thái hóa học*):
  - Nhiên liệu lỏng (LHC)
  - Nhiên liệu hóa lỏng ở khoảng 20 bar (L20)
  - Nhiên liệu yêu cầu làm lạnh sâu để hóa lỏng (H<sub>2</sub>NG)

Để tránh phải phân tích riêng lẻ từng loại, ba nhóm nhiên liệu trên được xây dựng nhằm giúp xác định hình thức vận chuyển tối ưu và các thành phần cần thiết trong chuỗi cung ứng.

3. Ưu điểm và nhược điểm của các hình thức vận chuyển (ví dụ: đường ống, xe tải, đường sắt, tàu biển) (Phần *Phương tiện vận chuyển – đường ống, xe tải, tàu hỏa hoặc tàu thủy*).
4. Vật liệu xây dựng (các tiêu chuẩn thép cần thiết để xử lý từng loại nhiên liệu) (Phần *Vật liệu xây dựng*).
5. Các vấn đề an toàn (Phần *An toàn*).
6. Tổng quan chuỗi vận chuyển (Phần *Chuỗi vận chuyển - logistics và hạ tầng*) nêu rõ các khâu cần có trong toàn bộ quy trình vận chuyển.
7. Tổng quan về tổn thất năng lượng và phương pháp dự báo (Phần *Tổn thất năng lượng*).
8. Các thành phần có thể có trong chuỗi vận chuyển:
  - Chuyển đổi sang/từ chất mang hydrogen (Phần *Chuyển đổi sang/từ chất mang (LOHC)*) (chi áp dụng cho H<sub>2</sub>)
  - Hóa lỏng bằng phương pháp làm lạnh (Phần *Hóa lỏng bằng phương pháp làm lạnh*)
  - Máy nén (Phần *Máy nén*)
  - Bơm (Phần *Máy bơm*)
  - Đo lường thương mại (Phần *Trạm đo lường thương mại*)
  - Bể chứa (Phần *Bể chứa*)

Các phần này sẽ trình bày về tổn thất và chi phí cho các yếu tố khác nhau.

9. Ví dụ cho việc tính toán tổn thất và chi phí cho toàn bộ chuỗi vận chuyển (Phần *Ví dụ - chuỗi vận chuyển hoàn chỉnh*).

#### Đặc tính

##### Các đặc tính chính

Chương này liệt kê các đặc tính hóa học chính của các loại nhiên liệu và một số chất mang hydrogen hữu cơ dạng lỏng (LOHC), nhằm phục vụ cho việc tham chiếu ở các phần sau.

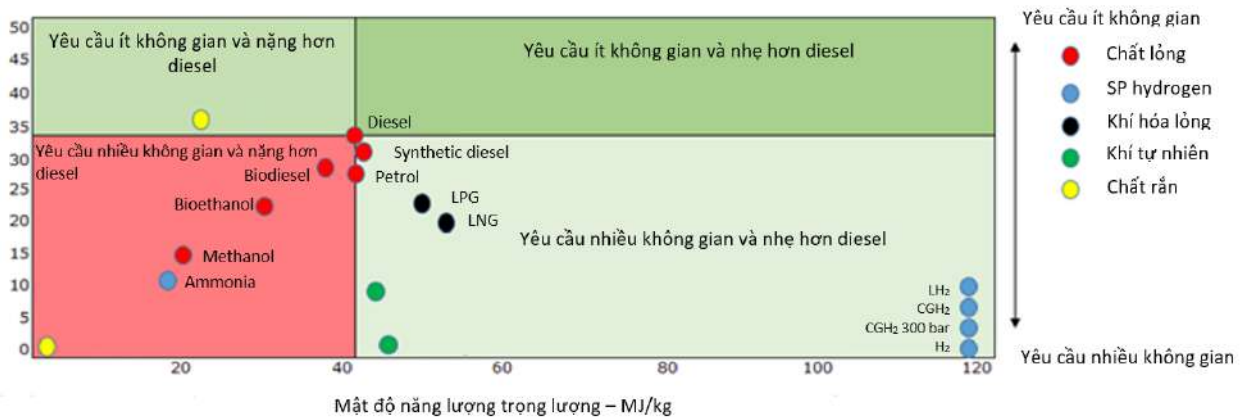
Cẩm nang này hướng tới việc nhóm các thành phần vào các nhóm nhiên liệu để xem xét và đánh giá chung. Do đó, ngoài H<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, DME và LOHC, các chất lỏng khác cũng được đưa vào phân tích.

Các đặc tính sau được trình bày:

1. **Mật độ năng lượng:** Mật độ năng lượng được liệt kê theo đơn vị khối lượng. Mật độ năng lượng theo thể tích có thể được tính bằng cách nhân mật độ năng lượng theo khối lượng với khối lượng riêng.
2. **Điểm đông đặc và điểm sôi/ đường cong chung cất:** Điểm đông đặc xác định điểm mà nhiên liệu chuyển sang trạng thái rắn, trong khi điểm sôi hoặc đường cong chung cất cho biết điểm hoặc khoảng nhiệt độ mà nhiên liệu bay hơi. Đối với các đơn chất (ví dụ: H<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, MeOH, v.v.), điểm đông đặc và điểm sôi là một giá trị xác định, trong khi đối với các hỗn hợp (LPG, xăng, nhiên liệu máy bay...), các giá trị này nằm trong một khoảng nhiệt độ. Những đặc tính này cho biết trạng thái hóa học (rắn, lỏng, khí) của nhiên liệu ở áp suất môi trường (1,025 bar).
3. **Điểm chớp cháy, điểm tự bốc cháy và giới hạn cháy nổ:** Đây là các đặc tính liên quan đến khả năng bắt cháy và an toàn. Điểm chớp cháy và điểm tự bốc cháy cho biết mức nhiệt độ thấp nhất mà tại đó nhiên liệu bắt cháy khi có hoặc không có nguồn lửa. Giới hạn cháy nổ cho biết khoảng nồng độ nhiên liệu trong không khí mà tại đó có thể cháy/nổ nếu có nguồn lửa.

### Mật độ năng lượng

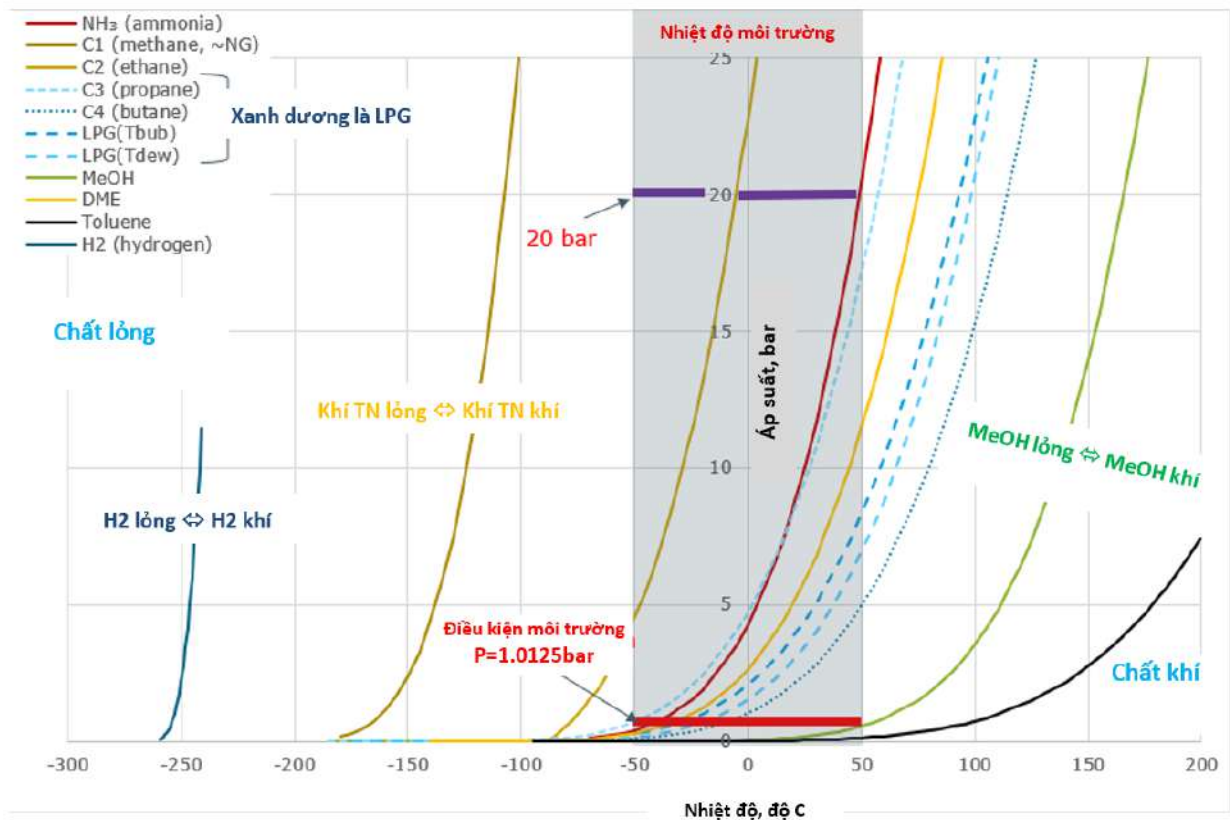
Mật độ năng lượng của các loại nhiên liệu khác nhau được trình bày trong Hình 10.



Hình 10: Mật độ năng lượng của các loại nhiên liệu

### Đường cong pha

Trong Hình 11 đường cong pha khí-lỏng của các loại nhiên liệu khác nhau được thể hiện: Như vậy, nhiên liệu tồn tại ở trạng thái lỏng nằm ở phía bên trái của đường cong và ở trạng thái khí nằm ở phía bên phải. Đường màu đỏ biểu thị điều kiện môi trường (áp suất 1,025 bar, nhiệt độ từ -50 °C đến +50 °C), cho biết trạng thái của chất lỏng nếu không bị tác động bởi làm lạnh hoặc nén áp suất. Tại áp suất 20 bar (đường màu tím), phần lớn các nhiên liệu (ngoại trừ hydrogen, metan và etan) đều ở trạng thái lỏng.



Hình 11: Đường cong pha của các loại nhiên liệu. Toluene được sử dụng làm đại diện cho LOHC, vì tất cả các LOHC đều ở trạng thái lỏng trong điều kiện môi trường. Các hỗn hợp hydrocarbon có số nguyên tử các-bon lớn hơn C5 và tất cả các alcohol đều nằm bên dưới đường cong của methanol (MeOH).

## Mô tả ngắn gọn về chất lỏng và cấp độ chất lượng

### Hydrogen (H<sub>2</sub>)

Hydrogen nhẹ hơn không khí, rất dễ cháy, dễ bắt lửa, không hạ nhiệt khi giãn nở, và có kích thước phân tử rất nhỏ, do đó hiện tượng rò rỉ và thậm chí thâm thấu vào vật liệu xung quanh là vấn đề quan trọng trong thiết kế.

Các yêu cầu chính đối với hydrogen khí sử dụng làm nhiên liệu cho pin nhiên liệu PEM trong giao thông đường bộ (ISO 14687, SAE J2719):

1. >99,97 %
2. < 5 ppm H<sub>2</sub>O, < 5 ppm O<sub>2</sub>
3. Giới hạn nghiêm ngặt đối với nhiều tạp chất khác

### Ammonia (NH<sub>3</sub>)

Ammonia là một loại khí độc, có tính ăn mòn, ít cháy, có mùi đặc trưng rất mạnh. Ammonia nhẹ hơn không khí, nhưng do dễ tan trong nước, nó phản ứng ngay với hơi ẩm trong không khí, làm hạn chế khả năng khuếch tán trong môi trường. Ammonia không phải là khí nhà kính.

Thông số sản phẩm thông thường[1]:

1. >99,5% trọng lượng NH<sub>3</sub>
2. 0,2-0,5% trọng lượng nước
3. tối đa 5 ppm dầu

Ammonia cấp độ làm lạnh [2]

1. >99,5% trọng lượng NH<sub>3</sub>

2. < 33 ppm H<sub>2</sub>O

3. < 2 ppm dầu

Ammonia hiện vẫn chưa được phê duyệt làm nhiên liệu chính thức, do đó chưa có tiêu chuẩn cụ thể về cấp độ nhiên liệu.

### Dimethyl ether (DME)

Dimethyl ether (DME, CH<sub>3</sub>OCH<sub>3</sub>) là chất khí không màu, không độc hại và rất dễ cháy.

Thông số sản phẩm điển hình:

- 99,7% DME
- Phần còn lại là methanol (MeOH)

### Hình thức vận chuyển – trạng thái hóa học

Trong cẩm nang này, các loại nhiên liệu được chia thành ba nhóm chính.

*Bảng 16: Các nhóm vận chuyển, thành phần, trạng thái và phương thức vận chuyển khả thi*

Nhóm	Mô tả	Bao gồm	Hình thức vận chuyển	Lựa chọn vận chuyển		
				Đường ống	Xe tải/ tàu hỏa	Tàu biển
1 LHC	Lỏng ở điều kiện môi trường (xem <i>Nhiên liệu lỏng (LHC)</i> )	- HC có số C ≥ 5 - Tất cả các loại cồn - Tất cả LOHC	Chất lỏng P = vài bar, T = môi trường	Có	Có	Có
2 L20	Hóa lỏng ở P = 20 bar (xem <i>Hóa lỏng ở áp suất ≥ 20 bar (L20) - NH<sub>3</sub>, DME và LPG</i> )	- NH <sub>3</sub> - Khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) - DME - (Ethan)	Chất lỏng nén P = 10-30 bar, T = môi trường	Có	Có	Có
			Chất lỏng làm lạnh P = vài bar, T ~ -25 đến -45 °C	Không	Có	Có
3 H <sub>2</sub> NG	Cần làm lạnh sâu để hóa lỏng (xem H <sub>2</sub> và khí thiên nhiên)	- H <sub>2</sub> - Metan/khí thiên nhiên	Khí nén NG: P=60-80 bar, T=môi trường H <sub>2</sub> : P=60-140 bar, T=môi trường	Có	Có	Không
			Chất lỏng làm lạnh <sup>17</sup> NG: P=vài bar, T ~ -163°C H <sub>2</sub> : P=vài bar, T ~ -253°C	Không	Có	Có
			Chất mang (chỉ áp dụng cho H <sub>2</sub> ) P = vài bar, T = môi trường	Có	Có	Có

Nhóm 1 (LHC) là các nhiên liệu ở trạng thái lỏng trong điều kiện môi trường. Nhóm 2 và Nhóm 3 phải được chuyển đổi sang dạng vận chuyển có mật độ năng lượng cao hơn, thông qua nén áp suất, làm lạnh hoặc phản ứng với chất mang (chỉ áp dụng cho H<sub>2</sub>). Ưu và nhược điểm của từng phương pháp chuyển đổi này được liệt kê trong bảng dưới đây.

*Bảng 17: Ưu điểm và nhược điểm của các phương pháp chuyển đổi nhiên liệu Nhóm 2 & 3 sang dạng vận chuyển có mật độ năng lượng cao hơn*

	Nén áp suất	Làm lạnh	Chất mang (chỉ đối với H <sub>2</sub> )
<b>Ưu điểm</b>	1. Tổn thất nén thấp 2. Tổn thất vận chuyển thấp	1. Mật độ năng lượng theo thể tích cao hơn so với khí nén	2. Mật độ năng lượng thể tích cao hơn so với cả CH <sub>2</sub> và LH <sub>2</sub> . 3. Có thể lưu trữ ở điều kiện môi trường 4. Có thể tận dụng cơ sở hạ tầng hiện có 5. Tổn thất vận chuyển và lưu

<sup>17</sup>Có thể là kết hợp giữa làm lạnh và nén

			kho gần như không đáng kể 6. Lưu trữ dài hạn không bị hao hụt 7. An toàn - chất lỏng ít cháy
<b>Nhược điểm</b>	1. Mật độ năng lượng theo thể tích thấp, cần nhiều chuyến vận chuyển (xe/tàu) 2. Chi phí cao do cần lượng thép lớn (thành bình dày)	1. Chi phí đầu tư cao cho việc lắp đặt thiết bị làm lạnh/làm lạnh bằng khí hóa lỏng. 2. Tổn thất năng lượng lớn trong quá trình chuyển đổi 3. Tổn thất cao khi chuyển chất lỏng từ bình này sang bình khác (cần duy trì nhiệt độ thấp) 4. Bay hơi trong quá trình vận chuyển hoặc lưu trữ nếu không cách nhiệt tốt	1. Chi phí đầu tư trạm chuyển đổi cao. 2. Tổn thất năng lượng lớn trong quá trình chuyển đổi 3. Phải vận chuyển thêm trọng lượng của chất mang (cả chiều đi và chiều về).

### Nhiên liệu lỏng (LHC)

Tất cả các nhiên liệu và LOHC ở trạng thái lỏng tại  $P = 1,025$  bar và  $T = 50^\circ\text{C}$  được xếp chung vào nhóm nhiên liệu lỏng (LHC). Nhóm này bao gồm:

1. Tất cả các hydrocarbon có số các-bon  $C \geq 5$  (xăng, dầu diesel, HFO, MGO, nhiên liệu máy bay, v.v.)
2. Tất cả các loại cồn (methanol, ethanol, propanol, v.v.)
3. Tất cả các chất mang hydrogen hữu cơ dạng lỏng (LOHC)

Các nhiên liệu này được lưu trữ và vận chuyển tương tự như các nhiên liệu hydrocarbon lỏng truyền thống.

### Hóa lỏng ở áp suất $\geq 20$ bar (L20) - $\text{NH}_3$ , DME và LPG

Nhóm nhiên liệu L20 bao gồm các nhiên liệu ở trạng thái lỏng tại  $P = 20$  bar,  $T = 50^\circ\text{C}$  và trạng thái khí tại  $P = 1,025$  bar,  $T = 50^\circ\text{C}$ . Tất cả các nhiên liệu trong nhóm này đều được lưu trữ và vận chuyển ở trạng thái lỏng.

Nhóm này bao gồm  $\text{NH}_3$ , DME và LPG. Etan tinh khiết cũng thuộc nhóm này nhưng cần áp suất cao hơn một chút để hóa lỏng so với các nhiên liệu còn lại.

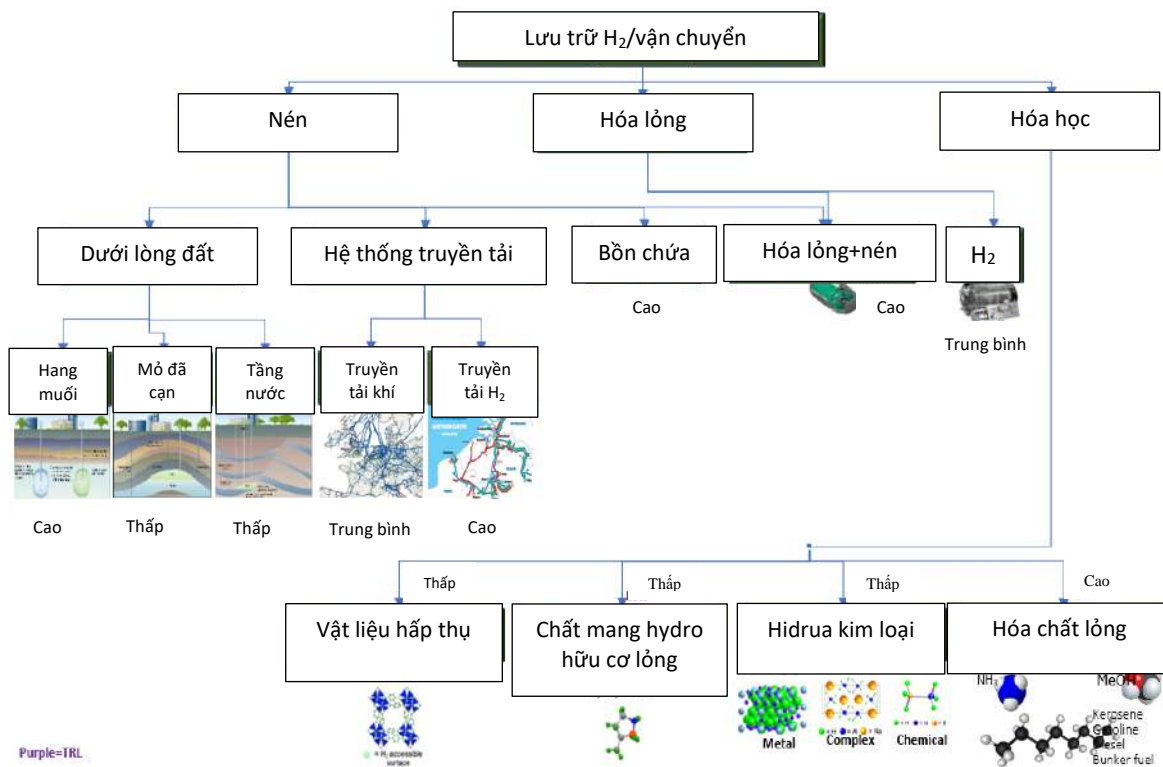
Quá trình hóa lỏng khi vận chuyển bằng đường ống luôn được thực hiện thông qua nén áp suất, trong khi vận chuyển bằng xe tải, đường sắt và tàu thủy có thể áp dụng nén áp suất, làm lạnh hoặc kết hợp cả hai.

### $\text{H}_2$ và khí thiên nhiên

Các nhiên liệu tồn tại ở trạng thái khí tại áp suất 20 bar có thể được vận chuyển dưới dạng khí nén (luôn áp dụng cho vận chuyển bằng đường ống), chất lỏng lạnh sâu hoặc thông qua chất mang (phương án này chỉ áp dụng cho hydrogen  $\text{H}_2$ ). Hydrogen và khí thiên nhiên đều cần làm lạnh sâu để hóa lỏng.

Vận chuyển bằng đường ống: Do việc làm lạnh trong đường ống là không khả thi,  $\text{H}_2$  và khí thiên nhiên luôn được vận chuyển dưới dạng khí nén trong các tuyến ống truyền tải.

Vận chuyển cơ động: Khí thiên nhiên thường được vận chuyển dưới dạng chất lỏng (LNG). Hydrogen hiện nay chủ yếu được vận chuyển dưới dạng khí nén, tuy nhiên hình thức vận chuyển hydrogen lỏng cũng đã tồn tại. Do hydrogen yêu cầu nhiệt độ làm lạnh cực thấp, hình thức vận chuyển và lưu trữ tối ưu của hydrogen vẫn đang trong quá trình nghiên cứu và phát triển. Hình 12 trình bày tổng quan các công nghệ lưu trữ và vận chuyển hydrogen khác nhau.



Hình 12: Các công nghệ lưu trữ và vận chuyển H<sub>2</sub>

LNG là khí thiên nhiên được hóa lỏng để phục vụ lưu trữ và vận chuyển. Ở áp suất khí quyển, LNG có nhiệt độ trong khoảng từ -161°C đến -158°C.

Thành phần chính là metan (CH<sub>4</sub>), ngoài ra còn có thể chứa etan (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propan (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butan (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>) và nitơ. Các tạp chất có thể bao gồm CO<sub>2</sub>, lưu huỳnh, COS, mercaptan và thủy ngân.

Điểm sôi của LNG khoảng -161,5°C, và khối lượng riêng nằm trong khoảng 410-500 kg/m<sup>3</sup>, tùy thuộc vào nhiệt độ, áp suất và thành phần.

Nhờ khả năng giảm thể tích xuống chỉ còn 1/600 so với khí thiên nhiên ở điều kiện tiêu chuẩn (15°C, 1 atm), LNG là hình thức thuận tiện để lưu trữ và vận chuyển khí từ nơi sản xuất đến các thị trường tiêu thụ trên toàn thế giới. Hiện nay, phương thức vận chuyển chủ yếu là tàu chở LNG chuyên dụng, với dung tích từ 155.000 m<sup>3</sup> đến 260.000 m<sup>3</sup>, trong đó phổ biến nhất là loại từ 155.000 m<sup>3</sup> đến 170.000 m<sup>3</sup>.



Hình 13: Vận chuyển LNG bằng xe bồn tại Việt Nam

Sau khi được vận chuyển đến nơi tiêu thụ, LNG sẽ được hóa hơi trở lại trạng thái khí thông qua thiết bị tái hóa khí, sau đó được bơm vào đường ống dẫn khí để cung cấp cho người dùng. Đối với các hộ tiêu thụ ở xa đường ống, vùng ven biển và các đảo xa bờ tại các quốc gia nhập khẩu LNG, LNG có thể được vận

chuyển bằng xe bồn, tàu hỏa hoặc tàu ven biển, với tải trọng từ 2.500 đến 12.000 m<sup>3</sup> đến các cảng tiếp nhận. Tại Việt Nam, LNG chủ yếu được sử dụng làm nhiên liệu cho các nhà máy điện khí và khách hàng công nghiệp, góp phần bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia và thực hiện cam kết giảm phát thải của Việt Nam. Trong phần dưới đây, phương án vận chuyển LNG chính từ kho chứa đến nhà máy điện khí sẽ được trình bày.

Nguồn cung LNG: Theo Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia giai đoạn đến 2050, bên cạnh các kho LNG của các nhà máy điện LNG, Việt Nam sẽ xây dựng các dự án kho cảng LNG cấp khí cho các hộ tiêu thụ tại Bắc Bộ/Bắc Trung Bộ, Nam Trung Bộ, Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ. Hiện nay, Việt Nam đã có Kho LNG Thị Vải, đi vào vận hành từ năm 2024 với công suất 1 triệu tấn/năm, và đang được mở rộng lên 3 triệu tấn/năm.



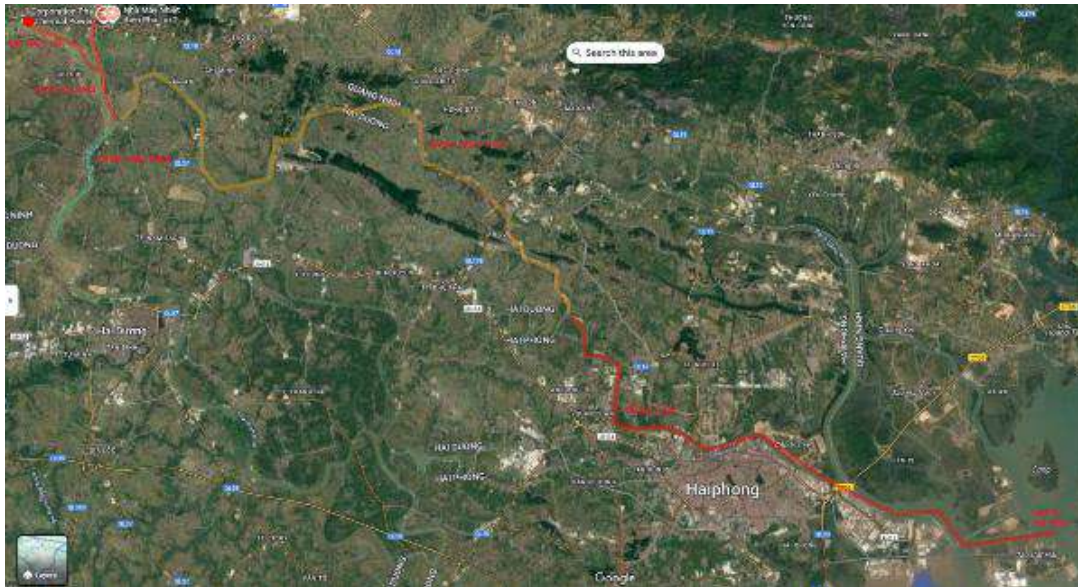
*Hình 14: Kho LNG Thị Vải*

Đường bộ: LNG được vận chuyển bằng xe bồn hoặc ISO container chuyên dụng (loại 20 ft, 40 ft) trên các tuyến đường giao thông chính như đường quốc lộ, tỉnh lộ. Tuy nhiên, vận chuyển LNG bằng đường bộ đòi hỏi số lượng xe lớn và có thể gây áp lực lên hệ thống giao thông đường bộ, đồng thời phải đáp ứng các yêu cầu về an toàn. Bên cạnh đó, chi phí vận chuyển bằng đường bộ thường có chi phí cao hơn so với đường thủy. Do đó, phương án vận tải đường thủy thường được ưu tiên xem xét.



*Hình 15: Vận chuyển LNG bằng sà lan*

Đường thủy: LNG được vận chuyển bằng sà lan hoặc tàu thủy đến khu vực nhà máy hoặc kho trung chuyển, thông qua đường thủy nội địa từ cấp II trở lên. Phương án này tận dụng mạng lưới sông ngòi, giúp giảm áp lực cho giao thông đường bộ.



Hình 16: Dự kiến tuyến vận chuyển LNG từ cảng biển Hải Phòng đến Nhà máy nhiệt điện Phả Lại.

Phương thức vận chuyển hydrogen được quyết định bởi các đặc tính vật lý. Để có thể vận chuyển, hydrogen cần được nén đến áp suất khoảng 35 – 140 bar, hóa lỏng, hoặc chuyển đổi hóa học thành các hợp chất khác.

Về hình thức vận chuyển, hydrogen có thể được vận chuyển bằng:

- Đường bộ và đường sắt, dưới dạng khí hoặc lỏng, sử dụng xe bồn, bồn chứa, tàu chuyên dụng và đường ống;
- Đường biển: chủ yếu bằng các tàu chuyên dụng;
- Đường ống: có thể vận chuyển khí thiên nhiên, hydrogen hoặc hỗn hợp khí.

#### Vận chuyển bằng đường bộ và đường sắt

Phương thức phổ biến nhất hiện nay là vận chuyển hydrogen bằng xe tải hoặc tàu, sử dụng chai/bình chứa áp suất với dung tích lên đến 150 lít.

#### Vận chuyển bằng đường biển

Vận chuyển hydrogen qua đại dương hiện chủ yếu được nghiên cứu dưới hai dạng hydrogen lỏng hoặc methylcyclohexan ( $C_7H_{14}$ ). Tuy nhiên, các công nghệ này vẫn đang trong giai đoạn nghiên cứu và phát triển, dự kiến sẽ sẵn sàng vào năm 2040.

#### Vận chuyển bằng đường ống

Việc pha trộn một tỷ lệ nhỏ hydrogen vào khí thiên nhiên cho phép tận dụng hệ thống đường ống khí hiện có để vận chuyển, qua đó giúp giảm chi phí, đặc biệt tại các khu vực đã có sẵn hạ tầng. Trong dài hạn, việc cải tạo, nâng cấp hoặc thay thế các đường ống khí thiên nhiên hiện hữu có thể được triển khai đồng thời với việc phát triển hệ thống hạ tầng hydrogen chuyên dụng mới.

Bảng 18: Các phương thức phân phối hydrogen chính [3]

Hình thức phân phối	Đường ống	Đường bộ		Vận chuyển hydrogen lỏng bằng đường sắt	Vận chuyển hydrogen lỏng bằng đường thủy
		Ống/bồn chứa chuyên dụng	Vận chuyển hydrogen lỏng bằng đường bộ		
Mức độ phù hợp	Vận chuyển hydrogen (dạng khí) với khối lượng lớn trên khoảng cách dài	Vận chuyển hydrogen (dạng khí) trên khoảng cách ngắn	Vận chuyển hydrogen với khối lượng lớn ở khoảng cách ngắn và trung bình	Vận chuyển hydrogen với khối lượng lớn ở khoảng cách trung bình	Vận chuyển hydrogen với khối lượng lớn liên lục địa
Chi phí đầu tư	200.000 - 1.000.000	Khoảng 300.000	300.000 – 400.000	2.000.000 –	465.000.000 -

Hình thức phân phối	Đường ống	Đường bộ		Vận chuyển hydrogen lỏng bằng đường sắt	Vận chuyển hydrogen lỏng bằng đường thủy
		Ống/bồn chứa chuyên dụng	Vận chuyển hydrogen lỏng bằng đường bộ		
	USD/km (tùy địa hình)	USD/xe	USD/xe	4.000.000 USD/toa	620.000.000 USD/tàu chở hydrogen
Chi phí vận hành và bảo trì	Khoảng 0,03 USD/kg cho máy nén đường ống	Chi phí nhân công lái xe khoảng 18 USD/giờ.	Chi phí nhân công lái xe khoảng 18 USD/giờ.	Chi phí nhân công lái xe khoảng 18 USD/giờ.	
Hiệu suất	>99,2% cho mỗi 100 km.	94% cho mỗi 100 km	99% cho mỗi 100 km (hiệu suất hóa lỏng khoảng 75%)	99% cho mỗi 100 km (hiệu suất hóa lỏng khoảng 75%)	Tỉ lệ bay hơi 0,3%/ngày
Mức tiêu thụ năng lượng	Máy nén đường ống: có thể cần điện năng để vận chuyển tới 100 tấn/giờ ( $\approx 3,9$ GW)	Xe tải hydrogen khí: tiêu thụ nhiên liệu tới 400 kg/xe	Xe tải hydrogen lỏng: tiêu thụ năng lượng cho hóa lỏng và nhiên liệu tới 4.000 kg/xe	Tàu hydrogen lỏng: tiêu thụ năng lượng cho hóa lỏng và nhiên liệu tới 2.500 -4.500 kg/xe	Lên tới 10.000 tấn/chuyến
Ưu điểm	Vận chuyển khối lượng lớn trên quãng đường dài với hiệu suất cao và chi phí vận hành thấp. Phương thức này sẽ lưu trữ được khối lượng lớn hydrogen	Phù hợp cho khách hàng quy mô nhỏ	Vận chuyển được lượng lớn hơn so với hydrogen khí	Vận chuyển được lượng lớn hơn so với hydrogen khí	Vận chuyển quốc tế khối lượng lớn
Nhược điểm	Chi phí đầu tư tương đối lớn, chỉ phù hợp với quy mô lớn	Khối lượng vận chuyển mỗi chuyến nhỏ, chỉ phù hợp cho quãng ngắn	Chi phí đầu tư cao, hiệu quả vận chuyển bị giảm do tổn thất hóa lỏng và bay hơi	Vận chuyển hydrogen bằng đường sắt yêu cầu hạ tầng đường sắt phù hợp và các trạm trung chuyển chuyên dụng với bồn chứa cryogenic và hệ thống nạp/xả. Do đó cần đầu tư bổ sung hạ tầng và thiết bị vận hành chuyên biệt.	Kinh nghiệm vận hành còn hạn chế. Chỉ phù hợp với các điểm tiêu thụ có quy mô đủ lớn. Tổn thất bay hơi trong quá trình vận chuyển vẫn còn rất lớn.
Tổng chi phí vận chuyển cho quãng đường 100 km (USD/kg)	0,1 - 1,0	0,5 - 2,0	0,3 - 0,5	0,2 - 0,5	1,8 - 2,0

Việt Nam hiện chưa có hệ thống đường ống khí kết nối trực tiếp tới người tiêu dùng, mà chủ yếu sử dụng đường ống để vận chuyển khí thiên nhiên phục vụ các nhà máy sản xuất phân đạm, nhà máy điện, v.v. Bên cạnh đó, việc pha trộn hydrogen vào hệ thống đường ống khí thiên nhiên vẫn chưa phổ biến. Do đó, phương án vận chuyển hydrogen bằng đường bộ (dạng nén và hóa lỏng) sẽ được ưu tiên trong ngắn hạn để cung cấp hydrogen từ các kho trung tâm đến các trạm nạp trong khu vực. Khi Việt Nam nhập khẩu hoặc thu gom hydrogen với khối lượng lớn từ các cơ sở sản xuất để đưa về kho lưu trữ trong nước, các phương án vận

chuyển hydrogen lỏng bằng đường thủy và đường ống sẽ mang lại hiệu quả cao hơn.

Hydrogen lỏng (LH<sub>2</sub>) bắt buộc phải trải qua quá trình hóa lỏng. Tuy nhiên, tổn thất năng lượng trong quá trình hóa lỏng rất lớn, do đó hydrogen lỏng chỉ thực sự phù hợp cho vận chuyển trên khoảng cách rất xa.

Chất mang hydrogen là các chất có khả năng liên kết với nhiều nguyên tử hydrogen. Do chi phí lưu trữ và vận chuyển hydrogen cao hơn nhiều so với các loại nhiên liệu khác, trong thời gian gần đây đã có nhiều nghiên cứu chuyên sâu nhằm đánh giá khả năng sử dụng chất mang hydrogen như một giải pháp tối ưu cho lưu trữ và vận chuyển hydrogen.

*Bảng 19: Các loại chất mang hydrogen*

	Mô tả	Bộ phận (ví dụ)	TRL	Ưu điểm	Nhược điểm
Chất hấp phụ	Chất rắn hấp phụ hydrogen trên bề mặt hoặc trong các lỗ của vật liệu phức hợp thông qua lực liên phân tử.	Khung kim loại-hữu cơ (MOF), graphene, ống nano carbon	1	Vật liệu có thể được tái sử dụng nhiều lần Tính ổn định cao.	Công nghệ chưa hoàn thiện
Ion hydrides	Các hợp chất gồm ion hydride (H <sup>-</sup> ) liên kết với kim loại có tính điện dương, thường là kim loại kiềm hoặc kiềm thổ.	LiH, NaH, KH, MgH	2	Nguồn cung cấp hydrogen linh hoạt. Có thể lưu trữ vô thời hạn trong điều kiện khô ráo.	Không được tiếp xúc với độ ẩm trước khi tách hydrogen (dễ tự cháy) Quá trình tách hydrogen tỏa nhiệt mạnh => phát sinh nhiệt thải Chất thải sau khi giải phóng hydrogen có tính kiềm rất cao
Hydride kim loại cộng hóa trị hydrides	Hydrogen liên kết cộng hóa trị trong các ion phức, trong đó hydride gắn với nguyên tử kim loại.	LiBH <sub>4</sub> , NaBH <sub>4</sub> , LiAlH <sub>4</sub> , NH <sub>4</sub> BH <sub>4</sub>	2	Ổn định hơn hydride ion	
Hydride kim loại hydrides	Hydrogen được hấp thụ hoặc hòa tan không theo tỷ lệ hóa học cố định trong kim loại hoặc hợp kim kim loại quý Hydrogen được giải phóng khi đun nóng.	Kim loại quý (Pd, Pt)	2	Có nền tảng công nghệ từ pin Ni-Hydrogen.	Chi phí cao do hiện chỉ sản xuất với số lượng nhỏ và yêu cầu độ tinh khiết >95%.
Chất lỏng Chất mang hydrogen hữu cơ lỏng (LOHC)	Chất mang hydrogen hữu cơ lỏng là các hợp chất hữu cơ có thể hydrogen hóa/khử hydrogen tương đối dễ dàng.	Xem [13].	7	Được vận chuyển và xử lý giống như nhiên liệu lỏng thông thường.	Có nhiều công nghệ khác nhau để giải phóng hydrogen
Hóa chất giàu H <sub>2</sub>	Là các hợp chất không chứa các-bon, có khả năng hydrogen hóa/tách hydrogen tương đối dễ dàng.	NH <sub>3</sub> , hydrazin	4-8	Ngoại trừ quá trình phân tách thành H <sub>2</sub> , công nghệ đã khá hoàn thiện và có thể triển khai quy mô lớn.	Độc hại. Chưa được kiểm chứng thực tế như một nguồn cung hydrogen. Nhiệt độ tách hydrogen yêu cầu rất cao. NH <sub>3</sub> gây hỏng pin nhiên liệu PEM nên yêu cầu không được còn vết NH <sub>3</sub> sau khi tách.

LOHC và các hóa chất giàu hydrogen đều được vận chuyển dưới dạng lỏng, do đó được xếp chung vào nhóm nhiên liệu lỏng (LHC) trong cẩm nang công nghệ này. Vật liệu hấp phụ, hydride ion và hydride kim loại cộng hóa trị tồn tại ở dạng rắn, đòi hỏi các phương thức vận chuyển đặc biệt nên không bao gồm trong tài liệu này.

## Phương tiện vận chuyển – đường ống, xe tải, tàu hỏa hoặc tàu thủy

Các hình thức vận chuyển chất lỏng được liệt kê trong bảng sau cùng với những ưu điểm/nhược điểm chính.

Bảng 20: Các phương pháp vận chuyển lượng lớn chất lỏng và những ưu điểm/nhược điểm liên quan.

	Ưu điểm	Nhược điểm
Đường ống	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Giảm các công đoạn lưu trữ/nén trung gian.</li> <li>- Kết hợp vận chuyển và lưu trữ</li> <li>- Chi phí vận hành rất thấp</li> <li>- Rủi ro rất thấp</li> <li>- Có thể vận chuyển lượng năng lượng lớn với chi phí rẻ hơn nhiều so với cấp điện</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Chi phí đầu tư ban đầu cao</li> <li>- Kém linh hoạt hơn so với vận chuyển bằng phương tiện di động</li> </ul>
Xe tải	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cung cấp các giải pháp vận chuyển điểm đến điểm, tức là hạn chế các khâu lưu trữ/nén trung gian.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rủi ro cao hơn so với đường ống, tàu hỏa và tàu thủy</li> <li>- Kích thước bị giới hạn bởi trọng tải, chiều rộng và chiều dài tối đa của xe tải</li> </ul>
Tàu hỏa	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rủi ro thấp hơn so với xe tải nhưng cao hơn so với đường ống</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Không có giải pháp vận chuyển điểm đối điểm – cần có phương tiện vận chuyển khác ở cả hai đầu</li> <li>- Kích thước bị giới hạn bởi trọng tải tối đa, chiều rộng và chiều dài của toa tàu</li> </ul>
Tàu biển	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mức tiêu thụ nhiên liệu trên mỗi quãng đường thấp hơn: tàu thủy ~0,3 MJ/tấn/km, tàu hỏa ~0,6 MJ/tấn/km, đường bộ ~1,2 MJ/tấn/km. Lý do là do tổn thất ma sát giảm đi nhờ lực nổi. [4]</li> <li>- Giới hạn về kích thước: có thể vận chuyển số lượng lớn hơn nhiều mỗi chuyến so với xe tải và tàu hỏa.</li> <li>- Rủi ro xã hội (số người có thể thiệt mạng nếu xảy ra tai nạn) thấp hơn nhiều ở ngoài khơi so với trên đất liền (xem phần An toàn)</li> <li>- Phương án tiết kiệm nhất cho những tuyến vận chuyển rất dài</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Không có giải pháp vận chuyển điểm đối điểm – cần có phương tiện vận chuyển khác ở cả hai đầu</li> </ul>

Tổng quan:

1. Xe tải: tối ưu cho vận chuyển hàng hóa có tải trọng thấp, quãng đường ngắn, vận chuyển nội địa.
2. Tàu hỏa: Một phương thức phổ biến để vận chuyển hydrogen là sử dụng các bồn chứa có áp suất đặt trên xe tải hoặc tàu thủy. Các bồn này có thể theo kích thước tiêu chuẩn công nghiệp (dung tích tới 150 lít) hoặc là các ống lớn hơn.
3. Tàu thủy: tối ưu cho vận chuyển đường dài khi có tuyến đường biển phù hợp.
4. Đường ống: tối ưu cho số lượng lớn và/hoặc khi có nhiều điểm tiêu thụ.



Hình 17: Đoàn tàu vận chuyển NH<sub>3</sub> từ Nga sang châu Âu

Tại Việt Nam, vào tháng 9 năm 2024, chuyến hàng khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) đầu tiên đã được vận chuyển từ miền Nam ra miền Bắc bằng đường sắt. Đoàn tàu chở 16 bồn chứa LNG tiêu chuẩn ISO đã hoàn thành hành trình dài 1.700 km trên tuyến đường sắt từ miền Nam đến miền Bắc. Đây là một mô hình kinh

doanh mang tính đột phá, góp phần giải quyết bài toán cung ứng năng lượng cho thị trường miền Bắc. Vận chuyển nhiên liệu bằng đường sắt tại Việt Nam là một phương pháp hiệu quả và tiết kiệm chi phí, đặc biệt phù hợp với việc vận chuyển khối lượng lớn và quãng đường dài, giúp giảm tải cho đường bộ và góp phần bảo vệ môi trường.



Hình 18: Tàu vận chuyển LNG từ Nam ra Bắc

## Vật liệu xây dựng

### Hydrogen ( $H_2$ )

Hiện tượng giòn hydrogen là hiện tượng nứt vỡ liên quan đến sự xâm nhập của hydrogen vào cấu trúc lưới kim loại. Ở áp suất thấp ( $<150$  bar), hydrogen chỉ có thể xâm nhập vào vật liệu dưới dạng nguyên tử hoặc ion hydrogen. Do đó, hydrogen dạng khí nguyên chất không được vật liệu hấp thụ ở nhiệt độ môi trường vì nó ở dạng phân tử. Tuy nhiên, hydrogen có thể bị phân ly thành nguyên tử H trong các trường hợp sau (các điểm từ 2–4 có thể xảy ra ở nhiệt độ dưới  $150^\circ C$ ):

1. Nhiệt độ cao<sup>18</sup> ( $>150^\circ C$ , rất ít trường hợp  $<200^\circ C$ )[5]
2. Các bất thường trên bề mặt (tạp chất trong hydrogen và trên bề mặt)
3. Ăn mòn
4. Xử lý bề mặt bằng điện hóa hoặc hóa chất
5. Bảo vệ catốt

Bất kỳ sự xâm nhập nào của các nguyên tử H vào lưới kim loại đều có thể dẫn đến hiện tượng giòn hydrogen khi nhiệt độ dưới  $\sim 150^\circ C$ .

Hiện tượng giòn hydrogen chỉ có thể xảy ra khi kết hợp ba yếu tố sau:

1. Vật liệu dễ nhạy cảm
2. Môi trường hydrogen (sự hình thành ion  $H^+$  – xem các điểm trên)
3. Ứng suất kéo cao

Do đó, nếu ứng suất đủ thấp, môi trường không quá khắc nghiệt hoặc vật liệu không nhạy cảm, hydrogen sẽ khuếch tán qua vật liệu mà không gây hư hại.

**Vật liệu nhạy cảm:** Tiêu chuẩn ASME B31.12 quy định các yêu cầu về vật liệu cho đường ống dẫn hydrogen<sup>19</sup> và các loại vật liệu được phê duyệt cho đường ống dẫn hydrogen. Với áp suất thiết kế ( $P_d$ )  $<200$  barg và nhiệt độ thiết kế ( $T_d$ )  $<175^\circ C$ , thép cacbon (A 105/A 106) và thép hợp kim vi mô (X42 và X52) là phù hợp. Đối với  $P_d >200$ , nên sử dụng thép hợp kim cao (SS-316L) [6]. X70 có thể được sử dụng sau khi đánh giá khả năng làm cứng trong vùng ảnh hưởng nhiệt của mối hàn. Trong danh mục này, X52 được sử dụng.

**Ứng suất kéo cao:** Mức ứng suất có thể được giảm bớt bằng cách:

1. Bố trí gối đỡ đường ống sát nhau hơn
2. Thành ống dày hơn
3. Khử ứng suất dư do hàn bằng xử lý nhiệt

<sup>18</sup>Vật liệu thường tiếp xúc với hydro ở nhiệt độ cao trong quá trình sản xuất (đúc, cacbon hóa, phủ, mạ, làm sạch, tẩy gỉ, mạ điện, gia công điện hóa, hàn, cán định hình và xử lý nhiệt).

<sup>19</sup> Các yêu cầu vật liệu chính cũng được liệt kê trong tài liệu tham khảo số 6 và số 16

#### 4. Thử thủy lực (tự nén)

##### Ammonia (NH<sub>3</sub>)

Ammonia có tính ăn mòn đối với:

1. Đồng
2. Hợp kim đồng
3. Kẽm
4. Niken (phải giữ ở mức dưới 5% trọng lượng)
5. Hầu hết nhựa

Hàm lượng oxy chỉ cần cao hơn vài ppm trong ammonia lỏng cũng có thể thúc đẩy hiện tượng nứt do ăn mòn ứng suất, đặc biệt ở nhiệt độ cao. Nứt do ăn mòn ứng suất gây ra bởi ammonia và oxy không được dự đoán xảy ra ở nhiệt độ môi trường nhưng ứng suất do hàn có thể khởi phát hiện tượng này nếu có mặt oxy. Ammonia khi được sản xuất không chứa oxy. Tuy nhiên, khi đổ vào bể chứa, cần đảm bảo bể được sạch khí cho đến khi hàm lượng oxy xuống dưới 0,5% trước khi cho NH<sub>3</sub> vào.

Hàm lượng nước trong ammonia phải lớn hơn 0,1% theo trọng lượng. Nghiên cứu [7] cho thấy sự hiện diện của nước có tác dụng ức chế sự hình thành và phát triển của nứt do ăn mòn ứng suất.

Đường ống thép phù hợp để vận chuyển ammonia ở cả dạng khí và dạng lỏng. Trong tài liệu này, X52 được sử dụng.

Hiện nay, tại Việt Nam, ammonia (NH<sub>3</sub>) chủ yếu được sử dụng làm nguyên liệu đầu vào cho các nhà máy sản xuất phân đạm công nghiệp. Ngoài ra, tại các nhà máy nhiệt điện, ammonia còn được sử dụng làm chất khử để chuyển đổi các oxit nitơ (NO<sub>x</sub>) độc hại thành khí nitơ (N<sub>2</sub>) và hơi nước (H<sub>2</sub>O), góp phần làm sạch khí thải và bảo vệ môi trường. Ammonia có thể được cung cấp dưới dạng ammonia khan và ammonia lỏng (dung dịch amoni hydroxit).



Hình 19: Vận chuyển ammonia bằng xe bồn tại Việt Nam

##### An toàn

Các thông số an toàn chính được liệt kê trong bảng sau. Tất cả các loại nhiên liệu đều dễ cháy, trong đó H<sub>2</sub> là dễ cháy/dễ nổ nhất. NH<sub>3</sub> cũng có độc tính.

Bảng 21: Các thông số an toàn chính

	H <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub>	DME	LHC/Toluene	
Độc tính	Không	Xem Phần Ammonia (NH <sub>3</sub> )	Không	Phụ thuộc vào hóa chất Dạng lỏng, tức là khi rò rỉ, không dẫn đến việc hít phải.	
Giới hạn khả năng	Thấp hơn (LFL/LEL),	4	15	3,4	1,1
	Cao hơn	75	28	27	7,1

cháy/nổ <sup>20</sup> , %	(UFL/UEL)				
Ngon lửa		Rất khó nhìn thấy	Màu vàng	Màu xanh	Chủ yếu là màu trắng + vàng
Điểm chớp cháy, C		NA	11	-24	≥6
Điểm tự bốc cháy, C		560	651	235	200-500
Năng lượng đánh lửa, mJ		0,017	680	0,29	>0,2, đa số ~0,25
Giới hạn phát hiện trong không khí		25 ppm	5-50 ppm (ngửi thấy), ~1 ppm	-	-

Đối với mọi hệ thống, rủi ro (= xác suất × mức độ nghiêm trọng của hậu quả) đều phải được định lượng. Nếu rủi ro vượt quá tiêu chí chấp nhận, cần áp dụng các biện pháp nhằm loại bỏ rủi ro hoặc giảm thiểu xác suất xảy ra và/hoặc mức độ hậu quả.

### Va chạm

Xác suất xảy ra va chạm trong quá trình vận chuyển bằng các phương tiện di động phụ thuộc rất lớn vào khu vực vận chuyển. Nhìn chung, nguy cơ va chạm cao hơn nhiều tại các khu vực đông dân cư như đô thị, ga tàu hoặc bến cảng. Ngoài ra, xác suất va chạm khi vận chuyển đường bộ cao hơn đáng kể so với vận chuyển bằng đường sắt hoặc đường biển. Ngược lại, khi xảy ra va chạm, khả năng vỡ bồn chứa và rò rỉ một lượng lớn nhiên liệu từ các bồn thành mỏng chứa chất lỏng làm lạnh (đây là phương pháp hóa lỏng phổ biến trên tàu biển) sẽ cao hơn nhiều so với các bồn thành dày chứa chất lỏng ở trạng thái nén [8].

### Quy trình nạp và xả

Do đặc tính nguy hiểm của nhiên liệu, nạp và xả là những quy trình cực kỳ quan trọng, đòi hỏi các biện pháp phòng ngừa an toàn nghiêm ngặt nhất. Bất kỳ sự rò rỉ nào cũng đều tiềm ẩn nguy cơ nghiêm trọng.

Cần đảm bảo rằng toàn bộ hệ thống nạp và bồn chứa được loại bỏ oxy trước khi tiếp xúc với nhiên liệu. Việc xả khí trợ để loại bỏ oxy sau đó phải được thông gió nhằm tránh làm nhiễm bẩn nhiên liệu. Có thể tránh việc xả khí bồn nếu bồn chỉ sử dụng cho một loại chất lỏng duy nhất và luôn được duy trì ở trạng thái áp suất dư nhẹ để ngăn không khí xâm nhập. Đây là cách làm phổ biến đối với xe tải chở ống khí nén CH<sub>2</sub>.

Khi nạp các chất lỏng làm lạnh hoặc siêu lạnh, hệ thống nạp và bồn chứa phải được làm lạnh trước hoặc quá trình nạp phải diễn ra chậm để tránh hiện tượng tăng áp suất ngoài kiểm soát và chênh lệch nhiệt độ không an toàn. Do các chất như LPG, NH<sub>3</sub>, DME và H<sub>2</sub> có nhiệt độ sôi dưới 0°C ở áp suất khí quyển, chất lỏng làm lạnh khi đi vào bồn và đường ống ở nhiệt độ và áp suất môi trường sẽ lập tức bắt đầu sôi. Quá trình sôi và bay hơi sẽ tiếp diễn cho đến khi vật liệu đạt tới nhiệt độ của chất lỏng. Hiện tượng sôi ban đầu này gây ra sự gia tăng áp suất nhanh trong hệ thống nạp. Áp suất đạt được phụ thuộc vào lượng chất lỏng và lượng nhiệt có sẵn cho quá trình bay hơi. Vì vậy, cần đặc biệt cẩn trọng khi đưa chất lỏng vào các bồn chưa được làm lạnh, và phải thực hiện đủ chậm để tránh tăng áp suất đột ngột và mất kiểm soát. Quá trình sôi ban đầu cũng gây ra hiện tượng làm lạnh cục bộ kết cấu bồn, làm tăng nguy cơ ứng suất nhiệt đối với vật liệu. Phun làm mát là biện pháp bắt buộc<sup>21</sup> đối với các loại nhiên liệu có nhiệt độ rất thấp.

### Rò rỉ

Đường ống là phương thức vận chuyển nhiên liệu dạng lỏng an toàn nhất. Các tuyến đường ống dài phải đáp ứng các yêu cầu khắt khe về an toàn, độ tin cậy và hiệu quả. Nếu được bảo trì đúng cách, đường ống có thể hoạt động trong thời gian rất dài mà không xảy ra rò rỉ. Những sự cố rò rỉ nghiêm trọng nếu xảy ra thường xuất phát từ hư hại do hoạt động đào bới gần tuyến ống hoặc do ăn mòn gây ra bởi vận hành không đúng quy trình.

Thông thường, đường ống được trang bị các hệ thống phát hiện rò rỉ. Các hệ thống này có thể bao gồm:

1. Hệ thống phát hiện rò rỉ bên trong:
  - a. Cảm biến và hệ thống máy tính sử dụng dữ liệu áp suất, lưu lượng cùng các mô hình toán

<sup>20</sup> Tỷ lệ khí trên không khí

<sup>21</sup> Các bồn chứa được làm lạnh bằng cách phun lượng nhiên liệu nạp ban đầu (ví dụ LNG) thông qua các vòi phun chuyên dụng.

học để xác định khả năng xảy ra rò rỉ;

b. Đo lường sóng áp suất âm thanh.

- Hệ thống phát hiện rò rỉ bên ngoài: Thiết bị đo bức xạ hồng ngoại, camera nhiệt (chỉ áp dụng cho khu vực trên mặt đất), thiết bị dò khí, cảm biến âm thanh và cáp phát hiện rò rỉ dầu/khí dạng kỹ thuật số.
- Bổ sung chất tạo mùi: xem phần *Tạo mùi*.

Khi phát hiện rò rỉ, các van chặn và hệ thống xả đi kèm thường được lắp đặt với khoảng cách dày (cứ mỗi 10-20 km) để có thể cách ly đoạn bị rò rỉ, xả an toàn và sửa chữa mà không cần phải xả trống toàn bộ tuyến ống.

### Phân đoạn

Các đường ống và bồn chứa lớn trong hệ thống vận chuyển được chia thành các đoạn (sử dụng van ESD tự động đóng khi có sự cố) nhằm giảm thiểu nguy cơ rò rỉ diện rộng, hỏa hoạn và cháy nổ.

### Hydrogen (H<sub>2</sub>)

Do có điểm chớp cháy thấp, năng lượng kích hoạt cháy thấp và dải bắt cháy rộng, xác suất hydrogen bắt cháy ngay khi rò rỉ là rất cao. H<sub>2</sub> lỏng siêu lạnh cũng luôn có nguy cơ cháy rất cao.

Vào thứ Hai, ngày 10/06/2019, một trạm nạp khí hydrogen tại Kjørbo (gần Oslo, Na Uy) đã bốc cháy và phát nổ. Ba người bị thương nhẹ do túi khí trong xe ô tô của họ bung ra khi đang ở gần đó. Vụ hỏa hoạn gây hư hỏng nghiêm trọng cho trạm nạp. Phân tích nguyên nhân gốc rễ do cơ quan chức năng Na Uy cùng Nel và Gexcon đã xác định nguyên nhân là do lỗi lắp ráp của một nút bịt tại địa điểm lưu trữ hydrogen áp suất cao. Cụ thể, do sai sót của con người, các bu lông bên trong của nút bịt đã không được siết đủ lực. Điều này dẫn đến rò rỉ khí hydrogen, tạo thành hỗn hợp hydrogen-không khí và tự bốc cháy, gây ra vụ nổ (sóng áp suất) và hỏa hoạn.

### Ammonia (NH<sub>3</sub>)

Mối quan ngại an toàn lớn nhất liên quan đến ammonia là vấn đề độc tính:

*Bảng 22: Các mức độ phơi nhiễm độc tính của ammonia [2][7][9]*

Nồng độ (ppm)	Thời gian phơi nhiễm	Tác động chung
5-50	Tối đa 8 giờ	Có mùi, hầu hết mọi người có thể nhận biết, Gây khó chịu nhẹ
50-80	2 giờ Không được phép phơi nhiễm trong thời gian dài hơn	Cảm nhận rõ ở mắt và cổ họng,
100		Gây kích ứng khó chịu cho mắt và cổ họng
140	2 giờ	Kích ứng mạnh, cần rời khỏi khu vực phơi nhiễm
134	5 phút	Chảy nước mắt, kích ứng mắt, mũi, họng và ngực
500	30 phút	Kích ứng đường hô hấp trên
700	Dưới 1 giờ	Không gây thương tích nghiêm trọng và việc phơi nhiễm lặp lại để lại di chứng mãn tính
700-1700	Có thể gây tử vong sau 30 phút	Ho co thắt, kích ứng nghiêm trọng mắt, mũi và cổ họng, mất khả năng vận động do chảy nước mắt dữ dội
5000-2000	Có thể gây tử vong sau 15 phút	
5000-10000	Gây tử vong nhanh chóng (trong vài phút)	
>10000	Gây tử vong ngay lập tức	Co thắt đường hô hấp, ngạt thở nhanh.

Vì ammonia là một loại khí độc, việc vận chuyển phải tuân thủ các quy định luật pháp địa phương, thường bao gồm các yêu cầu về quy trình an toàn chung liên quan đến:

- Rò rỉ
- Nhiệt độ tối thiểu cho phép của thép bồn chứa
- Công tác chữa cháy và các quy trình ứng phó khẩn cấp

4. Đào tạo nhân sự: lái xe và thủy thủ đoàn phải hoàn thành các khóa đào tạo chuyên biệt

Các biện pháp an toàn khi xử lý ammonia bao gồm:

1. Trang bị quần áo bảo hộ hóa chất toàn thân, kính bảo hộ hoặc mặt nạ che mặt, găng tay và giày bảo hộ;
2. Ít nhất 5 gallon nước sạch (để sơ cứu nếu da hoặc mắt tiếp xúc với hóa chất) cùng với thiết bị trợ thở



Hình 20: Rò rỉ NH<sub>3</sub> tại Panaji

Ammonia đặt ra một số thách thức trong việc đảm bảo an toàn cho thủy thủ đoàn trên tàu vì nhân sự không thể dễ dàng thoát hiểm. Do đó, bất kỳ sự cố rò rỉ nào cũng có thể gây hậu quả nghiêm trọng, thậm chí tử vong. Đây là lý do tại sao hệ thống đường ống và bồn chứa thường được thiết kế hai lớp với thiết bị phát hiện rò rỉ đặt giữa hai lớp.

### Tạo mùi

Chất tạo mùi (thường là tetrahydrothiophene (THT) hoặc mercaptan) được bổ sung vào mạng lưới phân phối khí thiên nhiên và một phần mạng lưới truyền tải khí thiên nhiên, nhằm cho phép phát hiện rò rỉ khí trước khi nồng độ đạt đến mức có thể gây cháy nổ. Tuy nhiên, việc sử dụng chất tạo mùi có các nhược điểm sau:

1. Chỉ có thể phát hiện rò rỉ khi có người ở gần nhưng không phải ai cũng có thể nhận biết mùi ở ngưỡng quy định.
2. Các chất tạo mùi thương mại không tương thích với các chất xúc tác dùng trong hầu hết các quá trình tổng hợp và trong pin nhiên liệu hydrogen. Do đó, chi phí khử mùi sẽ rất cao.

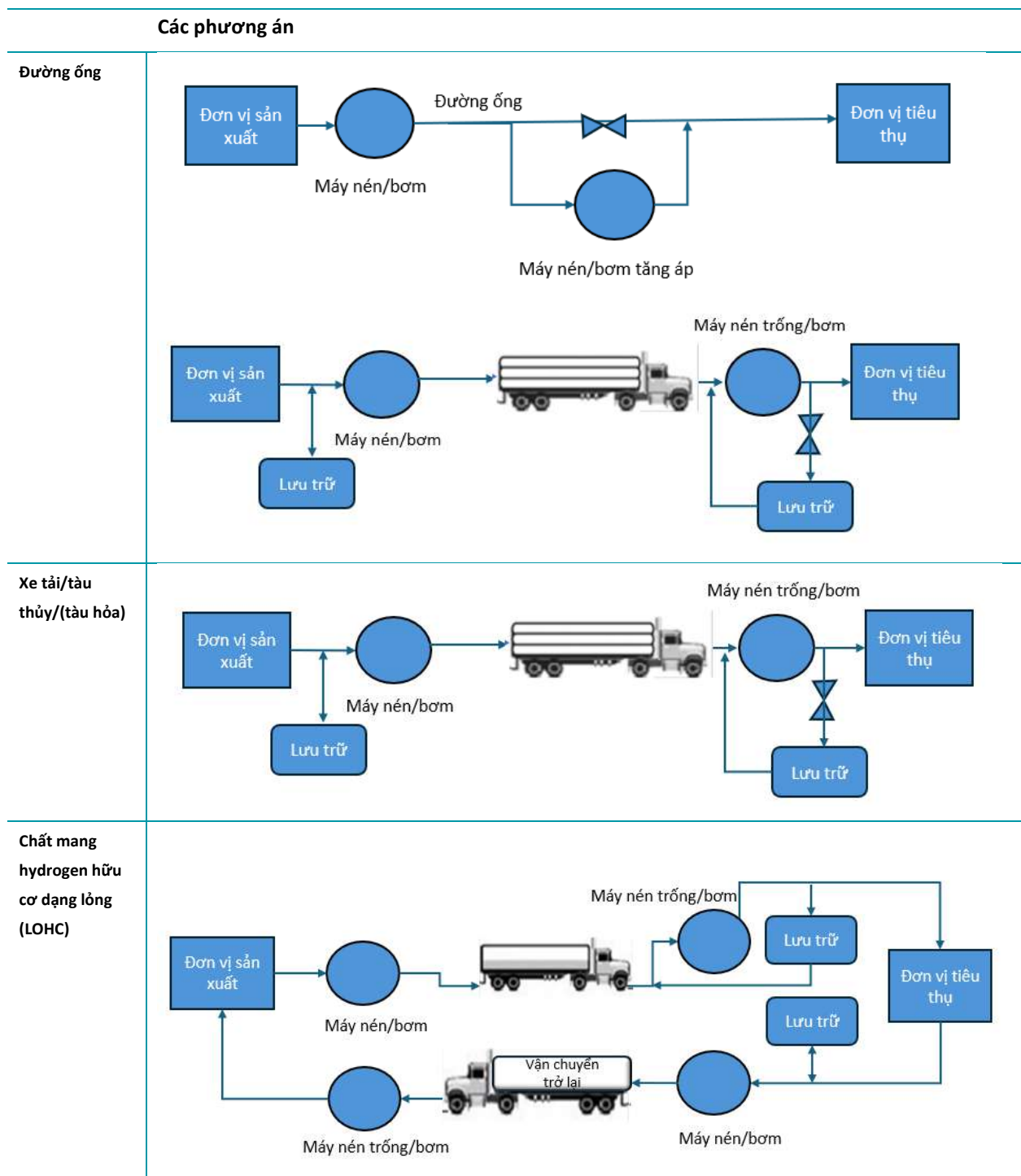
Do các nhược điểm nêu trên và xét đến việc chủ yếu sử dụng mạng lưới truyền tải hydrogen (không phải mạng phân phối ở các khu vực đông dân cư), tạo mùi không được coi là giải pháp an toàn phù hợp và không được xem xét khi đánh giá hiệu năng và chi phí của hệ thống đường ống truyền tải hydrogen.

### Chuỗi vận chuyển - logistics và hạ tầng

Quá trình nạp sử dụng máy nén/bơm nạp để chuyển nhiên liệu từ đơn vị sản xuất sang phương tiện vận chuyển; ngược lại, máy nén/bơm xả dùng để chuyển nhiên liệu từ phương tiện vận chuyển sang đơn vị tiếp nhận. Trong trường hợp nhiên liệu ở dạng lỏng, công đoạn xả có thể được thực hiện nhờ trọng lực và không cần máy nén/bơm.

**Đường ống:** Cấu phần chính bao gồm đường ống, thiết bị nạp và tăng áp (xem mô tả chi tiết tại mục *Các thành phần chính – 2.1. Vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng bằng đường ống*). Máy nén tăng áp là các trạm máy nén/bơm bố trí dọc theo đường ống, có chức năng bù lại tổn thất áp suất do ma sát trong quá trình truyền tải.

**Xe tải, tàu thủy, tàu hỏa:** Các cấu phần chính bao gồm phương tiện vận chuyển (xe tải, tàu thủy hoặc tàu hỏa), máy nén/bơm nạp và xả, và bể chứa ở mỗi đầu.



Hình 21: Hạ tầng cho các giải pháp vận chuyển khác nhau

**Chất mang hydrogen hữu cơ dạng lỏng (LOHC):** Các cấu phần chính tương tự như trên, ngoại trừ việc chất mang cần được vận chuyển ngược trở lại nếu không được sử dụng tại điểm tiếp nhận. Đơn vị sản xuất bao gồm các công đoạn chuyển đổi sang chất mang và hóa lỏng thông qua làm lạnh.

Việc bổ sung thêm bể chứa hay thiết bị nén/bơm sẽ phụ thuộc vào thiết kế cụ thể của từng hệ thống. Tuy nhiên, khi thiết kế hạ tầng, cần lưu ý rằng việc chuyển khí hoặc nhiên liệu hóa lỏng từ bình chứa này sang bình chứa khác luôn phát sinh các tổn thất sau:

1. **Tổn thất do nén/bơm:** Đặc biệt với quá trình nén, tổn thất có thể lớn do áp suất giảm ở phía hút và tăng ở phía xả trong quá trình nạp và xả các bình chứa.
2. **Tổn thất do làm mát:** cần làm mát vật liệu của bình chứa mới.

Để hạn chế các tổn thất này, giải pháp tối ưu là giảm thiểu số lượng bình chứa trong toàn bộ hạ tầng. Do

đó, cần cân nhắc khả năng dùng cùng một bể để lưu trữ và vận chuyển.



Hình 22: Bình lưu trữ, vận chuyển và cấp nhiên liệu hydrogen

Mục *Tổn thất năng lượng* trình bày tổng quan các nguồn gây tổn thất năng lượng. Các mục *Chuyển đổi sang/từ chất mang* đến *Bể chứa* mô tả chi tiết các đơn vị trong chuỗi vận chuyển, và mục *Ví dụ - Chuỗi vận chuyển hoàn chỉnh* đưa ra một số ví dụ tổng hợp về tính toán tổn thất và chi phí.

### Tổn thất năng lượng

Tùy thuộc vào giai đoạn vận chuyển (khí hoặc lỏng) và phương tiện vận chuyển (đường ống, xe tải, tàu hỏa hoặc tàu thủy), các tổn thất năng lượng có thể bao gồm:

1. **Chuyển đổi sang/từ chất mang** (chỉ áp dụng cho hydrogen) (xem mục *Chuyển đổi sang/từ chất mang* (LOHC))
2. **Tổn thất do làm lạnh** – tổn thất trong quá trình chuyển đổi sang pha lỏng thông qua làm lạnh.
  - Làm lạnh NH<sub>3</sub>, LPG và DME (xem *Làm lạnh NH<sub>3</sub>, LPG và DME*)
  - Hóa lỏng khí thiên nhiên và H<sub>2</sub> bằng phương pháp làm lạnh sâu (xem *Hóa lỏng khí thiên nhiên và H<sub>2</sub> bằng phương pháp làm lạnh sâu*)
3. **Tổn thất do tăng áp suất** – tổn thất công suất trực và làm mát giữa các tầng trong máy nén/bơm nạp, tăng áp và xả.
  - Tổn thất do nén (đối với CNG và CH<sub>2</sub>) (xem *Tổn thất năng lượng – máy nén H<sub>2</sub> piston*)
  - Tổn thất do bơm (đối với LH<sub>3</sub>, LPG, LDME, LNG, LH<sub>2</sub>) (xem *Máy bơm*)
4. **Nhiên liệu dùng cho động cơ đẩy (xe tải, tàu hỏa và tàu thủy)**: Mức tiêu thụ nhiên liệu phụ thuộc vào trọng lượng do lực cản tăng lên và lực cản thiết khi tăng tốc lớn hơn.

Bảng 23: Mức tiêu thụ nhiên liệu [10]

Phương tiện tại châu Âu năm 2018	Hệ số tải	Dữ liệu phương tiện	
	%	Năng lượng (MJ/km)	CO <sub>2</sub> tương đương (g/km)
Xe tải 50-60 tấn	0	11,0	763
Mặc định	50	18,7	1279
	100	25,0	1706

Do xe tải chở đầy một chiều và rỗng ở chiều ngược lại, mức tiêu thụ năng lượng trung bình là 19 MJ/km (tương ứng với khoảng 50% tải trọng). Đối với CH<sub>2</sub>, nhiên liệu được chứa trong các ống có thành dày, còn đối với LH<sub>2</sub>, nhiên liệu được chứa trong bồn hai lớp. Do đó, đối với CH<sub>2</sub> và LH<sub>2</sub>, 24 MJ/km được sử dụng làm giá trị trung bình do khối lượng bồn chứa lớn hơn và lượng nhiên liệu vận chuyển trên mỗi xe thấp hơn.

Tàu thủy: Mức tiêu thụ nhiên liệu mỗi ngày của tàu có thể được mô tả bằng công thức Barras [11]:

$$\text{Nhiên liệu tiêu thụ mỗi ngày của tàu} = \frac{W^{2/3} \times v^3}{F_c}$$

Trong đó

$W$  = lượng giãn nước của tàu (tổng trọng lượng), đơn vị tấn

$v$  = tốc độ tàu (thường trong khoảng 12-14 hải lý/giờ)

$F_c$  = Hệ số nhiên liệu ( $F_c = 120.000$  đối với động cơ diesel)

Do thông số về lượng giãn nước của tàu không phải lúc nào cũng được cung cấp, nên phép tính gần đúng sau đây được đưa ra dựa trên giá trị trung bình từ nhiều nguồn khác nhau (có hiệu lực nếu vận tốc khoảng 13 hải lý/giờ):

$$\text{Nhiên liệu [MJ/km]} = 0,023 \times M_{\text{hàng hóa}} + 1400$$

Trong đó  $M_{\text{hàng hóa}}$  là trọng lượng nhiên liệu được vận chuyển (tấn). Thông thường, tàu chở hàng sẽ rỗng ở chiều quay về, do đó mức tiêu thụ nhiên liệu cho động cơ đẩy chỉ bằng khoảng một nửa so với chiều đi.

## 5. Tương tác nhiệt với môi trường xung quanh - Bay hơi (đối với chất lỏng làm lạnh)

- Nếu nhiệt độ của nhiên liệu vận chuyển khác với nhiệt độ môi trường, sẽ xảy ra một số tổn thất nhỏ do trao đổi nhiệt với môi trường xung quanh. Do đó, nếu nhiên liệu được vận chuyển lạnh hơn môi trường, cần bổ sung năng lượng để duy trì nhiệt độ thấp. Nếu không, một phần chất lỏng sẽ bay hơi. Thông thường, tốc độ bay hơi (BOR) từ các bình hai lớp có chân không ở giữa là:

- LH<sub>2</sub>: 2-3%/ngày đối với các bình chứa H<sub>2</sub> di động nhỏ và giảm xuống còn 0,06%/ngày đối với các bình lớn. Thông thường, lượng bay hơi là khoảng 0,1/ngày [12]
- LNG: Khoảng 0,15-0,6 %/ngày đối với tàu thủy

Tổn thất bay hơi này có thể được giảm thiểu nếu phương tiện vận chuyển sử dụng chính khí bay hơi làm nhiên liệu. Như vậy, hiện tượng bay hơi có thể được loại bỏ trong quá trình vận chuyển nhưng không thể tránh khỏi khi phương tiện dừng hoạt động.

## 6. Rò rỉ: Giả định rằng lượng rò rỉ là không đáng kể.

7. Gia nhiệt trước khi giảm áp (chỉ áp dụng cho CNG): Trong các đường ống truyền tải khí thiên nhiên, có thêm tổn thất liên quan đến quá trình giảm áp do cần gia nhiệt khí trước. Hydrogen không cần gia nhiệt trước khi giảm áp vì không bị làm lạnh khi giảm áp ở nhiệt độ >-150 °C.

8. Khử mùi (chỉ áp dụng cho CNG): Mạng lưới khí thiên nhiên thường có pha chất tạo mùi. Do đó, loại bỏ chất tạo mùi sẽ gây ra tổn thất. Theo thảo luận tại mục *Tạo mùi*, đường ống truyền tải hydrogen không xét đến yếu tố tạo mùi.

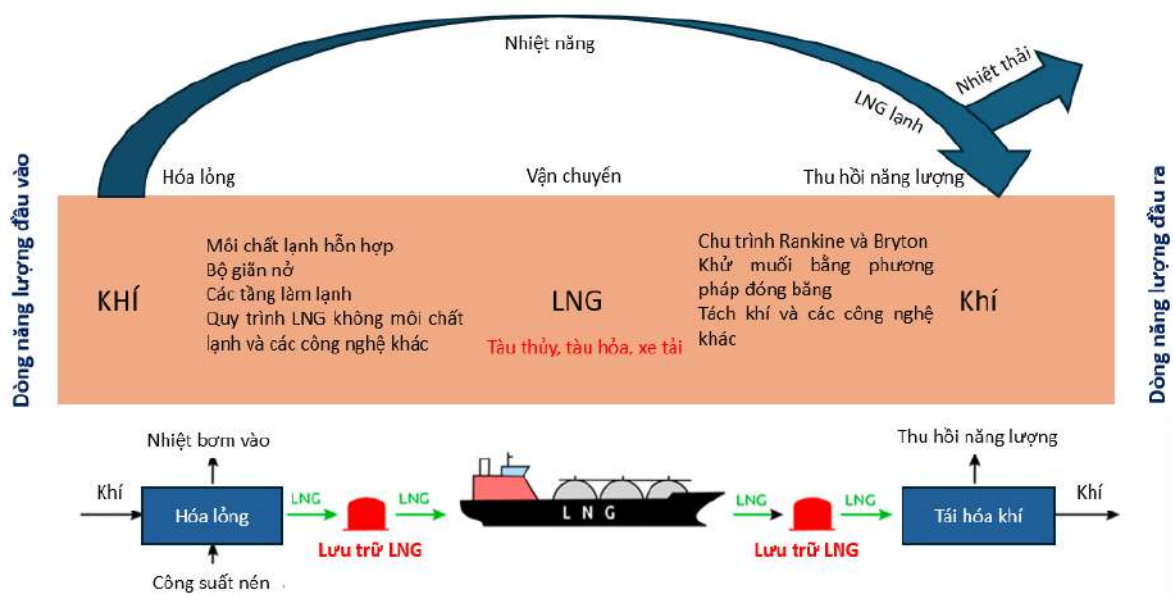
## Chuyển đổi sang/từ chất mang (LOHC)

LOHC (chất mang hydrogen hữu cơ dạng lỏng) là các chất lỏng hydrocarbon hữu cơ có khả năng "hấp thụ" hydrogen.

Tổn thất trong quá trình chuyển đổi và hoàn nguyên hiện nay là 30-40 %. Về mặt lý thuyết, mức tổn thất thấp nhất có thể đạt được là 18%, còn mức tối thiểu có khả năng đạt được trong thực tế vào khoảng 25% [13].

## Hóa lỏng bằng phương pháp làm lạnh

Hình 23 minh họa các bước và tổn thất liên quan đến quá trình chuyển đổi nhiên liệu ở trạng thái hóa lỏng. Về nguyên tắc, có thể bù lại các tổn thất trong quá trình hóa lỏng. Tuy nhiên, do quá trình hóa lỏng và tái khí hóa diễn ra tại hai địa điểm khác nhau, nên lượng nhiệt được tách ra trong quá trình hóa lỏng thường bị thất thoát.



Hình 23: Minh họa các bước và tổn thất trong quá trình vận chuyển LNG. Các loại nhiên liệu hóa lỏng khác cũng trải qua các bước tương tự [14]

### Làm lạnh NH<sub>3</sub>, LPG và DME

Năng lượng tiêu hao trong quá trình hóa lỏng gồm phần năng lượng dùng để hạ nhiệt độ đến điểm sôi và phần năng lượng cần cho quá trình ngưng tụ. Đối với NH<sub>3</sub>, LPG và DME, năng lượng tiêu hao cho quá trình ngưng tụ là thành phần chiếm ưu thế. Cụ thể, đối với ammonia là ~7,4% nhiệt trị thấp, LPG là ~0,9% và đối với DME là ~0,47% nhiệt trị thấp.

NH<sub>3</sub> và DME thường được sản xuất ở dạng lỏng đã được làm lạnh nên bước này không cần thiết.

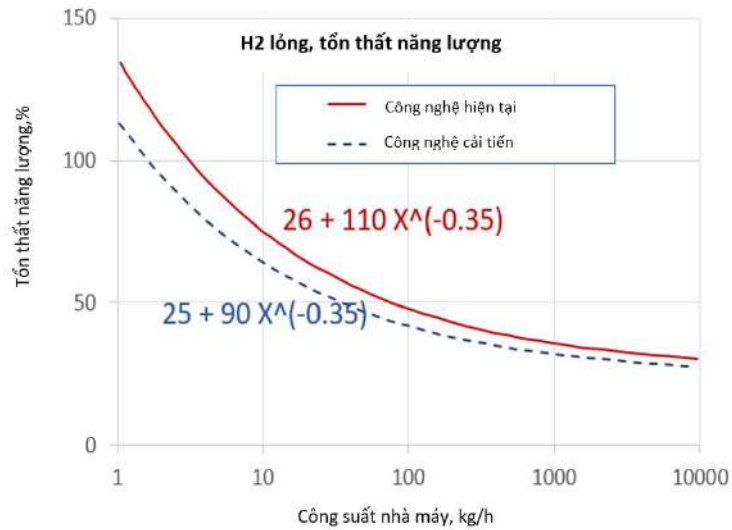
### Hóa lỏng khí thiên nhiên bằng phương pháp làm lạnh sâu

Theo [12], tổn thất năng lượng liên quan đến quá trình hóa lỏng khí thiên nhiên bằng phương pháp làm lạnh sâu nằm trong khoảng 4-7%.

### Hóa lỏng H<sub>2</sub> bằng phương pháp làm lạnh sâu

Tổn thất trong quá trình hóa lỏng hydrogen nằm trong khoảng 25-45%, phụ thuộc rất nhiều vào công suất của nhà máy. Về mặt lý thuyết, mức tổn thất tối thiểu có thể đạt được là 18% [15].

Hydrogen tồn tại ở hai dạng. Ở nhiệt độ rất thấp, hydrogen tồn tại chủ yếu ở dạng para-H<sub>2</sub>, trong khi ở điều kiện môi trường, khoảng 75% tồn tại ở dạng ortho-H<sub>2</sub>. Quá trình chuyển đổi từ ortho sang para diễn ra rất chậm và giải phóng một lượng nhiệt đáng kể (527 kJ/kg) [12]. Do đó, trong quá trình hóa lỏng hydrogen, tức chuyển H<sub>2</sub> (chủ yếu ở dạng ortho-H<sub>2</sub>) sang LH<sub>2</sub> (para-H<sub>2</sub>), cần thực hiện trên chất xúc tác để đảm bảo toàn bộ hydrogen được chuyển sang dạng para-H<sub>2</sub> trước khi vận chuyển hoặc lưu trữ LH<sub>2</sub>. Nếu không thực hiện bước này, khoảng 30% lượng hydrogen sẽ bị bay hơi trong vòng hai ngày khi được lưu trữ trong bình đông lạnh.



Hình 24: Tổn thất năng lượng liên quan đến quá trình hóa lỏng H<sub>2</sub> [15]

### Máy nén

Cảm nang này chỉ đề cập đến máy nén H<sub>2</sub>.

#### Các loại - máy nén hydrogen

Thường yêu cầu hydrogen chất lượng cao. Do đó, cần sử dụng máy nén không bôi trơn để tránh ô nhiễm dầu trong hydrogen.

Máy nén piston là lựa chọn thích hợp khi cần tỷ lệ nén cao (và/hoặc có lưu lượng thấp và lưu lượng thay đổi lớn). Do đó, sử dụng máy nén piston mang đến hiệu quả tối ưu trong hầu hết các ứng dụng hydrogen và sẽ là loại duy nhất được xem xét trong ước tính hiệu suất và chi phí.

Máy nén piston gồm các loại sau:

1. Piston kim loại (tự do hoặc trục khuỷu)
2. Piston màng
3. Piston sử dụng chất lỏng ion (không cần bôi trơn)

Các lựa chọn thay thế cho máy nén piston trong tương lai có thể là những loại máy được liệt kê trong bảng sau.

Bảng 24: Máy nén hydrogen đang trong giai đoạn phát triển

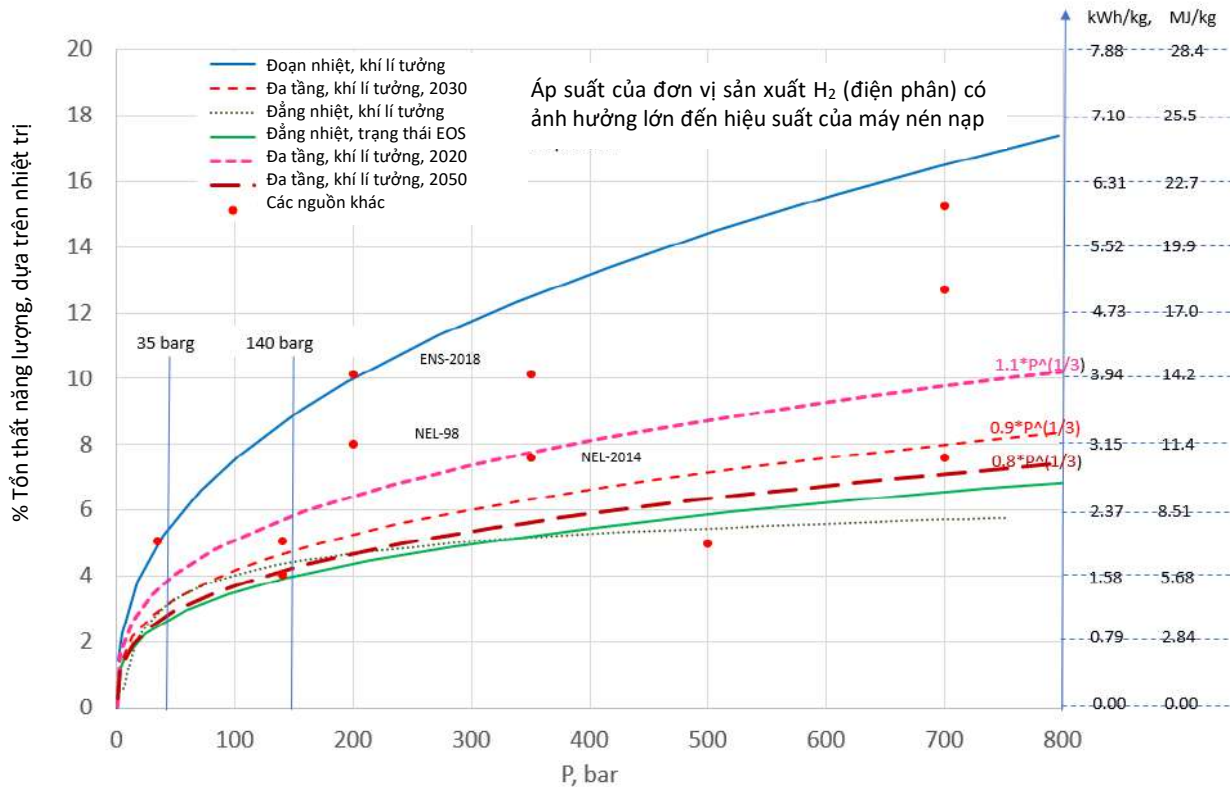
Loại máy nén	Mô tả
Hydride Máy nén	Trong máy nén, hydride hấp thụ H <sub>2</sub> ở điều kiện môi trường. Chất hấp thụ sau đó bị giữ lại và nung nóng, khiến áp suất tăng lên. Có thể đạt tỷ lệ nén >20 và áp suất cuối >1000 bar. Tuy nhiên, sản phẩm thu được sẽ là dòng hydrogen ở nhiệt độ cao, không thích hợp cho việc vận chuyển. Loại này có mức TRL thấp nhưng có thể tối ưu trong các trường hợp sau: Cần phải chiết xuất H <sub>2</sub> từ dòng giàu H <sub>2</sub> không tinh khiết H <sub>2</sub> cần ở nhiệt độ cao
Máy nén hydrogen điện hóa (EHC)	Trong máy nén EHC, hydrogen được cung cấp ở áp suất thấp tại cực dương và được đẩy qua màng trao đổi proton (PEM) đến phía cực âm có áp suất cao thông qua điện năng. EHC hoạt động êm, có thể mở rộng quy mô và hiệu suất năng lượng >80%. TRL=3-5.

### Tổn thất năng lượng – máy nén H<sub>2</sub> piston

Tổn thất năng lượng liên quan đến quá trình nén bao gồm công suất trực và công suất sử dụng để vận hành hệ thống làm mát của các bộ làm mát trung gian.

Công suất trực cần thiết cho quá trình nén được trình bày trong Hình 25.

1. Nén đoạn nhiệt (đường cong màu xanh dương): Không có hệ thống làm mát trung gian – thể hiện mức tổn thất tối đa
2. Nén đẳng nhiệt (đường cong màu xanh lá<sup>22</sup>): Có vô số tầng làm mát trung gian – thể hiện tổn thất tối thiểu, tức là máy nén lý tưởng.



Hình 25: Tổn thất năng lượng đối với quá trình nén đoạn nhiệt, nhiều tầng, có làm mát giữa các tầng và nén đẳng nhiệt (máy nén H<sub>2</sub> piston). Có bổ sung các điểm dữ liệu từ nhiều nguồn khác nhau. Các con số trên trục y phụ thể hiện mức tổn thất tuyệt đối.

Hầu hết các máy nén hydrogen là máy nén nhiều tầng với hệ thống làm mát giữa các tầng. Do đó, các đường cong màu đỏ được sử dụng trong tính toán hiệu suất trong cẩm nang này (màu hồng là trạng thái hiện tại, màu đỏ là năm 2030 và màu đỏ đậm là năm 2050).

Ngoài công suất trực, cần phải cộng thêm công suất tiêu hao để vận hành hệ thống làm mát, thường bao gồm tổn thất từ bơm. Tuy nhiên, phần công suất này rất nhỏ so với công suất trực.

Cẩm nang sử dụng công thức sau để tính toán tổn thất công suất nén ( $P_{in}$  = áp suất hút [bar],  $P_{out}$  = áp suất xả [bar],  $A = 1,1$  vào năm 2020, 0,9 vào năm 2030 và 0,8 vào năm 2050 theo Hình 25).

$$\text{Loss (kWh/kgH}_2\text{)} = \frac{\text{Loss (\%)}}{100} \times 39.42 \frac{\text{kWh}}{\text{kgH}_2}$$

Bảng 25: Tính toán tổn thất nén khí nén khí H<sub>2</sub> từ 35 bar lên 140 bar

Ví dụ tính toán		
Áp suất đầu vào ( $P_{in}$ )	35	
Áp suất đầu ra ( $P_{out}$ )	140	
Hệ số A	1.1	A=1.1 (2020), 0.9 (2030), 0.8 (2050)
Tổn thất (%)	2.1	= $A \cdot (P_{out}^{1/3} - P_{in}^{1/3})$

<sup>22</sup> Hai đường màu xanh lá được tính toán giống nhau nhưng sử dụng các mô hình nhiệt động học khác nhau (định luật khí lý tưởng và phương trình trạng thái Virial), trong đó phương trình Virial cho độ chính xác cao hơn

Ví dụ tính toán		
Tổn thất (kWh/kg)	0.8	= Tổn thất (%) / 100% * 39.42 kWh/kgH <sub>2</sub>
Tổn thất (MJ/kg)	3.0	= Tổn thất (kWh/kg) * 3,6

Chi phí vận hành máy nén có thể được giảm đáng kể bằng cách:

1. **Tăng áp suất hút:** Tăng áp suất trong đơn vị sản xuất H<sub>2</sub> (điện phân) sẽ có tác động rất lớn đến việc giảm chi phí vận hành của máy nén vì phần dốc đầu tiên của đường cong sẽ bị cắt bỏ.
2. **Tăng số tầng nén:** Tăng số tầng nén, từ đó tiến gần đến vận hành đẳng nhiệt (đường màu xanh lá trong Hình 25), làm tăng hiệu suất của máy nén. Ngoài ra, việc thiết lập nhiều mức áp suất cho từng tầng còn giúp tối ưu hóa áp suất xả, sao cho khí chỉ được nén đến áp suất xả hiện tại (áp suất xả sẽ tăng khi nạp vào bình trên xe tải/tàu và sẽ thay đổi nếu dùng mạng ống dẫn làm bộ đệm/lưu trữ).

## Máy bơm

Sử dụng công cụ nội bộ để ước tính chi phí và hiệu suất của máy bơm.

## Trạm đo lường thương mại

Đối với đường ống truyền tải, thường sẽ lắp hai trạm đo lường thương mại (một trạm dự phòng để đảm bảo đo chính xác) cùng với trạm phòng thí nghiệm/mẫu đi kèm tại tất cả các trạm nạp. Chi phí của trạm đo lường thương mại và phòng thí nghiệm liên quan phụ thuộc rất nhiều vào cách thức sản xuất chất lỏng, tức là cần phát hiện những tạp chất nào. Nội dung này đã được đánh giá là nằm ngoài phạm vi của cảm nang.

## Bể chứa

Sử dụng bể chứa bằng thép hoặc sợi thủy tinh (đối với hydrogen) để lưu trữ. Hình dạng tối ưu là hình cầu (giúp thành bể đạt độ bền lớn nhất so với độ dày và giảm trao đổi nhiệt với môi trường xung quanh trên mỗi đơn vị thể tích lưu trữ). Tuy nhiên, vì hình cầu chiếm nhiều diện tích hơn nên hình trụ thường được sử dụng nhiều hơn, đặc biệt cho lưu trữ hydrogen. Hình 26 cung cấp một dạng lưu trữ điển hình cho H<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, DME và LPG. Ngoài ra, hình cũng thể hiện chi phí đầu tư (CAPEX) cho các bể chứa áp suất cao (lên đến 20 bar) và bể chứa làm lạnh (xuống đến -33 °C).

## Ví dụ - chuỗi vận chuyển hoàn chỉnh

Chương này cung cấp các ví dụ minh họa về cách tính toán tổn thất và chi phí vận chuyển.

### Đường ống - ví dụ tính toán CH<sub>2</sub> - ống nhỏ

Ví dụ này minh họa chi phí và tổn thất liên quan đến một tuyến đường ống nhỏ dài 100 km để vận chuyển 100 MW H<sub>2</sub> (có thể là một đường ống nhánh dẫn đến trạm nạp nhiên liệu). Các giả thiết tính toán bao gồm:

- Chi phí vận hành và bảo dưỡng = 4% chi phí đầu tư.
- WACC = 5%
- Vòng đời: 20 năm đối với máy nén và hệ thống đo lường, 50 năm đối với đường ống.
- Tốc độ truyền tải: 7m/s.

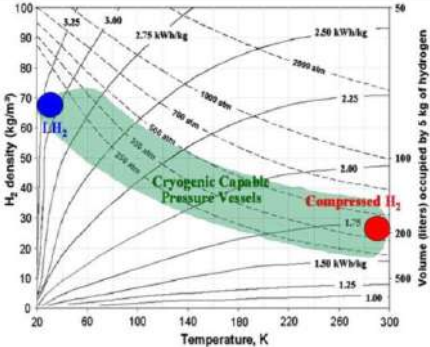
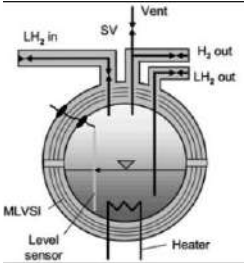



Ví dụ này tương tự với ví dụ trong mục *Xe tải - Ví dụ tính toán CH<sub>2</sub>*, tính toán chi phí vận chuyển bằng xe tải có cùng sức chứa.

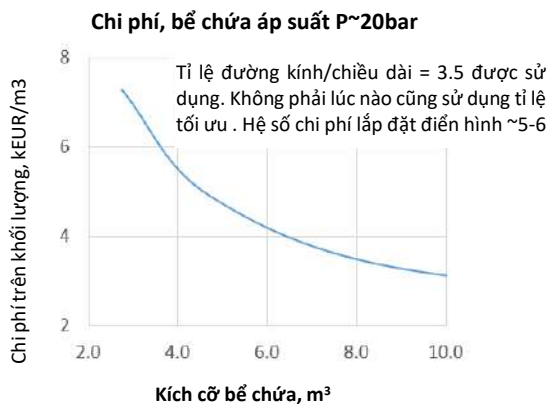
Các giá trị tổn thất và chi phí đầu tư như sau:

1. Tổn thất nén khí nạp = 2,1% công suất H<sub>2</sub> (MW).
2. Tổn thất máy nén tăng áp = 7,5% MW H<sub>2</sub>, CAPEX để nạp khí vào máy nén = 48.000 €/MW, CAPEX cho hệ thống đo lường = 5,2 triệu € và CAPEX cho đường ống = 2559 €/(km\*MW).
3. Tổng chi phí: 3.288.000 €/năm

Chuỗi vận chuyển trong ví dụ này không bao gồm lưu trữ. Tối ưu nhất là nên tránh việc phải lưu trữ, nhưng

trong hầu hết các trường hợp, việc lưu trữ có thể cần thiết. Khi đó, dung lượng lưu trữ sẽ phụ thuộc vào các nhu cầu sử dụng khác nhau nên không được xem xét trong ví dụ này.

	Bể chứa áp suất cao	Bể chứa áp suất cao và làm lạnh	Bể chứa làm lạnh
H <sub>2</sub>	P=165–550 bar, T=Amb.  Bể kim loại thành dày (Loại I) hoặc bể composite gia cường (Loại II, III, IV)  Xem chi phí và mô tả chi tiết trong tài liệu tham khảo [13].	 Màu đỏ là CH <sub>2</sub> , màu xanh dương là LH <sub>2</sub> và màu xanh lá là kết hợp cả hai.	T=-253°C, P≤3.5 bar 
NH <sub>3</sub> , DME, LPG	<100 tấn, T=Amb., P≥20 bar 	100-1000 tấn, T=0°C, vài bar 	>10000 tấn, lên đến 40000 tấn T=-33 °C, P=atm. 



Hình 26: Dạng lưu trữ điển hình theo loại nhiên liệu và giai đoạn vận chuyển

### Đường ống - ví dụ tính toán CH<sub>2</sub> - ống lớn

Ví dụ tính toán này tương tự ví dụ trên, nhưng áp dụng cho công suất lớn hơn và khoảng cách vận chuyển dài hơn. Ví dụ này minh họa chi phí và tổn thất liên quan đến một tuyến đường ống nhỏ dài 500 km để vận chuyển 4000 MW H<sub>2</sub>.

Các giá trị tổn thất và chi phí đầu tư như sau:

1. Tổn thất nén khí nạp = 2,1% công suất H<sub>2</sub> (MW).
2. Tổn thất máy nén tăng áp = 2,5% MW H<sub>2</sub>, CAPEX để nạp khí vào máy nén = 8.800 €/MW, CAPEX cho hệ thống đo lường = 5,2 triệu € và CAPEX cho đường ống = 351 €/(km\*MW).
3. Tổng chi phí: 107.229.000 €/năm

## Xe tải - Ví dụ tính toán CH<sub>2</sub>

Ví dụ này tính toán chi phí liên quan đến việc vận chuyển CH<sub>2</sub> bằng xe tải. Xe tải trong ví dụ này có cùng sức chứa so với đường ống trong mục *Đường ống - ví dụ tính toán CH<sub>2</sub>*. Các giả thiết bao gồm:

- Chi phí vận hành và bảo dưỡng = 5% chi phí đầu tư.
- WACC = 5%
- Khoảng cách truyền tải: 100 km.
- Dung tích xe tải: 1,5t/xe.
- Mật độ: 33 kg/m<sup>3</sup>.
- Vận tốc truyền tải = 60km/h.

Các giá trị tổn thất và chi phí đầu tư như sau:

1. Tổn thất nén khí nạp = 4,2% công suất H<sub>2</sub> (MW).
2. CAPEX để nạp khí vào máy nén = 50.000 €/MW.
3. Tổng chi phí: 9.759.000 €/năm

Các thông số OPEX dành cho việc xếp/dỡ hàng và lái xe được lấy từ bảng dữ liệu của xe tải.

Ví dụ này không xét đến việc lưu trữ; Nếu máy nén khí không nạp trực tiếp vào ống trên rơ-moóc xe, cần bổ sung hệ thống lưu trữ và máy nén. Ngược lại, nếu hydrogen được sản xuất và nạp trực tiếp vào các ống trên rơ-moóc, cần tăng số lượng rơ-moóc.

Cánh tay nạp nhiên liệu cũng chưa được tính đến nhưng chi phí này được đánh giá là không đáng kể so với các chi phí còn lại.

Có thể thấy chi phí vận chuyển cùng một lượng khí bằng xe tải cao hơn so với vận chuyển bằng đường ống.

## Tàu thủy – LNH<sub>3</sub>

Ví dụ này cung cấp cái nhìn tổng quan về chi phí liên quan đến việc vận chuyển LNH<sub>3</sub>. LNH<sub>3</sub> được sản xuất ở dạng lỏng nên quá trình hóa lỏng NH<sub>3</sub> không được tính đến.

Đối với vận chuyển bằng tàu thủy, cần bố trí bể chứa tại cảng đi và cảng đến, cũng như các máy bơm nạp/xả và hệ thống đường ống xếp/dỡ.

Chi phí vận chuyển NH<sub>3</sub> bằng tàu thủy bao gồm:

1. Mức tiêu thụ nhiên liệu: 2435 MJ/km
2. CAPEX cho tàu: 1750 €/tấn
3. Chi phí cảng: 1,7 €/tấn
4. Tổng chi phí: 10.223.000 €/năm

Các ví dụ trên là các chi phí minh họa tham khảo theo Cẩm nang cho vận chuyển năng lượng Đan Mạch. Nhiên liệu H<sub>2</sub> và NH<sub>3</sub> hiện chưa được sử dụng phổ biến tại Việt Nam nên chưa có các số liệu cụ thể.

## 2.1. Vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng bằng đường ống

### Mô tả công nghệ

Nguyên lý chính của vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng bằng đường ống là nhiên liệu khí/lỏng được nén đến áp suất cao và vận chuyển liên tục trong hệ thống đường ống kín nhờ chênh lệch áp suất giữa đầu vào và đầu ra. Áp suất được duy trì và điều chỉnh thông qua các trạm nén khí đặt dọc tuyến ống, bù lại tổn thất áp suất do ma sát và địa hình. Quá trình vận chuyển diễn ra liên tục, ổn định và ít phụ thuộc vào điều kiện thời tiết.

Hiện nay, hạ tầng đường ống khí tại Việt Nam chủ yếu phục vụ vận chuyển khí thiên nhiên tới các nhà máy nhà máy đạm, nhà máy điện và các hộ tiêu thụ công nghiệp, chưa hình thành mạng lưới phân phối khí kết nối trực tiếp tới các nhóm người tiêu dùng rộng rãi. Đồng thời, việc đưa hydrogen vào pha trộn trong các hệ thống đường ống khí thiên nhiên hiện hữu vẫn chưa được triển khai phổ biến. Trong bối cảnh đó, vận chuyển hydrogen bằng đường bộ (dưới dạng khí nén hoặc hydrogen hóa lỏng) được xem là giải pháp khả thi và ưu tiên trong giai đoạn ngắn và trung hạn, nhằm phân phối hydrogen từ các kho trung tâm tới các trạm nạp trong khu vực. Đối với các dòng vận chuyển có quy mô lớn, chẳng hạn khi hydrogen được nhập khẩu hoặc thu gom từ các cơ sở sản xuất để đưa về các kho lưu trữ trong nước, những phương thức vận chuyển có quy mô lớn hơn có thể trở nên phù hợp hơn. Trong các trường hợp này, vận chuyển hydrogen lỏng bằng đường thủy hoặc thông qua hệ thống đường ống có thể mang lại hiệu quả kinh tế và kỹ thuật cao hơn.

LNG là khí thiên nhiên được hóa lỏng để phục vụ lưu trữ và vận chuyển. Ở áp suất khí quyển, LNG có nhiệt độ trong khoảng từ  $-161^{\circ}\text{C}$  đến  $-158^{\circ}\text{C}$ . Thành phần chính là metan ( $\text{CH}_4$ ), ngoài ra còn có thể chứa etan ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propan ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), butan ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) và nitơ. Các tạp chất có thể bao gồm  $\text{CO}_2$ , lưu huỳnh, COS, mercaptan và thủy ngân.

Nhờ khả năng giảm thể tích xuống chỉ còn 1/600 so với khí thiên nhiên ở điều kiện tiêu chuẩn ( $15^{\circ}\text{C}$ , 1 atm), LNG là hình thức thuận tiện để lưu trữ và vận chuyển khí từ nơi sản xuất đến các thị trường tiêu thụ trên toàn thế giới.

### Áp suất vận hành

Như đã đề cập trong mục *Hình thức vận chuyển - Trạng thái hóa học*, pha của môi chất trong đường ống sẽ ở các dạng sau:

Bảng 26: Các mức áp suất đường ống được xem xét trong cảm nang

Môi chất	Giai đoạn	Pmin / Pmax / Pthiết kế (barg)
$\text{H}_2$	Khí nén	40/140/156 40/70/80
$\text{NH}_3$	Khí hóa lỏng nén	20/20/23
DME		13/20/23
HC lỏng	Chất lỏng	3/8/10

Cảm nang này sử dụng áp suất vận hành tối đa là 140 barg. Khi xây dựng mạng lưới mới, 140 barg được cho là mức áp suất tối ưu vì mang lại dung lượng đệm/lưu trữ lớn nhất. Các mức áp suất cao hơn không được lựa chọn do gia tăng nguy cơ làm giòn hydrogen. Do phần lớn mạng lưới khí thiên nhiên hiện có được thiết kế ở áp suất 80 barg, nên mức 70 barg cũng được sử dụng trong tính toán, với giả định rằng một phần mạng truyền tải khí thiên nhiên có thể được chuyển đổi sang truyền tải hydrogen.

### Chuyển đổi đường ống khí thiên nhiên sang đường ống $\text{H}_2$

Có thể tận dụng mạng lưới khí thiên nhiên hiện có để vận chuyển hydrogen nhưng cần thực hiện một số điều chỉnh nhất định [1][2].

Gasunie đã triển khai thành công hạ tầng đường ống xương sống hydrogen tại Hà Lan thông qua việc chuyển đổi các tuyến đường ống khí thiên nhiên sang đường ống  $\text{H}_2$ .

Theo tài liệu [6], chi phí chuyển đổi các tuyến đường ống dẫn khí thiên nhiên hiện có sang truyền tải  $\text{H}_2$  được giả định bằng 1/3 chi phí lắp đặt mới.

Tại Việt Nam, việc pha trộn hydrogen vào khí thiên nhiên và tận dụng hạ tầng đường ống hiện có cho vận chuyển hiện đang ở giai đoạn nghiên cứu/phát triển.

### Đường ống ngầm

Khi điều kiện cho phép, ưu tiên lắp đặt đường ống ngầm vì các lý do sau:

1. Giảm thiểu rủi ro: Việc lắp đặt ngầm giúp giảm thiểu khả năng hư hỏng/phá hoại, đồng thời giảm nguy cơ cháy nổ trong trường hợp xảy ra rò rỉ.
2. Nhiệt độ ổn định hơn: Giảm hiện tượng giãn nở và co ngót vật liệu xây dựng.
3. Đường ống ngầm không làm ảnh hưởng đến cảnh quan tự nhiên và ít có khả năng bị phản đối hơn.

Các yêu cầu chính đối với đường ống ngầm:

1. Mối nối: Để giảm thiểu nguy cơ rò rỉ, tất cả các mối nối ngầm phải được hàn kín.
2. Bảo vệ catốt: Để tránh hư hỏng do sét đánh, các đường ống ngầm phải được cách điện với các hệ thống trên mặt đất thông qua mặt bích cách điện.
3. Ăn mòn: Ăn mòn điện hóa xảy ra do chênh lệch điện thế giữa đường ống và đất. Do đó, cần sử dụng lớp phủ ngoài và các biện pháp điện hóa (như anốt hy sinh hoặc dòng điện cưỡng bức) nhằm hạn chế ăn mòn điện hóa trong trường hợp bị hỏng lớp phủ, đồng thời phải giám sát hệ thống bảo vệ chống ăn mòn.
4. Cần bố trí ống lồng/tám chắn tải tại những vị trí có tải trọng phía trên mặt đất (ví dụ: đường sắt,...).
5. Đường ống ngầm phải được đánh dấu rõ ràng, xem xét các sự cố xảy ra do hoạt động đào bới làm hư hại đường ống.

### Đường ống trên mặt đất

Phần lớn các thiết bị (như trạm đo lường thương mại, trạm máy nén/trạm bơm,...) thường được lắp đặt trên mặt đất.

Các yêu cầu chính đối với đường ống trên mặt đất:

1. Mối nối: Thông thường, đường ống trên mặt đất sử dụng các mối nối mặt bích (bắt bu lông, không hàn). Tuy nhiên, vì hydrogen dễ bị rò rỉ hơn, nên ưu tiên sử dụng mối nối hàn khi điều kiện cho phép.
2. Bảo vệ catốt: Tất cả các đường ống trên mặt đất đảm bảo dẫn điện liên tục qua các mối nối, ngoại trừ các mặt bích cách điện, và phải được nối đất ở những khoảng cách thích hợp để bảo vệ chống sét đánh và tĩnh điện.
3. Ăn mòn: Thường dùng lớp phủ để giảm thiểu ăn mòn do môi trường. Loại và chiều dày lớp phủ phụ thuộc vào điều kiện của vị trí lắp đặt.

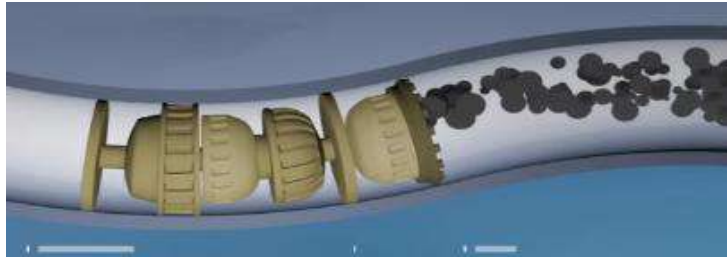
### Các thành phần chính

Các thành phần chính trong mạng lưới đường ống truyền tải bao gồm (xem Hình 28):

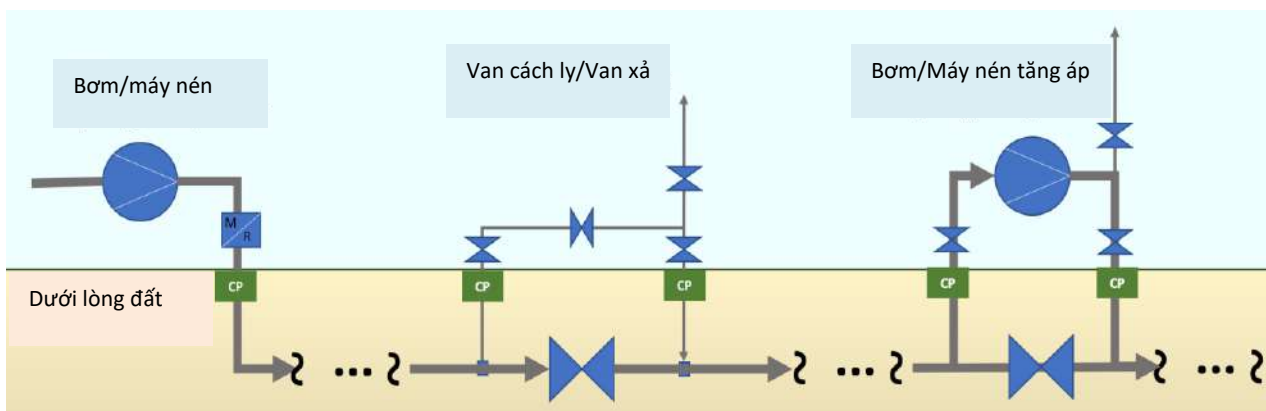
1. **Bơm/máy nén nạp:** Cần bố trí trạm nạp để nâng áp suất từ áp suất đầu ra của đơn vị sản xuất lên mức áp suất trong mạng lưới đường ống truyền tải.
2. **Bơm/máy nén tăng áp:** Cần tăng áp dọc theo tuyến để bù tổn thất ma sát khi áp suất giảm xuống dưới mức áp suất vận hành tối thiểu.
3. **Van chặn/trạm xả:** Dùng để bịt kín các đoạn đường ống trong trường hợp bị rò rỉ. Khoảng cách cho phép giữa các van chặn phụ thuộc vào đánh giá rủi ro của từng đoạn đường ống. Các khu vực đông dân cư sử dụng van chặn thường xuyên hơn so với khu vực nông thôn. Khoảng cách thông thường giữa các van chặn trên tuyến đường ống trên bờ là 10-20 km. Trong tầm này, giả định cứ mỗi 20 km lại bố trí một trạm van chặn/xả.
4. **Trạm đo lường thương mại (M/R):** thường lắp đặt hai trạm đo lường thương mại độc lập sau trạm nạp.
5. **Bảo vệ catốt:** Hệ thống bảo vệ catốt được đưa vào sơ đồ trong Hình 28 (ô màu xanh lá có ký hiệu

CP), bao gồm một hệ thống cho trạm nạp, hai hệ thống cho mỗi trạm van chặn/xả và hai hệ thống cho mỗi trạm tăng áp.

- Bẫy pig:** Để bảo dưỡng và làm sạch đường ống, cần lắp đặt thiết bị phóng và thu ở hai đầu ống (hoặc sử dụng hệ thống van cho phép kết nối với các thiết bị phóng và thu di động).



Hình 27: Thiết bị pig (scraper) được sử dụng để làm sạch/kiểm tra đường ống



Hình 28: Các thành phần chính trong mạng lưới đường ống truyền tải

Máy nén nạp, trạm đo lường thương mại và bẫy pig là các thiết bị cần lắp đặt tại đầu vào và/hoặc đầu ra của đường ống. Do đó, chi phí của các hạng mục này không nằm trong ước tính “chi phí trên mỗi km” của đường ống.

### Đầu vào

Môi chất đi vào đường ống có áp suất vận hành theo quy định trong Bảng 22. Lưu lượng được xác định dựa trên độ sụt áp tối ưu và vận tốc tương ứng được liệt kê trong Bảng 23.

### Đầu ra

Điều kiện môi chất tại cuối đường ống tương tự như tại đầu đường ống. Tuy nhiên, riêng áp suất, có thể thay đổi trong giới hạn cho phép của mạng truyền tải.

### Cân bằng năng lượng

Cân bằng năng lượng của hệ thống vận chuyển nhiên liệu khí và chất lỏng bằng đường ống được xác định thông qua so sánh năng lượng tiêu thụ cho bơm, nén và vận hành với năng lượng nhiên liệu cung cấp đến điểm sử dụng.

### Hiệu suất và tổn thất

Tổn thất năng lượng phát sinh do tổn thất ma sát của môi chất (sụt áp) trong đường ống. Mức tổn thất ma sát phụ thuộc nhiều vào vận tốc dòng chảy của môi chất. Do đó, vận tốc thiết kế tối ưu cần cân bằng giữa chi phí đầu tư (đường kính đường ống) và chi phí vận hành (năng lượng bơm/nén).

Cẩm nang công nghệ này đã xem xét các yếu tố nhằm tối ưu hóa chi phí. Giá trị  $dP/dL$  ( $dP/dL$  = độ sụt áp trên mỗi km) được liệt kê trong Bảng 23 cho thấy sự cân bằng hợp lý giữa CAPEX và OPEX, áp dụng cho

cả hai mức áp suất vận hành 70 bar và 140 bar. Giá trị tối ưu còn phụ thuộc vào chiều dài đường ống và so sánh chi phí giữa trạm tăng áp và vật liệu đường ống.

Bảng 27: Độ sụt áp tối ưu/tối đa trên mỗi km ( $dP/dL$ , bar/km),  $Q$  = công suất truyền tải (MW)

	$dP/dL$ , bar/km	Vận tốc, m/s
H <sub>2</sub>	$dP/dL(\text{tối đa}) \approx 1.28 \times Q^{-0.75}$	P=140 bar V $\approx 4.4 \times Q^{0.1}$
		P=70 bar V $\approx 6.7 \times Q^{0.1}$
Chất lỏng (NH <sub>3</sub> , DME, LHC)	$dP/dL(\text{tối đa})=0,04$ bar/km	

### Tiềm năng ứng dụng

**H<sub>2</sub>:** Hydrogen là thành phần quan trọng cần thiết cho quá trình sản xuất tối ưu của mọi loại nhiên liệu tổng hợp. Điều này bao gồm các quá trình thu giữ và sử dụng carbon (CCU), sản xuất NH<sub>3</sub>, sản xuất nhiên liệu từ sinh khối/chất thải còn dư (trong đó hiệu suất chuyển đổi sinh khối/chất thải còn dư thành nhiên liệu tổng hợp có thể gần như tăng gấp đôi khi bổ sung hydrogen), cũng như các trạm nạp nhiên liệu H<sub>2</sub>.

**NH<sub>3</sub>, DME và LHC:** Vì các chất này không phải là thành phần “cơ bản” cần thiết để sản xuất các loại nhiên liệu khác, đồng thời lại dễ vận chuyển cơ động với quy mô lớn, nên đường ống có thể sẽ chỉ được sử dụng khi cần vận chuyển lưu lượng lớn giữa hai điểm.

### Công suất điển hình

Bảng dưới đây liệt kê các mức công suất được xem xét trong cẩm nang này:

Bảng 28: Các mức công suất được xem xét trong cẩm nang. Để chuyển đổi dòng năng lượng sang lưu lượng tính theo nhiệt trị thấp (LHV), nhân với hệ số  $120/142 = 0,85$ .

Môi chất	Lưu lượng khối lượng TPD	Dòng năng lượng MW (nhiệt trị cao)	DN inch	Pmax barg	T °C
H <sub>2</sub>	40-13000	80-20000	4-48	140	Amb.
	40-9000	80-15000	4-48	70	
NH <sub>3</sub>	50-10000	10-2600	4-24	20	
DME		20-3700	4-24	20	
Toluene		20-5000	4-24	10	

Giả định hệ thống sử dụng đường ống ngầm với đường kính ống tối thiểu là 4 inch. Do đó, ở các mức công suất rất thấp, chi phí đường ống trên mỗi đơn vị công suất sẽ khá cao.

### Ưu điểm/nhược điểm

*Ưu điểm:*

- Hiệu quả năng lượng cao, vận chuyển liên tục, tổn thất thấp trên một đơn vị nhiên liệu.
- An toàn và ổn định, ít phụ thuộc thời tiết, giao thông và nhân lực vận hành.
- Tác động môi trường trong vận hành thấp do hệ thống kín, giảm phát thải và rò rỉ.

*Nhược điểm:*

- Chi phí đầu tư ban đầu lớn, đặc biệt đối với tuyến dài hoặc địa hình phức tạp.
- Tính linh hoạt thấp, khó thay đổi tuyến và công suất sau khi xây dựng.
- Yêu cầu cao về quản lý an toàn, giám sát rò rỉ và bảo vệ hành lang tuyến ống.

### Yêu cầu không gian

Hệ thống đường ống vận chuyển nhiên liệu yêu cầu bố trí hành lang tuyến dọc theo toàn bộ chiều dài ống

nhằm bảo đảm an toàn vận hành, bảo trì và phòng ngừa sự cố. Không gian chiếm dụng chủ yếu là hành lang bảo vệ tuyến ống, khu vực đặt trạm bơm, trạm nén, van khóa và các công trình phụ trợ. Việc lựa chọn tuyến cần hạn chế đi qua khu dân cư, khu vực nhạy cảm về môi trường và đất đai, đồng thời bảo đảm khoảng cách an toàn theo quy chuẩn hiện hành.

## Môi trường

Việc xây dựng đường ống có thể gây ra những tác động nhất định đến môi trường tùy theo hướng tuyến được lựa chọn. Vì vậy, cần phải thực hiện báo cáo đánh giá tác động môi trường trước khi triển khai.

Sau khi hoàn thành xây dựng, đường ống chỉ gây ra tác động môi trường ở mức rất nhỏ trong quá trình vận hành.

Việc xả khí từng đoạn ống để bảo trì hoặc sửa chữa rất hiếm khi xảy ra và luôn được thực hiện chậm, có kiểm soát, đảm bảo hạn chế tác động môi trường.

## Nghiên cứu và phát triển

Công nghệ đường ống truyền tải và phân phối cho H<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, DME và các hydrocacbon lỏng không ăn mòn là một công nghệ đã rất phổ biến (TRL=8-9).

Những cải tiến và tiềm năng giảm thiểu chi phí:

### 1. Nén hydrogen:

- Tăng áp suất hút.
- Sử dụng nhiều cấp máy nén trung gian được tối ưu hóa để chỉ nén đến đúng mức áp suất xả thực tế cần thiết.

### 2. Vật liệu xây dựng:

- Cần xem xét lại các giả định hiện tại như giới hạn độ cứng của vật liệu hoặc quan điểm cho rằng các loại thép đường ống chất lượng cao dễ bị giòn hydrogen hơn.
- Phê duyệt các loại thép hợp kim thấp mới cho dịch vụ dẫn H<sub>2</sub>: Điều này được đánh giá là có khả năng giảm chi phí đáng kể nhờ vào những vật liệu cải tiến [8].
- Ống nhựa có thể là lựa chọn tối ưu cho các tuyến ống phân phối quy mô nhỏ.

### 3. Áp suất vận hành tối đa:

- Kết quả tính toán chi phí trong báo cáo này cho thấy lợi thế kinh tế của việc tăng áp suất hiện còn hạn chế. Tuy nhiên, điều này có thể thay đổi nếu các loại hợp kim bền hơn được phê duyệt cho vận chuyển hydrogen.

### 4. Tiêu chuẩn thiết kế:

- Tiêu chuẩn hóa và phát triển các tiêu chuẩn Châu Âu cho đường ống hydrogen (ví dụ: nhóm công tác CEN 234 hoặc EIGA).
- Hiện nay, Việt Nam vẫn chưa có bộ tiêu chuẩn kỹ thuật riêng cho xây dựng và phát triển đường ống dẫn hydrogen. Tuy nhiên, các quy định đối với đường ống dẫn khí cố định bằng kim loại đang được áp dụng thay thế, chẳng hạn như QCVN 01:2016/BCT, QCVN 20:2023/BCT.

### 5. Chi phí lắp đặt:

- Khoan định hướng có thể giúp giảm đáng kể chi phí lắp đặt: Đặc biệt hiệu quả khi đường ống đi qua sông ngòi, các công trình hiện hữu, v.v., nhất là ở khu vực đô thị và khu công nghiệp.
- Chuyển đổi đường ống dẫn khí thiên nhiên sang vận chuyển H<sub>2</sub> có thể giúp giảm mạnh chi phí đầu tư.
- Có thể lắp đặt một đường ống H<sub>2</sub> có đường kính nhỏ hơn bên trong đường ống dẫn khí thiên nhiên hiện có.

## Ví dụ về những dự án hiện có

### Các đường ống vận chuyển khí tự nhiên hiện có tại Việt Nam:

Hiện nay, các hệ thống cung cấp khí chính của Việt Nam chủ yếu tập trung tại khu vực phía Nam, bao gồm

hệ thống khí Cửu Long, hệ thống khí Nam Côn Sơn và hệ thống khí PM<sub>3</sub> - Cà Mau. Các hệ thống này chủ yếu đáp ứng nhu cầu khí cho các cụm điện khí và khí - điện - đạm tại khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ.

- Hệ thống đường ống khí Cửu Long: Hệ thống đường ống khí có tổng chiều dài khoảng 200 km, công suất thiết kế 2 tỷ m<sup>3</sup> khí/năm, nối mở Cửu Long với bờ, xử lý khí tại Nhà máy xử lý khí Dinh Cố, và cấp khí cho các hộ tiêu thụ tại Bà Rịa - Vũng Tàu, Đồng Nai, TP. Hồ Chí Minh, Trung tâm phân phối khí Phú Mỹ.
- Hệ thống đường ống khí Nam Côn Sơn 1 chiều dài 370 km và Nam Côn Sơn 2 chiều dài 320 km (đường ống biển), công suất thiết kế 7 tỷ m<sup>3</sup> khí/năm mỗi đường ống, nối mở Nam Côn Sơn với bờ, xử lý khí tại Nhà máy xử lý khí Nam Côn Sơn và Dinh Cố, cấp khí cho các hộ tiêu thụ tại Phú Mỹ và Nhơn Trạch.
- Hệ thống đường ống khí PM<sub>3</sub> - Cà Mau: Hệ thống đường ống khí có tổng chiều dài 325 km, công suất thiết kế 2 tỷ m<sup>3</sup> khí/năm, nối từ bể Malay - Thổ Chu đến Cà Mau.
- Hệ thống đường ống khí Thái Bình: Hệ thống đường ống khí dài 25 km, công suất thiết kế 500 triệu m<sup>3</sup> khí/năm, nối mở Thái Bình với các hộ tiêu thụ công nghiệp tại Thái Bình và các tỉnh lân cận.

## Dự báo chi phí

### Chi phí đầu tư (CAPEX)

Chi phí đầu tư cho đường ống vận chuyển nhiên liệu tại Việt Nam bao gồm toàn bộ chi phí vốn cần thiết để xây dựng và đưa vào vận hành một hệ thống đường ống vận chuyển khí thiên nhiên có khả năng cung cấp LNG tái hóa khí cho các nhà máy điện. Các chi phí này bao gồm mua sắm vật tư, thiết bị, thi công xây dựng và lắp đặt cơ khí, chi phí thu hồi đất, đền bù giải phóng mặt bằng và xin cấp phép, cũng như các hoạt động kỹ thuật và quản lý dự án. Trên thực tế, CAPEX của các dự án đường ống khí tại Việt Nam chịu tác động mạnh từ địa hình đa dạng, yêu cầu nghiêm ngặt về an toàn và chi phí đền bù hành lang tuyến tương đối cao.

#### *Các thành phần của chi phí đầu tư*

Những hạng mục CAPEX chính bao gồm:

- Vật liệu đường ống: ống thép các-bon được sản xuất theo tiêu chuẩn API 5LB/X42/X52, cùng với các phụ kiện đi kèm như khớp nối, van chặn, thiết bị đo đặc và các hệ thống bảo vệ chống ăn mòn.
- Công tác xây dựng: đào rãnh, kéo và xếp ống, hàn, kiểm tra không phá hủy (NDT), thử áp lực thủy tĩnh, lấp đất và hoàn trả mặt bằng, thực hiện theo các quy chuẩn truyền tải khí của Việt Nam.
- Giải pháp vượt chướng ngại: khoan có kiểm soát hoặc khoan định hướng cho các điểm giao đường bộ, đường sắt và sông suối ngày càng trở thành yếu tố đẩy chi phí lên cao đáng kể tại các khu vực phát triển mật độ cao.
- Cấp phép và thu hồi đất: chi phí đền bù hành lang tuyến, tái định cư (nếu có), phê duyệt môi trường và tuân thủ các quy định sử dụng đất cấp tỉnh.
- Thiết kế và quản lý dự án: thiết kế chi tiết, giám sát, quản lý an toàn – sức khỏe – môi trường (HSE), đảm bảo chất lượng, chạy thử và các khoản dự phòng phí theo thực tiễn EPC tại Việt Nam

#### *Các giả định kỹ thuật và thiết kế*

Các thông số thiết kế đường ống được xây dựng phù hợp với thực tiễn vận chuyển khí hiện nay tại Việt Nam:

- Lớp phủ bảo vệ ngoài bằng PE hoặc FBE phù hợp với điều kiện đất đai và yêu cầu chống ăn mòn tại địa phương;
- Thiết kế thủy lực dựa trên các tiêu chuẩn Việt Nam về độ sụt áp cho phép, áp suất vận hành và áp suất thiết kế;
- Hệ thống bảo vệ catốt và quản lý tính toàn vẹn nhất quán với các tiêu chuẩn EPC áp dụng cho LNG và đường ống khí;
- Trạm nén hoặc trạm tăng áp được bố trí theo khoảng cách tương ứng với điều kiện vận hành tại Việt Nam;
- Van phân đoạn (ESD) được lắp đặt để hỗ trợ các hoạt động cô lập tuyến và bảo trì;
- Chi phí lắp đặt phản ánh điều kiện địa hình phức tạp, chi phí giải phóng mặt bằng cao và cường độ lao động lớn hơn so với các thị trường có mức độ cơ giới hóa cao.

### Chi phí đầu tư điển hình — phương pháp tính toán

Trong cảm nang, chi phí đầu tư được tính bằng đơn vị USD trên mỗi tấn khí thiên nhiên được vận chuyển (USD/tấn NG). Giá trị này được tính toán dựa trên phương pháp quy đổi theo biểu giá tiêu chuẩn, với công thức:

$$\text{Investment cost (USD/tonNG)} = \text{Investment tariff (USD/MMBTu)} \times \text{LHV}_{\text{NG}}$$

trong đó:

$$\text{LHV}_{\text{NG}} \approx 52 \text{ MMBtu per ton NG}$$

Biểu giá đầu tư (USD/MMBTu) tương ứng với thành phần thu hồi chi phí vốn trong phí vận chuyển đường ống nội địa tại Việt Nam, được tổng hợp từ các nghiên cứu về chuỗi cung ứng LNG cho phát điện và các đánh giá đầu tư gần đây. Áp dụng công thức trên với dữ liệu dự án đường ống tại Việt Nam cho ra giá trị chi phí đầu tư đại diện được sử dụng trong bảng dữ liệu.

#### Kịch bản chi phí

Các bằng chứng quốc tế cũng như thực tiễn xây dựng tại Việt Nam cho thấy việc giảm CAPEX theo giá trị thực của các dự án đường ống thường diễn ra từ từ chứ không mang tính đột ngột. Do đó, ba kịch bản diễn biến chi phí được áp dụng như sau:

- Thận trọng (0%/năm): giả định chi phí ổn định do giá vật liệu và chi phí xây dựng ít có sự sụt giảm thực tế.
- Trung bình (-2%/năm): chi phí giảm dần nhờ tối ưu hóa thiết kế, mua sắm, lập kế hoạch và tổ chức thi công.
- Tích cực (-5%/năm): có thể đạt mức giảm đáng kể hơn thông qua áp dụng phương pháp xây dựng tiên tiến, tăng cường tiêu chuẩn hóa, cải thiện mô hình hợp đồng và tận dụng lợi thế quy mô.

Các kịch bản này đảm bảo rằng dự báo CAPEX phù hợp với điều kiện xây dựng tại Việt Nam cũng như xu hướng chung của ngành công nghiệp đường ống đã phát triển.

#### Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định

Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định là các khoản chi phát sinh không phụ thuộc vào lưu lượng vận chuyển, nhằm đảm bảo hệ thống đường ống vận hành an toàn và tin cậy. Các chi phí này bao gồm nhân sự vận hành, kiểm tra, giám sát, bảo trì trạm nén, theo dõi ăn mòn, quản lý tính toàn vẹn đường ống và bảo trì hành lang tuyến.

#### Các thành phần chi phí

Các hoạt động vận hành và bảo dưỡng cố định thông thường bao gồm:

- Bảo dưỡng cơ khí và điện định kỳ tại các trạm nén hoặc trạm tăng áp;
- Kiểm tra và bảo dưỡng hệ thống chống ăn mòn, bao gồm lớp phủ ngoài và bảo vệ catốt;
- Hiệu chuẩn và sửa chữa van, cảm biến và thiết bị đo;
- Giám sát hành lang tuyến, bao gồm xử lý xói mòn, ngập lụt hoặc xâm lấn;
- Thử nghiệm không phá hủy (NDT) định kỳ và đánh giá tính toàn vẹn.

#### Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định điển hình — phương pháp tính toán

Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định được tính toán bằng cách sử dụng tỷ lệ kỹ thuật được quốc tế công nhận, được AFRY áp dụng cho các công trình LNG và khí:

$$\text{Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định} = 5,72\% \times (\text{Chi phí xây dựng} + \text{Chi phí thiết bị})$$

trong đó chi phí xây dựng và chi phí thiết bị chiếm phần lớn tổng CAPEX.

$$\text{Chi phí xây dựng} + \text{chi phí thiết bị} \approx 70\% \text{ tổng chi phí đầu tư}$$

Biểu giá chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định (USD/MMBTu) được quy đổi sang đơn vị sử dụng trong danh mục theo công thức:

$$\text{Chi phí O\&M cố định (USD/tấn/năm)} = \text{giá O\&M (USD/MMBTu)} \times \text{LHV}_{\text{NG}}$$

Với

$$LHV_{NG} \approx 52 \text{ MMBtu/tonNG}$$

Việc áp dụng các công thức trên cùng với dữ liệu đường ống tại Việt Nam và các nguồn tham chiếu cho ra giá trị chi phí vận hành và bảo trì cố định được trình bày trong bảng dữ liệu.

#### *Các kịch bản chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định*

Do đặc thù vận hành đường ống đòi hỏi nhiều nhân lực và công tác kiểm tra định kỳ, khả năng giảm chi phí vận hành và bảo dưỡng thường không lớn:

- Thận trọng (0%/năm): các yêu cầu về kiểm tra, nhân sự vận hành và bảo dưỡng định kỳ duy trì ổn định;
- Trung bình (-1%/năm): chi phí giảm dần nhờ tối ưu hóa kế hoạch bảo dưỡng, cải thiện công tác đánh giá tình trạng tài sản và sử dụng các hợp đồng dịch vụ hiệu quả hơn;
- Tích cực (-3%/năm): có thể giảm nhiều hơn thông qua số hóa, tự động hóa, bảo trì dự báo và áp dụng các hệ thống giám sát tiên tiến.

Theo kịch bản Trung bình, chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định giảm dần khi các đơn vị vận hành tại Việt Nam từng bước áp dụng quy trình bảo trì bài bản hơn và có sự hỗ trợ của công nghệ.

#### **Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi**

Chi phí vận hành biến đổi đối với đường ống khí thiên nhiên là rất nhỏ, chủ yếu liên quan đến nhiên liệu hoặc điện dùng cho việc nén bổ sung để bù áp suất do ma sát trong đường ống. Do bảng dữ liệu áp dụng cho Việt Nam không xác định tham số chi phí biến đổi riêng, nên thành phần này được ghi nhận nhưng không định lượng trong phân tích. Việc không đưa chi phí này vào tính toán là phù hợp với thông lệ lập danh mục đối với các hệ thống hạ tầng, trong đó chi phí năng lượng phụ thuộc vào lưu lượng là rất nhỏ so với chi phí vận hành và bảo trì cố định.

#### **Mức độ không chắc chắn**

Mức độ không chắc chắn trong ước tính chi phí vận chuyển bằng đường ống chủ yếu xuất phát từ các yếu tố ảnh hưởng đến giá vật liệu, xây dựng và cấp phép:

- Biến động chi phí vật liệu: giá thép, hệ thống phủ bảo vệ và các phụ kiện chuyên dụng chiếm tỷ trọng lớn và phụ thuộc vào sự biến động giá cả quốc tế.
- Điều kiện địa hình và địa chất: sự khác biệt về loại đất, thủy văn và cao độ ảnh hưởng đáng kể đến khối lượng thi công và chi phí xây dựng.
- Rủi ro giải phóng mặt bằng và hành lang tuyến: thời gian đàm phán, mức đền bù và quy trình hành chính địa phương là những nguyên nhân gây rủi ro làm tăng chi phí.
- Sự thay đổi trong phương pháp xây dựng: khoan định hướng, vượt sông và thi công trong khu vực đô thị làm gia tăng chi phí và rủi ro tiến độ.
- Sự không chắc chắn về quy định và cấp phép: yêu cầu về môi trường, an toàn và quy trình tuân thủ có thể thay đổi, ảnh hưởng đến cả chi phí và thời gian thực hiện dự án.

Công nghệ đường ống đã tương đối hoàn thiện nên hạn chế nguy cơ đánh giá thấp chi phí mang tính hệ thống. Tuy nhiên, rủi ro tăng chi phí vẫn cao hơn so với khả năng giảm chi phí do có thể phát sinh các thách thức địa chất ngoài dự kiến, kéo dài thủ tục cấp phép hoặc phản đối từ cộng đồng. Tiềm năng giảm chi phí bị hạn chế do việc lắp đặt đường ống đòi hỏi nhiều công việc thi công vật lý và nhân công, tuy nhiên vẫn có thể đạt được những cải thiện dần dần nhờ áp dụng công nghệ xây dựng tiên tiến hơn và nâng cao hiệu quả quản lý dự án.

#### **Tài liệu tham khảo**

- [1] N. Jørgensen, “Rủi ro trong vận chuyển hàng hóa nguy hiểm”, Banestyrelsen.
- [2] KEBS, “Ammonia khan – Lưu trữ và xử lý”, Kenya Standard, 2019.
- [3] M. Balat, “Tầm quan trọng tiềm năng của hydrogen như một giải pháp trong tương lai cho các vấn đề môi trường và giao thông vận tải”, International Journal of Hydrogen Energy, tr. 4013–4029, tháng 8 năm 2008
- [4] J.Strickland, “Hiệu quả năng lượng của các phương thức vận tải khác nhau”, 2006.
- [5] X. Zhang, S. H. Chan, H. K. Ho, S.-C. Tan, M. Li, G. Li, J. Li và Z. Feng, “Hướng tới một mạng lưới năng lượng thông minh: Vai trò của pin nhiên liệu/cell điện phân và các triển vọng công nghệ”, International Journal of Hydrogen Energy, tập 40, số 21, tr. 6866–6919, 2015.
- [6] EIGA (Hiệp hội Khí công nghiệp châu Âu), “Hệ thống đường ống hydrogen, Tài liệu IGC 121/14”, 2014.

- [7] E. F. B. G. Enogas, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas và Teroga, “Hạ tầng xương sống hydrogen châu Âu”, Gas for Climate 2050, 2020.
- [8] Wikipedia, “Vận chuyển hydrogen bằng đường ống”, 2020, [Trực tuyến].
- [9] The Maritime Executive, “Thiết kế ý tưởng cho tàu chở hydrogen nén đầu tiên trên thế giới”, ngày 14 tháng 10 năm 2020, [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://maritime-executive.com/article/concept-design-for-world-s-first-compressed-hydrogen-carrier-ship>.
- [10] NTM (Mạng lưới về các biện pháp vận tải), “Dữ liệu vận tải mặc định và dữ liệu chuẩn (benchmark)”, 2020, [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://www.transportmeasures.org/en/wiki/evaluation-transport-suppliers>.
- [11] C. B. Barrass, “Thiết kế và hiệu suất tàu dành cho thuyền trưởng và sĩ quan boong”, 2004.
- [12] NEL, “Chi phí lưu trữ và vận chuyển hydrogen”, 1998.
- [13] ENS, “Dữ liệu công nghệ - Lưu trữ năng lượng, Đan Mạch”, 2018.
- [14] Maritime & Mercantile Group of Companies, “Từ bờ ra tàu – Vận chuyển CNG bằng đường biển”, Interaction International, ngày 01 tháng 3 năm 2018, [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://www.interactionintltd.com/8-news/16-from-shore-to-ship-cng-marine-transportation.html>.
- [15] Planetforlife, “Hydrogen cho vận tải và báo cáo B&E”, [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://planetforlife.com/h2/h2swiss.html>.

## Bảng số liệu

Đường ống -H <sub>2</sub> -70 bar										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tồn thất năng lượng, đường ống 1-100 MW	%/1000 km	9,7%	9,3%	8,3%	7,9%	16,0%	7,3%	13,6%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 100-250 MW	%/1000 km	7,9%	7,6%	6,8%	6,4%	13,1%	6,0%	11,2%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 250-500 MW	%/1000 km	6,1%	5,8%	5,2%	4,9%	10,1%	4,6%	8,6%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 500-1500 MW	%/1000 km	4,3%	4,1%	3,7%	3,4%	7,1%	3,2%	6,1%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 1500-5000 MW	%/1000 km	2,8%	2,7%	2,4%	2,3%	4,7%	2,1%	4,0%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 5000-20000 MW	%/1000 km	2,1%	2,0%	1,8%	1,7%	3,5%	1,6%	3,0%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống trên 20000 MW	%/1000 km	1,6%	1,5%	1,3%	1,3%	2,6%	1,1%	2,1%	A	1
Nhu cầu năng lượng, trạm nạp máy nén	%	0,9%	0,8%	0,7%	0,7%	3,0%	0,6%	2,1%	B	1
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	45	55	45	55		1
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1	0,5	2	0,5	2		1
<b>Số liệu kinh tế</b>										
Chi phí đầu tư, đường ống 0-100 MW	USD/MW/m	5,3	5,2	4,9	4,9	6,9	4,5	6,3	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống 100-250 MW	USD/MW/m	2,4	2,3	2,2	2,2	3,0	2,0	2,7	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống 250-500 MW	USD/MW/m	1,4	1,4	1,4	1,4	1,9	1,3	1,7	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống 500-1000 MW	USD/MW/m	1,0	1,0	1,0	1,0	1,3	0,9	1,2	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống 1000-4000 MW	USD/MW/m	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,6	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống trên 6000 MW	USD/MW/m	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	C, F	1
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	77,5%	77,5%	77,5%	75%	80%	70%	80%	D	1
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	22,5%	22,5%	22,5%	20%	25%	20%	30%	D	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/km /năm/MW	0,5	0,36	0,3	0,3	1,4	0,2	1,4	E	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MW /km	-	-	-	-	-	-	-		1

### Ghi chú:

- A Năng lượng cần thiết để hạn chế tổn thất áp suất trong đường ống (dP). Giá trị dP/km tối ưu phụ thuộc vào chi phí máy nén tăng áp so với chi phí vật liệu đường ống. Hiện nay, giá trị tối ưu được xác định xấp xỉ như sau: vận tốc (m/s)  $\approx 4.4 \times Q^{0.1}$ , dP/dL (bar/km)  $\approx 1.28 \times Q^{(-0.75)}$ . Trong đó, Q là dòng năng lượng (MW).
- B Năng lượng để nén từ 35 barg lên 140 barg. Giá trị này có thể được giảm xuống bằng cách chỉ nén đến áp suất vận hành hiện tại trong đường ống truyền tải, sử dụng dòng lấy ra từ các máy nén trung gian.
- C Ước tính chi phí bao gồm: lắp đặt đường ống chôn ngầm với 8% đi ngầm, lớp phủ, phân đoạn tuyến với các van xả giảm áp mỗi 20 km, bảo vệ catốt, lớp phủ, các trạm tăng áp, cấp phép và bồi thường cho chủ đất.
- D Chi phí lắp đặt chiếm khoảng ~80% đối với đường ống nhỏ và ~75% đối với đường ống lớn.
- E Chi phí vận hành cố định được tính theo chiều dài đường ống và công suất. Giá định bằng 4% CAPEX vào năm 2020, 2% vào năm 2030 và 1,5% vào năm 2050.
- F Tham số này áp dụng cho đường ống đơn tuyến.

### Tài liệu tham khảo:

- 1 Cẩm nang công nghệ Đan Mạch

Đường ống H <sub>2</sub> -140 bar										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tồn thất năng lượng, đường ống 1-100 MW	%/1000 km	7,5%	7,0%	6,3%	6,0%	12,1%	5,5%	10,3%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 100-250 MW	%/1000 km	6,4%	5,9%	5,3%	5,0%	10,2%	4,6%	8,7%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 250-500 MW	%/1000 km	5,1%	4,7%	4,2%	3,9%	8,1%	3,7%	6,9%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 500-1500 MW	%/1000 km	3,8%	3,5%	3,1%	3,0%	6,1%	2,7%	5,2%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 1500-5000 MW	%/1000 km	2,7%	2,5%	2,2%	2,1%	4,2%	1,9%	3,6%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống 5000-20000 MW	%/1000 km	2,1%	1,9%	1,7%	1,6%	3,3%	1,5%	2,8%	A	1
Tồn thất năng lượng, đường ống trên 20000 MW	%/1000 km	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	2,5%	1,1%	2,1%	A	1
Nhu cầu năng lượng, trạm nạp máy nén	%	2,1%	1,7%	1,5%	1,3%	3,5%	0,9%	2,5%	B	1
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	45	55	45	55		1
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1	0,5	2	0,5	2		1
<b>Số liệu kinh tế</b>										
Chi phí đầu tư, đường ống 0-100 MW	USD/MW/m	5,8	5,6	5,3	5,3	7,5	4,8	6,8	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống 100-250 MW	USD/MW/m	2,5	2,4	2,3	2,3	3,3	2,2	3,0	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống 250-500 MW	USD/MW/m	1,6	1,6	1,4	1,4	2,0	1,3	1,9	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống 500-1000 MW	USD/MW/m	1,1	1,0	1,0	1,0	1,3	0,9	1,3	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống 1000-4000 MW	USD/MW/m	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7	C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống trên 6000 MW	USD/MW/m	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	C, F	1
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	77,5%	77,5%	77,5%	75%	80%	70%	80%	D	1
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	22,5%	22,5%	22,5%	20%	25%	20%	30%	D	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/km/năm/MW	0,5	0,36	0,3	0,3	1,4	0,2	1,4	E	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MW/km	0	0	0	0	0	0	0		1

**Ghi chú:**

- A Năng lượng cần thiết để hạn chế tồn thất áp suất trong đường ống (dP). Giá trị dP/km tối ưu phụ thuộc vào chi phí máy nén tăng áp so với chi phí vật liệu đường ống. Hiện tại, giá trị tối ưu đường như là: vận tốc (m/s)≈4,4\*Q<sup>0,1</sup>, dPdL(bar/km)≈1,28\*Q<sup>(-0,75)</sup>, Q = dòng năng lượng (MW)
- B Năng lượng nén từ 35 barg đến 140 barg. Giá trị này có thể được giảm xuống bằng cách chỉ nén đến áp suất vận hành hiện tại trong đường ống truyền tải, sử dụng dòng lấy ra từ các máy nén trung gian.
- C Ước tính chi phí bao gồm: lắp đặt dựa trên đường ống chôn ngầm với đường hầm chiếm 8%, tráng ống, phân đoạn với lỗ thông hơi giảm áp cho mỗi 20 km, bảo vệ catốt, lớp phủ, trạm tăng áp, cấp phép, bồi thường cho chủ đất
- D Chi phí lắp đặt là ~80% đối với đường ống nhỏ và ~75% đối với đường ống lớn
- E Chi phí vận hành cố định tính theo chiều dài đường ống và công suất. Giá định 4% CAPEX vào năm 2020, 2% vào năm 2030 và 1,5% vào năm 2050.
- F Tham số này áp dụng cho đường ống đơn tuyến.

**Tài liệu tham khảo:**

- 1 Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch

Đường ống-NH <sub>3</sub>										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
Tồn thất năng lượng	%	<0,1%	<0,1%	<0,1%	0,01%	0,1%	0,01%	0,1%	A, B	1
Vòng đời kỹ thuật	năm	50	50	50	45	55	45	55		1
Thời gian xây dựng	năm	1	1	1	0,5	2	0,5	2		1
<b>Số liệu kinh tế</b>										
Chi phí đầu tư, đường ống 1-15 MW	USD/MW/m	14,6	13,8	13,3	13,08	21,80	11,94	18,57	B, C, F	1
Chi phí đầu tư, đường ống 15-30 MW	USD/MW/m	9,7	9,2	8,8	8,69	14,48	7,93	12,34	B, C, F	1
Chi phí đầu tư, đường dây đơn, 30-100 MW	USD/MW/m	4,0	3,9	3,6	3,61	6,01	3,29	5,13	B, C, F	1
Chi phí đầu tư, đường dây đơn, 100-300 MW	USD/MW/m	1,9	1,7	1,7	1,65	2,74	1,50	2,34	B, C, F	1
Chi phí đầu tư, đường dây đơn, 300-500 MW	USD/MW/m	1,0	1,0	1,0	0,95	1,58	0,86	1,34	B, C, F	1
Chi phí đầu tư, đường dây đơn, 500-1000 MW	USD/MW/m	0,6	0,6	0,6	0,57	0,95	0,52	0,81	B, C, F	1
Chi phí đầu tư, đường dây đơn, 1000-2000 MW	USD/MW/m	0,4	0,3	0,3	0,33	0,55	0,30	0,47	B, C, F	1
Chi phí đầu tư, đường dây đơn, trên 2000 MW	USD/MW/m	0,3	0,3	0,3	0,26	0,43	0,24	0,37	B, C, F	1
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%	87,0%	82,7%	78,3%	80,0%	90,0%	75,0%	90,0%	D	1
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%	13,0%	17,4%	21,7%	10,0%	20,0%	10,0%	25,0%	C	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/km /năm/MW	144	144	144	72	288	72	288	E	1
Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi	USD/MW /km	-	-	-	-	-	-	-		1

**Ghi chú:**

- A Năng lượng cần thiết để hạn chế tổn thất áp suất trong đường ống (dP). Giá trị dP/km tối ưu phụ thuộc vào chi phí máy nén tăng áp so với chi phí vật liệu đường ống. Hiện tại, giá trị tối ưu đường như là: vận tốc (m/s)  $\approx 4,4 \cdot Q^{0,1}$ ,  $dPdL(\text{bar/km}) \approx 1,28 \cdot Q^{(-0,75)}$ , Q = dòng năng lượng (MW)
- B Năng lượng nén từ 35 barg đến 140 barg. Giá trị này có thể được giảm xuống bằng cách chi nén đến áp suất vận hành hiện tại trong đường ống truyền tải, sử dụng dòng lấy ra từ các máy nén trung gian.
- C Ước tính chi phí bao gồm: lắp đặt dựa trên đường ống chôn ngầm với đường hầm chiếm 8%, tráng ống, phân đoạn với lỗ thông hơi giảm áp cho mỗi 20 km, bảo vệ catốt, lớp phủ, trạm tăng áp, cấp phép, bồi thường cho chủ đất
- D Chi phí lắp đặt là ~80% đối với đường ống nhỏ và ~75% đối với đường ống lớn
- E Chi phí vận hành cố định tính theo chiều dài đường ống và công suất. Giá định 4% CAPEX vào năm 2020, 2% vào năm 2030 và 1,5% vào năm 2050.
- F Tham số này áp dụng cho đường ống đơn tuyến.

**Tài liệu tham khảo:**

- 1 Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch

Vận chuyển khí bằng đường ống										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu kinh tế</b>									-	-
NG: Chi phí đầu tư	USD/tấn NG	1,04	0,94	0,63	0,80	1,04	0,34	0,94	A, C, D	1, 2, 3, 4, 5, 6
NG: Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/tấn NG/năm	0,24	0,23	0,19	0,21	0,24	0,12	0,23	B, C, D	1, 2, 3, 4, 5, 6
<b>Số liệu riêng về công nghệ</b>										

**Ghi chú:**

- A. Theo đánh giá về đường ống dẫn khí LNG của Việt Nam, giá cước vận chuyển qua đường ống vào khoảng 0,025 USD/tr.BTU.
- B. Chi phí vận hành và bảo trì cố định được giả định là 5,72% chi phí xây dựng và thiết bị. Chi phí xây dựng và thiết bị chiếm khoảng 70% tổng chi phí đầu tư CAPEX.
- C. Phân bổ thuế quan thành chi phí đầu tư (0,020 USD/tr.BTU) và chi phí vận hành & bảo trì cố định (0,0046 USD/tr.BTU)
- D. Giá trị nhiệt lượng của LNG: 1 tấn tương đương 52 triệu BTU.

**Tài liệu tham khảo:**

- [1] Báo cáo về kế hoạch cung cấp khí đốt cho Trung tâm Điện lực Nhơn Trạch
- [2] AFRY, <https://afry.com/en/area/energy>, 2021.
- [3] GIIGNL, Báo cáo thường niên ngành công nghiệp LNG, 2023
- [4] Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ (EIA), Giải thích về Khí đốt tự nhiên: Hệ số chuyển đổi, 2022
- [5] Nghiên cứu đầu tư đường ống dẫn khí LNG tại Việt Nam, 2020–2023.
- [6] Đánh giá kỹ thuật và tài chính nội bộ về việc cung cấp LNG cho các nhà máy điện, 2023–2024.

## 2.2. Vận chuyển nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng bằng tàu thủy

### Mô tả công nghệ



Khí ammonia hóa lỏng (NH<sub>3</sub>)



Khí LNG



Khí hydrogen hóa lỏng (LH<sub>2</sub>)

### Các loại tàu và bồn chứa

Vận chuyển bằng tàu biển chỉ áp dụng với vận chuyển chất lỏng, nguyên nhân có thể là do vận chuyển khí không hiệu quả về mặt kinh tế vì mật độ năng lượng theo thể tích thấp và đòi hỏi vỏ tàu phải có độ dày rất lớn. Do đó, chỉ tồn tại mức áp suất trung bình (<20 bar), tức là không thể vận chuyển H<sub>2</sub> và NG dưới dạng khí nén. Tuy nhiên, hiện tại đã có những dự án phát triển nghiên cứu về vận chuyển khí thiên nhiên nén (CNG) [1] và LH<sub>2</sub> bằng đường biển [2].

Tàu vận chuyển chất lỏng/khí có thể được chia thành các loại sau:

Bảng 29: Các loại tàu chở dầu/khí

Môi chất	Loại bồn chứa (pha lỏng)	Nhiệt độ, °C	Áp suất, barg	Bồn chứa Loại	Công suất (điển hình), m <sup>3</sup>	Số lượng tàu biển hiện tại (chiếc)	Chi phí vốn (CAPEX) triệu Euro
LHC	Tàu chở dầu (LHC)	Amb.	Áp suất không khí	Tích hợp	3.000-120.000	800	31 <sup>23</sup> (50.000 m <sup>3</sup> )
LPG DME	Làm lạnh sâu (khí hóa lỏng được làm lạnh)	-48 -25	Áp suất không khí Áp suất không khí	A C	15.000-200.000 6.000-12.000	Gần 300 <50	79 <sup>25</sup> (80.000 m <sup>3</sup> ) 60-70 (≈10.000 m <sup>3</sup> )
	Bán đông lạnh (khí hóa lỏng được làm lạnh + nén)	-10	4-17	C	6.000-12.000	Gần 100	65-75 (≈10.000 m <sup>3</sup> )
	Nén áp suất (khí hóa lỏng nén)	Nhiệt độ môi trường	≥17 <sup>26</sup>	C	1.000-3.000	300	15-25 (≈2.000 m <sup>3</sup> )
Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG)	Làm lạnh sâu	-165	Áp suất không khí	A, B, M	40.000 – 135.000	500	155 <sup>27</sup> (145.000 m <sup>3</sup> )
LH <sub>2</sub> <sup>28</sup>	Làm lạnh sâu	-253	Áp suất không khí		1.250	1 (dự kiến vào cuối năm 2020)	90-110 (≈1.250 m <sup>3</sup> )

Bồn chứa có thể được tích hợp vào cấu trúc tàu hoặc là một bồn chứa có cấu trúc tự chịu lực, độc lập với tàu. Các bồn chứa độc lập có thể được chia thành:

1. Bồn chứa loại A – thùng chứa hình lăng trụ đứng: Áp suất thiết kế (Pd) < 700 mbar g (áp suất dư).
2. Bồn chứa loại B – hình cầu: Áp suất thiết kế (Pd) < 700 mbar g (áp suất dư).

<sup>23</sup> Báo cáo thường niên năm 2019 của Tập đoàn BRS

<sup>24</sup> Các loại chất lỏng khác có thể được vận chuyển bằng tàu chở LPG: Ethylene (làm lạnh sâu và bán đông lạnh), Propane, Butane và Propylene.

<sup>25</sup> <https://www.seatrade-maritime.com/tankers/euronav-buys-another-scrubber-fitted-resale-vlcc-newbuild>

<sup>26</sup> Tương ứng với áp suất hơi của LPG ở khoảng 45°C.

<sup>27</sup> Danish Ship Finance, Tổng quan thị trường vận tải biển năm 2019

<sup>28</sup> [https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211\\_3487](https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211_3487)

3. Bồn chứa loại C – hình trụ hoặc hình hai thùy: Pd > 2 bar g

4. Bồn chứa màng (M)



Bồn chứa tích hợp Loại A: hình lăng trụ Loại B: hình cầu Loại C: hình trụ

Hình 29: Các loại bồn chứa. Phương pháp lưu trữ ammonia trên tàu tiết kiệm chi phí nhất là loại C (bồn chứa có áp suất) [3]

Kích thước tối đa của tàu được phân loại thành các nhóm sau:

Bảng 30: Các loại kích thước tàu chở dầu

Nhóm kích thước tối đa	Tối đa Chiều dài m	Tối đa Chiều rộng m	Tối đa Mớn nước m	Trọng tải toàn phần (DWT) tối đa	Ứng dụng/thông tin
Tàu chở dầu ven biển	205 m	29 m	16 m	50.000	Chủ yếu được sử dụng cho các sản phẩm tinh chế; tuyến đường nội địa (Hải Phòng – Dung Quất – Vũng Áng).
Aframax	245 m	34 m	20 m	80.000	AFRA (Đánh giá cước vận chuyển trung bình), điển hình cho các cảng nhập khẩu LNG (Vũng Áng, Nghi Sơn); phù hợp với kho cảng nổi, tồn trữ và tái hóa khí (FSRU) Hải Lăng.
Suezmax	285 m	45 m	23 m	125.000-180.000	Ban đầu là công suất tối đa của kênh đào Suez; thường được sử dụng cho cảng LNG Hải Lăng và cảng nước sâu Quảng Trị.
Tàu chở dầu thô siêu lớn (VLCC)	330 m	55 m	28 m	320.000	Tàu chở dầu; không phổ biến tại các cảng LNG của Việt Nam do giới hạn mớn nước.
Tàu chở dầu thô cực lớn (ULCC)	415 m	63 m	35 m	550.000	Tàu chở dầu; không phù hợp với hạ tầng hiện tại ở Việt Nam.

Có nhiều công nghệ khác nhau để phát triển hạ tầng nhập khẩu LNG. Các cảng LNG trên bờ là lựa chọn phổ biến nhất do tính ổn định và an toàn cả trong quá trình thi công và vận hành. Tuy nhiên, tại những địa điểm có điều kiện địa chất, địa hình, luồng hàng hải hoặc điều kiện môi trường không phù hợp, các giải pháp lưu trữ nổi ngoài khơi sẽ được xem xét. Hai công nghệ được nghiên cứu và đề xuất cho các dự án tại Việt Nam bao gồm:

- Cảng LNG trên bờ: bao gồm hệ thống dỡ hàng, bồn chứa, thiết bị công nghệ tái hóa khí LNG, các hệ thống phụ trợ và hạ tầng khác;
- Kho cảng nổi, tồn trữ và tái hóa khí (FSRU): các lựa chọn bao gồm đóng mới tàu FSRU hoặc chuyển đổi tàu chở LNG, cùng với các mô-đun tái hóa khí, giải pháp neo và vận chuyển LNG.

### Tái hóa lỏng trên tàu

Các tàu chở hàng bán áp suất và làm lạnh sâu có thể được trang bị hệ thống tái hóa lỏng, giúp hóa lỏng lượng khí bay hơi sinh ra trong quá trình xếp dỡ và vận hành, rồi đưa trở lại các bồn chứa.

## Các thành phần chính

Hiện nay, phương thức vận chuyển chủ yếu là tàu chở LNG chuyên dụng, với dung tích từ 155.000 m<sup>3</sup> đến 260.000 m<sup>3</sup>, trong đó phổ biến nhất là loại từ 155.000 m<sup>3</sup> đến 170.000 m<sup>3</sup>.

Một số thành phần chính của hệ thống tàu biển chở LNG bao gồm:

- Hệ thống bình chứa cách nhiệt: Giữ LNG ở nhiệt độ âm sâu -162°C. Hệ thống này thường sử dụng công nghệ màng hoặc bình cầu, được bọc lớp cách nhiệt cực dày để ngăn nhiệt độ bên ngoài làm sôi khí lỏng và bảo vệ vỏ tàu thép không bị giòn gãy.
  - Máy nén khí và xử lý Boil-off Gas (BOG): Thu gom lượng khí tự nhiên tự bay hơi trong bình chứa. Hệ thống này giúp ổn định áp suất bình, sau đó nén khí để đưa vào làm nhiên liệu cho động cơ hoặc đốt bỏ an toàn.
  - Hệ thống bơm chìm: Được đặt ngập hoàn toàn trong LNG lỏng dưới đáy bình. Chúng có nhiệm vụ đẩy hàng hóa lên bờ khi dỡ hàng. Việc đặt chìm giúp bơm tự làm mát và loại bỏ hoàn toàn nguy cơ tia lửa điện gây cháy.
  - Động cơ lưỡng nhiên liệu: Cho phép tàu chạy bằng cả dầu Diesel và chính lượng khí bay hơi (BOG) từ hầm hàng. Đây là thành phần giúp tàu LNG vận hành cực kỳ kinh tế và giảm phát thải khí thải ra môi trường.
  - Hệ thống dừng khẩn cấp: Là chốt chặn an toàn cho vận chuyển khí. Khi cảm biến phát hiện rò rỉ, cháy hoặc áp suất bất thường, hệ thống sẽ tự động đóng toàn bộ các van hàng và dừng mọi hoạt động bơm chỉ trong vài giây để cách ly hoàn toàn nguồn nguy hiểm.
- Sau khi được vận chuyển đến nơi tiêu thụ, LNG sẽ được hóa hơi trở lại trạng thái khí thông qua thiết bị tái hóa khí, sau đó được bơm vào đường ống dẫn khí để cung cấp cho người dùng. Đối với các hộ gia đình ở xa đường ống, vùng ven biển và các đảo xa bờ tại các quốc gia nhập khẩu LNG, LNG có thể được vận chuyển bằng xe bồn, tàu hỏa hoặc tàu ven biển, với tải trọng từ 2.500 đến 12.000 m<sup>3</sup> đến các cảng tiếp nhận.

## Đầu vào

Đầu vào là chất lỏng cần vận chuyển và nhiên liệu dùng để vận hành tàu.

### Nhiên liệu cần vận chuyển:

Cảng sẽ có các bể chứa với dung tích chứa thông thường từ 120-150% dung tích chứa của tàu. Hệ thống xếp dỡ thường được thiết kế để đảm bảo thời gian nạp khoảng 10 tiếng. Nhiên liệu thường được bơm bằng cần nạp hoặc ống mềm.

Nếu là chất hóa lỏng được làm lạnh/đông lạnh, hệ thống/bồn chứa phải được làm lạnh trước hoặc nạp chậm (xem mục Quy trình nạp và xả). Hơi nước sinh ra phải được tái hóa lỏng (yêu cầu hệ thống tái hóa lỏng chuyên dụng) hoặc xả ra ngoài (bay hơi).

### Nhiên liệu dùng để vận hành tàu:

Mức tiêu thụ nhiên liệu cho hệ thống đẩy được mô tả trong mục *Tổn thất năng lượng*.

## Đầu ra

Đầu ra chính là chất lỏng được vận chuyển, thông thường sẽ giống như đầu vào, trừ trường hợp xả khí bay hơi (xem mục *Tổn thất năng lượng*).

Vì tất cả các phương tiện vận chuyển đường biển đều vận chuyển nhiên liệu lỏng, việc dỡ hàng sẽ được thực hiện bằng máy bơm. Áp suất trong bồn chứa sẽ giảm khi chất lỏng được rút ra. Nếu tốc độ bơm cao, lượng khí bay hơi có thể không đủ để duy trì áp suất dương trong bồn chứa, do đó sẽ cần bổ sung khí đệm để ngăn ngừa hiện tượng chân không.

## Cân bằng năng lượng

Cân bằng năng lượng của phương thức vận chuyển nhiên liệu khí và chất lỏng bằng tàu thủy được xác định thông qua so sánh năng lượng tiêu thụ cho vận hành tàu, thiết bị bốc dỡ và hạ tầng cảng với năng lượng nhiên liệu được vận chuyển đến điểm tiếp nhận. Năng lượng đầu vào bao gồm nhiên liệu cho động cơ tàu, điện năng cho hệ thống bơm, nén, hóa hơi (đối với LNG/LPG) và các thiết bị phụ trợ tại cảng. Năng lượng hữu ích là lượng nhiên liệu được giao đến kho hoặc nhà máy với yêu cầu về lưu lượng, áp suất và chất lượng.

## Hiệu suất và tổn thất

Tổn thất năng lượng trong quá trình vận chuyển bằng tàu bao gồm tiêu thụ nhiên liệu, cả cho quá trình vận chuyển thực tế cũng như vận chuyển ngược lại bằng xe tải rỗng, và sự bay hơi (xem mục *Tổn thất năng lượng*).

## Tiềm năng ứng dụng

Tàu sẽ được sử dụng để vận chuyển giữa các điểm.

Vận tải biển cần đảm bảo khối lượng và khoảng cách tối thiểu nhất định để đạt hiệu quả kinh tế cao hơn so với các phương thức vận chuyển khác (vận chuyển bằng đường ống và đường bộ).

## Dung tích điển hình

Dung tích chứa điển hình của tàu được nêu trong bảng sau.

*Bảng 31: Dung tích chứa điển hình của các tàu chở dầu/khí.*

Môi chất	Dung tích thực của tàu		Pd barg	Td °C
	Khối lượng, tấn	Năng lượng, GW		
LH <sub>2</sub>	10.000*	345	Môi trường	-253
NH <sub>3</sub>	45.000	240	Môi trường	-48
DME	45.000	366	Môi trường	-48
Toluene	45.000	508	Môi trường	Môi trường

\* Hiện chưa có tàu chở H<sub>2</sub> lỏng nào, do đó các số liệu dựa trên tàu chở LNG

## Ưu điểm/nhược điểm

*Ưu điểm:*

- Hiệu quả kinh tế và năng lượng cao khi vận chuyển khối lượng lớn, đặc biệt trên cự ly trung bình và dài.
- Tính linh hoạt cao về tuyến vận chuyển và nguồn cung, dễ mở rộng quy mô theo nhu cầu nhiên liệu.
- Có thể kết hợp sử dụng tàu và nhiên liệu hàng hải sạch hơn (LNG, nhiên liệu sinh học) để giảm phát thải.

*Nhược điểm:*

- Phụ thuộc điều kiện thủy văn, thời tiết và khả năng tiếp nhận của cảng/bến.
- Phát sinh chi phí đầu tư và vận hành cho hạ tầng cảng, kho chứa và hệ thống bốc dỡ.
- Rủi ro môi trường trong trường hợp sự cố tràn, rò rỉ nhiên liệu trên mặt nước.

## Yêu cầu không gian

Phương án vận chuyển bằng tàu thủy yêu cầu sử dụng không gian mặt nước và quỹ đất ven sông, ven biển để xây dựng cảng/bến tiếp nhận, khu quay trở tàu, neo đậu và hạ tầng kỹ thuật liên quan. Khu vực kho chứa và hệ thống bốc dỡ nhiên liệu cần được bố trí tại vị trí có cao độ phù hợp, bảo đảm an toàn trước mực nước dâng, triều cường và lũ. Việc hình thành cảng, bến và tuyến luồng tàu có thể làm thay đổi hiện trạng sử dụng đất và mặt nước, đặc biệt khi tiếp giáp hoặc đi qua khu dân cư. Do đó, cần xem xét đầy đủ hành lang an toàn hàng hải, khoảng cách bảo vệ môi trường và khả năng bố trí quỹ đất trong suốt vòng đời dự án.

## Môi trường

Tác động môi trường của lĩnh vực vận tải biển chủ yếu do khí thải từ hệ thống đẩy của tàu.

Vận tải đường biển đóng góp khoảng 2–3% tổng lượng khí thải CO<sub>2</sub> toàn cầu [4]. Dựa trên Báo cáo về kế hoạch cung cấp khí đốt cho Nhà máy điện Nhơn Trạch, hoạt động vận chuyển LNG đến Việt Nam đóng góp khoảng 1,5–2,5 MtCO<sub>2</sub> mỗi năm (tương đương 0,25–0,30 tấn CO<sub>2</sub> trên tấn nhiên liệu trên 1.000 km, với khối lượng vận chuyển 3–4 triệu tấn/năm và quãng đường hành trình 2.000–3.000 km). Lượng này tương đương khoảng 2–2,5% mức phát thải của hoạt động vận tải đường bộ trong nước, phù hợp với tiêu

chuẩn toàn cầu.

Ủy ban Bảo vệ môi trường biển (MEPC) thuộc Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO) đã đưa ra các biện pháp sau đây để giảm thiểu và kiểm soát phát thải khí nhà kính từ hoạt động vận tải đường biển:

1. Chỉ số thiết kế hiệu quả năng lượng (EEDI) quy định mức hiệu suất tiết kiệm năng lượng tối thiểu cho các tàu mới
2. Kế hoạch quản lý hiệu quả năng lượng của tàu (SEEMP) xác định các quy tắc để cải thiện hiệu quả năng lượng của cả tàu mới và tàu hiện có.

Ngoài ra, IMO/MEPC (Chiến lược năm 2023) đã thông qua mục tiêu giảm ít nhất 50% phát thải khí nhà kính vào năm 2050 so với năm 2008, với các mốc kiểm tra là -20% vào năm 2030 và -70% vào năm 2040. Đối với tàu chở LNG, hệ số phát thải hiện tại là khoảng 10–15 gCO<sub>2</sub>/MJ (≈0,25–0,30 tấn CO<sub>2</sub> trên tấn nhiên liệu trên 1.000 km), có tiềm năng giảm 20–30% trước năm 2035.

Những thách thức môi trường khác

1. Tái chế tàu
2. Quản lý nước dẫn tàu
3. Tình trạng bám bẩn trên thân tàu
4. Quản lý chất thải

### **Nghiên cứu và phát triển**

Các tàu chở dầu đều là công nghệ đã được kiểm chứng vận hành thương mại, ngoại trừ với LH<sub>2</sub>. Đối với LH<sub>2</sub>, mức độ sẵn sàng ứng dụng của công nghệ (TRL) bằng 5 trong khi các loại khác là 9.

Nhiều nghiên cứu đã được tiến hành nhằm giảm mức tiêu thụ nhiên liệu bằng cách, ví dụ, giảm sức cản của thân tàu thông qua bôi trơn không khí, thiết kế mũi tàu hình củ hành mới, sử dụng lớp phủ thân tàu mới và cải thiện hệ thống đẩy.

Công nghệ LH<sub>2</sub> để vận chuyển hydrogen lỏng bằng tàu biển đang trong quá trình phát triển.

### **Ví dụ về những dự án hiện có**

#### **Tại Việt Nam**

Chuỗi dự án LNG Thị Vải: Dự án kho cảng LNG đầu tiên của Việt Nam, LNG được vận chuyển bằng tàu chuyên dụng từ nguồn nhập khẩu về cảng LNG Thị Vải, sau đó hóa hơi và cấp cho các nhà máy điện khí khu vực Đông Nam Bộ.



*Hình 30: Hình ảnh kho cảng LNG Thị Vải*

## Dự báo chi phí

### Chi phí đầu tư

Chi phí đầu tư cho tàu vận chuyển LH<sub>2</sub>, L20 và LHC phản ánh sự khác biệt cơ bản về công nghệ chứa, hệ thống an toàn và cấu hình động cơ đẩy cần thiết cho mỗi loại nhiên liệu. Những con tàu này được chế tạo chuyên dụng, chi phí đầu tư chủ yếu phụ thuộc vào độ phức tạp của hệ thống chứa hàng và các thiết kế an toàn liên quan đến hydrogen và nhiên liệu có nguồn gốc hydrogen. Trong Danh mục kỹ thuật, các giá trị CAPEX tham chiếu năm 2025 được lấy trực tiếp từ các đánh giá kỹ thuật của Việt Nam, đảm bảo phù hợp với *Chiến lược trung và dài hạn theo khuyến nghị của GIZ cho ngành Dầu khí và Hóa chất tại Việt Nam* cũng như các nghiên cứu về vận chuyển PtX kèm theo.

Đối với năm 2025, các giá trị đại diện được áp dụng như sau:

- Tàu chở LH<sub>2</sub>: 412 triệu USD/tàu có tải trọng 11.000 tấn.
- Tàu chở L20: 50 triệu USD/tàu có tải trọng 26.000 tấn.
- Tàu chở LHC: 76 triệu USD/tàu có tải trọng 11.000 tấn.

Những số liệu này thể hiện chi phí thi công cơ bản của các tàu đóng mới được thiết kế riêng cho từng loại hàng hóa. Các giá trị ước lượng tương đối phản ánh độ phức tạp tiềm ẩn về mặt kỹ thuật:

- Các tàu chở LH<sub>2</sub> phải đáp ứng yêu cầu chứa hàng hóa ở nhiệt độ cực thấp khoảng -253°C, đòi hỏi cách nhiệt nhiều lớp, hệ thống quản lý khí bay hơi, hệ thống giảm áp, hệ thống làm tro và hệ thống thiết bị an toàn phức tạp. Các yêu cầu kỹ thuật về tích hợp thân tàu và đảm bảo cách nhiệt dẫn đến nhu cầu vốn cao hơn đáng kể.
- Tàu chở L20 (chở ammonia hoặc hàng hóa tương đương methanol) sử dụng công nghệ tàu chở dầu đã hoàn thiện và có điều kiện chứa hàng ít khắc nghiệt hơn, do đó CAPEX thấp hơn đáng kể.
- Tàu chở LHC giữ vị trí trung gian, có hệ thống chứa chuyên dụng cho hydrogen hữu cơ lỏng, với độ phức tạp kỹ thuật thấp hơn so với các hệ thống chứa LH<sub>2</sub> đông lạnh nhưng cao hơn so với tàu chở hóa chất thông thường.

Để hỗ trợ phân tích kịch bản định hướng tương lai, việc xác định CAPEX tuân theo lộ trình giảm chi phí được tích hợp trong bộ dữ liệu:

- Thận trọng: 0%/năm — phản ánh sự thay đổi tối thiểu về công nghệ và điều kiện thị trường ổn định.
- Trung bình: -3%/năm — phản ánh những cải tiến dần theo thời gian trong thiết kế tàu, hiệu quả mua sắm và chuẩn hóa một phần.
- Giảm mạnh: -6%/năm — thể hiện sự tăng tốc trong việc học hỏi công nghệ, mở rộng chuỗi sản xuất và cải thiện năng suất của các xưởng đóng tàu khi hoạt động vận tải biển liên quan đến hydrogen ngày càng phổ biến.

Các quỹ đạo này cho phép phân tích biến động chi phí theo thời gian mà không làm thay đổi xếp hạng mức chi phí cơ bản giữa các tàu LH<sub>2</sub>, L20 và LHC.

### Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định

Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định không được đưa vào bảng dữ liệu về hoạt động vận chuyển bằng tàu biển. Nguyên nhân thiên về phương pháp luận hơn là tính kỹ thuật: dữ liệu đánh giá hiện có của Việt Nam không cung cấp chi phí vận hành và bảo trì cố định nhất quán, được phân tách hoặc cụ thể theo loại nhiên liệu, có thể áp dụng chung cho tàu chở LH<sub>2</sub>, L20 và LHC. Thay vào đó, các chi phí vận hành như chi phí thuê thuyền viên, bảo trì, mua bảo hiểm, kiểm tra định kỳ và bảo dưỡng hệ thống chứa thường được gộp vào các hạng mục chi phí chung chung hoặc được xem xét trong các mô hình chi phí vận hành cụ thể theo tuyến đường.

Do các dữ liệu cơ bản này không thể chuẩn hóa hoặc xác thực theo loại nhiên liệu, và để tránh đưa ra các giả định không có bằng chứng hỗ trợ ở Việt Nam, chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định được loại bỏ hoàn toàn khỏi Cẩm nang công nghệ. Theo đó, tất cả chi phí bảo dưỡng hoặc vận hành định kỳ phải được xem xét trong mô hình chi phí vận hành chuyên biệt nằm ngoài phạm vi của bộ dữ liệu được biểu diễn thông qua các tham số này.

### Chi phí cảng

Chi phí bốc xếp tại cảng chiếm một phần lớn trong hệ thống vận tải đường biển và thay đổi đáng kể tùy vào loại nhiên liệu do phải tuân thủ các quy trình vận hành, an toàn và xử lý khác nhau. Các giá trị đại diện

năm 2025 được sử dụng trong Cẩm nang công nghệ như sau:

- Chi phí tại cảng đối với LH<sub>2</sub>: 4.966 USD/tấn H<sub>2</sub>
- Chi phí tại cảng đối với L20: 106 USD/tấn H<sub>2</sub> tương đương
- Chi phí tại cảng đối với LHC: 356 USD/tấn LHC

Chi phí tại cảng này bao gồm toàn bộ các hoạt động tại cảng, bao gồm:

- Hỗ trợ cập bến, hoa tiêu và dịch vụ lai dắt;
- Các hoạt động chuyển tải hàng hóa sử dụng hệ thống xếp dỡ chuyên dụng theo loại nhiên liệu;
- Quản lý khí bay hơi (đối với LH<sub>2</sub> và một số hệ thống LHC cụ thể);
- Giám sát lưu trữ và an toàn;
- Tuân thủ các quy trình xử lý hóa chất nguy hiểm hoặc chất làm đông lạnh.

Vận chuyển LH<sub>2</sub> có chi phí tại cảng cao nhất do phải tuân thủ các tiêu chuẩn an toàn cực kỳ nghiêm ngặt, hệ thống vận chuyển đông lạnh chuyên dụng và nhu cầu về các khu vực bảo vệ an toàn. Các hoạt động trong vận chuyển L20 đòi hỏi ít trang thiết bị chuyên dụng hơn đáng kể, trong khi việc xếp dỡ LHC nằm giữa hai thái cực này.

Các dự báo về chi phí tại cảng tuân theo lộ trình giảm chi phí đã được thiết lập trong bộ dữ liệu:

- Thặng trọng: 0%/năm — không có thay đổi mang tính cấu trúc nào đối với phí dịch vụ cảng hoặc hiệu quả vận hành.
- Trung bình: -1%/năm — lợi ích gia tăng nhờ sự cải thiện trong việc lập kế hoạch, tự động hóa và tối ưu hóa quy trình.
- Giảm mạnh: -3%/năm — giảm được nhiều chi phí hơn nhờ số hóa, áp dụng các quy trình xử lý hydrogen chuẩn hóa và cải thiện năng suất tại các cảng chuyên dụng.

### **Nhu cầu năng lượng**

Nhu cầu năng lượng cho hệ thống đẩy thể hiện năng lượng cần thiết cho mỗi ki-lô-mét hành trình của từng loại tàu, bao gồm yêu cầu năng lượng cho hệ thống đẩy của động cơ chính, phụ tải điện phụ trợ và nhu cầu chứa hàng hóa. Các giá trị này dựa trên đánh giá kỹ thuật của Việt Nam, phản ánh các điều kiện vận hành đường dài tiêu biểu cho hoạt động vận tải biển liên quan đến hydrogen.

Đối với năm 2025, Cẩm nang công nghệ sử dụng các giá trị sau:

- Tàu chở LH<sub>2</sub>: 1.487 MJ/km
- Tàu chở L20: 2.500 MJ/km
- Tàu chở LHC: 3.300 MJ/km

Những khác biệt chủ yếu phản ánh:

- Khối lượng tàu và thủy động lực học thân tàu;
- Trọng lượng hệ thống chứa và tải điện phụ trợ;
- Các yêu cầu về hệ thống tuần hoàn hoặc bay hơi (đặc biệt đối với LH<sub>2</sub> và LHC);
- Hiệu suất hệ thống đẩy và tốc độ hành trình điển hình.

Tàu chở LH<sub>2</sub> có nhu cầu năng lượng trên mỗi ki-lô-mét thấp hơn so với tàu chở LHC do sự khác biệt trong thiết kế tàu và cấu hình khoang chứa, trong khi tàu chở L20 nằm ở khoảng giữa của hai loại tàu này. Để duy trì tính nhất quán trong nội bộ và tránh những giả định chưa được kiểm chứng, các giá trị về nhu cầu năng lượng này được giữ cố định trong suốt các năm dự báo trừ khi được điều chỉnh cụ thể cho các phân tích dựa trên kịch bản.

### **Mức độ không chắc chắn**

Mức độ không chắc chắn liên quan đến chi phí vận chuyển hydrogen rất cao, vì tàu chở hydrogen vẫn chưa được chế tạo và do đó chi phí được tính toán dựa trên chi phí của tàu chở LNG.

### **Tài liệu tham khảo**

- [1] Maritime & Mercantile Group of Companies, “Từ bờ ra tàu – Vận chuyển CNG bằng đường biển”, Interaction International, ngày 01 tháng 3 năm 2018, [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://www.interactionintltd.com/8-news/16-from-shore-to-ship-cng-marine-transportation.html>.
- [2] The Maritime Executive, “Thiết kế ý tưởng cho tàu chở hydrogen nên đầu tiên trên thế giới”, ngày 14 tháng 10 năm 2020, [Trực tuyến]. Truy cập tại: <https://maritime-executive.com/article/concept-design-for-world-s-first-compressed-hydrogen-carrier-ship>.
- [3] Topsoe, “Ammonfuel – góc nhìn công nghiệp về amoniac như nhiên liệu cho hàng hải”, Topsoe, 2020.

- [4] IMO (Tổ chức Hàng hải Quốc tế), “Nghiên cứu khí nhà kính IMO lần thứ tư”, 2020..
- [5] Viện Năng lượng, “Báo cáo nghiên cứu về Hệ thống kho cảng LNG Long Sơn”, 2022.
- [6] Viện Năng lượng, “Báo cáo nghiên cứu về Cảng LNG và Trung tâm Năng lượng khu vực Tây Nam”, 2024.
- [7] Viện Năng lượng, “Báo cáo nghiên cứu về phát triển dự án nhà máy điện linh hoạt Phả Lại”, 2025.
- [8] Viện Năng lượng, “Báo cáo về Kế hoạch cung cấp LNG cho Nhà máy điện linh hoạt 1200 MW”, 2025.
- [9] Viện Năng lượng, “Báo cáo nghiên cứu về Tổng quan Chương trình phát triển nhiên liệu hydrogen của Petrolimex đến năm 2030, với tầm nhìn đến 2050”.
- [10] Viện Năng lượng, “Hydrogen xanh: Ứng dụng công nghiệp, tiềm năng thị trường và cơ hội chiến lược”, 2025.
- [11] Viện Năng lượng, “Chiến lược trung và dài hạn đề xuất cho ngành Dầu khí và Hóa chất tại Việt Nam”, 2025.
- [12] GIZ, “Lộ trình chiến lược sơ bộ cho phát triển ngành PtX tại Việt Nam”.
- [13] Viện Năng lượng, “Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi dự án LNG Hải Lăng”, 2025.
- [14] PV Power, “Báo cáo về kế hoạch cung cấp khí cho Trung tâm Điện Nhơn Trạch”, 2020.

## Bảng số liệu

Vận chuyển bằng tàu biển – LH <sub>2</sub> , L20, LHC										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
LH <sub>2</sub> : Nhu cầu năng lượng	MJ/km	1.487	1.413	1.115	-	-	-	-	A, J	
L20: Nhu cầu năng lượng	MJ/km	2.500	2.375	1.875	-	-	-	-	A, J	
LHC: Nhu cầu năng lượng	MJ/km	3.300	3.135	2.475	-	-	-	-	A, J	
Vòng đời kỹ thuật	năm	20	20	20	-	-	-	-	B	
<b>Số liệu kinh tế</b>										
LH <sub>2</sub> : Chi phí đầu tư	USD/tấn H <sub>2</sub>	37.455	44.484	97.470	43.420	46.675	80.344	107.283	C, D, E, F	1
L20: Chi phí đầu tư	USD/tấn L20	1.923	2.284	5.005	1.923	2.397	4.125	5.508	C, D, E, F	1
LHC: Chi phí đầu tư	USD/tấn LHC	6.909	8.206	17.980	6.909	8.610	14.821	19.790	C, D, E, F	1
LH <sub>2</sub> : Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/tấn H <sub>2</sub> /năm	-	-	-	-	-	-	-		
L20: Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/tấn L20/năm	-	-	-	-	-	-	-		
LHC: Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/tấn LHC/năm	-	-	-	-	-	-	-		
LH <sub>2</sub> : Chi phí cảng	USD/tấn H <sub>2</sub>	4.966	4.723	3.863	4.264	4.966	2.568	4.723	G, H, I	1
L20: Chi phí cảng	USD/tấn L20	106	101	82	91	106	55	101	G, H, I	1
LHC: Chi phí cảng	USD/tấn LHC	356	339	277	306	356	184	339	G, H, I	1

### Ghi chú:

- A Các giá trị nhu cầu năng lượng phản ánh mức tiêu thụ năng lượng đầy cơ sở cho các tàu LH<sub>2</sub>, L20 và LHC, bao gồm các đặc tính tổn thất nhiên liệu liên quan.
- B Tuổi thọ kỹ thuật 20 năm được áp dụng cho tất cả các tài sản vận tải biển trong các giả định mô hình hóa vận tải.
- C Chi phí đầu tư được tính toán cho tải trọng tàu: (i) LH<sub>2</sub>: 11.000 tấn; (ii) L20: 26.000 tấn; (iii) LHC: 11.000 tấn.
- D Chi phí đầu tư năm cơ sở được giữ cố định trong bộ dữ liệu nguồn, mọi mức giảm chi phí trong tương lai được áp dụng bên ngoài cho mục đích mô hình hóa kịch bản.
- E Chi phí đầu tư (CAPEX) cho tàu chở LH<sub>2</sub> thể hiện tổng chi phí đóng tàu, bao gồm hệ thống bể chứa đông lạnh, lớp cách nhiệt và các hệ thống an toàn. CAPEX của tàu L20 và LHC phản ánh kích thước tàu vận tải tiêu biểu và các chi phí hệ thống xử lý hàng hóa liên quan.
- F Các kịch bản chi phí đầu tư phản ánh các mức chi phí ổn định trong điều kiện thận trọng, mức giảm vừa phải nhờ tối ưu hóa chi phí thiết kế và mua sắm. Mức giảm mạnh gắn liền với các tiến bộ công nghệ cùng lợi thế quy mô trong đóng tàu.
- G Các giá trị chi phí cảng phản ánh yêu cầu về hạ tầng lưu trữ và xử lý phía xuất khẩu cho LH<sub>2</sub>, L20 và LHC.
- H Các hoạt động tại cảng giả định những điều kiện cập bến tiêu chuẩn, các dịch vụ phụ trợ và hoạt động xử lý cần thiết cho tàu chở hydrogen.
- I Các kịch bản chi phí cảng duy trì mức phí cố định theo hướng thận trọng, mức giảm vừa phải nhờ thúc đẩy hiệu suất, và mức giảm mạnh đến từ chuyển đổi số, tinh giản vận hành cùng các quy trình xử lý hydrogen tiêu chuẩn hóa.
- J Giả định rằng hiệu suất của động cơ đốt trong được cải thiện sao cho đến năm 2030 sẽ bằng 95% mức hiệu suất năm 2025 và đạt 75% vào năm 2050. Mức 75% dựa trên sự chênh lệch hiệu suất giữa động cơ đốt trong truyền thống và động cơ pin nhiên liệu. Mức 95% dựa trên việc thay thế tự nhiên các tàu chở dầu cũ bằng tàu mới có động cơ hiệu quả hơn (một số có thể là pin nhiên liệu) và việc cải hoán các động cơ hiện có.

### Tài liệu tham khảo:

- [1] GIZ, “Đề xuất chiến lược trung và dài hạn cho ngành dầu khí và hóa chất tại Việt Nam,”

Vận chuyển bằng tàu biển - LNG										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>										
LNG: Nhu cầu năng lượng	tấn/ngày	108	190	1,836					B	1
Vòng đời kỹ thuật	năm	20	20	20						
<b>Số liệu kinh tế</b>										
LNG: Chi phí đầu tư	USD/tấn LNG	537	461	251	394	537	134	461	A, B, G	1
LNG: Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định	USD/tấn/năm	-	-	-	-	-	-	-	C	
LNG: Lệ phí cảng	USD/tấn LNG	10,40	9,40	6,28	10,40	8,05	9,40	2,73	D, G	1
LNG: Chi phí cảng	USD/tấn LNG	3,60	3,42	2,80	3,60	3,09	3,42	0,99	D, G	1
LNG: Chi phí vận chuyển	USD/tấn LNG	22,9	20,7	13,8	22,9	18,7	20,7	6,0	E, F, G	1

**Ghi chú:**

- A. Chi phí đầu tư cho tàu chở LNG duy trì ổn định trong kịch bản thận trọng do sự thay đổi công nghệ hạn chế và sự cân bằng với áp lực lạm phát đối với thép, nhân công và dịch vụ nhà máy đóng tàu.
- B. Chi phí đầu tư được tính toán cho tải trọng tàu điển hình: khoảng 80.000 tấn.
- C. Chi phí vận hành và bảo trì cố định được giữ nguyên trong kịch bản thận trọng vì các yêu cầu về thuyền viên, chu kỳ bảo trì, bảo hiểm và việc tuân thủ quy định thay đổi chậm.
- D. Lệ phí cảng và chi phí cảng đại diện cho các khoản phí tổng hợp liên quan đến cảng (phí xếp hàng, dỡ hàng và phí kênh đào nếu có), được tính từ các khoản phí cảng trọn gói và được chuẩn hóa theo lượng LNG xử lý trên mỗi chuyến tàu để thể hiện giá trị theo đơn vị USD/tấn LNG, nhằm đảm bảo tính nhất quán và khả năng so sánh trực tiếp với chi phí cảng của các công nghệ vận tải đường biển khác.
- E. Mức giảm chi phí vận chuyển (0%, 2%, 4%) phản ánh những cải thiện về hiệu suất nhiên liệu, tối ưu hóa hành trình và giảm tổn thất do khí hóa hơi, với các kịch bản tích cực giả định việc áp dụng hệ thống đẩy hiệu suất cao và hệ thống quản lý đội tàu tiên tiến.
- F. Chi phí vận chuyển dựa trên chi phí từ Nga đến Việt Nam.
- G. Các điều kiện thị trường — giá nhiên liệu, giá thuê tàu, nhu cầu LNG toàn cầu, lạm phát và chính sách thương mại — tạo ra những yếu tố không chắc chắn, do đó tất cả các giả định về giảm chi phí cần được kiểm chứng thông qua các kịch bản và phân tích độ nhạy.

**Tài liệu tham khảo:**

- [1] Viện Năng lượng, “Báo cáo nghiên cứu khả thi dự án LNG Hải Lăng, năm 2025”

### 3. VẬN CHUYỂN THAN VÀ NHIÊN LIỆU RẮN

#### **Giới thiệu chung về vận chuyển than và nhiên liệu rắn**

Khác với vận chuyển nhiên liệu lỏng, việc vận chuyển nhiên liệu rắn đơn giản và dễ tận dùng các hạ tầng sẵn có như xe tải, tàu hỏa, tàu biển thông thường. Vận chuyển nhiên liệu rắn có độ an toàn cao hơn, không yêu cầu các tiêu chuẩn an toàn khắt khe như vận chuyển nhiên liệu khí. Tuy nhiên, cần lưu ý vấn đề kiểm soát bụi.

Chương này sẽ giới thiệu các hình thức vận chuyển nhiên liệu rắn, trong đó tập trung vào than, vốn là nhiên liệu quan trọng cho các nhà máy nhiệt điện tại Việt Nam. Các hình thức vận chuyển than (bao gồm cả than nội địa và than nhập khẩu) như sau:

- Vận chuyển than bằng băng tải;
- Vận chuyển than bằng tàu thủy;
- Vận chuyển than bằng tàu hỏa, xe tải.

#### **Các hình thức vận chuyển than nội địa tại Việt Nam**

Nguồn than trong nước hiện vẫn là đầu vào chính cho nhiều nhà máy nhiệt điện, đặc biệt là các nhà máy sử dụng than antraxit ở khu vực miền Bắc. Các vùng khai thác chính gồm Quảng Ninh, Thái Nguyên và một số mỏ nhỏ như Na Dương, Nông Sơn. Các loại than được sử dụng chủ yếu là than antraxit (phổ biến nhất), than nâu (lignite), chủ yếu phục vụ Nhà máy nhiệt điện Na Dương.

Sau khi khai thác, than được vận chuyển từ cảng/kho trung chuyển đến nhà máy và người tiêu dùng bằng nhiều phương thức khác nhau, gồm: đường biển nội địa, đường thủy nội địa (sà lan), đường sắt, đường bộ và băng tải.

#### **Các hình thức vận chuyển than nhập khẩu**

Hiện nay, Việt Nam nhập khẩu than từ một số quốc gia như Indonesia, Australia và Nga, nhờ lợi thế về khoảng cách vận chuyển và trữ lượng than lớn. Các quốc gia xuất khẩu than này có hạ tầng dịch vụ logistics phát triển, với hệ thống cảng có khả năng tiếp nhận tàu biển trọng tải lớn lên tới 200.000 DWT. Trong đó, Indonesia có khoảng cách vận chuyển ngắn nhất so với các nguồn cung khác.

Trong những năm gần đây, hoạt động nhập khẩu than từ Lào vào Việt Nam diễn ra rất sôi động, chủ yếu thông qua cặp cửa khẩu quốc tế La Lay (huyện Đakrông, tỉnh Quảng Trị - tỉnh Salavan, Lào). Để vận chuyển khối lượng than lớn hơn, phương án xây dựng hệ thống băng tải khép kín từ bãi tập kết than tại Lào qua biên giới sang bãi tập kết tại Việt Nam được đánh giá là giải pháp hiệu quả, giúp tháo gỡ khó khăn về logistics, tăng đáng kể sản lượng vận chuyển Hiện nay, dự án này đang được đầu tư và xây dựng.

Chi tiết sẽ được trình bày trong Mục 3.1, 3.2 và 3.3.

Bên cạnh đó, trong phần giới thiệu chung sẽ giới thiệu sơ bộ một số hình thức vận chuyển các nhiên liệu rắn khác như sắt, đồng, nhôm. Các nhiên liệu này có thể được gọi chung là nhiên liệu kim loại (Metalic fuel), được xem là tương lai của lưu trữ năng lượng. Nguyên lý dựa trên một chu trình hóa học có thể đảo ngược: điện dư thừa vào mùa hè được dùng để khử các oxit kim loại thành kim loại tinh khiết – đóng vai trò là các vật mang năng lượng có mật độ rất cao và an toàn. Khi cần, các kim loại này phản ứng có kiểm soát với nước, đồng thời giải phóng nhiệt hữu ích và hydrogen; sau đó hydrogen được chuyển đổi trở lại thành điện.

Các nhiên liệu kim loại thường được vận chuyển dưới dạng bột hoặc hạt kim loại. Bột hoặc hạt kim loại có thể được lưu trữ và vận chuyển an toàn ở nhiệt độ phòng và áp suất thường – không cần bình áp suất đất tiền hay làm lạnh sâu. Yêu cầu an toàn tương đương vật liệu rời thông thường. Nguy cơ nổ của bụi kim loại mịn được tránh bằng cách sử dụng hạt lớn. Điều đó có nghĩa là, tương tự như than, nhiên liệu kim loại có thể được vận chuyển bằng các xe tải, tàu hỏa chở hàng, tàu biển chở hàng thông thường. Cụ thể các hình thức vận chuyển xem xét bao gồm:

- Vận chuyển bằng tàu biển: Sử dụng các tàu chở hàng rời hoặc tàu container thông thường. Kim loại ở trạng thái rắn cực kỳ ổn định, không có nguy cơ rò rỉ hay cháy nổ cao như nhiên liệu lỏng, giúp giảm chi phí bảo hiểm và trang thiết bị chuyên dụng.

- Vận chuyển bằng tàu hỏa: Đây là phương thức tối ưu để vận chuyển khối lượng lớn bột kim loại từ các nhà máy tái chế hoặc mỏ đến các trung tâm năng lượng. Bột sắt có thể được chứa trong các toa xe chuyên dụng kín để tránh bụi phát tán và độ ẩm.
- Vận chuyển bằng xe tải: Dùng cho các quãng đường ngắn, cung cấp nhiên liệu trực tiếp cho các nhà máy công nghiệp hoặc trạm sạc địa phương.

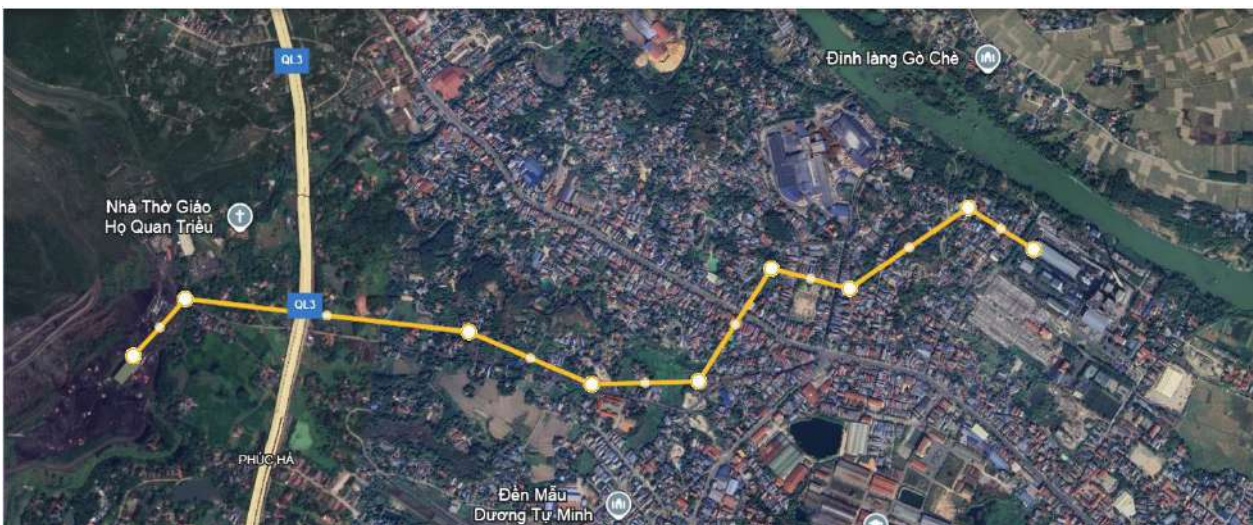
Trong tương lai, nhiên liệu kim loại được kỳ vọng là một giải pháp lưu trữ năng lượng tiềm năng nhờ đặc tính thuận lợi trong vận chuyển. Tuy nhiên, hiện nay công nghệ này vẫn chủ yếu ở giai đoạn nghiên cứu và thử nghiệm, với rất ít dự án được triển khai ở quy mô thương mại. Do đó, các thông tin liên quan đến vận chuyển nhiên liệu kim loại sẽ tiếp tục được cập nhật trong các phiên bản cảm nang công nghệ tiếp theo, khi cơ sở dữ liệu và kinh nghiệm thực tiễn trở nên đầy đủ và rõ ràng hơn.

### 3.1. Vận chuyển than bằng băng tải

#### Mô tả công nghệ

Công nghệ vận chuyển than bằng băng tải là giải pháp cơ giới hóa liên tục, được sử dụng rộng rãi trong các mỏ than, cảng than và khu vực nhà máy nhiệt điện nhằm vận chuyển than rời với khối lượng lớn, khoảng cách từ ngắn đến trung bình và dài. Than sau khai thác hoặc tiếp nhận được đưa lên băng tải thông qua phễu cấp liệu. Băng tải chuyển động liên tục nhờ hệ thống tang dẫn động và động cơ điện, đưa than từ điểm cấp đến điểm dỡ theo tuyến cố định. Quá trình vận chuyển diễn ra liên tục, ổn định, ít gián đoạn và có thể tự động hóa cao.

Hệ thống băng tải được sử dụng để vận chuyển than trực tiếp từ mỏ, bãi công nghiệp, kho chứa đến cảng hoặc kho trung chuyển, giúp giảm nhu cầu sử dụng xe tải, tăng năng suất, giảm phát thải bụi và chi phí vận hành. Nhiều dự án băng tải quy mô lớn (chiều dài hàng km, công suất hàng triệu tấn/năm) đã được triển khai tại các khu vực khai thác than như Quảng Ninh, Cao Ngạn, Thái Nguyên. Ví dụ: Hệ thống băng tải C6 tại Nhà máy nhiệt điện Cao Ngạn, dài khoảng 5 km, công suất thiết kế 180 tấn/giờ.



Hình 31: Hệ thống băng tải tại nhà máy nhiệt điện Cao Ngạn

#### Các thành phần chính

Hệ thống vận chuyển than bằng băng tải bao gồm tuyến băng và kết cấu đỡ, hệ thống truyền động - căng băng, các thiết bị cấp và xả than, hệ thống che chắn - kiểm soát bụi, hệ thống điều khiển - an toàn và các hạng mục phụ trợ phục vụ vận hành, bảo trì. Tuyến băng tải được bố trí liên tục từ điểm tiếp nhận than đến kho hoặc hệ thống cấp than cho lò hơi, bảo đảm năng lực vận chuyển theo nhu cầu phụ tải của nhà máy. Hệ thống truyền động và điều khiển được thiết kế đồng bộ nhằm vận hành ổn định, an toàn và hạn chế sự cố. Việc áp dụng băng tải giúp giảm chi phí vận hành dài hạn và kiểm soát tốt các tác động môi trường so với các phương thức vận chuyển khác.

## **Đầu vào**

Đầu vào của hệ thống là than từ kho/bãi hoặc tuyến băng thượng nguồn được cấp qua phễu cấp liệu với lưu lượng và đặc tính than phù hợp yêu cầu vận hành của nhà máy.

## **Đầu ra**

Đầu ra của hệ thống là than được xả vào bunker hoặc kho chứa, với lưu lượng ổn định, đáp ứng yêu cầu vận hành của lò hơi.

## **Cân bằng năng lượng**

Ngoài điện năng tiêu thụ cho truyền động, hệ thống cấp than bằng băng tải còn phát sinh các tổn thất gián tiếp như rơi vãi, phát sinh bụi, vỡ vụn và tăng độ ẩm của than trong quá trình vận chuyển. Các tổn thất này làm suy giảm một phần năng lượng hóa học hữu ích của than và cần được xem xét trong đánh giá cân bằng năng lượng tổng thể của hệ thống cấp than.

## **Hiệu suất và tổn thất**

Hệ thống cấp than bằng băng tải có hiệu suất cao, với tổn thất năng lượng hóa học của than không đáng kể. Các tổn thất chủ yếu là điện năng tiêu thụ cho truyền động và một phần tổn thất gián tiếp do rơi vãi, bụi, vỡ vụn và tăng độ ẩm trong quá trình vận chuyển.

## **Ưu điểm/nhược điểm**

*Ưu điểm:*

- Vận chuyển liên tục, ổn định, đáp ứng tốt yêu cầu cấp than cho lò hơi ở chế độ phụ tải biến đổi.
- Tiêu thụ điện năng thấp, hiệu suất vận chuyển cao so với các phương thức vận chuyển cơ giới khác.
- Khả năng vận chuyển khối lượng lớn, phù hợp cho nhà máy nhiệt điện công suất trung bình và lớn.
- Mức độ tự động hóa cao, dễ tích hợp với hệ thống điều khiển và liên động của nhà máy.
- Chi phí vận hành và nhân công thấp, độ tin cậy cao khi được bảo trì đúng quy trình.
- Ít ảnh hưởng đến năng lượng hóa học của than, thuận lợi cho cân bằng năng lượng tổng thể của nhà máy.

*Nhược điểm:*

- Phụ thuộc vào tuyến cố định, kém linh hoạt khi thay đổi mặt bằng hoặc mở rộng công suất.
- Dễ phát sinh rơi vãi và bụi tại các điểm cấp liệu và chuyển tiếp nếu thiết kế che chắn không tốt.
- Nhạy cảm với điều kiện môi trường, đặc biệt là mưa và độ ẩm cao làm tăng hàm ẩm của than.
- Nguy cơ sự cố cục bộ (lệch băng, rách băng, kẹt con lăn) có thể ảnh hưởng đến toàn tuyến.
- Chi phí đầu tư ban đầu tương đối lớn đối với các tuyến băng dài, nhiều điểm chuyển tiếp.

## **Yêu cầu không gian**

Trường hợp tuyến băng tải vận chuyển than đi qua hoặc tiếp giáp khu dân cư, yêu cầu về không gian và mức độ chiếm đất sẽ gia tăng đáng kể do phải đáp ứng các yêu cầu bổ sung về an toàn, môi trường và xã hội; do đó cần ưu tiên các phương án tuyến tránh khu dân cư hoặc giảm thiểu tối đa chiều dài tuyến đi qua khu dân cư.

## **Môi trường**

Các tác động môi trường của hệ thống cấp than bằng băng tải chủ yếu là bụi, tiếng ồn, rơi vãi than và ảnh hưởng đến cảnh quan, có tính cục bộ và có thể kiểm soát thông qua các giải pháp thiết kế và vận hành phù hợp.

## **Nghiên cứu và phát triển**

Quan điểm nghiên cứu và phát triển hệ thống cấp than bằng băng tải là hướng tới giải pháp vận chuyển hiện đại, tự động hóa cao, hiệu quả năng lượng và thân thiện môi trường, đáp ứng yêu cầu vận hành lâu dài và phát triển bền vững của dự án.

### Ví dụ về những dự án hiện có

Hệ thống băng tải cấp than đã được áp dụng rộng rãi tại nhiều nhà máy nhiệt điện than ở Việt Nam, với các cấu hình tuyến đa dạng từ nguồn mỏ, cảng than đến kho và nhà máy, chứng minh tính khả thi, độ tin cậy và khả năng kiểm soát tác động môi trường.

Một số tuyến băng tải tại các nhà máy nhiệt điện tại Việt Nam, như sau:

- NMNĐ Na Dương: Từ mỏ than Na Dương → kho than → lò hơi
- NMNĐ Cao Ngạn: Từ mỏ than Khánh Hòa, Núi Hồng → kho than → lò hơi
- NMNĐ Mạo Khê: Từ mỏ than của Công ty than Mạo Khê → kho than → lò hơi



*Hình 32: Hệ thống băng tải cấp than cho NMNĐ Mạo Khê*

- Trung tâm nhiệt điện Duyên Hải: Từ cảng than nhập khẩu → kho than → lò hơi
- Tuyến vận chuyển than từ mỏ Tràng Bạch (Công ty than Uông Bí) đến mặt bằng + 56 Mạo Khê



*Hình 33: Tuyến băng tải vận chuyển than Tràng Bạch - Mạo Khê*

### Dự báo chi phí

Ngắn hạn: Chi phí đầu tư ban đầu có xu hướng tăng do yêu cầu cao hơn về che kín băng tải, kiểm soát bụi

và tiếng ồn, đặc biệt với các tuyến đi qua khu dân cư.

Trung hạn: Chi phí đầu tư bổ sung giảm dần nhờ tiêu chuẩn hóa thiết kế, nội địa hóa thiết bị và tích lũy kinh nghiệm vận hành.

Dài hạn: Phát sinh chi phí cải tạo, nâng cấp để đáp ứng yêu cầu môi trường mới và kéo dài tuổi thọ hệ thống.

### **Tài liệu tham khảo**

- [1] Coal Transport: Challenges and Organization, Asstra-Associated Traffic AG.
- [2] Transportation Efficiency in Coal and Mining Supply Chains, PT. Tri Difta Utama.
- [3] Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê: Khánh thành hệ thống băng tải than, Tạp chí Năng lượng Việt Nam.
- [4] Hoàn thành tuyến băng tải than dài nhất của TKV, Báo Quảng Ninh.
- [5] Transportation by rail and sea in the coal industry, Ausenco Sandwell, Canada.

## Bảng số liệu

Vận chuyển bằng băng tải – Than (trong nước)										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
									-	-
<b>Số liệu kinh tế</b>										
Chi phí xử lý tại trạm trung chuyển	USD/tấn	0,13	0,13	0,11	0,12	0,13	0,04	0,13	A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K	1
Chi phí vận chuyển băng băng tải	USD/tấn-km	4,30	4,19	3,79	4,09	4,30	1,22	4,19	A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K	1

### Ghi chú:

- A Chi phí vận hành băng tải nhạy cảm với biểu giá điện.  
 B Độ mòn của băng tải, con lăn và các bộ phận cơ khí quyết định tần suất và chi phí bảo trì.  
 C Chi phí bốc xếp tại trạm trung chuyển phụ thuộc vào mặt bằng và công suất thông qua.  
 D Yêu cầu về nhân công kiểm tra, bôi trơn và giám sát thay đổi theo quy mô và mức độ sử dụng hệ thống.  
 E Đặc điểm địa hình, sự thay đổi độ cao và khoảng cách vận chuyển ảnh hưởng đến hiệu suất.  
 F Các dự báo dài hạn phải tính đến sự biến động của biểu giá điện và chi phí nguyên vật liệu.  
 G Cải tiến vật liệu, tự động hóa và hệ thống giám sát có thể giúp giảm dần chi phí vận hành & bảo trì.  
 H Các yêu cầu về an toàn công nghiệp và tuân thủ có thể làm phát sinh thêm chi phí vận hành.  
 I Các thông số chi phí dựa trên dữ liệu trong nước về hệ thống vận chuyển than băng băng tải được sử dụng tại các mỏ, bãi công nghiệp và trạm tiếp nhận than của nhà máy điện.  
 J Các giá định về chi phí điện năng tuân thủ các Quyết định về giá điện, điều này ảnh hưởng trực tiếp đến chi phí vận hành băng tải.  
 K Các yếu tố kích bản phản ánh độ bền của thiết bị, mức độ tự động hóa và các hoạt động vận hành, bảo trì của hệ thống băng tải tại Việt Nam.

### Tài liệu tham khảo:

- 1 Bộ Công Thương Việt Nam (2025). Quyết định số 1279/QĐ-BCT ngày 9 tháng 5 năm 2025 về việc ban hành giá điện bán lẻ bình quân.

## 3.2. Vận chuyển than bằng tàu thủy

### Mô tả công nghệ

Trong vận chuyển bằng tàu thủy, than được vận chuyển dưới dạng hàng rời trong các hầm hàng của tàu. Quá trình vận chuyển bao gồm các khâu: tiếp nhận than tại cảng xuất, xếp than lên tàu bằng thiết bị chuyên dụng, vận chuyển trên tuyến đường biển hoặc đường thủy nội địa, và dỡ than tại cảng nhập để đưa vào kho hoặc hệ thống cấp than cho nhà máy điện.

### Vận chuyển bằng đường biển và đường thủy nội địa (ven biển)

Vận tải biển đóng vai trò quan trọng trong việc cung ứng than từ Quảng Ninh tới các nhà máy nhiệt điện ở miền Trung và miền Nam. Các loại tàu hàng rời ven biển có trọng tải phổ biến từ 1.000 - 10.000 DWT, một số tàu lên đến 30.000 DWT (như tàu vận chuyển than cho Nhà máy nhiệt điện Duyên Hải 1), trong đó nhóm tàu 5.000 - 7.000 DWT là lực lượng chủ chốt. Nhóm tàu này có khả năng vận chuyển 4.000 - 7.000 tấn than/chuyến, phù hợp với các tuyến đường dài như từ Quảng Ninh đi Vũng Áng, Nghi Sơn, Vĩnh Tân

Vận chuyển bằng sà lan là phương thức phổ biến nhất trong nước, đặc biệt trên các tuyến sông Hồng, sông Đá Bạc, hành lang Quảng Ninh - Hải Phòng - Ninh Bình. Sà lan sử dụng có trọng tải đa dạng, từ 300 tấn đến 5.000 tấn, chủ yếu khai thác trên tuyến luồng cấp II-III theo QCVN 26:2016/BGTVT, kết nối trực tiếp tới các kho cảng gần nhà máy.



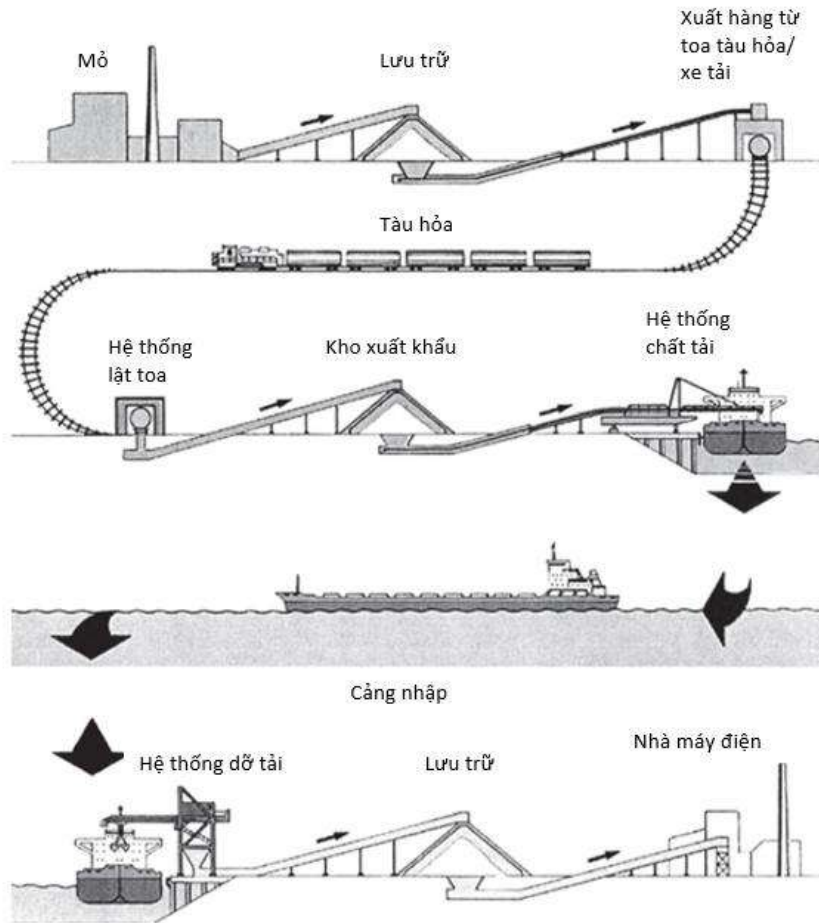
Hình 34: Vận chuyển bằng đường biển và đường thủy nội địa (ven biển)

### Vận chuyển bằng đường biển

Than nhập khẩu chủ yếu được vận chuyển bằng tàu hàng rời cỡ lớn, bao gồm Panamax (72.000 tấn), Capesize (120.000-200.000 tấn), Post Panamax (100.000 tấn). Sau khi cập cảng tại Việt Nam (thường là cảng chuyên dụng, cảng than hoặc cảng trung chuyển), than sẽ được bốc dỡ, lưu kho, phân phối tới các nhà máy nhiệt điện, xi măng và khu công nghiệp. Đây được xem là phương thức chủ đạo để nhập khẩu than khối lượng lớn do chi phí logistics trên mỗi tấn thấp hơn nhiều so với vận chuyển bằng đường bộ xuyên biên giới.

### Các thành phần chính

Hệ thống vận chuyển than bằng đường thủy sử dụng tàu hoặc sà lan phù hợp với điều kiện luồng tuyến và công suất vận chuyển. Hạ tầng vận chuyển bao gồm luồng tuyến đường thủy, hệ thống báo hiệu và khu neo đậu đảm bảo an toàn giao thông. Tại điểm tiếp nhận, than được bốc dỡ thông qua cảng hoặc bến than với các thiết bị như cần cầu, gầu ngoạm và băng tải. Than sau khi dỡ được trung chuyển vào kho hoặc bãi than trước khi cấp cho nhà máy. Hệ thống phụ trợ bao gồm công tác điều hành vận chuyển, đảm bảo an toàn hàng hải và các biện pháp kiểm soát môi trường. Phương án vận chuyển bằng đường thủy phù hợp cho khối lượng lớn, cự ly dài và có chi phí vận chuyển thấp, song phụ thuộc vào điều kiện luồng tuyến và thời tiết.



Hình 35: Vận chuyển bằng đường biển điển hình

### Đầu vào

Hệ thống vận chuyển than bằng đường thủy tiếp nhận than từ mỏ trong nước hoặc nguồn nhập khẩu, đáp ứng yêu cầu về chất lượng và sản lượng theo thiết kế nhà máy. Than được xếp lên tàu hoặc sà lan phù hợp với điều kiện luồng tuyến và năng lực cảng xuất than. Hoạt động vận chuyển phụ thuộc vào điều kiện hạ tầng đường thủy, thủy văn và khả năng khai thác tàu. Lượng than được xác định phù hợp với chế độ vận hành và nhu cầu nhiên liệu của nhà máy điện.

### Đầu ra

Hệ thống vận chuyển than bằng đường thủy cung cấp than đến cảng hoặc bến tiếp nhận của nhà máy điện với khối lượng và tiến độ đáp ứng yêu cầu vận hành. Than sau khi dỡ được chuyển vào kho than, bãi than hoặc hệ thống trung chuyển để cấp cho nhà máy. Chất lượng than tại điểm tiếp nhận được duy trì phù hợp với yêu cầu thiết kế và vận hành của lò hơi. Quá trình tiếp nhận đảm bảo an toàn hàng hải, hạn chế rơi vãi và kiểm soát các tác động môi trường. Đầu ra của hệ thống là nguồn than sẵn sàng cho các công đoạn lưu trữ, cấp liệu và phát điện của nhà máy.

### Cân bằng năng lượng

Cân bằng năng lượng cho thấy vận chuyển than bằng đường thủy có hiệu quả năng lượng cao, với tổn thất chủ yếu là năng lượng tiêu thụ cho phương tiện vận tải và bốc dỡ, trong khi năng lượng hóa học của than được bảo toàn ở mức cao.

### Hiệu suất và tổn thất

Hệ thống vận chuyển than bằng đường thủy có hiệu suất cao do bảo toàn tốt khối lượng và năng lượng hóa học của than trong quá trình vận chuyển. Tổn thất chủ yếu là năng lượng tiêu thụ cho phương tiện vận tải và thiết bị bốc dỡ, trong khi tổn thất trực tiếp về than là không lớn. Một phần tổn thất có thể phát sinh do

roi vãi, phát bụi và tăng độ ẩm của than trong quá trình vận chuyển và xếp dỡ. Nhìn chung, phương án vận chuyển bằng đường thủy có hiệu quả năng lượng cao và tổn thất thấp, đặc biệt phù hợp cho vận chuyển khối lượng lớn, cự ly dài.

## **Ưu điểm/nhược điểm**

*Ưu điểm:*

- Chi phí vận chuyển thấp, hiệu quả năng lượng cao cho khối lượng lớn và cự ly dài.
- Năng lực vận chuyển lớn, cấp than ổn định cho nhà máy nhiệt điện.
- Tác động môi trường và áp lực giao thông thấp hơn so với đường bộ.

*Nhược điểm:*

- Phụ thuộc điều kiện luồng tuyến, thủy văn và thời tiết.
- Cần đầu tư hạ tầng cảng/bến và thiết bị bốc dỡ chuyên dụng.
- Tính linh hoạt vận hành thấp hơn trong một số tình huống.

## **Yêu cầu không gian**

Phương án vận chuyển than bằng đường thủy yêu cầu sử dụng không gian mặt nước và quỹ đất ven sông để xây dựng cảng/bến than, khu quay trở tàu và khu neo đậu. Vị trí kho, cảng than cần được lựa chọn tại khu vực có cao độ và điều kiện thủy văn phù hợp để tiếp nhận tàu vận chuyển, đồng thời hạn chế nguy cơ ngập do mực nước dâng, lũ và triều cường. Việc bố trí khu bốc dỡ, trung chuyển và lưu trữ than có thể làm thay đổi hiện trạng sử dụng đất và mặt nước khu vực, đặc biệt trong trường hợp tuyến vận chuyển đi qua hoặc tiếp giáp khu dân cư. Do đó, cần xem xét đầy đủ hành lang an toàn, cao độ nền, khoảng cách bảo vệ môi trường và áp dụng các biện pháp giảm thiểu tác động không gian trong suốt quá trình triển khai và vận hành dự án.

## **Môi trường**

Hoạt động vận chuyển than bằng đường thủy có thể phát sinh bụi, rơi vãi than và tiếng ồn trong quá trình bốc dỡ tại cảng/bến. Quá trình vận hành tàu thuyền tiềm ẩn nguy cơ ô nhiễm môi trường nước do dầu mỡ rò rỉ và nước mưa chảy tràn cuốn theo than. Việc xây dựng và khai thác cảng/bến than có thể làm thay đổi hiện trạng sử dụng đất, mặt nước và cảnh quan khu vực, đặc biệt khi tiếp giáp khu dân cư. Do đó, cần áp dụng các biện pháp quản lý và giảm thiểu phù hợp nhằm hạn chế tác động môi trường trong quá trình triển khai và vận hành dự án.

## **Nghiên cứu và phát triển**

Nghiên cứu và phát triển hệ thống vận chuyển than bằng đường thủy cần được thực hiện theo hướng nâng cao hiệu quả khai thác, an toàn và giảm thiểu tác động môi trường. Ưu tiên nghiên cứu, từng bước áp dụng phương tiện vận chuyển sử dụng nhiên liệu xanh (như LNG, nhiên liệu sinh học, hybrid điện - nhiên liệu) nhằm giảm phát thải khí nhà kính, phù hợp với định hướng chuyển đổi xanh và mục tiêu phát thải ròng bằng “0” của Việt Nam. Đồng thời, đẩy mạnh ứng dụng công nghệ tự động hóa, số hóa trong quản lý cảng, điều hành vận chuyển và giám sát môi trường. Việc phát triển hệ thống cần gắn với quy hoạch hạ tầng đường thủy, chính sách năng lượng – môi trường và lộ trình chuyển đổi năng lượng quốc gia trong dài hạn.

## **Ví dụ về những dự án hiện có**

**Trung tâm điện lực Duyên Hải:** Than được vận chuyển bằng tàu biển từ cảng nhập than tại Việt Nam, Úc và Indonesia đến cảng than của nhà máy, sau đó trung chuyển vào kho và hệ thống cấp than.



Hình 36: Cảng biển Trung tâm điện lực Duyên Hải

**Trung tâm điện lực Vĩnh Tân:** Than được vận chuyển bằng tàu biển từ cảng nhập than tại Việt Nam, Úc và Indonesia đến cảng than của nhà máy, sau đó trung chuyển vào kho và hệ thống cấp than.



Hình 37: Cảng biển Trung tâm điện lực Vĩnh Tân

### Dự báo chi phí

Chi phí vận chuyển than bằng đường thủy bao gồm chi phí đầu tư hạ tầng cảng/bến và luồng tuyến, chi phí vận hành phương tiện và chi phí bốc dỡ. Trong ngắn hạn, chi phí đầu tư ban đầu chiếm tỷ trọng lớn trong tổng mức đầu tư. Trong trung hạn, chi phí đơn vị có xu hướng ổn định và giảm nhờ khai thác quy mô lớn và tối ưu hóa vận hành. Trong dài hạn, chi phí có thể tăng do yêu cầu nâng cấp hạ tầng và tuân thủ các tiêu chuẩn môi trường, song hiệu quả kinh tế tổng thể vẫn được cải thiện.

### Tài liệu tham khảo

- [1] Công ty nhiệt điện Duyên Hải áp dụng thành công phần mềm quản lý điều độ tàu than, Cục Đổi mới sáng tạo, Chuyển đổi xanh và Khuyến công - Bộ Công Thương (VNEEC).
- [2] Công ty nhiệt điện Vĩnh Tân tăng cường công tác đảm bảo môi trường, Tạp chí Năng lượng Việt Nam.
- [3] Coal Transport: Challenges and Organization, Asstra-Associated Traffic AG.
- [4] Transportation Efficiency in Coal and Mining Supply Chains, PT. Tri Dita Utama.
- [5] Xuất khẩu than Australia sang Trung Quốc năm 2023 tăng 25 lần so với 2022, VOV.
- [6] Transportation by rail and sea in the coal industry, Ausenco Sandwell, Canada.

## Bảng số liệu

Vận chuyển bằng tàu biển - Than (trong nước)										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
<b>Số liệu kinh tế</b>									-	-
Lệ phí cảng	USD/tấn	2,79	2,52	1,68	2,16	2,79	0,73	2,52	A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K	1,2
Chi phí vận chuyển	USD/tấn	1,38	1,25	0,83	1,13	1,38	0,36	1,25	A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K	1,2

### Ghi chú:

- A Chi phí phụ thuộc nhiều vào giá nhiên liệu hàng hải và biến động thị trường vận tải.
- B Phí dịch vụ cảng (hoa tiêu, hỗ trợ kéo tàu, phí neo đậu) thay đổi tùy theo từng bến neo đậu và ảnh hưởng đến tổng chi phí.
- C Giá thuê tàu phụ thuộc vào số lượng tàu có sẵn và mức độ sử dụng theo mùa.
- D Chi phí bảo trì, nhân công và bảo hiểm thay đổi theo điều kiện thị trường và quy định.
- E Thời tiết, độ sâu luồng lạch và các hạn chế về lộ trình gây ảnh hưởng đến hiệu suất chuyển đi.
- F Các dự báo dài hạn phải tính đến mức độ không chắc chắn về giá nhiên liệu vận chuyển và điều chỉnh phí cảng.
- G Việc giảm chi phí có thể đạt được nhờ cải thiện lịch trình, tối ưu hóa đội xe và nâng cấp hiệu suất động cơ.
- H Các yêu cầu về môi trường hoặc an toàn hàng hải có thể phát sinh thêm chi phí tuân thủ quy định.
- I Giá trị USD/tấn đại diện cho chi phí vận chuyển đường biển tổng hợp đối với các tuyến vận tải ven biển điển hình, qua đó phản ánh gián tiếp các thành phần chi phí phụ thuộc vào khoảng cách.
- J Dựa trên chi phí từ Nga sang Việt Nam.
- K Các yếu tố kích bản phản ánh những biến động quan sát được về phí cảng, mức độ sử dụng đội tàu và điều kiện thị trường vận tải ven biển liên quan đến khu vực phía Bắc Việt Nam.

### Tài liệu tham khảo:

- [1] Các thông số chi phí cho lệ phí cảng và vận tải ven biển được lấy từ bộ dữ liệu vận chuyển than trong nước, bao gồm các hoạt động trên tuyến Quảng Ninh – Hải Phòng.
- [2] Thông tin bổ sung được lấy từ dữ liệu vận hành của các nhà máy nhiệt điện Hải Phòng và các nguồn thị trường về thuê tàu, phí dịch vụ cảng và tiêu thụ nhiên liệu hàng hải.

### 3.3. Vận chuyển than bằng tàu hỏa/xe tải

#### Mô tả công nghệ

Vận chuyển than bằng đường bộ phổ biến với hai hình thức, vận chuyển bằng tàu hỏa hoặc bằng xe tải. Việc vận chuyển này tận dụng hạ tầng đường bộ/đường sắt sẵn có. Than được chất lên thùng xe tải (xe ben, xe thùng kín hoặc bán kín) hoặc tàu chở hàng tại điểm xuất phát, sau đó vận chuyển theo mạng lưới đường bộ đến điểm tiếp nhận. Tại nơi dỡ, than được đổ trực tiếp vào phễu, kho than hoặc băng tải cấp than cho nhà máy. Quá trình vận chuyển mang tính gián đoạn, phụ thuộc vào số lượng xe và điều kiện giao thông.

Vận chuyển than bằng đường sắt hiện vẫn được duy trì trên một số tuyến ở miền Bắc, chủ yếu từ Quảng Ninh đến các nhà máy xi măng và nhiệt điện. Các loại toa xe được sử dụng chủ yếu là toa H và HR, với tải trọng 40–55 tấn/toa và dung tích khoảng 45 - 60 m<sup>3</sup>/toa.

Than được vận chuyển đến nhà máy chủ yếu bằng xe tải thùng/xe ben có tải trọng 10 - 25 tấn, với kích thước điển hình chiều dài 7 - 10,5 m, chiều rộng khoảng 2,5 m và chiều cao tổng thể 3,0 - 3,8 m. Trên cơ sở đó, hệ thống hạ tầng như đường nội bộ, công ra vào, trạm cân và khu vực dỡ than được thiết kế bảo đảm bề rộng, bán kính quay đầu và chiều cao thông thủy phù hợp, đáp ứng yêu cầu vận hành an toàn và liên tục. Phương án này cho phép linh hoạt trong tổ chức vận chuyển và có khả năng đáp ứng nhu cầu tăng sản lượng than trong các giai đoạn tiếp theo của dự án.



Hình 38: Vận chuyển than bằng đường sắt

#### Các thành phần chính

Hệ thống vận chuyển than bằng ô tô và tàu hỏa phục vụ nhà máy nhiệt điện than bao gồm phương tiện vận chuyển, hạ tầng tuyến giao thông, điểm bốc than, điểm dỡ than tại nhà máy và hệ thống quản lý - phụ trợ. Các tuyến vận chuyển được tổ chức từ mỏ, kho trung chuyển hoặc cảng tiếp nhận than đến nhà máy, bảo đảm năng lực và tính liên tục phù hợp với nhu cầu vận hành tổ máy. Tại nhà máy, than được tiếp nhận qua trạm đổ hoặc ga dỡ than và trung chuyển vào kho hoặc hệ thống cấp than cho lò hơi. Hệ thống quản lý và phụ trợ đóng vai trò điều phối vận hành, bảo đảm an toàn và kiểm soát các tác động môi trường trong suốt quá trình khai thác.

#### Đầu vào

Đầu vào của hệ thống vận chuyển than bao gồm nguồn than cung cấp từ mỏ trong nước hoặc than nhập khẩu qua cảng/kho trung chuyển, đáp ứng yêu cầu về sản lượng, chất lượng và tiến độ cấp than cho nhà máy nhiệt điện than. Than trước khi vận chuyển được tập kết tại điểm bốc than (mỏ, kho, ga xếp hoặc cảng), nơi được kiểm soát về cỡ hạt, độ ẩm và thành phần tạp chất. Ngoài ra, đầu vào của hệ thống còn bao gồm

kế hoạch vận hành tổ máy và nhu cầu than theo phụ tải, làm cơ sở tổ chức vận chuyển liên tục và ổn định.

## **Đầu ra**

Đầu ra của hệ thống vận chuyển là than được giao nhận tại nhà máy nhiệt điện than với khối lượng, chất lượng và tiến độ đáp ứng yêu cầu vận hành liên tục của các tổ máy. Than sau khi dỡ được đưa vào kho than hoặc trực tiếp vào hệ thống cấp than cho lò hơi, bảo đảm khả năng dự trữ và cấp than ổn định theo phụ tải. Đồng thời, hệ thống vận chuyển cung cấp dữ liệu phục vụ quản lý nhiên liệu, kiểm soát tồn kho và điều hành sản xuất của nhà máy.

## **Cân bằng năng lượng**

Cân bằng năng lượng của hệ thống vận chuyển than được xác định trên cơ sở năng lượng tiêu thụ cho vận chuyển, bốc dỡ và trung chuyển so với năng lượng hóa học của than cung cấp cho nhà máy. Năng lượng đầu vào chủ yếu là nhiên liệu cho phương tiện vận chuyển và điện năng cho các thiết bị bốc dỡ, tiếp nhận. Năng lượng hữu ích là lượng than được giao nhận tại nhà máy, đáp ứng yêu cầu vận hành liên tục của lò hơi. Phần năng lượng tiêu thụ cho vận chuyển chỉ chiếm tỷ lệ nhỏ so với năng lượng của than, nhưng có ảnh hưởng đáng kể đến chi phí vận hành và phát thải.

## **Hiệu suất và tổn thất**

Hiệu suất của hệ thống vận chuyển than được đánh giá thông qua mức độ đáp ứng liên tục, đúng tiến độ và đúng chất lượng than cấp cho nhà máy nhiệt điện than so với năng lượng và chi phí bỏ ra. Hệ thống có hiệu suất cao khi tổ chức vận chuyển hợp lý, giảm thời gian chờ, tận dụng tối đa tải trọng phương tiện và đồng bộ với kế hoạch vận hành tổ máy.

Các tổn thất trong quá trình vận chuyển bao gồm tổn thất năng lượng do tiêu hao nhiên liệu và điện năng cho bốc dỡ, tổn thất vật chất do rơi vãi, hao hụt than trong quá trình xếp dỡ và vận chuyển, cũng như tổn thất gián tiếp do gián đoạn, ùn tắc hoặc chậm tiến độ cấp than. Ngoài ra, tổn thất còn thể hiện qua chi phí phát sinh và phát thải môi trường trong quá trình vận hành.

## **Ưu điểm/nhược điểm**

*Ưu điểm:*

- Linh hoạt trong tổ chức vận chuyển, đặc biệt với phương thức ô tô, dễ điều chỉnh theo nhu cầu cấp than và điều kiện vận hành nhà máy.
- Có thể tận dụng hạ tầng giao thông hiện hữu (đường bộ, đường sắt), giảm yêu cầu đầu tư mới trong một số trường hợp.
- Phù hợp cho vận chuyển than cự ly ngắn đến trung bình và làm phương án bổ trợ cho đường thủy hoặc băng tải.

*Nhược điểm:*

- Chi phí vận hành cao hơn so với vận chuyển bằng đường thủy hoặc băng tải, đặc biệt khi khối lượng lớn và cự ly dài.
- Phát sinh bụi, tiếng ồn, phát thải và áp lực lên hạ tầng giao thông, nhất là đối với vận chuyển bằng ô tô.
- Độ ổn định cấp than phụ thuộc vào điều kiện giao thông, thời tiết và năng lực tổ chức vận hành.

## **Yêu cầu không gian**

Hệ thống vận chuyển than bằng ô tô và tàu hỏa yêu cầu quỹ đất cho tuyến giao thông kết nối từ nguồn than đến nhà máy nhiệt điện than, bao gồm đường bộ hoặc đường sắt và các công trình phụ trợ liên quan. Tại các điểm bốc than và dỡ than cần bố trí mặt bằng cho bãi tập kết, trạm xếp/dỡ, phễu tiếp nhận và khu vực quay đầu hoặc tránh tàu. Trong khu vực nhà máy, cần đủ không gian cho ga dỡ than hoặc trạm đổ than, kho than và hệ thống trung chuyển vào hệ thống cấp than cho lò hơi. Việc bố trí không gian cần xem xét hành lang an toàn giao thông, khoảng cách bảo vệ môi trường và hạn chế ảnh hưởng đến khu dân cư lân cận.

## **Môi trường**

Hoạt động vận chuyển than bằng ô tô và tàu hỏa có thể phát sinh bụi, tiếng ồn và khí thải trong quá trình

vận chuyển, xếp dỡ và trung chuyển than. Việc gia tăng lưu lượng phương tiện có thể gây áp lực lên hạ tầng giao thông, ảnh hưởng đến môi trường và sinh hoạt của khu vực dân cư dọc tuyến. Ngoài ra, nguy cơ rơi vãi than, nước mưa chảy tràn tại các điểm bốc dỡ có thể gây ô nhiễm đất và nước nếu không được kiểm soát. Do đó, cần áp dụng các biện pháp che phủ, kiểm soát bụi, tổ chức giao thông hợp lý và quản lý môi trường trong suốt quá trình vận hành.

### **Nghiên cứu và phát triển**

Nghiên cứu và phát triển hệ thống vận chuyển than bằng ô tô và tàu hỏa cần tập trung nâng cao hiệu quả vận hành, độ tin cậy trong cấp than cho nhà máy nhiệt điện than và giảm thiểu tác động môi trường. Ưu tiên nghiên cứu tối ưu hóa tổ chức vận chuyển, nâng cao hệ số sử dụng phương tiện và đồng bộ với kế hoạch vận hành tổ máy. Đồng thời, từng bước áp dụng phương tiện sử dụng nhiên liệu sạch, công nghệ tiết kiệm năng lượng và tự động hóa trong quản lý vận tải. Việc phát triển hệ thống cần gắn với quy hoạch giao thông, chính sách môi trường và lộ trình chuyển đổi xanh theo định hướng phát triển của Việt Nam.

### **Ví dụ về những dự án hiện có**

#### **Vận chuyển bằng ô tô**

##### *Nhà máy nhiệt điện Na Dương*

Than được vận chuyển chủ yếu bằng ô tô từ mỏ Na Dương đến nhà máy do cự ly ngắn và điều kiện hạ tầng phù hợp.

##### *Nhà máy nhiệt điện Cao Ngạn*

Than được vận chuyển bằng ô tô từ mỏ và kho than khu vực Thái Nguyên, đáp ứng nhu cầu cấp than cho nhà máy.

##### *Nhà máy nhiệt điện Nông Sơn*

Áp dụng vận chuyển than bằng ô tô từ mỏ đến nhà máy, phù hợp với điều kiện địa hình và quy mô nhà máy.

*Vận chuyên than từ Lào sang Việt Nam qua cửa khẩu quốc tế La Lay.*



*Hình 39: Vận chuyển than từ Lào về Việt Nam bằng xe tải*

#### **Vận chuyển bằng tàu hỏa**

##### *Nhà máy nhiệt điện Phả Lại*

Than được vận chuyển bằng đường sắt từ các mỏ than Quảng Ninh về ga tiếp nhận than của nhà máy, kết hợp với các phương thức khác.

##### *Nhà máy nhiệt điện Uông Bí*

Sử dụng vận chuyển than bằng tàu hỏa từ khu vực mỏ than lân cận, bảo đảm sản lượng và tính ổn định cấp than.

## **Dự báo chi phí**

Chi phí vận chuyển than bằng ô tô và tàu hỏa bao gồm chi phí đầu tư hạ tầng, phương tiện và chi phí vận hành trong suốt vòng đời dự án. Trong ngắn hạn, chi phí đầu tư và vận hành ở mức tương đối cao, đặc biệt đối với phương thức ô tô. Trong trung hạn, chi phí đơn vị có thể ổn định nhờ tận dụng hạ tầng hiện hữu và tối ưu hóa tổ chức vận chuyển. Trong dài hạn, chi phí có xu hướng tăng do yêu cầu nâng cấp hạ tầng và tuân thủ các tiêu chuẩn môi trường, song vẫn là phương án khả thi trong các điều kiện phù hợp.

## **Tài liệu tham khảo**

- [1] Coal Transport: Challenges and Organization, Asstra-Associated Traffic AG.
- [2] Transportation Efficiency in Coal and Mining Supply Chains, PT. Tri Difta Utama.
- [3] Vận chuyển trên 100 nghìn tấn than bằng đường sắt, Báo Thái Nguyên.
- [4] Quảng Trị đề xuất xây dựng "siêu băng chuyên" 160km vận chuyển than từ Lào về cảng Mỹ Thủy, Tạp chí điện tử của Hội Khoa học Kinh tế Việt Nam.
- [5] Transportation by rail and sea in the coal industry, Ausenco Sandwell, Canada.

## Bảng số liệu

Vận chuyển bằng xe tải – Than (trong nước)										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	Tham khảo
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
									-	-
<b>Số liệu kinh tế</b>										
Phí bốc xếp tại bãi / cảng	USD/tấn	0,32	0,30	0,25	0,27	0,32	0,09	0,30	A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K	1
Chi phí cố định tại bãi / cảng	USD	2,00	1,90	1,56	1,81	2,00	0,55	1,90	A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K	1
Chi phí vận chuyển bằng xe tải	USD/tấn -km	0,05 8	0,05 5	0,04 5	0,053	0,058	0,016	0,05 5	A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K	1

### Ghi chú:

- A Chi phí vận hành xe tải phụ thuộc vào biến động giá dầu diesel và định mức tiêu hao nhiên liệu của phương tiện.
- B Hạ tầng giao thông, mật độ lưu thông và đặc thù quãng đường là những yếu tố tác động trực tiếp đến thời gian hành trình và giá thành vận tải.
- C Chi phí xử lý và dỡ hàng biến động theo địa điểm nhận hàng và phương thức khai thác.
- D Chi phí lao động, bảo trì, hao mòn lốp xe và giá cả phụ tùng là những yếu tố cấu thành nên sự biến thiên của tổng chi phí vận hành.
- E Tuổi thọ đội xe, mức độ sẵn sàng và hệ số sử dụng tải trọng ảnh hưởng đến hiệu quả chi phí.
- F Các dự báo dài hạn phải tính đến sự biến động của giá nhiên liệu và những thay đổi trong quy định về giao thông đường bộ.
- G Tối ưu hóa lộ trình, đổi mới đội xe và đào tạo tài xế có thể giúp cắt giảm chi phí một cách dần dần.
- H Các yêu cầu về tuân thủ quy định môi trường và an toàn có thể làm tăng chi phí vận hành.
- I Các thông số chi phí được lấy từ dữ liệu trong nước về vận chuyển than bằng xe tải quãng ngắn đến các cơ sở công nghiệp và nhà máy nhiệt điện.
- J Dữ liệu thị trường bao gồm giá dầu diesel, chi phí nhân công và bảo trì, và phí xử lý hàng hóa thông thường tại các địa điểm tiếp nhận.
- K Các yếu tố kích bản phản ánh mức độ sử dụng đội xe, điều kiện đường xá và các thông lệ vận tải đường bộ nội địa tiêu chuẩn

### Tài liệu tham khảo:

- [1] <https://www.pvoil.com.vn/tin-gia-xang-dau>

Vận chuyển bằng tàu hỏa - Than (trong nước)										
Thông số	Đơn vị	2025	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2030)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	Tham khảo
					Thấp	Cao	Thấp	Cao		
Số liệu kinh tế									-	-
Chi phí vận chuyển đường sắt	USD/tấn	30,00	27,12	18,10	23,21	30,00	7,87	27,12	A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K,L	1

**Ghi chú:**

- A Chi phí vận tải đường sắt chịu ảnh hưởng bởi giá dầu diesel và hiệu suất của đầu máy.
- B Giá cước phụ thuộc vào số lượng toa xe có sẵn, tình trạng tắc nghẽn mạng lưới và chính sách định giá của đơn vị khai thác.
- C Phí dịch vụ tại ga đường sắt và bãi chứa hàng thay đổi tùy thuộc vào địa điểm và cấp độ dịch vụ.
- D Chi phí nhân công, bảo trì và tân trang toa xe thường biến động theo xu hướng thị trường và lạm phát.
- E Điều kiện hạ tầng đường ray, độ dốc và các rào cản về tuyến đường tác động đến thời gian hành trình và hiệu suất khai thác.
- F Các dự báo dài hạn cần phản ánh mức độ không chắc chắn trên thị trường nhiên liệu và những điều chỉnh về thuế quan.
- G Có thể nâng cao hiệu suất thông qua tiêu chuẩn hóa toa xe, cải thiện lịch trình và nâng cấp đầu máy.
- H Các yêu cầu về an toàn hoặc hệ thống tín hiệu có thể ảnh hưởng đến cấu trúc chi phí dài hạn.
- I Giá trị USD/tấn đại diện cho chi phí vận chuyển đường sắt tổng hợp đối với các tuyến nội địa điển hình, qua đó phản ánh gián tiếp các thành phần chi phí phụ thuộc vào khoảng cách.
- J Các giả định về chi phí dựa trên bộ dữ liệu vận tải đường sắt nội địa đối với vận chuyển than đá số lượng lớn trong lãnh thổ Việt Nam.
- K Giá cước tham khảo từ Tổng công ty Đường sắt Việt Nam và các đơn vị khai thác dịch vụ vận tải liên quan.
- L Các yếu tố trong kịch bản phản ánh hiệu suất đầu máy, số lượng toa xe sẵn có và cơ chế định giá điển hình trong vận tải đường sắt Việt Nam.

**Tài liệu tham khảo:**

- [1] <https://vietnampostlogistics.com/gia-cuoc-duong-sat-2025>

## 4. VẬN CHUYỂN NHIÊN LIỆU HẠT NHÂN

### Mô tả công nghệ

Trong nhiều thập kỷ qua, các quốc gia trên thế giới đã vận chuyển an toàn vật liệu phóng xạ, bao gồm cả nhiên liệu hạt nhân mới và đã qua sử dụng. Các phương pháp vận chuyển nhiên liệu hạt nhân được thực hiện tuân thủ nghiêm ngặt các quy định và hướng dẫn của các cơ quan quản lý trên toàn cầu và Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA).

Các cơ sở năng lượng hạt nhân phụ thuộc vào việc vận chuyển an toàn, hiệu quả và đáng tin cậy tất cả các vật liệu trong toàn bộ chu trình nhiên liệu hạt nhân — từ khai thác quặng urani, sản xuất bó nhiên liệu mới, cho đến vận chuyển nhiên liệu đã qua sử dụng đến cơ sở lưu trữ. Vì lý do an ninh, ngành công nghiệp hạt nhân quản lý chặt chẽ toàn bộ lượng urani từ khi rời khỏi mỏ cho đến khi được lưu trữ cuối cùng.

Cách thức vận chuyển vật liệu hạt nhân sẽ được thay đổi đáng kể tùy vào giai đoạn của chu trình nhiên liệu. Việc vận chuyển có thể được thực hiện bằng đường bộ, đường thủy, hoặc trong một số trường hợp đặc biệt là đường hàng không, tùy thuộc vào vị trí và mục đích vận chuyển. Trước khi urani được sử dụng trong lò phản ứng, vật liệu này không phát ra mức bức xạ nguy hiểm.



a)



b)

Hình 40: (a) Lô hàng nhiên liệu MOX từ Pháp được vận chuyển đến Nhật Bản; (b) Vận chuyển nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng bằng đường bộ tại Nhật Bản [1].

Việc vận chuyển urani oxit sau nghiền (thường được gọi là “bánh vàng” – yellowcake) tương đối đơn giản. Do có mức độ phóng xạ thấp, “bánh vàng” thường được vận chuyển trong thùng phuy 200 lít, mỗi thùng chứa khoảng 400 kg vật liệu. Các thùng phuy này sau đó được đóng trong các công-te-nơ vận chuyển tiêu chuẩn.

Urani hexafluorit ( $UF_6$ ) do có độc tính cao nên được vận chuyển trong thùng chứa loại 48Y (đối với  $UF_6$  chưa làm giàu) hoặc thùng chứa loại 30B (đối với  $UF_6$  đã làm giàu). Cả hai loại thùng chứa này đều thuộc dạng thùng thép lớn hình trụ, có khả năng chịu được nhiệt độ và áp suất cao, tuy nhiên các thùng chứa loại 30B nhỏ hơn để tránh rủi ro nghiêm trọng. Các thùng này cũng có thể được sử dụng để lưu trữ  $UF_6$  nghèo tại các cơ sở làm giàu.

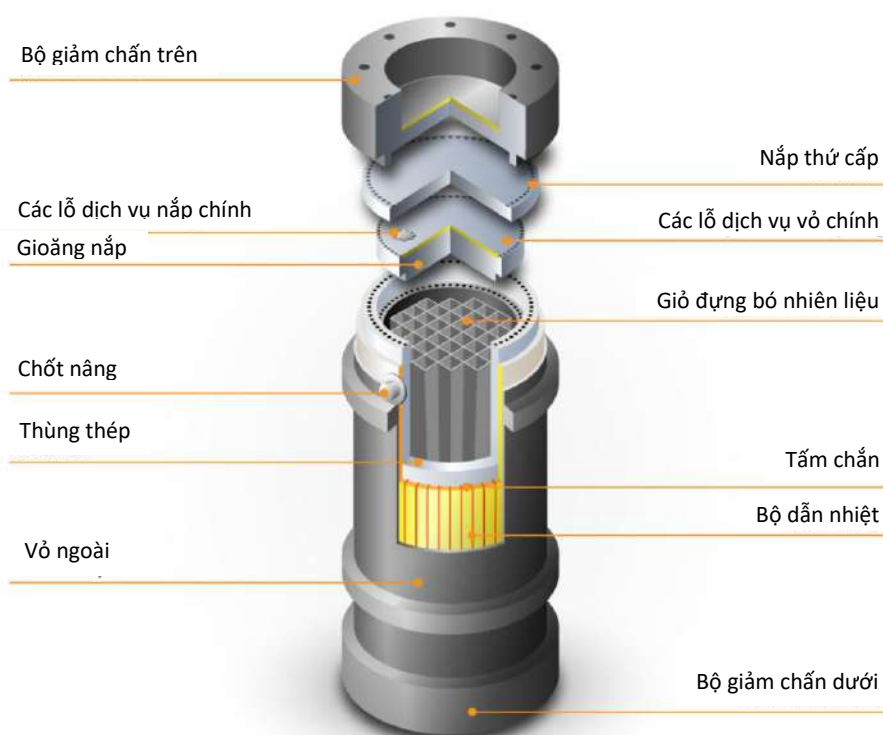
Việc vận chuyển nhiên liệu chưa qua sử dụng phụ thuộc nhiều vào loại nhiên liệu và loại lò phản ứng mà nó được thiết kế. Nhiên liệu thường được vận chuyển bằng xe tải hoặc tàu hỏa trong phạm vi quốc gia, và không cần che chắn bức xạ do nhiên liệu mới có mức phóng xạ thấp. Tuy nhiên, nhiên liệu đòi hỏi phải được đóng gói để vừa ngăn ngừa hư hỏng vừa ngăn ngừa các sự cố nghiêm trọng. Điều này có thể giới hạn số lượng bó thanh nhiên liệu được vận chuyển trong một lần.

Cách thức vận chuyển chất thải hạt nhân là khác nhau tùy theo mức độ phóng xạ. Chất thải phóng xạ hoạt độ thấp (LLW) có độ phóng xạ cao hơn phóng xạ tự nhiên nhưng không cần che chắn bức xạ; thường được vận chuyển trong thùng phuy 200 lít, và nén lại để giảm thể tích. Chất thải phóng xạ hoạt độ trung bình (ILW) bao gồm nhiều loại chất thải khác nhau, nhưng cần che chắn bức xạ do mức phóng xạ cao hơn

LLW. Chất thải phóng xạ hoạt độ cao (HLW) như nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng phức tạp hơn nhiều, do chứa lượng lớn bức xạ và nhiệt cần được kiểm soát. Loại chất thải này thường được đặt trong thùng chứa loại B (Type B), được che chắn bằng thép và chì, mỗi thùng có thể chứa khoảng 100 tấn chất thải. Trong trường hợp nhiên liệu đã qua sử dụng được tái chế để thu hồi plutoni, vật liệu plutoni sẽ được vận chuyển dưới dạng plutoni oxit ( $\text{PuO}_2$ ) với các biện pháp an toàn đặc biệt nhằm ngăn ngừa xảy ra rủi ro nghiêm trọng [2].



Hình 41: Dỡ các thùng chứa chuyên dụng khỏi toa xe vận chuyển nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng tại Nga [3].



Hình 42: Mặt cắt ngang của thùng chứa dùng để vận chuyển và lưu trữ nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng – đối với các lò phản ứng dùng bó nhiên liệu dạng hình vuông [4].

Nhiều nguyên tắc tương tự cũng được áp dụng trong việc vận chuyển các đồng vị hạt nhân phục vụ các ứng dụng ngoài sản xuất điện, như chiếu xạ thực phẩm, cải tiến giống cây trồng, thiết bị đo lường công nghiệp và kiểm tra không phá hủy, cũng như chẩn đoán và điều trị y tế.

#### Thông tin nhanh:

- Mỗi năm có khoảng 20 triệu chuyến vận chuyển vật liệu phóng xạ trên toàn thế giới.
- Kể từ năm 1971, hơn 80.000 tấn nhiên liệu hạt nhân đã qua sử dụng đã được vận chuyển an toàn

bằng cả đường bộ và đường biển.

- Cho đến nay, chưa từng có tai nạn nào khiến thùng chứa vật liệu phóng xạ có hoạt độ cao bị rò rỉ hoặc hư hại.

### **Một số thông tin về việc vận chuyển nhiên liệu hạt nhân tại UAE [5]:**

- Thùng chứa và thiết bị vận chuyển được Cơ quan Quản lý Năng lượng nguyên tử Liên bang UAE (FANR) kiểm định và chứng nhận, tuân thủ tiêu chuẩn của IAEA.
- Năm 2014, FANR phê duyệt các thùng vận chuyển nhiên liệu cho NMDHN Barakah.
- Trước khi nhiên liệu hạt nhân được vận chuyển, nhập khẩu, xử lý và lưu trữ tại UAE, Tập đoàn Năng lượng hạt nhân Emirates (ENEC) phải xin bốn giấy phép riêng biệt từ FANR cho từng hoạt động này.
- UAE đã ký Công ước về Bảo vệ Vật liệu hạt nhân vào năm 2003 và tuân thủ đầy đủ các quy định của công ước.

### **Các tiêu chuẩn và quy định an toàn của IAEA đối với vận chuyển nhiên liệu hạt nhân**

Hoạt động vận chuyển nhiên liệu hạt nhân và các vật liệu phóng xạ liên quan đến nhà máy điện hạt nhân phải tuân thủ các tiêu chuẩn và quy định an toàn quốc tế do Cơ quan Năng lượng nguyên tử quốc tế (International Atomic Energy Agency – IAEA) ban hành. Trong đó, tài liệu Regulations for the Safe Transport of Radioactive Material (SSR-6) là tiêu chuẩn cơ bản quy định các yêu cầu an toàn đối với việc đóng gói, ghi nhãn, vận chuyển và kiểm soát vật liệu phóng xạ trong toàn bộ chuỗi vận chuyển.

Theo các tiêu chuẩn này, nhiên liệu hạt nhân mới và nhiên liệu đã qua sử dụng phải được vận chuyển trong các thùng chứa chuyên dụng đáp ứng các yêu cầu nghiêm ngặt về độ bền cơ học, khả năng chịu va đập, chống cháy, chống ngập nước và đảm bảo che chắn bức xạ. Thiết kế và chứng nhận các thùng chứa vận chuyển phải tuân theo các yêu cầu kỹ thuật quy định trong tài liệu Advisory Material for the IAEA Regulations for the Safe Transport of Radioactive Material (SSG-26) và các hướng dẫn liên quan của IAEA.

Ngoài ra, quá trình vận chuyển còn phải tuân thủ các yêu cầu về phân loại vật liệu phóng xạ, kiểm soát mức liều bức xạ, bảo đảm tính toàn vẹn của gói hàng, cũng như các quy định về an ninh hạt nhân và ứng phó sự cố trong vận chuyển. Các quy định này được áp dụng thống nhất trong vận chuyển bằng đường bộ, đường sắt, đường biển và đường hàng không nhằm đảm bảo mức độ an toàn cao cho con người, môi trường và cơ sở hạ tầng.

Việc áp dụng các tiêu chuẩn của IAEA giúp đảm bảo rằng hoạt động vận chuyển nhiên liệu hạt nhân được thực hiện theo thông lệ quốc tế, đáp ứng các yêu cầu về an toàn hạt nhân, an toàn bức xạ và bảo vệ môi trường.

### **Tài liệu tham khảo**

- [1] Hiệp hội Hạt nhân Thế giới . (n.d.). *Vận chuyển vật liệu phóng xạ*. Retrieved October 29, 2025, from <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/transport-of-nuclear-materials/transport-of-radioactive-materials>
- [2] Cơ quan Năng lượng Nguyên tử Quốc tế (IAEA). October 30, 2025, from <https://www.iaea.org/emergency/nuclear-fuel-cycle/transport>
- [3] O.L. Tashlykov, S.E. Shcheklein, Ta Van Thuong. (2024). *Các nguyên lý cơ bản của năng lượng hạt nhân*. Ural University Publishing House, ISBN 978-5-7996-3867-2, Ekaterinburg.
- [4] E. Encyclopedia. (n.d.). October 29, 2025, from <https://www.encyclopedia.com/en/nuclear-energy/nuclear-fuel/transportation>
- [5] Công ty Năng lượng Hạt nhân Emirates (ENEC). Vận chuyển các bó thanh nhiên liệu hạt nhân. Retrieved October 31, 2025, from <https://www.iaea.org/emergency/nuclear-fuel-cycle/transport>

# PHỤ LỤC 1: PHƯƠNG PHÁP LUẬN

## Phạm vi

Cẩm nang này trình bày dữ liệu cho các công nghệ vận chuyển năng lượng. Các hệ thống vận chuyển năng lượng (tương ứng với các dạng năng lượng) sau đây được xem xét:

- Điện
- Nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng
- Than và nhiên liệu rắn
- Nhiên liệu hạt nhân (sơ bộ)

Đối với nhiên liệu khí và nhiên liệu lỏng, cẩm nang giới thiệu phương thức vận chuyển bằng tàu biển và bằng đường ống. Đối với than và nhiên liệu rắn, cẩm nang giới thiệu phương thức vận chuyển bằng băng tải, tàu biển và tàu hỏa/xe tải. Các hệ thống lưu trữ năng lượng tương ứng được trình bày trong một cẩm nang riêng về lưu trữ năng lượng. Cẩm nang này không bao gồm giá của năng lượng.

## Nguồn dữ liệu và kết quả

Một nguyên tắc định hướng trong quá trình xây dựng cẩm nang là ưu tiên sử dụng các nguồn thông tin công khai, được tài liệu hóa đầy đủ. Ở mức độ ưu tiên thứ hai là ý kiến chuyên gia được mời tham vấn. Trong trường hợp không thể thu thập được dữ liệu rõ ràng, các ước tính có cơ sở hoặc dự báo từ chuyên gia sẽ được sử dụng. Cách tiếp cận này nhằm đảm bảo tính nhất quán trong các ước tính, vốn nếu không sẽ có sự khác biệt giữa các người sử dụng danh mục.

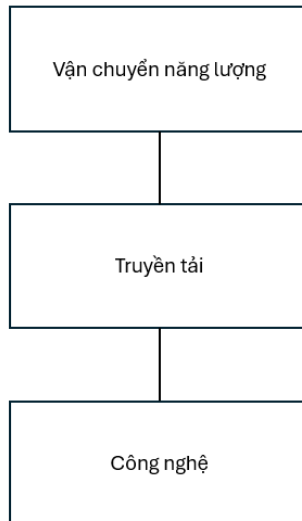
Các so sánh xuyên suốt giữa các công nghệ có thể cho thấy những điểm chưa nhất quán, có thể xuất phát từ nhiều nguyên nhân:

- Các công nghệ có thể được thiết lập trong những điều kiện khác nhau. Ví dụ, ước tính chi phí cho một công nghệ cụ thể có thể được xây dựng dựa trên dữ liệu từ mười dự án, trong đó có thể bao gồm dự án nghiên cứu và phát triển (R&D), một số dự án trình diễn, và dự án có chi phí thấp nhất có thể không bao gồm chi phí kết nối lưới, v.v. Những khác biệt này có thể dẫn đến các ước tính chi phí không nhất quán khi các điều kiện không được thể hiện rõ ràng.
- Các nhà đầu tư có thể có quan điểm khác nhau về tính hấp dẫn kinh tế và các ưu tiên khác nhau. Một số quyết định không chỉ dựa trên phân tích chi phí – lợi ích đơn thuần; ví dụ, có nhà đầu tư lựa chọn thuê kiến trúc sư giỏi để thiết kế công trình, trong khi người khác có thể chọn phương án chi phí thấp nhất.
- Các quy định về môi trường khác nhau giữa các quốc gia, và các chi phí liên quan đến môi trường thường không được tách riêng trong tổng chi phí đầu tư.
- Kỳ vọng về xu hướng kinh tế trong tương lai, mức độ thâm nhập của công nghệ, giá năng lượng và nguyên liệu đầu vào khác nhau, dẫn đến sự khác biệt trong các ước tính.
- Các tài liệu tham chiếu được công bố vào các thời điểm khác nhau.

Mục tiêu của ấn phẩm này là giảm thiểu mức độ không nhất quán đến mức thấp nhất có thể, đồng thời vẫn phản ánh thực tế rằng thế giới luôn tồn tại những yếu tố không chắc chắn. Do đó, khi các nguồn tài liệu khác nhau đưa ra các số liệu khác nhau, tài liệu có mức độ phù hợp cao nhất với các nguồn khác sẽ được lựa chọn làm tham chiếu.

## Thuật ngữ và định nghĩa chung

Mô tả về các công nghệ vận chuyển năng lượng trong cẩm nang này tuân theo hệ thống thuật ngữ phân cấp, nhằm bao quát đầy đủ các lựa chọn và biến thể liên quan. Sơ đồ dưới đây tóm tắt thứ tự phân cấp được áp dụng trong quá trình xây dựng cẩm nang và phân loại các công nghệ.



Hình 43: Thứ tự phân cấp áp dụng trong quá trình xây dựng cẩm nang và phân loại công nghệ

Dưới đây là định nghĩa về các bộ phận, trạm, hệ thống truyền tải khác nhau, cũng như một số giả định chung:

**Bộ phận:**

Tuyến vận chuyển được định nghĩa là một đường dây trên không/cáp/đường ống truyền tải, kết nối hai điểm trong mạng lưới. Mỗi tuyến có công suất vận chuyển nhất định, tổn thất năng lượng và đơn giá cụ thể.

Trạm chuyển đổi bao gồm các phần tử thực hiện chuyển đổi đặc tính của năng lượng (như điện áp, áp suất, v.v.) tại các điểm truyền tải, chẳng hạn như máy biến áp, máy biến áp tăng áp, máy biến áp hạ áp, van điều áp, máy nén khí,...; cũng như các phần tử đảm bảo chất lượng cung cấp năng lượng, chẳng hạn như thiết bị bù dọc, bù ngang và các thiết bị FACTS.

Ngoài ra, các thành phần chính khác của hệ thống năng lượng cũng có thể được đưa vào nếu phù hợp.

**Điểm giao:**

Các điểm giao của công nghệ vận chuyển năng lượng với các phần khác của hệ thống năng lượng, nhìn chung bao gồm:

Đầu chuỗi cung ứng: Năng lượng được cung cấp từ phía nhà sản xuất tại điểm đầu nối. Cơ sở hạ tầng giữa nhà máy (nhà máy điện, nhà máy xử lý khí, v.v.) và điểm đầu nối, bao gồm cả thiết bị lắp đặt tại điểm đầu nối, được tính trong chi phí nhà máy và được trình bày trong *Cẩm nang công nghệ cho sản xuất điện*.

Các thiết bị cần thiết để biến đổi và điều chỉnh các đặc tính của dạng năng lượng trong quá trình vận chuyển (ví dụ: áp suất, điện áp, nhiệt độ, v.v.), và để cung cấp năng lượng cho quá trình vận chuyển (bơm, máy nén, v.v.) đều được đưa vào phân tích nếu có liên quan.

**Hệ thống truyền tải, các cấp và các trạm:**

Hệ thống truyền tải được định nghĩa là mạng lưới kết nối các nguồn sản xuất năng lượng chính, các cơ sở lưu trữ, v.v., với mạng lưới phân phối, sao cho mạng truyền tải cung cấp năng lượng cho một hoặc nhiều mạng phân phối. Thông thường, không có phụ tải tiêu thụ trực tiếp nào được đầu nối vào mạng truyền tải, ngoại trừ các phụ tải rất lớn, hoặc nhóm phụ tải đặc biệt.

Các trạm biến áp nằm tại điểm giao với mạng phân phối được tính là một phần của hệ thống truyền tải. Tương tự, các trạm kết nối các cấp truyền tải khác nhau sẽ thuộc cấp truyền tải cao hơn.

Đối với mỗi công nghệ truyền tải, một số cấp truyền tải được xác định tương ứng với các cấp điện áp, áp suất, hoặc nhiệt độ liên quan. Bảng dữ liệu riêng được cung cấp cho từng cấp truyền tải. Một số công nghệ chỉ có một cấp truyền tải.

Bảng 32: Các cấp truyền tải

Truyền tải, [công nghệ]	Mức độ		
	1	2	3
Khí tự nhiên <sup>29</sup>	>60 bar	~20 bar	~2-3 bar
Điện, đường dây trên không	500 kV	220 kV	
Điện, dây cáp	500 kV	220 kV	

Đối với hệ thống truyền tải điện tại Việt Nam, lưới điện có cấp điện áp trên 110 kV được xem là lưới truyền tải; lưới điện có điện áp đến 110 kV được xem là lưới phân phối.

Ngoài ra, một số loại trạm khác nhau có thể phù hợp với một công nghệ và cấp độ nhất định:

Bảng 33: Các cấp trạm biến áp

Truyền tải	Trạm [loại 1] (thay đổi cấp độ)	Trạm [loại 2] (dịch vụ phụ trợ)
Khí tự nhiên	- Trạm M/R (giải phóng áp suất) - Trạm nén khí	
Điện, đường dây trên không	Trạm biến áp	Thiết bị bù <sup>30</sup>
Điện, dây cáp	Trạm biến áp	Thiết bị bù

### Ghi chú chung

Đơn vị MW/MWh (hoặc kW/kWh) được sử dụng chung để biểu thị công suất và năng lượng, mặc dù không thể quy đổi trực tiếp giữa các dạng năng lượng khác nhau.

Đối với khí thiên nhiên, nhiệt trị dùng cho quy đổi là 33,7 MJ/m<sup>3</sup> (đối với nhiệt trị thấp) và 37,8 MJ/m<sup>3</sup> (đối với nhiệt trị cao).

### Tổng quan về các công nghệ

Cẩm nang này xem xét nhiều các công nghệ khác nhau phục vụ mạng lưới truyền tải. Bảng dưới đây tóm tắt các công nghệ được đưa vào phân tích.

Mỗi dạng năng lượng (điện, khí, than, hạt nhân) được trình bày bằng một mô tả định tính tổng quát; tuy nhiên, không phải tất cả các công nghệ con đều có bảng dữ liệu riêng hoặc mô tả định tính chi tiết. Thông tin cụ thể cho từng công nghệ sẽ được cung cấp khi cần thiết. Các loại hình vận chuyển năng lượng điện, khí, than bao gồm nhiều bảng dữ liệu định lượng cũng được đính kèm cho mỗi dạng năng lượng, đại diện cho các cấp độ và quy mô khác nhau. Đối với vận chuyển năng lượng hạt nhân, do tính chất bảo mật của thông tin và sự hạn chế về dữ liệu chi tiết, nội dung hiện tại chỉ trình bày ở mức định tính và chưa xây dựng các bảng số liệu định lượng. Các thông số liên quan sẽ được bổ sung và cập nhật trong các phiên bản Cẩm nang công nghệ tiếp theo khi thu thập được đầy đủ dữ liệu cần thiết.

<sup>29</sup> Việt Nam hiện chưa có tiêu chuẩn chi tiết về áp suất đối với đường ống dẫn khí. Áp suất vận hành thực tế phụ thuộc vào thiết kế của từng tuyến ống và nhu cầu vận chuyển khí.

<sup>30</sup> Tại Việt Nam, các thiết bị bù và máy biến áp thường được lắp đặt chung trong trạm biến áp.

Bảng 34: Các công nghệ truyền tải

Công nghệ truyền tải
<ul style="list-style-type: none"><li>• Điện, đường dây trên không, AC</li><li>• Điện, đường dây trên không, DC</li><li>• Điện, cáp ngầm trong đất và cáp biển, AC</li><li>• Điện, cáp ngầm trong đất và cáp biển, DC</li><li>• Điện, trạm biến áp, AC và DC</li><li>• Điện, máy biến áp</li><li>• Điện, thiết bị bù</li><li>• H<sub>2</sub>, 70 bar, đường ống</li><li>• H<sub>2</sub>, 140 bar, đường ống</li><li>• NH<sub>3</sub>, đường ống</li><li>• Khí thiên nhiên, đường ống</li><li>• LH2, L20, LHC, vận chuyển bằng tàu thủy</li><li>• LNG, vận chuyển bằng tàu thủy</li><li>• Than, vận chuyển bằng tàu thủy</li><li>• Than, vận chuyển bằng tàu hỏa</li><li>• Than, vận chuyển bằng xe tải</li><li>• Than, vận chuyển bằng băng tải</li><li>• Hạt nhân</li></ul>

## Nội dung

### Mô tả về công nghệ

Cung cấp mô tả ngắn gọn, dễ hiểu đối với người không chuyên, về nguyên lý hoạt động của công nghệ và mục đích sử dụng của công nghệ đó.

Phần mô tả có thể bao gồm hình minh họa cho thấy các bộ phận chính và nguyên lý vận hành của công nghệ.

### Các thành phần chính

Giới thiệu về các thành phần, thiết bị chính của hệ thống vận chuyển. Trong mục này sẽ liệt kê tên các thiết bị, công dụng chính trong chuỗi vận chuyển.

### Đầu vào

Các đặc tính chính và nguồn của năng lượng đầu vào trong hệ thống vận chuyển, cùng mô tả về các điểm giao diện hình tại các điểm đầu vào.

### Đầu ra

Các đặc tính chính của năng lượng tại điểm đầu nối với phía tiêu thụ, và cách thức sử dụng đặc trưng của dạng năng lượng đó.

### Cân bằng năng lượng

Phần cân bằng năng lượng thể hiện dòng năng lượng đầu vào và đầu ra của công nghệ, tổn thất năng lượng (ví dụ: tổn thất điện năng), và năng lượng phụ trợ tiêu thụ (ví dụ: điện năng cho bơm) trong các tuyến truyền tải và các trạm.

### Mô tả hệ thống truyền tải

Mô tả toàn bộ hệ thống truyền tải, bao gồm các tuyến truyền tải, các trạm chuyển đổi liên quan và các hệ thống phụ trợ. Nội dung bao gồm mô tả thiết bị kỹ thuật chính, và các đặc tính khác nhau của dạng năng lượng tại các cấp truyền tải khác nhau, ví dụ: cấp áp suất hoặc điện áp. Theo đó, hệ thống truyền tải tổng thể có thể bao gồm nhiều mạng lưới con ở các cấp truyền tải khác nhau, mỗi mạng lưới có đặc tính và thuộc tính vận hành riêng. Các đặc tính và thông số quan trọng nhất cũng được nêu rõ, bao gồm tiêu chí

thiết kế và các hạn chế trong quá trình sử dụng. Ngoài ra, phần này cũng mô tả các phương pháp lắp đặt và các công tác vận hành và bảo trì quan trọng nhất.

### **Ưu điểm/nhược điểm**

Mô tả các ưu điểm và nhược điểm cụ thể của từng công nghệ khi so sánh với các công nghệ tương đương. Các nhóm công nghệ cụ thể cũng có thể được so sánh (ví dụ: hệ thống điện một chiều cao áp (HVDC) so với hệ thống điện xoay chiều cao áp (HVAC), đường dây trên không so với cáp ngầm).

### **Yêu cầu về không gian**

Yêu cầu về không gian được thể hiện theo đơn vị 1.000 m<sup>2</sup> trên mỗi MW trên mỗi mét (1000 m<sup>2</sup>/MW/m). Thông số này có thể được sử dụng để tính chi phí thuê đất, tuy nhiên chi phí thuê đất không được bao gồm trong chi phí kinh tế, do khoản chi này phụ thuộc vào vị trí cụ thể của công trình.

### **Môi trường**

Phần này đề cập đến các đặc tính môi trường cụ thể, ví dụ như tác động trực quan hoặc tiếng ồn, các rủi ro cụ thể trong trường hợp rò rỉ và tác động chính đến sinh thái.

### **Nghiên cứu và phát triển**

Phần này liệt kê những thách thức quan trọng nhất đối với việc tiếp tục phát triển công nghệ. Đồng thời, tiềm năng phát triển công nghệ về mặt giảm chi phí, và nâng cao hiệu suất cũng được đề cập và định lượng nếu có thể. Các quan điểm nghiên cứu và phát triển của Việt Nam sẽ được làm nổi bật (nếu có).

### **Ví dụ về những dự án hiện có**

Các dự án thương mại quy mô đầy đủ đã được triển khai gần đây và có thể coi là công nghệ thị trường tiêu chuẩn sẽ được nêu, ưu tiên kèm theo đường dẫn tham khảo. Mục này ưu tiên đưa các dẫn chứng về ví dụ đã triển khai thực tế tại Việt Nam. Đối với các công nghệ mới đối với Việt Nam, tham chiếu các ví dụ dự án tiêu biểu trên thế giới.

### **Dự báo chi phí**

Việc giảm chi phí và cải thiện hiệu quả hoạt động là xu hướng tất yếu của hầu hết các công nghệ trong tương lai. Phần này trình bày các giả định làm cơ sở cho chi phí và hiệu suất trong năm công nghệ đầu tiên (năm cơ sở), và các cải tiến được giả định cho các năm trong tương lai.

Mỗi công nghệ cụ thể sẽ được xác định và phân loại theo một trong bốn cấp độ trưởng thành công nghệ, phản ánh mức độ phát triển về mặt thương mại và kỹ thuật, và các giả định cho việc dự báo sẽ được mô tả chi tiết.

Phần này được xây dựng khi xem xét các nguồn thông tin nền tảng sau:

#### *Dữ liệu cho năm cơ sở*

Đối với các công nghệ mà tiêu chuẩn thị trường đã được thiết lập, dữ liệu về hiệu suất và chi phí của các dự án lắp đặt gần đây tại Việt Nam hoặc tại các quốc gia có điều kiện tương đồng nhất ở châu Á sẽ được sử dụng để ước tính cho năm cơ sở. Ngoài ra, Cẩm nang Công nghệ truyền tải của Đan Mạch cũng được sử dụng như một nguồn tham khảo bổ sung hữu ích, cung cấp dữ liệu về các loại hình công nghệ chưa có sẵn tại Việt Nam.

Trong trường hợp không có dữ liệu nhất quán, hoặc chưa có tiêu chuẩn thị trường phù hợp cho các công nghệ mới, chi phí năm cơ sở có thể được ước tính bằng phương pháp tiếp cận kỹ thuật, thông qua việc phân tách chi phí sản xuất và lắp đặt thành chi phí nguyên vật liệu, chi phí lao động, chi phí tài chính, v.v. Các nguồn tham khảo quốc tế như IEA, NREL được ưu tiên sử dụng cho các ước tính này.

#### *Các giả định cho việc dự báo chi phí trong tương lai*

Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA):

“Lý thuyết đổi mới mô tả sự đổi mới công nghệ thông qua hai cách tiếp cận: mô hình lực đẩy công nghệ (technology-push), trong đó các công nghệ mới phát triển và tự thúc đẩy việc thâm nhập thị trường; và mô hình sức kéo của thị trường (market-pull), trong đó cơ hội thị trường dẫn đến đầu tư vào R&D và cuối cùng tạo ra đổi mới” [5].

Mức độ sức kéo của thị trường phụ thuộc rất lớn vào chính sách khí hậu và năng lượng toàn cầu. Do đó, trong một tương lai có chính sách khí hậu mạnh mẽ, nhu cầu đối với các công nghệ như năng lượng tái tạo sẽ cao hơn, từ đó tốc độ đổi mới công nghệ dự kiến sẽ nhanh hơn so với bối cảnh chính sách ít tham vọng hơn. Điều này được kỳ vọng sẽ dẫn đến các công nghệ hiệu quả hơn, cũng như giảm chi phí nhờ hiệu ứng kinh tế theo quy mô. Vì vậy, đối với các công nghệ được kỳ vọng có mức giảm chi phí lớn, điều quan trọng là phải xem xét các giả định về nhu cầu toàn cầu trong tương lai.

Kịch bản cam kết đã công bố (APS) của IEA được sử dụng làm kịch bản ước tính trung tâm cho các dự báo trong Cẩm nang công nghệ bất cứ khi nào có thể. Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) mô tả Kịch bản APS trong ấn bản năm 2022 như sau:

“Kịch bản cam kết đã công bố được giới thiệu lần đầu vào năm 2021 nhằm đánh giá mức độ mà các tham vọng và mục tiêu đã được công bố, bao gồm cả các mục tiêu mới nhất, có đang đi đúng lộ trình để đạt được mức giảm phát thải cần thiết nhằm hướng tới phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Kịch bản này bao gồm tất cả các tuyên bố quốc gia quan trọng tính đến tháng 9/2022 cho các mục tiêu năm 2030 và các cam kết dài hạn hơn về phát thải ròng bằng 0, bất kể các cam kết đó đã được thể chế hóa trong luật pháp hay trong các Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) cập nhật hay chưa. Trong kịch bản APS, các quốc gia thực hiện đầy đủ các mục tiêu quốc gia đến năm 2030 và 2050. Triển vọng đối với các quốc gia xuất khẩu nhiên liệu hóa thạch và các nhiên liệu phát thải thấp như hydrogen được định hình bởi tác động của việc thực hiện đầy đủ các cam kết này đối với nhu cầu toàn cầu. [...] Các giả định không thuộc chính sách, bao gồm tăng trưởng dân số và kinh tế, được giữ nguyên như trong Kịch bản chính sách hiện có (STEPS).”

Theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế, Kịch bản chính sách hiện có (STEPS) ít tham vọng hơn và “cung cấp một mốc tham chiếu thận trọng hơn cho tương lai, do không mặc định rằng các chính phủ sẽ đạt được tất cả các mục tiêu đã công bố. Thay vào đó, kịch bản này xem xét chi tiết theo từng lĩnh vực về những gì đã thực sự được triển khai nhằm đạt được các mục tiêu năng lượng và các mục tiêu liên quan khác, không chỉ tính đến các chính sách và biện pháp hiện có mà còn cả những chính sách đang trong quá trình xây dựng. STEPS nghiên cứu những gì có thể xảy ra với hệ thống năng lượng trong trường hợp không có thêm định hướng đáng kể từ các nhà hoạch định chính sách.”

Kịch bản STEPS có thể được sử dụng như một giới hạn trên và để đánh giá sự phát triển dự kiến của các công nghệ dựa trên cách tiếp cận chính sách “đóng băng”. Các phiên bản trước của Cẩm nang công nghệ (Cẩm nang Công nghệ Sản xuất điện năm 2023) đã sử dụng Kịch bản chính sách mới (New Policies Scenario) hiện đã lỗi thời, và về cơ bản tương đương với STEPS hiện nay, làm khung tham chiếu trung tâm cho các dự báo (kết hợp với một số kịch bản cũ khác của IEA). Kịch bản này tương ứng với cách tiếp cận chính sách đóng băng mà Cục Năng lượng Đan Mạch sử dụng để dự báo giá nhiên liệu giá CO<sub>2</sub> trên thị trường quốc tế, và trong bối cảnh đó, các công nghệ có thể được đánh giá khi phù hợp.

Đối với các công nghệ được cập nhật trước mốc thời gian này, và không có mô tả phương pháp luận rõ ràng nào trong chương về các kịch bản bổ sung thay thế, thì dữ liệu đã được cập nhật dựa trên phương pháp luận trước đây.

Đối với một dự báo tham vọng hơn, Kịch bản Net Zero vào năm 2050 (NZE) có thể được sử dụng làm giới hạn dưới cho sự phát triển công nghệ. Theo IEA, NZE “là một kịch bản quy chuẩn của IEA, thể hiện lộ trình để ngành năng lượng toàn cầu đạt phát thải CO<sub>2</sub> ròng bằng 0 vào năm 2050, trong đó các quốc gia phát triển đạt mức phát thải ròng bằng 0 sớm hơn các quốc gia khác. Kịch bản này đồng thời đáp ứng các Mục tiêu Phát triển Bền vững của Liên Hợp Quốc (SDGs) liên quan đến năng lượng, đặc biệt là đảm bảo tiếp cận năng lượng toàn cầu vào năm 2030 và cải thiện đáng kể chất lượng không khí. Kịch bản cũng phù hợp với mục tiêu giới hạn mức tăng nhiệt độ toàn cầu ở 1,5°C, với không hoặc chỉ vượt ngưỡng nhiệt độ ở mức hạn chế (xác suất 50%), phù hợp với các mức cắt giảm trong Báo cáo đánh giá lần thứ sáu của Ủy ban Liên chính phủ về Biến đổi Khí hậu (IPCC).”

Với cách tiếp cận này, dữ liệu định lượng trong Cẩm nang công nghệ cung cấp một không gian mẫu phù hợp với Mô hình Năng lượng và Khí hậu Toàn cầu của IEA, bao quát các kết quả có liên quan để đánh giá tác động chính sách đối với công nghệ, cũng như đánh giá sự phát triển công nghệ phù hợp với mục tiêu quốc gia và các điều ước quốc tế.

#### *Đường cong học tập và mức độ trưởng thành công nghệ*

Việc dự báo chi phí tương lai của các công nghệ có thể được thực hiện bằng cách áp dụng chiến lược phân tách chi phí, trong đó chi phí công nghệ được chia thành các nhóm như nhân công, vật liệu, những yếu tố

vốn đã có sẵn các dự báo cụ thể. Ngoài ra, sự phát triển cũng có thể được dự đoán thông qua đường cong học tập. Theo ý tưởng của đường cong học tập, mỗi khi một đơn vị công nghệ được sản xuất, kinh nghiệm tích lũy sẽ tăng lên, từ đó giúp giảm chi phí sản xuất cho các đơn vị tiếp theo của cùng công nghệ đó. Tỷ lệ học tập cũng tính đến lợi ích từ tính kinh tế theo quy mô và lợi ích từ tự động hóa sản xuất khi sản lượng đạt mức cao.

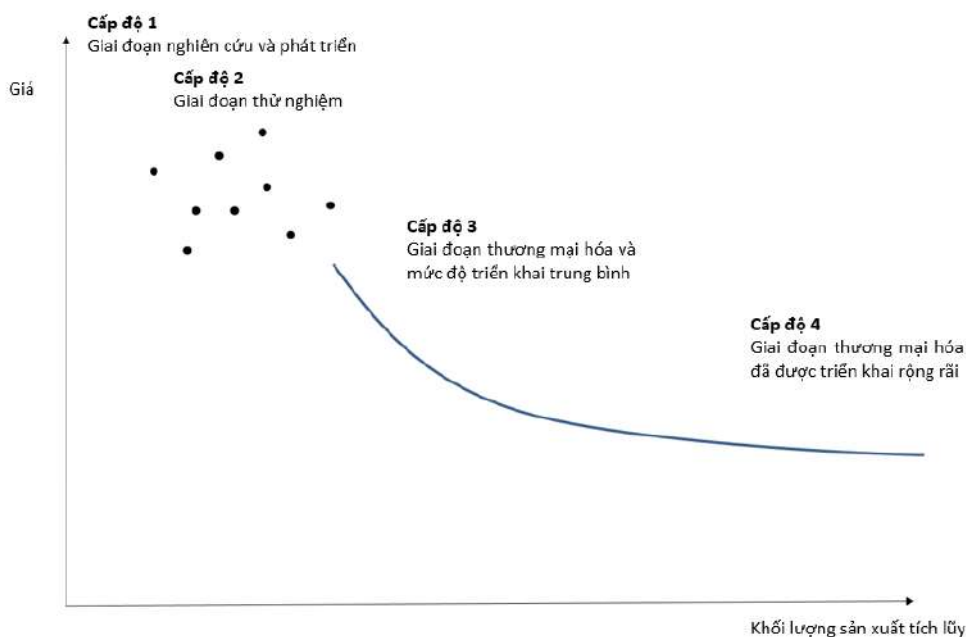
Tiềm năng cải tiến công nghệ gắn liền với mức độ trưởng thành của công nghệ. Các công nghệ được phân loại theo một trong bốn cấp độ sau:

**Cấp độ 1.** Công nghệ vẫn đang trong *giai đoạn nghiên cứu và phát triển*. Mức độ không chắc chắn về chi phí và hiệu quả hoạt động cả hiện tại lẫn tương lai là rất lớn.

**Cấp độ 2.** Công nghệ ở *giai đoạn thử nghiệm*. Công nghệ đã được chứng minh hiệu quả qua các cơ sở trình diễn hoặc nhà máy bán thương mại. Do phạm vi ứng dụng còn hạn chế, chi phí và hiệu quả hoạt động vẫn có độ không chắc chắn cao, vẫn cần tiếp tục hoàn thiện và điều chỉnh thêm. Công nghệ vẫn có tiềm năng phát triển đáng kể.

**Cấp độ 3.** Công nghệ *thương mại với mức độ triển khai trung bình*. Chi phí và hiệu quả hoạt động hiện tại của công nghệ đã được xác định khá rõ. Tuy nhiên, do vẫn còn tiềm năng phát triển nên vẫn tồn tại một mức độ không chắc chắn đáng kể đối với chi phí và hiệu quả hoạt động trong tương lai.

**Cấp độ 4.** Công nghệ *thương mại đã được triển khai rộng rãi*. Chi phí và hiệu quả hoạt động hiện tại đã được xác định rõ ràng và thường chỉ kỳ vọng vào các cải tiến gia tăng. Vì vậy, chi phí và hiệu quả hoạt động trong tương lai có thể được dự báo với độ tin cậy tương đối cao.



Hình 44: Các giai đoạn phát triển công nghệ. Mối tương quan giữa khối lượng sản xuất tích lũy (MW) và giá thành.

### Mức độ không chắc chắn

Cẩm nang này bao gồm cả các công nghệ đã hoàn thiện và các công nghệ đang trong giai đoạn phát triển. Điều này có nghĩa là đối với một số công nghệ, chi phí và hiệu quả hoạt động có thể được ước tính với mức độ tin cậy tương đối cao, trong khi đó, đối với các công nghệ khác, cả chi phí và hiệu quả hoạt động ở thời điểm hiện tại cũng như trong tương lai đều gắn với mức độ không chắc chắn lớn.

Phần này trong các chương công nghệ sẽ giải thích các thách thức chính ảnh hưởng đến độ chính xác của dữ liệu, và những yếu tố làm cơ sở xác định dải sai số trong phần mô tả định lượng. Các yếu tố này bao gồm các vấn đề kỹ thuật hoặc thị trường đặc thù của công nghệ, mức độ kinh nghiệm và hiểu biết trong ngành, và các hạn chế về dữ liệu thô đầu vào. Những nội dung trên được liên hệ trực tiếp với mức độ trưởng thành công nghệ đã nêu ở phần trước.

Mức độ không chắc chắn được thể hiện thông qua giới hạn dưới và giới hạn trên bên cạnh mức ước tính trung tâm. Các giá trị này được hiểu là đại diện cho các xác suất tương ứng với khoảng tin cậy 90% khi có thể. Cần lưu ý rằng việc dự báo chi phí công nghệ trong dài hạn luôn gắn với mức độ không chắc chắn rất lớn. Do đó, tùy theo mức độ trưởng thành công nghệ, và mốc thời gian xem xét (ví dụ đến năm 2050), khoảng tin cậy có thể rất rộng, đặc biệt đối với các công nghệ chưa phát triển đầy đủ (Nhóm 1 và 2), và các khoảng thời gian dự báo dài.

### **Lưu ý bổ sung**

Phần này bao gồm các thông tin khác, chẳng hạn như đường dẫn đến các website mô tả chi tiết hơn về công nghệ hoặc cung cấp các số liệu quan trọng có liên quan.

### **Tài liệu tham khảo**

Các tài liệu tham khảo được đánh số trong nội dung bằng ngoặc vuông và được liệt kê đầy đủ trong mục này.

### **Bảng số liệu**

Để có thể thực hiện các phân tích so sánh giữa các công nghệ khác nhau, điều bắt buộc là dữ liệu phải có khả năng so sánh được: Tất cả dữ liệu chi phí được tính theo giá thực tế, chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) và các loại thuế khác. Thông tin trong các bảng liên quan đến trạng thái phát triển của công nghệ tại thời điểm đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng (FID) trong năm tương ứng (2025, 2030, 2035, 2040 và 2050 nếu có). FID được giả định là thời điểm khi nguồn tài chính cho dự án đã được đảm bảo và tất cả các giấy phép đã sẵn sàng. Năm vận hành sẽ phụ thuộc vào thời gian xây dựng của từng loại công nghệ sau khi nhận được giấy phép.

Một bảng dữ liệu định lượng điển hình được trình bày dưới đây, bao gồm tất cả các thông số dùng để mô tả các công nghệ cụ thể. Các thông số được chia thành hai nhóm: thông số kỹ thuật và thông số kinh tế. Về các thông số kỹ thuật, hầu hết các loại công nghệ chỉ cung cấp các chỉ số cơ bản, bao gồm tổn thất, tuổi thọ kỹ thuật, thời gian xây dựng, v.v.. Đây là các thông số cần thiết cho các mô hình lập quy hoạch dài hạn và không đi sâu vào chi tiết kỹ thuật. Về các thông số kinh tế, chi phí đầu tư được trình bày, phân loại theo các loại hình công nghệ nhỏ hơn trong nhóm công nghệ lớn.

Mức độ không chắc chắn liên quan đến các số liệu được nêu trong các cột có tên "mức độ không chắc chắn" Đề đơn giản hóa bảng, mức độ không chắc chắn chỉ được chỉ định cho năm cơ sở và năm cuối cùng.

Mức độ không chắc chắn được thể hiện bằng cách đưa ra giới hạn dưới và giới hạn trên. Các giá trị này được lựa chọn để phản ánh mức độ không chắc chắn theo các dự báo tốt nhất của nhóm tác giả. Phần mô tả định tính về mức độ không chắc chắn cho mỗi công nghệ sẽ chỉ ra các vấn đề chính ảnh hưởng đến mức độ không chắc chắn của công nghệ đó. Đối với các công nghệ đang ở giai đoạn đầu phát triển hoặc các công nghệ dễ biến động về chi phí và hiệu suất, khoảng tin cậy có thể dẫn đến các biên độ sai số lớn. Mức độ không chắc chắn chỉ áp dụng cho công nghệ tiêu chuẩn trên thị trường; nói cách khác, khoảng sai số không đại diện cho dòng sản phẩm (ví dụ: một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn với giá rẻ hơn hoặc ngược lại).

Mức độ không chắc chắn được nêu rõ đối với các số liệu quan trọng nhất như chi phí đầu tư và tổn thất năng lượng. Các số liệu khác sẽ được xem xét nếu có liên quan. Nếu một giá trị nào đó trong bảng dữ liệu có giá trị bằng không, thì giá trị đó được ghi là "0". Nếu giá trị không liên quan, ô dữ liệu đó sẽ được để trống. Tất cả dữ liệu trong bảng đều được tham chiếu bằng một số ở cột ngoài cùng bên phải (Tham chiếu), tương ứng với các nguồn tài liệu cụ thể bên dưới bảng.

Phần ghi chú bao gồm thông tin bổ sung về cách thu thập dữ liệu, cũng như các giả định và phương pháp tính toán đằng sau các số liệu được trình bày. Trước khi sử dụng dữ liệu, xin lưu ý rằng thông tin quan trọng có thể được tìm thấy trong phần ghi chú bên dưới bảng.

Một mẫu bảng dữ liệu cho các công nghệ truyền tải điện được trình bày tại bảng dưới đây. Các bảng dữ liệu cho các công nghệ vận chuyển nhiên liệu tuân theo cùng cấu trúc chung, nhưng có sự khác biệt giữa các công nghệ về các thông số được đưa vào, tùy thuộc vào mức độ phù hợp và khả năng sẵn có của dữ liệu. Các biểu dữ liệu này cũng chỉ cung cấp giá trị cho các năm 2025, 2030 và 2050, phản ánh mức độ hạn chế hơn về dữ liệu so với các công nghệ truyền tải điện. Việc bổ sung thêm các mốc năm có thể được xem xét trong các lần cập nhật danh mục trong tương lai.

**Phụ lục Bảng 1: Bảng dữ liệu chung**

Công nghệ													
	Đơn vị	20	20	20	20	20	20	Mức độ không chắc chắn (2025)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	T L
		25	30	35	40	45	50	thấp	cao	thấp	cao	-	-
<b>Số liệu năng lượng/kỹ thuật</b>													
Tồn thất năng lượng	%/												
Tuổi thọ kỹ thuật	năm												
Hệ số phụ tải điển hình	%												
Thời gian thi công	năm												
<b>Số liệu kinh tế</b>													
Chi phí đầu tư, loại 1	USD												
Chi phí đầu tư, loại 2	USD												
Chi phí đầu tư, loại 3	USD												
Tỉ lệ chi phí lắp đặt trong chi phí đầu tư	%												
Tỉ lệ chi phí thiết bị trong chi phí đầu tư	%												
Tỉ lệ chi phí bổ sung trong chi phí đầu tư	%												
Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) cố định	% CAPEX/năm												
Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) biến đổi	USD/MWh/km												
<b>Số liệu riêng về công nghệ</b>													

**Số liệu năng lượng/kỹ thuật**

Mỗi bảng dữ liệu công nghệ truyền tải đều bao gồm tên công nghệ và loại cấp độ trong phần tiêu đề.

**Tồn thất năng lượng**

Tồn thất trong hệ thống vận chuyển năng lượng được thể hiện bằng phần trăm năng lượng không được cung cấp cho hệ thống, tính trung bình trong một năm bình thường (hoặc trung bình) đối với loại khu vực liên quan (ví dụ: tồn thất năng lượng 50% có nghĩa là một nửa năng lượng được cung cấp vào hệ thống trong một năm bình thường đã bị thất thoát). Các giá trị tổng quát này dựa trên kinh nghiệm và đại diện cho các giá trị điển hình của các hệ thống truyền tải mới tiêu biểu. Các giá trị mức độ không chắc chắn biểu thị mức độ biến động ước tính so với các hệ thống trung bình, với khoảng tin cậy là 90%.

Đối với hệ thống truyền tải, tồn thất đường dây được thể hiện dưới dạng giá trị trung bình điển hình của hệ thống tính dựa trên tỉ lệ phần trăm lưu lượng năng lượng.

Tồn thất năng lượng tại các trạm bao gồm các tồn thất điển hình, nếu có, ở các loại trạm khác nhau, ví dụ như trạm biến áp.

Mức tồn thất được ước tính hoàn toàn dựa trên các đặc tính kỹ thuật của vật liệu, mà không tính đến các tổn thất do các yếu tố khách quan hoặc chủ quan khác gây ra.

**Tuổi thọ kỹ thuật**

Tuổi thọ kỹ thuật là thời gian dự kiến mà đường dây/đường ống dẫn năng lượng có thể hoạt động trong phạm vi hoặc gần với các thông số kỹ thuật ban đầu, với điều kiện vận hành và bảo dưỡng đúng quy trình. Trong suốt vòng đời này, một số thông số hiệu suất có thể suy giảm dần nhưng vẫn nằm trong phạm vi cho phép. Ví dụ, tồn thất năng lượng thường tăng nhẹ theo thời gian, và chi phí vận hành và bảo dưỡng tăng lên do hao mòn và xuống cấp của các bộ phận và hệ thống. Khi kết thúc tuổi thọ kỹ thuật, tần suất các sự cố vận hành không lường trước và nguy cơ hỏng hóc sẽ dẫn đến việc hệ thống hoạt động không ổn định và/hoặc chi phí bảo trì đắt đỏ. Tại thời điểm đó, đường dây/đường ống sẽ bị ngừng hoạt động hoặc kéo dài tuổi thọ, điều này đồng nghĩa với việc phải đại tu các bộ phận và hệ thống khi cần thiết để đảm bảo đủ điều

kiện cho giai đoạn vận hành tiếp theo.

Tuổi thọ kỹ thuật được nêu trong tài liệu này là giá trị lý thuyết vốn có của từng công nghệ, dựa trên kinh nghiệm.

Trên thực tế, tuổi thọ của từng công trình cụ thể có thể ngắn hơn hoặc dài hơn. Chiến lược vận hành và bảo dưỡng, ví dụ như số giờ hoạt động và việc tái đầu tư qua các năm, sẽ ảnh hưởng lớn đến tuổi thọ thực tế.

### **Hệ số phụ tải điển hình**

Hệ số phụ tải điển hình thể hiện mức độ sử dụng của hệ thống.

Nó được biểu thị bằng giá trị trong khoảng từ 0 đến 1, trong đó 0 có nghĩa là không sử dụng hệ thống và 1 tương ứng với việc khai thác tối đa.

Trong một mạng lưới truyền tải thông thường, hiếm khi hệ thống đạt tới tải tối đa, vì nhu cầu được phân bổ đa dạng theo thời gian chứ không diễn ra đồng thời.

Hệ số phụ tải điển hình được tính bằng tải trung bình trong một năm chia cho tải tối đa. Tương tự, hệ số này có thể được tính bằng lượng năng lượng vận chuyển hàng năm chia cho tải tối đa và 8760 giờ.

Công thức sau đây được áp dụng:

$$\text{Hệ số phụ tải điển hình} = \frac{\text{Tải trung bình [MW]}}{\text{Tải lớn nhất [MW]}} = \frac{\text{Năng lượng truyền tải năm [MWh]}}{8760 [\text{h}] * \text{Tải lớn nhất [MW]}}$$

Đối với hệ thống truyền tải, giá trị hệ số tải biến động rất lớn, và giá trị trung bình dự kiến được nêu rõ. Phần ghi chú có thể cung cấp thêm khoảng dao động (thấp nhất - cao nhất).

### **Thời gian xây dựng**

Đây là thời gian từ khi đưa ra quyết định đầu tư cuối cùng (FID) cho đến khi hoàn thành vận hành thử (bắt đầu vận hành thương mại), được biểu thị bằng năm. Dữ liệu này không bao gồm các yếu tố khách quan như khó khăn trong việc giải phóng mặt bằng hoặc các trở ngại bên ngoài có thể ngăn cản dự án đi vào hoạt động.

### **Số liệu kinh tế**

Tất cả các dữ liệu kinh tế đều được tính bằng USD (\$), theo giá thực tế tại thời điểm năm 2025 và không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) và các loại thuế khác.

Trong quá trình xây dựng tài liệu này, nhóm tác giả đặc biệt chú trọng vào dữ liệu khu vực, đặc biệt tập trung vào các nguồn tài liệu của Việt Nam. Việc này được thực hiện vì theo như nhận định của báo cáo của IEA từ năm 2020, không thể áp dụng một mức chi phí chung cho các công nghệ năng lượng ở mức độ cao hơn cấp khu vực hoặc địa phương [2].

### **Chi phí đầu tư**

Chi phí đầu tư còn được gọi là giá thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC) hoặc vốn đầu tư ban đầu.

Chi phí đầu tư cho hệ thống truyền tải được báo cáo trên cơ sở chuẩn hóa về công suất định mức và chiều dài đường dây truyền tải, tức là chi phí tính trên mỗi MW theo mỗi mét.

Nếu có thể, chi phí đầu tư được tách riêng thành chi phí thiết bị và chi phí lắp đặt. Chi phí thiết bị bao gồm các linh kiện và máy móc, kể cả các cơ sở hạ tầng môi trường, trong khi chi phí lắp đặt bao gồm chi phí kỹ thuật, công trình xây dựng, trạm, tòa nhà, lắp đặt và đưa vào vận hành thiết bị. Chi phí có thể được chia nhỏ hơn để giúp nắm bắt công nghệ dễ hơn, nhưng vẫn phải được quy nạp vào các nhóm danh mục dưới đây.

Chi phí thuê đất không nằm trong bảng tính này, nhưng có thể được ước tính dựa trên nhu cầu sử dụng diện tích đất nếu có nêu cụ thể trong phần mô tả định tính.

Chi phí chuẩn bị trước khi xây dựng của chủ đầu tư (chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị mặt bằng, xin phép từ các cơ quan chức năng) và lãi suất trong quá trình xây dựng đều không được tính gộp vào đây. Chi phí tháo dỡ các công trình đã ngừng hoạt động cũng không bao gồm trong bảng. Chi phí tháo dỡ có thể được bù đắp bằng giá trị thanh lý có thể thu hồi của tài sản.

Chi phí đầu tư để xây dựng các hệ thống vận chuyển năng lượng mới phụ thuộc vào nhiều yếu tố địa phương

và khu vực. Đối với một số công trình, ví dụ như xây dựng đường dây tải điện trên không, kinh nghiệm cho thấy việc xây dựng ở những khu vực có nền đất yếu, như miền Tây Nam Bộ và đồng bằng sông Hồng, thường tốn kém hơn so với các vùng khác. Ngoài ra, chi phí tăng lên đáng kể tại các khu vực thành phố, nơi có nhiều đường dây chạy ngầm chằng chịt và công tác điều tiết giao thông phức tạp hơn.

Đối với hệ thống truyền tải, chi phí đầu tư đường dây được tính theo đơn vị chiều dài và đơn vị công suất (USD/MW/km) cho các dải công suất khác nhau. Như vậy, chi phí đầu tư cho một đường dây truyền tải được tính bằng cách nhân chiều dài và công suất với chi phí cho khoảng công suất tương ứng.

Chi phí đầu tư đối với trạm được tính theo đơn vị chi phí trên mỗi MW/MVA công suất. Loại trạm được ghi rõ trong bảng dữ liệu. Nếu một công nghệ được áp dụng tại nhiều hơn một loại trạm liên quan, các loại trạm này sẽ được đề cập trong các hàng riêng biệt trong bảng.

### **Tỷ trọng chi phí lắp đặt và thiết bị**

Đối với toàn bộ hệ thống truyền tải, tài liệu đánh giá tỉ lệ đóng góp của chi phí lắp đặt và chi phí thiết bị trong tổng vốn đầu tư. Tổng hai tỉ lệ này phải bằng 100%.

### **Chi phí dự phòng**

Các chủ đầu tư dự án thường cộng thêm một khoản dự phòng vào tổng vốn đầu tư dự kiến của dự án để dự phòng đội vốn do các rủi ro và yếu tố chưa xác định trong giai đoạn lên kế hoạch dự án. Hiệp hội quốc tế vì sự tiến bộ của ngành dự toán kỹ thuật ( AACE International) định nghĩa khoản dự phòng là “Một khoản tiền được cộng vào vào dự toán chi phí để tính đến các hạng mục, điều kiện hoặc sự kiện mà tình trạng, khả năng xảy ra hoặc ảnh hưởng đều không chắc chắn, và kinh nghiệm cho thấy nếu xảy ra thì có khả năng dẫn làm phát sinh thêm chi phí.” Khoản này thường được ước tính bằng phương pháp phân tích thống kê hoặc dựa trên kinh nghiệm từ các dự án tương tự trước đó.” AACE International giải thích thêm về chi phí dự phòng là: “... những sai sót và thiếu sót trong lập kế hoạch và dự toán... những phát triển và thay đổi trong phạm vi thiết kế, và những biến động về thị trường và môi trường. [7] Cẩm nang công nghệ cung cấp dữ liệu kinh tế - kỹ thuật tổng quát cho các công nghệ khác nhau và không dùng làm cơ sở để đưa ra quyết định đầu tư. Do đó, các dữ liệu trong Cẩm nang công nghệ được xây dựng theo hướng không bao gồm chi phí dự phòng.

### **Chi phí vận hành và bảo dưỡng**

Phần chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) cố định bao gồm tất cả các chi phí, không phụ thuộc vào số giờ hoạt động của các bộ phận, ví dụ như chi phí quản lý, nhân sự vận hành, phí dịch vụ bảo trì và vận hành, thuê tài sản và bảo hiểm, bao gồm các khoản tái đầu tư cần thiết để duy trì hạ tầng hoạt động ổn định trong suốt tuổi thọ kỹ thuật, tuy nhiên, các khoản tái đầu tư nhằm kéo dài tuổi thọ công trình sẽ không được tính gộp vào đây. Chi phí tái đầu tư để kéo dài tuổi thọ có thể được đề cập trong phần ghi chú nếu có dữ liệu.

Chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi bao gồm chi phí tiêu hao nhiên liệu phụ trợ (nước, dầu bôi trơn) và điện năng, xử lý và thải bỏ chất thải, phụ tùng thay thế và các hoạt động sửa chữa, bảo dưỡng liên quan đến sản lượng (tuy nhiên không bao gồm các chi phí được bảo hành và bảo hiểm).

Trong hầu hết các trường hợp, chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi đối với hệ thống truyền tải đều rất thấp, chủ yếu là chi phí tiêu thụ của hệ thống phụ trợ. Trong trường hợp các chi phí tiêu thụ của hệ thống phụ trợ không đáng kể (ví dụ với điện), con số này có thể được tính là bằng không.

Chi phí bảo dưỡng theo kế hoạch và ngoài kế hoạch có thể được xếp vào nhóm chi phí cố định (ví dụ: công tác bảo dưỡng định kỳ hàng năm) hoặc chi phí biến đổi (ví dụ: hạng mục sửa chữa dựa trên thời gian vận hành thực tế), và được phân bổ tương ứng nếu cần thiết.

Chi phí vận hành không bao gồm tổn thất năng lượng.

Lượng điện tiêu thụ của hệ thống phụ trợ được tính vào chi phí vận hành và bảo dưỡng biến đổi đối với các công nghệ khí đốt (khí thiên nhiên, hydrogen, khí sinh học/khí tổng hợp). Giá điện tham chiếu cũng như tỷ trọng của chi phí tiêu thụ của thiết bị phụ trợ trong tổng chi phí O&M sẽ được nêu chi tiết trong phần ghi chú của từng loại công nghệ. Điều này cho phép người dùng chủ động điều chỉnh số liệu giá điện. Giá điện chưa bao gồm thuế và phí dịch vụ công cộng (PSO).

Cần lưu ý rằng chi phí vận hành và bảo dưỡng thường biến động theo thời gian. Do đó, chi phí vận hành và bảo trì được đưa ra trong tài liệu là chi phí trung bình trong suốt vòng đời.

Chi phí cố định được tính theo mỗi MW công suất cho mỗi km đường truyền tải trong một năm (USDMW/km/năm), và chi phí biến đổi được tính theo mỗi MWh năng lượng truyền tải trên mỗi km đường dây (USD/MWh/km).

### **Chu kỳ kinh doanh**

Chi phí thiết bị năng lượng trong quá khứ cho thấy sự biến động theo chu kỳ kinh doanh. Ví dụ rõ rệt là giai đoạn 2007–2008 hoặc 2021–2022, khi chi phí nhiều công nghệ sản xuất năng lượng tăng mạnh do giá nguyên liệu thô và chi phí chuỗi cung ứng toàn cầu tăng cao. Mục tiêu chính của các cẩm nang công nghệ là thiết lập các dữ liệu kinh tế - kỹ thuật tổng quát mang tính đại diện cho các công nghệ khác nhau, làm cơ sở cho các hoạt động quy hoạch năng lượng và các phân tích kỹ thuật và kinh tế. Các cẩm nang này không phản ánh biến động chi phí công nghệ do thay đổi giá lao động và vật liệu, vốn có thể phát sinh từ khủng hoảng toàn cầu/khu vực hoặc các sự kiện lớn làm biến động cung – cầu trong ngắn hạn. Thay vào đó, lộ trình chi phí trong tài liệu hướng tới việc phản ánh bối cảnh chu kỳ kinh doanh trung bình và môi trường kinh tế vĩ mô ở trạng thái cân bằng dài hạn nói chung.

### **Số liệu riêng về công nghệ**

Phần này cung cấp các thông số bổ sung tùy thuộc vào công nghệ,

Ví dụ: chiều rộng và chiều sâu cần thiết của hào cáp, chiều cao và khoảng cách giữa các cột của đường dây trên không, đường kính tiêu chuẩn của các đường ống có công suất nhất định, tổn thất điện của máy biến áp theo tải, tổn thất năng lượng tùy thuộc vào loại ống, v.v.

Đơn vị và phương pháp tính toán được quy định cụ thể trong phần chú thích của bảng.

### **Tài liệu tham khảo**

Nhiều tài liệu tham khảo được đề cập trong mỗi bảng dữ liệu công nghệ. Các tài liệu tham khảo khác được sử dụng trong Hướng dẫn bao gồm:

- [1] Cục Năng lượng Đan Mạch: "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet" (Dữ liệu chung phục vụ phân tích kinh tế - xã hội trong lĩnh vực năng lượng), tháng 5/2009.
- [2] "Dự báo chi phí phát điện", Cơ quan Năng lượng Quốc tế, 2020.
- [3] "Chương trình hội tụ Đan Mạch 2015". Bộ Xã hội và Nội vụ Đan Mạch. Tháng 3/2015.
- [4] "Triển vọng công nghệ năng lượng", Cơ quan Năng lượng Quốc tế, 2012.
- [5] Cơ quan Năng lượng quốc tế. Chi tiết tại: <http://www.iea.org/>. Truy cập: 11/03/2016.
- [6] DEA, Cẩm nang công nghệ cho Vận tải năng lượng, Đan Mạch, 2025
- [7] AACÉ (2022) Thuật ngữ về quản lý chi phí ( <https://library.aacei.org/terminology/welcome.shtml>)

