

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC QUẢN LÝ VÀ CÔNG NGHỆ HẢI PHÒNG



ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

NGÀNH ĐIỆN TỬ ĐỘNG CÔNG NGHIỆP

Sinh viên : Đào Quang Huy
Giảng viên hướng dẫn : ThS.Nguyễn Đoàn Phong

HẢI PHÒNG - 2022

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC QUẢN LÝ VÀ CÔNG NGHỆ HẢI PHÒNG

NGHIÊN CỨU HỆ THỐNG TRUYỀN TẢI
ĐIỆN CAO ÁP MỘT CHIỀU HVDC

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP ĐẠI HỌC HỆ CHÍNH QUY NGÀNH ĐIỆN TỬ
ĐỘNG CÔNG NGHIỆP

Sinh viên thực hiện : Đào Quang Huy

Giảng viên hướng dẫn : Ths.Nguyễn Đoàn Phong

HẢI PHÒNG, 2022

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC QUẢN LÝ VÀ CÔNG NGHỆ HẢI PHÒNG

NHIỆM VỤ ĐỀ TÀI TỐT NGHIỆP

Sinh viên : Đào Quang Huy

MSV : 1812102012

Lớp : DC 2201

Ngành: Điện Tự Động Công Nghiệp

Tên đề tài : Nghiên cứu hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều HVDC

NHIỆM VỤ ĐỀ TÀI

1. Nội dung và các yêu cầu cần giải quyết trong nhiệm vụ đề tài tốt nghiệp (về lý luận, thực tiễn, các số liệu cần tính toán và các bản vẽ).

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

2. Các số liệu cần thiết để tính toán.

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

.....

3. Địa điểm thực tập tốt nghiệp.

.....

.....

.....

.....

.....

CÁC CÁN BỘ HƯỚNG DẪN ĐỀ TÀI TỐT NGHIỆP

Họ và tên : Nguyễn Đoàn Phong

Học hàm, học vị : Thạc sỹ

Cơ quan công tác : Trường Đại học quản lý và công nghệ Hải Phòng

Nội dung hướng dẫn:

.....
.....
.....

Đề tài tốt nghiệp được giao ngày 04 tháng 4 năm 2022

Yêu cầu phải hoàn thành xong trước ngày 24 tháng 6 năm 2022

Đã nhận nhiệm vụ ĐTTN

Sinh viên

Đã giao nhiệm vụ ĐTTN

Giảng viên hướng dẫn

Đào Quang Huy

Hải Phòng, ngày tháng năm 2022

TRƯỞNG KHOA

TS. Đoàn Hữu Chức

Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam

Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

PHIẾU NHẬN XÉT CỦA GIẢNG VIÊN HƯỚNG DẪN TỐT NGHIỆP

Họ và tên giảng viên: Nguyễn Đoàn Phòng

Đơn vị công tác: Trường Đại học Quản lý và Công nghệ Hải Phòng

Họ và tên sinh viên: Đào Quang Huy

Chuyên ngành: Điện Tự Động Công Nghiệp

Nội dung hướng dẫn : Toàn bộ đề tài

1. Tinh thần thái độ của sinh viên trong quá trình làm đề tài tốt nghiệp

.....

.....

.....

.....

2. Đánh giá chất lượng của đề án/khóa luận (so với nội dung yêu cầu đã đề ra trong nhiệm vụ Đ.T.T.N, trên các mặt lý luận, thực tiễn, tính toán số liệu...)

.....

.....

.....

3. Ý kiến của giảng viên hướng dẫn tốt nghiệp

Được bảo vệ Không được bảo vệ Điểm hướng dẫn

Hải Phòng, ngày.....tháng.....năm 2021

Giảng viên hướng dẫn

(ký và ghi rõ họ tên)

Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam
Độc lập - Tự do - Hạnh phúc

PHIẾU NHẬN XÉT CỦA GIẢNG VIÊN CHẤM PHẢN BIỆN

Họ và tên giảng viên

Đơn vị công tác:.....

Họ và tên sinh viên:Chuyên ngành:.....

Đề tài tốt nghiệp:

.....

1. Phần nhận xét của giảng viên chấm phản biện

.....
.....
.....
.....

2. Những mặt còn hạn chế

.....
.....
.....
.....

3. Ý kiến của giảng viên chấm phản biện

Được bảo vệ Không được bảo vệ Điểm hướng dẫn

Hải Phòng, ngày.....tháng.....năm 2022

Giảng viên chấm phản biện

(ký và ghi rõ họ tên)

MỤC LỤC

LỜI CẢM ƠN	iii
LỜI CAM ĐOAN	iv
DANH MỤC CHỮ VIẾT TẮT	v
DANH MỤC HÌNH ẢNH	vi
PHẦN MỞ ĐẦU	ix
CHƯƠNG I : TỔNG QUAN VỀ HỆ THỐNG HVDC	1
1.1 Nghiên cứu tổng quan về hệ thống	1
1.1.1 Lịch sử hình thành và phát triển của hệ thống	1
1.1.2 Tiềm năng của hệ thống HVDC.....	3
1.2 Nghiên cứu cấu trúc hệ thống	7
1.2.1 Nguyên lý hoạt động của hệ thống HVDC.....	7
1.2.3 Các loại hệ thống truyền tải điện một chiều.....	9
1.2.4 Cấu tạo của hệ thống HVDC.....	15
1.3 Ưu, nhược điểm và ứng dụng của hệ thống.....	23
1.3.1 Ưu điểm.....	23
1.3.2 Nhược điểm	25
1.3.3 Ứng dụng của hệ thống HVDC	26
1.3.4 Chi phí của hệ thống HVDC	26
CHƯƠNG II : CÁC TRẠM BIẾN ĐỔI TRONG HVDC	29
2.1 Hệ thống HVDC dựa trên công nghệ LCC.....	29
2.1.1 Tổng quan về công nghệ	29
2.1.2 Trạm chuyển đổi LCC-HVDC và các thành phần chính.....	29
2.2 Hệ thống HVDC dựa trên công nghệ VSC.....	31
2.2.1 Tổng quan về công nghệ	31
2.2.2 Trạm biến đổi VSC-HVDC và các thành phần chính	32
2.3 So sánh công nghệ LCC và công nghệ VSC	34
CHƯƠNG III : HỆ THỐNG HVDC CỦA AN ĐỘ	36
3.1 Giới thiệu chung.....	36
3.1.1 Tình hình chung	36
3.1.2 Tài nguyên năng lượng ở Ấn Độ	37

3.1.3 Tăng trưởng công suất lắp đặt	38
3.1.4 Tổng quan về hệ thống truyền tải điện hiện tại của Ấn Độ	41
3.2 Các hệ thống HVDC của Ấn Độ.....	43
3.2.1 Các hệ thống Back to Back của Ấn Độ	46
3.2.2 Hệ thống HVDC 500kV Rihand – Delhi.....	46
3.2.3 Hệ thống HVDC Talcher- Kolar	47
3.2.4 Hệ thống HVDC Chandrapur-Padghe.....	49
3.2.5 Hệ thống HVDC Mundra- Mohindergarh.....	49
3.2.6 Hệ thống HVDC Vidhyanchal	50
3.3 Những vấn đề về phát triển hệ thống HVDC ở Ấn Độ.....	51
3.4 Triển vọng tương lai của HVDC ở Ấn Độ.....	52
CHƯƠNG IV : ỨNG DỤNG PHẦN MỀM XÂY DỰNG MÔ HÌNH LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI TÍCH HỢP HỆ THỐNG HVDC	57
4.1 Xây dựng mô hình hệ thống.....	57
4.2 Kết quả mô phỏng	60
4.3 Phân tích, đánh giá kết quả	73
4.4 Kết luận	76
KẾT LUẬN	77
TÀI LIỆU THAM KHẢO	78

LỜI CẢM ƠN

Trong suốt 4 năm học tập và rèn luyện trên giảng đường Trường Đại học Quản Lý và Công Nghệ Hải Phòng, em đã tiếp nhận được những kiến thức quý báu từ các giảng viên trong trường, nhằm trang bị cho em những kỹ năng nghiên cứu, kinh nghiệm trước khi lập nghiệp.

Trước tiên, em muốn gửi lời cảm ơn tới các quý thầy cô trong khoa Điện – Điện tử nói chung và chuyên ngành Điện tự động Công Nghiệp nói riêng đã chỉ dạy cho em những kiến thức chuyên môn làm nền tảng cho em có thể hoàn thành đồ án tốt nghiệp này. Đồng thời em xin được đặc biệt gửi lời cảm ơn chân thành tới thầy Th.S Nguyễn Đoàn Phòng với tâm huyết của mình đã định hướng cho em và đưa ra những nhận xét, lời khuyên quý báu, chỉnh sửa những sai sót của em trong bản đồ án. Đây không chỉ là những góp ý trong quá trình thực hiện đồ án này mà còn là hành trang tiếp bước cho em sau này. Em chúc các thầy cô luôn mạnh khỏe, giữ được nhiệt huyết với nghề giảng dạy, giúp đỡ các sinh viên tiếp theo nên nghề, nên người.

Cuối cùng, là lời cảm ơn đến tập thể lớp DC2201 đã đồng hành cùng nhau suốt những năm tháng sinh viên, cùng nhau chia sẻ những kỷ niệm vui buồn. Sau khi tốt nghiệp, mỗi người sẽ có lựa chọn cho riêng mình, chỉ hy vọng những cảm xúc ấy vẫn giữ trong chúng ta mãi sau này. Chúc mọi người thành công. Tạm biệt!

LỜI CAM ĐOAN

Em xin cam đoan đề án tốt nghiệp này là công trình nghiên cứu của bản thân tự đọc, dịch tài liệu và tổng hợp, không sao chép. Nội dung trong đề án có sử dụng một số tài liệu tham khảo như đã nói trong phần tài liệu tham khảo. Nếu có bất kỳ sự gian lận nào, em xin chịu mọi trách nhiệm trước nhà trường và thầy cô bộ môn.

Hải Phòng, ngày tháng năm 2022

SINH VIÊN

Đào Quang Huy

DANH MỤC CHỮ VIẾT TẮT

HVDC	Điện một chiều cao áp
HVAC	Điện xoay chiều cao áp
NLTT	Năng lượng tái tạo
LCC	Line Commutated Converter - Bộ chuyển đổi nguồn dòng
VSC	Voltage Source Converter - Bộ chuyển đổi nguồn áp
IEC	International Electrotechnical Commission-Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế
PECC2	Công ty cổ phần tư vấn xây dựng điện 2
EVN	Electricity Vietnam-Tập đoàn điện lực Việt Nam
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition – Hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity-Mạng lưới các nhà vận hành hệ thống truyền tải Châu Âu
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited-Hội đồng quản trị điện của chính phủ Ấn Độ

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Số Hình	Tên Hình	Trang
Hình 1.1	Đường dây HVDC đề xuất Nho Quan – Cầu Bông	6
Hình 1.2	Sơ đồ nguyên lí của hệ thống HVDC	8
Hình 1.3	Cấu hình đơn cực	9
Hình 1.4	Đường dây truyền tải của Baltic	10
Hình 1.5	Cấu hình lưỡng cực	11
Hình 1.6	Cấu hình đồng cực	12
Hình 1.7	Bộ biến đổi Back-to-back	13
Hình 1.8	Các kiểu đấu nối hệ thống truyền tải HVDC	15
Hình 1.9	Sơ đồ cấu tạo của hệ thống HVDC	15
Hình 1.10	Máy biến áp trong hệ thống HVDC	19
Hình 1.11	Bộ lọc trong hệ thống HVDC	20
Hình 1.12	Cuộn san dòng	21
Hình 1.13	Đường dây truyền tải HVDC	22
Hình 1.14	Tụ bù công suất phản kháng	22
Hình 1.15	Hệ thống điều khiển trong HVDC	23
Hình 1.16	Hành lang tuyến của HVDC và HVAC	25
Hình 1.17	Chi phí đầu tư trạm chuyển đổi	27
Hình 1.18	Biểu đồ phí đầu tư của hệ thống HVDC và HVAC	28
Hình 1.19	Biểu đồ chênh lệch giá giữa HVDC và HVAC với công suất 2000MW	28
Hình 2.1	Trạm chuyển đổi LCC-HVDC	31
Hình 2.2	Trạm chuyển đổi VSC-HVDC	33
Hình 3.1	Tài nguyên năng lượng để phát điện ở Ấn Độ	37
Hình 3.2	Biểu đồ tăng trưởng công suất lắp đặt trong Ấn Độ	38
Hình 3.3	Mục tiêu bổ sung công suất 78.700 MW vào năm 2012	39

Hình 3.4	Mục tiêu bổ sung công suất 100.000 MW vào năm 2017	39
Hình 3.5	Nhu cầu cao điểm dự kiến	40
Hình 3.6	Yêu cầu công suất lắp đặt dự kiến	40
Hình 3.7	Bản đồ điện lưới điện quốc gia hiện tại	42
Hình 3.8	Sơ đồ khối hệ thống HVDC	42
Hình 3.9	Các liên kết lưỡng cực HVDC trong Ấn Độ	43
Hình 3.10	Sơ đồ khối liên kết HVDC Back to Back	43
Hình 3.11	Các trạm HVDC Back to Back của Ấn Độ	44
Hình 3.12	Bản đồ hệ thống HVDC Rihand- Delhi	48
Hình 3.13	Bản đồ hệ thống Talcher- Kolar	49
Hình 3.14	Bản đồ hệ thống HVDC Chandrapur-Padghe	50
Hình 3.15	Bản đồ hệ thống HVDC Mundra- Mohindergarh	51
Hình 3.16	Hệ thống HVDC Back to back Vydhyanchal	52
Hình 3.17	Trạm back to back Chandrapur	53
Hình 3.18	Trạm HVDC back to back Sasaram	54
Hình 4.1	Thông số nguồn phát trong lưới điện	59
Hình 4.2	Sơ đồ lưới điện mô phỏng trong ETAP	59
Hình 4.3	Cài đặt thông số mô phỏng trào lưu công suất trong Edit Study Case	60
Hình 4.4	Study Case trong trường hợp mô phỏng ngắn mạch	61
Hình 4.5	Kết quả trào lưu công suất khi sử dụng HVAC trong chế độ cực đại	62
Hình 4.6	Trào lưu công suất trường hợp sử dụng HVDC trong chế độ cực đại	65
Hình 4.7	Kết quả trào lưu công suất khi sử dụng HVAC trong chế độ cực tiểu	68
Hình 4.8	Trào lưu công suất trường hợp sử dụng HVDC trong chế độ cực tiểu	71

DANH MỤC BẢNG

Số Bảng	Tên Bảng	Trang
Bảng 2.1	So sánh công nghệ LCC và công nghệ VSC	34
Bảng 3.1	Bổ sung công suất trong kế hoạch 11	39
Bảng 3.2	Danh sách các hệ thống HVDC của Ấn Độ năm 2006	45
Bảng 3.3	Bổ sung đường truyền ở Ấn Độ	53
Bảng 3.4	Gói tăng cường hệ thống thứ mười một và thứ mười hai	54
Bảng 4.1	Thông số đường dây khu vực lưới điện 70 km	57
Bảng 4.2	Công suất truyền tải trên các đường dây khi sử dụng HVAC trong chế độ cực đại	62
Bảng 4.3	Điện áp tại các thanh cái khi sử dụng HVAC trong chế độ cực đại	63
Bảng 4.4	Tôn thất công suất và điện áp trong lưới khi sử dụng HVAC trong chế độ cực đại	63
Bảng 4.5	Công suất truyền tải trên các đường dây khi sử dụng HVDC trong chế độ cực đại	65
Bảng 4.6	Điện áp tại các thanh cái khi sử dụng HVDC trong chế độ cực đại	66
Bảng 4.7	Tôn thất công suất và điện áp trong lưới khi sử dụng HVDC trong chế độ cực đại	67
Bảng 4.8	Công suất truyền tải trên các đường dây khi sử dụng HVAC trong chế độ cực tiêu	68
Bảng 4.9	Điện áp tại các thanh cái khi sử dụng HVAC trong chế độ cực tiêu	69
Bảng 4.10	Tôn thất công suất và điện áp trong lưới khi sử dụng HVAC trong chế độ cực tiêu	70
Bảng 4.11	Công suất truyền tải trên các đường dây khi sử dụng HVDC trong chế độ cực tiêu	71
Bảng 4.12	Điện áp tại các thanh cái khi sử dụng HVDC trong chế độ cực tiêu	72
Bảng 4.13	Tôn thất công suất và điện áp trong lưới khi không sử dụng HVDC trong chế độ cực tiêu	73
Bảng 4.14	So sánh tổn thất công suất và điện áp rơi trong chế độ cực đại	74
Bảng 4.15	So sánh tổn thất công suất và điện áp rơi trong chế độ cực tiêu	75

PHẦN MỞ ĐẦU

1. Tính cấp thiết của đề tài

Cùng với sự phát triển của khoa học – kỹ thuật thì hiện nay công nghệ truyền điện năng cũng có những bước tiến đột phá lớn về kỹ thuật. Nhờ sự áp dụng kỹ thuật điện tử công suất vào việc truyền tải điện năng nên đã tạo ra những thiết bị mới, công nghệ mới để hỗ trợ cho hệ thống truyền tải điện. Một trong những công nghệ mới đã và đang triển khai trên toàn thế giới hiện nay là công nghệ truyền tải điện một chiều HVDC. Công nghệ này có rất nhiều quốc gia sử dụng để truyền tải điện năng đi xa và đem lại một sự hiệu quả về kinh tế. Hiện nay, Việt Nam đang tiến hành tìm hiểu, nghiên cứu đi sâu vào công nghệ này.

Chính vì thế đề án tốt nghiệp “Nghiên cứu hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều HVDC” được thực hiện nhằm tìm hiểu về hệ thống HVDC và một số quốc gia đã sử dụng công nghệ này

2. Mục đích của đề tài

Nhằm trau dồi kiến thức đã học và kỹ năng tìm hiểu để có cái nhìn tổng thể về một hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều, một công nghệ của tương lai. Từ đó đi tìm hiểu một số hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều của đất nước Ấn Độ.

3. Đối tượng nghiên cứu và phạm vi nghiên cứu

- Đối tượng nghiên cứu:

Nghiên cứu về cấu trúc và nguyên lý hoạt động của một hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều HVDC

- Phạm vi nghiên cứu:

Phạm vi nghiên cứu là hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều nói chung và một số hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều lớn của đất nước Ấn Độ.

4. Phương pháp nghiên cứu khoa học

Để có thể nghiên cứu được đề tài thì chúng em đã sử dụng phương pháp tìm kiếm, đọc dịch và tổng hợp lý thuyết từ nhiều tài liệu, để có thể khai thác được những đặc điểm và nắm bắt rõ hơn các vấn đề quan trọng trong một hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều HVDC.

5. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài

Giúp cho sinh viên ngành điện tự động Công Nghiệp em hiểu thêm về đường dây truyền tải điện. Giúp củng cố thêm kiến thức và kỹ năng làm việc nhóm, kỹ năng phân tích nguyên lý, là hành trang và kinh nghiệm quý báu cho em khi bước ra ngoài cuộc sống. Giúp em có một nền tảng vững vàng để khi ra trường có tư duy, kỹ năng làm việc toàn diện nhất.

CHƯƠNG I : TỔNG QUAN VỀ HỆ THỐNG HVDC

1.1 Nghiên cứu tổng quan về hệ thống

1.1.1 Lịch sử hình thành và phát triển của hệ thống

HVDC có lịch sử phát triển lâu dài khi Thomas Edison (1847-1931) phát minh ra dòng điện một chiều, hệ thống truyền tải điện đầu tiên được gọi là hệ thống dòng điện một chiều. Ở điện áp thấp, công suất truyền tải điện một chiều không thể đi quá xa. Vào đầu thế kỷ XX, với sự phát triển không ngừng của công nghệ máy biến áp cùng với động cơ cảm ứng, truyền tải điện xoay chiều ngày càng phổ biến và trở thành lựa chọn số 1 của các quốc gia. Năm 1929, đội ngũ kỹ sư của Công ty ASEA của Thụy Điển đã nghiên cứu và phát triển hệ thống Valve hồ quang thủy ngân điều khiển mạng lưới đa điện cực để sử dụng trong truyền tải điện một chiều có công suất và điện áp cao. Những thí nghiệm đầu tiên được tiến hành tại Mỹ và Thụy Điển năm 1930 với mục đích kiểm tra hoạt động của Valve hồ quang thủy ngân trong quá trình chuyển đổi chiều truyền tải cũng như thay đổi tần số. Sau chiến tranh thế giới thứ 2, nhu cầu điện năng trên toàn cầu tăng cao đã kích thích sự nghiên cứu truyền tải điện một chiều, khi truyền tải công suất đi xa hoặc nếu bắt buộc phải sử dụng đường cáp ngầm. Năm 1950, đường dây truyền tải một chiều bắt đầu tiến hành thử nghiệm điện áp 200 Kv với chiều dài 116 km đưa vào vận hành để tải điện từ Moscow đi Kasira. Đường dây HVDC đầu tiên được đưa vào vận hành thương mại vào năm 1954 trên Thụy Điển với công suất 20 MW, chiều dài 98 km, điện áp 100 kV sử dụng cáp ngầm vượt biển kết nối giữa đất liền và đảo Gotland. Đến năm 1960, hệ thống Valve thể rắn đã trở thành hiện thực khi được Thyristor ứng dụng vào truyền tải điện một chiều. Năm 1972, Valves thể rắn đã được ứng dụng lần đầu tiên tại trạm Back to Back Eel River công suất 320 MW ở Canada với điện áp 80 kV.

Ngày nay, công nghệ truyền tải HVDC là một phần không thể thiếu đối với hệ thống điện của nhiều quốc gia trên thế giới. Truyền tải HDVC luôn luôn

được xem xét trong trường hợp phải tải lượng công suất lớn đi khoảng cách xa, kết nối giữa những hệ thống điện không đồng bộ hoặc xây dựng đường cáp điện vượt biển. Khi công suất đủ lớn và khoảng cách đủ xa, HVDC sẽ chiếm ưu thế lớn về chi phí đầu tư và tổn thất truyền tải điện năng so với dòng điện xoay chiều 3 pha truyền thống. Dựa vào thống kê của các nhóm nghiên cứu, hiện nay có khoảng 239 dự án HVDC đã và đang trong quá trình triển khai xây dựng trong đó có 173 hệ thống tải điện HVDC 56 trạm Back to Back. Điện áp một chiều cao nhất thuộc về dự án Xinjiang - Anhui tại Trung Quốc lên tới 1.100 kV, công suất tải 12 GW chiều dài truyền tải 3.293 km. Trong khi ở châu Âu đưa cáp điện áp một chiều lớn nhất là 525 kV trở thành tiêu chuẩn thì một số khu vực khác có xu hướng sử dụng điện áp cao hơn chẳng hạn như: châu Á 800-1.100 kV, Bắc Mỹ 600 kV, Nam Mỹ 600 kV... Vấn đề về kỹ thuật và kinh tế được cho là lý do chính dẫn đến việc lựa chọn hệ thống HVDC để thay thế cho việc sử dụng hệ thống xoay chiều (AC).

Về lý do kỹ thuật: Hệ thống HVDC có thể sử dụng để trao đổi công suất giữa các hệ thống điện khác nhau về tần số, điều độ vận hành, nó cũng có thể liên kết giữa hệ thống điện mạnh và hệ thống điện yếu hơn nhiều mà không làm ảnh hưởng đến nhau. Đường dây HVDC không có công suất phản kháng, chỉ truyền tải công suất tác dụng, do đó không gặp các vấn đề về quá tải điện áp trên đường dây dài đối với hệ thống AC. Những đường cáp biển có chiều dài trên 50 km mà truyền tải bằng đường cáp AC sẽ gặp rào cản lớn về mức ổn định điện áp, tính khả thi cũng không cao. Trong khi đó cáp HVDC có thể truyền tải điện năng hàng trăm km. Hệ thống HVDC có khả năng tăng độ ổn định hệ thống điện và cách ly sự cố rã lưới. Sự cố rã lưới năm 2003 ở Bắc Mỹ là ví dụ điển hình, nó đã dẫn đến hậu quả rất nghiêm trọng, gây mất điện trên phạm vi rộng và chỉ dừng lại khi gặp đường dây DC liên kết với Canada. Nhiều hệ thống HVDC có thể phát ra công suất phản kháng độc lập với công suất tác dụng, do đó có tác dụng như nguồn áp, có thể cấp điện cục bộ cho hệ thống điện nhỏ, tăng tính ổn định cho hệ thống điện.

Về lý do kinh tế: các nghiên cứu cho thấy rằng, suất đầu tư cho đường dây truyền tải DC thấp hơn AC vì thiết kế cột của đường dây DC gọn nhẹ hơn là đường dây AC. Khi tính toán kinh tế đối với các dự án truyền tải trên toàn cầu, suất đầu tư cho đường dây điện DC chỉ bằng 0,8 lần đường dây điện AC cùng mức điện áp, số mạch. Do thiết kế cột gọn nhẹ và đơn giản hơn, số mạch cũng ít hơn và ảnh hưởng của điện trường tĩnh đối với sức khỏe con người tương tự như từ trường của trái đất và không cần phải tính toán kỹ lưỡng như đường dây AC, do đó nên hành lang tuyến của đường dây DC nhỏ gọn hơn AC, tổn thất công suất trên đường dây truyền tải của hệ thống DC thấp hơn AC cùng điện áp, chi phí cho giải phóng mặt bằng cũng như đền bù sẽ thấp hơn. Dựa trên tính toán lý thuyết, tổn thất công suất trên đường dây DC chỉ bằng 80% đường dây AC khi truyền tải cùng công suất và khoảng cách. Điều này là lý do dẫn đến chi phí tổn thất điện năng của hệ thống HVDC thấp hơn so với hệ thống HVAC. Chi phí xây dựng cho trạm chuyển đổi DC-AC và AC-DC cao hơn rất nhiều so với chi phí đầu tư cho trạm biến áp AC, chi phí đó cần được bù đắp bởi chi phí giảm được tổn thất điện năng và của đường dây DC. Khoảng cách càng dài thì truyền tải DC càng có lợi, từ đó hình thành một điểm cân bằng, ở đó 2 hệ thống AC và DC có chi phí tương đương. Điểm cân bằng đó thường được tính toán theo chiều dài và có khoảng cách khoảng lên tới vài trăm km. Đối với hệ thống HVDC dùng cáp vượt biển thì khoảng cách điểm cân bằng ngắn hơn nhiều với đường dây trên không.

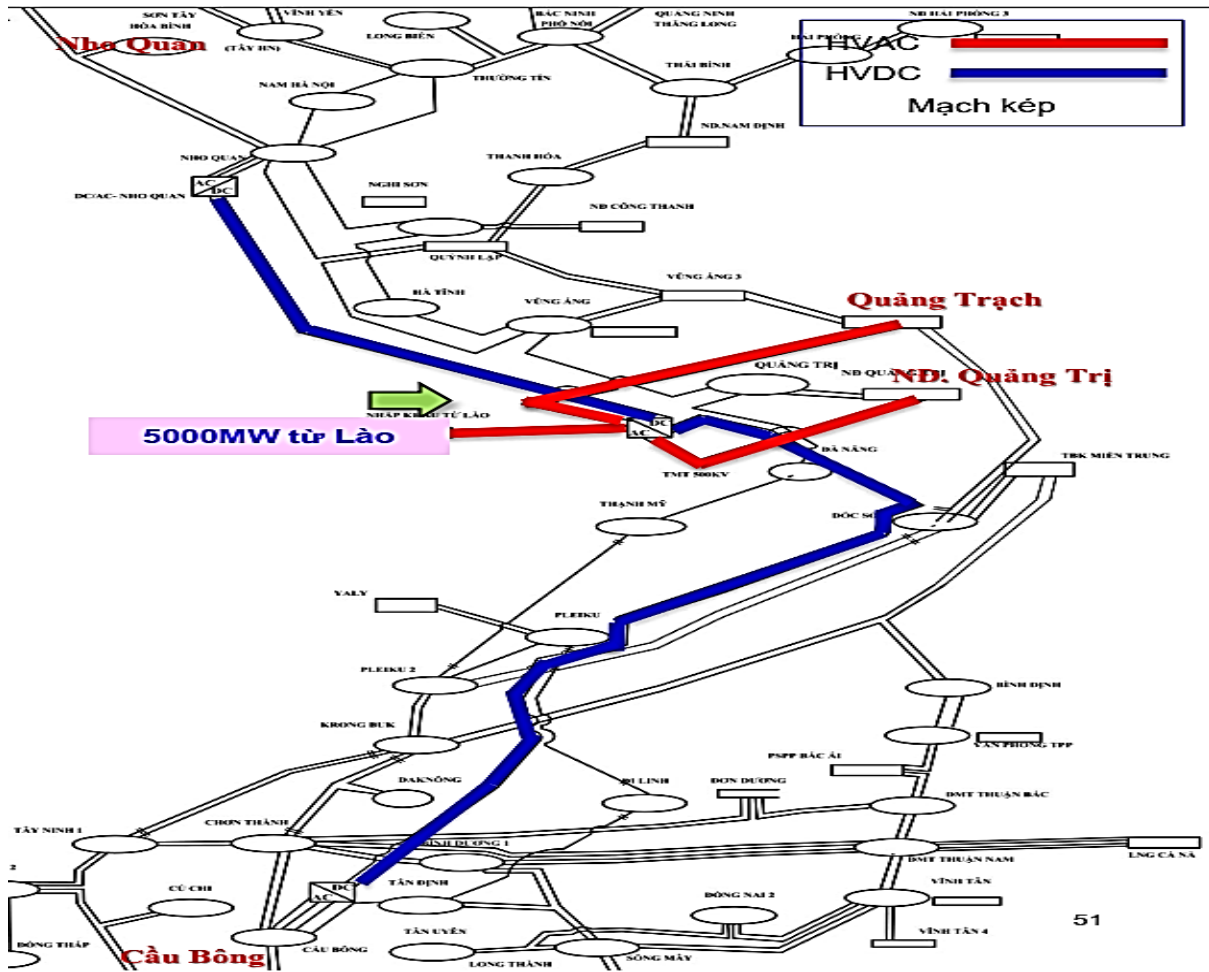
1.1.2 Tiềm năng của hệ thống HVDC

Hiện nay miền Bắc và miền Nam là 2 trung tâm phụ tải quan trọng trong hệ thống điều độ điện quốc gia với công suất đỉnh trong năm 2020 đạt khoảng 18,3 GW và 17,8GW. Trong tương lai 2 vùng này dự báo sẽ tiếp tục tăng trưởng và vẫn là 2 trọng tâm phụ tải của cả nước. Các vùng còn lại thuộc miền Trung có phụ tải khá thấp, chiếm khoảng 18% vào năm 2020 và khoảng 16% vào năm 2045. Tuy nhiên, nơi đây lại là những khu vực có tiềm năng phát triển các nguồn năng lượng tái tạo cao như điện gió trên bờ, điện mặt trời và điện gió ngoài khơi.

Theo các báo cáo về sử dụng năng lượng Việt Nam năm 2019 cho thấy rằng các nguồn nhiệt điện than đang có xu hướng phát triển chậm lại, thay vào đó là xu hướng gia tăng các nguồn điện thân thiện với môi trường như điện gió, điện mặt trời và tuabin khí. Cho đến thời điểm này, đã và đang có rất nhiều nhà đầu tư đăng ký và tìm kiếm cơ hội đầu tư vào các lĩnh vực phát triển nguồn điện tại Việt Nam. Theo thống kê hiện nay thì khối lượng đăng kí nguồn xây mới giai đoạn 2020-2030 đã lên đến 133GW, trong đó điện gió chiếm 34GW, điện mặt trời chiếm 30GW và khí hóa lỏng chiếm 40GW. Vì quy mô đăng kí nguồn điện tại một số tiểu vùng khá lớn với nhiều loại nguồn điện khác nhau, nên sẽ dẫn đến xuất hiện đa dạng tổ hợp phát triển nguồn điện. Do năng lực truyền tải điện liên miền còn gặp nhiều hạn chế dẫn đến độ dự phòng và độ an toàn trong truyền tải điện còn thấp mà khi xảy ra sự cố trên đường dây 500KV liên miền sẽ dễ gây ra hiện tượng sụp đổ điện áp và tan rã lưới cục bộ, ảnh hưởng nghiêm trọng đến toàn bộ hệ thống điện, phụ tải điện và sự phát triển kinh tế - xã hội. Chương trình phát triển nguồn điện của Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030 có xét đến 2045 vẫn đang trong quá trình xây dựng. Với giả thiết đầu tư vào tính toán bối cảnh Việt Nam, khoảng cách càng xa trên 400km, chi phí đầu tư cho hệ thống HVDC càng thấp, có thể thấp hơn đến 32-38% chi phí HVAC (điện cao áp xoay chiều) ở khoảng cách 2000 km. Ngoài ra Việt Nam có đường bờ biển dài và nhu cầu truyền tải công suất liên miền lớn nên Việt Nam hội tụ đủ các yếu tố để xây dựng hệ thống HVDC. Theo quy hoạch điện VII, đến năm 2030 thì Việt Nam sẽ nhập khẩu điện từ các nước trong khu vực như Lào, Campuchia, Trung Quốc. Vào tháng 12/2016, chính phủ 2 nước Lào và Việt Nam đã kí kết biên bản ghi nhớ, Việt Nam sẽ nhập khẩu khoảng 5000MW đến giai đoạn 2026-2030. Việc hình thành lưới truyền tải liên kết giữa 2 quốc gia Lào –Việt Nam là một trong những thành công quan trọng của chiến lược liên kết lưới điện ASEAN nói chung và các tiểu vùng sông Mekong nói riêng. Bên cạnh đó, Lào có độ dự trữ nguồn điện rất cao khoảng 60% và trữ lượng thủy điện dồi dào đem lại khả năng xuất khẩu điện lên đến 6GW. Việc hình thành

liên kết giữa 2 quốc gia sẽ góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho hệ thống điện Việt Nam đặc biệt là một số khu vực miền Trung và miền Nam đang có nguy cơ chậm tiến độ. Vì vậy vấn đề truyền tải lượng công suất nhập khẩu từ Lào đến các khu vực thiếu hụt điện năng là rất cấp thiết.

Về việc tổn thất truyền tải, nếu cùng số mạch thì hệ thống HVDC sẽ tổn thất thấp hơn. Tuy nhiên, khi nhìn nhận dưới góc độ tổng công suất và khoảng cách truyền tải, nếu khai thác hiệu quả đường dây AC bằng cách thêm hệ thống bù dọc và bù ngang hợp lý thì tổn thất truyền tải của 2 hệ thống HVDC và HVAC là tương đương nhau. Nếu tính thêm chi phí hiện đại hóa sau 40 năm vận hành thì hệ thống HVDC có chi phí thấp đáng kể từ 12 đến 26% khi khoảng cách truyền tải trên 400 km và công suất truyền tải trên 2000 MW. Trong điều kiện hiện nay, việc xây dựng thêm các đường dây HVAC để truyền tải công suất các nguồn điện nhập khẩu từ Lào là khó khả thi do phát sinh quá nhiều diện tích đất hành lang tuyến và giải phóng mặt bằng và các ảnh hưởng xấu đến môi trường. Trong khi đó, hiệu quả mang lại cho việc đầu tư phương án này này chênh lệch không đáng kể. Mặt khác với công nghệ thiết bị bán dẫn ứng dụng trong HVDC ngày càng phát triển thì sẽ có xu hướng làm cho truyền tải HVDC hiệu quả cao hơn do xu hướng giảm chi phí đầu tư của trạm chuyển đổi AC/DC. Sau khi xem xét các phương án và báo cáo nghiên cứu phương án truyền tải HVDC do PECC2 lập cho EVN đã đề xuất cải tạo 1 đường dây 500kV từ Nho Quan đến Cầu Bông thành đường dây 500kV HVDC.



Hình 1.1. Đường dây HVDC đề xuất Nho Quan – Cầu Bông

Việc lựa chọn công nghệ truyền tải điện HVDC hay HVAC còn phụ thuộc rất nhiều vào mục tiêu phát triển năng lượng tại Việt Nam. HVDC là công nghệ mới tại Việt Nam, nếu muốn ứng dụng công nghệ này thì sẽ có các vấn đề cần được nghiên cứu về hệ thống như: tính toán hệ thống điện, thiết kế công nghệ và xây dựng, kết nối vận hành hệ thống điện, quản lý vận hành bảo trì sửa chữa với các trạm chuyển đổi, hành lang pháp lý, xây dựng quy định, quy phạm và các tiêu chuẩn có liên quan. Để xây dựng các quy phạm, các tiêu chuẩn cũng như hành lang pháp lý, cần thiết tổ chức các hội thảo, mời các chuyên gia công nghệ, tổ chức các khóa đào tạo chuyên sâu về công nghệ truyền tải HVDC để cập nhật các kiến thức mới, đồng thời cần tham khảo và nghiên cứu tiêu chuẩn IEC và các tiêu chuẩn của một số nước đã vận hành hệ thống HVDC để đưa vào áp dụng tại Việt Nam. Do đó việc quyết định sử dụng công nghệ HVDC cần phải

đưa ra một lộ trình phát triển ổn định cùng với các mục tiêu phát triển năng lượng của Chính phủ và sự kiên định trong chiến lược phát triển nguồn điện. Đặc biệt là khi hệ thống HVDC được xây dựng, nó không chỉ giúp đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia mà còn nâng cao tầm trình độ khoa học và công nghệ trong lĩnh vực truyền tải điện của Việt Nam.

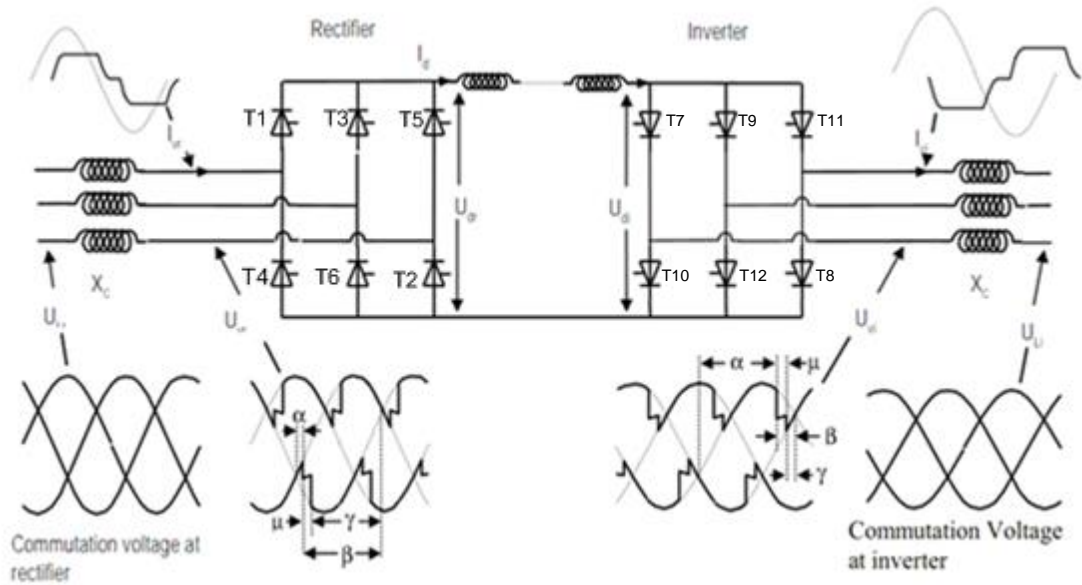
Trung Quốc là quốc gia tiên phong trong việc lắp đặt các đường dây truyền tải HVDC, với phần lớn công suất trên toàn thế giới được lắp đặt trên quốc gia này. Hiện nay, đã có khoảng hơn 20 kết nối HVDC với điện áp từ 500 đến 1000kV đã được lắp đặt và chuyển phần lớn năng lượng từ các nhà máy phát điện quy mô lớn như điện than và thủy điện ở phía tây Trung Quốc sang các trung tâm phụ tải ở miền đông Trung Quốc.

Còn ở các quốc gia châu Âu thì công nghệ HVDC chủ yếu được sử dụng để kết nối hệ thống điện các quốc gia và kết nối các nhà máy điện gió ngoài khơi ở Biển Bắc và Biển Baltic, với triển vọng dài hạn theo hướng mở rộng lưới điện truyền tải HVDC cho các hệ thống truyền tải điện xoay chiều hiện có của châu Âu. Ở một số quốc gia như Ấn Độ thì do nhu cầu điện tăng trưởng cao cũng đang thúc đẩy triển khai HVDC. Thái Lan và Malaysia đang triển khai hệ thống HVDC 300MW để cải thiện độ tin cậy lưới điện và giảm tổn thất điện.

1.2 Nghiên cứu cấu trúc hệ thống

1.2.1 Nguyên lý hoạt động của hệ thống HVDC

Trong trạm HVDC, máy biến áp chuyển đổi nâng các điện áp xoay chiều được tạo ra đến mức cần thiết. Trạm biến đổi lấy nguồn điện từ mạng xoay chiều ba pha và chỉnh lưu thành điện một chiều, sau đó được truyền qua đường dây trên không (hoặc cáp). Ở cuối nhận của trạm chuyển đổi, một bộ biến tần chuyển đổi điện áp DC trở lại AC, được giảm xuống mức điện áp phân phối ở người tiêu dùng khác nhau kết thúc. Công nghệ này phù hợp để truyền tải công suất định mức trong khoảng 100-10.000MW.



Hình 1.2. Sơ đồ nguyên lý của hệ thống HVDC

Quá trình chỉnh lưu:

Gồm mạch chỉnh lưu cầu 3 pha sử dụng thyristor để biến đổi điện xoay chiều thành nguồn một chiều và làm việc với góc mở $0^\circ < \alpha < 90^\circ$.

Tại thời điểm U_a dương lớn nhất thì T1 và T6 dẫn

U_b dương lớn nhất thì T3 và T4 dẫn

U_c dương lớn nhất thì T5 và T2 dẫn

Các van thyristor làm việc như những chiếc khóa đóng mở, khi các van thyristor mở ra và dẫn dòng khi có xung kích hoạt vào cực điều khiển của thyristor và khóa khi tín hiệu bằng 0.

- Quá trình chuyển mạch:

Là quá trình điện áp chuyển từ chỉnh lưu sang nghịch lưu của các bộ chuyển đổi công suất cao áp một chiều dựa trên quá trình chuyển mạch tự nhiên. Khi 1 valve được mở, dòng bắt đầu dẫn và van tiếp theo thì dòng sẽ giảm về 0 và đóng lại. Dòng điện sẽ chạy qua đồng thời 2 valve xác định và không thể thay đổi đột ngột vì sự chuyển mạch phải qua cuộn dây máy biến áp. Điện kháng của cuộn dây máy biến áp sẽ đóng vai trò là điện kháng chuyển mạch. Trong quá trình chuyển mạch thì dòng điện không phải hình sin được sinh ra ở bộ chỉnh lưu và

đồng thời dòng điện này cung cấp cho hệ thống xoay chiều phía nghịch lưu. Trong trường hợp này dòng điện chậm pha hơn so với điện áp xoay chiều. Các dòng điện không phải hình sin bao gồm các dạng sóng tần số cơ bản và các sóng hài tần số cao. Hệ thống điện áp xoay chiều sau khi nghịch lưu cần phải loại bỏ các sóng hài thông qua các bộ lọc. Đối với đường dây liên kết 1 chiều sử dụng chuyển mạch tự nhiên thì dòng công suất truyền theo 1 hướng (cùng dòng điện). Nếu muốn đổi chiều công suất thì chỉ có thể thay đổi cực tính của điện áp 1 chiều và muốn đổi công suất theo 2 chiều thì cần tác động và hệ thống điều khiển xung kích hoạt valve ở cả 2 đầu chỉnh lưu.

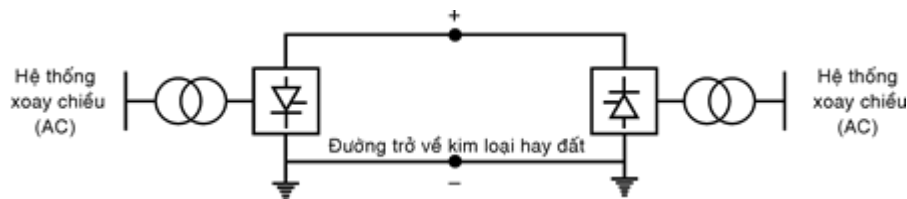
- **Quá trình nghịch lưu:** Làm việc với góc mở $90^\circ < \alpha < 180^\circ$.

Điện áp một chiều này được biến đổi (nghịch lưu) thành điện áp xoay chiều 3 pha đối xứng được thực hiện thông qua các van thyristor T7, T8, T9, T10, T11, T12. Điều kiện để các valve mở và dẫn dòng là giá trị tuyệt đối của điện áp trên đường dây 1 chiều phải lớn hơn trị số tuyệt đối của trị trung bình điện áp chuyển mạch phía nghịch lưu.

1.2.3 Các loại hệ thống truyền tải điện một chiều

1.2.3.1 Đơn cực

- Một trong các đầu nối của bộ chỉnh lưu sẽ được nối với đất và đầu cuối còn lại ở điện cao áp so với mặt đất sẽ được kết nối với đường dây tải điện. Đầu được nối đất có thể kết nối với kết nối tương ứng tại trạm đảo chiều bằng dây dẫn thứ hai.



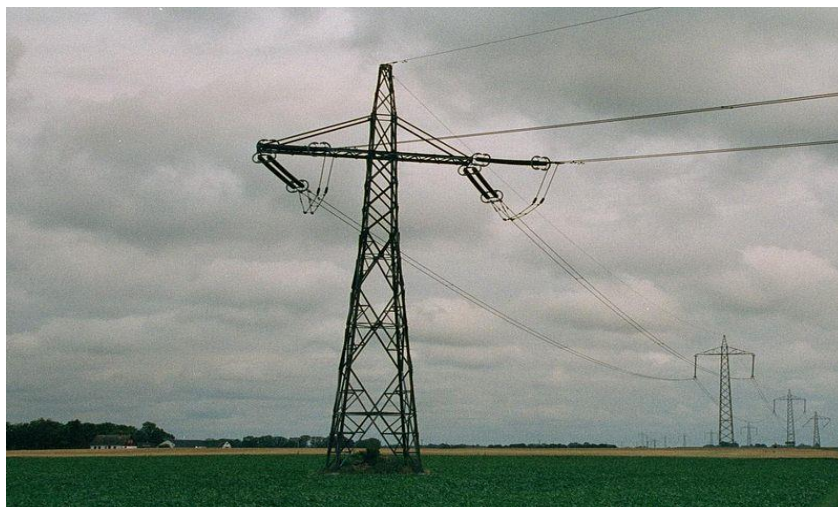
Hình 1.2. Cấu hình đơn cực

- Nếu không có dây dẫn điện trở lại bằng kim loại được lắp đặt thì dòng điện chạy trong đất hoặc nước giữa hai cực và điều này sẽ tạo ra một loại hệ thống nối đất một dây.

- Do việc các điện cực thường cách xa trạm vài chục km và được nối với trạm qua các đường dây điện cực trung thế. Việc thiết kế của các điện cực còn phụ thuộc rất nhiều vào vị trí của chúng được đặt trên đất liền hay trên bờ hoặc trên biển. Đối với hệ thống đơn cực với điện trở đất thì dòng điện đất là dòng một chiều (thiết kế của một trong các điện cực catot có thể tương đối đơn giản, mặc dù thiết kế anot khá phức tạp).

- Trong quá trình truyền tải đường dài thì việc quay trở lại đất rất hợp lý và rẻ hơn so với các giải pháp thay thế sử dụng dây dẫn trung tính chuyên dụng nhưng nó vẫn còn gặp khá nhiều vấn đề như sau:

- Sự ăn mòn điện hóa các vật kim loại
- Điện cực trở đất dưới nước trong nước biển sẽ tạo ra clo hoặc gây ra ảnh hưởng đến hóa học của nước
- Sự mất cân bằng của đường dẫn dòng điện có thể tạo ra từ trường dòng gây ảnh hưởng đến từ trường la bàn của tàu khi đi qua cáp dưới nước



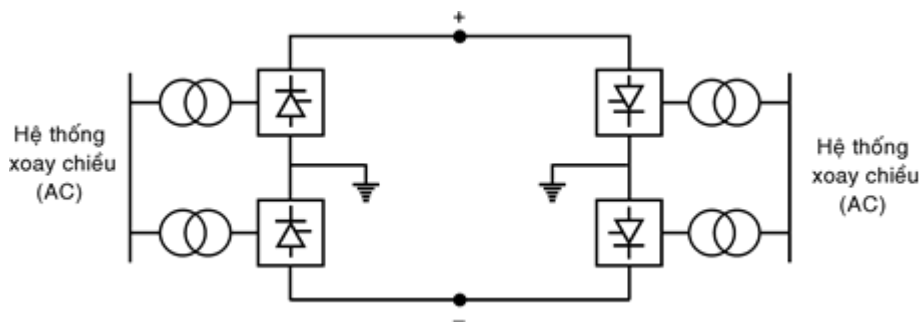
Hình 1.3. Đường dây truyền tải của Baltic

- Hiện nay các hệ thống đơn cực hiện đại được thiết kế dành cho các đường dây trên không thuần túy thường mang 1,5GW và nếu sử dụng cáp ngầm hoặc cáp dưới nước thì giá trị là 600MW. Hầu như các hệ thống đơn cực đều được thiết kế mở rộng lưỡng cực trong tương lai. Tháp đường dây truyền tải được thiết kế mang 2 dây ngay cả khi một dây được sử dụng cho hệ thống truyền tải

đơn cực, dây còn lại thì không sử dụng, nếu sử dụng thì để làm đường dây điện cực hoặc kết nối song song với dây dẫn khác như trường hợp của cáp Baltic.

1.2.3.2 Lưỡng cực

Sơ đồ khối của hệ thống lưỡng cực có trở lại đất:



Hình 1.4. Cấu hình lưỡng cực

- Trong hệ thống truyền lưỡng cực thì mỗi một cặp dây dẫn được sử dụng và mỗi dây dẫn có điện thế cao so với mặt đất, ngược cực vì thế các dây dẫn này phải được cách điện cho toàn bộ điện áp cho nên chi phí của hệ thống này sẽ cao hơn so với dây dẫn đơn cực.

- Khi tải hoạt động bình thường thì dòng điện chạy qua đất không đáng kể không như trường hợp truyền tải đơn cực với điện trở đất bằng kim loại; điều này giúp làm giảm tổn thất trở lại đất và các ảnh hưởng xấu đến môi trường.

- Khi xảy ra sự cố trong một đường dây, các điện cực trở lại đất được lắp đặt ở mỗi đầu của đường dây thì khoảng một nửa công suất định mức có thể tiếp tục chạy bằng cách sử dụng đất trở lại đường dẫn và hoạt động ở chế độ một cực.

- Trong trường hợp địa hình rất bất lợi, dây dẫn thứ hai có thể được mang trên một bộ tháp truyền tải độc lập vì thế một số công suất sẽ được tiếp tục truyền ngay cả khi một đường dây bị sự cố.

- Hệ thống lưỡng cực có thể lắp đặt dây dẫn nối đất bằng kim loại. Hệ thống này có thể mang tới đa 4GW ở điện áp +-600kV với một bộ chuyển đổi duy nhất trên mỗi cực; như dự án Ningdong-Shandong ở Trung Quốc với công suất định mức 2000MW trên mỗi bộ chuyển đổi 12 xung thì các bộ chuyển đổi

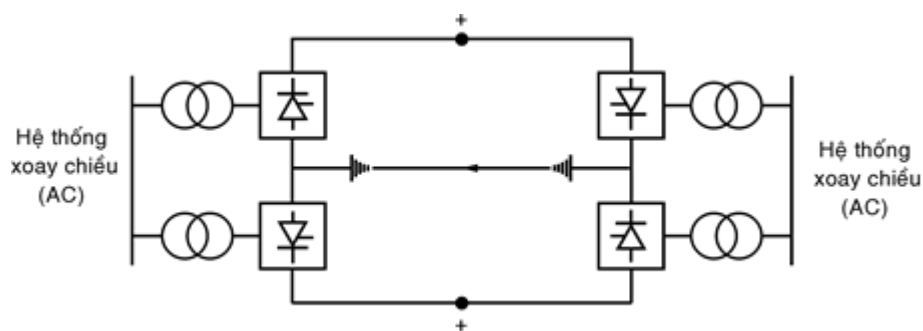
cho dự án này là những bộ chuyển đổi HVDC mạnh nhất từng được chế tạo và chúng có thể đạt công suất cao hơn khi ghép hai hay nhiều bộ chuyển đổi nối tiếp nhau trong mỗi cực.

1.2.3.3 Đa đầu cuối hệ thống

Cấu hình phổ biến nhất bao gồm HVDC liên kết hai công nghệ chuyển đổi được kết nối bằng đường dây trên không hoặc cáp dưới biển. Trung Quốc đang mở rộng lưới điện để bắt kịp nhu cầu điện năng gia tăng và đồng thời giải quyết các mục tiêu về vấn đề môi trường. Dự án China Southern Power Grid bắt đầu thì điểm 3 đầu cuối VSC HVDC vào năm 2011. Dự án này đã được thiết kế để xếp hạng $\pm 160\text{kV}/200\text{MW} - 100\text{MW} - 50\text{MW}$ và sẽ được sử dụng ra lượng gió được tạo ra trên đảo Nanao vào diện tích Quảng Đông lưới qua 32km kết hợp với hệ thống HVDC, cáp biển và dây trên không. Dự án được đưa vào hoạt động ngày 19 tháng 12 năm 2013.

1.2.3.4 Liên kết đồng cực âm

Trong kiểu liên kết này, hai dây dẫn có cùng cực (thường là cực âm) có thể được làm việc với mặt đất hoặc dây dẫn điện trở lại bằng kim loại. Do khả năng vận hành liên kết một chiều với mặt đất trở lại là không thể, nên các liên kết lưỡng cực hầu như được sử dụng. Liên kết đồng cực có ưu điểm là giảm chi phí

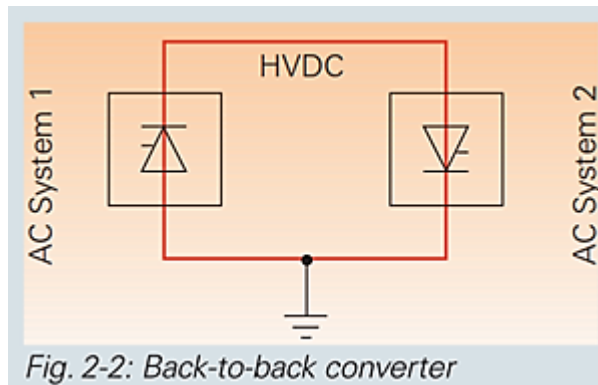


Hình 1.5. Cấu hình đồng cực

cách nhiệt, nhưng nhược điểm của điện trở đất lớn hơn ưu điểm.

1.2.3.5 Các kiểu đấu nối hệ thống

- Trạm back – to – back



Hình 1.6. Bộ biến đổi Back-to-back

Hai hệ thống xoay chiều được nối với nhau chung tại 1 điểm, không cần đường dây truyền tải giữa các cầu chỉnh lưu và nghịch lưu. Các trạm này thường được sử dụng khi đầu nối hai hệ thống khác nhau về tần số hoặc trong các hệ thống điện không đồng bộ và các thiết bị thường nằm tập trung nên dễ dàng cho việc điều khiển, bảo dưỡng, sửa chữa thiết bị.

- Kiểu truyền tải giữa 2 trạm

Là phương án có tính kinh tế cao khi đầu nối 2 trạm chuyển đổi ở 2 vị trí cách xa nhau và là kiểu truyền tải 1 chiều phổ biến nhất hiện nay. Mỗi mạch trên đường dây một chiều 500kV có khả năng truyền tải với công suất khoảng 3000MW thường sử dụng đường dây trên không và truyền tải đi một khoảng cách rất xa. Các đường cáp ngầm cao áp một chiều thường dùng để truyền tải điện qua biển. Loại cáp thường dùng hiện nay là cáp dầu và cáp đặc. Trong một số trường hợp thì cáp đặc có tính kinh tế cao hơn vì chất cách điện là các lớp giấy tẩm dầu có độ nhớt cao. Ngày nay độ sâu của cáp đặc lên đến 1000m và không có giới hạn về khoảng cách. Loại cáp dầu có chất cách điện là dầu có độ nhớt thấp và thường làm việc trong một áp suất nhất định, khoảng cách lớn nhất hiện nay là 60km.

Việc truyền tải trên khoảng cách xa và việc truyền tải xuyên biển, với một đường truyền tải và khép kín mạch qua điện cực mặt đất hoặc biển thì phương pháp nay sẽ là giải pháp có tính khả thi nhất.

- Kiểu truyền tải giữa nhiều trạm

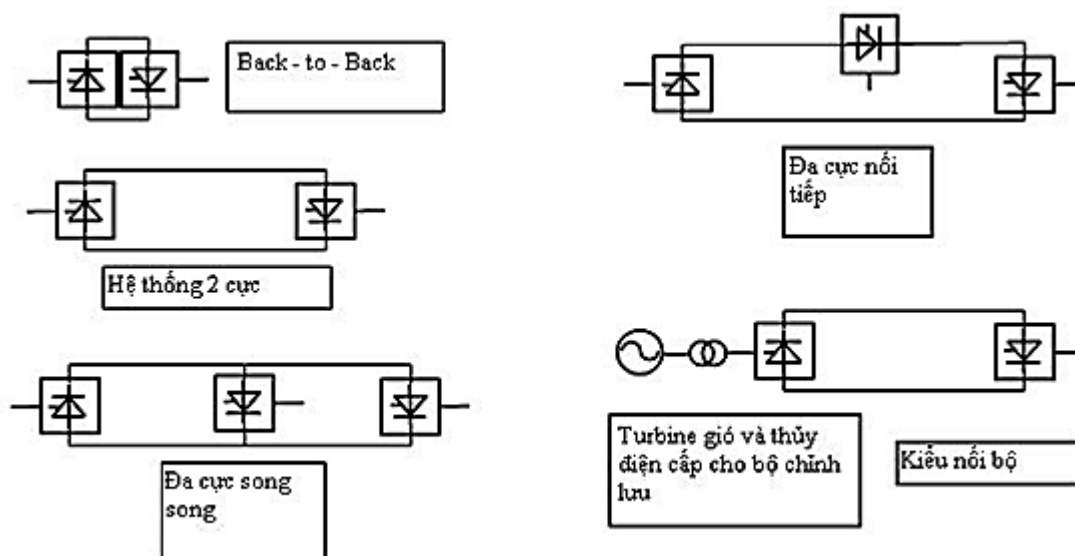
Khi có nhiều hơn 2 trạm chuyển đổi ở các vị trí khác nhau đầu vào cùng một hệ thống 1 chiều thì có thể đấu song song hoặc nối tiếp. Khi các trạm có cùng điện áp đầu nối gọi là kiểu song song và được sử dụng khi công suất trạm lớn hơn 10% tổng công suất trạm chỉnh lưu. Nếu các bộ chuyển đổi được đấu nối tiếp vào một hoặc 2 cực thì gọi là đấu nối tiếp và được dùng khi công suất trạm hơn 10% tổng công suất trạm chỉnh lưu. Vì chi phí dành cho các trạm rất lớn nên cần phải nên phương án phù hợp cho tính kinh tế.

- Kiểu nối bộ tổ máy

Hệ thống truyền tải 1 chiều được đầu vào đầu ra của máy phát điện thường được sử dụng nhiều với các tuabin gió vì đạt hiệu suất cao. Điện năng xoay chiều phía nghịch lưu sẽ có tần số 50Hz hoặc 60Hz mà không phụ thuộc vào tốc độ quay của tuabin.

- Kiểu chỉnh lưu Diode

Ứng dụng khi công suất điện 1 chiều chỉ truyền theo 1 hướng duy nhất, hệ thống các van chỉnh lưu thyristor được thay bằng các diode và công suất được điều chỉnh phía nghịch lưu, đặc biệt với các tổ máy phát điện vì có thể điều khiển công suất dựa vào điều khiển điện áp xoay chiều thông qua kích từ máy phát.



Hình 1.7. Các kiểu đấu nối hệ thống truyền tải HVDC



Hình 1.9. Máy biến áp trong hệ thống HVDC

Trong máy biến áp chuyển đổi, hàm lượng sóng hài thường lớn hơn so với các máy biến áp thông thường nên nó tạo ra thông lượng rò rỉ nhiều hơn và tạo thành điểm nóng cục bộ trong cuộn dây. Do đó, các máy biến áp này yêu cầu bố trí lắp đặt để làm mát thêm, hạn chế ảnh hưởng của điểm nóng.

1.2.4.2 Bộ chuyển đổi

Năng lượng điện tạo ra và sử dụng dưới dạng điện xoay chiều. Vì vậy, bộ chuyển đổi được bố trí ở cả hai đầu của đường dây. Bộ chỉnh lưu được sử dụng để chuyển đổi dòng xoay chiều thành dòng một chiều khi truyền. Bộ biến tần được sử dụng để chuyển dòng một chiều thành dòng xoay chiều ở đầu nhận của đường dây. Kích thước của các bộ chuyển đổi rất lớn nên nó được lắp đặt trong một tòa nhà tách biệt gọi là hội trường van. Hội trường van được hiểu là một tòa nhà chứa các van của bộ biến tần tĩnh của nhà máy truyền tải điện cao áp một chiều DC.

Do các trạm chuyển đổi ở mỗi đầu đều giống nhau nên do đó các thiết bị cần thiết chuyển từ AC sang DC hoặc ngược lại gồm:

- Van thyristor: các van thyristor có thể xây dựng các cách khác nhau phụ thuộc vào ứng dụng và sản xuất. Tuy nhiên cách phổ biến nhất để sắp xếp các van thyristor là trong một nhóm mười hai xung với ba van 4 chân. Mỗi van

Thyristor duy nhất bao gồm một số lượng nhất định của loại kết nối thyristor với mạch trở phụ. Tất cả các thông tin liên lạc giữa các thiết bị điều khiển và mỗi thyristor được thực hiện bằng sợi quang học.

- Van VSC: Bộ chuyển đổi VSC bao gồm 2 cấp độ hoặc nhiều cấp độ và các bộ lọc. Mỗi van trong cầu chuyển đổi được xây dựng với một số lượng IGBT được kết nối hàng loạt nhất định cùng với các thiết bị điện tử phụ trợ của chúng. Van VSC, thiết bị điều khiển và thiết bị làm mát sẽ trong vỏ bọc làm cho vận chuyển và lắp đặt dễ dàng. Tất cả các van HVDC hiện đại đều được làm mát bằng nước và cách nhiệt bằng không khí.

Đối với hệ thống HVDC, các thyristor được dùng như một công tắc điện tử công suất trong bộ chuyển đổi. Các bộ chuyển đổi này được gọi chung là bộ chuyển đổi dòng chuyển mạch. Trong bộ chuyển đổi van thyristor và bán cực thyristor được nhóm lại theo cặp. Thông thường thì bộ chuyển đổi gồm có sáu hoặc mười hai van và cần cung cấp điện áp từ hệ thống AC để truyền. Sau đó, các bộ chuyển đổi nguồn điện áp được giới thiệu. Loại bộ chuyển đổi này thay thế thyristor bằng IGBT (Transistor lưỡng cực). Ngoài ra bộ chuyển đổi này không cần nguồn xoay chiều để kết nối.

1.2.4.3 Bộ lọc

Các bộ chuyển đổi sử dụng công tắc điện tử công suất. Sóng hài được tạo nên do bật mở điện trong bộ chuyển đổi ở hai đầu của đường dây. Các sóng hài này được đưa đến hệ thống điện xoay chiều. Do đó làm cho các thiết bị nóng lên. Vì vậy, cần phải loại bỏ hoặc giảm thiểu sóng hài. Sóng hài có thể được giảm thiểu nhờ các bộ lọc.



Hình 1.8. Bộ lọc trong hệ thống HVDC

Các bộ lọc được sử dụng ở cả hai phía DC và AC. Bộ lọc được sử dụng trong hệ thống xoay chiều được gọi là bộ lọc AC và bộ lọc được sử dụng trong hệ thống một chiều được gọi là bộ lọc DC. Chúng bao gồm các chuỗi liên kết của cuộn cảm với tụ điện và điều chỉnh nhằm loại bỏ các tần số sóng hài dư kiến.

Bộ lọc AC cung cấp công suất phản kháng cần thiết cho hoạt động của bộ chuyển đổi. Bộ lọc AC cung cấp trở kháng thấp và các thành phần thụ động được sử dụng. Các bộ lọc DC ít tốn kém và có kích thước nhỏ gọn và đơn giản hơn so với các bộ lọc AC. Cường độ sóng hài ít hơn trong các bộ biến đổi nguồn áp so với các bộ biến đổi chuyển mạch.

Bộ chuyển đổi HVDC tạo ra sóng hài ở mọi chế độ hoạt động. Sóng hài như vậy có thể tạo ra nhiễu loạn trong hệ thống viễn thông. Do đó, các bộ lọc DC được thiết kế đặc biệt là được sử dụng để giảm nhiễu. Thông thường không cần bộ lọc để truyền cáp thuần túy cũng như cho các trạm HVDC Back-to-Back. Tuy nhiên, cần phải cài đặt bộ lọc DC nếu các đường dây trên không được sử dụng trong một phần hoặc toàn bộ hệ thống truyền tải. Các bộ lọc cần thiết để xử lý các sóng hài được tạo ra trên đầu DC, thường đáng kể nhỏ hơn và ít tốn

kém hơn so với các bộ lọc ở phía AC. Các bộ lọc DC hiện đại là Active Bộ lọc DC. Trong các bộ lọc này, phần thụ động được giảm xuống mức tối thiểu và điện tử công suất hiện đại được sử dụng để đo, đảo ngược và bơm lại các sóng hài, do đó hiển thị bộ lọc rất hiệu quả.

1.2.4.4 Cuộn san dòng

Cuộn san dòng được nối nối tiếp với bộ chuyển đổi ở nguồn DC và được làm mát bằng dầu. Nó có tác dụng giảm sóng hài trên đường dây truyền tải. Cuộn san dòng cũng còn dùng để điều chỉnh dòng một chiều. Nếu có sự thay đổi một cách đột ngột thoáng qua nó sẽ tác động và điều chỉnh dòng một chiều về giá trị định mức làm giảm xung đột trên van chuyển đổi.



Hình 1.9. Cuộn san dòng

Cuộn san dòng còn dùng cho nhiệm vụ bảo vệ bằng cách hạn chế dòng sự cố. Nó có thể mắc ở dây pha hoặc dây trung tính.

1.2.4.5 Đường dây truyền tải

Đường dây truyền tải điện một chiều dùng để truyền tải năng lượng điện đi từ bộ chỉnh lưu đến bộ nghịch lưu. Hiện nay, phương pháp phổ biến nhất để truyền tải điện cao áp trên mặt đất là sử dụng đường dây trên không thường là đường dây lưỡng cực. Hệ thống cáp ngầm thường sử dụng khi truyền tải HVDC ở dưới biển. Cách điện rắn và cách điện dầu là những phương pháp phổ biến dùng cho cáp ngầm, trong đó cách điện rắn mang tính kinh tế hơn. Nó được cấu

tạo bởi nhiều băng giấy cách điện tẩm dầu nhớt có độ đậm đặc cao. Loại cáp này có thể sử dụng trong độ sâu lên tới 1km mà không giới hạn về độ dài. Còn loại cáp được đổ đầy dầu với mật độ đậm đặc thấp và có thể hoạt động dưới một áp suất cao thì chiều dài tối đa cho loại cáp này là khoảng 60km.



Hình 1.10. Đường dây truyền tải HVDC

Nguyên tắc để tính toán kích thước của đường dây trên không của hệ thống truyền tải HVDC tương tự với đường dây xoay chiều. Trong trường hợp phụ tải không tăng theo thời gian thì chọn theo mật độ kinh tế dòng điện (J_{kt}):

$$J_{kt} = \frac{I_{max}}{F_{kt}} \quad (1.1)$$

I_{max} : giá trị max của dòng điện

F_{kt} : tiết diện kinh tế

Tuy nhiên, trong thực tế không phải lúc nào cũng được phép sử dụng tiết diện tối ưu cho đường dây mà luôn có những hạn chế về kỹ thuật phải tuân theo nếu muốn đường dây hoạt động ổn định đó là:

- Dây dẫn bị phát nóng do dòng điện
- Độ bền cơ học của đường dây
- Điều kiện phát nóng khi xảy ra ngắn mạch (cho dây cáp)

- Tồn thất điện áp cho phép trên lưới điện

Các hạn chế này làm cho không phải lúc nào cũng có thể sử dụng được tiết diện tối ưu cho dây, trong nhiều trường hợp phải căn cứ vào điều kiện kỹ thuật để chọn tiết diện dây dẫn.

Phương pháp phân pha sử dụng nhằm tăng bề mặt tiếp xúc nhằm tăng hiệu quả của dây dẫn.

Trên đường dây có treo 2 dây bảo vệ chống sét (trong đó một dây phối hợp với cáp quang để phục vụ truyền tin). Nối đất sử dụng để giảm thiểu sóng hài và nhiễu đường dây thông tin.

1.2.4.6 Nguồn công suất phản kháng

Nguồn công suất phản kháng luôn cần có trong một bộ biến đổi HVDC vì trong chế độ vận hành bình thường, bộ biến đổi sẽ tiêu thụ một lượng công suất phản kháng bằng một nửa công suất tác dụng được truyền. Giải pháp phổ biến nhất trong việc bù công suất phản kháng này là lắp đặt một hệ thống tụ điện nối song song tại đầu ra của bộ biến đổi.



Hình 1.11. Tụ bù công suất phản kháng

1.2.4.7 Hệ thống điều khiển và bảo vệ

Hệ thống điều khiển là bộ não của HVDC. Có khả năng điều khiển được là một trong những thuận lợi lớn nhất của hệ thống HVDC. Hiện nay một trạm HVDC sẽ được trang bị hệ thống bảo vệ và điều khiển bằng tích hợp vi xử lí.

Để điều khiển công suất qua hệ thống HVDC thì một trạm biến đổi phải điều khiển được điện áp một chiều và trạm biến đổi kia điều khiển được dòng chạy trên mạch một chiều. Hệ thống điều khiển hoạt động thông qua sự đóng mở góc điều khiển của thyristor và bộ điều chỉnh điện áp ở máy biến áp của bộ biến đổi. Mỗi một đầu của hệ thống HVDC sẽ có một hệ thống điều khiển riêng và hai hệ thống này sẽ liên lạc với nhau thông qua đường dây thông tin. Ngày nay, một hệ thống điều khiển HVDC hiện đại có những chức năng giám sát, điều khiển và vận hành sẽ được thực hiện bằng phần mềm SCADA.



Hình 1.12. Hệ thống điều khiển trong HVDC

Hệ thống bảo vệ: cũng tương tự hệ thống xoay chiều, hệ thống một chiều cũng có những sự cố mà nguyên nhân là sự hoạt động sai chức năng của thiết bị, cách điện hỏng do bị sét đánh hoặc những tác động từ môi trường xung quanh. Các sự cố này gây ảnh hưởng rất xấu đến chất lượng của hệ thống nên cần phải được phát hiện và ngăn ngừa, nhằm hạn chế đến mức thấp nhất những hậu quả tai hại của sự cố. Trạm chuyển đổi gồm có những thiết bị bảo vệ như bộ ngắt mạch, công tắc nối đất, dao cách ly và hệ thống chiếu sáng. Hệ thống chống sét

được dùng nhằm bảo vệ trạm chuyển đổi khỏi sự cố sét đánh trên hệ thống xoay chiều. Nó cũng bao gồm cả máy biến điện áp đo lường cho nhiệm vụ kiểm soát và bảo vệ.

1.2.4.8 Hệ thống tiếp địa

Các liên kết một chiều hầu như đều dùng tiếp địa như dây trung tính. Hệ thống tiếp địa yêu cầu mặt bằng rộng để giảm dòng dò và tản dòng điện khi xảy ra sụt áp. Đất ở chỗ điện cực nối đất phải có điện trở suất cực thấp và ít thay đổi theo mùa. Hệ thống cần phải đặt ở xa khu vực thành thị hoặc những nơi đông dân cư, đường ống, công trình ngầm, trạm biến đổi... để tránh bị ăn mòn điện hóa hoặc nhiễu thông tin, ảnh hưởng đến môi trường xung quanh. Hệ thống cũng phải đảm bảo tuổi thọ cao và chi phí đầu tư không quá lớn.

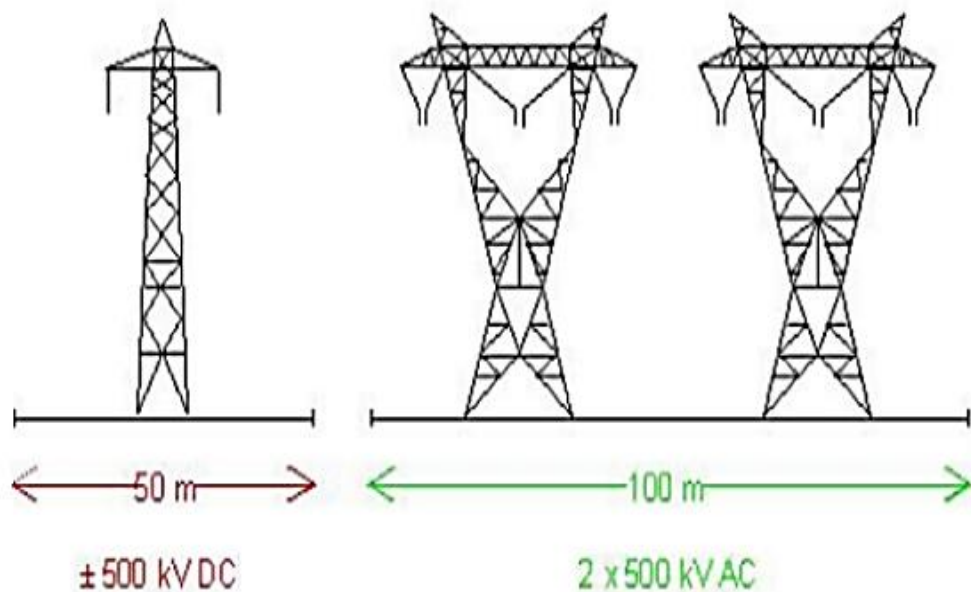
1.3 Ưu, nhược điểm và ứng dụng của hệ thống

1.3.1 Ưu điểm

So với hệ thống truyền tải điện xoay chiều HVAC truyền thống thì hệ thống truyền tải điện một chiều HVDC có những ưu điểm sau:

- Có khả năng truyền tải công suất với khoảng cách xa mà không bị giảm khả năng tải như đường dây xoay chiều.
- Hướng của dòng điện có thể thay đổi trong một khoảng thời gian ngắn.
- Điều khiển dòng điện rất nhanh, do đó nâng cao tính ổn định không chỉ đối với các hệ thống HVDC mà còn với hệ thống xoay chiều xung quanh.
- Việc nối liên kết các hệ thống điện bằng đường dây tải điện một chiều sẽ hạn chế công suất ngắn mạch trong hệ thống điện liên kết.
- Đường dây HVDC không có công suất phản kháng, chỉ truyền tải công suất tác dụng nên không gặp nhiều vấn đề về quá tải điện áp trên đường dây dài như hệ thống HVAC.
- Với cùng một mức điện áp, điện áp gây ứng suất lên cách điện của đường dây ít hơn trên đường dây truyền tải điện một chiều. Do đó, cùng một công suất truyền tải thì cấp điện áp của đường dây HVDC sẽ thấp hơn đường dây HVAC nên yêu cầu về mặt cách điện cũng đơn giản hơn.

- Do giảm được yêu cầu về cách điện nên việc lắp đặt đường dây truyền tải ngầm sẽ mang tính kinh tế hơn.
- Lượng dây tiêu thụ ít hơn do điện một chiều chỉ cần 2 đường dây là đủ so với điện xoay chiều 3 pha.
- Hành lang tuyến của đường dây HVDC nhỏ hơn rất nhiều so với hành lang tuyến của đường dây HVAC với cùng công suất truyền tải.



Hình 1.13. Hành lang tuyến của HVDC và HVAC

- Đối với những đường cáp biển có chiều dài hơn 50 km thì truyền tải bằng điện áp AC sẽ gặp vấn đề rất lớn về ổn định điện áp trong khi điện áp DC có thể truyền với khoảng cách xa hàng trăm km.
- Hệ thống HVDC có thể truyền tải công suất lớn hơn đối với cùng kích cỡ dây dẫn so với hệ thống HVAC.
- Những vấn đề khó khăn trong khâu hòa đồng bộ là không có trong hệ thống truyền tải điện một chiều, cho phép truyền tải điện năng giữa 2 hệ thống xoay chiều có tần số khác nhau.
- Kết nối không đồng bộ HVDC cũng có tác dụng bảo vệ rất tốt về sự cố mất điện truyền qua mạng điện. Ngày 14 tháng 8 năm 2003, sự cố mất điện ở Đông Bắc Mỹ đưa ra một ví dụ về hiệu quả bảo vệ khỏi hệ thống HVDC. Hệ

thống HVDC đã ngăn chặn sự cố phát triển qua giao diện kết nối không đồng bộ với Quebec khi sự cố được truyền qua Ontario và New York.

- Giảm trở ngại do sóng radio, các mạch truyền thông và tác động đến môi trường.

- Chịu tác động từ môi trường và ảnh hưởng đến sức khỏe con người ít hơn.

- Với bộ biến đổi chỉnh lưu sử dụng GTO (Gate turn off thyristor) và nghịch lưu sử dụng IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) cho phép điều khiển dòng công suất tác dụng và phản kháng độc lập.

- Ngày nay, công nghệ truyền tải điện một chiều HVDC khá phổ biến tại các nước có diện tích lớn, có độ tin cậy cao được nghiên cứu và vận hành hơn 30 năm.

1.3.2 Nhược điểm

Bên cạnh những ưu điểm của hệ thống truyền tải điện một chiều HVDC còn tồn tại những mặt hạn chế cần khắc phục trong tương lai:

- Bộ chuyển đổi và bộ lọc sử dụng ở cả hai đầu của đường truyền có chi phí rất cao.

- Bộ biến đổi có khả năng chịu quá tải không cao và rất nhạy cảm với điều kiện tác động của môi trường.

- Tại các trạm biến đổi cần phải lắp đặt các thiết bị bù công suất phản kháng.

- Phát xạ sóng hài do đó phải thực hiện các biện pháp khử sóng hài do hoạt động của bộ biến đổi sinh ra thành phần sóng hài bậc cao làm méo dạng dòng xoay chiều.

- Không thể sử dụng các máy biến áp để thay đổi mức điện áp theo yêu cầu.

- Máy phát điện và động cơ một chiều sẽ cần bảo dưỡng một cách thường xuyên và chi phí bảo dưỡng tốn kém hơn so với hệ thống xoay chiều.

- Việc chế tạo máy cắt một chiều cũng khó khăn hơn.

- Rất tốn kém và phức tạp khi lấy công suất dọc đường dây.

- Yêu cầu trong khâu điều khiển cũng phức tạp hơn. Trong điều kiện bất thường, rất khó kiểm soát bộ chuyển đổi, đòi hỏi công nghệ và kiến thức về điện tử công suất của người vận hành - sửa chữa.

- Với khoảng cách không quá xa (dưới 500km đường dây trên không) hệ thống HVDC sẽ tốn kém cho phí lắp đặt và vận hành hơn nhiều so với hệ thống HVAC.

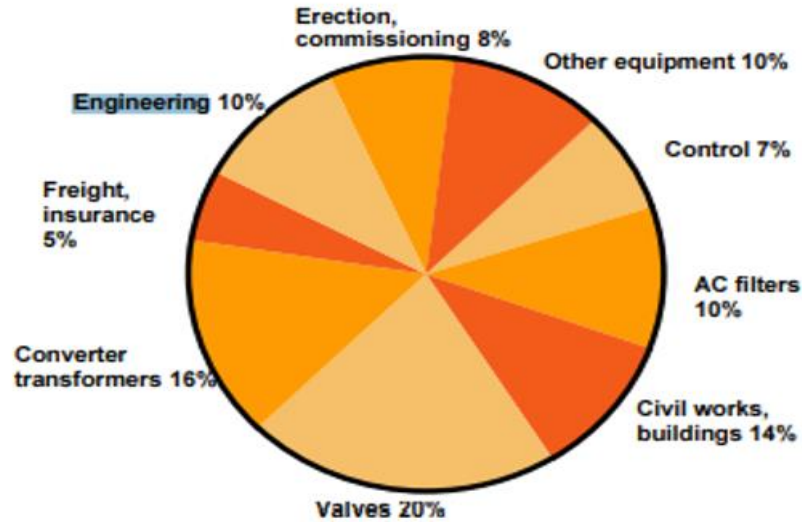
1.3.3 Ứng dụng của hệ thống HVDC

Hệ thống HVDC truyền tải điện qua một khoảng cách rất lớn trên đất liền và cả dưới nước. Nó có khả năng liên kết giữa 2 hệ thống xoay chiều với tần số khác nhau và nâng cao tính ổn định của hệ thống truyền tải điện. Ngoài ra còn cho phép kết nối các nhà máy thủy điện, nhà máy điện hạt nhân, nhà máy địa nhiệt... vào hệ thống.

Qua các ưu - nhược điểm đã nêu, hệ thống HVDC tỏ ra là sự lựa chọn kinh tế, chịu ít tác động từ yếu tố tự nhiên và giảm tác hại đến môi trường xung quanh. Cùng với sự tiến bộ của kỹ thuật và nhu cầu liên kết lưới điện giữa các khu vực để hợp tác, phát triển, các nỗ lực trong bảo vệ môi trường nên trong nhiều trường hợp hệ thống truyền tải HVDC là sự lựa chọn hàng đầu.

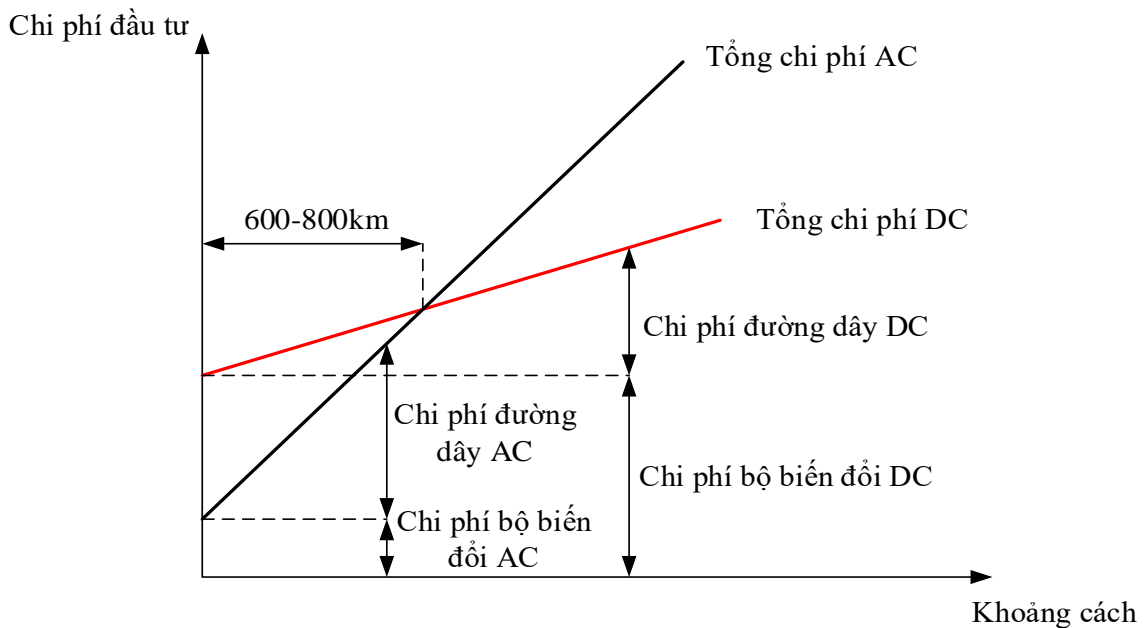
1.3.4 Chi phí của hệ thống HVDC

Chi phí cho hệ thống truyền tải HVDC phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như công suất truyền tải, các loại đường dây, điều kiện môi trường và các điều kiện an toàn khác, các quy tắc, các yêu cầu. Ngay cả khi chúng có sẵn thì tùy vào lựa chọn cho việc thiết kế tối ưu (khác nhau kỹ thuật chuyển đổi, nhiều loại bộ lọc, máy biến áp ...) khiến rất khó để đưa ra một con số chi phí cho một hệ thống HVDC. Tuy nhiên cấu trúc chi phí điển hình cho các trạm chuyển đổi có thể như sau:



Hình 1.17. Chi phí đầu tư trạm chuyển đổi

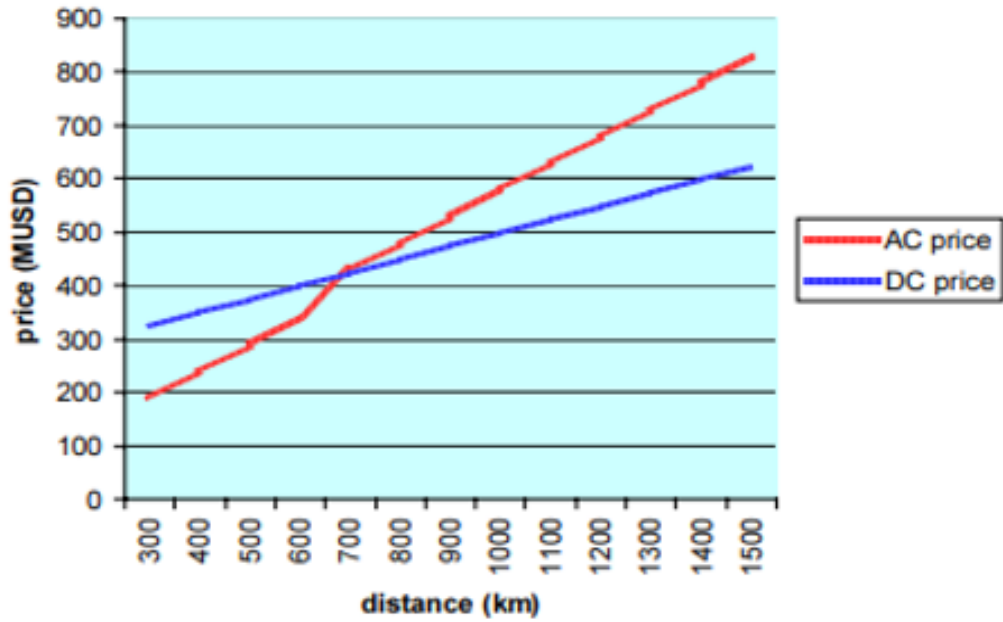
So sánh chi phí của hệ thống truyền tải một chiều và truyền tải xoay chiều:



Hình 1.14. Biểu đồ phí đầu tư của hệ thống HVDC và HVAC

Khi khoảng cách dưới 600 km thì chi phí đầu tư cho hệ thống truyền tải AC sẽ thấp hơn so với hệ thống DC, nhưng khi khoảng cách càng xa thì chi phí cho hệ thống truyền tải DC sẽ thấp hơn so với hệ thống AC.

Chênh lệch giá giữa hai hệ thống truyền tải DC với hệ thống truyền tải AC với công suất 2000MW như sau:



Hình 1.15. Biểu đồ chênh lệch giá giữa HVDC và HVAC với công suất 2000MW

Ở khoảng cách từ 300 km đến 500km, hệ thống truyền tải xoay chiều sẽ mang tính kinh tế hơn rõ rệt so với hệ thống truyền tải một chiều. Nhưng với khoảng cách từ 700 km đến 900 km thì hệ thống truyền tải một chiều sẽ được ưu tiên hơn. Và từ khoảng 1000 km trở lên thì hệ thống truyền tải một chiều sẽ tỏ ra vượt trội về tính kinh tế so với hệ thống truyền tải xoay chiều.

CHƯƠNG II : CÁC TRẠM BIẾN ĐỔI TRONG HVDC

Trong một hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều HVDC, bộ biến đổi converter đóng vai trò chủ đạo với nhiệm vụ chuyển đổi điện áp từ xoay chiều thành một chiều phục vụ cho mục đích truyền tải điện năng đi xa sau đó chuyển đổi điện áp một chiều thành xoay chiều để đưa đến nơi tiêu thụ. Hiện nay, bộ biến đổi converter thường được sử dụng chủ yếu dựa trên hai công nghệ đó là công nghệ LCC (**Line-Commutated Converter**) và công nghệ VSC (**Voltage Source Converter**).

2.1 Hệ thống HVDC dựa trên công nghệ LCC

2.1.1 Tổng quan về công nghệ

HVDC Line-Commutated Converter (LCC) là một công nghệ hoàn thiện với công suất cao nhất và đánh giá hiệu quả được sử dụng trong hơn 50 năm cho truyền tải điện số lượng lớn. Công nghệ LCC-HVDC sử dụng bộ chuyển đổi van thyristor chuyển mạch dòng điện dựa vào điện áp hệ thống AC ổn định cho một quá trình chuyển đổi đáng tin cậy. Đặc tính kỹ thuật của công nghệ này kết hợp với lợi thế tính kinh tế của nó cũng như tổn thất vận hành thấp, làm cho nó trở thành một giải pháp được sử dụng rộng rãi để mở rộng hoặc nâng cao kết nối hệ thống điện.

2.1.2 Trạm chuyển đổi LCC-HVDC và các thành phần chính

Các thành phần chính của bộ chuyển đổi LCC-HVDC được thể hiện như trong hình vẽ 2.1. Chúng bao gồm một số thành phần chính như sau:

Bộ chuyển đổi: Thiết bị chuyển đổi nguồn dòng LCC chủ yếu dùng các van thyristor với khả năng truyền tải công suất tối đa lên đến hàng trăm MW, do hệ thống biến đổi công suất lớn nên cần phải bố trí thêm các bộ lọc sóng hài. Việc chuyển đổi DC/AC và AC/DC được thực hiện trong bộ chỉnh lưu và bộ nghịch lưu. Mỗi bộ thường có bố trí 12 xung bao gồm hai cầu thyristor 6 xung (bao gồm 6 van thyristor) mắc nối tiếp ở phía DC. Bên cạnh đó, bộ chuyển đổi LCC còn có một số hạn chế: khi dùng khóa bán dẫn không có khả năng tự động

đóng ngắt, điện áp bên ngoài phải cung cấp công suất phản kháng để tạo ra chuyển mạch bán dẫn, nó chỉ có thể hoạt động với hệ số công suất trễ và không có khả năng hoạt động trong các hệ thống làm việc độc lập.

Máy biến áp chuyển đổi: Máy biến áp có khả năng điều chỉnh điện áp AC được cung cấp thành các van mạch cầu đảm bảo tối ưu hóa hoạt động của HVDC.

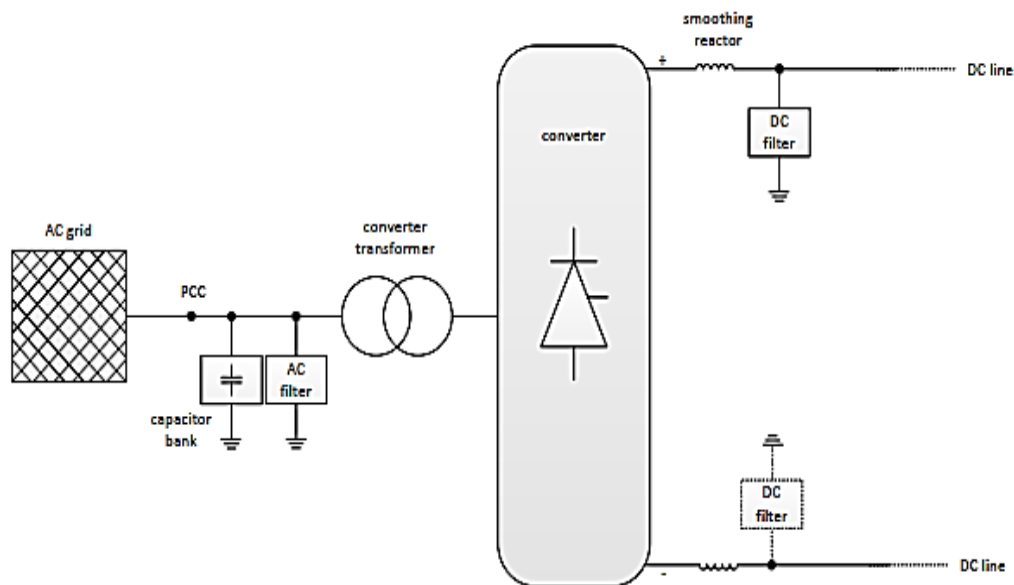
Bộ lọc bên AC và DC: Hoạt động của bộ chuyển đổi tạo ra dòng điện hài và điện áp trên AC và DC tương ứng để triệt tiêu các sóng hài trên hệ thống. Các vấn đề phổ biến với sóng hài cao bao gồm gây ra hiện tượng phát nóng các thiết bị, quá tải của các tụ tụ điện và gây nhiễu với thiết bị thông tin liên lạc. Trong bộ chuyển đổi 12 xung, tất cả các sóng hài bậc $12k \pm 1$ ($k = 0, 1, 2, \text{v.v.}$) xuất hiện phía nguồn xoay chiều AC. Do đó, đầu cuối cầu thyristor 12 xung điển hình yêu cầu bộ lọc sóng hài bậc 11, 13, 23, 25, v.v. phía xoay chiều AC. Một số thiết kế HVDC với đường dây trên không cũng triển khai bộ lọc DC. Bộ lọc DC không yêu cầu trong các sơ đồ truyền dẫn cấp hoặc back-to-back.

Bù công suất phản kháng: Liên kết LCC-HVDC có nhu cầu công suất phản kháng cao thay đổi theo nguồn DC. Thông thường, cần phải có một tỷ lệ bù công suất phản kháng lớn, lên đến 60% định mức nguồn DC và được cung cấp bởi các bộ lọc và các khối tụ điện có thể chuyển đổi hoặc các thiết bị dựa trên các thiết bị điều chỉnh điện áp xoay chiều linh hoạt FACTS như STATCOM hoặc SVC. Nếu bộ chuyển đổi được đặt ở vị trí yếu, lưới điện xoay chiều có thể phải lắp đặt tụ điện để tăng mức độ ngắn mạch và cải thiện việc kiểm soát điện áp.

Hệ thống điều khiển: Bộ chỉnh lưu và biến tần bao gồm các hệ thống điều khiển phân cấp khác nhau.

Cuộn kháng san phẳng: Phía DC của bộ chuyển đổi bao gồm các cuộn kháng để san phẳng, chủ yếu cần thiết để giảm sóng hài ở phía DC, ngăn ngừa lỗi chuyển mạch và bảo vệ các van bán dẫn sau lỗi DC.

Kết nối DC: Các hoặc đường dây trên không luôn có trên các kết nối cực, ngoại trừ trong các hệ thống liên kết. Lỗi DC có thể được quản lý bằng công nghệ LCC-HVDC và chỉ gây ra nhiễu loạn chuyển tiếp, trong khi trong hệ thống VSC-HVDC, lỗi DC có thể nghiêm trọng hơn.



Hình 2.1. Trạm chuyển đổi LCC-HVDC

2.2 Hệ thống HVDC dựa trên công nghệ VSC

2.2.1 Tổng quan về công nghệ

Năm 1997, hệ thống chuyển đổi nguồn điện áp VSC -HVDC đầu tiên được đưa vào vận hành với hiệu điện thế ± 10 kV và công suất truyền tải là 3 MW. Ngày nay, hệ thống chuyển đổi nguồn áp với điện áp trên ± 500 kV và 2 GW là khả thi, nhưng vẫn chưa có nhiều kinh nghiệm trong việc vận hành. Hệ thống INELFE VSC - HVDC giữa Pháp và Tây Ban Nha với điện áp ± 320 kV và công suất một chiều 2×1 GW hiện là hệ thống VSC có truyền tải cao nhất. Các công nghệ tạo bộ chuyển đổi đầu tiên dựa trên công nghệ hai hoặc ba cấp. Các thế hệ mới nhất áp dụng khái niệm mô-đun (Bộ chuyển đổi đa cấp mô-đun, MMC) với số lượng mức điện áp tùy ý (phụ thuộc vào khái niệm của nhà sản xuất), dẫn đến giảm tổn thất và cải thiện sóng hài. Ngoài việc tạo ra bộ chuyển đổi, nguyên tắc hoạt động chung của các khái niệm khác nhau là như nhau. Khả năng đóng và mở của bóng bán dẫn lưỡng cực (IGBT) cho phép điện áp sinh ra

phía xoay chiều AC với biên độ và góc pha xác định. Các thông số này là bắt nguồn từ các điểm đặt (công suất hoạt động/phản kháng, điện áp, v.v.) do người vận hành đưa ra. Bởi vì khái niệm điều khiển, công suất hoạt động và phản kháng có thể được điều khiển độc lập với nhau.

Bộ chuyển đổi nguồn điện áp có thể hoạt động ở các hệ thống AC yếu hơn và thậm chí là thụ động. Trong trường hợp mất điện, hệ thống có thể được khôi phục nếu lưới điện ở đầu kia của hệ thống HVDC vẫn hoạt động và liên kết với bộ chuyển đổi nguồn VSC.

2.2.2 Trạm biến đổi VSC-HVDC và các thành phần chính

Các thành phần chính của bộ chuyển đổi VSC-HVDC được thể hiện như trong hình vẽ 2.2. Chúng bao gồm một số thành phần chính như sau:

Bộ chuyển đổi: Bộ chuyển đổi nguồn áp HVDC (kết nối điểm-điểm) bao gồm hai bộ chuyển đổi (bộ chỉnh lưu và biến tần) ở cả hai đầu với cấu hình đơn cực hoặc lưỡng cực. Khái niệm mô-đun với nhiều chuỗi mô-đun con được kết nối (mô-đun nửa cầu hoặc toàn cầu) trong mỗi nhánh cho phép tạo ra điện áp hình sin trên phía AC của bộ chuyển đổi. Bộ chuyển đổi nguồn điện áp có thể điều khiển đóng và cắt, điều khiển bằng điện áp và điều khiển đóng không phụ thuộc vào dòng điện ngoài. Tuy nhiên, nó có tỉ số biến thiên di/dt trên mỗi nhánh rất lớn dẫn đến áp lực cực cao đặt lên các khóa bán dẫn và tổn thất công suất lớn trong khóa bán dẫn và việc sử dụng các bộ lọc thụ động lớn khá đắt tiền. Để khắc phục những hạn chế trên người ta đưa bộ biến đổi đa bậc vào sử dụng nhưng nó chỉ có khả năng ứng dụng trong quy mô công nghiệp và cấp điện áp thấp. Việc sử dụng bộ biến đổi đa bậc giúp cho dòng điện nhánh chạy liên tục, tỉ lệ biến thiên nhỏ khi chuyển mạch, giảm tổn thất điện năng, công suất phân phối giữa các mô-đun của nhánh, mức độ phức tạp không quá lớn.

Máy biến áp chuyển đổi: Máy biến áp hai hoặc ba cuộn dây thông thường được áp dụng trong hệ thống VSC HVDC để điều chỉnh điện áp hệ thống xoay chiều AC đến mức độ thích hợp cho hoạt động của bộ chuyển đổi. Có thể sử

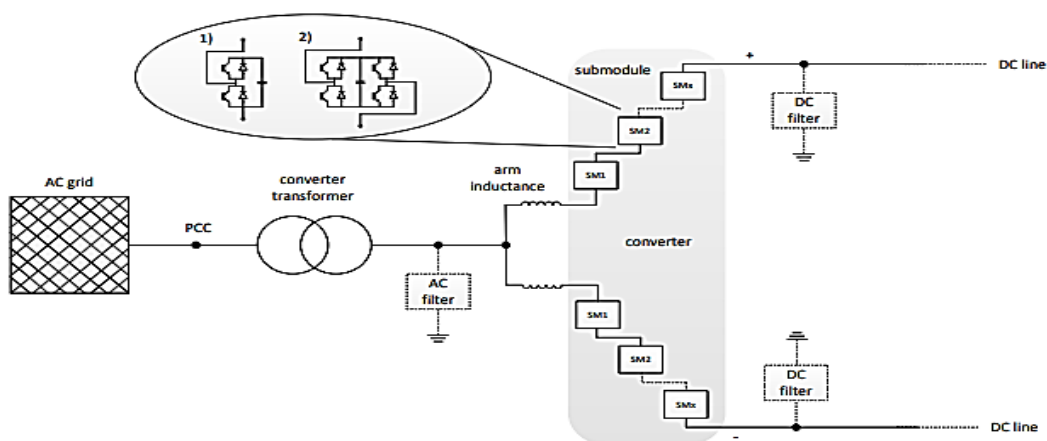
dụng bộ chuyển đổi đầu phân áp bên cạnh việc điều khiển công suất phản kháng của bộ chuyển đổi để hỗ trợ điều khiển điện áp.

Điện cảm: Điện cảm xác định sự trao đổi công suất phản kháng và hoạt động giữa hệ thống xoay chiều AC và bộ chuyển đổi.

Bộ lọc bên AC và DC: Các bộ lọc AC và DC có thể được bỏ qua, vì điện áp của bộ chuyển đổi gần như hoàn toàn hình sin và do đó hàm lượng hài rất thấp. Đặc biệt các trường hợp, ứng dụng của đường dây trên không, bộ lọc một chiều DC được cài đặt nếu cần.

Hệ thống điều khiển: Việc trao đổi công suất phản kháng và hoạt động được điều khiển bởi một bên ngoài và bên trong vòng điều khiển. Vòng lặp bên ngoài tính toán các giá trị tham chiếu cho vòng lặp bên trong, giá trị này xác định sau đó là xung kích hoạt cho IGBT.

Tụ điện một chiều: Các tụ điện một chiều lớn của bộ chuyển đổi hai hoặc ba cấp là (trong các trường hợp bộ chuyển đổi đa cấp mô-đun được phân phối trong các mô-đun con dọc theo các nhánh của bộ chuyển đổi).



Hình 2.2. Trạm chuyển đổi VSC-HVDC

2.3 So sánh công nghệ LCC và công nghệ VSC

Bảng 2.1: So sánh công nghệ LCC và công nghệ VSC

LCC	VSC
Công nghệ dựa trên Thyristor	Công nghệ dựa trên IGBT
Chất bán dẫn có thể chịu được điện áp ở một trong hai phân cực	Có thể chịu được dòng điện theo một trong hai hướng
Chiều dòng điện không đổi	Thay đổi điện một chiều theo công suất
Được bật bằng xung nhưng dựa vào mạch bên ngoài cho nó tắt	Cả bật và tắt đều được thực hiện mà không cần sự trợ giúp của một mạch bên ngoài
Công suất cao trên mỗi bộ chuyển đổi	Công suất thấp trên mỗi bộ chuyển đổi
Khả năng quá tải lớn	Khả năng quá tải thấp
Yêu cầu hệ thống AC mạnh để có hiệu suất cao	Hoạt động tốt trong hệ thống AC yếu
Yêu cầu bộ lọc sóng hài AC và DC để loại bỏ biến dạng và sóng hài	Không yêu cầu bộ lọc vì nó tạo ra một mức độ hài không đáng kể
Gặp hạn chế trong điều khiển công suất phản kháng (có thể cần bộ lọc cho hoạt động)	Kiểm soát công suất phản kháng tốt
Khu vực rộng lớn, bị chi phối bởi các bộ lọc sóng hài	Một khu vực nhỏ gọn hơn
Yêu cầu máy biến áp chuyển đổi	Máy biến áp thông thường được sử dụng
Giảm tổn thất trạm (khoảng 0,7%)	Tổn thất trạm cao hơn (khoảng 1%)
Dùng cho điện áp cao hơn 1000 kV	Dùng cho điện áp khoảng 600 kV
Số lượng LCC thấp trong các hệ	Số lượng VSC cao trong một thiết bị

thống đa đầu cuối	đầu cuối hệ thống có thể (cần được điều tra)
Biến tần bị lỗi chuyển mạch (hoạt động công suất bằng 0 trong vài trăm ms) do đột ngột giảm biên độ hoặc độ lệch pha trong điện áp xoay chiều, dẫn đến quá dòng DC tạm thời	Khả năng được bật cũng như tắt, làm cho nó miễn nhiễm với bất kỳ sụt giảm điện áp hoặc AC thoáng qua rối loạn; do đó, nó không bị lỗi
Cần truyền công suất hoạt động tối thiểu	Không cần công suất hoạt động tối thiểu truyền tải
Cần nguồn điện ngắn mạch	Ngắn mạch trong quá trình hoạt động bình thường
Đảo chiều nguồn điện rất quan trọng	Đảo chiều nguồn điện không quan trọng

CHƯƠNG III : HỆ THỐNG HVDC CỦA ẤN ĐỘ

3.1 Giới thiệu chung

3.1.1 Tình hình chung

ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity-Mạng lưới các nhà vận hành hệ thống truyền tải của châu Âu) đã xác định rằng việc sử dụng các hệ thống HVDC được các nhà điều hành hệ thống quan tâm đặc biệt vì các đặc điểm cụ thể có trong công nghệ HVDC có thể giúp đáp ứng những khó khăn trải qua trong vận hành hệ thống. Đây là trường hợp cho cả các hệ thống HVDC kết nối các khu vực đồng bộ khác nhau và các hệ thống HVDC được áp dụng trong lưới điện xoay chiều và do đó hoạt động song song với dòng AC.

Nhu cầu sử dụng ngày càng tăng các hệ thống HVDC trong lưới truyền tải làm cho việc vận hành HVDC là cần thiết liên kết theo cách tốt nhất có thể. Điều này sẽ đúng với mục đích của ENTSO-E, như đã nêu trong các điều khoản của Hiệp hội "để thúc đẩy hoạt động đáng tin cậy, quản lý tối ưu và lành mạnh sự phát triển kỹ thuật của hệ thống truyền tải điện Châu Âu, để đảm bảo an ninh cung cấp và để đáp ứng nhu cầu của Thị trường Năng lượng Nội bộ".

Vận hành các hệ thống HVDC và sử dụng các dịch vụ mà nó có thể cung cấp đòi hỏi một mức độ phối hợp nhất định cả với các hệ thống HVDC khác và với các nguồn khác và các thiết bị có thể điều khiển như máy biến áp.

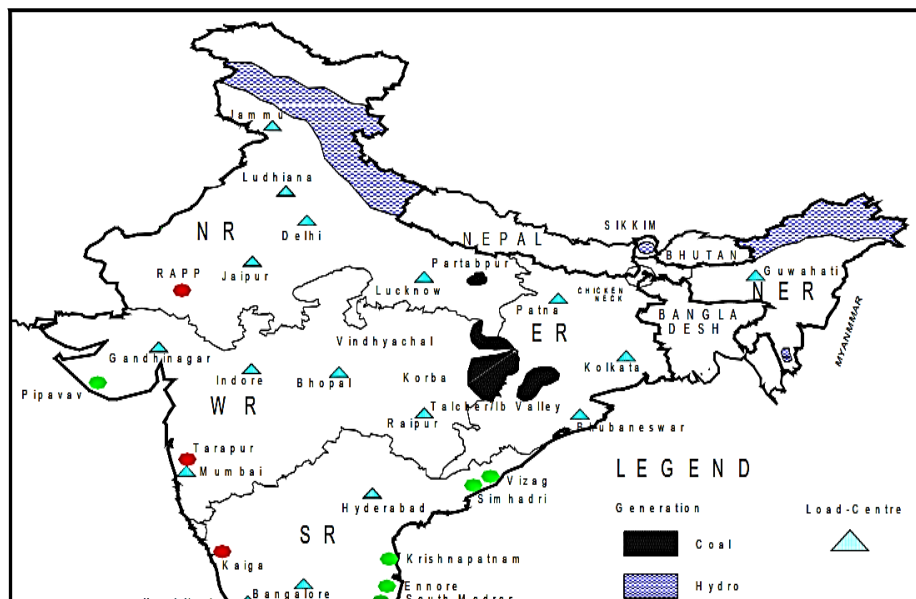
Sự phát triển trong các thiết bị điện tử công suất tiên tiến và chất bán dẫn được điều khiển hoàn toàn đã có một tác động to lớn đến sự phát triển của công nghệ HVDC. Kết quả là, HVDC hiện là một trong những trong số các giải pháp truyền tải tốt nhất để chuyển tải công suất lớn trên một khoảng cách dài và có ngày càng được sử dụng rộng rãi ở nhiều nơi trên thế giới, chẳng hạn như Trung Quốc và Ấn Độ, nơi các nguồn năng lượng bị phân tán một khoảng cách rất xa so với phụ tải.

Ngoài ra, mức độ kết nối cao hơn cung cấp sự đa dạng hơn về nguồn cung cấp, giúp giải quyết các vấn đề về khả năng gián đoạn do các nguồn năng lượng

tái tạo và do đó tăng tính an toàn của việc cung cấp điện. Nó cũng tạo điều kiện cạnh tranh trên thị trường châu Âu và hỗ trợ trong quá trình chuyển đổi sang lĩnh vực năng lượng cacbon thấp bằng cách tích hợp các nguồn tái tạo khác nhau.

3.1.2 Tài nguyên năng lượng ở Ấn Độ

Các nguồn tài nguyên thiên nhiên để phát điện ở Ấn Độ phân tán không đồng đều và tập trung ở một vài khu vực. Nguồn tài nguyên thủy điện nằm ở chân núi Himalaya và ở khu vực đông bắc (NER). Trữ lượng than tập trung ở Jharkhand, Orissa, Tây Bengal, Chhattisgarh, một phần của Madhya Pradesh, trong khi than non nằm ở Tamil Nadu và Gujarat. Khu vực Đông Bắc, Sikkim và Bhutan có tiềm năng thủy điện rộng lớn chưa được khai thác ước tính khoảng 35000 MW ở NER, khoảng 8000 MW ở Sikkim và khoảng 15.000 MW ở Bhutan.



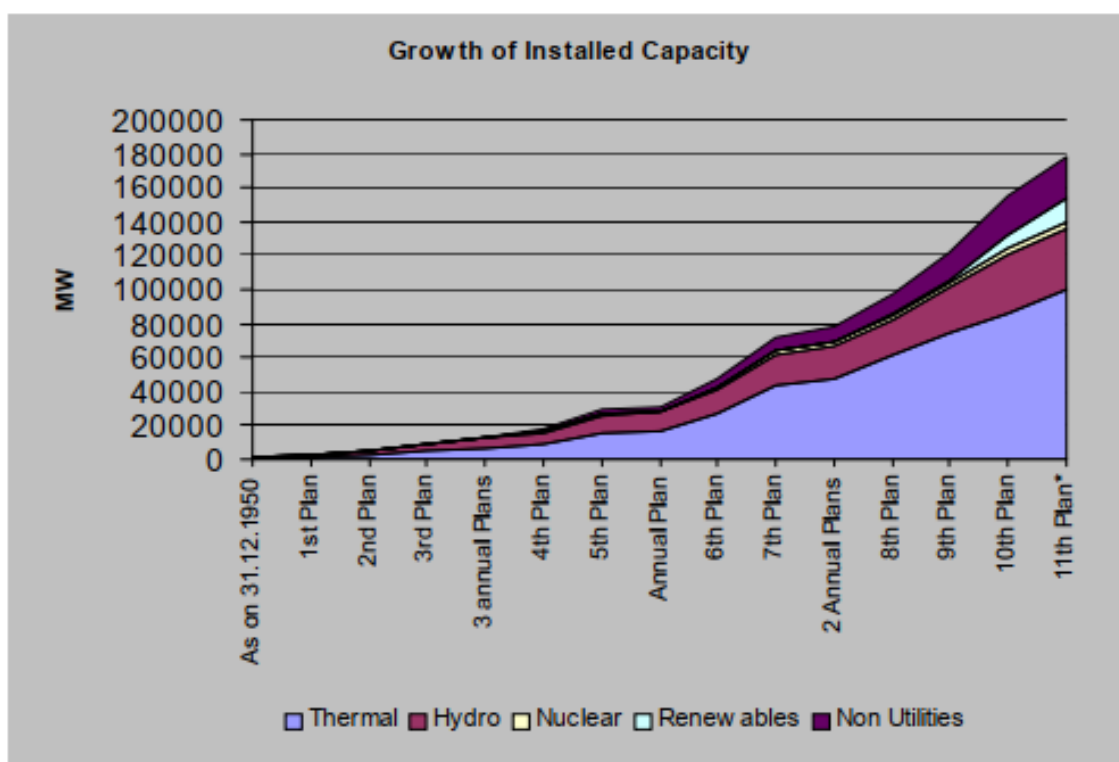
Hình 3.1. Tài nguyên năng lượng để phát điện ở Ấn Độ

Sự phân bố các nguồn năng lượng và các trung tâm tiêu thụ không cân bằng. Các trung tâm phụ tải nằm rải rác ở những nơi xa xôi, cách xa khu vực có nguồn tài nguyên phong phú. Các sáng kiến gần đây của chính phủ về việc thành

lập các đặc khu kinh tế cũng đã làm phát sinh các trung tâm phụ tải tiềm năng mới. Các dự án được đề xuất đặt chủ yếu tại các khu vực tài nguyên đầu mối với mỗi vị trí có năng lực trong phạm vi 5.000-10.000 MW.

3.1.3 Tăng trưởng công suất lắp đặt

Ngành điện nói chung đã cho thấy những tiến bộ đáng kể về vật chất và đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng đang dẫn đến việc khuyến khích tư nhân nhiều hơn tham gia lĩnh vực từ những năm 90.

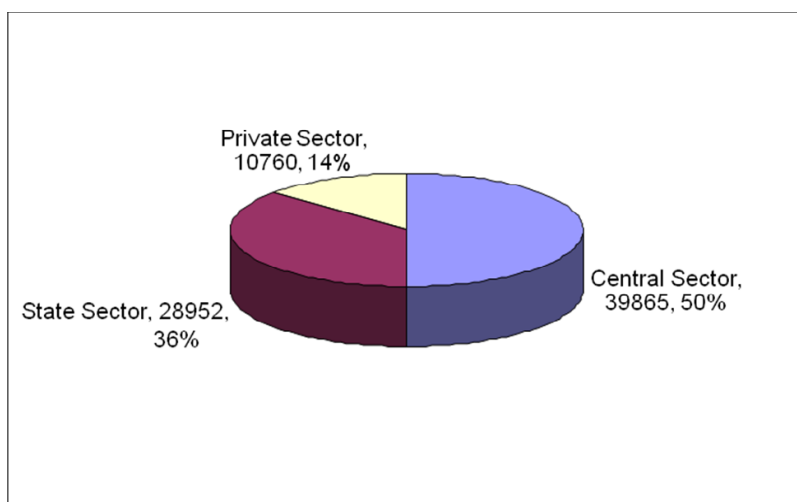


Hình 3.2. Biểu đồ tăng trưởng công suất lắp đặt trong Ấn Độ

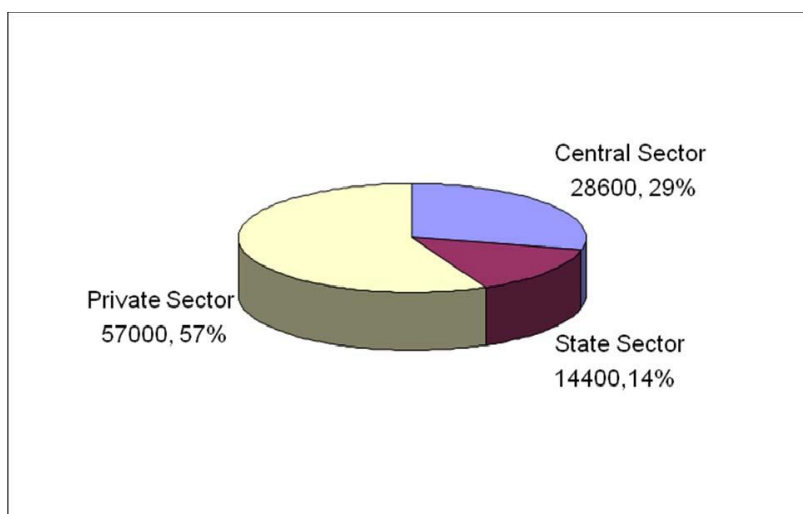
Bổ sung công suất khả thi trong Kế hoạch XI và Kế hoạch XII: Theo kế hoạch lần thứ 11 (2007-2012) mục tiêu 78700 MW do Ủy ban Quy hoạch đề ra, trên cơ sở chuẩn bị sẵn sàng của các dự án, đã sửa đổi mục tiêu bổ sung công suất khả thi cho Quy hoạch 11 lên 80010 MW như hình dưới đây.

Bảng 3.1. Bổ sung công suất trong kế hoạch 11

Trạng thái	Khu vực trung tâm	Khu vực Nhà nước	Khu vực riêng lẻ	Tổng công suất (MW)
Đã trang bị	3990	7094	1633	12717
Đang xây dựng	29540	18269	19484	67293
Tổng	33530	25363	21117	80010



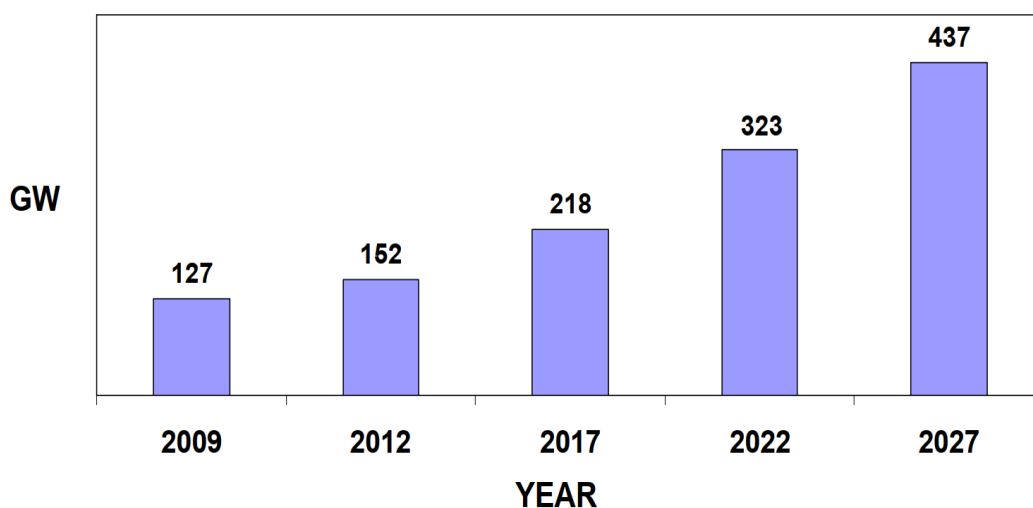
Hình 3.3. Mục tiêu bổ sung công suất 78.700 MW vào năm 2012



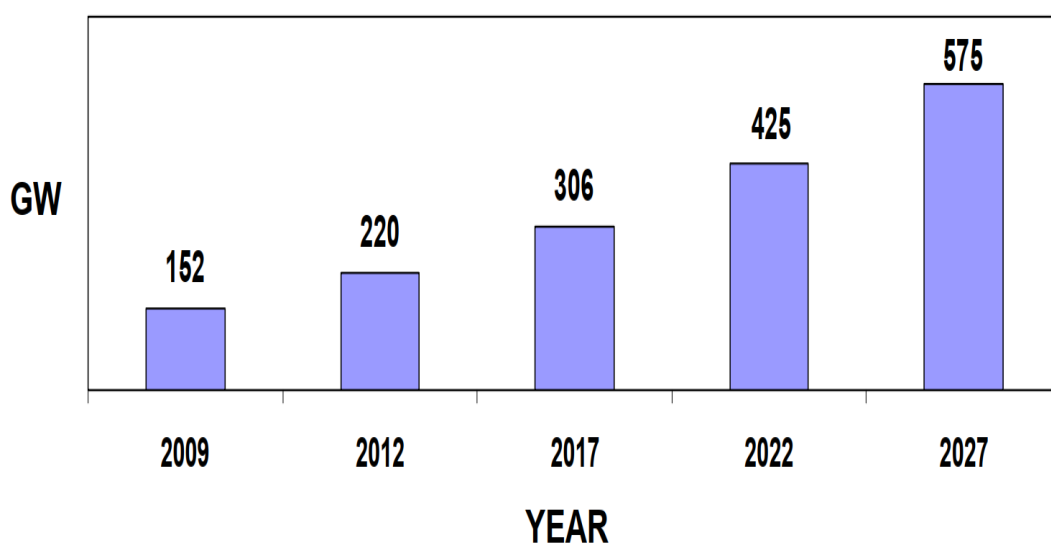
Hình 3.4. Mục tiêu bổ sung công suất 100.000 MW vào năm 2017

❖ Nhu cầu:

Ngành điện ở Ấn Độ đang phát triển với tốc độ nhanh chóng. Nhu cầu cao điểm năm 2006 là 115 GW và Công suất lắp đặt là 152 GW với hỗn hợp phát điện là nhiệt điện (63%), thủy điện (25%), hạt nhân (9%) và năng lượng tái tạo (9%). Nhu cầu cao điểm dự kiến vào năm 2012 là khoảng 150 GW và năm 2017 là hơn 200 GW. Yêu cầu công suất lắp đặt tương ứng trong năm 2012 là khoảng 220 GW và năm 2017 là hơn 300 GW. Nhu cầu cao điểm dự kiến và yêu cầu công suất lắp đặt trong 15 năm tới lần lượt được thể hiện trong hai hình dưới đây.



Hình 3.5. Nhu cầu cao điểm dự kiến



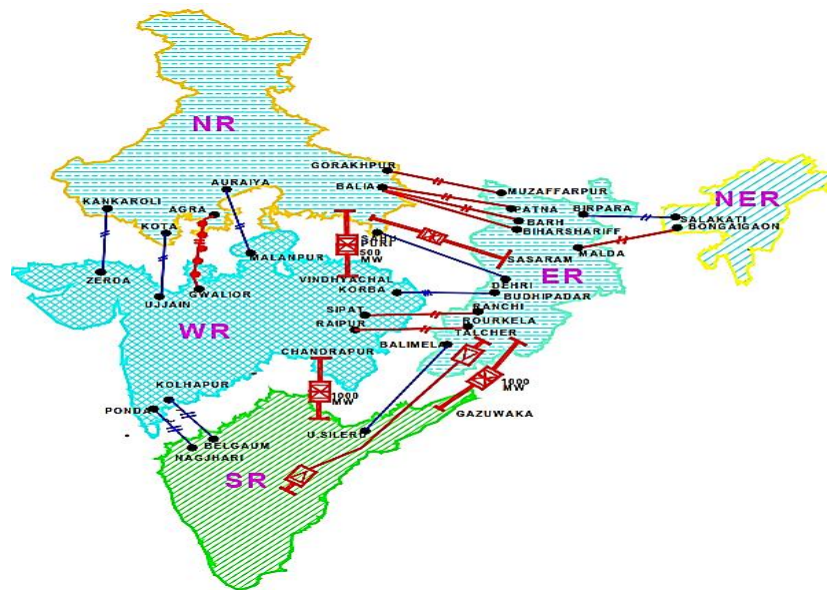
Hình 3.6. Yêu cầu công suất lắp đặt dự kiến

Lợi thế lớn nhất của hệ thống HVDC là dễ dàng đi truyền tải điện năng đi xa và truyền tải công suất lớn, nó đã tạo điều kiện cho việc truyền tải điện từ các quốc gia giàu tiềm lực đến quốc gia thiếu hụt về điện.

3.1.4 Tổng quan về hệ thống truyền tải điện hiện tại của Ấn Độ

Ở Ấn độ cả chính quyền trung ương và chính quyền tiểu bang chịu trách nhiệm về sự phát triển của ngành điện.

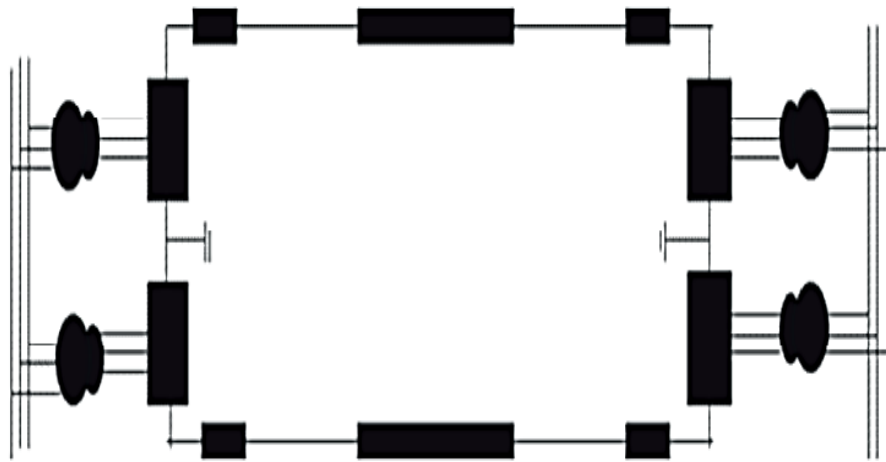
Đất nước đã được phân chia thành năm Khu vực điện: Miền Bắc (NR), Miền Đông (ER), Miền Tây (WR), Miền Nam (SR) và Miền Đông Bắc (NER). Tuy nhiên, NR, ER, WR và NER đã được kết nối đồng bộ với nhau và hoạt động như một lưới điện - Lưới điện miền Trung (công suất khoảng 110.000MW). Khu vực miền Nam là kết nối không đồng bộ với lưới điện trung tâm thông qua các hệ thống HVDC.



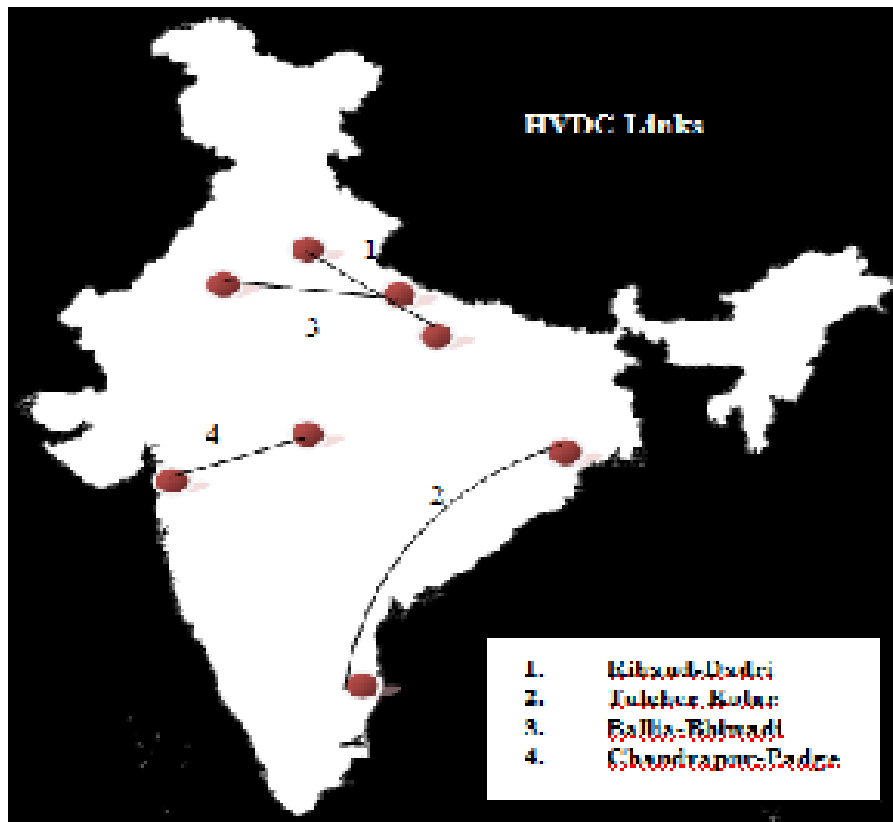
Hình 3.7: Bản đồ điện lưới điện quốc gia hiện tại

- Liên kết lưỡng cực HVDC:

Hiện có năm hệ thống HVDC đang hoạt động trong Ấn Độ cụ thể là Rihand Dadri, Ballia Bhiwadi, Chandrapur Padga, Talcher Kolar và Mundra Mohindergarh.



Hình 3.8. Sơ đồ khối hệ thống HVDC

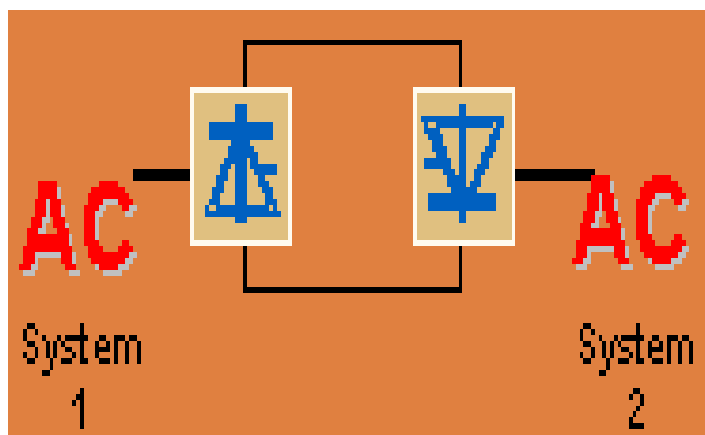


Hình 3.9. Các liên kết lưỡng cực HVDC trong Ấn Độ

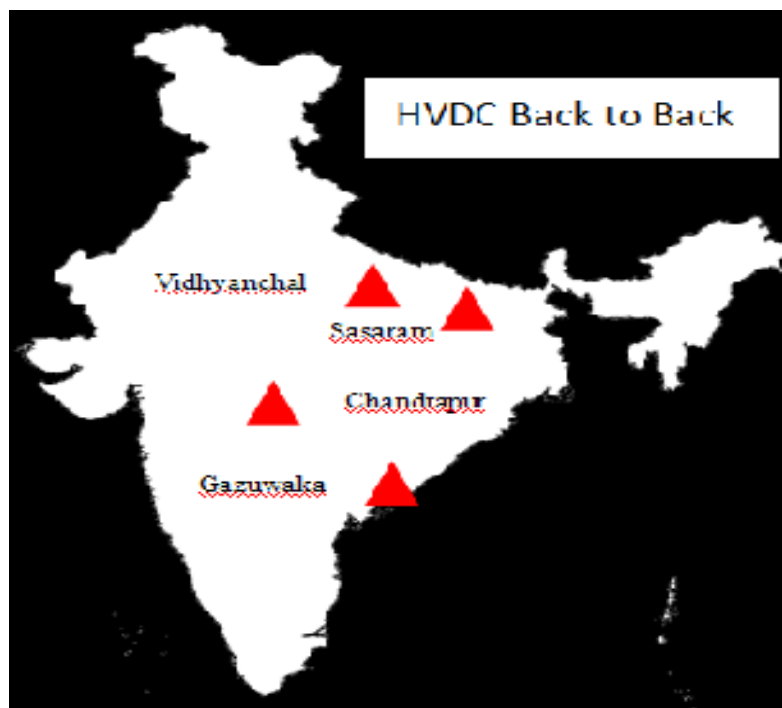
- Dự án HVDC Back to Back:

Các trạm Back to Back như hình 3.11 là những nơi mà cả hai bộ chuyển đổi được đặt trong cùng một tòa nhà và chiều dài của đường dây DC được giữ

càng ngắn càng tốt. Hiện có bốn dự án Back to Back hoạt động tại Ấn Độ, cụ thể là Vidhyanchal, Chandrapur, Sasaram và Gazuwaka.



Hình 3.10. Sơ đồ khối liên kết HVDC Back to Back



Hình 3.11. Các trạm HVDC Back to Back của Ấn Độ

3.2 Các hệ thống HVDC của Ấn Độ

Hệ thống truyền tải HVDC đầu tiên được đưa vào vận hành của quốc gia rộng lớn này là Rihand-Dadri vào năm 1991 liên kết giữa Nhà máy nhiệt điện ở Rihand, Uttar Pradesh (Phần phía đông của lưới điện phía Bắc) với Dadri (Phần phía tây của lưới điện phía Bắc). Khoảng cách giữa 2 nhà máy này là khoảng 816 km. Nó được xây dựng bởi ABB và là hiện thuộc sở hữu của PGCIL. Mỗi

Cực có một công suất mang điện liên tục 750 MW với khả năng quá tải khoảng 10% trong hai giờ và 33% trong năm giây, máy biến áp chuyển đổi 6x315 MVA tại đầu Rihand và 6x305 MVA tại đầu Dadri. Dự án tiếp theo, Chandrapur-Padge Hệ thống HVDC kết nối Chandrapur (Miền Trung Ấn Độ) và Padge (Mumbai) vào năm 1999. Nó truyền đi công suất 1500 MW trên 752 km đường dây. Liên kết Talcher-Kolar kết nối Talcher, (Odisha) với Kolar, (Karnataka) được hoàn thành Tháng 6 năm 2003, được thiết kế để truyền tải 2000 MW đánh giá liên tục với tình trạng quá tải ngắn hạn vốn có công suất hơn 1369 km, làm cho nó trở thành Hệ thống HVDC với máy biến áp chuyển đổi là 6x398 MVA. Kết nối HVDC dài 780 km Ballia, Uttar Pradesh và Bhiwadi, Rajasthan hoạt động ở chế độ đơn cực vào tháng 3 năm 2010 và được tiếp tục hoạt động ở chế độ lưỡng cực vào tháng 3 năm 2011. Trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt nó hoạt động ở mức 70-80% điện áp DC so với bình thường với máy biến áp chuyển đổi là 8 x 498 MVA ở cả hai bên. Liên kết Mundra-Mohindergarh có là hệ thống HVDC được ủy quyền gần đây nhất kết nối khu vực miền Tây với miền Bắc dài hơn 986 km hoạt động ở công suất 1500 MW. Đó là liên kết đầu tiên được ủy quyền bởi một công ty tư nhân ở Ấn Độ

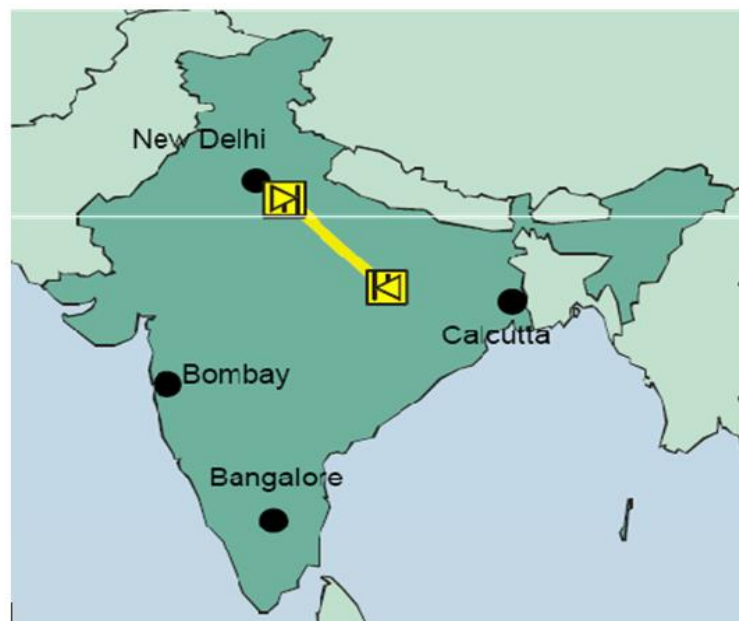
STT	Tên hệ thống	Vùng kết nối	Thời điểm đưa vào hoạt động	Công suất truyền tải	Điện áp xoay chiều	Điện áp một chiều	Loại hệ thống	Độ dài đường dây
1	Rihand – Dadri	Đông-Tây	Tháng 12-1991	1500 MW	400 KV	500 KV	Lưỡng cực	816 km
2	Talcher-Kolar	Đông - Nam	Tháng 6 2003	2000 MW	400 KV	500 KV	Lưỡng cực	1450 km
3	Ballia - Bhiwadi	Đông – Bắc	Tháng 3 2010	2500 MW	400 KV	500 KV	Lưỡng cực	780 km
4	Chandrapur Padge	Trung - Tây	1999	1500 MW	400 KV	500 KV	Lưỡng cực	752 km
5	Mundra-Mohinder garh	Tây-Bắc	2012	1500 MW	400 KV	500 KV	Lưỡng cực	986 km
6	Bishwanath -Agra	Đông Bắc-Đông	2015	6000 MW	400 KV	800 KV		1728 km
7	Vidhyanchal	Tây – Bắc	Tháng 4 1989	2×500 MW	400 KV	70 KV	BTB	
8	Chandrapur	Tây – Nam	Tháng 12 1997	2×500 MW	400 KV	205 KV	BTB	
9	Sasaram	Đông - Nam	Tháng 9 2002	1×500 MW	400 KV	205 KV	BTB	
10	Gazuwaka	Đông - Nam	Tháng 3 2005	2×500 MW	400 KV	205 KV	BTB	

Bảng 3.2. Danh sách các hệ thống HVDC của Ấn Độ năm 2006

3.2.1 Các hệ thống Back to Back của Ấn Độ

Dự án HVDC thương mại đầu tiên Vindyanchal (đưa vào hoạt động tháng 4 năm 1989) phân phối công suất 2×250 MW và kết nối Siêu nhiệt điện Vindhyanchal đến Nhà máy siêu nhiệt điện Singrauli. Nhà máy đạt được sự đa dạng về tải của miền Bắc và Khu vực phía Tây của Lưới Ấn Độ, sử dụng Máy biến áp chuyển đổi 8×156 MVA. Back to back Chandrapur là hệ thống thứ hai, được đưa vào hoạt động năm 1993 kết nối Nhà máy nhiệt điện Chandrapur đến Nhà máy nhiệt điện Ramagundum. Cùng với khả năng dòng điện hai chiều, nó đạt được sự đa dạng về tải trọng của phương Tây và miền Nam Khu vực của lưới điện Ấn Độ với bộ chuyển đổi Máy biến áp 12×234 MVA. Sasaram back to back được đưa vào hoạt động vào tháng 9 năm 2002 cung cấp 500 MW có Bộ chuyển đổi 6×234 MVA. Nó kết nối Pusali (Khu vực phía Đông) đến Sasaram (Phần phía đông của Lưới điện phía Bắc). Khối 1 của Gazuwaka Dự án HVDC back to back đã được đưa vào vận hành 1999 và khối 2 vào tháng 3 năm 2005. Nó kết nối Jeypore đến Gazuwaka Thermal Station với một máy biến áp chuyển đổi 6×234 MVA cho khối 1 và 6×201.2 MVA cho khối 2. Nó đáp ứng nhu cầu cao của khu vực phía Nam sử dụng năng lượng có sẵn.

3.2.2 Hệ thống HVDC 500kV Rihand – Delhi



Hình 3.12: Bản đồ hệ thống HVDC Rihand- Delhi

Ngành nhiệt điện của Ấn Độ đã xây dựng một nhà máy điện chạy bằng than với công suất lên tới 3000 MW có tên gọi trung tâm nhiệt điện Rihand nằm tại quận Sonebhadra, bang Uttar Pradesh. Công suất của trung tâm nhiệt điện Rihand này một phần đưa về Delhi bằng hệ thống HVDC lưỡng cực với công suất 1500 MW, điện áp 500kV DC. Phần còn lại được đưa lên lưới điện xoay chiều 400kV.

Có nhiều lí do để lựa chọn hệ thống truyền tải HVDC 500kV thay vì AC 400kV nhưng chủ yếu là do: lợi ích về kinh tế tốt hơn, chiếm ít diện tích cho hành lang tuyến, tổn hao trong quá trình truyền tải ít hơn, khả năng vận hành ổn định hơn.

Một số thông số kỹ thuật:

- Năm được đưa vào vận hành: 1990
- Công suất truyền tải: 1500 MW
- Điện áp truyền tải: +/- 500 kV
- Độ dài đường dây trên không: 814 km

3.2.3 Hệ thống HVDC Talcher- Kolar

Hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều Talcher- Kolar là đường dài truyền tải điện dài nhất ở Ấn Độ và là đường dây truyền tải điện dài thứ hai trên thế giới. Đường dây có độ dài 1450 km, bắt nguồn từ trung tâm phát điện từ Talcher ở Odisha miền đông Ấn Độ đến Kolar gần Bangalore thuộc bang Karnataka, miền nam Ấn Độ.



Hình 3.13. Bản đồ hệ thống Talcher- Kolar

Hệ thống truyền tải điện này được xây dựng với vốn đầu tư khoảng hơn 200 triệu USD. Nhà máy siêu nhiệt điện Talcher là nhà máy nhiệt điện than lớn đầu tiên ở Ấn Độ với công suất lắp đặt là 3GW gồm 5 tổ máy được cung cấp than từ các mỏ than lớn ở Ấn Độ và lấy nguồn nước từ sông Bà La Môn. Công suất truyền tải ban đầu của đường dây là 2000MW, sau đó được nâng cấp lên 2500MW vào năm 2007. Hệ thống này bao gồm hai trạm biến đổi đầu cuối đặt tại Talcher và Kolar mỗi trạm bao gồm bảy bộ chuyển đổi một pha có công suất 397 MVA, 3,888 thyristor, một lò phản ứng, 9 bộ lọc AC. Lớp cách nhiệt và các thanh chắn bên trong van chuyển đổi được làm bằng vật liệu chống cháy để giảm nguy cơ hỏa hoạn.

Hệ thống HVDC Talcher-Kolar có hệ thống điều khiển, bảo vệ và dự phòng hoàn toàn được số hóa. Ngoài khả năng kiểm soát tối ưu việc truyền tải điện, hệ thống bảo vệ được thiết kế để ngắt kết nối có chọn lọc và cách ly thiết bị bị lỗi nhằm ngăn chặn việc tắt hệ thống không cần thiết và ngăn ngừa thiệt hại ở mức thấp nhất cho các thành phần của hệ thống truyền tải HVDC.

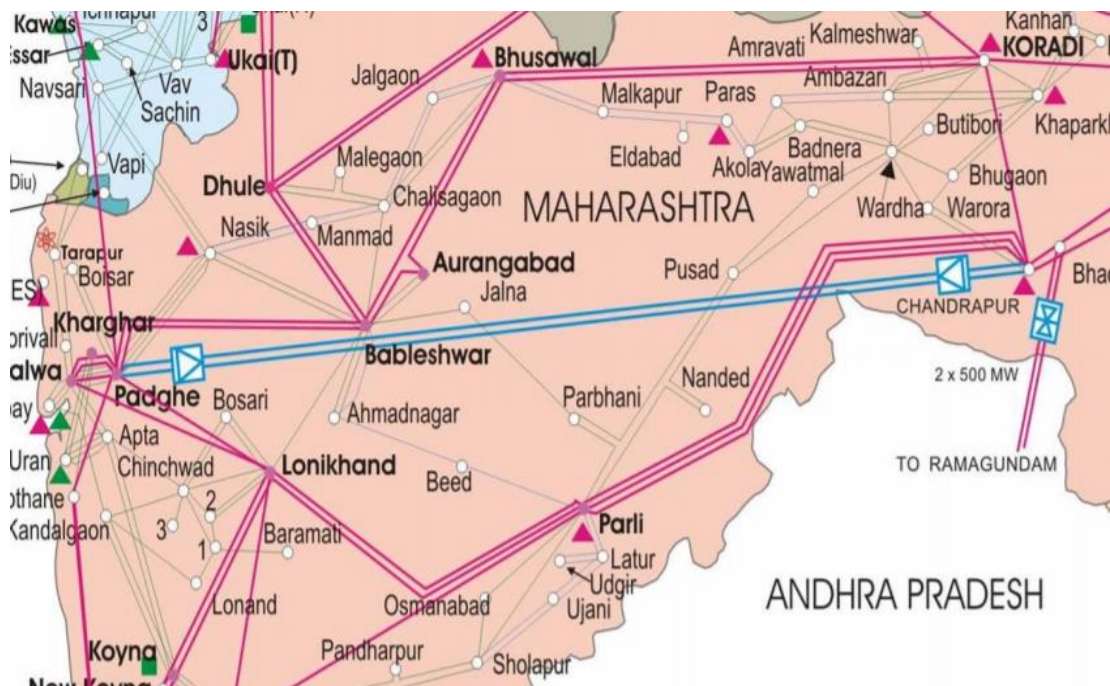
Một số thông số kỹ thuật:

- Năm được đưa vào vận hành: 2003
- Công suất truyền tải: 2500 MW

- Điện áp truyền tải: +/- 500 kV
- Độ dài đường dây trên không: 1450 km

3.2.4 Hệ thống HVDC Chandrapur-Padghe

Hệ thống truyền tải cao áp một chiều Chandrapur-Padghe truyền tải điện từ nhà máy siêu nhiệt điện Chandrapur chạy bằng than đến trung tâm phụ tải chính của Mumbai ở bang Maharashtra, Ấn Độ. Công suất truyền tải trên đường dây tối đa là 1500MW. Hệ thống dùng 2 bộ chuyển đổi đặt ở Chandrapur (chỉnh lưu) và Padghe (nghịch lưu) công suất mỗi bộ là 12×234 MVA sử dụng van thyristor được bố trí trên cầu 12 xung trên mỗi cực.



Hình 3.14. Bản đồ hệ thống HVDC Chandrapur-Padghe

Một số thông số kỹ thuật:

- Năm được đưa vào vận hành: 1999
- Công suất truyền tải: 1500 MW
- Điện áp truyền tải: +/- 500 kV
- Độ dài đường dây trên không: 752 km

3.2.5 Hệ thống HVDC Mundra- Mohindergarh

Hệ thống truyền tải cao áp một chiều Mundra- Mohindergarh là đường dây tư nhân đầu tiên của Ấn Độ nối từ thành phố cảng Mundra ở Gujarat trên bờ biển phía tây Ấn Độ đến các trung tâm phụ tải công nghiệp ở Mohindergarh gần New

Delhi trong bang Haryana. Mặc dù dòng thông thường là từ Mundra đến Mohindergarh nhưng hệ thống đã được thiết kế với khả năng truyền tải điện năng theo cả hai hướng. Các thành phần cốt lõi của hệ thống HVDC này đều được Siemens thiết kế toàn bộ bao gồm: máy biến áp chuyển đổi 500kV, bộ chuyển đổi sử dụng van thyristor, thiết bị lọc và các phụ kiện cơ khí khác.



Hình 3.15. Bản đồ hệ thống HVDC Mundra- Mohindergarh

Một số thông số kỹ thuật:

- Năm được đưa vào vận hành: 2012
- Công suất truyền tải: 1500 MW
- Điện áp truyền tải: +/- 500 kV
- Độ dài đường dây trên không: khoảng 990 km

3.2.6 Hệ thống HVDC Vidhyanchal

Vidhyanchal là trạm HVDC lâu đời nhất của Ấn Độ nằm ở bang Madhya Pradesh. Nhà máy điện của hệ thống này là nhà máy nhiệt điện chạy than lớn nhất của Ấn Độ và là nhà máy nhiệt điện lớn thứ 9 trên thế giới với công suất lắp đặt là 4760MW với 11 tổ máy. Nguồn than của nhà máy được lấy từ mỏ Nigahi. Hệ thống này là loại truyền tải một chiều Back to back để kết nối hai mạng truyền dẫn độc lập có tần số không tương đồng hoặc nguyên lí hoạt động khác nhau.

Hệ thống sử dụng bộ chuyển đổi có công suất là 8×156 MVA.



Hình 3.16. Hệ thống HVDC Back to back Vidyanchal

Một số thông số kỹ thuật:

- Năm được đưa vào vận hành: 1989
- Công suất truyền tải: 1000 MW
- Điện áp truyền tải: +/- 70 kV
- Công suất bộ biến đổi: 8×156 MVA

3.3 Những vấn đề về phát triển hệ thống HVDC ở Ấn Độ

Có nhiều mối quan tâm khác nhau liên quan đến những hệ thống đã được đề cập ở trên trong đó bao gồm việc tạo ra những hành lang truyền tải công suất lớn khoảng cách lớn tới chi phí tối thiểu cho phép khi truyền tải mỗi MW. Chi phí cao trong việc lắp đặt nhà máy do nhiều trang thiết bị bảo vệ cần thiết để loại bỏ sóng hài là một số vấn đề phải đối mặt trong việc phát triển hệ thống HVDC hiện có. Quan sát cho thấy rằng việc thực hiện trên bộ chuyển mạch DC là một nhiệm vụ khá phức tạp do yêu cầu của dòng điện được thực hiện cường bức bằng 0, điều đó sẽ giúp ngăn ngừa sự phóng điện của hồ quang và sự hao mòn tiếp xúc, làm cho sự chuyển đổi đáng tin cậy.

Một trong những hạn chế lớn khác đó là những ảnh hưởng tới môi trường khi dự án này được triển khai phát triển. Vì vậy, để giải quyết cho nhu cầu ngày càng tăng trong việc sử dụng điện, chi phí truyền tải không bị hao hụt thì những phương pháp truyền tải cần được phát triển giữa các trạm phát điện và người tiêu dùng công suất lớn.

Như đã đề cập ở trên, để đáp ứng yêu cầu ngày càng phát triển, sự phát triển của hệ thống truyền tải giữa sự phức tạp tạo ra nguồn tài nguyên và số lượng lớn các trung tâm tiêu thụ là bắt buộc. Tuy nhiên, sự phát triển của hệ thống truyền tải liên quan đến các vấn đề sau:

- Giảm thiểu quyền ưu tiên
- Bảo vệ động thực vật, cuộc sống hoang dã
- Tạo ra những hành lang truyền tải công suất cao khoảng cách xa để cho phép chi phí tối thiểu cho mỗi MW chuyển giao cũng như tổn thất truyền tải tối ưu
- Giảm thiểu sự tác động đến môi trường

3.4 Triển vọng tương lai của HVDC ở Ấn Độ

Để tạo điều kiện cho việc chuyển giao quyền lực từ việc phát điện các trạm đến trung tâm tải hàng loạt các dự án khác nhau đang được lập kế hoạch bao gồm việc nâng công suất truyền tải từ 3000 MW lên 6000 MW với điện áp 800kV. Địa điểm được đề xuất cho bộ chỉnh lưu nhà ga ở Bishwanath Chariali và Alipurduar xử lý 3000 MW và trạm biến tần tại Agra xử lý công suất 6000 MW. Hệ thống này là đề xuất bắt nguồn từ Assam và đi qua Tây Bengal, Bihar và kết thúc ở Uttar Pradesh với chiều dài xấp xỉ 1728 km. Nó sẽ là dự án HVDC công suất cao nhất thế giới xem xét tính năng quá tải 33% liên tục.

Các hệ thống HVDC được đề xuất kết nối Behrampur (Ấn Độ) với Bheramara (Bangladesh) được công bố bởi Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL) và hiệp hội phát triển điện năng của Bangladesh (BPDB). Đường dây sẽ có truyền tải ban đầu có công suất 500 MW, sau này sẽ được tăng lên đến 1000 MW. Tuyến 125 km sẽ bao gồm 40 km chiều dài của nó ở Bangladesh và phần còn lại ở Ấn Độ. Bangladesh được cho là nơi bắt đầu với công suất 250 MW vào cuối năm 2012. Các hệ thống ANFIS (là một trong các kỹ thuật dùng để dự báo dữ liệu chuỗi thời gian) có lợi thế hơn hệ thống thông thường, bộ điều khiển trong thực tế là họ không yêu cầu mô hình toán học tức là dữ liệu tuyệt đối để hoạt động. Hơn nữa, nghiên cứu đang diễn ra trong lĩnh vực thực hiện dự báo dữ liệu chuỗi thời gian lỗi

xác định các hệ thống HVDC hiện tại. Trong các cài đặt hiện tại, 70% dữ liệu sẽ được cung cấp cho hệ thống ANFIS và 30% còn lại sẽ được để lại để thử nghiệm và xác nhận. Mạch điện sẽ được sử dụng với bộ điều khiển PI thông thường để giúp lưu trữ các kết quả.

Ngoài ra kế hoạch xây dựng các hành lang truyền tải dung lượng cao bao gồm hệ thống HVDC 765kV AC và ± 800 kV 6000MW cùng với 400kV AC và ± 500 kV / 600kV 2500Mw / 6000MW đã được lên kế hoạch để tạo điều kiện chuyển giao điện năng từ các tổ hợp phát điện được định vị từ xa đến các trung tâm phụ tải hàng loạt. Điều này cũng sẽ tạo điều kiện tăng cường công suất lưới điện Quốc gia lên hơn 37.000MW vào năm 2012. Dưới đây là thông tin chi tiết về chương trình bổ sung đường truyền cho quốc gia.

Bảng 3.3. Bổ sung đường truyền ở Ấn Độ

Đường dây truyền tải	Bổ sung vào năm 2012(km)	Bổ sung vào năm 2017(km)
765 kV	7,612	25000-30000
Lưỡng cực HVDC	11,078	4000 - 6000
400 kV	1,25,000	50000
220 kV	1,50,000	40000
Tổng	2,93,852	119,000 – 126,000
Trạm biến áp	Bổ sung vào năm 2012	Bổ sung vào năm 2017
HVDC	14,700 MW	16,000 -22,000 MW
765 kV	53,000 MVA	1,10,000 MVA
400kV	1,45,000 MVA	80,000 MVA
220 kV	2,30,000 MVA	95,000 MVA
Tổng công suất	4,28,000MVA	2,85,000MVA

Chính phủ đã đặt ra một mục tiêu đầy tham vọng cho việc tăng cường hệ thống phân phối. Nó có kế hoạch tăng gấp bốn lần mạng lưới phân phối bằng cách thêm 3.2 triệu km đường phân phối trong kế hoạch 11. Hơn nữa 4,2 triệu km là dự

định sẽ được thêm vào trong kế hoạch 12. Do đó, vào cuối kế hoạch 12, tổng số mạng lưới phân phối trong nước sẽ tăng gấp đôi, do đó tạo điều kiện thuận lợi đáng kể cho việc giao hàng của sức mạnh đối với cơ sở ngày càng mở rộng của khách hàng sử dụng cuối cùng. Hơn nữa, nó có kế hoạch mang lại 214.000 MVA công suất máy biến áp trong kế hoạch thứ 11 và 270.000 MVA khác trong kế hoạch 12. Trong số này, các máy biến áp phân phối cho kế hoạch 11 và 12 sẽ lần lượt là 128.000 MVA và 162.000 MVA.

Bảng 3.4. Gói tăng cường hệ thống thứ mười một và thứ mười hai

Cụ thể	Kế hoạch 11	Kế hoạch 12
Đường dây		
Đường dây trên không 66kV	23335	30546
Đường dây trên không 33kV	113936	149142
Đường dây trên không 6.6/11/22 kV	1036396	1356638
Công suất máy biến áp(MVA)		
Máy biến áp	86000	108000
Máy biến áp phân phối	128000	162000

Theo khảo sát điện năng của CEA, yêu cầu năng lượng của tất cả Ấn Độ là dự kiến sẽ tăng với tốc độ hàng năm là 6,8% trong giai đoạn 2007-2008 đến 2011-2012 để đạt được 968,659 GWh trong năm 2011- 2012. Tổng nhu cầu năng lượng có tính đến tổn thất truyền tải và phân phối khoảng 22%, và do đó mức tiêu thụ năng lượng dự kiến khoảng 755,847 triệu kWh. Báo cáo năng lượng cho truyền tải và phân phối dự kiến sẽ được thu hút bình đẳng giữa người tiêu dùng nông thôn và thành thị trong suốt Kế hoạch lần thứ 11 (2007-2012), mặc dù tỷ lệ người tiêu dùng nông thôn giảm nhẹ từ 50,08% tổng tiêu dùng trong năm 2007-2008 xuống 49,89%

phần trăm tổng lượng tiêu thụ trong năm 2011-2012. Trong số các nhóm hàng tiêu dùng, người tiêu dùng trong nước dự kiến sẽ phát triển ở tỷ lệ nhanh nhất 13,04% trong kế hoạch 11. Loại người tiêu dùng này là dự kiến sẽ được theo sau bởi người tiêu dùng thương mại, các ngành công nghiệp, chiếu sáng công cộng và các hộ tiêu thụ công trình nước công cộng. Tăng trưởng số lượng nông nghiệp/ thủy lợi người tiêu dùng dự kiến sẽ ở mức 7,95%.

Một số động lực sẽ định hình triển vọng của lĩnh vực phân phối điện ở Ấn Độ trong năm tới. Một số trong số này là:

- Tiếp tục nhu cầu về điện: Chính sách Năng lượng Tích hợp dự đoán rằng. Để xóa đói giảm nghèo, tăng trưởng kinh tế của đất nước cần tối thiểu 8% hàng năm cho đến năm 2032 và trong khung thời gian đó, công suất điện cần để tăng lên mức cao khoảng 800 GW.

- Cải cách phân phối: Các công ty truyền tải và phân phối, lợi ích thực sự của việc tách nhóm có thể là bắt nguồn từ việc đưa ra các phương pháp hay nhất và quản lý chuyên nghiệp thông qua các mô hình “tư nhân hóa”. Do nhạy cảm chính trị và các vấn đề về việc định giá tài sản khi chuyển nhượng cùng với sự bảo lưu của nhân viên, đang xem bên nhượng quyền phân phối như một con đường trung gian để đảm bảo hiệu quả trong khi giải quyết các vấn đề chính trị/xã hội ở trên. Tuy nhiên, về lâu dài, tư nhân hóa dường như là một giải pháp bền vững.

- Nâng cao nhận thức của người tiêu dùng: Đối với cả SEB (State Electricity Boards) và các công ty tư nhân, sự quan tâm của người tiêu dùng đang trở thành một ưu tiên cao.

- Tập trung vào IT: IT ngày càng đóng một vai trò quan trọng trong việc làm cho sự chuyển tiếp. Ngày càng có nhiều công ty phân phối áp dụng các hệ thống IT và thực tiễn để cải thiện hoạt động và dịch vụ khách hàng. Kiểm soát giám sát và dữ liệu mua lại (SCADA) đang được sử dụng để quản lý tốt hơn việc phân phối mạng lưới. Thanh toán tại chỗ, trung tâm cuộc gọi, đọc đồng hồ từ xa, thanh toán tự động, và kế toán năng lượng là một số cơ chế IT đang được kết hợp. Các công

nghệ tiên tiến đang được triển khai đặc biệt trong thanh toán, báo cáo lỗi, hoạt động đo đếm và trạm biến áp từ xa, các giải pháp doanh nghiệp liên quan đến nhân viên và thương mại, phục vụ người tiêu dùng thông qua Internet và điện thoại (trung tâm cuộc gọi) và hệ thống thông tin quản lý (MIS). Năng lượng kiểm toán và kế toán cũng đang được thực hiện một cách hỗ trợ.

- Áp lực môi trường và xã hội: Do môi trường ngày càng tăng áp lực, cả địa phương và toàn cầu, hỗn hợp quyền lực của đất nước ngày càng trở nên xanh. Chính phủ cũng đề xuất thiết lập giao dịch chứng chỉ năng lượng tái tạo sẽ giúp tạo ra một thị trường sôi động cho năng lượng tái tạo và đi một chặng đường dài trong việc chuyển đổi tiềm năng năng lượng tái tạo thành hiện thực.

- Cải thiện tiêu chuẩn lưới điện: Chỉ khoảng năm năm trước, lưới điện của Ấn Độ đã không an toàn và không đáng tin cậy với điện áp và tần số dao động vượt quá các thông số đã nêu hoặc cho phép dẫn đến nhiều loạn lưới điện thường xuyên và sập, hư hỏng thiết bị và hoạt động với hiệu suất thấp hơn nhiều.

CHƯƠNG IV : ỨNG DỤNG PHẦN MỀM XÂY DỰNG MÔ HÌNH LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI TÍCH HỢP HỆ THỐNG HVDC

4.1 Xây dựng mô hình hệ thống

4.1.1 Xây dựng mô hình trong phần ETAP

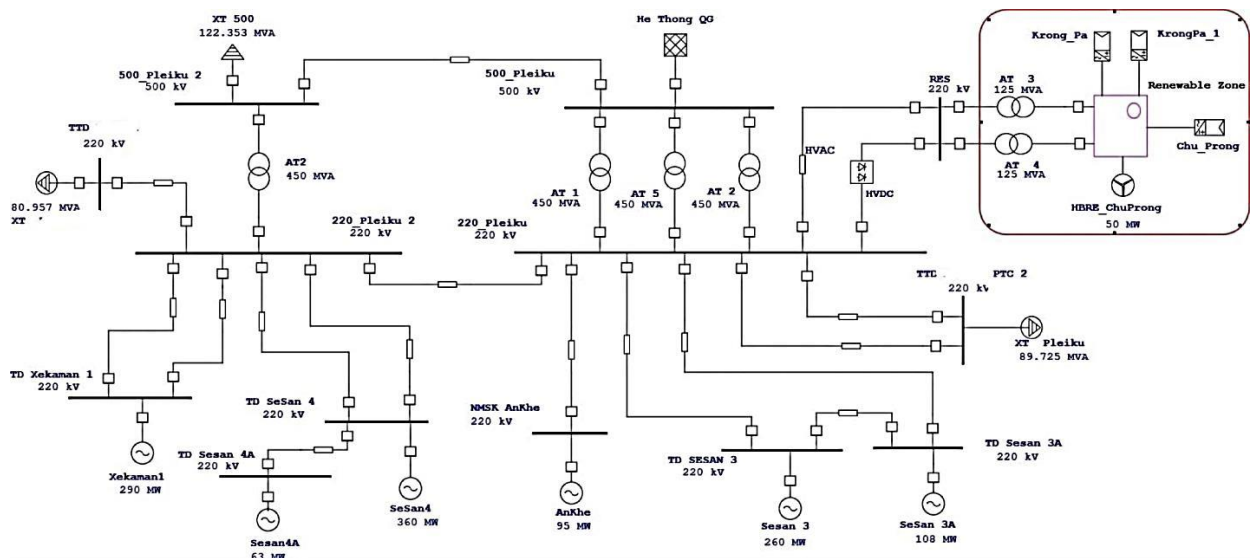
Để xây dựng mô hình lưới điện, các thông số về đường dây, nguồn phát và phụ tải được cung cấp, thu thập từ các đơn vị vận hành lưới điện để đảm bảo độ chính xác cho quá trình mô phỏng. Cụ thể thông số đường dây 70km được tổng hợp trong bảng 4.1 và thông số nguồn phát được thể hiện trong hình 4.1 được kết nối với các thanh cái 500kV hoặc 220kV tương ứng.

Bảng 4.1. Thông số đường dây khu vực lưới điện 70km

Tên	Thanh cái 1	Thanh cái 2	Mã hiệu
220_Pleiku-Pleiku2	220_Pleiku	220_Pleiku 2	ACSR 500/64
500_Pleiku-Pleiku2	500_Pleiku	500_Pleiku 2	ACSR 330/43
Pleiku- trạm a 1	220_Pleiku	TTD trạm a 1 PTC 2	ACSR 400/51
Pleiku- trạm a 2	220_Pleiku	TTD trạm a 1 PTC 2	ACSR 400/51
Pleiku-SeSan3 1	220_Pleiku	TD Sesan 3A	ACSR 500/64
Pleiku-SeSan3 2	220_Pleiku	TD SESAN 3	ACSR 500/64
Pleiku2-KrongBuk	220_Pleiku 2	TTD trạm 2	ACSR 500/64
Pleiku2_Sesan4	220_Pleiku 2	TD SeSan 4	ACSR 400/51
Pleiku_Ankhe	220_Pleiku	NMSK AnKhe	ACSR 300/39
Pleku2_Sesan4_2	220_Pleiku 2	TD SeSan 4	ACSR 400/51
Sesan3-SeSan3A	TD SESAN 3	TD Sesan 3A	ACSR 300/39
Sesan4-Sesan4A	TD SeSan 4	TD Sesan 4A	ACSR 240/43
Xekaman1-Pleiku2 1	220_Pleiku 2	TD Xekaman 1	ACSR 400/51
Xekaman1-Pleiku2 2	220_Pleiku 2	TD Xekaman 1	ACSR 400/51
HVAC	RES	220_Pleiku	ACSR 400/51
HVDC	RES	220_Pleiku	ACSR 400/51

Generation Bus				Voltage		Generation		
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF
500_Pleiku	500.000	Swing	1	100.0	0.0			
NMSK AnKhe	220.000	Voltage Control	1	100.0	0.0	50.000		
TD SESAN 3	220.000	Voltage Control	1	100.0	0.0	74.100		
TD Sesan 3A	220.000	Voltage Control	1	100.0	0.0	26.300		
TD SeSan 4	220.000	Voltage Control	1	100.0	0.0	106.400		
TD Sesan 4A	220.000	Voltage Control	1	100.0	0.0	18.200		
TD Xekaman 1	220.000	Voltage Control	1	100.0	0.0	85.710		
						360.710	0.000	

Hình 4.1. Thông số nguồn phát trong lưới điện



Hình 4.2. Sơ đồ lưới điện mô phỏng trong ETAP

Trong mô hình lưới điện được xây dựng, đoạn đường dây giả định để truyền tải công suất từ nguồn năng lượng tái tạo đến lưới điện được lựa chọn và ứng dụng công nghệ truyền tải HVDC. Hệ thống truyền tải HVAC và HVDC được mô phỏng dưới cùng một điều kiện của lưới điện để đảm bảo tính nhất quán.

Đối với hệ thống HVDC, một trong những nhược điểm chính đó là khả năng cung cấp công suất phản kháng từ các bộ chuyển đổi bị hạn chế. Nguồn phát công suất phản kháng chính trong hệ thống HVDC thường là các tụ DC trong khâu chuyển đổi DC/AC nhưng giới hạn về kích thước khiến cho nhu cầu của phụ tải khó có thể đáp ứng toàn diện. Do đó, trong các hệ thống HVDC cần phải có các thiết bị hỗ trợ như các động cơ bù, bộ lọc để giảm thiểu sóng hài, ... Các bộ lọc này cũng được xét đến trong quá trình mô phỏng.

4.1.2. Các trường hợp mô phỏng

Trào lưu công suất trong lưới điện tính toán ngắn mạch được nghiên cứu với mô hình đã xây dựng để cho thấy được các lợi ích của hệ thống HVDC cũng như nâng cao khả năng vận hành của lưới điện.

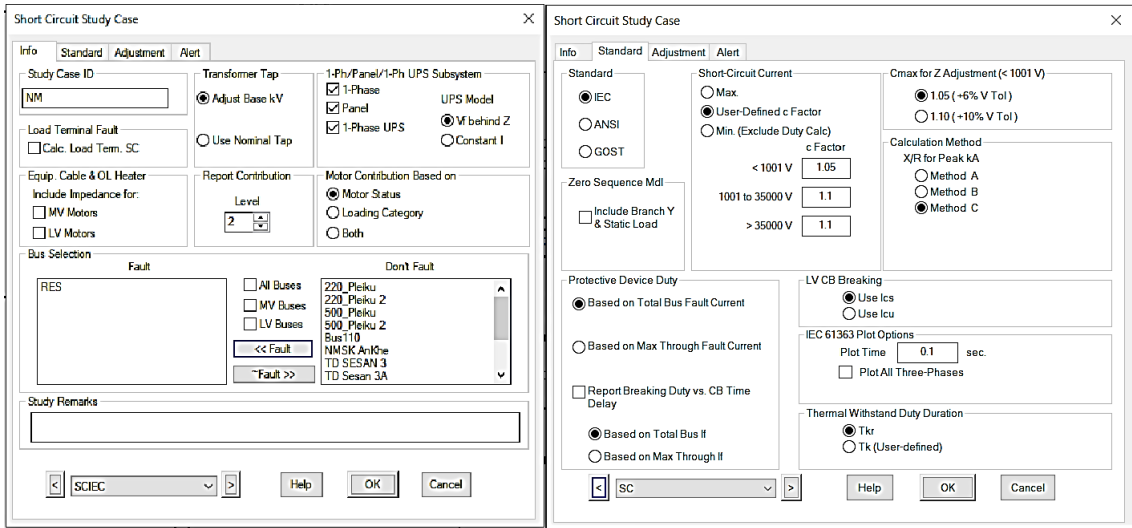
a) Trào lưu công suất

Trào lưu công suất trong lưới điện sẽ được mô phỏng với hai trường hợp có và không có HVDC với kịch bản truyền tải công suất ở chế độ cực đại. Ở chế độ này, đường dây sẽ có mức tổn hao lớn nhất, sẽ cho thấy được rõ nét sự khác nhau trong hiệu quả truyền tải của hai loại hình. Trong tính toán trào lưu công suất, phương pháp tính toán **Newton-Raphson**, vòng lặp **iteration** đặt 9999, sai số **Precision** 0.0001 được cài đặt trong “Edit Study Case” (Chỉnh sửa trường hợp mô phỏng) như hình 4.3 để thu được kết quả với sai số thấp nhất.

Hình 4.3 Cài đặt thông số mô phỏng trào lưu công suất trong Edit Study Case

b) Tính toán ngắn mạch

Trường hợp tính toán ngắn mạch sẽ được mô phỏng theo tiêu chuẩn IEC để phù hợp với các tiêu chuẩn về hệ thống điện. Sự cố ba pha sẽ được tạo tại thanh cái RES được lựa chọn như hình 4.4. Đây là thanh cái kết nối truyền tải và hệ thống nguồn NLTT và là một điểm cực của hệ thống HVDC, do đó dòng ngắn mạch thu được tại đây cần được xem xét để có thể lựa chọn các thiết bị thích hợp.



Hình 4.4. Study Case trong trường hợp mô phỏng ngắn mạch

4.2 Kết quả mô phỏng

4.2.1. Mô phỏng trào lưu công suất chế độ cực đại

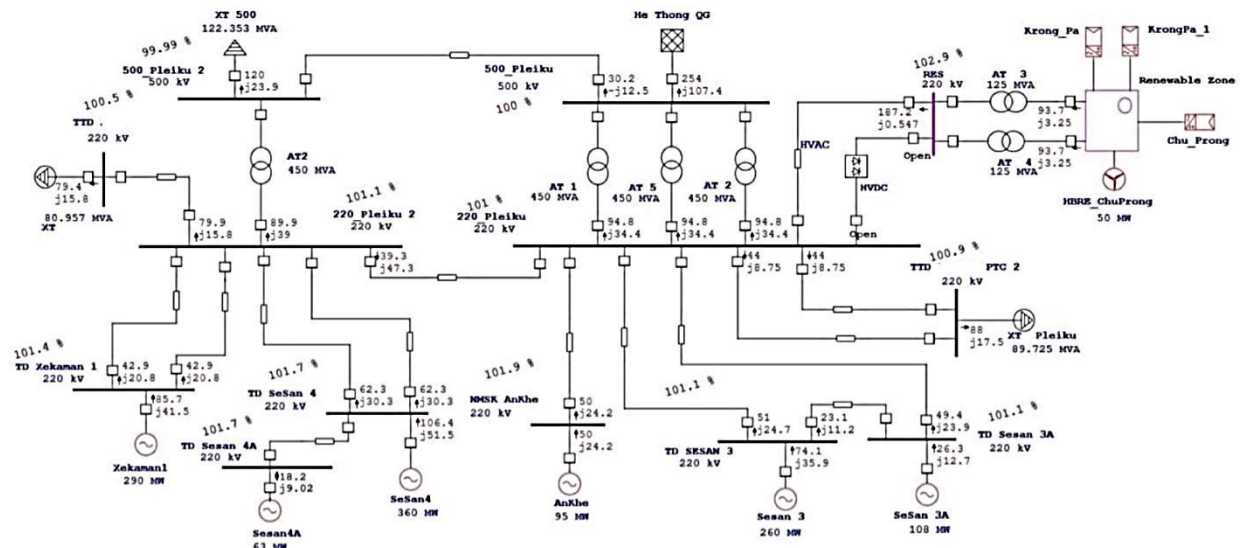
Trong chế độ vận hành cực đại của lưới điện, các tham số vận hành được giả định bao gồm:

Nguồn điện phát công suất cực đại $P_{\text{nguồn_max}}$

Phụ tải công suất cực đại $P_{\text{tải_max}}$

a) Sử dụng đường dây truyền tải xoay chiều HVAC

Với sơ đồ mô phỏng được trình bày, kết quả về trào lưu công suất được thể hiện qua hình 4.5, bảng 4.2 và bảng 4.3.



Hình 4.5. Kết quả trào lưu công suất khi sử dụng HVAC trong chế độ cực đại

*Bảng 4.2. Công suất truyền tải trên các đường dây khi sử dụng HVAC
trong chế độ cực đại*

Tên	Thanh cái 1	Thanh cái 2	P (MW)	Q (Mvar)
220_Pleiku-Pleiku2	220_Pleiku	220_Pleiku 2	39.283	47.26
500_Pleiku-Pleiku2	500_Pleiku	500_Pleiku 2	30.155	-12.533
AT 1	500_Pleiku	220_Pleiku	94.796	34.376
AT2	500_Pleiku 2	220_Pleiku 2	89.894	39
AT 2	500_Pleiku	220_Pleiku	94.796	34.376
AT 3	Bus110	RES	93.708	3.25
AT 4	Bus110	RES	93.708	3.25
AT 5	500_Pleiku	220_Pleiku	94.796	34.376
HVAC	RES	220_Pleiku	187.181	0.547
Pleiku-trạm a 1	220_Pleiku	TTD trạm a 1 PTC 2	44.048	8.754
Pleiku-trạm a 2	220_Pleiku	TTD trạm a 1 PTC 2	44.048	8.754
Pleiku-SeSan3 1	220_Pleiku	TD Sesan 3A	49.421	23.934
Pleiku-SeSan3 2	220_Pleiku	TD SESAN 3	50.978	24.686
Pleiku2-KrongBuk	220_Pleiku 2	TTD trạm 2	79.916	15.8
Pleiku2_Sesan4	220_Pleiku 2	TD SeSan 4	62.297	30.275
Pleiku_Ankhe	220_Pleiku	NMSK AnKhe	50	24.21
Pleku2_Sesan4_2	220_Pleiku 2	TD SeSan 4	62.297	30.275
Sesan3-SeSan3A	TD SESAN 3	TD Sesan 3A	23.122	11.204
Sesan4-Sesan4A	TD SeSan 4	TD Sesan 4A	18.2	9.02
Xekaman1-Pleiku2 1	220_Pleiku 2	TD Xekaman 1	42.855	20.755
Xekaman1-Pleiku2 2	220_Pleiku 2	TD Xekaman 1	42.855	20.755

Bảng 4.3 Điện áp tại các thanh cái khi sử dụng HVAC trong chế độ cực đại

Thanh cái	Điện áp định mức (kV)	Điện áp thực tế (%)	Mức độ mang tải (MW)
TD SESAN 3	220	101.15	74.1
TD Sesan 3A	220	101.14	49.421
TD SeSan 4	220	101.67	124.594
TD Sesan 4A	220	101.7	18.2
TD Xekaman 1	220	101.41	85.71
TTD trạm 2	220	100.46	79.4
TTD trạm a PTC 2	220	100.86	88

Trong kịch bản mô phỏng này, các kết quả cho thấy hệ thống điện hoạt có thể vận hành bình thường với mức truyền tải ở dung lượng rất cao. Các đáp ứng về điện áp trong lưới vẫn đảm bảo được các tiêu chuẩn vận hành. Ngoài ra, tổn thất trong lưới điện được thể hiện chi tiết bảng 4.4.

Bảng 4.4. Tổn thất công suất và điện áp trong lưới khi sử dụng HVAC trong chế độ cực đại

Tên Đường dây/ Biến áp	Tổn thất P (kW)	Tổn thất Q (kvar)	Tổn thất điện áp (%)
220_Pleiku-Pleiku2	114.2	0.002	0.12
500_Pleiku-Pleiku2	2.25	0.0001	0.01
AT 1	61.55	2769.7	0.97
AT2	57.99	2609.3	1.1
AT 2	61.55	2769.7	0.97
AT 3	117.8	2976.5	0.19
AT 4	117.8	2976.5	0.19
AT 5	61.55	2769.7	0.97
HVAC	3508.1	0.0479	1.93
Pleiku- trạm a 1	47.88	0.0007	0.11
Pleiku- trạm a 2	47.88	0.0007	0.11
Pleiku-SeSan3 1	104.8	0.0018	0.17
Pleiku-SeSan3 2	111.4	0.0019	0.18
Pleiku2-KrongBuk	515.8	0.0089	0.63

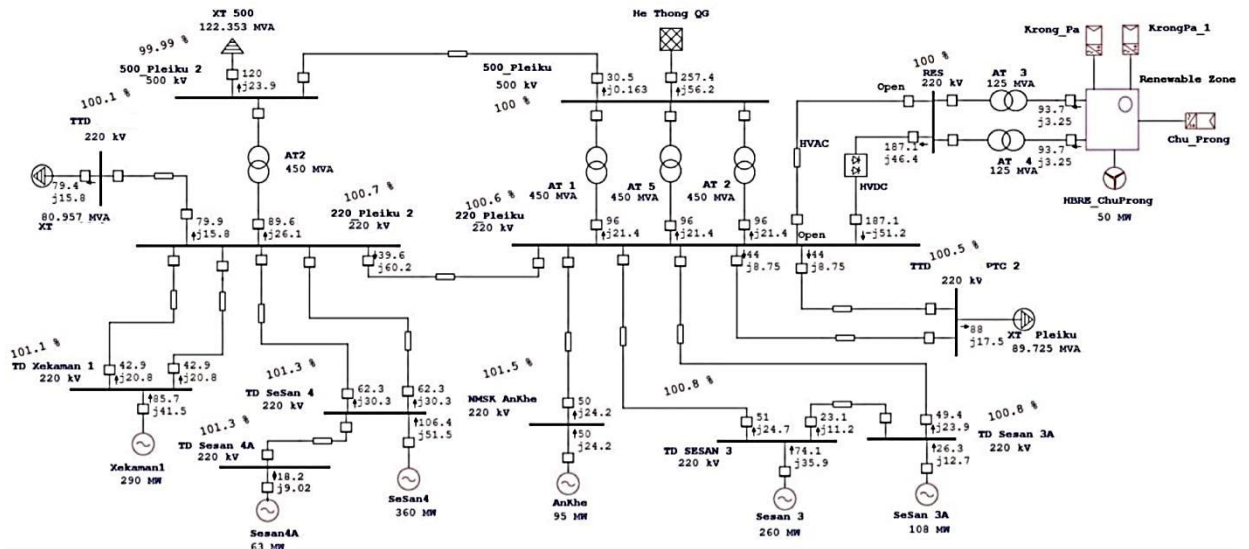
Tên Đường dây/ Biến áp	Tôn thất P (kW)	Tôn thất Q (kvar)	Tôn thất điện áp (%)
Pleiku2_Sesan4	440.4	0.006	0.58
Pleiku_Ankhe	541	0.0056	0.89
Pleiku2_Sesan4_2	440.4	0.006	0.58

Tên Đường dây/ Biến áp	Tôn thất P (kW)	Tôn thất Q (kvar)	Tôn thất điện áp (%)
Sesan3-SeSan3A	1.54	0.00001	0.01
Sesan4-Sesan4A	5.65	0.00005	0.03
Xekaman1-Pleiku2 1	165.7	0.0023	0.32
Xekaman1-Pleiku2 2	165.7	0.0023	0.32
Tổng tổn thất	6690.8	16871.7	

Kết quả cho thấy, tổng tổn thất trong quá trình vận hành là $6690.8 + j16871.7$ kVA trong toàn lưới.

b) sử dụng hệ thống HVDC

Với trường hợp này, đường dây HVAC giả định được thay thế bằng HVDC. Máy cắt trên đường dây HVAC được mở ra để đảm bảo chỉ có hệ thống HVDC tham gia vào nhiệm vụ truyền tải. Sự thay đổi về kết quả trào lưu công suất được thể hiện qua hình 4.6, bảng 4.5 và bảng 4.6.



Hình 4.6. Trào lưu công suất trường hợp sử dụng HVDC trong chế độ cực đại

Bảng 4.5. Công suất truyền tải trên các đường dây khi sử dụng HVDC trong chế độ cực đại

Tên	Thanh cái 1	Thanh cái 2	P (MW)	Q (Mvar)
220_Pleiku-Pleiku2	220_Pleiku	220_Pleiku 2	39.595	60.184
500_Pleiku-Pleiku2	500_Pleiku	500_Pleiku 2	30.474	0.163
AT 1	500_Pleiku	220_Pleiku	96.013	21.44
AT2	500_Pleiku 2	220_Pleiku 2	89.57	26.076
AT2	500_Pleiku	220_Pleiku	96.013	21.44
AT3	Bus110	RES	93.708	3.25
AT4	Bus110	RES	93.708	3.25
AT5	500_Pleiku	220_Pleiku	96.013	21.44
HVDC	RES	220_Pleiku	187.181	/
Pleiku-trạm a1	220_Pleiku	TTD trạm a PTC 2	44.048	8.754
Pleiku-trạm a2	220_Pleiku	TTD trạm a PTC 2	44.048	8.754
Pleiku-SeSan3 1	220_Pleiku	TD Sesan 3A	49.421	23.934

Bảng 4.6. Điện áp tại các thanh cái khi sử dụng HVDC trong chế độ cực đại

Thanh cái	Điện áp định mức (kV)	Điện áp thực tế (%)	Mức độ mang tải (MW)
220_Pleiku	220	100.62	376.136
220_Pleiku 2	220	100.74	209.084
500_Pleiku	500	100	287.862
500_Pleiku 2	500	99.99	119.988
Bus110	110	100.19	187.417
NMSK AnKhe	220	101.51	50
RES	220	100	187.167
TD SESAN 3	220	100.8	74.1
TD Sesan 3A	220	100.79	49.421
TD SeSan 4	220	101.32	124.594
TD Sesan 4A	220	101.35	18.2
TD Xekaman 1	220	101.06	85.71
TTD trạm 2	220	100.11	79.4
TTD trạm a PTC 2	220	100.51	88

Tương tự như trường hợp trên, kết quả về tổn thất công suất trong lưới khi có HVDC được thể hiện qua bảng 4.7.

Bảng 4.7. Tổn thất công suất và điện áp trong lưới khi sử dụng HVDC trong chế độ cực đại

Tên Đường dây/ Biến áp	Tổn thất P (kW)	Tổn thất Q (kvar)	Tổn thất điện áp (%)
220_Pleiku-Pleiku2	158.1	0.0027	0.12
500_Pleiku-Pleiku2	1.96	0.0001	0.01
AT 1	59	2654.9	0.62
AT2	52.92	2381.6	0.74
AT 2	59	2654.9	0.62
AT 3	124.7	3151.1	0.19
AT 4	124.7	3151.1	0.19
AT 5	59	2654.9	0.62
HVDC	257.8	0	0.62
Pleiku-trạm a 1	48.21	0.0007	0.11
Pleiku-trạm a 2	48.21	0.0007	0.11
Pleiku-SeSan3 1	105.5	0.0018	0.17
Pleiku-SeSan3 2	112.2	0.0019	0.18
Pleiku2-KrongBuk	519.5	0.009	0.63
Pleiku2_Sesan4	443.4	0.006	0.58
Pleiku_Ankhe	544.8	0.0057	0.9
Pleku2_Sesan4_2	443.4	0.006	0.58
Sesan3-SeSan3A	1.55	0.00001	0.01
Sesan4-Sesan4A	5.69	0.00005	0.03
Xekaman1-Pleiku2 1	166.8	0.0023	0.32
Xekaman1-Pleiku2 2	166.8	0.0023	0.32
Tổng tổn thất	3503.3	16648.5	

Trong trường hợp sử dụng HVDC, tổng tổn thất trong quá trình vận hành là $3503.3 + j16648.5$ kVA.

4.2.2 Mô phỏng trào lưu công suất chế độ cực tiểu

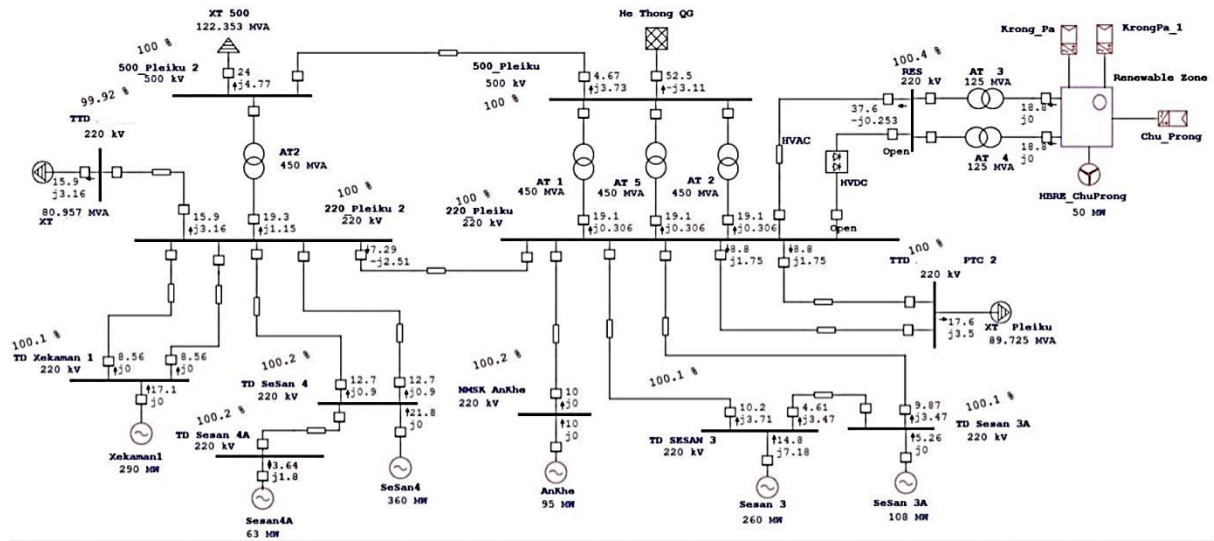
Trong chế độ vận hành cực tiểu của lưới điện, các tham số vận hành được giả định bao gồm:

Nguồn điện phát công suất cực tiểu $P_{\text{nguồn_min}} = 20\% P_{\text{nguồn_max}}$

Phụ tải công suất cực tiểu $P_{\text{tải_min}} = 20\% P_{\text{tải_max}}$

a) Sử dụng đường dây truyền tải xoay chiều HVAC

Kết quả về trào lưu công suất trong chế độ cực tiểu được thể hiện qua hình 4.7, bảng 4.8 và bảng 4.9.



Hình 4.7. Kết quả trào lưu công suất khi sử dụng HVAC trong chế độ cực tiểu

Bảng 4.8. Công suất truyền tải trên các đường dây khi sử dụng HVAC trong chế độ cực tiểu

Tên	Thanh cái 1	Thanh cái 2	P (MW)	Q (Mvar)
220_Pleiku-Pleiku2	220_Pleiku	220_Pleiku 2	7.286	-2.508
500_Pleiku-Pleiku2	500_Pleiku	500_Pleiku 2	4.667	3.728
AT 1	500_Pleiku	220_Pleiku	19.062	0.306
AT2	500_Pleiku 2	220_Pleiku 2	19.335	1.148
AT 2	500_Pleiku	220_Pleiku	19.062	0.306
AT 3	Bus110	RES	18.815	0
AT 4	Bus110	RES	18.815	0
AT 5	500_Pleiku	220_Pleiku	19.062	0.306
HVAC	RES	220_Pleiku	37.62	-0.253

Tên	Thanh cái 1	Thanh cái 2	P (MW)	Q (Mvar)
Pleiku-trạm a 1	220_Pleiku	TTD trạm a PTC 2	8.802	1.751
Pleiku-trạm a 2	220_Pleiku	TTD trạm a PTC 2	8.802	1.751
Pleiku-SeSan3 1	220_Pleiku	TD Sesan 3A	9.875	3.473
Pleiku-SeSan3 2	220_Pleiku	TD SESAN 3	10.185	3.707
Pleiku2-KrongBuk	220_Pleiku 2	TTD trạm 2	15.901	3.16
Pleiku2_Sesan4	220_Pleiku 2	TD SeSan 4	12.72	0.9
Pleiku_Ankhe	220_Pleiku	NMSK AnKhe	10	0

Tên	Thanh cái 1	Thanh cái 2	P (MW)	Q (Mvar)
Pleku2_Sesan4_2	220_Pleiku 2	TD SeSan 4	12.72	0.9
Sesan3-SeSan3A	TD SESAN 3	TD Sesan 3A	4.615	3.473
Sesan4-Sesan4A	TD SeSan 4	TD Sesan 4A	3.64	1.8
Xekaman1-Pleiku2 1	220_Pleiku 2	TD Xekaman 1	8.562	0
Xekaman1-Pleiku2 2	220_Pleiku 2	TD Xekaman 1	8.562	0

Bảng 4.9. Điện áp tại các thanh cái khi sử dụng HVAC trong chế độ cực tiểu

Thanh cái	Điện áp định mức (kV)	Điện áp thực tế (%)	Mức độ mang tải (MW)
220_Pleiku	220	100.02	74.789
220_Pleiku 2	220	100.04	42.522
500_Pleiku	500	100	57.179
500_Pleiku 2	500	100	24
Bus 110	110	100.44	37.63
NMSK AnKhe	220	100.2	10

Thanh cái	Điện áp định mức (kV)	Điện áp thực tế (%)	Mức độ mang tải (MW)
RES	220	100.42	37.62
TD SESAN 3	220	100.06	14.8
TD Sesan 3A	220	100.05	9.875
TD SeSan 4	220	100.16	25.44
TD Sesan 4A	220	100.17	3.64
TD Xekaman 1	220	100.11	17.124
TTD trạm 2	220	99.92	15.88
TTD trạm a PTC 2	220	100	17.6

Trong kịch bản mô phỏng này, các kết quả cho thấy hệ thống điện hoạt có thể vận hành bình thường với mức truyền tải ở dung lượng thấp hơn nhiều so với chế độ cực đại, các đáp ứng về điện áp trong lưới vẫn đảm bảo được các tiêu chuẩn vận hành và tổn thất trong lưới điện được thể hiện chi tiết trong bảng 4.10.

Bảng 4.10. Tổn thất công suất và điện áp trong lưới khi sử dụng HVAC trong chế độ cực tiểu

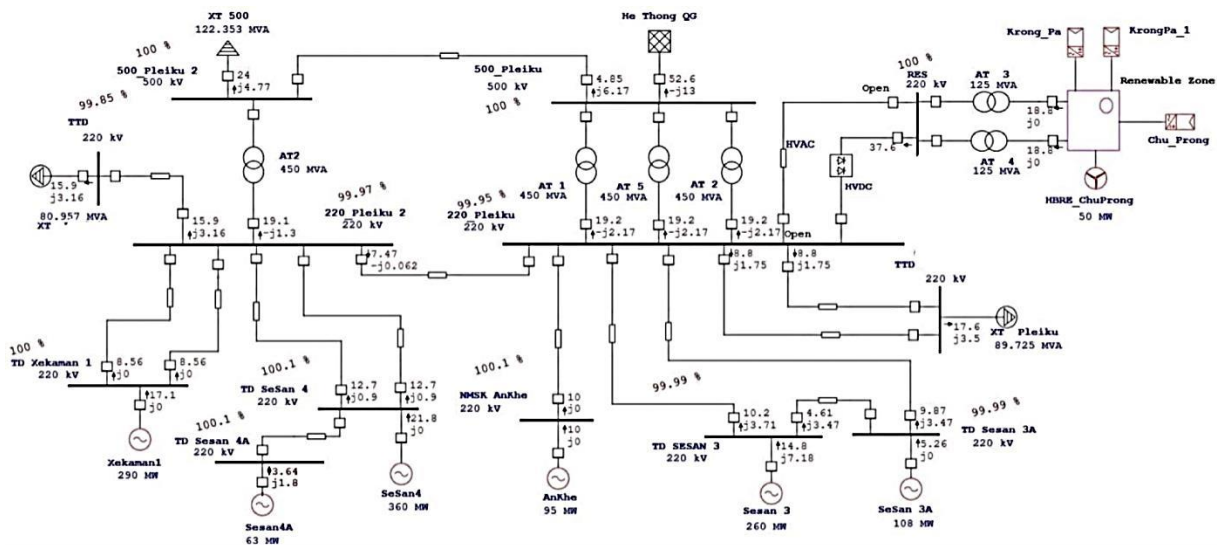
Tên Đường dây/ Biến áp	Tổn thất P (kW)	Tổn thất Q (kvar)	Tổn thất điện áp (%)
220_Pleiku-Pleiku2	1.83	0.0012	0.02
500_Pleiku-Pleiku2	0.0754	0.0003	0.00016
AT 1	2.24	100.9	0.02
AT2	2.31	104.1	0.04
AT 2	2.24	100.9	0.02
AT 3	5	126.3	0.02
AT 4	5	126.3	0.02
AT 5	2.24	100.9	0.02
HVAC	148.8	0.002	0.4
Pleiku-trạm a 1	1.95	0.0001	0.02
Pleiku-trạm a 2	1.95	0.0001	0.02
Pleiku-SeSan3 1	3.89	0.0001	0.04
Pleiku-SeSan3 2	4.17	0.0001	0.04
Pleiku2-KrongBuk	20.86	0.0004	0.13

Tên Đường dây/ Biến áp	Tôn thất P (kW)	Tôn thất Q (kvar)	Tôn thất điện áp (%)
Pleiku2_Sesan4	15.38	0.0002	0.12
Pleiku_Ankhe	18.12	0.0002	0.18
Pleiku2_Sesan4_2	15.38	0.0002	0.12
Sesan3-SeSan3A	0.0796	0.00005	0.0002
Sesan4-Sesan4A	0.233	0.0001	0.01
Xekaman1-Pleiku2 1	5.5	0.0001	0.06
Xekaman1-Pleiku2 2	5.5	0.0001	0.06
Tổng tổn thất	262.7	659.3	

Kết quả cho thấy, tổng tổn thất trong quá trình vận hành là $262.7+j659.3$ kVA trong toàn lưới.

a) Sử dụng hệ thống HVDC

Tương tự như chế độ cực đại, sự thay đổi về kết quả trào lưu công suất khi sử dụng hệ thống truyền tải HVDC được thể hiện qua hình 4.8, bảng 4.11 và bảng 4.12.



Hình 4.8. Trào lưu công suất trường hợp sử dụng HVDC trong chế độ cực tiểu

Bảng 4.11. Công suất truyền tải trên các đường dây khi sử dụng HVDC trong chế độ cực tiêu

Tên	Thanh cái 1	Thanh cái 2	P (MW)	Q (Mvar)
220_Pleiku-Pleiku2	220_Pleiku	220_Pleiku 2	7.473	-0.0618
500_Pleiku-Pleiku2	500_Pleiku	500_Pleiku 2	4.855	6.173
AT 1	500_Pleiku	220_Pleiku	19.162	-2.27
AT2	500_Pleiku 2	220_Pleiku 2	19.145	-1.4
AT 2	500_Pleiku	220_Pleiku	19.162	-2.27
AT 3	Bus110	RES	18.815	0
AT 4	Bus110	RES	18.815	0
AT 5	500_Pleiku	220_Pleiku	19.162	-2.27
HVDC	RES	220_Pleiku	37.592	/
Pleiku-trạm a 1	220_Pleiku	TTD trạm a PTC 2	8.802	1.751
Pleiku-trạm a 2	220_Pleiku	TTD trạm a PTC 2	8.802	1.751
Pleiku-SeSan3 1	220_Pleiku	TD Sesan 3A	9.875	3.473
Pleiku-SeSan3 2	220_Pleiku	TD SESAN 3	10.185	3.707
Pleiku2-KrongBuk	220_Pleiku 2	TTD trạm 2	15.901	3.16
Pleiku2_Sesan4	220_Pleiku 2	TD SeSan 4	12.72	0.9
Pleiku_Ankhe	220_Pleiku	NMSK AnKhe	10	0
Pleku2_Sesan4_2	220_Pleiku 2	TD SeSan 4	12.72	0.9
Sesan3-SeSan3A	TD SESAN 3	TD Sesan 3A	4.615	3.473
Sesan4-Sesan4A	TD SeSan 4	TD Sesan 4A	3.64	1.8
Xekaman1-Pleiku2 1	220_Pleiku 2	TD Xekaman 1	8.562	0
Xekaman1-Pleiku2 2	220_Pleiku 2	TD Xekaman 1	8.562	0

Bảng 4.12. Điện áp tại các thanh cái khi sử dụng HVDC trong chế độ cực tiêu

Thanh cái	Điện áp định mức (kV)	Điện áp thực tế (%)	Mức độ mang tải (MW)
220_Pleiku	220	99.95	75.097
220_Pleiku 2	220	99.97	42.522
500_Pleiku	500	100	57.486
500_Pleiku 2	500	100	24
Bus110	110	100.02	37.63
NMSK AnKhe	220	100.13	10
RES	220	100	37.62
TD SESAN 3	220	99.99	14.8
TD Sesan 3A	220	99.99	9.875
TD SeSan 4	220	100.09	25.44
TD Sesan 4A	220	100.1	3.64
TD Xekaman 1	220	100.04	17.124
TTD trạm 2	220	99.85	15.88
TTD trạm a PTC 2	220	99.93	17.6

Tương tự như trường hợp trên, kết quả về tổn thất công suất trong lưới khi có HVDC được thể hiện qua bảng 4.13

Bảng 4.13. Tổn thất công suất và điện áp trong lưới khi không sử dụng HVDC trong chế độ cực tiêu

Tên Đường dây/ Biến áp	Tổn thất P (kW)	Tổn thất Q (kvar)	Tổn thất điện áp (%)
220_Pleiku-Pleiku2	1.73	0.0001	0.02
500_Pleiku-Pleiku2	0.13	0	0.0003
AT 1	2.3	103.4	0.05
AT2	2.27	102.3	0.03
AT 2	2.3	103.4	0.05
AT 3	5.04	127.3	0.02
AT 4	5.04	127.3	0.02
AT 5	2.3	103.4	0.05
HVDC	10.5	0	0.24
Pleiku-trạm a 1	1.95	0.0001	0.02
Pleiku-trạm a 2	1.95	0.0001	0.02

Tên Đường dây/ Biến áp	Tôn thất P (kW)	Tôn thất Q (kvar)	Tôn thất điện áp (%)
Pleiku-SeSan3 1	3.9	0.0001	0.04
Pleiku-SeSan3 2	4.18	0.0001	0.04
Pleiku2-KrongBuk	20.89	0.0004	0.13
Pleiku2_Sesan4	15.4	0.0002	0.12
Pleiku_Ankhe	18.14	0.0002	0.18
Pleiku2_Sesan4_2	15.4	0.0002	0.12
Sesan3-SeSan3A	0.0797	0.00005	0.0002
Sesan4-Sesan4A	0.233	0.0001	0.01
Xekaman1-Pleiku2 1	5.5	0.0001	0.06
Xekaman1-Pleiku2 2	5.5	0.0001	0.06
Tổng tổn thất	124.8	667.2	

Trong trường hợp sử dụng HVDC, tổng tổn thất trong quá trình vận hành là **124.8+j667.2** kVA.

4.3 Phân tích, đánh giá kết quả

Quá trình và kết quả mô phỏng đã cho thấy rõ chiều truyền tải và lưu lượng công suất trên lưới điện trong trường hợp sử dụng đường dây AC và hệ thống HVDC. Số liệu cho thấy việc sử dụng HVDC để thay thế cho đoạn đường dây HVAC cho thấy được hiệu quả truyền tải được cải thiện

Trong chế độ vận hành cực đại, khi sử dụng đường dây AC, tổng tổn thất công suất trong lưới điện là **6690.8+j16871.7** kVA. Nếu như sử dụng hệ thống HVDC, tổng tổn thất trong lưới có thể giảm xuống mức **3503.3+j16648.5** kVA tương ứng giảm **47.6%** đối với công suất tác dụng và **1.32%** đối với công suất phản kháng. Đối với chế độ vận hành cực tiểu, tổn thất công suất trong lưới khi sử dụng HVAC và HVDC lần lượt là **262.7+j659.3** kVA và **124.8+j667.2** kVA, giảm được **52.49%** tổn thất công suất tác dụng khi sử dụng HVDC và sự thay đổi tổn thất phản kháng không đáng kể. Điều này cho thấy phần nào lợi ích của hệ thống HVDC.

Cụ thể hơn, tổn thất công suất và điện áp rơi trên các đoạn đường dây được thể hiện cụ thể trong bảng 4.14 và bảng 4.15

Bảng 4.14. So sánh tổn thất công suất và điện áp rơi trong chế độ cực đại

Tên Đường dây/ Biến áp	HVA C			HVDC		
	Tổn thất P (kW)	Tổn thất Q (kvar)	Tổn thất điện áp (%)	Tổn thất P (kW)	Tổn thất Q (kvar)	Tổn thất điện áp (%)
220_Pleiku-Pleiku2	114.2	0.002	0.12	158.1	0.0027	0.12
500_Pleiku-Pleiku2	2.25	0.0001	0.01	1.96	0.0001	0.01
AT 1	61.55	2769.7	0.97	59	2654.9	0.62
AT2	57.99	2609.3	1.1	52.92	2381.6	0.74
AT 2	61.55	2769.7	0.97	59	2654.9	0.62
AT 3	117.8	2976.5	0.19	124.7	3151.1	0.19
AT 4	117.8	2976.5	0.19	124.7	3151.1	0.19
AT 5	61.55	2769.7	0.97	59	2654.9	0.62
Đường dây giả định	3508.1	0.0479	1.93	257.8	0	0.62
Pleiku-trạm a 1	47.88	0.0007	0.11	48.21	0.0007	0.11
Pleiku-trạm a 2	47.88	0.0007	0.11	48.21	0.0007	0.11
Pleiku-SeSan3 1	104.8	0.0018	0.17	105.5	0.0018	0.17
Pleiku-SeSan3 2	111.4	0.0019	0.18	112.2	0.0019	0.18
Pleiku2-KrongBuk	515.8	0.0089	0.63	519.5	0.009	0.63
Pleiku2_Sesan4	440.4	0.006	0.58	443.4	0.006	0.58
Pleiku_Ankhe	541	0.0056	0.89	544.8	0.0057	0.9
Pleku2_Sesan4_2	440.4	0.006	0.58	443.4	0.006	0.58
Sesan3-SeSan3A	1.54	0.00001	0.01	1.55	0.00001	0.01
Sesan4-Sesan4A	5.65	0.00005	0.03	5.69	0.00005	0.03
Xekaman1-Pleiku2 1	165.7	0.0023	0.32	166.8	0.0023	0.32
Xekaman1-Pleiku2 2	165.7	0.0023	0.32	166.8	0.0023	0.32
Tổng tổn thất	6690.8	16871.7		3503.3	16648.5	

Bảng 4.15. So sánh tổn thất công suất và điện áp rơi trong chế độ cực tiểu

Tên Đường dây/ Biến áp	HVA C			HVD C		
	Tổn thất P (kW)	Tổn thất Q (kvar)	Tổn thất điện áp (%)	Tổn thất P (kW)	Tổn thất Q (kvar)	Tổn thất điện áp (%)
220_Pleiku-Pleiku2	1.83	0.0012	0.02	1.73	0.0001	0.02
500_Pleiku-Pleiku2	0.0754	0.0003	0.00016	0.13	0	0.0003
AT 1	2.24	100.9	0.02	2.3	103.4	0.05
AT2	2.31	104.1	0.04	2.27	102.3	0.03
AT 2	2.24	100.9	0.02	2.3	103.4	0.05
AT 3	5	126.3	0.02	5.04	127.3	0.02
AT 4	5	126.3	0.02	5.04	127.3	0.02
AT 5	2.24	100.9	0.02	2.3	103.4	0.05
Đường dây giả định	148.8	0.002	0.4	10.5	0	0.24
Pleiku-trạm a 1	1.95	0.0001	0.02	1.95	0.0001	0.02
Pleiku-trạm a 2	1.95	0.0001	0.02	1.95	0.0001	0.02
Pleiku-SeSan3 1	3.89	0.0001	0.04	3.9	0.0001	0.04
Pleiku-SeSan3 2	4.17	0.0001	0.04	4.18	0.0001	0.04
Pleiku2-KrongBuk	20.86	0.0004	0.13	20.89	0.0004	0.13
Pleiku2_Sesan4	15.38	0.0002	0.12	15.4	0.0002	0.12
Pleiku_Ankhe	18.12	0.0002	0.18	18.14	0.0002	0.18
Pleiku2_Sesan4_2	15.38	0.0002	0.12	15.4	0.0002	0.12
Sesan3-SeSan3A	0.0796	0.00005	0.0002	0.0797	0.00005	0.0002
Sesan4-Sesan4A	0.233	0.0001	0.01	0.233	0.0001	0.01
Xekaman1-Pleiku2 1	5.5	0.0001	0.06	5.5	0.0001	0.06
Xekaman1-Pleiku2 2	5.5	0.0001	0.06	5.5	0.0001	0.06
Tổng tổn thất	262.7	659.3		124.8	667.2	

Rõ ràng nhất trong trường hợp mô phỏng là tổn thất công suất trên đoạn đường dây giả định sử dụng hệ thống HVDC (Đường dây giả định), đều giảm đi và

không có tổn thất công suất phản kháng trên đường dây khi sử dụng HVDC ở trong các chế độ. Bản chất do năng lượng một chiều chỉ có thành phần công suất tác dụng P và được truyền dẫn trong hệ thống HVDC, vì vậy không hình thành nên tổn thất phản kháng. Hơn nữa, việc sử dụng hệ thống HVDC đòi hỏi phải có các nguồn phát công suất phản kháng hay còn gọi các thiết bị hỗ trợ như tụ bù, SVC,... ngay đầu các cực để có thể đáp ứng nhu cầu phụ tải. Điều này cũng đồng nghĩa các chi phí cho việc xây dựng hệ thống HVDC sẽ tăng lên.

Mặt khác, nhờ vào việc giảm tổn hao công suất trong lưới, điện áp tại các thanh cái cũng được nâng lên.

4.4 Kết luận

Các kết quả cho thấy, sử dụng thiết bị HVDC sẽ làm giảm tổn hao công suất trong quá trình truyền tải điện.

Ứng dụng thực tế vào tình hình hiện nay, truyền tải siêu cao áp 1 chiều +/- 500kV có khả năng ứng dụng rất cao khi mà hệ thống điện hiện nay đã dần già hóa và cần phải được nâng cấp, nhất là trong tình hình năng lượng tái tạo ngày càng gia tăng.

KẾT LUẬN

Sau 10 tuần tìm hiểu và nghiên cứu về điện cao áp một chiều, cùng với sự giúp đỡ rất tận tình của thầy Nguyễn Đoàn Phong đến nay em đã hoàn thành đồ án tốt nghiệp với đề tài: Nghiên cứu hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều HVDC.

Qua quá trình hoàn thành bản đồ án này, em đã hiểu biết hơn về nguyên lý hoạt động, cấu trúc, các phương thức truyền tải, ưu- nhược điểm của hệ thống và các hệ thống HVDC lớn của đất nước Ấn Độ. Trong thời gian làm đồ án em đã học được cách làm việc, tìm hiểu những tài liệu liên quan để có những kiến thức bổ ích nhất cho đề tài này.

Với sự nỗ lực của em nhưng do kiến thức còn hạn hẹp và thời gian có hạn cùng với đề tài này còn khá mới mẻ nên bản đồ án khó tránh khỏi những thiếu sót nhất định. Em kính mong được sự đóng góp ý kiến chỉ bảo của các thầy cô để đồ án tốt nghiệp của em được hoàn thiện hơn.

Em xin chân thành cảm ơn!

Hải phòng, ngày tháng năm 2022

Sinh viên thực hiện

Đào Quang Huy

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. G.G.K. Jicheng Yu, 'Applications of Embedded HVDC in Power System Transmission,' IEEE Trans pp. 2–7, 2012.
2. Oluwafemi E. Oni, Innocent E. Davidso, 'A Review of LCC-HVDC and VSC-HVDC Technologies and Applications' 978-1-5090-2320-2016 IEEE
3. Report for Transmission & Distribution by POWERGRID
4. Report On Operation and Maintenance Of HVDC Stations, Praveen Ranjan, PGCIL, 2011.
5. Bùi Tiến Việt, Nghiên cứu và áp dụng Công nghệ truyền tải điện cao áp một chiều tại Việt Nam, Luận văn thạc sỹ hệ thống điện công nghệ truyền tải điện cao áp một chiều HVDC.