

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG  
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA  
KHOA ĐIỆN

**ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP**  
**NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN**  
**CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN**

**ĐỀ TÀI:**  
**ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ HVDC TRONG**  
**TRUYỀN TẢI ĐIỆN NĂNG**

Giảng viên hướng dẫn: **TS. TRỊNH TRUNG HIẾU**

Sinh viên thực hiện: **PHAN ĐỨC THẮNG**

Mã số sinh viên: **105200108**

Sinh viên thực hiện: **LÊ HỮU DŨNG**

Mã số sinh viên: **105200085**

Lớp: **20D1**

**Đà Nẵng, 2025**

**NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP**

| TT | Họ tên sinh viên | Số thẻ sinh viên | Lớp  | Ngành         |
|----|------------------|------------------|------|---------------|
| 01 | Phan Đức Thắng   | 105200108        | 20D1 | Kỹ Thuật Điện |
| 02 | Lê Hữu Dũng      | 105200085        | 20D1 | Kỹ Thuật Điện |

- Tên đề tài đồ án: “Ứng dụng công nghệ HVDC trong truyền tải điện năng”*
- Đề tài thuộc diện: ☐ Có ký kết thỏa thuận sở hữu trí tuệ đối với kết quả thực hiện*
- Các số liệu và dữ liệu ban đầu:*
  - Sơ đồ kết dây cơ bản hệ thống điện Việt Nam
  - Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050
  - Quyết định phê duyệt Quy hoạch Tỉnh Quảng Trị thời kỳ 2021 -2030, tầm nhìn đến năm 2050
  - Phần mềm mô phỏng Matlab/Simulink, Etap.
- Nội dung các phần thuyết minh và tính toán:*

Chương 1: Tổng quan hệ thống điện.

Chương 2: Các cấu hình và công nghệ chính của hệ thống HVDC.

Chương 3: Ứng dụng Matlab/Simulink đánh giá công nghệ VSC - HVDC

Chương 4: Ứng dụng phần mềm mô phỏng lưới điện truyền tải tích hợp HVDC tại Việt Nam.
- Các bản vẽ, đồ thị (ghi rõ các loại và kích thước bản vẽ): Trình chiếu bằng slide.*
- Họ tên người hướng dẫn: TS. Trịnh Trung Hiếu*
- Ngày giao nhiệm vụ đồ án: 16/02/2025*
- Ngày hoàn thành đồ án: 10/06/2025*

## TÓM TẮT

Trong bối cảnh nhu cầu truyền tải điện năng ngày càng lớn và sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn năng lượng tái tạo, công nghệ truyền tải điện một chiều áp cao (HVDC - High Voltage Direct Current) ngày càng được chú trọng và ứng dụng rộng rãi trên thế giới. Với những ưu điểm nổi bật như giảm tổn thất công suất, tăng khả năng điều khiển dòng công suất, nâng cao độ ổn định hệ thống và khả năng truyền tải công suất lớn trên khoảng cách xa, HVDC được đánh giá là giải pháp hiệu quả cho hệ thống điện hiện đại.

Đồ án tập trung nghiên cứu, phân tích và mô phỏng khả năng ứng dụng công nghệ HVDC vào hệ thống truyền tải điện tại Việt Nam, đặc biệt là tích hợp vào lưới điện 220kV khu vực miền Trung - miền Bắc. Đề tài sử dụng kết hợp các phương pháp lý thuyết và mô phỏng với phần mềm MATLAB/Simulink để đánh giá hiệu quả hoạt động của hệ thống VSC-HVDC, đồng thời áp dụng phần mềm ETAP để xây dựng mô hình lưới điện thực tế và phân tích các kịch bản vận hành, tối ưu hóa tổn thất và chi phí phát điện.

Kết quả cho thấy việc áp dụng HVDC mang lại hiệu quả rõ rệt trong việc nâng cao tính linh hoạt, đặc biệt phù hợp với các tuyến truyền tải xa, khu vực có tiềm năng phát triển năng lượng tái tạo hoặc liên kết lưới không đồng bộ. Đồ án góp phần cung cấp cơ sở kỹ thuật và định hướng thực tiễn cho việc ứng dụng công nghệ HVDC tại Việt Nam trong tương lai.

## LỜI CẢM ƠN

Trong suốt 5 năm học tập và rèn luyện trên giảng đường Trường Đại học Bách Khoa - Đại học Đà Nẵng, chúng em đã tiếp nhận được những kiến thức quý báu từ các giảng viên trong trường, nhằm trang bị cho chúng em những kỹ năng nghiên cứu, kinh nghiệm trước khi lập nghiệp.

Trước tiên, chúng em xin gửi lời cảm ơn chân thành và sâu sắc nhất đến quý thầy cô trong Khoa Điện, đặc biệt là thầy TS. Trịnh Trung Hiếu, người đã tận tình hướng dẫn, truyền đạt kiến thức, kinh nghiệm quý báu, chỉnh sửa những sai sót của chúng em trong quá trình thực hiện đồ án, cũng như hỗ trợ chúng em trong các hoạt động nghiên cứu khoa học, giúp chúng em hoàn thành đồ án tốt nghiệp này.

Bên cạnh đó, chúng em xin gửi lời cảm ơn đến bạn bè và người thân, những người đã luôn động viên, hỗ trợ và chia sẻ kinh nghiệm trong suốt quá trình thực hiện đồ án. Chúng em xin dành lời tri ân đặc biệt đến gia đình, những người luôn là chỗ dựa vững chắc, động viên tinh thần và tạo điều kiện tốt nhất để chúng em có thể hoàn thành quá trình học tập và nghiên cứu.

Cuối cùng, là lời cảm ơn đến tập thể lớp 20D1 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.

Mặc dù đã nỗ lực hết mình, nhưng chắc chắn không thể tránh khỏi những thiếu sót. Chúng em rất mong nhận được sự góp ý từ thầy cô và các bạn để hoàn thiện hơn trong tương lai.

Xin chân thành cảm ơn!

## **CAM ĐOAN**

Em xin cam đoan rằng, toàn bộ nội dung trong đồ án tốt nghiệp này là kết quả nghiên cứu và làm việc của chúng em. Tất cả các tài liệu, dữ liệu, số liệu và kết quả trình bày trong đồ án đều trung thực, chính xác do bản thân tự đọc, dịch và tổng hợp. Không sao chép từ bất kỳ nguồn nào mà không được trích dẫn rõ ràng.

Chúng em hoàn toàn chịu trách nhiệm trước nhà trường về tính trung thực và chính xác của nội dung trong đồ án này.

Em xin chân thành cảm ơn!

Đà Nẵng, ngày 10 tháng 06 năm 2025

Phan Đức Thắng

## MỤC LỤC

|                                                                      |      |
|----------------------------------------------------------------------|------|
| LỜI CẢM ƠN.....                                                      | iii  |
| CAM ĐOAN.....                                                        | iv   |
| MỤC LỤC .....                                                        | v    |
| DANH MỤC HÌNH ẢNH.....                                               | viii |
| DANH MỤC BẢNG .....                                                  | viii |
| DANH MỤC BIỂU ĐỒ .....                                               | xi   |
| DANH LỤC CHỮ VIẾT TẮT .....                                          | xii  |
| MỞ ĐẦU .....                                                         | 1    |
| CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN HỆ THỐNG ĐIỆN .....                              | 3    |
| 1.1.Lịch sử phát triển HVDC .....                                    | 3    |
| 1.2.Nghiên cứu tổng quan hệ thống HVDC .....                         | 5    |
| 1.3.Uu, nhược điểm của hệ thống HVDC .....                           | 6    |
| 1.3.1. Ưu điểm kỹ thuật.....                                         | 6    |
| 1.3.2. Ưu điểm kinh tế.....                                          | 7    |
| 1.3.3. Bất lợi của hệ thống HVDC .....                               | 9    |
| 1.3.4. Kết luận .....                                                | 9    |
| 1.4.Hiện trạng và nhu cầu năng lượng tại Việt Nam.....               | 10   |
| CHƯƠNG 2: CÁC CẤU HÌNH VÀ CÔNG NGHỆ CHÍNH CỦA HỆ THỐNG HVDC.....     | 13   |
| 2.1. Nguyên lý hoạt động của hệ thống HVDC.....                      | 13   |
| 2.2. Công nghệ chuyển đổi.....                                       | 15   |
| 2.2.1. Hệ thống LCC-HVDC .....                                       | 15   |
| 2.2.2. Công nghệ VSC-HVDC .....                                      | 17   |
| 2.3. So sánh công nghệ .....                                         | 19   |
| 2.3.1. Ưu, nhược điểm của LCC-HVDC .....                             | 19   |
| 2.3.2. Ưu, nhược điểm của VSC-HVDC .....                             | 21   |
| 2.4. Các cấu hình trạm chuyển đổi HVDC .....                         | 22   |
| 2.4.1. Cấu hình đơn cực không đối xứng (Asymmetrical Monopole) ..... | 22   |

|                                                                                               |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.4.2. Cấu hình đơn cực đối xứng (Symmetrical Monopolar Configuration) .....                  | 23 |
| 2.4.3. Cấu hình lưỡng cực (Bipolar Configurations).....                                       | 23 |
| 2.4.4. Các kiểu đấu nối hệ thống truyền tải điện một chiều .....                              | 24 |
| 2.5. Các thiết bị chính trong hệ thống HVDC .....                                             | 25 |
| 2.5.1. Máy biến áp trong trạm chuyển đổi.....                                                 | 25 |
| 2.5.2. Các bộ chuyển đổi AC-DC và DC-AC ( Linh kiện chuyển mạch) .....                        | 26 |
| 2.5.3. Bộ lọc sóng hài .....                                                                  | 29 |
| 2.5.4. Máy cắt .....                                                                          | 30 |
| 2.6. Xu hướng hệ thống HVDC trên thế giới .....                                               | 31 |
| 2.6.1. Mô hình hệ thống VSC-HVDC .....                                                        | 31 |
| 2.6.2. Hệ thống 800 kV HVDC .....                                                             | 33 |
| 2.6.3. Hệ thống HYBRID HVDC ( $H^2VDC$ ) .....                                                | 35 |
| CHƯƠNG 3: ỨNG DỤNG MATLAB/SIMULINK ĐÁNH GIÁ CÔNG NGHỆ                                         | 37 |
| 3.1. Mục tiêu .....                                                                           | 37 |
| 3.2. Mô tả hệ thống .....                                                                     | 37 |
| 3.3. Hệ thống điều khiển VSC .....                                                            | 39 |
| 3.3.1. Bộ điều khiển dòng điện bên trong.....                                                 | 40 |
| 3.3.2. Bộ điều khiển bên ngoài .....                                                          | 40 |
| 3.4. Kịch bản mô phỏng và kết quả .....                                                       | 42 |
| 3.4.1. Kiểm tra trạng thái ổn định của hệ thống .....                                         | 42 |
| 3.4.2. Kiểm tra dao động khi có sự cố phía AC .....                                           | 42 |
| 3.4.3. Kết quả và phân tích mô phỏng .....                                                    | 42 |
| 3.4.4. Kết luận.....                                                                          | 47 |
| CHƯƠNG 4: ỨNG DỤNG PHẦN MỀM MÔ PHỎNG LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI<br>TÍCH HỢP HVDC TẠI VIỆT NAM ..... | 49 |
| 4.1. Mô hình hoá lưới điện .....                                                              | 49 |
| 4.1.1. Giả thiết đưa vào tính toán.....                                                       | 49 |
| 4.1.2. Thu thập dữ liệu hệ thống điện thực tế tại khu vực Trung Bộ Việt Nam.....              | 49 |
| 4.1.3. Các thông số kỹ thuật hệ thống HVDC và lưới AC liên quan .....                         | 50 |

|                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.2. Phân tích chế độ vận hành đường dây AC .....                                    | 53 |
| 4.3. Phân tích chế độ vận hành các hệ thống HVDC.....                                | 53 |
| 4.3.1. Hệ thống liên hết một chiều cao áp (High Voltage DC Link).....                | 53 |
| 4.3.2. Hệ thống sử dụng bộ chỉnh lưu và nghịch lưu có điều khiển .....               | 58 |
| 4.4. Phân tích dòng ngắn mạch trên hệ thống .....                                    | 61 |
| 4.5. Phân tích chế độ vận hành tối ưu.....                                           | 62 |
| 4.5.1. Mô phỏng vận hành tối ưu tổn thất công suất thực và công suất phản kháng..... | 62 |
| 4.5.2 Mô phỏng chế độ vận hành tối ưu chi phí phát điện .....                        | 64 |
| 4.5.3. Chế độ cực tiểu .....                                                         | 66 |
| 4.6. Tổng hợp kết quả mô phỏng .....                                                 | 70 |
| KẾT LUẬN .....                                                                       | 71 |
| TÀI LIỆU THAM KHẢO .....                                                             | 72 |
| PHỤ LỤC                                                                              |    |

## DANH MỤC HÌNH ẢNH

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Hình 1. 1 Nikola Tesla và Thomas Edison – Cuộc đối đầu giữa AC và DC .....                                                                                                                                                                                                                                  | 4  |
| Hình 1. 2 Tổng quan hệ thống HVDC.....                                                                                                                                                                                                                                                                      | 5  |
| Hình 1. 3 So sánh chi phí xây dựng đường dây truyền tải HVDC và HVAC.....                                                                                                                                                                                                                                   | 7  |
| Hình 1. 4 So sánh đường dây trên không AC, DC và cáp ngầm DC .....                                                                                                                                                                                                                                          | 8  |
| Hình 1. 5 Trào lưu truyền tải và phân vùng kinh tế trong dự thảo Quy hoạch điện VIII .....                                                                                                                                                                                                                  | 11 |
| Hình 2. 1 Bộ chỉnh lưu cầu đơn giản.....                                                                                                                                                                                                                                                                    | 13 |
| Hình 2. 2 Điện áp DC được tạo ra bởi sự dẫn tuần tự của các thyristor. ....                                                                                                                                                                                                                                 | 14 |
| Hình 2. 3 Dạng sóng điện áp DC không có chồng lấn. ....                                                                                                                                                                                                                                                     | 15 |
| Hình 2. 4 Cấu trúc chuyển đổi của bộ chuyển đổi có bộ lọc đường dây: a) Bộ chuyển đổi LCC sáu xung. (b) Bộ chuyển đổi LCC mười hai xung.....                                                                                                                                                                | 16 |
| Hình 2. 5 Dạng sóng cơ bản của bộ chỉnh lưu thyristor sáu xung: (a) Dạng sóng của bộ chỉnh lưu sáu xung, bỏ qua quá trình chuyển mạch ( $\alpha = 27^\circ$ , $\mu = 0^\circ$ ). (b) Dạng sóng của bộ chỉnh lưu sáu xung, có tính đến quá trình chuyển mạch ( $\alpha = 27^\circ$ , $\mu = 9^\circ$ ). .... | 16 |
| Hình 2. 6 Các thành phần chính của hệ thống VSC-HVDC. ....                                                                                                                                                                                                                                                  | 17 |
| Hình 2. 7 Sơ đồ hệ thống HVDC nguồn điện áp.....                                                                                                                                                                                                                                                            | 18 |
| Hình 2. 8 Biểu diễn vector không gian tổng quát cho HVDC sử dụng VSC.....                                                                                                                                                                                                                                   | 18 |
| Hình 2. 9 Định mức hệ thống HVDC cho LCC (màu đỏ) và VSC (màu xanh), kích thước bong bóng biểu thị điện áp vận hành, các đường nét đứt thể hiện xu hướng.....                                                                                                                                               | 22 |
| Hình 2. 10 Cấu hình một cực không đối xứng .....                                                                                                                                                                                                                                                            | 23 |
| Hình 2. 11 Cấu hình một cực đối xứng. ....                                                                                                                                                                                                                                                                  | 23 |
| Hình 2. 12 Cấu hình lưỡng cực .....                                                                                                                                                                                                                                                                         | 24 |
| Hình 2. 13 Các kiểu đấu nối hệ thống truyền tải điện một chiều .....                                                                                                                                                                                                                                        | 25 |
| Hình 2. 14 Máy biến áp dự phòng tại trạm chuyển đổi VSC-HVDC Caprivi. ....                                                                                                                                                                                                                                  | 26 |
| Hình 2. 15 ký hiệu van bán dẫn cơ bản .....                                                                                                                                                                                                                                                                 | 27 |
| Hình 2. 16 Điện áp và dòng điện định mức của các van bán dẫn .....                                                                                                                                                                                                                                          | 27 |
| Hình 2. 17 Một IGBT 4,5 kV (ảnh do ABB cung cấp) và sơ đồ mạch của một IGBT.....                                                                                                                                                                                                                            | 28 |
| Hình 2. 18 Mô-đun công suất được sử dụng trong MCC. (Ảnh do Siemens cung cấp.) .....                                                                                                                                                                                                                        | 29 |
| Hình 2. 19 Bộ lọc AC tại trạm HVDC Light Woodland. Liên kết Đông - Tây, Ireland. (Ảnh do ABB cung cấp.) .....                                                                                                                                                                                               | 29 |
| Hình 2. 20 Nguyên lý làm việc của máy cắt một chiều.....                                                                                                                                                                                                                                                    | 31 |
| Hình 2. 21 Trạm chuyển đổi dự án INELFE .....                                                                                                                                                                                                                                                               | 32 |

|                                                                                                        |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Hình 2. 22 Trạm chuyển đổi VSC- HVDC ngoài khơi Borwin. ....                                           | 32 |
| Hình 2. 23 Kế hoạch cho lưới UHV 800 kV ở Trung Quốc .....                                             | 33 |
| Hình 2. 24 Lựa chọn mức điện áp tối ưu: đầu tư trực tiếp cộng với tổn thất .....                       | 34 |
| Hình 2. 25 Điện áp tối ưu khi chiều dài và công suất tăng.....                                         | 34 |
| Hình 2. 26 Đề xuất cấu trúc hệ thống HVDC lai. PCC: điểm nối chung.....                                | 35 |
| Hình 3. 1 Mô hình VSC-HVDC trên MATLAB SIMULINK .....                                                  | 37 |
| Hình 3. 2 Sơ đồ khối Trạm chuyển đổi 1 (Converter Station 1) trong hệ thống truyền tải HVDC .....      | 38 |
| Hình 3. 3 Bộ chuyển đổi công suất.....                                                                 | 39 |
| Hình 3. 4 Hệ thống điều khiển VSC-HVDC và giao diện với mạch chính.....                                | 40 |
| Hình 3. 5 Các điện áp tham chiếu và dạng sóng mang tam giác PWM cho VSC 3 bậc .....                    | 41 |
| Hình 3. 6 Điện áp bộ biến đổi 3 bậc (pu) (màu xanh: thành phần 50Hz, màu đen: đầu ra bộ biến đổi ..... | 42 |
| Hình 3. 7 Điện áp DC và công suất DC tại đầu phát.....                                                 | 43 |
| Hình 3. 8 Điện áp xoay chiều ba pha và dòng điện xoay chiều ba pha tại đầu phát .....                  | 43 |
| Hình 3. 9 Điện áp DC và công suất DC tại đầu nhận.....                                                 | 43 |
| Hình 3. 10 Điện áp xoay chiều ba pha và dòng điện xoay chiều ba pha tại đầu nhận .....                 | 44 |
| Hình 3. 11 Công suất tác dụng và công suất phản kháng khi có bước thay đổi đầu vào tại đầu phát.....   | 44 |
| Hình 3. 12 Công suất tác dụng và công suất phản kháng khi có bước thay đổi đầu vào tại đầu nhận.....   | 44 |
| Hình 3. 13 Phân tích sóng hài trên phía AC trạm 1.....                                                 | 45 |
| Hình 3. 14 Mức đáp ứng của hệ thống khi thay đổi giá trị tham chiếu ở trạm 1 .....                     | 45 |
| Hình 3. 15 Mức đáp ứng của hệ thống khi có sự cố ngắn mạch 3 pha ở trạm 2 .....                        | 45 |
| Hình 3. 16 Mức đáp ứng của hệ thống khi có sự cố ngắn mạch 3 pha ở trạm 1 .....                        | 46 |
| Hình 3. 17 Tần số hệ thống tại trạm 2 .....                                                            | 46 |
| Hình 3. 18 Tần số hệ thống tại trạm 1 .....                                                            | 46 |
| Hình 4. 1 HTĐ 220kV khu vực Trung Bộ và Bắc Bộ.....                                                    | 51 |
| Hình 4. 2 HTĐ 220kV khu vực Trung Bộ - Miền Bắc và giải pháp truyền tải HVDC .....                     | 52 |
| Hình 4. 3 Mô hình liên kết DC .....                                                                    | 54 |
| Hình 4. 4 Cài đặt thông số có hệ thống .....                                                           | 54 |
| Hình 4. 5 Hệ thống HVDC sử dụng cấu hình VSC trên ETAP .....                                           | 58 |
| Hình 4. 6 Trang Rating bộ chỉnh lưu.....                                                               | 59 |
| Hình 4. 7 Trang Rating bộ nghịch lưu.....                                                              | 59 |
| Hình 4. 8 Trang Generation bộ nghịch lưu.....                                                          | 60 |

## DANH MỤC BẢNG

|                                                                     |    |
|---------------------------------------------------------------------|----|
| Bảng 4. 1 Kết quả chạy mô phỏng phân bố công suất đường dây AC..... | 53 |
| Bảng 4. 2 Dung lượng bù trên hệ thống .....                         | 58 |
| Bảng 4. 3 Thông số truyền tải trên hệ thống một chiều .....         | 61 |
| Bảng 4. 4 Kết quả tính toán dòng ngắn mạch 3 pha.....               | 62 |
| Bảng 4. 5 Công suất phát trên hệ thống và tổn thất.....             | 62 |
| Bảng 4. 6 Công suất phát trên hệ thống và tổn thất.....             | 64 |
| Bảng 4. 7 Công suất phát trên hệ thống và tổn thất tải min .....    | 66 |
| Bảng 4. 8 Công suất phát trên hệ thống và tổn thất tải min .....    | 68 |

## DANH MỤC BIỂU ĐỒ

|                                                                                               |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Biểu đồ 1. 1 Điện thương phẩm dự báo theo vùng, thông tin dự thảo QHĐ VIII tháng 7/2020. .... | 12 |
| Biểu đồ 4. 1: Điện áp tại các nút ở chế độ vận hành bình thường.....                          | 52 |
| Biểu đồ 4. 2 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt $P=500$ MW .          | 55 |
| Biểu đồ 4. 3 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt $P=600$ MW .          | 56 |
| Biểu đồ 4. 4 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt $P=700$ MW .          | 56 |
| Biểu đồ 4. 5 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt $P=800$ MW .          | 57 |
| Biểu đồ 4. 6 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt $P=900$ MW .          | 57 |

## DANH LỤC CHỮ VIẾT TẮT

| Từ viết tắt/<br>Thuật ngữ | Tiếng Anh                                         | Tiếng Việt                        |
|---------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------------|
| AC                        | Alternating Current                               | Dòng điện xoay chiều              |
| BJT                       | Bipolar Junction Transistor                       | Transistor lưỡng cực              |
| CSC                       | Current Source Converter                          | Bộ chuyển đổi nguồn dòng          |
| DC                        | Direct Current                                    | Dòng điện một chiều               |
| GTO                       | Gate Turn-Off Thyristor                           | Thyristor tắt bằng cổng           |
| HVAC                      | High Voltage Alternating Current                  | Dòng điện xoay chiều cao áp       |
| HVDC                      | High Voltage Direct Current                       | Dòng điện một chiều cao áp        |
| H <sup>2</sup> VDC        | Hybrid High-voltage Direct Current                | Dòng điện một chiều cao áp lai    |
| IGBT                      | Insulated Gate Bipolar Transistor                 | Transistor lưỡng cực cổng cách ly |
| LCC                       | Line commutated converter                         | Bộ chuyển đổi nguồn dòng          |
| MCC                       | Modular multilevel converter                      | Bộ chuyển đổi đa cấp dạng mô-đun  |
| MOSFET                    | Metal oxide semiconductor field effect transistor | Transistor hiệu ứng trường MOS    |
| PWM                       | Pulse Width Modulation                            | Điều chế độ rộng xung             |
| STATCOM                   | Static Synchronous Compensator                    | Bộ bù đồng bộ tĩnh                |
| SVC                       | Static Var Compensator                            | Bộ bù công suất phản kháng tĩnh   |
| VSC                       | Voltage Source Converter                          | Bộ chuyển đổi nguồn áp            |

## MỞ ĐẦU

### 1. Lý do chọn đề tài

Trong bối cảnh phát triển kinh tế - xã hội ngày càng mạnh mẽ, nhu cầu sử dụng điện năng của các khu công nghiệp, đô thị và khu vực dân cư không ngừng tăng cao. Để đáp ứng được yêu cầu truyền tải điện năng ổn định, liên tục và hiệu quả từ các trung tâm phát điện đến các phụ tải tiêu thụ, hệ thống lưới điện truyền tải đóng vai trò vô cùng quan trọng. Trong đó, lưới điện 220kV là một cấp điện áp trung gian phổ biến, kết nối giữa lưới điện siêu cao áp và lưới phân phối, góp phần đảm bảo tính liên tục và an toàn trong truyền tải điện năng.

Tuy nhiên, thực tế hiện nay cho thấy hệ thống truyền tải điện xoay chiều (AC) vẫn còn tồn tại một số hạn chế nhất định như tổn thất điện năng cao khi truyền tải ở khoảng cách xa, hiện tượng dao động công suất, sụt áp, giới hạn về ổn định truyền tải, và khó khăn trong việc điều khiển dòng công suất giữa các khu vực. Điều này đặt ra yêu cầu cấp thiết phải nghiên cứu và áp dụng những công nghệ mới có khả năng khắc phục các nhược điểm trên, góp phần nâng cao hiệu quả và độ tin cậy của hệ thống truyền tải điện.

Công nghệ truyền tải điện một chiều áp cao (HVDC - High Voltage Direct Current) là một trong những giải pháp tiên tiến, được ứng dụng rộng rãi trên thế giới nhằm cải thiện hiệu quả truyền tải điện năng, đặc biệt là trong các hệ thống có khoảng cách truyền tải xa, truyền tải qua biển, hoặc liên kết lưới điện giữa các quốc gia. HVDC có ưu điểm nổi bật như giảm tổn thất công suất, tăng khả năng điều khiển dòng công suất, cải thiện ổn định hệ thống và giảm chi phí vận hành trong dài hạn. Do đó, việc nghiên cứu khả năng tích hợp công nghệ HVDC vào hệ thống lưới điện 220kV là một hướng đi tiềm năng và thiết thực.

Nghiên cứu kết hợp phân tích lý thuyết với mô phỏng thực tế, sử dụng phần mềm MATLAB/Simulink và ETAP để thiết kế, mô phỏng và đánh giá hệ thống lưới điện 220kV tích hợp HVDC. Việc ứng dụng ETAP để mô phỏng lưới điện 220kV và tích hợp các thành phần HVDC không chỉ giúp đánh giá hiệu quả truyền tải mà còn hỗ trợ trong việc quy hoạch và tối ưu hóa vận hành hệ thống điện trong thực tiễn.

Vì những lý do trên, em quyết định chọn đề tài “Ứng dụng công nghệ HVDC trong truyền tải điện năng” với mong muốn nghiên cứu chuyên sâu về khả năng ứng dụng công nghệ HVDC, đồng thời nâng cao kỹ năng mô phỏng, phân tích hệ thống điện

bằng công cụ chuyên ngành hiện đại, từ đó góp phần vào việc xây dựng hệ thống điện ổn định, hiệu quả và bền vững trong tương lai.

## 2. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

Nghiên cứu tập trung vào:

- Hệ thống truyền tải điện 1 chiều cao áp HVDC
- Lưới điện cấp điện áp 220kV tích hợp hệ thống HVDC tại Việt Nam.

## 3. Phương pháp nghiên cứu

- Nghiên cứu lý thuyết kết hợp với mô phỏng kiểm chứng trên phần mềm MATLAB/Simulink.
- Sử dụng phần mềm ETAP để thiết kế, mô phỏng và đánh giá hệ thống lưới điện 220kV ứng dụng công nghệ HVDC.

## 4. Cấu trúc đồ án tốt nghiệp

Ngoài phần mở đầu, kết luận, nội dung đồ án được biên chế thành 4 chương. Bố cục nội dung chính của đồ án gồm các phần sau:

Chương 1: Tổng quan hệ thống điện.

Chương 2: Các cấu hình và công nghệ chính của hệ thống HVDC.

Chương 3: Ứng dụng Matlab/Simulink đánh giá công nghệ VSC - HVDC

Chương 4: Ứng dụng phần mềm mô phỏng lưới điện truyền tải tích hợp HVDC tại Việt Nam.

## 5. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn

Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của nghiên cứu nằm ở việc áp dụng công nghệ HVDC để nâng cao hiệu quả, ổn định và bền vững của hệ thống điện Việt Nam, đồng thời phát triển kỹ năng phân tích và mô phỏng hệ thống điện bằng các công cụ hiện đại như MATLAB/Simulink và ETAP.

## CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN HỆ THỐNG ĐIỆN

### 1.1. Lịch sử phát triển HVDC

Điện năng cần được truyền tải qua những khoảng cách xa hơn từ các nhà máy phát điện đến các trạm biến áp điện để phân phối cho người tiêu dùng. Truyền tải DC là công nghệ đầu tiên được sử dụng để truyền tải điện, nhưng nó đã sớm được thay thế bằng truyền tải AC. Hệ thống được cấp bằng sáng chế bởi Thomas Alva Edison, sử dụng DC không phù hợp để cung cấp cho toàn bộ dân số. Vấn đề vận chuyển rất khó khăn, vì truyền tải DC đường dài ở mức 110 V rất tốn kém và bị tổn thất lớn do tản nhiệt. Dòng điện lưu thông ở mức 110 V từ nơi phát điện đến nơi tiêu thụ không cho phép truyền tải đường dài. Các nhà máy phát điện được đặt ở giữa thành phố để duy trì kích thước của các dây dẫn bằng đồng đắt tiền của họ và các nhà máy này chỉ có thể cung cấp cho những khách hàng sống cách nhà máy phát điện 1,6 km trở xuống.

Máy biến áp trong DC sẽ bị bão hòa không thể sử dụng được đòi hỏi phải có bộ chuyển đổi nguồn cho HVDC. Vào thời điểm đó, bộ chuyển đổi nguồn không tồn tại và việc nâng điện áp trong DC khó hơn nhiều so với trong AC. Truyền tải điện ở điện áp cao hiệu quả hơn nhiều so với ở điện áp thấp. Tuy nhiên, trong DC khó hơn nhiều so với trong AC để nâng điện áp và đó là lý do chính để chọn AC khi bắt đầu quá trình điện khí hóa thế giới. Lý do thứ hai là nếu một máy ba pha được kết nối với hệ thống AC ba pha, thì sẽ xuất hiện một trường quay trong máy có cuộn dây thích hợp, rất hữu ích cho các máy quay trong mạng mà không cần sử dụng thiết bị điện tử công suất. Lý do thứ ba là có thể dễ dàng sử dụng một cầu dao tự động đơn giản trong AC để mở mạch do dòng điện xoay chiều đi qua giá trị 0. Tuy nhiên, dòng điện DC luôn không đổi và việc mở mạch khó hơn vì cần khả năng cách ly lớn hơn [1].

Một trong những lý do để sử dụng hệ thống điện xoay chiều (AC) thay vì một chiều (DC) là do các máy biến áp cho phép truyền tải điện hiệu suất cao bằng cách tăng điện áp lên để truyền tải và giảm điện áp xuống mức độ tiêu thụ ở gần trung tâm phụ tải (điểm cuối của đường dây truyền tải). Tuy vậy, dù là AC hay DC đều cần sử dụng một cấp điện áp thích hợp cho một khoảng cách truyền tải và lượng công suất truyền tải nhất định. Những tiến bộ trong công nghệ bán dẫn, cấu trúc bộ chuyển đổi và phương pháp điều khiển cùng nhiều lợi ích khác đã thúc đẩy việc sử dụng công nghệ HVDC trong những năm gần đây. Do đó dễ nhận thấy rằng hệ thống điện trong tương lai gần sẽ tiếp tục là hệ thống xoay chiều AC với sự tăng lên không ngừng về tỷ trọng của các hệ thống điện DC không chỉ ở cấp điện áp cao mà còn ở các cấp điện áp trung và hạ áp. Mặt khác, việc gia tăng tỷ trọng của các hệ thống phát điện sử dụng năng lượng mới trong lưới

điện đang đặt ra những thách thức không nhỏ như gia tăng sự bất ổn định, không dự đoán được trong vận hành hệ thống điện, gia tăng các dòng công suất ngược trong cân bằng công suất, gia tăng sự linh hoạt trong điều khiển luồng công suất, v.v. Các thách thức khác cho lưới điện liên quan đến công tác vận hành thị trường điện như gây ra các điểm nghẽn công suất truyền tải, khó khăn trong việc đưa ra các tiêu chuẩn, giới hạn truyền tải điện mới đặc biệt tại châu Âu hay Mỹ, v.v. Sự gia tăng của các hệ thống DC trong lưới điện phân phối và truyền tải xoay chiều hiện có đem đến nhiều lợi ích to lớn trong việc giải quyết các thách thức nói trên cũng như thúc đẩy việc chuyển đổi sang hệ thống điện với hàm lượng cacbon thấp [2].

### DC or AC?



Hình 1. 1 Nikola Tesla và Thomas Edison – Cuộc đối đầu giữa AC và DC

Tại thời điểm viết, đã có hơn 170 liên kết truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) được lắp đặt trên toàn thế giới. Các hệ thống lớn nhất hoạt động ở mức điện áp  $\pm 800$  kV DC, và dòng điện DC cao nhất đạt trên 4500 A. Mặc dù dòng điện xoay chiều (AC) là phương pháp truyền tải điện năng chủ yếu trong thế kỷ 20, HVDC đã được chứng minh là giải pháp tốt nhất cho nhiều lĩnh vực ứng dụng cụ thể và số lượng hệ thống HVDC được lắp đặt mỗi năm không ngừng tăng lên từ đầu thế kỷ 21. Mặc dù chi phí trạm chuyển đổi đáng kể, HVDC vẫn được ưu tiên lựa chọn về mặt kinh tế - kỹ thuật trong các ứng dụng.

Công nghệ truyền tải DC đã được sử dụng trong nhiều trường hợp ở giai đoạn đầu của các hệ thống điện, nhưng truyền tải HVDC hiện đại bắt đầu từ hệ thống Thụy Điển–Gotland năm 1954. Hệ thống này và tất cả các HVDC khác được đưa vào sử dụng cho đến giữa thập niên 1970 đều dựa trên van hồ quang thủy ngân. Một bước tiến kỹ thuật quan trọng xuất hiện với sự ra đời của các van trạng thái rắn (thyristor), mặc dù chúng chỉ hỗ trợ khái niệm bộ chuyển đổi có điều khiển theo dòng (LCC).

Trong thập kỷ đầu tiên của thế kỷ 21, đã có sự phát triển nhanh chóng về công nghệ mới và nhu cầu tăng mạnh đối với công nghệ HVDC. Việc giới thiệu các bộ chuyển đổi nguồn điện áp (VSC) yêu cầu các van mới sử dụng transistor lưỡng cực cổng cách ly (IGBT) và các phương pháp bảo vệ và điều khiển mới. Các bộ chuyển đổi đa mức mô-đun đã dần trở thành khái niệm bộ chuyển đổi VSC hiệu quả nhất về chi phí, gần như loại bỏ nhu cầu lọc với HVDC và loại bỏ các giới hạn điện áp với van VSC.

Trong thập kỷ thứ hai của thế kỷ 21, rõ ràng rằng lưới truyền tải DC là một giải pháp khả thi và hiệu quả để giải quyết các thách thức năng lượng quy mô lớn. Người ta chấp nhận rằng các lưới truyền tải DC phải đạt được mức độ tin cậy và hiệu suất kỹ thuật tương tự hoặc tốt hơn so với hệ thống truyền tải AC. Mức độ hiệu suất, an ninh và độ tin cậy này hoàn toàn khả thi về mặt kỹ thuật, mặc dù lưới DC sẽ khác biệt đáng kể so với hệ thống AC truyền thống.

Sự phát triển của lưới DC mang lại những tiến bộ kỹ thuật lớn trong các công nghệ HVDC, đặc biệt liên quan đến các bộ ngắt mạch DC, bộ chuyển đổi DC/DC và hệ thống bảo vệ DC. Cần có nghiên cứu và phát triển đáng kể hơn nữa trong lĩnh vực này. Hiện nay, HVDC và lưới DC được liên kết với năng lượng xanh, như là công cụ hỗ trợ các nhà máy năng lượng tái tạo quy mô lớn. Điều này giúp tăng cường sự chấp nhận của công chúng, hình ảnh và khuyến khích đầu tư vào các dự án công cộng lớn. HVDC được xem như một công nghệ có thể tránh sử dụng các cột điện cao thế bằng cách sử dụng các cáp ngầm dài, củng cố thêm các luận điểm cho các quyết định tài trợ trong tương lai [3].

## 1.2. Nghiên cứu tổng quan hệ thống HVDC



Hình 1. 2 Tổng quan hệ thống HVDC

Hệ thống HVDC được sử dụng để truyền tải điện từ hệ thống điện 1 sang hệ thống điện 2 như trên Hình 1.2. Các bộ chỉnh lưu và nghịch lưu được đặt trong trạm chuyển đổi ở hai đầu đường dây. Bộ chỉnh lưu chuyển đổi điện áp AC sang DC trong khi các bộ nghịch lưu sẽ chuyển đổi điện áp từ DC sang AC. Dòng điện DC được truyền tải thông qua đường dây trên không hoặc cáp ngầm đến gần hộ tiêu thụ điện, sau đó sẽ được chuyển đổi về dạng xoay chiều sử dụng các bộ nghịch lưu trong trạm chuyển đổi.

Công suất truyền tải được giữ hầu như không đổi tại đầu và cuối đường dây tải điện DC. Hầu hết các đường dây truyền tải HVDC sử dụng điện áp DC trong dải từ 100 kV đến 800 kV [2].

### 1.3. Ưu, nhược điểm của hệ thống HVDC

Những lý do đằng sau sự lựa chọn HVDC thay vì AC để truyền tải điện trong một trường hợp cụ thể thường là nhiều và phức tạp. Mỗi dự án truyền tải riêng lẻ đều có lý do riêng để biện minh cho sự lựa chọn. Một số ưu điểm, nhược điểm của truyền tải HVDC được giải thích dưới đây [4]:

#### 1.3.1. Ưu điểm kỹ thuật

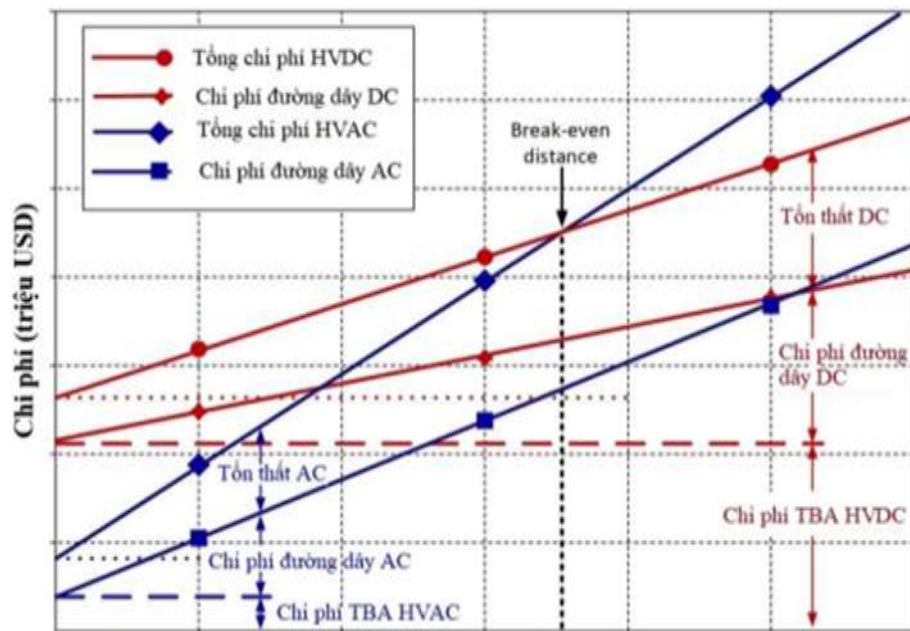
1. Yêu cầu công suất phản kháng thấp hơn (Vượt nước đường dài): Trong truyền tải AC đường dài, dòng công suất phản kháng do điện dung của dây dẫn lớn sẽ giới hạn khoảng cách truyền tải tối đa. Với HVDC không có giới hạn như vậy. Do đó, đối với các liên kết dây dẫn dài HVDC là giải pháp thay thế kỹ thuật khả thi nhất.
2. Kết nối không đồng bộ: Đôi khi rất khó hoặc không thể kết nối hai mạng AC do lý do về độ ổn định. Điều này là do hệ thống AC phải duy trì đồng bộ và để duy trì độ ổn định trong điều kiện thoáng qua, chiều dài của đường dây AC không bù 50Hz phải nhỏ hơn khoảng 500km, mặc dù giá trị này có thể tăng lên trong trường hợp đường dây được bù nối tiếp. Truyền tải DC không có những giới hạn như vậy và do đó không có vấn đề về độ ổn định.
3. Dòng điện ngắn mạch hạn chế: Truyền tải HVDC không góp phần vào dòng điện ngắn mạch của hệ thống AC được kết nối. Tuy nhiên, việc kết nối hai hệ thống AC bằng một đường dây AC làm tăng dòng điện ngắn mạch trong hệ thống.
4. Tăng khả năng kiểm soát (Kiểm soát độc lập các hệ thống AC): Các hệ thống AC được kết nối bằng một đường dây DC có thể được kiểm soát độc lập. Hai hệ thống có thể hoàn toàn độc lập về tần số, kiểm soát hệ thống, định mức ngắn mạch và mở rộng trong tương lai.
5. Thay đổi nhanh chóng của luồng năng lượng: Sự thay đổi hướng của luồng năng lượng có thể đạt được nhanh hơn khi hai hệ thống AC được kết nối bằng một đường dây DC. Hiện tượng này cho phép phối hợp linh hoạt hơn về kiểm soát hệ thống ở hai đầu, sử dụng tiết kiệm hơn nguồn điện giá rẻ trong bất kỳ hệ thống AC nào trong hai hệ thống và giảm dự trữ hệ thống và công suất dự phòng.
6. Giảm tổn thất corona và nhiễu sóng vô tuyến: Đặc biệt trong điều kiện thời tiết xấu, tổn thất corona và nhiễu sóng vô tuyến thấp hơn đối với đường dây DC so với đường dây AC có cùng đường kính dây dẫn và điện áp.
7. Độ tin cậy cao hơn: Trong đường dây DC lưỡng cực hai dây dẫn, trong trường hợp xảy ra lỗi trên một dây dẫn, dây dẫn còn lại có thể tiếp tục hoạt động với dây trở về; hiện

tượng này làm cho đường dây DC lưỡng cực đáng tin cậy hơn đường dây AC 3 pha 3 dây dẫn. Ngoài ra, đường dây DC đơn cực có dây trở về đơn giản hơn đường dây AC 3 pha và cũng đáng tin cậy như nhau.

8. Ít ứng suất tiềm ẩn: Ứng suất tiềm ẩn trên lớp cách điện trong trường hợp hệ thống DC thường thấp hơn 0,5 đến 0,7 lần so với hệ thống AC đối với cùng một điện áp làm việc. Do đó, đối với cùng một điện áp làm việc, cần ít lớp cách điện hơn. Ngoài ra, có thể sử dụng cáp ngầm vì ứng suất tiềm ẩn ít hơn và tổn thất điện môi không đáng kể.

### 1.3.2. Ưu điểm kinh tế

Truyền tải DC mang lại nhiều lợi thế kinh tế so với truyền tải AC, đặc biệt là đối với truyền tải điện khối đường dài, bao gồm [2], [4]:



Hình 1. 3 So sánh chi phí xây dựng đường dây truyền tải HVDC và HVAC

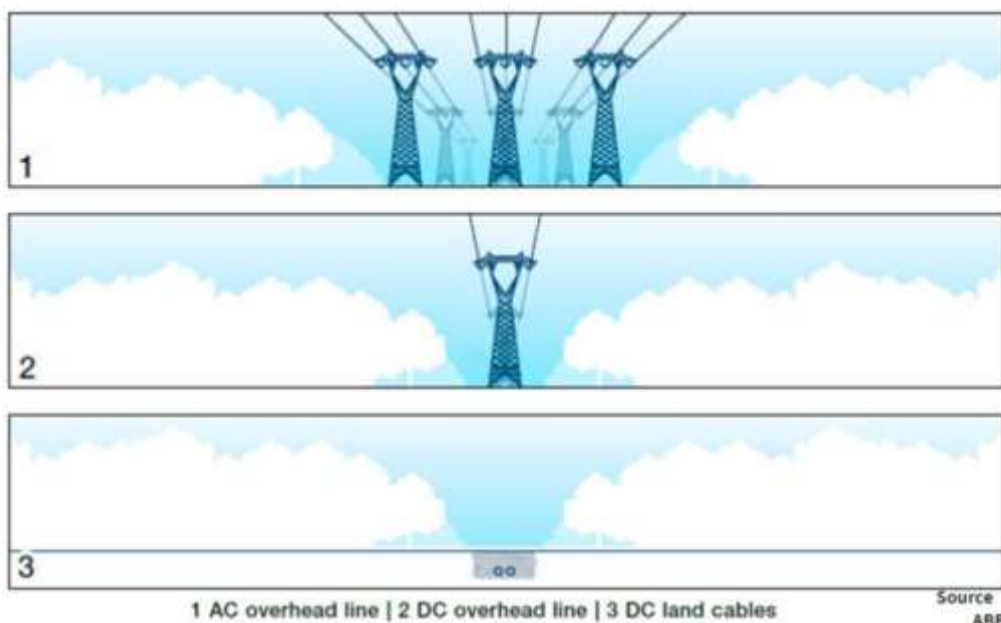
1. Chi phí đầu tư thấp hơn: So sánh chi phí xây dựng một hệ thống HVDC so với hệ thống HVAC trong Hình 1. 3 So sánh chi phí xây dựng đường dây truyền tải HVDC và HVAC cho thấy hiệu quả đầu tư xây dựng hệ thống HVDC tăng lên tỷ lệ thuận với chiều dài đường dây truyền tải. Suất đầu tư cho đường dây HVDC thấp hơn HVAC do thiết kế cột gọn nhẹ hơn. Thông thường, khi tính toán kinh tế với các dự án truyền tải điện trên thế giới, suất đầu tư cho đường dây HVDC bằng 0,6-0,8 lần đường dây HVAC cùng điện áp và số mạch. Mặc dù chi phí đầu tư cho trạm chuyển đổi TBA HVDC (bao gồm máy biến áp và các bộ chuyển đổi AC-DC và DC-AC) cao hơn rất nhiều so với chi phí xây dựng trạm biến áp xoay chiều TBA HVAC, chi phí này được bù đắp bởi khoản tiết giảm đầu tư đường dây HVDC và giảm tổn thất điện năng của đường dây DC. Khi chiều dài truyền tải tăng lên, chi phí của hệ thống HVDC và HVAC tăng lên, xuất hiện một

điểm gọi là “*khoảng cách hoà vốn*” (break-even distance) mà tại đó chi phí của hai hệ thống là như nhau. Sau điểm cân bằng này, hệ thống HVDC có chi phí đầu tư nhỏ hơn. Cụ thể, với đường dây trên không có chiều dài từ 600 km trở lên hoặc đường dây cáp từ 50 km, đầu tư cho hệ thống HVDC là kinh tế hơn. Một khía cạnh lợi thế khác khi sử dụng hệ thống HVDC là chi phí đền bù và giải phóng mặt bằng thấp hơn do hành lang tuyến của đường dây DC nhỏ hơn AC.

2. Đơn giản và rẻ: Đường dây điện một chiều đơn giản và rẻ hơn so với đường dây điện xoay chiều. Các tháp của đường dây điện một chiều cũng đơn giản hơn, rẻ hơn và hẹp hơn so với các tháp của đường dây điện xoay chiều. Yêu cầu về quyền đi lại của đường dây điện một chiều ít hơn khoảng 20-40% so với yêu cầu của đường dây điện xoay chiều có cùng công suất truyền tải. Cũng trong Hình 1.4, điện có thể được truyền qua một dây dẫn bằng cách sử dụng đất làm dây dẫn trở về, do đó tiết kiệm được nhiều đồng.

3. Tổn thất thấp hơn: Đường dây truyền tải HVDC được tối ưu hóa có tổn thất thấp hơn đường dây điện xoay chiều đối với cùng công suất. Tất nhiên, phải cộng thêm tổn thất tại các trạm biến đổi, nhưng vì chúng chỉ chiếm khoảng 0,6% công suất truyền tải tại mỗi trạm, nên tổng tổn thất truyền tải HVDC thấp hơn tổn thất AC trong hầu hết mọi trường hợp.

4. Xây dựng theo từng giai đoạn: Đường dây truyền tải HVDC có thể được xây dựng theo từng giai đoạn. Ban đầu, đường dây có thể được xây dựng như một đường dây đơn cực có hồi lưu mặt đất. Sau đó, đường dây có thể được chuyển đổi thành đường dây lưỡng cực. Khía cạnh này trở nên rất quan trọng khi có một khoảng thời gian dài giữa các giai đoạn liên tiếp vì không cần phải đầu tư cho phần mở rộng trong tương lai ngay từ đầu.



Hình 1. 4 So sánh đường dây trên không AC, DC và cáp ngầm DC

5. Thân thiện với môi trường: Trong Hình 1. 4 So sánh đường dây trên không AC, DC và cáp ngầm DC, có thể thấy tác động môi trường do các hệ thống AC và DC gây ra. Trong hệ thống AC, có ba đường dây trên không, trong khi với hệ thống DC, diện tích đất bị chiếm dụng được giảm đáng kể và số lượng cột điện cũng giảm đi. Trong hệ thống DC, chỉ với một cột điện, có thể truyền tải công suất tương đương với hệ thống AC nhưng chỉ cần một đường dây trên không. Cuối cùng, tác động môi trường do cáp DC trên mặt đất là rất thấp vì chúng được chôn dưới đất. Như đã đề cập trước đó, cáp AC không phù hợp để truyền tải điện năng trên quãng đường dài, và chỉ có cáp DC mới có thể được sử dụng. Tuy nhiên, có một số vấn đề về môi trường cần được xem xét đối với các trạm biến đổi, chẳng hạn như: tiếng ồn có thể nghe được, tác động trực quan, khả năng tương thích điện từ và sử dụng đường hồi lưu mặt đất hoặc biển trong hoạt động đơn cực.

### 1.3.3. *Bất lợi của hệ thống HVDC*

Một số nhược điểm của truyền tải điện sử dụng hệ thống dòng điện một chiều điện áp cao so với hệ thống dòng điện xoay chiều như sau [4]:

1. Bộ biến đổi điện đắt tiền: Điều này làm cho chi phí đầu cuối của hệ thống HVDC khá cao so với hệ thống AC.
2. Bộ biến đổi điện yêu cầu nhiều công suất phản kháng để chuyển mạch dòng điện từ pha này sang pha khác. Công suất phản kháng này thay đổi theo công suất truyền tải nhưng không phụ thuộc vào chiều dài đường dây. Người ta thấy rằng đối với các đường dây dài hơn 400km, đường dây DC yêu cầu ít công suất phản kháng hơn đường dây AC.
3. Các trạm chuyển đổi HVDC tạo ra dòng và điện áp hài, đồng thời tiêu thụ công suất phản kháng trong quá trình chuyển đổi. Do đó, cần lắp đặt các thiết bị lọc và bù công suất phản kháng đắt tiền.
4. Hoạt động của nhiều đầu cuối hoặc mạng không dễ dàng.
5. Việc điều khiển lưới HVDC khó hơn HVAC, đặc biệt trong các lưới HVDC đa điểm.
7. Không thể biến đổi mức điện áp trong HVDC, yêu cầu mức cách điện cao hơn.
8. HVDC không thể sử dụng máy biến áp để thay đổi điện áp, trong khi HVAC có thể.

### 1.3.4. *Kết luận*

Công nghệ HVDC đặc biệt hữu ích để truyền tải điện trên khoảng cách xa, dù qua đường dây trên không hay cáp ngầm, cũng như để liên kết các hệ thống không đồng bộ mà HVAC không thể thực hiện. HVDC có nhiều ưu điểm vượt trội như khả năng điều khiển. Tuy nhiên, HVAC vẫn có lợi thế kinh tế hơn ở các khoảng cách ngắn và trung bình, khi dễ dàng thay đổi mức điện áp mà không cần các bộ chuyển đổi [1].

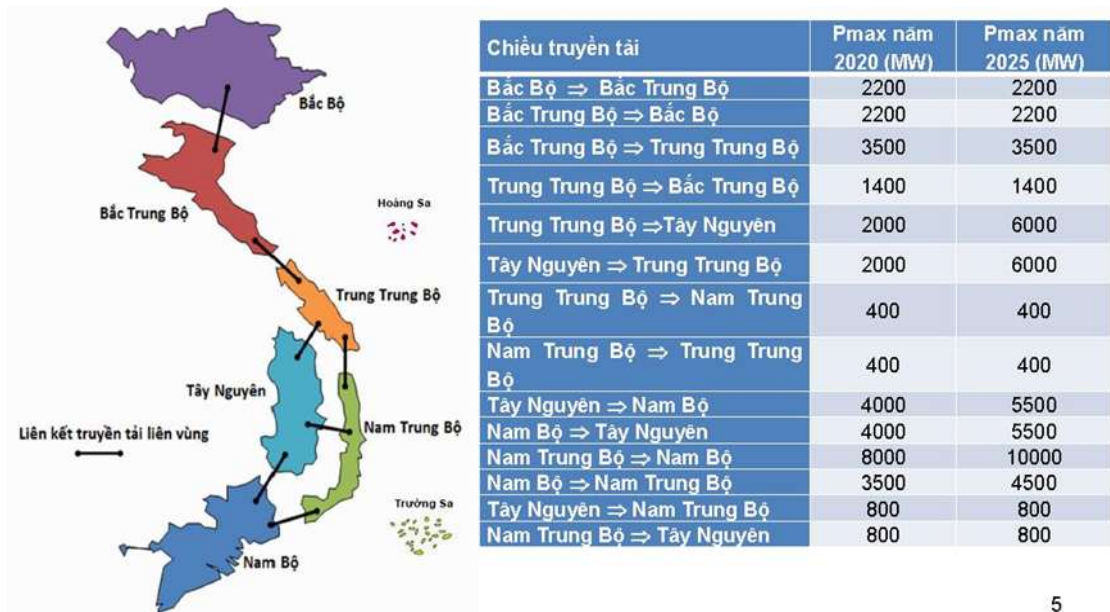
#### 1.4. Hiện trạng và nhu cầu năng lượng tại Việt Nam

Theo [6] sau sự thành công của lưới điện 500kV mạch 1, có thể thấy trong quy hoạch phát triển lưới truyền tải, xu thế chung là tiếp tục phát triển mạnh lưới truyền tải 500 kV Bắc - Nam giữa các vùng miền và các trung tâm điện lực. Lưới 500 kV đang được đánh giá là cứu cánh để giải tỏa công suất nguồn điện, truyền tải điện tới các trung tâm phụ tải điện ở xa như trong định hướng Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia Việt Nam giai đoạn 2021 - 2030, tầm nhìn 2045 (Quy hoạch điện 8) hiện nay. Bài viết nêu vấn đề ở khía cạnh khác để phản biện lại việc phát triển hệ thống truyền tải 500 kV tại Quy hoạch điện VIII (QHĐ8).

Theo tài liệu công bố tại Hội thảo lần thứ nhất về Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030 tầm nhìn đến năm 2045 (QHĐ8), ngày 8 tháng 7 năm 2020, giao diện truyền tải rất lớn giữa 6 vùng. Điển hình truyền tải Nam Trung bộ - Nam bộ 8.000 MW (2020) và 10.000 MW (2025), Bắc Trung bộ - Trung Trung bộ là 3.500 MW, Trung Trung bộ - Tây Nguyên là 6.000 MW, Tây Nguyên - Nam Bộ là 5.500MW, Nam Bộ - Nam Trung Bộ là 4.500 MW, khối lượng đường dây 500kV dự tính tăng khoảng 2.250 km, như vậy tổng chiều dài đường dây lên tới hơn 10.000 km Hình 1. 5.

Thông kê năm 2019, Việt Nam có khoảng hơn 28.000 km đường dây truyền tải cấp điện áp 220kV và 500kV, trong đó cấp điện áp 500kV là hơn 8.600 km. Hệ thống điện truyền tải Việt Nam nói chung và hệ thống điện 500kV nói riêng hiện có quy mô đứng số một Đông Nam Á, đứng thứ hai là Thái Lan với khoảng 6.000 km đường dây cấp điện áp 500kV. Theo ước tính, 1km đường dây 500kV sẽ sinh ra 1 MVar công suất phản kháng, việc khối lượng chiều dài lưới 500kV tăng cao sẽ khiến cho lượng công suất phản kháng sinh ra trên hệ thống tăng cao, dẫn đến cần phải trang bị thêm các thiết bị điều chỉnh điện áp như kháng điện, tụ điện nhằm đảm bảo điện áp trên lưới điện trong giới hạn cho phép.

Tổn thất năng lượng trên đường dây 500kV cũng rất lớn, khoảng từ 2,4% đến 3,8% theo công bố tại tài liệu Hội thảo. Năm 2019, sản lượng điện trên hệ thống truyền tải 500kV khoảng 90 tỷ kWh, với tổn thất khoảng 1,95% thì sản lượng tổn thất khoảng 1,76 tỷ kWh, sản lượng này lớn hơn 1/4 sản lượng nhà máy thủy điện Sơn La. Nếu ước tính tổn thất công suất trên đường dây 500kV khoảng 0,5% thì trong 1 giờ truyền tải 10.000 MW sẽ mất khoảng 50 MW, bằng công suất của một nhà máy điện mặt trời cỡ trung bình.



5

Hình 1. 5 Trào lưu truyền tải và phân vùng kinh tế trong dự thảo Quy hoạch điện VIII

Với công suất truyền tải giữa các vùng lớn, nhiều mạch 500kV, nguy cơ xảy ra sự cố trên các mạch 500kV cũng sẽ tăng cao, khi xảy ra sự cố sẽ rất nghiêm trọng vì công suất truyền tải lớn được truyền qua các mạch còn lại, gây quá tải khiến hệ thống bảo vệ tác động và dẫn đến nguy cơ rã lưới hệ thống.

Như vậy có thể thấy bên cạnh lợi ích như truyền tải điện đi xa, công suất truyền tải lớn, khi hệ thống điện 500kV càng phát triển cũng xuất hiện các vấn đề về điều chỉnh điện áp càng khó khăn, tổn thất điện năng càng lớn, nguy cơ mất an toàn ổn định hệ thống điện càng cao.

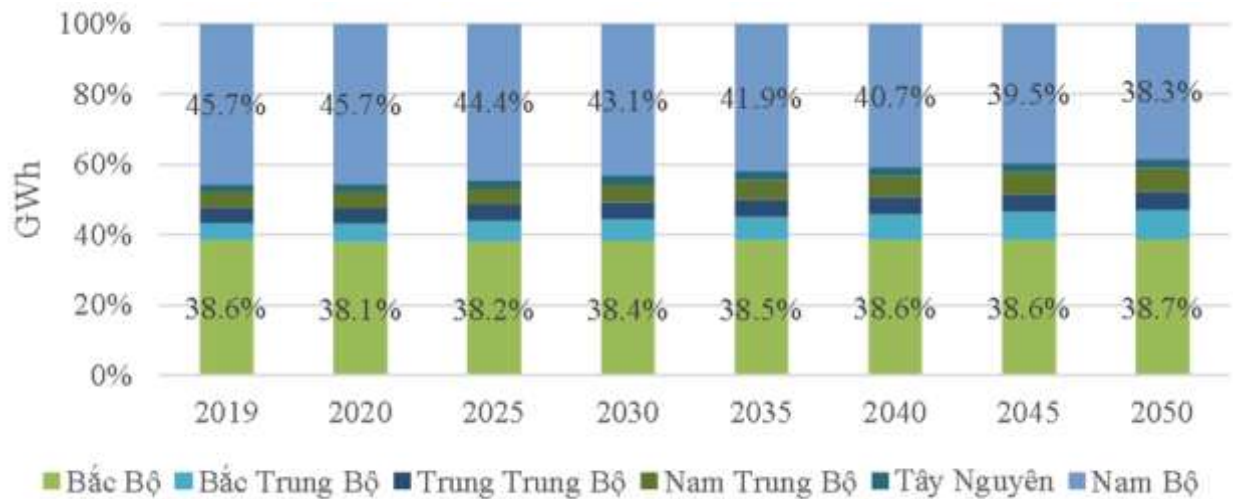
### Trung tâm phụ tải chủ yếu phát triển ở Bắc bộ và Nam bộ

Cũng theo thông tin dự báo về phụ tải tại quy hoạch VIII, phụ tải ở Bắc Bộ và Nam Bộ luôn cao hơn rất nhiều các khu vực còn lại, chiếm tỷ lệ khoảng gần 40% mỗi miền. Năm 2025 phụ tải Bắc Bộ chiếm 38,2% và Nam Bộ chiếm 44,4%. Tỷ lệ này luôn được duy trì cao cho đến năm 2050 với gần 40% ở Bắc Bộ và Nam Bộ.

Phụ tải phát triển mạnh tập trung chủ yếu ở hai đầu đất nước, cộng với nguồn điện tập trung phần lớn các trung tâm điện lực như Chân Mây, Quảng Trạch, Dung Quất, Ninh Thuận, Bình Thuận,... chính là nguyên nhân khiến cho việc phải phát triển mạnh hệ thống 500kV để truyền tải điện từ các nguồn nằm ở miền Trung (xa trung tâm phụ tải) đi tới trung tâm phụ tải phát triển mạnh tại miền Nam và miền Bắc. Chính việc truyền tải điện đi xa khiến cho việc điều chỉnh điện áp trên lưới điện điện khó khăn, tổn kém, tổn thất điện năng tăng cao.

Trong Báo cáo quy hoạch điện VIII [7], so với lựa chọn HVAC, phương án HVDC có ưu thế về vốn đầu tư thấp hơn; tổn thất thấp hơn và chiếm dụng đất hành lang tuyến đường dây cũng thấp hơn (40%).

Biểu đồ 1.1 Điện thương phẩm dự báo theo vùng, thông tin dự thảo QHĐ VIII



Ngày nay, truyền tải HVDC là phần không thể thiếu trong hệ thống điện của một số quốc gia trên thế giới. Truyền tải HVDC luôn được xem xét khi phải tải lượng công suất rất lớn đi khoảng cách xa, liên kết giữa các hệ thống điện không đồng bộ, hoặc xây dựng các đường cáp điện vượt biển. Về lý do kinh tế, suất đầu tư cho đường dây truyền tải DC thấp hơn AC do thiết kế cột của đường dây DC gọn nhẹ hơn. Ngoài ra, tổn thất công suất trên đường dây truyền tải của hệ thống DC thấp hơn AC cùng điện áp.

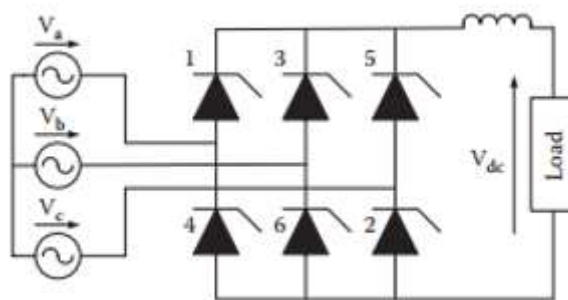
HVDC có một vai trò quan trọng và có tiềm năng trong quá trình phát triển của lưới điện. Nó sẽ giúp cho phép chuyển đổi hệ thống truyền tải, phân phối đồng bộ của chúng ta thành một hệ thống đồng thời mang tính mô-đun và tách biệt hơn, thông minh hơn, lưu trữ đa dạng hơn.

Tuy nhiên, việc phát triển hệ thống HVDC với quy mô lớn (10 - 12 GW), điện áp cao (800 kV) khi chưa làm chủ được công nghệ tiềm ẩn nhiều rủi ro về khả năng thực hiện, cũng như cân nhắc các yếu tố vận hành, dự phòng công suất khi sự cố hệ thống HVDC... Công nghệ HVDC là một công nghệ mới tại Việt Nam, cần nhiều thời gian để nghiên cứu phát triển, xây dựng hệ thống tiêu chí và các quy định chuyên ngành. Do đó, việc quyết định sử dụng công nghệ HVDC cần được đưa ra trong một lộ trình phát triển ổn định đối với việc theo đuổi các mục tiêu phát triển NLTT của Chính phủ và sự kiên định trong chiến lược phát triển nguồn điện.

## CHƯƠNG 2: CÁC CẤU HÌNH VÀ CÔNG NGHỆ CHÍNH CỦA HỆ THỐNG HVDC

### 2.1. Nguyên lý hoạt động của hệ thống HVDC

Theo [8], nguyên lý hoạt động của hệ thống HVDC được trình bày trong mục 1.2. Thành phần xây dựng chính của hệ thống HVDC cổ điển là bộ biến đổi cầu ba pha được minh họa trong Hình 2. 1. Bộ biến đổi được cấp điện bởi một nguồn điện áp ba pha và chứa sáu thyristor.



Hình 2. 1 Bộ chỉnh lưu cầu đơn giản

Các thyristor được kích hoạt theo thứ tự: 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-1. Luôn có hai thyristor dẫn điện đồng thời, một thyristor ở hàng trên và một thyristor ở hàng dưới. Việc chuyển dòng điện từ thyristor này sang thyristor khác được gọi là quá trình "chuyển mạch" (commutation).

Giả sử rằng điện kháng của nguồn cấp là không đáng kể, việc kích hoạt và dẫn điện tiếp theo của hai thyristor sẽ kết nối các điện áp dây-dây của nguồn cấp tới tải DC. Do đó, điện áp DC sẽ bằng với điện áp dây-dây.

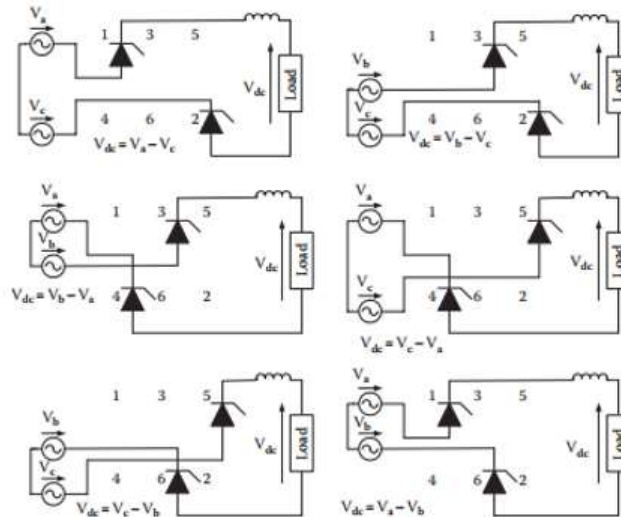
Cụ thể:

- Khi thyristor 1-2 dẫn,  $V_{dc}=V_{ac}$
- Khi thyristor 2-3 dẫn,  $V_{dc}=V_{bc}$
- Khi thyristor 3-4 dẫn,  $V_{dc}=V_{ba}$
- Khi thyristor 4-5 dẫn,  $V_{dc}=V_{ca}$
- Khi thyristor 5-6 dẫn,  $V_{dc}=V_{cb}$
- Khi thyristor 6-1 dẫn,  $V_{dc}=V_{ab}$

Hình 2. 2 minh họa sự biến đổi của điện áp đầu ra DC được tạo ra.

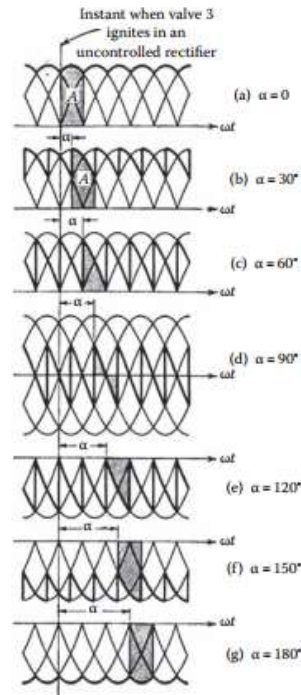
Chúng ta cũng giả sử rằng điện kháng ở phía DC là rất lớn, điều này đảm bảo rằng dòng điện DC là không đổi. Điều này có nghĩa là dòng điện qua các thyristor có dạng xung vuông với chu kỳ 120°.

Trong thực tế, điện kháng của nguồn cấp không phải là không đáng kể, điều này dẫn đến sự chồng lấn (overlapping) trong quá trình chuyển mạch. Góc chồng lấn thường vào khoảng  $10^\circ$ – $15^\circ$ . Ta giả định góc chồng lấn bằng 0 hoặc chuyển mạch tức thời. Điện áp DC đầu ra có thể được điều chỉnh bằng cách trì hoãn góc kích hoạt (firing angle), điều này cắt bỏ một phần của điện áp như minh họa trong Hình 2. 2.



Hình 2. 2 Điện áp DC được tạo ra bởi sự dẫn tuần tự của các thyristor.

Hình 2. 3 cho thấy rằng việc tăng góc trì hoãn sẽ làm giảm điện áp DC trung bình. Tại góc trì hoãn  $90^\circ$ , điện áp DC đầu ra bằng 0, và khi vượt quá  $90^\circ$ , điện áp sẽ âm. Điều này ngụ ý rằng trong hệ thống HVDC, khi bộ biến đổi 1 hoạt động như một bộ chỉnh lưu (rectifier), góc trì hoãn thông thường là từ  $5^\circ$ – $15^\circ$ . Đồng thời, bộ biến đổi 2 hoạt động như một bộ nghịch lưu (inverter). Trong bộ biến đổi 1, các thyristor được bố trí hướng lên trên, còn trong bộ biến đổi 2, các thyristor được bố trí hướng xuống dưới. Trong bộ biến đổi 2, các thyristor được xoay  $180^\circ$ , dẫn đến việc đảo chiều điện áp đầu ra. Điện áp của bộ nghịch lưu phải nhỏ hơn điện áp của bộ chỉnh lưu để đảm bảo dòng điện DC tiếp tục chảy. Sự chênh lệch điện áp này tạo ra dòng điện DC từ bộ chỉnh lưu đến bộ nghịch lưu, và chênh lệch này chính là tổn hao điện áp trên đường dây DC. Điều này yêu cầu bộ biến đổi 2 hoạt động với góc kích hoạt trì hoãn trong khoảng  $160^\circ$ – $170^\circ$ . Góc này tạo ra điện áp âm, nhưng do chiều dẫn điện của bộ nghịch lưu bị đảo ngược, điện áp của bộ nghịch lưu và bộ chỉnh lưu sẽ cùng hướng. Bộ nghịch lưu thường hoạt động với góc kích hoạt cố định từ  $165^\circ$ – $170^\circ$ , và dòng điện được điều khiển bởi bộ chỉnh lưu.



Hình 2. 3 Dạng sóng điện áp DC không có chồng lấn.

Hệ thống HVDC dựa trên bộ biến đổi nguồn điện áp (voltage source converter - VSC) là một công nghệ phát triển nhanh chóng, sử dụng các công tắc IGBT và điều chế độ rộng xung (PWM). Công suất của một hệ thống HVDC dựa trên bộ biến đổi nguồn điện áp được giới hạn ở mức 1200 MW và  $\pm 320$  kV vào năm 2010. Các nhà sản xuất bán dẫn đã tăng cường công suất của các công tắc IGBT, kéo theo đó là sự gia tăng công suất của hệ thống HVDC. Hiện tại, ABB và Siemens đang cung cấp các IGBT với định mức 6500 V, 600 A cho hệ thống HVDC. IGBT có cổng điện áp điều khiển dạng tụ điện (capacitive gate) và được mắc song song với một diode ngược chiều.

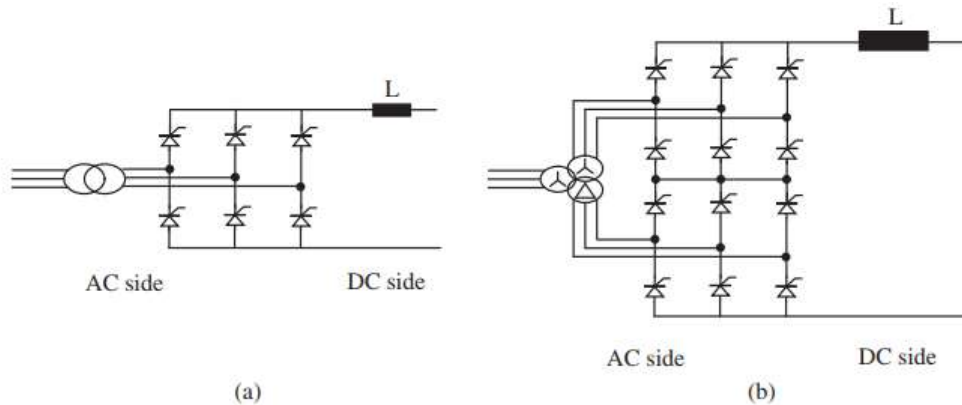
Hệ thống HVDC dựa trên bộ biến đổi nguồn điện áp đầu tiên được ABB giới thiệu vào năm 1997. Hiện nay, hơn 16 hệ thống đang hoạt động thành công, và một số hệ thống mới đang được xây dựng. Tuy nhiên, các thông số kỹ thuật của hệ thống HVDC dựa trên bộ biến đổi nguồn điện áp cho thấy công nghệ này tạo ra một thành phần truyền tải gần như lý tưởng, có tiềm năng thay đổi các phương pháp truyền tải và phân phối điện truyền thống.

## 2.2. Công nghệ chuyển đổi

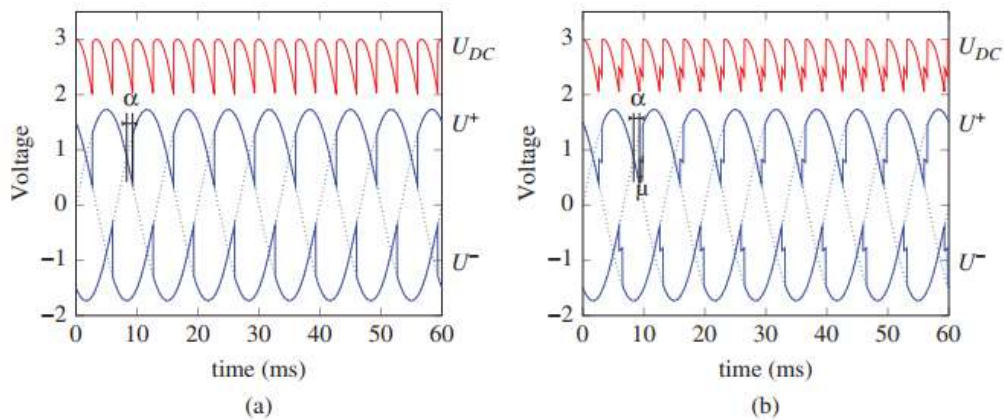
### 2.2.1. Hệ thống LCC-HVDC

Theo [9], bộ chuyển đổi có điều khiển theo dòng (LCC) HVDC hay HVDC cưỡng bức được xây dựng bằng cách sử dụng thyristor trong cấu trúc bộ chuyển đổi nguồn dòng (CSC). Thyristor có thể được bật nhưng cần dòng điện đi qua điểm không để tắt. Góc mà tại đó thyristor được bật gọi là góc đánh lửa,  $\alpha$ . Hình 2. 4 mô tả mạch cơ bản

của một kết nối HVDC: một máy biến áp xoay chiều được kết nối với cầu thyristor 6 xung. Dạng sóng điển hình của thiết bị này được hiển thị trong Hình 2. 5.



Hình 2. 4 Cấu trúc chuyển đổi của bộ chuyển đổi có bộ lọc đường dây: (a) Bộ chuyển đổi LCC sáu xung. (b) Bộ chuyển đổi LCC mười hai xung.



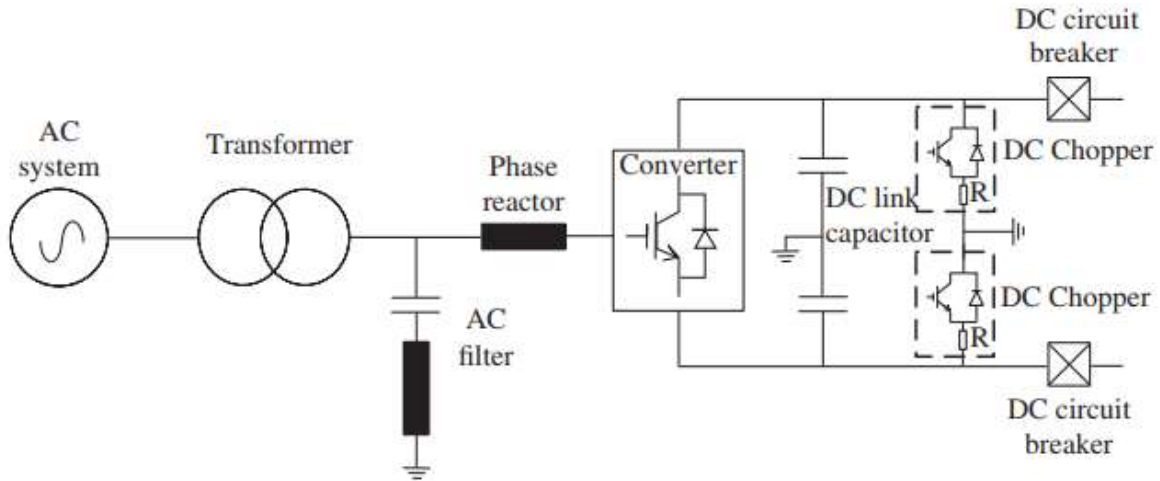
Hình 2. 5 Dạng sóng cơ bản của bộ chỉnh lưu thyristor sáu xung: (a) Dạng sóng của bộ chỉnh lưu sáu xung, bỏ qua quá trình chuyển mạch ( $\alpha = 27^\circ$ ,  $\mu = 0^\circ$ ). (b) Dạng sóng của bộ chỉnh lưu sáu xung, có tính đến quá trình chuyển mạch ( $\alpha = 27^\circ$ ,  $\mu = 9^\circ$ ). Hình 2.5 a cho thấy dạng sóng của hệ thống không có sự chồng lấn chuyển mạch, trong khi Hình 2.5 b thể hiện ảnh hưởng của chuyển mạch.

Quá trình chuyển mạch này được gây ra bởi độ tự cảm của hệ thống và tạo ra một khoảng thời gian ngắn chồng lấn trong quá trình chuyển dòng giữa hai nhánh của bộ chuyển đổi khi cả hai nhánh cùng dẫn dòng. Khoảng thời gian chuyển mạch này được biểu thị bằng góc chuyển mạch,  $\mu$ . Để giảm sóng hài trong hệ thống xoay chiều, cần có các bộ lọc sóng hài bổ sung. Việc giảm sóng hài cũng có thể đạt được bằng cách sử dụng các bộ chuyển đổi có số xung cao hơn: 12, 18 hoặc thậm chí 24 xung. Hầu hết các cấu hình HVDC cổ điển sử dụng bộ chuyển đổi 12 xung (Hình 2.4 b), có thể triệt tiêu các sóng hài bậc 5, 7, 17, 19,...,  $(6 \pm 1 + k \cdot 12)$ .

Để đạt được điện áp cao yêu cầu, nhiều thyristor được đặt nối tiếp. Một thyristor đơn có thể chịu được điện áp lên đến 8,5 kV và dòng điện lên đến 5 kA. Thường có tích

hợp dự phòng để một thyristor bị hỏng không dẫn đến hỏng toàn bộ kết nối HVDC. Dòng điện qua hệ thống HVDC cổ điển luôn đi theo một chiều. Việc đảo chiều công suất được thực hiện bằng cách thay đổi cực tính của điện áp.

### 2.2.2. Công nghệ VSC-HVDC



Hình 2. 6 Các thành phần chính của hệ thống VSC-HVDC.

Theo [5], một cấu trúc điển hình của trạm biến đổi VSC-HVDC được hiển thị trong Hình 2. 6.

Hệ thống truyền tải HVDC dựa trên bộ chuyển đổi nguồn điện áp VSC được phát triển dựa trên các thiết bị tự chuyển mạch như Transistor lưỡng cực cổng cách điện (IGBT).

Do những hạn chế cố hữu của hệ thống CSC HVDC như cần có một thiết bị quay như máy phát điện hoặc bộ bù đồng bộ ở phía bộ nghịch lưu của hệ thống để cung cấp điện áp chuyển mạch cho van thyristor. Hơn nữa, một hệ tụ điện để bù công suất phản kháng tiêu thụ của bộ chuyển đổi là cần thiết ở cả phía bộ nghịch lưu và bộ chỉnh lưu, ngoài ra còn tạo ra các sóng hài bậc thấp, cần có các bộ lọc lớn để loại bỏ. Các hệ thống HVDC ngày càng được thay thế bằng các hệ thống HVDC dựa trên VSC.

Hệ thống VSC HVDC được kỳ vọng sẽ tiếp tục tăng thị phần trên thị trường hệ thống HVDC. Vì vậy, nhiều nhà sản xuất trên thế giới đang phát triển các hệ thống VSC HVDC của riêng mình. ABB, Siemens, và AREVA đã ra mắt các sản phẩm của riêng họ có tên lần lượt là HVDC Light, HVDC Plus, và HVDC Extra trên thị trường thế giới cho các hệ thống VSC HVDC.

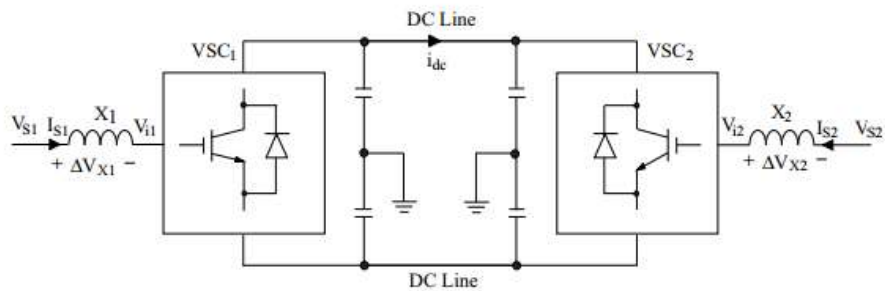
Hệ thống VSC HVDC mang lại các ưu điểm sau so với hệ thống CSC HVDC:

- Sóng hài bậc thấp được giảm đáng kể nhờ tốc độ chuyển mạch cao. Do đó, kích thước của bộ lọc sóng hài cần thiết có thể tương đối nhỏ.
- Có thể điều khiển công suất phản kháng và công suất chủ động một cách độc lập.
- Thời gian đáp ứng nhanh nhờ tần số chuyển mạch tăng trong điều khiển PWM.

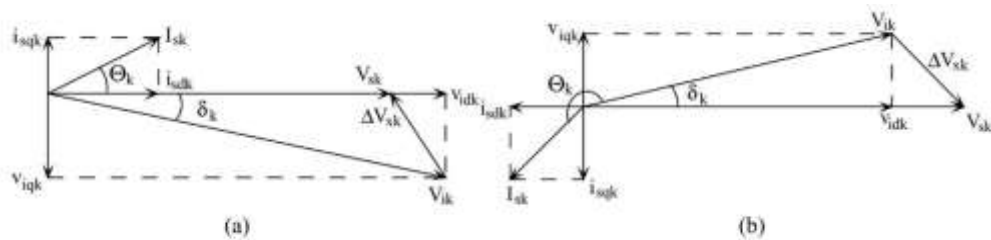
Hệ thống VSC HVDC đặc biệt phù hợp cho các ứng dụng sau:

- Kết nối các nguồn năng lượng tái tạo, chẳng hạn như các nhà máy điện gió, vào lưới điện.
- Cung cấp năng lượng cho một hệ thống độc lập như đảo hoặc giàn khoan dầu.
- Cung cấp năng lượng cho các khu vực đô thị có các tòa nhà cao tầng và tốc độ tăng trưởng tải nhanh.
- Truyền tải điện qua các đường dây được lắp đặt trên khoảng cách dài.

Nguyên lý vận hành:



Hình 2. 7 Sơ đồ hệ thống HVDC nguồn điện áp



Hình 2. 8 Biểu diễn vector không gian tổng quát cho HVDC sử dụng VSC.

$$Q_k = \frac{V_{sk}^2}{X_k} - \frac{V_{sk} V_{ik}}{X_k} \cos \delta_k, \quad k = 1, 2 \quad (2.1)$$

Hình 2.7 minh họa nguyên lý vận hành của hệ thống VSC HVDC, trong đó dòng điện của hệ thống HVDC chạy qua các cuộn kháng ba pha,  $X_1$  và  $X_2$ , lần lượt ở phía bộ chỉnh lưu và bộ nghịch lưu. Các VSC được kết nối với hệ thống AC tương ứng, điều khiển góc pha và biên độ của dòng điện đầu vào một cách độc lập để kiểm soát công suất phản kháng và công suất chủ động.

Hình 2.8 (a) và (b) thể hiện biểu đồ vector vận hành tương ứng với hệ thống được trình bày trong Hình 2.8 biểu đồ vector này minh họa rằng một trong hai đầu cuối có thể hoạt động như bộ nghịch lưu hoặc bộ chỉnh lưu.

Ở đây, hoạt động của bộ nghịch lưu được định nghĩa khi công suất chủ động chảy

từ phía DC sang phía AC. Ngược lại, hoạt động của bộ chỉnh lưu được hiểu là khi công suất chủ động chảy từ phía AC sang phía DC. Do đó, công suất phản kháng và công suất chủ động trong có thể được biểu diễn như sau:

$$P_k = \frac{V_{sk} V_{ik}}{X_k} \sin \delta_k \quad (2.2)$$

$$Q_k = \frac{V_{sk}^2}{X_k} - \frac{V_{sk} V_{ik}}{X_k} \sin \delta_k, \quad k = 1, 2 \quad (2.3)$$

Từ Phương trình 2.2 và 2.3, công suất chủ động dương và âm tương ứng với chế độ vận hành bộ nghịch lưu và bộ chỉnh lưu, được xác định bởi cực tính của pha điện áp và dòng điện.

Từ Hình 2.8 và các Phương trình 2.1 có thể rút ra các kết luận sau:

- Trong chế độ hoạt động nghịch lưu (inverter), điện áp đầu ra của VSC,  $V_{ik}$ , trễ so với điện áp của nguồn AC,  $V_{sk}$ , một góc pha ( $\delta_k < 0$ ), và công suất tác dụng truyền từ phía DC sang phía AC.
- Trong chế độ hoạt động chỉnh lưu (rectifier), điện áp đầu ra của VSC,  $V_{ik}$ , sớm hơn so với điện áp của nguồn AC,  $V_{sk}$ , một góc pha ( $\delta_k > 0$ ), và công suất tác dụng truyền từ phía AC sang phía DC.
- Công suất tác dụng được điều chỉnh bằng cách thay đổi góc pha  $\delta_k$  giữa phía AC và phía DC, nhằm duy trì điện áp của tụ bus DC.

Công suất phản kháng được xác định bởi điện áp đầu ra của VSC,  $V_{ik}$ , và điện áp của nguồn điện,  $V_{sk}$ , khi  $\delta_k$  tương đối nhỏ. Khi  $V_{ik} > V_{sk}$ , VSC cung cấp công suất phản kháng, và nó hấp thụ công suất phản kháng khi  $V_{ik} < V_{sk}$ .

### 2.3. So sánh công nghệ

Hệ thống điện một chiều cao áp (HVDC) hiện nay được triển khai bằng cả công nghệ LCC và VSC. Hệ thống HVDC chỉnh lưu có điều khiển (LCC) vẫn giữ được một số lợi thế, đặc biệt liên quan đến chi phí và công suất, đồng thời là một công nghệ đã được kiểm chứng qua nhiều năm kinh nghiệm. Tuy nhiên, VSC HVDC đã tiến hóa qua một số công nghệ khác nhau, với hiệu suất ngày càng được cải thiện, bao gồm: bộ chuyển đổi hai cấp (two-level), ba cấp (three-level), và MMC (cầu nửa hoặc cầu toàn phần). Thế hệ MMC VSC HVDC mới nhất có tổn thất tại trạm biến áp không lớn hơn đáng kể so với LCC HVDC [3].

#### 2.3.1. Ưu, nhược điểm của LCC-HVDC

❖ Ưu điểm LCC-HVDC [3]:

- Các thiết bị thyristor có sẵn với khả năng điện áp cao (6–10 kV), dòng điện cao (3–4 kA).

- Thyristor có khả năng chịu quá dòng tuyệt vời.
  - Thyristor tự nhiên chuyển sang trạng thái ngắn mạch, điều này rất mong muốn trong các chuỗi nối tiếp ở van điện áp cao.
  - Thyristor có sụt áp trạng thái dẫn thấp hơn và chi phí thấp hơn so với IGBT.
  - Bộ chuyển đổi LCC chỉ yêu cầu công tắc cho một hướng dòng điện, trong khi bộ chuyển đổi VSC có các bán dẫn cho hai hướng dòng điện.
  - LCC HVDC có hồ sơ hoạt động đáng tin cậy ở mức điện áp truyền tải và công suất cao.
  - Khả năng phục hồi đối với các sự cố ngắn mạch phía DC. Hệ thống có thể hoạt động tốt ở điện áp DC thấp và khả năng phục hồi sau sự cố DC được kiểm soát tốt. Các sự cố dòng điện một chiều không ảnh hưởng đến hệ thống AC.
  - LCC HVDC cung cấp sự ổn định tần số hệ thống AC trong nhiều ứng dụng nhưng hiệu suất bị hạn chế do các vấn đề liên quan đến công suất phản kháng. Việc điều khiển điện áp AC cũng được triển khai ở một số ứng dụng nhưng hiệu suất còn hạn chế.
- ❖ Nhược điểm LCC-HVDC [3]:
- Hệ thống dựa trên thyristor chỉnh lưu tuyến tính (line-commutated) tạo ra các sóng hài bậc thấp đáng kể, cần được loại bỏ bằng các bộ lọc thụ động lớn. Sự hiện diện của các bộ lọc này có thể dẫn đến dòng điện sóng hài tuần hoàn và các vấn đề về ổn định, cần được giảm thiểu bằng các mạng giảm chấn. Các bộ lọc và mạng giảm chấn này có thể phải được thiết kế riêng cho từng địa điểm và có thể không tối ưu cho mọi điều kiện vận hành.
  - Bộ chuyển đổi chỉnh lưu tuyến tính có thời gian đáp ứng cố hữu chậm (giới hạn ở tần số chuyển mạch của dòng điện). Thời gian đáp ứng điều khiển khoảng 100–200 ms.
  - Cần bù công suất phản kháng lớn. Công suất phản kháng này được cung cấp bằng các bộ lọc thụ động và các tụ điện, cuộn cảm đóng ngắt. Các tụ điện đóng ngắt này cần thiết vì lượng công suất phản kháng cần thay đổi theo công suất tác dụng và chế độ vận hành (chỉnh lưu hoặc nghịch lưu). Kết quả là trạm LCC HVDC chiếm diện tích lớn hơn so với trạm VSC HVDC.
  - Đảo chiều công suất yêu cầu đảo cực điện áp đường dây DC. Điều này giới hạn phạm vi các loại cáp DC có thể sử dụng (cáp XLPE không thể sử dụng nếu cần đảo chiều điện áp). Thời gian cần thiết để đảo chiều dòng điện cũng bị giới hạn khoảng 500 ms, gây ra các hạn chế trong vận hành.
  - Có giới hạn dòng điện tối thiểu khoảng 10%.
  - Không thể kết nối với các lưới AC rất yếu (có tỷ lệ ngắn mạch thấp,  $SCR < 2.0$ ).

- Gặp sự cố chuyển mạch, xảy ra khi điện áp ở phía nghịch lưu giảm từ 5–10%. Sự cố chuyển mạch gây gián đoạn tạm thời (0,5–1 giây) trong quá trình truyền tải điện. Điều này có thể được giảm thiểu một phần với bộ chuyển đổi HVDC có tụ điện chuyển mạch.
- Các điều kiện hở mạch phía DC. Đây là sự kiện rất hiếm gặp nhưng có thể gây quá áp, và có thể dễ bị ảnh hưởng bởi được giới hạn bằng các thiết bị chống sét.
- Cấu hình đa điểm (multiterminal topology) có thể được xây dựng nhưng gặp các vấn đề nghiêm trọng về hiệu suất và chi phí. Thực tế chỉ các hệ thống ba điểm là được chấp nhận.

### 2.3.2. Ưu, nhược điểm của VSC-HVDC

❖ Ưu điểm của VSC-HVDC: So với LCC, công nghệ VSC-HVDC dựa trên các bộ chuyển đổi sử dụng IGBT, các linh kiện có thể được bật và tắt có các ưu điểm sau [11]:

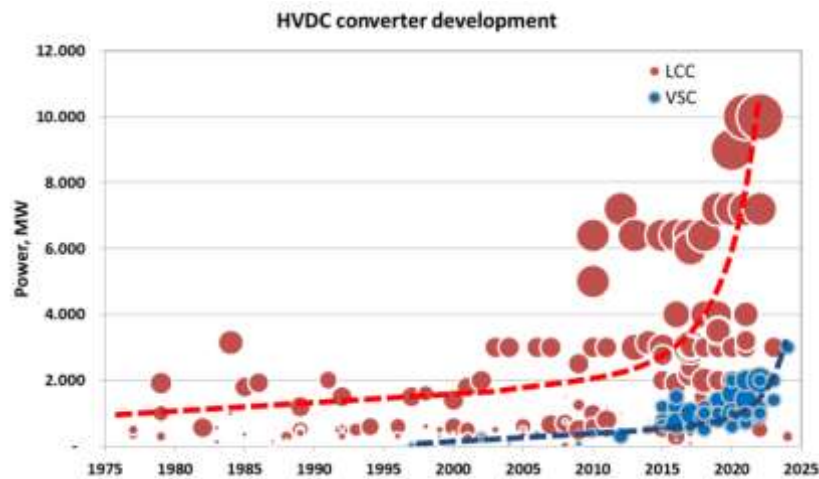
- Điều khiển đồng thời cả công suất tác dụng và công suất phản kháng. Điện áp AC có thể được điều khiển tại cả hai trạm.
- Không cần hỗ trợ từ lưới AC được kết nối. Thậm chí có thể được sử dụng để khởi động lưới AC (khả năng khởi động đen).
- Vận hành mà không cần liên lạc giữa các trạm. Không gặp sự cố chuyển mạch và có thể hỗ trợ lưới AC bằng cách điều khiển điện áp nhanh, giảm thiểu nguy cơ lỗi chuyển mạch trên các liên kết LCC gần đó khi điện áp giảm.
- Dòng điện DC trong hệ thống LCC luôn chảy theo một hướng, và cực tính điện áp DC phải thay đổi theo hướng của dòng công suất. Trong VSC, cực tính điện áp luôn giữ nguyên, nhưng hướng dòng điện thay đổi tùy thuộc vào hướng công suất, giúp điều khiển dòng công suất liên tục và dễ dàng xây dựng các sơ đồ nhiều trạm.
- Phù hợp hơn cho kết nối các trang trại gió phân tán trên đất liền hoặc ngoài khơi, sử dụng cáp đùn bền vững và kinh tế.
- Trạm chuyển đổi nhỏ hơn, giảm yêu cầu không gian.

❖ Nhược điểm của VSC-HVDC [11]:

Tuy nhiên, VSC gặp phải độ phức tạp trong điều khiển bổ sung. Do công suất thấp hơn của IGBT so với thyristor, mức công suất cao nhất của VSC thấp hơn nhiều so với hệ thống LCC. Việc chuyển đổi từ một loại dòng điện sang loại khác đi kèm với chi phí tổn thất. LCC hiện tại có ít tổn thất hơn VSC, nhưng công nghệ của VSC đang tiến bộ và sự khác biệt về tổn thất ngày càng giảm. Hầu hết các bộ chuyển đổi hiện có hiệu suất trên 85% và con số này tiếp tục cải thiện với sự phát triển của các công nghệ mới. 50% tổn thất được tính cho máy biến áp và 25% cho các van chuyển đổi.

Hiện nay, công nghệ hệ thống hai cực VSC cho truyền tải công suất lên đến 1200 MW sử dụng đường dây trên không  $\pm 500$  kV hoặc cáp XLPE cho kết nối trên đất liền hoặc dưới biển đã có sẵn.

Ứng dụng chính của hệ thống VSC hiện tại là kết nối trang trại gió ngoài khơi với đất liền và các kết nối cáp ngầm dưới biển. Vì công nghệ này còn tương đối mới so với LCC, tiềm năng phát triển cao được mong đợi, đặc biệt là với các vật liệu bán dẫn mới như SiC hoặc GaN. Những vật liệu này có đặc tính điện tốt hơn, tổn thất công suất thấp hơn và nhiệt độ hoạt động cao hơn. Trong 20 năm tới, hệ thống hai cực VSC  $\pm 800$  kV và 4000 MW có thể khả dụng. Dự kiến chi phí công nghệ sẽ giảm trong tương lai, điều này có thể dẫn đến việc chuyển từ LCC sang VSC trong các ứng dụng truyền tải công suất cao.



Hình 2. 9 Định mức hệ thống HVDC cho LCC (màu đỏ) và VSC (màu xanh), kích thước bong bóng biểu thị điện áp vận hành, các đường nét đứt thể hiện xu hướng.

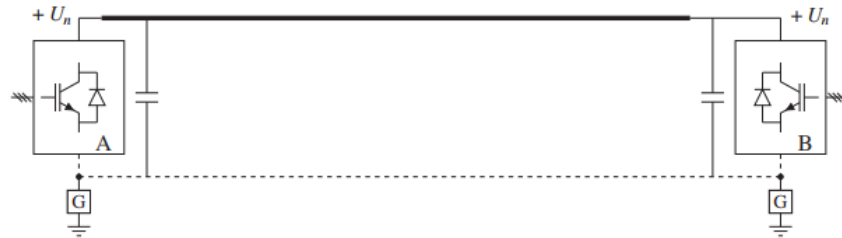
Hình 2.9 trình bày các mức công suất của hệ thống LCC và VSC, bao gồm các hệ thống dự kiến đến năm 2025. Có thể quan sát rõ sự gia tăng công suất của cả hai hệ thống trong những năm sắp tới.

## 2.4. Các cấu hình trạm chuyển đổi HVDC

### 2.4.1. Cấu hình đơn cực không đối xứng (Asymmetrical Monopole)

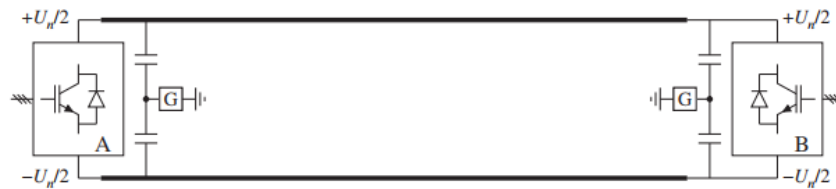
Hình 2.10 cho thấy cấu hình liên kết điểm-điểm monopole bất đối xứng. Kết nối ba pha được thực hiện đến bộ chuyển đổi DC tại điểm giữa. Ở phía DC, một cực được nối đất. Cấu hình này chỉ yêu cầu một dây dẫn cao áp (dây trên không hoặc cáp) và một dây dẫn trung tính, được nối đất tại một điểm. Dây dẫn trung tính hoặc dây dẫn kim loại hồi tiếp được thiết kế với khả năng chịu dòng tải đầy đủ nhưng chỉ cần cách điện nhẹ, do đó có chi phí thấp hơn và ít khả năng gặp sự cố điện môi hơn so với dây dẫn cao áp. Dây này thậm chí có thể được bỏ qua trong trường hợp hệ thống được nối đất ở cả hai phía và khi các dòng điện đất đáng kể được cho phép. Nhược điểm là một máy biến áp

HVDC là cần thiết để chịu áp lực DC liên tục, bằng một nửa điện áp DC, trên các cuộn dây thứ cấp của nó. Việc mất bất kỳ thành phần chính nào của bộ chuyển đổi, dù do sự cố hay bảo trì, sẽ dẫn đến gián đoạn hoàn toàn việc truyền tải điện qua bộ chuyển đổi này. Ký hiệu G trong Hình 2.10 chỉ các vị trí có thể nối đất hệ thống HVDC và có thể đại diện cho bất kỳ tùy chọn nối đất cơ bản nào [9].



Hình 2.10 Cấu hình một cực không đối xứng

#### 2.4.2. Cấu hình đơn cực đối xứng (Symmetrical Monopolar Configuration)



Hình 2.11 Cấu hình một cực đối xứng.

Hình 2.11 mô tả cấu hình monopole đối xứng. Tương tự như monopole bất đối xứng, kết nối AC được thực hiện tại điểm giữa của bộ chuyển đổi. Hai đầu cực DC được kết nối với cực dương và cực âm, hoạt động tại mức điện áp DC đối xứng, tức là bằng nhau nhưng ngược chiều.

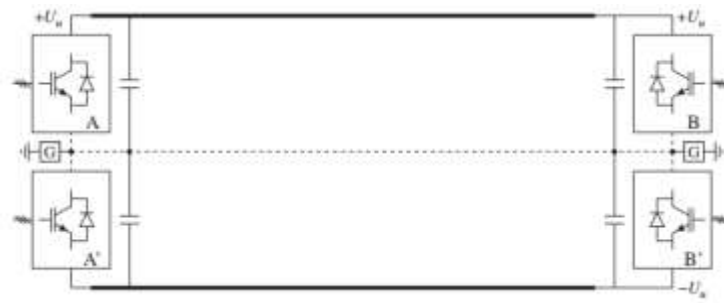
Do điện áp DC là đối xứng, kết nối máy biến áp không phải chịu áp lực điện áp DC ở trạng thái ổn định. Hệ thống này có thể được nối đất thông qua nối đất trở kháng cao, chẳng hạn bằng cách kết nối điểm giữa của các tụ điện song song.

Cần có hai dây dẫn cao áp: mỗi dây được thiết kế đầy đủ khả năng chịu dòng tải và cách điện hoàn toàn. Điều quan trọng cần lưu ý là trong trường hợp xảy ra lỗi cực nối đất, điện áp trên cực không bị lỗi sẽ tăng lên mức tối đa lý thuyết là  $2U_n$ . Tương tự như monopole bất đối xứng, việc mất bất kỳ thành phần chính nào sẽ dẫn đến mất hoàn toàn khả năng truyền tải điện. Monopole đối xứng đã được sử dụng rộng rãi trong các hệ thống HVDC VSC [9].

#### 2.4.3. Cấu hình lưỡng cực (Bipolar Configurations)

Hình 2.12 mô tả cấu hình bipolar cho liên kết HVDC nguồn điện áp (VSC HVDC) điểm-điểm. Hai monopole bất đối xứng được kết nối với nhau thông qua việc chia sẻ cực nối đất. Ở phía AC, hai bộ chuyển đổi được cấp điện song song. Mỗi cực có kết nối máy biến áp riêng với lưới điện AC. Một bộ chuyển đổi được kết nối với cực

$+U_n$  và bộ chuyển đổi còn lại được kết nối với cực  $-U_n$ . Một dây dẫn trung tính có thể được sử dụng để kết nối các điểm giữa của hai cực.



Hình 2. 12 Cấu hình lưỡng cực

Trong hoạt động bình thường, hai cực được vận hành ở chế độ cân bằng để đảm bảo dòng điện DC lưu thông giữa các dây dẫn  $+U_n$  và  $-U_n$ , với dòng điện bằng 0 chảy qua đường nối đất. Điều này rất quan trọng nếu mặt đất (hoặc biển) được sử dụng làm đường dẫn dòng điện hồi tiếp, vì lý do môi trường và để tránh làm cạn kiệt các điện cực nối đất (hoặc dưới biển), việc sử dụng đường dẫn qua đất trong thời gian dài thường được tránh, và một cáp kim loại hồi tiếp được dự kiến để mang dòng điện hồi tiếp.

Lợi ích của cấu hình bipolar là nếu mất bất kỳ phần tử chính nào của một bộ chuyển đổi, hệ thống chỉ mất 50% khả năng truyền tải, với điều kiện rằng một dây dẫn kim loại hồi tiếp được lắp đặt hoặc hệ thống được nối đất ở cả hai phía và đất có thể được sử dụng như một dây dẫn hồi tiếp. Trong trường hợp này, bộ chuyển đổi còn lại có thể tiếp tục hoạt động như một monopole bất đối xứng, duy trì khả năng vận hành và độ tin cậy [9].

#### 2.4.4. Các kiểu đấu nối hệ thống truyền tải điện một chiều

Từ 3 cấu hình cơ bản trên, có các kiểu đấu nối hệ thống truyền tải điện một chiều như sau [10]:

1. Trạm Back-to-Back: Sử dụng khi 2 hệ thống xoay chiều được đấu nối với nhau ở cùng một địa điểm, không cần đường dây truyền tải giữa các cầu chỉnh lưu – nghịch lưu, có thể dùng cấu hình đơn cực hoặc lưỡng cực. Trạm Back-to-Back thường ứng dụng khi đấu nối 2 hệ thống điện khác tần số cơ bản, hoặc các hệ thống điện không đồng bộ. Vì các bộ biến đổi nằm tập trung nên thuận lợi cho việc điều khiển bảo dưỡng thiết bị.

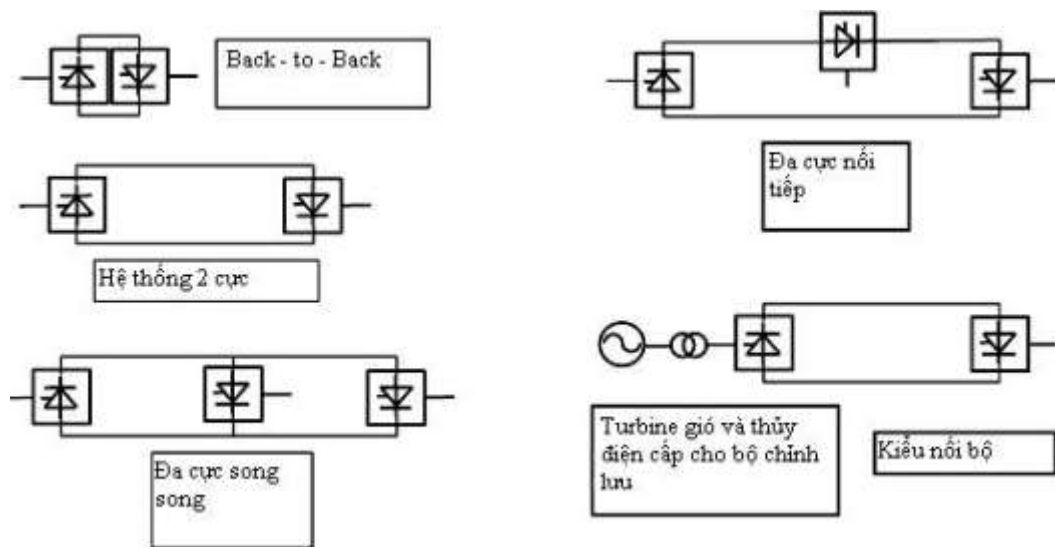
Điện áp DC trong mạch trung gian có thể được chọn tự do tại các trạm HVDC back-to-back vì chiều dài dây dẫn ngắn. Do khoảng cách ngắn, điện trở của dây dẫn thấp và điện áp DC có thể giữ ở mức tương đối thấp, dẫn đến phòng van nhỏ hơn.

2. Kiểu truyền tải giữa 2 trạm: được sử dụng khi phương án xây dựng đường dây truyền tải cao áp 1 chiều tỏ ra kinh tế nhất khi đấu nối 2 trạm chuyển đổi ở 2 vị trí cách xa nhau. Đây là kiểu truyền tải 1 chiều phổ biến nhất hiện nay.

3. Kiểu truyền tải giữa nhiều trạm: Khi có từ 3 trạm chuyển đổi trở lên ở các vị trí địa lý khác nhau đầu vào cùng một hệ thống 1 chiều, có thể đầu nối tiếp hoặc song song. Khi tất cả các trạm có cùng điện áp đầu nối thì gọi là kiểu đầu nối tiếp hoặc song song. Khi công suất trạm lớn hơn 10% tổng công suất trạm chính lưu. Nếu một hoặc nhiều bộ chuyển đổi được đầu nối tiếp vào một hay cả 2 cực thì ta có kiểu đầu nối tiếp, ứng dụng khi công suất trạm nhỏ hơn 10% tổng công suất trạm chính lưu. Chi phí dành cho các trạm thêm vào là rất lớn, do đó kiểu truyền tải nhiều trạm rất khó đạt được các chỉ tiêu kinh tế.

4. Kiểu nối bộ tổ máy: hệ thống truyền tải 1 chiều được đầu nối vào ngay đầu ra của máy phát điện, thích hợp với các máy phát thủy điện và tua bin gió vì có thể đạt hiệu suất cao nhất. Điện năng xoay chiều nhận được phía nghịch lưu sẽ có tần số cơ bản 50 Hz (hoặc 60 Hz) không phụ thuộc vào tốc độ tuabin.

5. Kiểu chỉnh lưu Diode: Ứng dụng khi công suất điện 1 chiều chỉ truyền theo 1 hướng duy nhất, hệ thống Valve chỉnh lưu chỉ cần dùng Diode thay vì Thyristor, công suất truyền tải sẽ được điều khiển ở phía Nghịch lưu, đặc biệt có lợi đối với kiểu nối bộ tổ máy phát vì có thể điều khiển dòng công suất dựa vào điều khiển điện áp xoay chiều thông qua hệ thống kích từ máy phát. Kiểu đầu nối này cần sử dụng loại máy cắt xoay chiều tốc độ cao giữa máy phát và bộ chỉnh lưu để bảo vệ quá dòng cho Diode khi có ngắn mạch trên đường dây 1 chiều.



Hình 2.13 Các kiểu đầu nối hệ thống truyền tải điện một chiều

## 2.5. Các thiết bị chính trong hệ thống HVDC

### 2.5.1. Máy biến áp trong trạm chuyển đổi

Máy biến áp được sử dụng để nâng điện áp của lưới điện AC lên mức điện áp truyền tải. Về mặt lý thuyết, máy biến áp không phải lúc nào cũng cần thiết trong một

hệ thống HVDC. Tuy nhiên, trong thực tế chúng hầu như luôn được sử dụng vì các lý do sau:

- Cho phép tối ưu hóa điện áp hệ thống DC độc lập với hệ thống truyền tải AC
- Bộ điều chỉnh nấc có thể được sử dụng để quản lý điện áp, giúp giảm tổn thất
- Có thể sử dụng bộ chỉnh lưu với số xung cao hơn
- Hạn chế dòng ngắn mạch đi vào van, hoạt động như một cuộn kháng lọc.



*Hình 2. 14 Máy biến áp dự phòng tại trạm chuyển đổi VSC-HVDC Caprivi.*

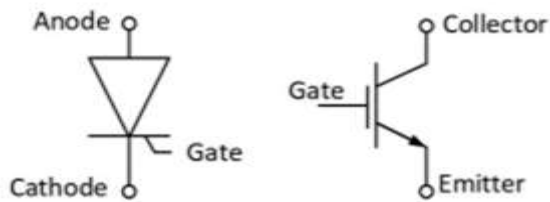
Cách điện của các cuộn dây máy biến áp phải được thiết kế đặc biệt để có thể chịu được điện áp DC cao áp. Công suất cực đại của các máy biến áp trong trạm chuyển đổi là 300 MW do đó nhiều máy sẽ được vận hành song song nếu yêu cầu công suất truyền tải lớn hơn. Một máy biến áp công suất lớn hoặc nhiều máy với công suất nhỏ hơn có thể được sử dụng trong vận hành. Tùy theo ứng dụng, có thể sử dụng các loại máy biến áp và bộ chỉnh lưu khác nhau để đạt được giải pháp tối ưu về mặt kỹ thuật và kinh tế. Thông thường với công suất dưới 300 MW, phương án sử dụng một máy biến áp được ưa chuộng vì ưu điểm về chi phí. Một số ví dụ về máy biến áp của bộ biến đổi VSC-HVDC được thể hiện trong Hình 2.14 [2].

### **2.5.2. Các bộ chuyển đổi AC-DC và DC-AC (Linh kiện chuyển mạch)**

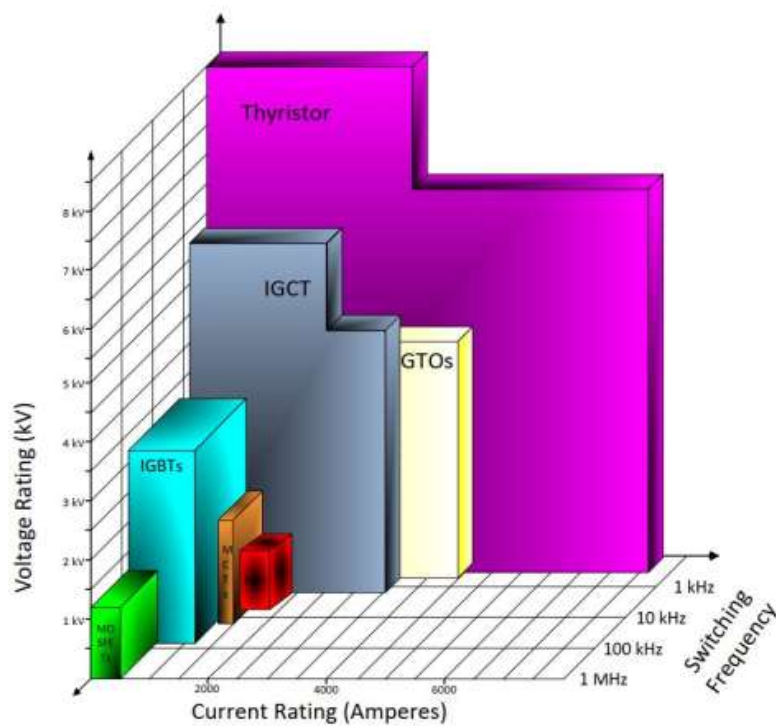
Theo [2], Thành phần cơ bản và quan trọng nhất trong một bộ chuyển đổi AC-DC là các van điện tử công suất Hình 2.15. Các van điện tử công suất có thể hoạt động ở hai trạng thái “đóng” (on) và “ngắt” (off). Trong thời kỳ đầu, các van thủy ngân hồ quang được sử dụng, sau đó chúng dần được thay thế bởi các van thyristor. Đặc điểm của các van thyristor là chúng được đóng bằng tín hiệu xung và ngắt tự nhiên khi dòng điện qua chúng trở về không. Ngược lại, các van bán dẫn Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT) có thể được đóng ngắt chủ động bằng các tín hiệu điều khiển. Ngoài

ra các van điện tử công suất khác như GTO (Gate Turn-off Thyristor), MCT (MOS Controlled Thyristor) và IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor) có thể được sử dụng. Mỗi loại van bán dẫn có khả năng hoạt động với dải điện áp và dòng điện khác nhau thể hiện trong Hình 2.16.

Căn cứ vào loại van bán dẫn sử dụng trong các bộ chuyển đổi, công nghệ HVDC có thể được chia thành hai loại: bộ chuyển đổi đảo dòng (hay chuyển dòng) và bộ chuyển đổi nguồn áp.



Hình 2. 15 ký hiệu van bán dẫn cơ bản



Hình 2. 16 Điện áp và dòng điện định mức của các van bán dẫn

#### A. Bộ chuyển đổi đảo dòng (Line-Commutated Converters – LCC)

Theo [2], hầu hết các hệ thống HVDC đang hoạt động ngày nay sử dụng bộ chuyển đổi LCC với khóa đóng ngắt là các van thyristor. Trong bộ chuyển đổi này, dòng điện DC không thay đổi chiều, chạy qua một điện kháng lớn nên có thể coi như không đổi về mặt độ lớn. Bên phía xoay chiều, bộ chuyển đổi hoạt động như một nguồn dòng điện, phát ra dòng điện ở tần số xoay chiều của hệ thống kèm các thành phần sóng hài.

Do đó, các bộ chuyển đổi LCC còn được gọi là bộ chuyển đổi nguồn dòng CSC (Current Source Converter). Thêm nữa, do chiều dòng điện không đổi, việc đảo chiều dòng công suất được thực hiện bằng cách thay đổi các cực điện áp DC tại các trạm chuyển đổi đầu cuối của hệ thống.

#### B. Bộ chuyển đổi nguồn áp (Voltage Source Converters – VSC)

Theo [9], mặc dù về lý thuyết có thể sử dụng các van bán dẫn khác như MOSFET hoặc GTO, nhưng tất cả các hệ thống VSC-HVDC hiện nay đều sử dụng công nghệ IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor - Transistor lưỡng cực có cổng cách ly) điều khiển bằng điện áp.

IGBT hoạt động ở hai trạng thái rời rạc: trạng thái tắt (không dẫn điện) và trạng thái bão hòa (dẫn điện). Bằng cách điều khiển hoạt động của các khóa bán dẫn này, một dạng sóng AC có thể được tạo ra từ tín hiệu DC không đổi bằng cách “băm xung” tín hiệu đầu vào. Để tăng mức điện áp chịu đựng của van công suất, các IGBT được sắp xếp thành một chuỗi gồm hàng trăm mô-đun trong một số trường hợp. Vì các “khối xây dựng” của van công suất được kết nối nối tiếp, điều quan trọng là các transistor phải có chế độ dẫn điện khi gặp sự cố. Do đó, trong trường hợp có lỗi thiết bị, mạch vẫn hoạt động bình thường nếu có đủ dư thừa (redundancy). Số lượng mô-đun dự phòng quyết định công suất thực tế của bộ biến đổi cũng như yêu cầu bảo trì của các trạm biến đổi.

Để bộ biến đổi hoạt động hiệu quả, cần có một mạch phụ trợ hỗ trợ cho mỗi IGBT. Một điện trở thường được mắc song song với transistor để cải thiện việc chia sẻ điện áp giữa các transistor mắc nối tiếp. Cổng điều khiển của mỗi công tắc bán dẫn cần có một mạch điều khiển và bộ bảo vệ snubber để bảo vệ chống quá dòng, quá áp và sụt áp trên cổng điều khiển. Để giảm thiểu các lỗi do nhiệt độ cao, mỗi khối transistor có thể được gắn trên các bộ tản nhiệt riêng lẻ để phân tán nhiệt năng hiệu quả.

Để đảm bảo VSC có khả năng hoạt động hai chiều, các diode ngược trong cầu chỉnh lưu tạo ra một đường dẫn dòng điện từ phía AC sang phía DC để sạc tụ điện. Một IGBT điển hình được sử dụng trong VSC-HVDC cùng với sơ đồ mạch của một van công suất được thể hiện trong Hình 2.17. Một mô-đun công suất hoàn chỉnh được hiển thị trong Hình 2.18.



Hình 2. 17 Một IGBT 4,5 kV (ảnh do ABB cung cấp) và sơ đồ mạch của một IGBT.



*Hình 2. 18 Mô-đun công suất được sử dụng trong MCC. (Ảnh do Siemens cung cấp.)*

### **2.5.3. Bộ lọc sóng hài**



*Hình 2. 19 Bộ lọc AC tại trạm HVDC Light Woodland. Liên kết Đông - Tây, Ireland.  
(Ảnh do ABB cung cấp.)*

Các bộ chuyển đổi trong hệ thống HVDC là nguồn gây ra các nhiễu, sóng hài đối với hệ thống điện AC hay còn gọi là lưới điện. Nhiễu sóng hài lan truyền vào lưới điện AC và đường dây truyền tải DC gây ra các vấn đề như tăng tổn thất công suất, quá điện áp hay phát nhiệt trong các máy điện. Để khử các nhiễu sóng hài này, các bộ lọc được lắp đặt trong lưới điện AC và đường dây truyền tải DC. Bộ lọc DC được hình thành bởi cuộn kháng lọc DC giúp làm phẳng dòng điện DC [2].

Không giống như LCC, VSC-HVDC không tạo ra các sóng hài bậc thấp. Đối với các bộ biến đổi sử dụng PWM (điều chế độ rộng xung), chỉ các tín hiệu PWM có tần số cao mới cần được lọc. Để làm điều này, một bộ lọc AC đơn lẻ và có kích thước tương đối nhỏ có thể được sử dụng. Để có thể sử dụng các máy biến áp tiêu chuẩn, các mạch lọc AC được lắp đặt giữa máy biến áp và cuộn kháng pha. Điều này giúp ngăn ngừa các ứng suất điện áp DC và sóng hài ảnh hưởng đến hoạt động của máy biến áp [2].

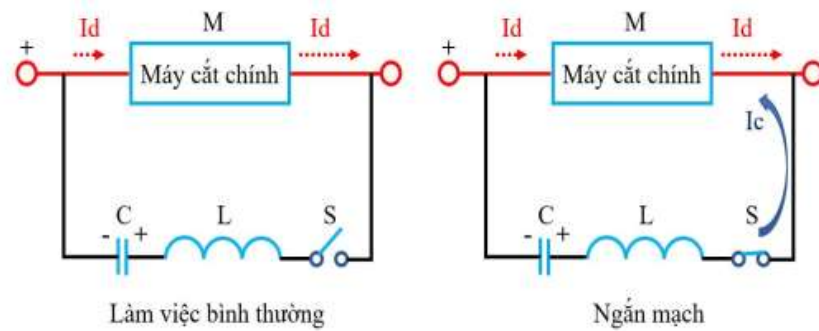
### 2.5.3. Đường dây truyền tải DC

Do đặc điểm cấu tạo theo [2], thành phần dung kháng của đường dây cáp thường khá lớn so với đường dây trên không. Khi dòng điện AC được truyền tải qua dây cáp, một phần dòng điện bị hấp thụ bởi thành phần dung kháng đường dây. Thành phần dòng điện này gây tăng tổn thất công suất, phát nóng dây dẫn. Mặc dù vậy, nếu sử dụng dòng điện truyền tải DC, dung kháng đường dây sẽ chỉ được nạp điện khi đường dây bắt đầu truyền tải hoặc khi điện áp thay đổi. Do vậy sẽ không có thành phần dòng điện phụ ở trên. Như vậy dung kháng đường dây truyền tải và các vấn đề có liên quan làm giới hạn chiều dài đường dây và công suất truyền tải của hệ thống AC. Trong khi đó, hệ thống DC chỉ bị giới hạn duy nhất bởi nhiệt độ, loại cách điện sử dụng. Thành phần dung kháng của đường dây cũng ảnh hưởng tương tự đối đường dây trên không AC nhưng với mức độ nhỏ hơn. Ngoài ra, tác động của hiệu ứng bề mặt cũng làm giảm khả năng truyền tải của đường dây AC. Ngược lại đường dây trên không DC không chịu ảnh hưởng của hai hiệu ứng trên do vậy có thể nói đường dây DC có thể tải lượng công suất lớn hơn đường dây AC với cùng một loại dây dẫn. Điện áp của đường dây truyền tải DC được lựa chọn tương ứng với công suất của bộ chuyển đổi. Ứng với một mức công suất truyền tải nhất định, tăng điện áp truyền tải sẽ tăng giá thành của các bộ chuyển đổi nhưng lại giúp giảm tổn thất công suất trên đường dây truyền tải. Tối ưu hóa điện áp hệ thống phụ thuộc rất lớn vào giá thành bộ chuyển đổi và đường dây. Do đó, đường dây DC không giống như đường dây AC, có thể không được thiết kế ở một mức điện áp tối ưu cho một lượng công suất truyền tải nhất định. Tùy theo điều kiện môi trường, loại cách điện được sử dụng, đường dây truyền tải có thể được vận hành với điện áp DC gần bằng điện áp cực đại AC. Công suất truyền tải bởi hệ thống AC được tính theo giá trị điện áp hiệu dụng (bằng khoảng 70% điện áp cực đại), do đó nếu đường dây HVDC có thể hoạt động liên tục với điện áp bằng điện áp cực đại xoay chiều, lượng công suất mà nó truyền tải lớn hơn khoảng 40% công suất truyền bởi đường dây AC.

### 2.5.4. Máy cắt

Theo [2], máy cắt là thiết bị đóng cắt cơ học, tự động mở ra để bảo vệ mạch điện khỏi những thiệt hại gây ra bởi dòng ngắn mạch. Máy cắt tự động mở ra khi có ngắn

mạch nhờ tín hiệu quá tải và ngắt mạch hoặc được mở ra nhờ thao tác người vận hành



Hình 2. 20 Nguyên lý làm việc của máy cắt một chiều.

để loại trừ sự cố hoặc bảo trì. So với máy cắt AC, máy cắt DC khó chế tạo hơn. Trong máy cắt AC, rất dễ dàng để ngắt mạch khi dòng điện qua máy cắt về không, giúp triệt tiêu hồ quang phát sinh ngay cả khi điện áp vận hành rất cao. Mặc dù vậy, ở hệ thống DC, điện áp và dòng điện luôn luôn khác không và luôn có sự chênh lệch lớn về điện áp và dòng điện ở hai đầu tiếp xúc của máy cắt trong quá trình cắt dòng ngắt mạch. Do đó để có thể ngắt mạch dòng ngắt mạch một chiều, điểm “không” giả của dòng điện được tạo ra bằng cách đấu nối song song một mạch điện LC với máy cắt DC. Nguyên lý làm việc của một máy cắt DC được thể hiện trong Hình 2.20. Trong điều kiện làm việc bình thường, khóa S mở, máy cắt chính M đóng, dòng điện chạy qua máy cắt chính. Khi ngắt mạch xảy ra, khóa S đóng lại, máy cắt chính M mở ra. Lúc này, tụ điện C xả năng lượng, gây ra dao động hồ quang điện và dòng điện giảm về không. Điểm “không” nhân tạo cho phép mạch LC loại bỏ hồ quang điện khi dòng điện giảm xuống không. Phần năng lượng dư thừa sẽ được tiêu hao trong mạch LC.

Các thành phần khác cần thiết

Bên cạnh các thành phần đã thảo luận của, các bộ phận sau đây cũng rất quan trọng nhưng không được trình bày:

- Điện cực nối đất
- Thiết bị bảo vệ
- Chống sét
- Trạm đóng cắt AC và DC
- Thiết bị phụ trợ
- Hệ thống làm mát
- Hệ thống điều khiển

## 2.6. Xu hướng hệ thống HVDC trên thế giới

### 2.6.1. Mô hình hệ thống VSC-HVDC

Theo [9], sự phát triển gần đây của các thiết bị điện tử công suất đã dẫn đến sự gia tăng của các bộ chuyển đổi nguồn điện áp tự điều khiển (VSC) trong các ứng dụng hệ thống điện. Điều này chủ yếu được thúc đẩy bởi sự phát triển của bóng bán dẫn IGBT, một thiết bị kết hợp khả năng điều khiển của MOSFET với độ tin cậy và công suất cao của BJT. Cùng với sức mạnh tính toán ngày càng tăng của bộ xử lý tín hiệu số, công nghệ này đã có thể được áp dụng trong truyền tải điện năng. Ứng dụng VSC-HVDC đầu tiên được xây dựng vào cuối những năm 1990.



Hình 2. 21 Trạm chuyển đổi dự án  
INELFE



Hình 2. 22 Trạm chuyển đổi VSC- HVDC  
ngoài khơi Borwin.

Khả năng điều khiển hoàn toàn và đối xứng chuyển mạch thông qua cả hoạt động bật và tắt cho phép thiết bị điều chỉnh dòng công suất nhanh hơn nhiều so với các công nghệ tiền nhiệm. Việc sử dụng các thiết bị bán dẫn đã gần như loại bỏ nguy cơ thất bại trong chuyển mạch. Công nghệ này cũng có khả năng hấp thụ và tạo ra công suất tác dụng và công suất phản kháng một cách độc lập với nhau. Điều này loại bỏ yêu cầu sử dụng các bộ bù công suất phản kháng đắt tiền được sử dụng rộng rãi trong các dự án LCC-HVDC.

Những lợi thế khác bao gồm việc không cần điều chỉnh mức ngắn mạch, vì chuyển mạch có thể hoạt động mà không cần nguồn điện áp hệ thống AC. Ngoài ra, việc tạo ra sóng hài được giảm đáng kể, làm giảm khối lượng các bộ lọc cần thiết để hấp thụ chúng. Một đặc điểm bổ sung của VSC là khả năng cung cấp hỗ trợ "blackstart" - tức là

khôi phục nguồn điện mà không cần sự hỗ trợ của nguồn điện bên ngoài. Điều này rất hữu ích trong các sự cố mất điện trên diện rộng, vì các nguồn điện này có thể được đưa vào hoạt động trước để bắt đầu quá trình phục hồi lưới điện từng bước.

Kỹ thuật truyền tải VSC-HVDC đang trải qua sự phát triển mạnh mẽ. Dự án VSC-HVDC thương mại đầu tiên được xây dựng năm 1997 trên đảo Gotland. Kể từ đó, công suất và ứng dụng đã tiến triển nhanh chóng. Công suất và điện áp của Gotland LightTM là 50 MW và  $\pm 80$  kV. Mười lăm năm sau, công suất và điện áp đã tăng lần lượt gấp 20 lần và 6 lần — ví dụ, dự án  $2 \times 1000$  MW INELFE giữa Pháp và Tây Ban Nha Hình 2.21 và dự án 500 kV Skagerrak 4 giữa Na Uy và Đan Mạch. Trạm chuyển đổi VSC-HVDC ngoài khơi đầu tiên được lắp đặt năm 2005 trên giàn khoan dầu Troll A, trong khi kết nối đầu tiên với một trang trại gió ngoài khơi được đưa vào hoạt động năm 2010 với hệ thống Borwin hình 2.22.

Mặc dù rõ ràng là các sơ đồ VSC-HVDC có tiềm năng thay thế công nghệ LCC-HVDC trong một số trường hợp, nhưng trong tương lai gần, cảnh quan của truyền tải HVDC sẽ là sự lựa chọn các bộ chuyển đổi tĩnh dựa trên từng dự án cụ thể, tùy thuộc vào yêu cầu hệ thống và triết lý điều khiển.

### 2.6.2. Hệ thống 800 kV HVDC



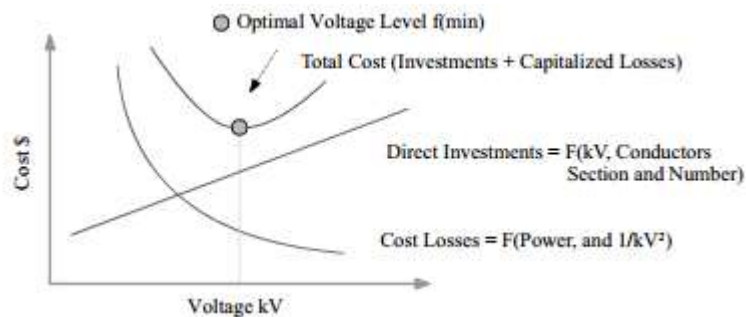
Hình 2. 23 Kế hoạch cho lưới UHV 800 kV ở Trung Quốc

Theo [5], kể từ năm 2004, đã có sự quan tâm ngày càng tăng đối với các ứng dụng HVDC với mức điện áp trên 500 kV. Tại Trung Quốc, sau khi hoàn thành nhà máy thủy điện Tam Hiệp, các nguồn tài nguyên thủy điện ở phía tây xa hơn đang được phát triển, chẳng hạn như tại sông Kim Sa cách các trung tâm tải 1000–2000 km. Ngoài ra, một đường truyền tải điện một chiều 800 kV đang được lên kế hoạch để kết nối lưới

điện Vân Nam với Quảng Đông, với khoảng cách 1500 km. Hình 2.23 mô tả vị trí của các dự án này trong lưới điện Trung Quốc.

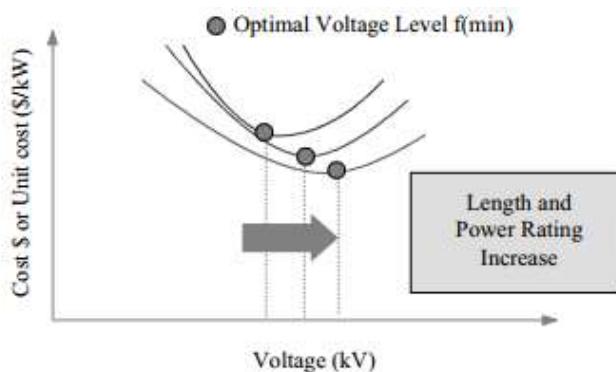
Ưu điểm của 800 kV DC: Khi công suất truyền tải trên 3000 MW mỗi đường lưỡng cực và khoảng cách vượt quá 1500 km được xem xét, mức điện áp 800 kV nên được cân nhắc như một lựa chọn cạnh tranh vì nó có thể kinh tế hơn so với 600 kV hoặc 500 kV.

Tổng chi phí của hệ thống truyền tải HVDC bao gồm khoản đầu tư vào các trạm chuyển đổi và đường dây cũng như giá trị vốn hóa của tổn thất. Đối với một mức công suất nhất định, chi phí cho các trạm sẽ tăng lên khi mức điện áp tăng, trong khi chi phí



Hình 2. 24 Lựa chọn mức điện áp tối ưu: đầu tư trực tiếp cộng với tổn thất đường dây sẽ có mức tối thiểu tổng hợp tại một mức điện áp nhất định. Hai thành phần này sẽ có giá trị thay đổi tùy theo quốc gia. Tuy nhiên, việc tối ưu hóa chi phí, vốn sẽ xác định mức điện áp truyền tải, được thực hiện bằng cách tìm điểm (hoặc vùng) tối ưu ( $f_{min}$ ) trên phân tích kinh tế, như được minh họa trong Hình 2.24 .

Khi công suất truyền tải ( $P$ ) tăng, mức điện áp tối ưu ( $V$ ) cũng tăng, chủ yếu do lợi ích giảm tổn thất điện, mà tổn thất này tỷ lệ nghịch với bình phương của điện áp ( $P/V^2$ ), như được thể hiện trong Hình 2.25, có thể tính toán cho một mức công suất truyền tải và chiều dài đường dây nhất định. Do đó, vượt quá 1500 km và 3000 MW, phương án 800 kV có lẽ là hấp dẫn nhất từ phân tích kinh tế tổng thể, khi xem xét tổng chi phí (đầu tư cộng với các thành phần tổn thất vốn hóa).

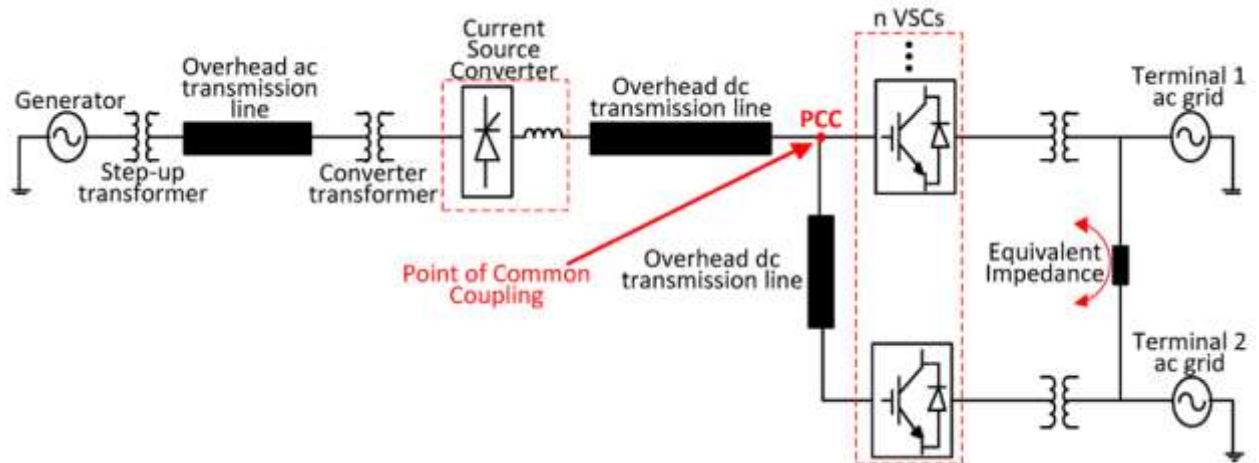


Hình 2. 25 Điện áp tối ưu khi chiều dài và công suất tăng.

### 2.6.3. Hệ thống *HYBRID HVDC (H<sup>2</sup>VDC)*

Theo [12], trong hệ thống điện của Brazil, các nhà máy thủy điện đang được xây dựng xa (2000 đến 3000 km) so với các trung tâm tải chính. Khoảng cách dài kết hợp với lượng điện năng lớn cần phải truyền tải khiến hệ thống truyền tải HVDC trở nên hấp dẫn hơn so với hệ thống AC truyền thống. Việc chuyển đổi AC sang DC và DC sang AC có thể được thực hiện bằng bộ chuyển đổi nguồn dòng (CSC) sử dụng thyristor hoặc bộ chuyển đổi nguồn điện áp (VSC) sử dụng IGBT. Cho đến nay, phần lớn các hệ thống HVDC đã sử dụng công nghệ CSC dựa trên thyristor và chúng có thể chuyển đổi công suất lên đến 4 GW mỗi cực. VSC-HVDC còn khá mới và do đó có ít dự án vận hành nếu so với CSC-HVDC. Hiện nay, công suất của VSC bị giới hạn ở khoảng một phần tư so với công suất của CSC. Mức độ nghiên cứu và phát triển ứng dụng của loại bộ chuyển đổi này là rất cao. Hình 2.26 cho thấy cấu hình hệ thống lai với một CSC dựa trên thyristor hoạt động như một bộ chỉnh lưu kết nối qua các đường dây truyền tải cao áp tới các VSC hoạt động như các bộ nghịch lưu.

Mục đích chính của việc sử dụng CSC ở phía chỉnh lưu là công nghệ tiên tiến của nó cho phép chuyển đổi công suất lớn hơn (trong phạm vi vài GW) với chi phí tương đối thấp so với chi phí của VSC. Ở các đầu bộ nghịch lưu, có thể sử dụng nhiều VSC để công suất có thể được truyền tới các vị trí khác nhau mà không gặp vấn đề về sự cố chuyển mạch và công suất chủ động và phản kháng có thể được điều khiển độc lập bởi mỗi VSC. Cũng có thể trao đổi công suất giữa các VSC.



Hình 2. 26 Đề xuất cấu trúc hệ thống HVDC lai. PCC: điểm nối chung

Lỗi chuyển mạch là một vấn đề đối với các bộ nghịch lưu dựa trên thyristor, có thể gây ra sụt áp trong lưới AC kết nối với bộ chỉnh lưu. Vấn đề này không tồn tại khi sử dụng VSC. Một điểm quan trọng khác về hệ thống được đề xuất là khả năng điều khiển độc lập công suất chủ động và công suất phản kháng.

Hệ thống H<sup>2</sup>VDC được trình bày trong Hình 2.26 mang lại một số lợi ích và cải tiến đối với hoạt động của các hệ thống điện, so với CSC-HVDC và VSC-HVDC thuần

túy. Những lợi ích của hệ thống  $H^2VDC$  được liệt kê dưới đây:

- Trong trường hợp lưới AC tiếp nhận bị sập,  $H^2VDC$  có thể được khôi phục hoàn toàn hoặc một phần nhờ khả năng “khởi động đen” của VSC-HVDC.
- Công suất chủ động và phản kháng tại VSC-HVDC có thể được điều khiển độc lập, chỉ bị giới hạn bởi công suất định mức của nó. Công suất phản kháng có thể được sử dụng để điều khiển điện áp tại đầu AC của nó, và đặc tính này làm giảm nhu cầu thiết bị bù công suất phản kháng. Ngoài ra, nó mang lại độ tin cậy cao hơn cho hệ thống lưới AC tiếp nhận. Tất nhiên, khi VSC-HVDC hoạt động với công suất tối đa, việc điều khiển điện áp AC không thể thực hiện được vì hệ số công suất bằng một.
- Không cần tỷ số ngắn mạch tối thiểu (SCR) tại lưới AC tiếp nhận, có thể là một mạng thụ động. Do đó, không cần các thiết bị như máy phát đồng bộ hay bộ bù đồng bộ để tăng SCR, có nghĩa là diện tích cần thiết có thể nhỏ hơn so với CSC-HVDC truyền thống.
- Dòng ngắn mạch DC có thể được điều khiển bằng cách sử dụng các mô-đun cầu đầy đủ (FB) trong MMC.
- Có thể truyền tải công suất nhiều hơn (4 GW) so với hệ thống MMC-HVDC thuần túy với chi phí thấp hơn.
- Vì không có lỗi chuyển mạch ở các bộ nghịch lưu của hệ thống  $H^2VDC$ , tác động lên lưới AC chính lưu, do sự cố ngắn mạch tại hệ thống AC tiếp nhận, nhỏ hơn so với tình huống tương tự đối với hệ thống truyền tải CSC-HVDC. Điều này có nghĩa là không cần thiết bị bổ sung tại lưới AC chính lưu. Vì vậy, chi phí toàn cầu của hệ thống truyền tải cũng có thể giảm do điều này.
- Việc sử dụng hệ thống  $H^2VDC$  có thể làm cho vận hành hệ thống điện trở nên tin cậy hơn, mang lại lợi ích cho hệ thống điện bao gồm giảm các khoản phạt áp dụng trong trường hợp gián đoạn dịch vụ, điều này có nghĩa là giảm chi phí cho công ty điện lực.

## CHƯƠNG 3: ỨNG DỤNG MATLAB/SIMULINK ĐÁNH GIÁ CÔNG NGHỆ VSC-HVDC

### 3.1. Mục tiêu

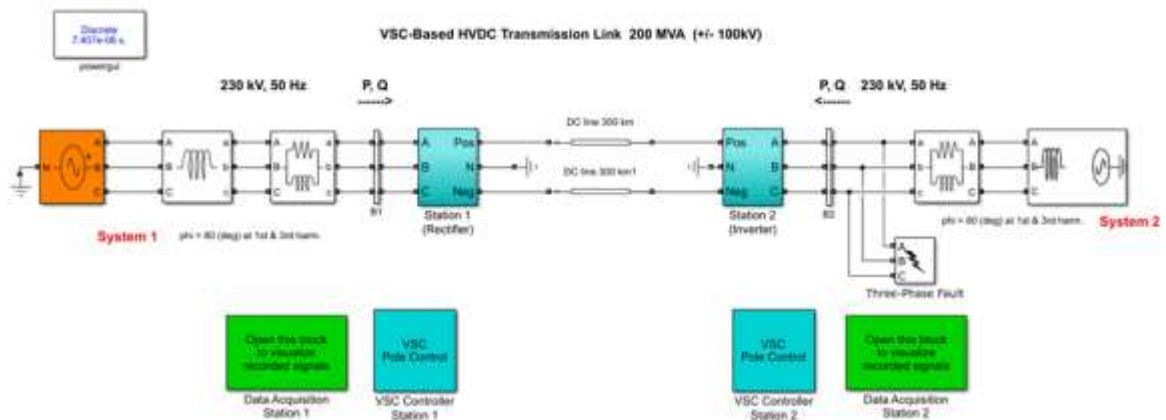
Mục tiêu của chương này là thông qua mô hình hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp sử dụng công nghệ VSC-HVDC trên nền tảng MATLAB/Simulink. Chương trình mô phỏng sẽ được sử dụng để đánh giá khả năng vận hành của hệ thống trong các chế độ hoạt động khác nhau. Các mục tiêu cụ thể bao gồm:

- Phân tích cấu trúc mô hình VSC-HVDC và các thành phần chính trong hệ thống;
- Trình bày nguyên lý hoạt động và phương pháp điều khiển hệ thống VSC-HVDC;
- Mô phỏng hoạt động của hệ thống trong các điều kiện ổn định và khi có sự cố;
- Đánh giá hiệu suất vận hành và mức độ đáp ứng của hệ thống theo các tiêu chí: chất lượng điện áp, tần số, sóng hài, khả năng xử lý sự cố và độ tin cậy.

Thông qua đó, chương này nhằm kiểm chứng xem hệ thống VSC-HVDC được mô phỏng có đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật và tiêu chuẩn vận hành trong thực tế hay không.

### 3.2. Mô tả hệ thống

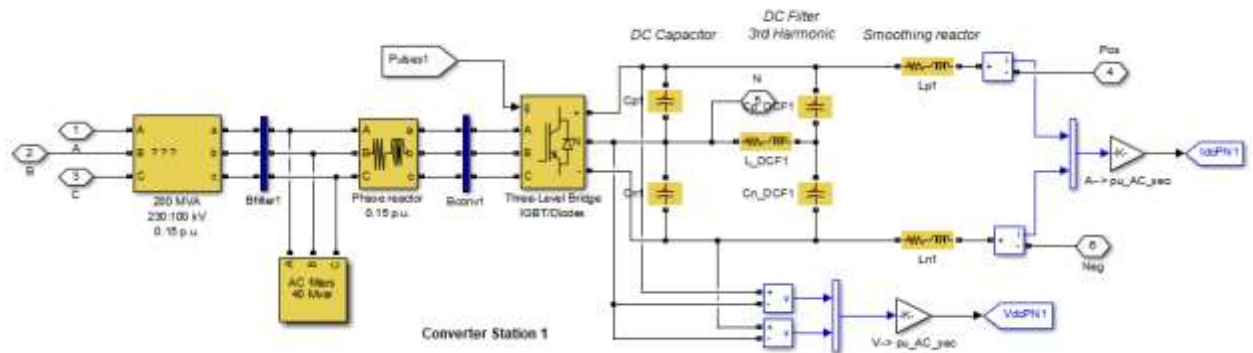
Mô hình hệ thống VSC-HVDC Hình 3.1 được phát triển bằng MATLAB/Simulink có sẵn dưới dạng tệp ví dụ trong phần mềm.



Hình 3. 1 Mô hình VSC-HVDC trên MATLAB SIMULINK

Một hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp sử dụng bộ chuyển đổi nguồn điện áp (VSC-HVDC) có công suất 200 MVA (+/- 100 kV DC) được sử dụng để truyền tải điện từ một hệ thống xoay chiều 230 kV, 2000 MVA, 50 Hz sang một hệ thống xoay chiều tương tự. Bộ chỉnh lưu (rectifier) và bộ nghịch lưu (inverter) là các bộ chuyển đổi VSC ba mức (NPC - Neutral Point Clamped) sử dụng IGBT/Diode đóng cắt nhanh.

Phương pháp điều chế độ rộng xung sin (SPWM - Sinusoidal Pulse Width Modulation) sử dụng sóng mang tam giác một pha với tần số gấp 27 lần tần số cơ bản (1350 Hz) [13].



Hình 3. 2 Sơ đồ khối Trạm chuyển đổi 1 (Converter Station 1) trong hệ thống truyền tải HVDC

Các thông số hệ thống bao gồm:

- Điện áp định mức: 230 kV
- Điện áp DC: 100 kV
- Công suất định mức: 200 MW
- Cuộn kháng làm mịn: 8 mH
- Tụ điện DC: 70  $\mu$ F
- Tần số hệ thống: 50 Hz
- Tần số chuyển mạch: 1350 Hz

Bên cạnh các bộ chuyển đổi, trạm bao gồm:

Phía xoay chiều (AC): Nguồn điện xoay chiều ba pha được mô hình hóa bằng một nguồn điện áp ba pha mắc nối tiếp với một tổ hợp điện trở - cuộn cảm (R-L)

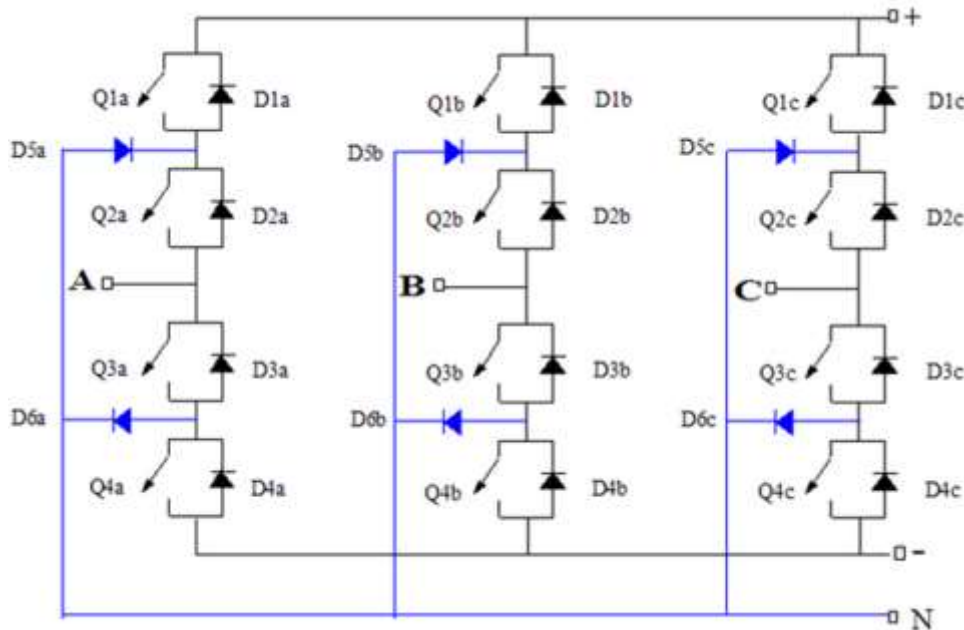
Một máy biến áp chuyển đổi (dấu sao nối đất / tam giác) được sử dụng để đạt được sự biến đổi điện áp tối ưu. Cách đấu dây này giúp chặn các sóng hài bậc ba do bộ chuyển đổi tạo ra. Mô phỏng không bao gồm bộ chuyển đổi nấc của biến áp hoặc hiện tượng bão hòa, mà sử dụng hệ số nhân áp đặt trên điện áp sơ cấp của biến áp. Cuộn kháng chuyển đổi và điện kháng tản của biến áp cho phép điều chỉnh biên độ và pha của điện áp đầu ra VSC so với hệ thống AC, từ đó điều khiển công suất tác dụng và phản kháng của bộ chuyển đổi.

Để đáp ứng các yêu cầu về sóng hài của hệ thống AC, bộ lọc sóng hài AC là một phần quan trọng của sơ đồ. Chúng có thể được kết nối song song với hệ thống AC hoặc phía bộ chuyển đổi của biến áp. Vì các sóng hài chủ yếu có tần số cao, nên bộ lọc chủ yếu là lọc thông cao thay vì các bộ lọc điều chỉnh riêng lẻ. Trong mô hình này, một cuộn kháng chuyển đổi (dạng lõi không khí) được sử dụng để cách ly tần số cơ bản (tại thanh góp bộ lọc) khỏi sóng dạng PWM thô (tại thanh góp bộ chuyển đổi).

Phía một chiều (DC): Các trạm chuyển đổi được biểu diễn một bộ chuyển đổi công suất loại thiết bị chuyển mạch công suất IGBT và số lượng nhánh ba mức bao ba nhánh. Mỗi nhánh bao gồm bốn thiết bị chuyển mạch cùng với các diode đối song song và hai diode kẹp trung tính như được thể hiện trong Hình 3.3.

Điện áp đầu ra của bộ chuyển đổi 3L có ba mức: 0, +V và -V, dao động ở tần số chuyển mạch. Bộ chỉnh lưu và bộ nghịch lưu được kết nối với nhau thông qua đường dây dài 300 km.

Các tụ điện DC dự trữ được kết nối với các đầu cực của VSC. Chúng ảnh hưởng đến động lực học của hệ thống và độ gợn điện áp trên phía DC. Bộ lọc phía DC dùng để chặn các tần số cao được điều chỉnh ở bậc sóng hài thứ 3, tức là bậc sóng hài chính xuất hiện trong các điện áp cực dương và cực âm. Sóng hài DC cũng có thể là sóng hài chuỗi không (các bội số lẻ của 3) được truyền sang phía DC (ví dụ, thông qua các bộ lọc AC nối đất). Một cuộn kháng làm mịn được kết nối nối tiếp tại mỗi cực đầu ra.



Hình 3. 3 Bộ chuyển đổi công suất

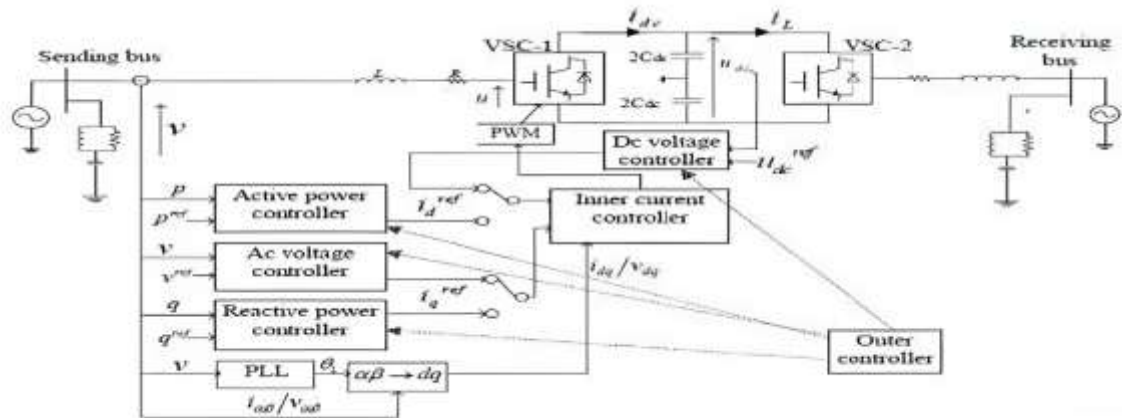
### 3.3. Hệ thống điều khiển VSC

Theo [14], thiết kế bộ điều khiển của bộ chuyển đổi 1 và bộ chuyển đổi 2 là giống hệt nhau. Hai bộ điều khiển này hoạt động độc lập và không có sự liên lạc giữa chúng.

Hệ thống điều khiển của VSC-HVDC dựa trên vòng điều khiển dòng điện bên trong để kiểm soát dòng điện xoay chiều. Các tham chiếu dòng điện xoay chiều được cung cấp bởi bộ điều khiển bên ngoài. Bộ điều khiển bên ngoài bao gồm:

- Bộ điều khiển điện áp DC

- Bộ điều khiển công suất tác dụng
- Bộ điều khiển công suất phản kháng
- Bộ điều khiển tần số



Hình 3. 4 Hệ thống điều khiển VSC-HVDC và giao diện với mạch chính

Giá trị tham chiếu của dòng điện tác dụng được lấy từ bộ điều khiển điện áp DC và bộ điều khiển công suất tác dụng. Giá trị tham chiếu của dòng điện phản kháng được lấy từ bộ điều khiển điện áp xoay chiều và bộ điều khiển công suất phản kháng. Tất cả các bộ điều khiển này sử dụng bộ tích phân để loại bỏ sai số ở trạng thái ổn định. Một bộ chuyển đổi điều khiển điện áp DC để đạt được cân bằng công suất. Bộ chuyển đổi còn lại có thể đặt giá trị công suất tác dụng bất kỳ trong giới hạn của hệ thống.

Bộ điều khiển dòng điện bên trong hoạt động trong hệ quy chiếu dq, đảm bảo dòng điện theo dõi giá trị tham chiếu do bộ điều khiển bên ngoài cung cấp. Điều này giúp tạo ra giá trị điện áp tham chiếu cần thiết cho bộ chuyển đổi.

### 3.3.1. Bộ điều khiển dòng điện bên trong

Vòng điều khiển dòng điện bên trong được thực hiện trong hệ tọa độ dq. Mục tiêu của bộ điều khiển dòng điện bên trong là theo dõi các giá trị tham chiếu dòng điện do các bộ điều khiển bên ngoài cung cấp và tạo ra các giá trị tham chiếu điện áp, sau đó được cấp cho nguồn điện áp điều khiển.

### 3.3.2. Bộ điều khiển bên ngoài

#### 3.2.2.1. Điều khiển điện áp DC

Công suất tác dụng tức thời và công suất phản kháng được truyền trong hệ thống ba pha, cũng như công suất được truyền trên phía DC của bộ biến đổi nguồn điện áp (VSC), được biểu diễn trong hệ tọa độ dq.

#### 3.2.2.2. Bộ điều khiển công suất tác dụng

Một phương pháp đơn giản để điều khiển công suất tác dụng là điều khiển vòng hở. Tham chiếu dòng điện tác dụng được xác định theo công thức:

$$i_{dref} = \frac{P}{v_d} \quad (3.1)$$

Trong đó, P là công suất tác dụng mong muốn.

### 3.2.2.3. Bộ điều khiển công suất phản kháng

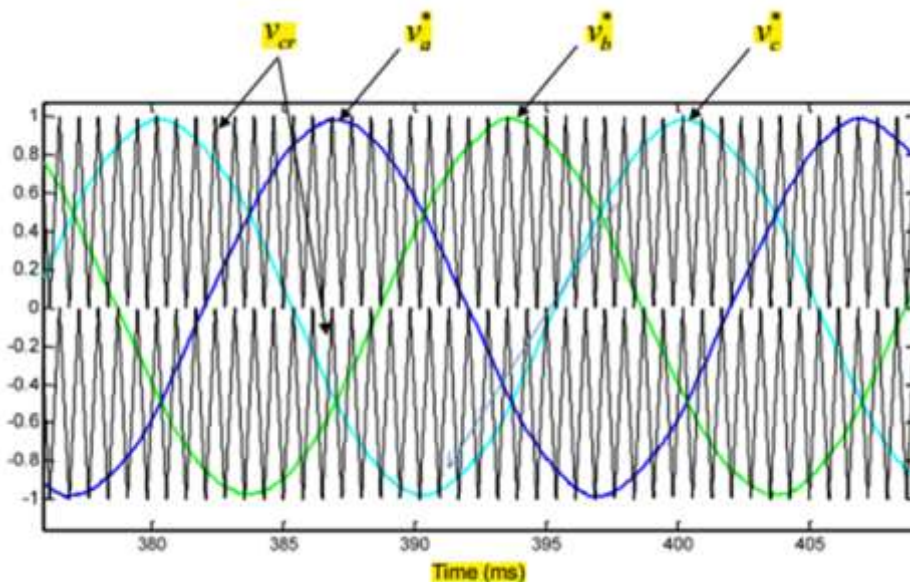
Một phương pháp đơn giản để điều khiển công suất phản kháng là điều khiển vòng hở. Tham chiếu dòng điện phản kháng được xác định theo công thức:

$$i_{qref} = \frac{Q}{v_d} \quad (3.2)$$

Trong đó, Q là công suất phản kháng mong muốn.

### 3.2.2.4. Kỹ thuật điều chế

Phương pháp điều chế được sử dụng trong báo cáo này, và được mô tả trong phần này, là kỹ thuật PWM dựa trên sóng mang, đây là phương pháp ưa chuộng cho các ứng dụng VSC-HVDC.

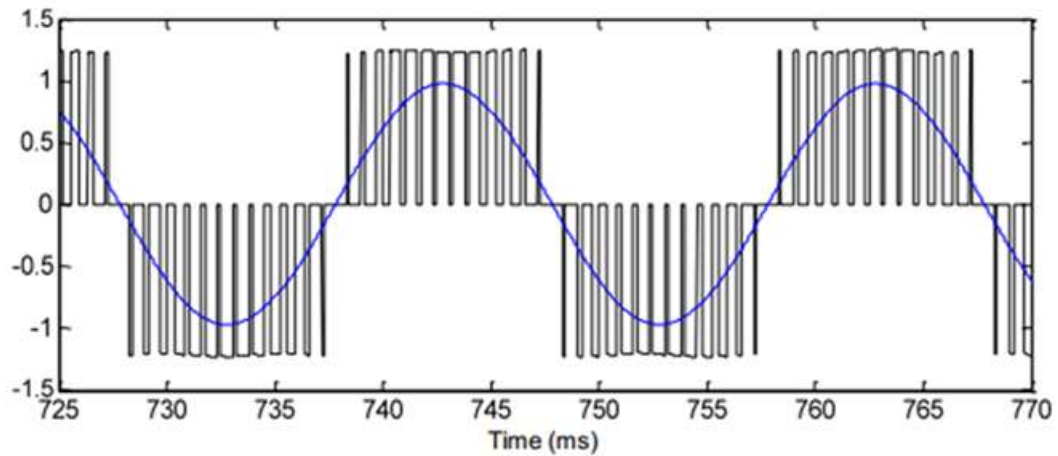


Hình 3. 5 Các điện áp tham chiếu và dạng sóng mang tam giác PWM cho VSC 3 bậc

PWM dựa trên sóng mang là phương pháp được sử dụng rộng rãi nhất trong điều chế chiều rộng xung ở các bộ biến tần 3 cấp. Phương pháp này sử dụng các bộ điều chế sóng mang riêng biệt cho từng pha trong ba pha. Vector điện áp tham chiếu ( $v_{abc}^*$ ) chứa ba điện áp hình sin ở trạng thái ổn định được tạo ra bởi bộ điều khiển trong Hình 3.5. Vector  $v_{abc}^*$  tạo thành một hệ thống ba pha đối xứng được so sánh với tín hiệu sóng mang hình tam giác tần số cao  $v_{cr}$ , được chia sẻ chung cho ba pha riêng biệt.

Tần số chuyển mạch  $f_{sw}$ , là bội số của tần số hệ thống cơ bản  $f_1$ , cho phép điều chế nhanh và loại bỏ hiệu quả các bậc sóng hài tần số thấp. Đầu ra của khối so sánh giữa sóng mang và điện áp tham chiếu là tín hiệu số có giá trị bằng 1 khi điện áp tham chiếu

lớn hơn sóng mang hình tam giác và giá trị bằng 0 khi điện áp tham chiếu nhỏ hơn tín hiệu sóng mang. Đầu ra của bộ so sánh tương ứng với mô hình chuyển mạch (xung kích) của các van IGBT, như được thể hiện trong Hình 3.6.



Hình 3. 6 Điện áp bộ biến đổi 3 bậc (pu) (màu xanh: thành phần 50Hz, màu đen: đầu ra bộ biến đổi)

Tín hiệu tham chiếu hoặc tín hiệu điều khiển được sử dụng để điều chế tỷ lệ công suất của van và có tần số của điện áp hệ thống AC cơ bản. Điện áp đầu ra của VSC sẽ không phải là một dạng sóng hình sin hoàn hảo và sẽ chứa thành phần hài.

### 3.4. Kịch bản mô phỏng và kết quả

Mô phỏng hệ thống VSC-HVDC được thực hiện bằng phần mềm MATLAB/SIMULINK. Hệ thống được kiểm tra với chiến lược điều khiển: Bộ chuyển đổi 1 điều khiển công suất tác dụng và phản kháng, bộ chuyển đổi 2 điều khiển điện áp DC và công suất phản kháng.

#### 3.4.1. Kiểm tra trạng thái ổn định của hệ thống

Các sự kiện xảy ra:

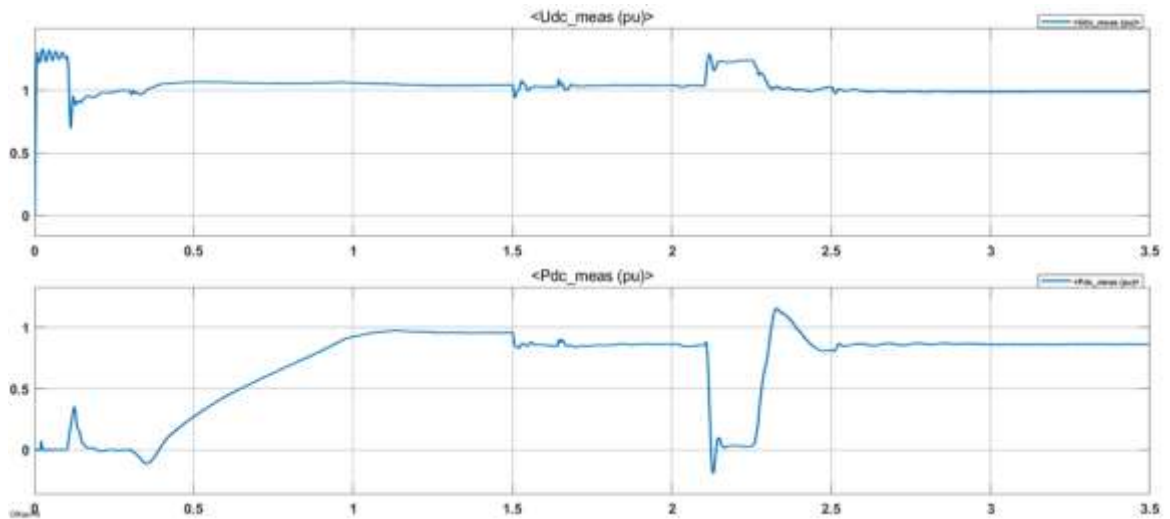
- Trạm 1:  $t = 1.5$  s: Giảm 0.1 p.u. công suất tác dụng (từ 1 p.u. xuống 0.9 p.u.).
- Trạm 1:  $t = 2.0$  s: Thay đổi tham chiếu công suất phản kháng của bộ chỉnh lưu từ 0 đến -0.1 p.u.
- Trạm 2:  $t = 2.5$  s: Giảm điện áp DC tham chiếu của bộ nghịch lưu từ 1 p.u. xuống 0.95 p.u.

#### 3.4.2. Kiểm tra dao động khi có sự cố phía AC

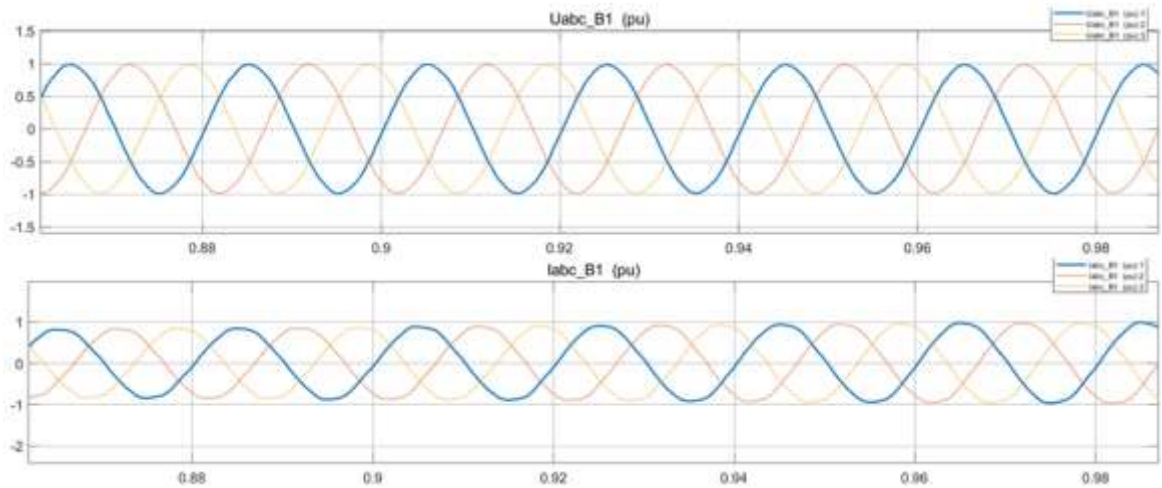
Các sự kiện xảy ra:

- Trạm 1:  $t=1.5$  trong khoảng 0.14 s điện áp giảm - 0.1 pu
- Trạm 2:  $t=2.1-2.25$  s một sự cố chạm đất ba pha ( three-phase to ground fault) xảy ra tại thanh cái trạm 2.

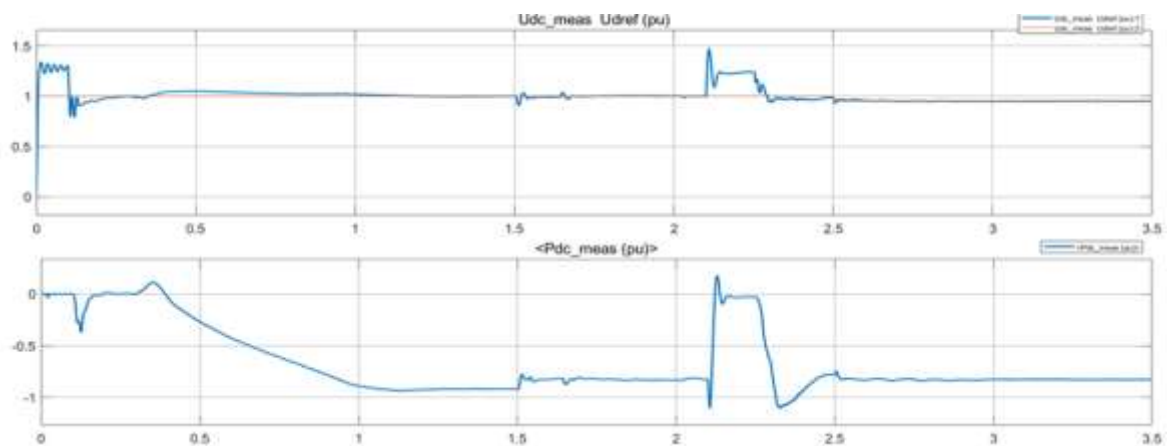
#### 3.4.3. Kết quả và phân tích mô phỏng



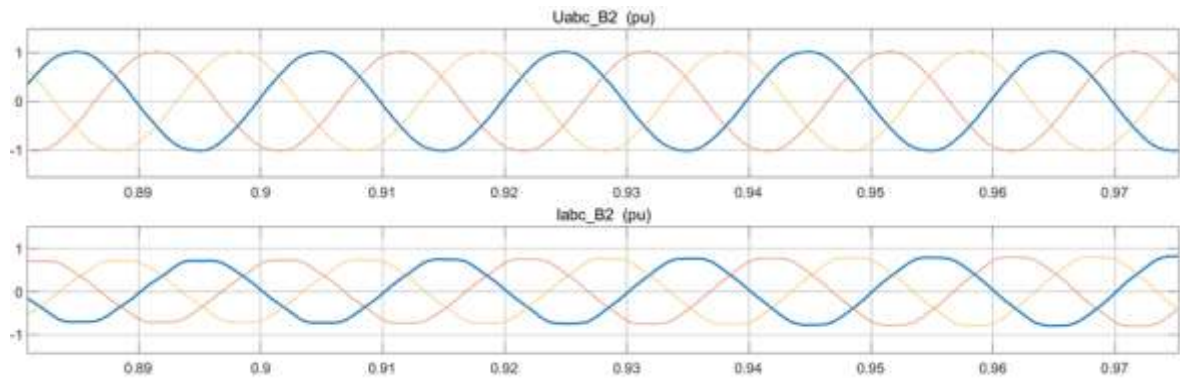
Hình 3. 7 Điện áp DC và công suất DC tại đầu phát



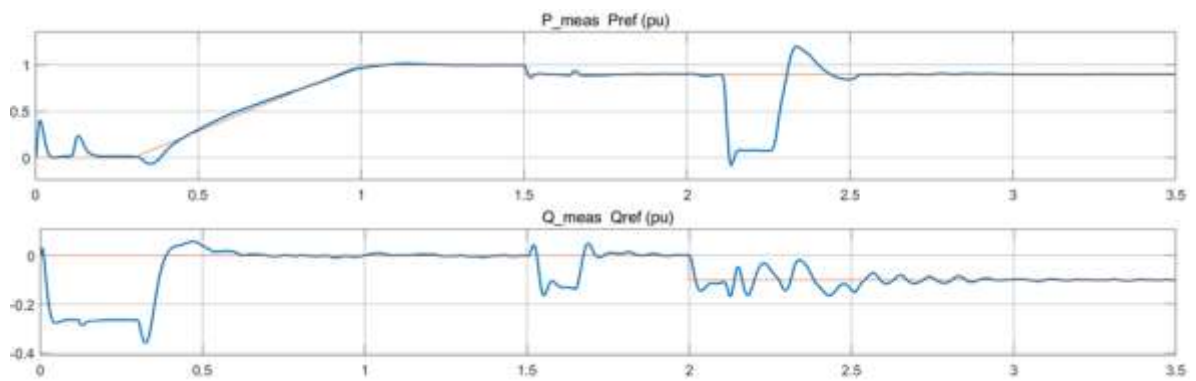
Hình 3. 8 Điện áp xoay chiều ba pha và dòng điện xoay chiều ba pha tại đầu phát



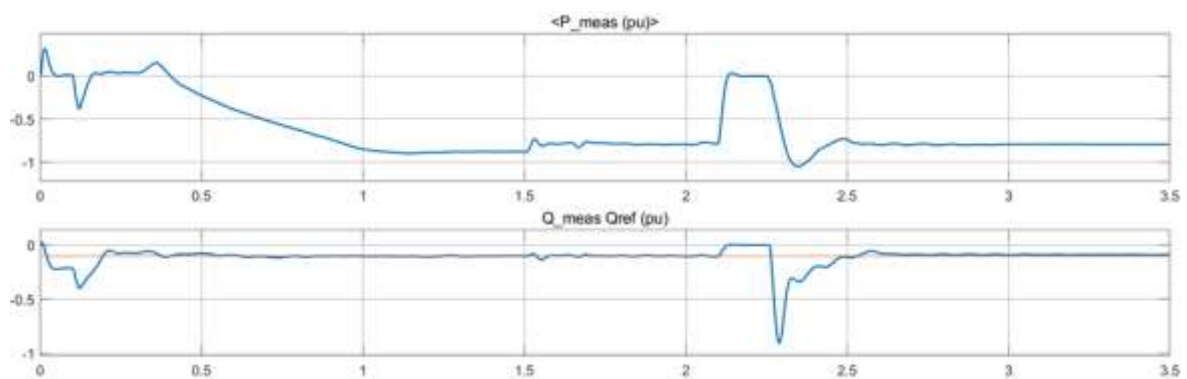
Hình 3. 9 Điện áp DC và công suất DC tại đầu nhận.



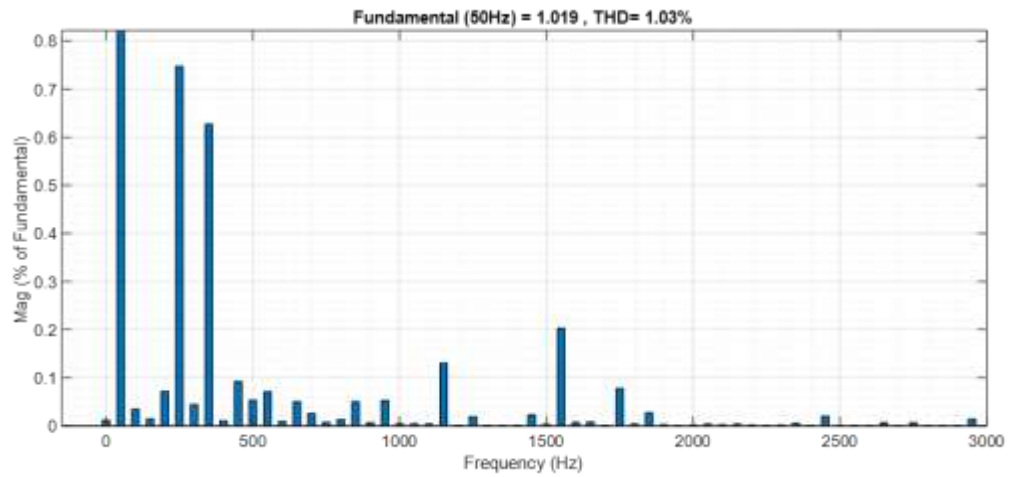
Hình 3. 10 Điện áp xoay chiều ba pha và dòng điện xoay chiều ba pha tại đầu nhận



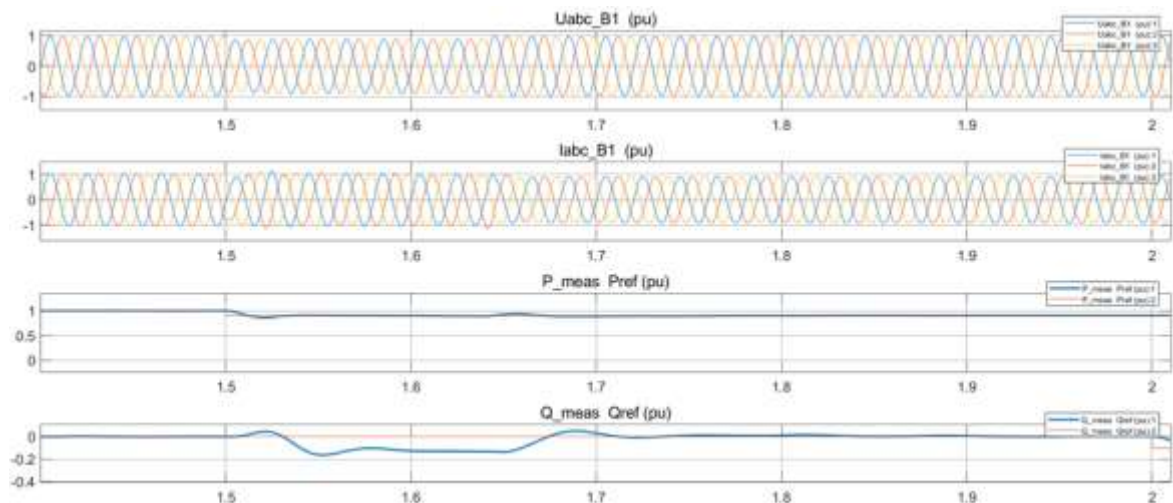
Hình 3. 11 Công suất tác dụng và công suất phản kháng khi có bước thay đổi đầu vào tại đầu phát



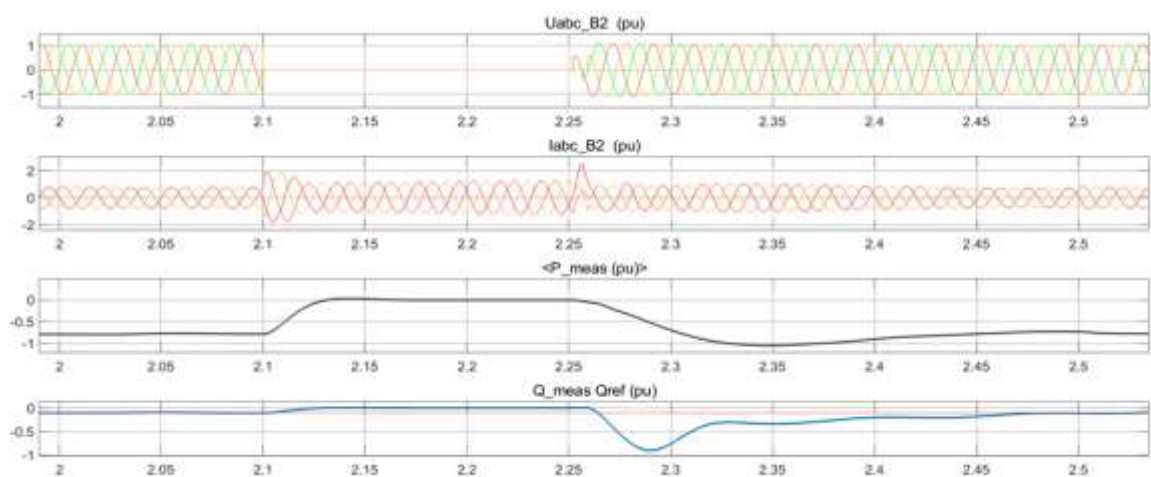
Hình 3. 12 Công suất tác dụng và công suất phản kháng khi có bước thay đổi đầu vào tại đầu nhận



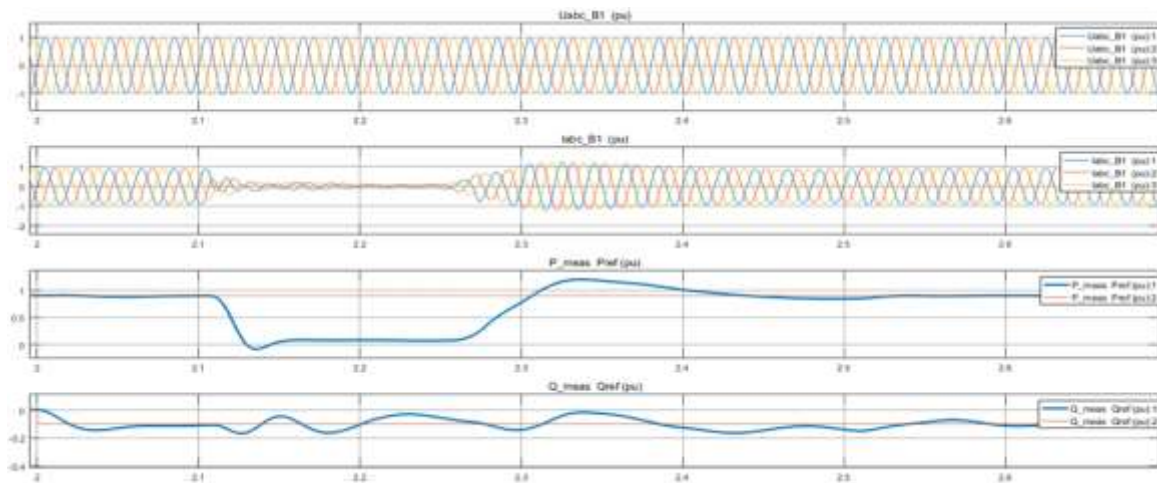
Hình 3. 13 Phân tích sóng hài trên phía AC trạm 1



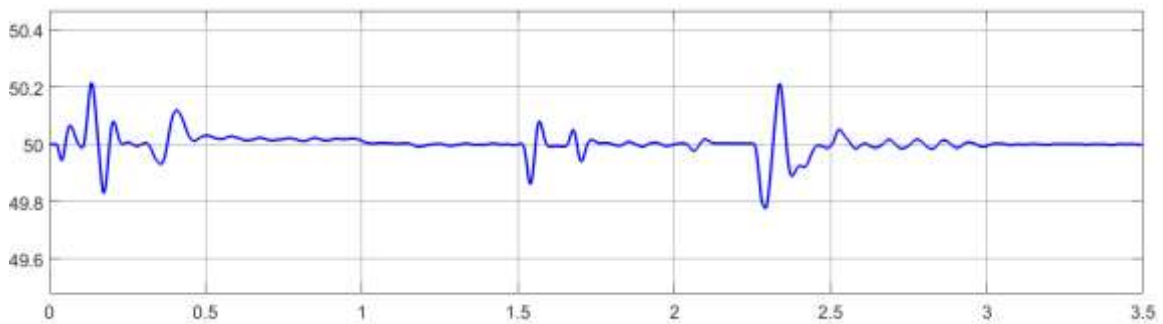
Hình 3. 14 Mức đáp ứng của hệ thống khi thay đổi giá trị tham chiếu ở trạm 1



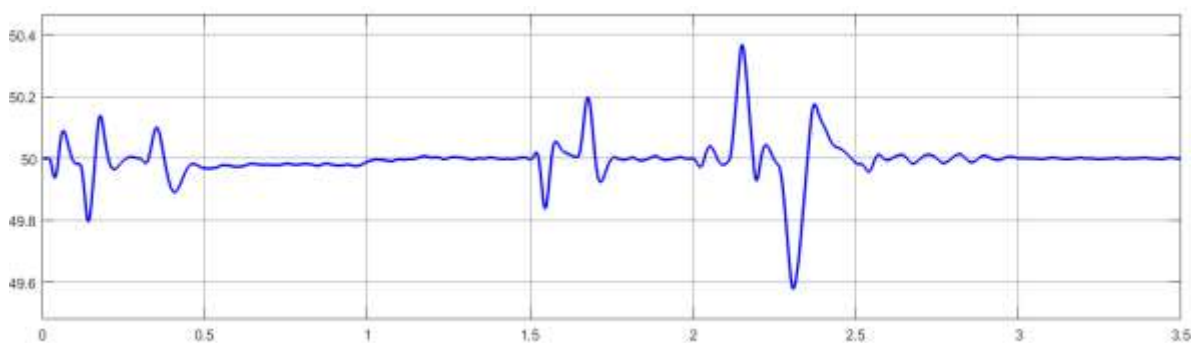
Hình 3. 15 Mức đáp ứng của hệ thống khi có sự cố ngắn mạch 3 pha ở trạm 2



Hình 3. 16 Mức đáp ứng của hệ thống khi có sự cố ngắn mạch 3 pha ở trạm 1



Hình 3. 17 Tần số hệ thống tại trạm 2



Hình 3. 18 Tần số hệ thống tại trạm 1

- Qua hình Hình 3.7 và Hình 3.9 ta thấy hệ thống khởi tạo và đạt ổn định với lượng công suất định mức 1 p.u lượng công suất chủ động ổn định khoảng sau 1s.

- Hình 3.11 khi có bước thay đổi công suất tác dụng hay công suất phản kháng ở bộ VSC1 các giá trị thể hiện bám sát giá trị tham chiếu từ đó cho thấy công suất có thể được điều khiển độc lập tại mỗi VSC. Từ Hình 3.16 có thể thấy rằng điện áp AC ở phía chỉnh lưu gần như không bị ảnh hưởng bởi sự cố ở phía biến tần của hệ thống, điều này xác nhận giả định về việc điều khiển điện áp độc lập tại mỗi đầu VSC. Liên kết VSC-HVDC cách ly hai hệ thống AC khỏi bất kỳ tác động tiêu cực nào lên điện áp AC do sự cố.
- Hình 3.12 Phản ứng đối với bước thay đổi âm 5% áp dụng cho mục tiêu điện áp DC (VSC-2) cho thấy điều khiển điện áp DC theo sát mục tiêu điện áp đặt. Theo Hình 3.15 vì sử dụng điều khiển độc lập, điện áp xoay chiều (AC) ở phía biến tần (inverter) không bị ảnh hưởng bởi sự thay đổi điện áp DC.
- Vào thời điểm  $t=2.1s$ , một sự cố ngắn mạch ba pha được áp dụng trong 0,15s tại thanh cái B2 trạm 2. Hình 3.7 và Hình 3.9 cho thấy Điện áp DC quá mức trong quá trình sự cố phía AC do điện dung phía DC bị sạc quá mức và do sự giảm công suất có thể truyền tải vào hệ thống AC được giới hạn ở mức khoảng 20% bởi bộ điều khiển điện áp DC. Từ Hình 3.15 công suất hoạt động giảm xuống bằng không trong suốt sự cố, và hồi phục trong vòng 0.2s sau khi sự cố được giải quyết, công suất phản kháng không thay đổi trong suốt sự cố và trải qua một biến động ngắn sau khi giải quyết, sau đó từ từ hồi phục sau khoảng 0.25s mô phỏng.
- Qua Hình 3.13 ta thấy tổng độ méo sóng hài và sóng hài riêng lẻ nằm trong phạm vi cho phép.
- Qua Hình 3.17 và Hình 3.18 ta thấy khi hoạt động bình thường tần số dao động nhẹ quanh 50 Hz, hệ thống vận hành ổn định. Khi thay đổi giá trị tham chiếu hệ thống xuất hiện dao động mạnh hơn một chút, nhưng tần số vẫn duy trì quanh  $50 \pm 0.2$  Hz và dần ổn định trở lại. Khi sự cố ngắn mạch tại Trạm 2 làm tần số dao động mạnh với biên độ lớn hơn hẳn (có lúc tần số giảm xuống dưới 49.6 Hz và tăng trên 50.4 Hz) nhưng hệ thống có khả năng tự phục hồi nhanh sau sự cố.

#### **3.4.4. Kết luận**

Dựa trên kết quả mô phỏng và các yêu cầu của Thông tư 39/2015/TT-BCT, chúng ta có thể đánh giá như sau:

- a. Chất lượng điện áp
  - Trong trạng thái ổn định, điện áp AC và DC duy trì ổn định, không có dao động lớn.
  - Trong sự cố ngắn mạch ba pha ( $t=2.1$  s, kéo dài 0.15 s), điện áp AC giảm sâu nhưng phục hồi trong 0.2 s ( $<0.5s$ ) sau khi sự cố được khắc phục
  - Điện áp DC tăng quá mức trong sự cố do tụ DC bị sạc, nhưng được giới hạn bởi bộ điều khiển.

- Biến động điện áp trong sự cố vượt  $\pm 5\%$  (do ngắn mạch), nhưng điều này nằm trong các tình huống bất thường và được xử lý nhanh chóng.

⇒ Hệ thống đáp ứng yêu cầu về chất lượng điện áp trong điều kiện thường và phục hồi nhanh sau sự cố.

b. Tần số hệ thống

- Trong điều kiện bình thường, tần số đáp ứng yêu cầu của Thông tư 39 ( $\pm 0.2$  Hz).
- Trong trường hợp sự cố, tần số vượt khỏi giới hạn cho phép ( $\pm 0.4$  Hz), mô phỏng cho thấy hệ thống tự phục hồi nhanh sau sự cố, phù hợp với yêu cầu.

⇒ Hệ thống có khả năng duy trì tần số ổn định, đáp ứng quy định.

c. Sóng hài

- Các sóng hài chủ yếu là bậc cao, được loại bỏ hiệu quả bởi bộ lọc.
- Yêu cầu THD không quá 3% (1.03%) nằm trong phạm vi cho phép.

⇒ Hệ thống đáp ứng yêu cầu về kiểm soát sóng hài.

d. Khả năng xử lý sự cố

- Hệ thống đáp ứng yêu cầu về cách ly sự cố và phục hồi nhanh (0.2-0.25 s so với 0.5 s tối đa).
- Khả năng duy trì ổn định trong sự cố ngắn mạch đáp ứng yêu cầu về độ tin cậy.

⇒ Hệ thống đáp ứng tốt yêu cầu xử lý sự cố.

e. Độ tin cậy và cách ly

- Hệ thống VSC-HVDC cho phép điều khiển độc lập tại mỗi trạm, đảm bảo không có ảnh hưởng lẫn nhau giữa hai đầu AC.
- Liên kết HVDC cách ly hai hệ thống AC, hạn chế tác động tiêu cực của sự cố.
- Khả năng cách ly và điều khiển độc lập đáp ứng yêu cầu về độ tin cậy và hạn chế lan rộng sự cố.

⇒ Hệ thống đáp ứng yêu cầu về độ tin cậy và cách ly.

## CHƯƠNG 4: ỨNG DỤNG PHẦN MỀM MÔ PHỎNG LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI TÍCH HỢP HVDC TẠI VIỆT NAM

### 4.1. Mô hình hoá lưới điện

#### 4.1.1. Giả thiết đưa vào tính toán

Dữ liệu nguồn và lưới điện sử dụng để tính toán chế độ hệ thống điện được sử dụng từ các nguồn sau [15-17]:

- Sơ đồ kết dây cơ bản hệ thống điện Việt Nam
- Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050
- Quyết định Phê duyệt Quy hoạch tỉnh Quảng Trị thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050.

#### 4.1.2. Thu thập dữ liệu hệ thống điện thực tế tại khu vực Trung Bộ Việt Nam

Theo Viện Năng lượng: “Việt Nam có điều kiện địa hình dài và hẹp, hạn chế về quỹ đất, lại có phân bố tiềm năng NLTT không đều giữa các khu vực. Hơn nữa, phương án chuyển đổi năng lượng sẽ phát triển mạnh mẽ các nguồn NLTT tại miền Trung và miền Nam, hạn chế các nhà máy điện than mới tại miền Bắc dẫn đến nhu cầu truyền tải liên miền dự kiến tăng cao. Những lý do này là điều kiện thuận lợi để xem xét phát triển hệ thống truyền tải điện một chiều HVDC tại Việt Nam. Theo quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn VIII, năm 2020-2023, công suất tải từ khu vực Bắc Trung Bộ theo lưới lên phía bắc khoảng 2200 MW năm 2025 theo Hình 1.5.

Hiện trạng lưới điện Quảng Trị: theo quy hoạch lưới điện tỉnh Quảng Trị thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050.

❖ Danh mục nguồn điện Quảng Trị giai đoạn đến năm 2030 gồm:

- Nhiệt điện (tổng công suất 3160 MW): (Tua bin khí hỗn hợp Quảng Trị (340 MW, 2021-2030); LNG Hải Lăng (1500 MW, 2021-2030); Nhiệt điện than Quảng Trị (1320 MW, đề xuất chuyển sang LNG, 2021-2030).
- Thủy điện: Thực hiện theo Quy hoạch điện VIII và kế hoạch thực hiện.
- Điện gió (tổng công suất 496,3 MW) gồm 14 dự án nổi bật như: (Hướng Phùng 1 (30 MW); Hướng Hiệp 1 (25,5 MW); Hướng Linh 3, 4, 5, 7...; Quảng Trị TNC1 và TNC2 (mỗi dự án 50 MW; LIG-Hướng Hóa 1 và 2 (mỗi dự án 48 MW); ... Thời gian vận hành: 2023–2025).

❖ Danh mục các dự án nguồn điện tiềm năng tỉnh Quảng Trị gồm:

- Nhiệt điện LNG : 2 dự án tại Hải Lăng.

- Thủy điện: 6 dự án tại Hướng Hóa, Đakrông, TX Quảng Trị.
- Điện gió trên bờ: 70 dự án tại Hướng Hóa, Đakrông, Gio Linh, Cam Lộ.
- Điện gió ngoài khơi: 7 dự án tại vùng biển Gio Linh, Vĩnh Linh, Triệu Phong, Hải Lăng, Cồn Cỏ.
- Điện mặt trời: 2 dự án tại Hướng Hóa, Gio Linh, Vĩnh Linh, Triệu Phong, Hải Lăng.
- Điện sinh khối: 6 dự án tại Cam Lộ, Triệu Phong, Vĩnh Linh, Hướng Hóa.

Từ dữ liệu trên ta thấy Quảng Trị là 1 trung tâm năng lượng điện lớn trong khi phụ tải tương đối nhỏ. Theo Biểu đồ 1.1 phụ tải chủ yếu tập trung phát triển mạnh ở 2 đầu đất nước. Phụ tải Bắc Bộ chiếm 1 tỷ trọng tương đối lớn khoảng hơn 38% điện thương phẩm Quốc gia đến năm 2050. Trong thời gian vừa qua, lãnh đạo Đảng, Quốc hội, Chính phủ đã xác định mục tiêu phấn đấu của Việt Nam trong năm 2025 là đạt tăng trưởng kinh tế thấp nhất 8%, phấn đấu ở mức 2 con số trong những năm tiếp theo. Để đạt được mục tiêu tăng trưởng kinh tế, thì mục tiêu tăng trưởng về năng lượng, đặc biệt là điện năng cần đạt hệ số 1,4 – 1,5% mới có thể đáp ứng được những yêu cầu đề ra. Trong khi giảm dần nhiệt điện than không xây dựng nhà máy nhiệt điện than mới sau năm 2030 (theo Quy hoạch điện VIII) nhằm thực hiện cam kết trung hoà cacbon của Chính phủ.

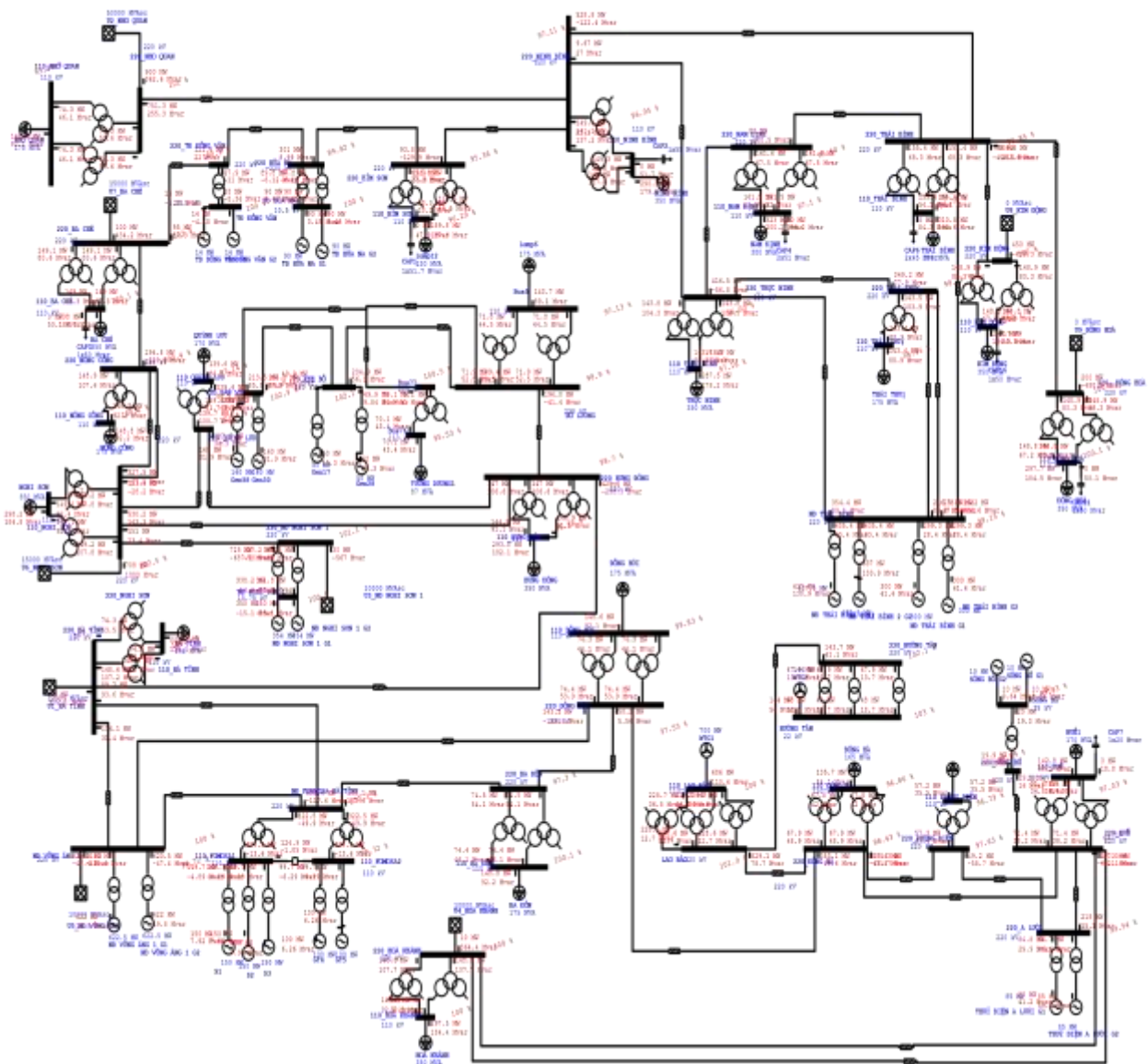
Để tối ưu hóa việc truyền tải công suất từ các khu vực tập trung nhiều nguồn điện tái tạo (gió và mặt trời) tại Đông Hà – Quảng Trị ra phía Bắc, phương án truyền tải bằng hệ thống HVDC đang được xem xét. Theo đề xuất, điểm đến của tuyến truyền tải này được đề xuất là trạm 220 kV Ninh Bình, do vị trí chiến lược của trạm trong hệ thống điện miền Bắc:

- Vị trí trung tâm của khu vực Bắc Bộ: Ninh Bình là nút giao quan trọng trong hệ thống điện khu vực, có khả năng điều tiết và phân phối công suất hiệu quả.
- Kết nối mạnh với Hà Nội và các khu công nghiệp lân cận: Việc truyền tải đến Ninh Bình giúp hỗ trợ ổn định nguồn cung cho Thủ đô và các khu vực phát triển công nghiệp lớn.
- Hỗ trợ cung cấp điện cho duyên hải Bắc Bộ: Giúp tăng cường độ tin cậy và ổn định lưới điện cho các tỉnh ven biển miền Bắc.
- Giảm tải cho hệ thống truyền tải 500 kV: Hạn chế tình trạng quá tải trên lưới điện truyền thống, tối ưu hóa vận hành hệ thống điện quốc gia.

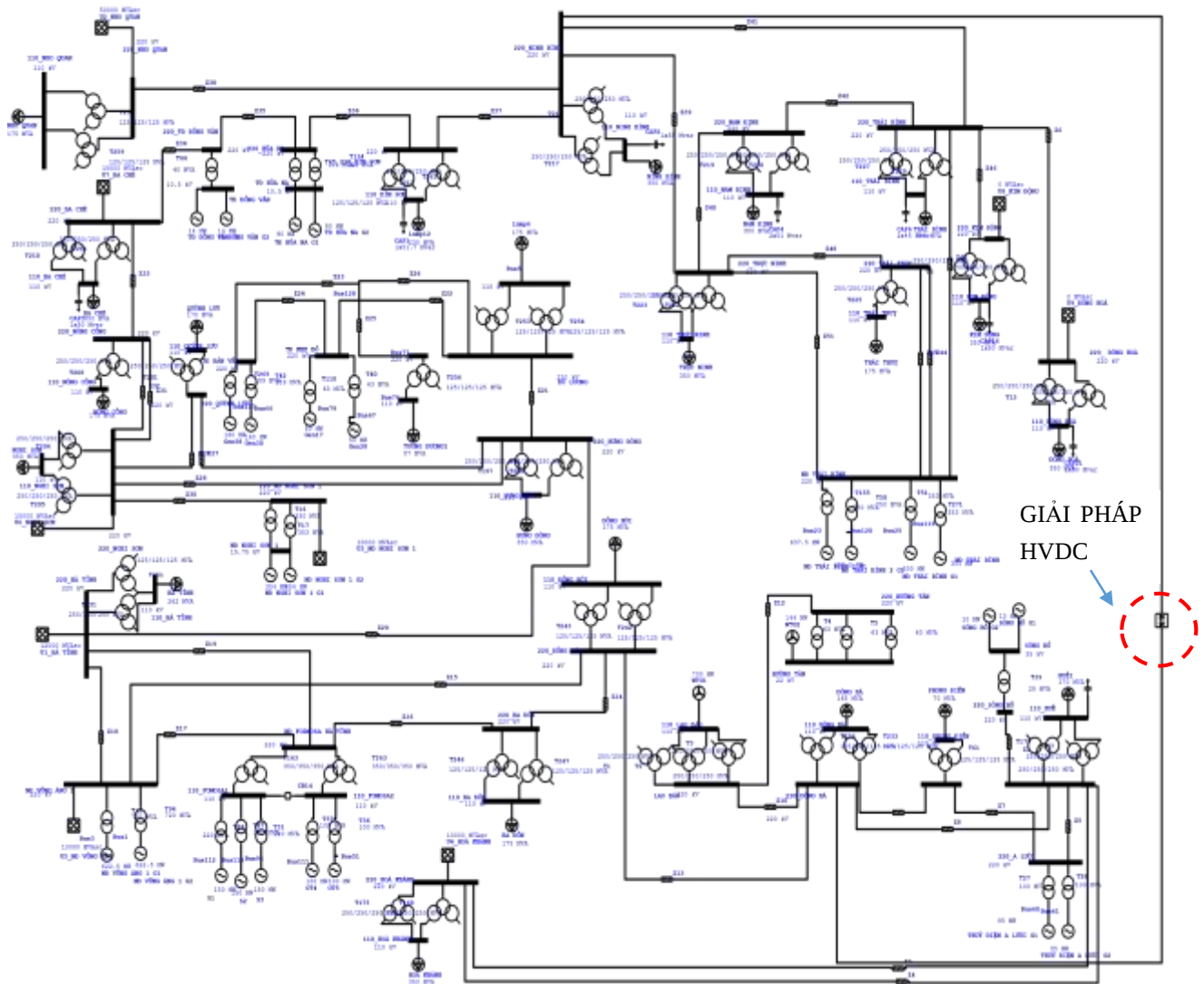
#### **4.1.3. Các thông số kỹ thuật hệ thống HVDC và lưới AC liên quan**

Để xây dựng mô hình lưới điện như Hình 4.1, các thông số số đường dây, nguồn phát, phụ tải được lấy theo sơ đồ kết dây cơ bản hệ thống điện Việt Nam. Sơ đồ được xây dựng lưới điện 220 kV từ trạm biến áp 220 kV Hoà Khánh (Đà Nẵng) ra phía Bắc

được thể hiện trong Hình 4.1. Quá trình mô phỏng hệ thống điện được thực hiện trên phần mềm ETAP, tổng cộng có 130 thanh cái, 51 đường dây được sử dụng, trong đó có 35 thanh cái 220 kV, còn lại là thanh cái là thanh cái đầu cực máy phát và phụ tải phía 110 kV. Hệ thống này có điện áp định mức thanh cái là 220 kV. Từ các dữ liệu này, đã tiến hành nghiên cứu mô phỏng 2 hệ thống HVDC sử dụng nối từ trạm biến áp 220 kV Đông Hà ra trạm biến áp 220 kV Ninh Bình như Hình 4.2. Chương trình mô phỏng đã được chạy trong điều kiện bình thường để so sánh tính hiệu quả của 2 hệ thống truyền tải này lên lưới điện.

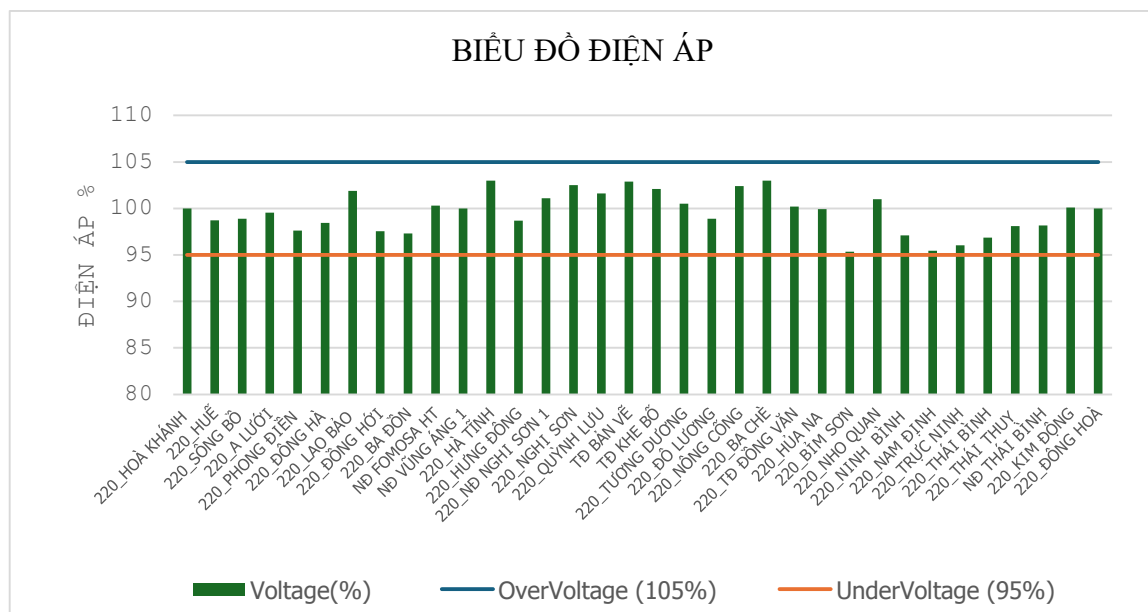


Hình 4. 1 HTĐ 220kV khu vực Trung Bộ và Bắc Bộ



Hình 4. 2 HTĐ 220kV khu vực Trung Bộ - Miền Bắc và giải pháp truyền tải HVDC

Biểu đồ 4. 1: Điện áp tại các nút ở chế độ vận hành bình thường



Tổng tải 4834.596 MW; 2546.84 Mvar.

Tổng nguồn 5113.118 MW; 4697.053Mvar.

Tổng tổn thất công suất trong chế độ vận hành bình thường: 278.523 MW; 2150.212Mvar.

#### 4.2. Phân tích chế độ vận hành đường dây AC

Xét đường dây truyền tải từ trạm biến áp 220kV Đông Hà (tỉnh Quảng Trị) và Trạm biến áp 220kV Ninh Bình ước tính khoảng 600–650 km theo đường bộ có thông số đường dây là  $2 \times \text{ACSR}400 - 650\text{km}$ .

Kết quả của việc thay thế đường dây AC thay vì hệ thống HVDC trong lưới điện 220kV, thông qua mô phỏng phân bố công suất trên phần mềm ETAP như Bảng 4.1.

*Bảng 4. 1 Kết quả chạy mô phỏng phân bố công suất đường dây AC*

| Tiêu chí                                     | 2ACSR400-650km |
|----------------------------------------------|----------------|
| Công suất tác dụng đầu đường dây ( Mw)       | 41.1           |
| Công suất phản kháng đầu đường dây ( Mvar)   | -2.77          |
| Công suất tác dụng cuối đường dây ( Mw )     | -40.151        |
| Công suất phản kháng cuối đường dây ( Mvar ) | 6.053          |
| Tổng tổn thất công suất tác dụng ( Mw )      | 275.507        |
| Tổng tổn thất công suất phản kháng ( Mvar )  | 2142.031       |

Nhận xét: Với đường dây AC chỉ truyền tải lượng công suất 41.1 MW từ đầu, nhưng cuối đường dây chỉ nhận 40.151 MW, mất gần 1 MW do tổn thất truyền tải.

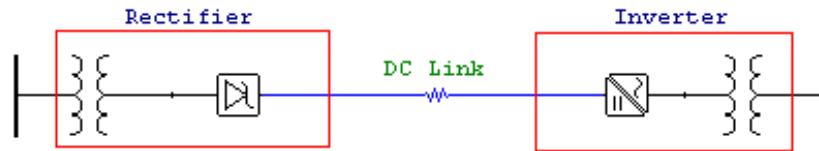
Việc thêm đường dây AC vào hệ thống giúp cải thiện nhẹ hiệu quả vận hành lưới. Cụ thể, tổn thất công suất tác dụng và phản kháng toàn hệ thống đều giảm. Tuy nhiên, mức thay đổi không đáng kể cho thấy công suất truyền qua đường dây còn hạn chế và khả năng chia tải vẫn chưa khai thác tối ưu.

Đường dây truyền tải xoay chiều có đặc điểm nổi bật là dòng công suất được phân bố tự nhiên giữa các nhánh trong hệ thống điện, dựa trên tổng trở và điện áp tại các nút. Nhờ đó, công suất truyền được chia sẻ một cách tự động giữa các nhánh. Tuy nhiên, chính đặc điểm phân bố tự nhiên này lại khiến hệ thống AC không thể chủ động điều khiển dòng công suất theo yêu cầu cụ thể.

#### 4.3. Phân tích chế độ vận hành các hệ thống HVDC

##### 4.3.1. Hệ thống liên kết một chiều cao áp (High Voltage DC Link)

Mô hình Liên kết DC (DC Link) bao gồm các thành phần như Hình 4.3 có thể đặt giá trị định mức trong trang Rating của DC Link Editor.



Hình 4. 3 Mô hình liên kết DC

| Rectifier (Input) | Rectifier Transformer |
|-------------------|-----------------------|
| kV: 220           | Prim. kV: 220         |
| Hz: 50            | MVA: 1000             |
|                   | Sec. kV: 110          |
|                   | Xc: 2 %               |
|                   | Tap: 5 %              |

| Inverter (Output) | Inverter Transformer |
|-------------------|----------------------|
| kV: 220           | Prim. kV: 220        |
| Hz: 50            | MVA: 1000            |
|                   | Sec. kV: 110         |
|                   | Xc: 2 %              |
|                   | Tap: 5 %             |

| DC Link                  |                        |
|--------------------------|------------------------|
| # of Bridges: 2          | Configuration: Bipolar |
| Resistance: 28 Ohms      |                        |
| Rating: Imax: 150 %      | Min Alpha: 5 Degree    |
| Vdc: 270 kV              | Max Alpha: 20 Degree   |
| Idc: 2.222 kA            | Min Gamma: 15 Degree   |
| Pdc: 600 MW              | Max Gamma: 20 Degree   |
| Operating: Vdc: 266.5 kV |                        |
| Idc: 3.043 kA            |                        |
| Pdc: 811.155 MW          |                        |
| Alpha: 5 Degree          |                        |
| Gamma: 47 Degree         |                        |

Hình 4. 4 Cài đặt thông số có hệ thống

- ❖ Rectifier (Input): Bộ chỉnh lưu (ngõ vào) nhập thông số điện áp (kV), tần số (Hz) của mạng điện
- ❖ Rectifier transformer: máy biến áp chỉnh lưu
  - Prim & Sec kV: Nhập điện áp định mức sơ cấp và thứ cấp của máy biến áp chỉnh lưu tính bằng kilovolt. Prim. kV là phía hệ thống xoay chiều.
  - MVA: Nhập công suất định mức của máy biến áp chỉnh lưu (MVA).
  - Tap: Nhập cài đặt nấc máy biến áp dưới dạng phần trăm.
  - Xc: Nhập điện kháng của máy biến áp chỉnh lưu dưới dạng phần trăm dựa trên công suất định mức MVA của máy biến áp và điện áp thứ cấp (Sec kV).
- ❖ Inverter (Output): Bộ Nghịch Lưu (Ngõ Ra) nhập thông số điện áp (kV), tần số (Hz) của mạng điện
- ❖ Inverter Transformer: Máy Biến Áp Nghịch Lưu

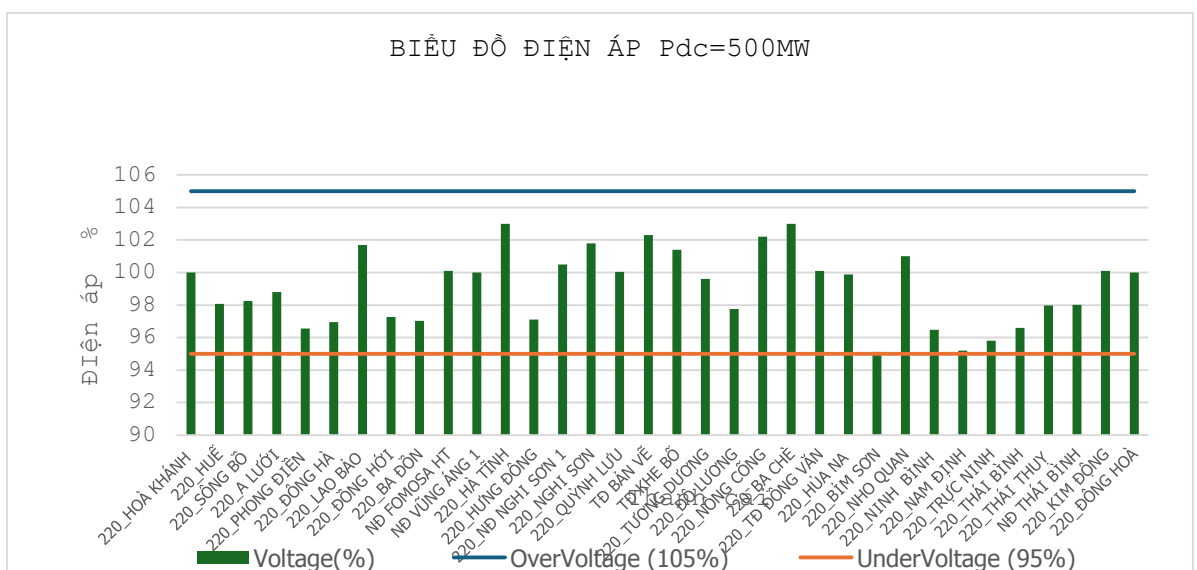
- Prim & Sec kV: Nhập điện áp định mức sơ cấp và thứ cấp của máy biến áp nghịch lưu tính bằng kilovolt. Prim. kV là phía hệ thống xoay chiều.
- MVA: Nhập công suất định mức của máy biến áp nghịch lưu (MVA).
- Tap: Nhập cài đặt nấc máy biến áp dưới dạng phần trăm.
- Xc: Nhập điện kháng của máy biến áp nghịch lưu dưới dạng phần trăm dựa trên công suất định mức MVA của máy biến áp và điện áp thứ cấp (Sec kV).
- ❖ Liên Kết DC (DC Link)
  - Số lượng Cầu (Bridges): Nhập số lượng các cầu nối mắc nối tiếp.
  - Cấu Hình (Configuration): Chọn một kiểu cấu hình cho liên kết DC. Các tùy chọn có sẵn bao gồm: Bipolar (Lưỡng cực), Monopolar (Đơn cực), và Homopolar (Đồng cực).
  - Điện Trở (Resistance): Nhập tổng điện trở một chiều của liên kết DC tính bằng Ohm.
- ❖ Định Mức (Rating)
  - I<sub>max</sub>: Nhập dòng điện một chiều tối đa định mức tính theo phần trăm.
  - V<sub>dc</sub>: Nhập điện áp một chiều định mức của liên kết DC. Điện áp này có thể được xác định bằng phương trình:

$$V_{DC} = Prim\_kV_{rated} \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \frac{Sec\_kV}{Prim\_kV(1+Tap)} BridgeNumber \quad (4.1)$$

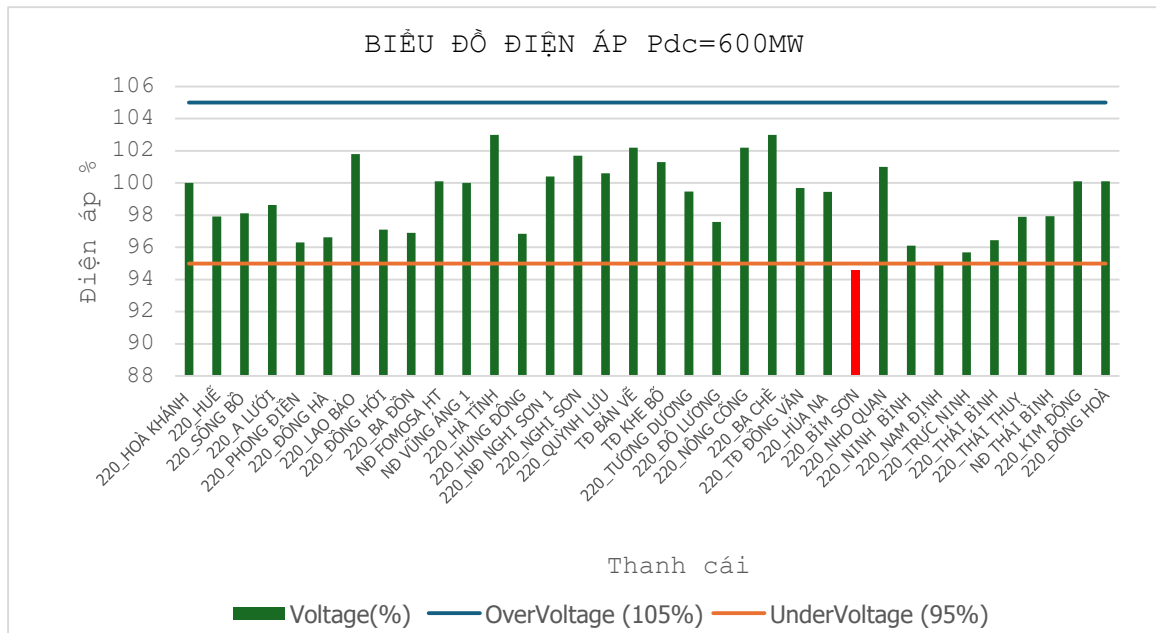
I<sub>dc</sub>: Nhập dòng điện một chiều định mức tính bằng kiloampe.

- P<sub>dc</sub>: Nhập công suất một chiều định mức của liên kết DC tính bằng megawatt.

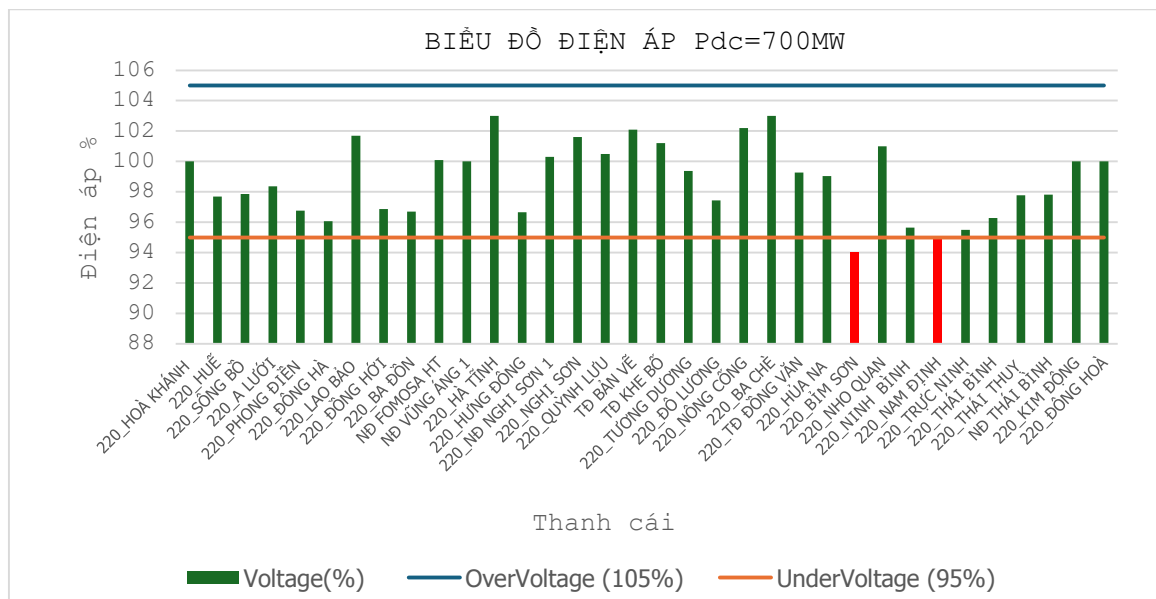
Biểu đồ 4. 2 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt P=500 MW



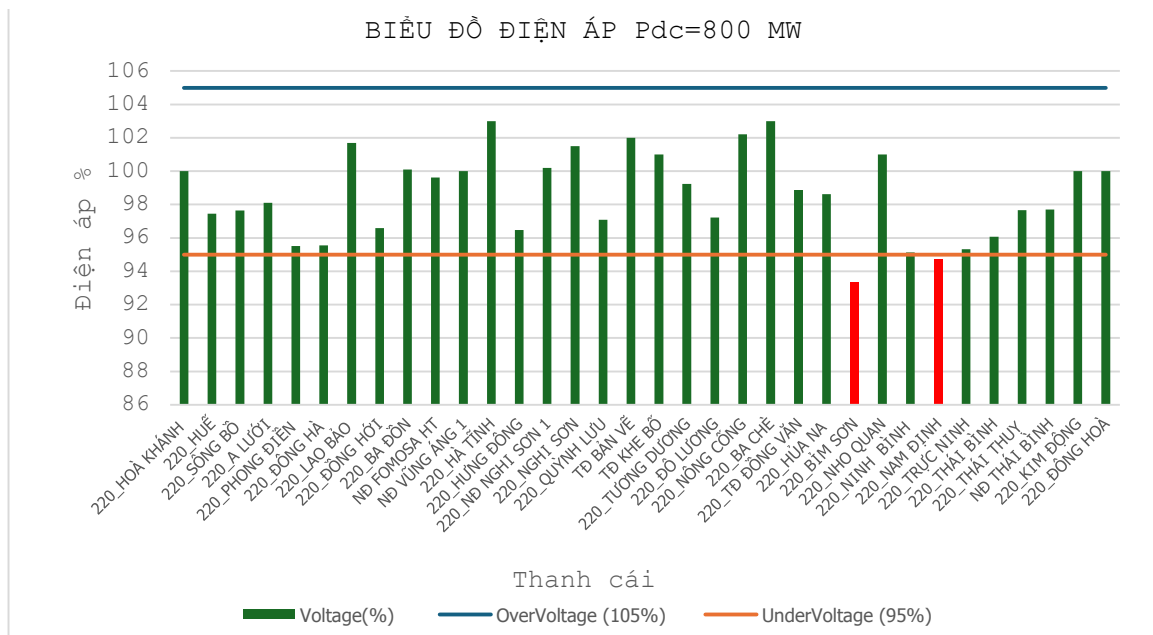
Biểu đồ 4. 3 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt  $P=600\text{ MW}$



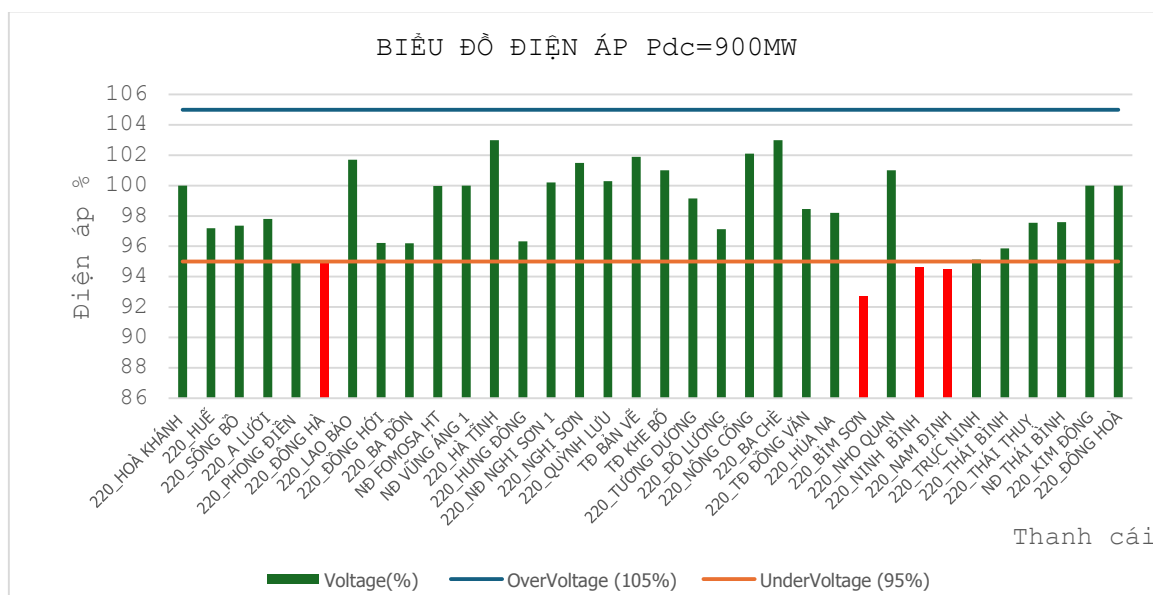
Biểu đồ 4. 4 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt  $P=700\text{ MW}$



Biểu đồ 4. 5 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt  $P=800$  MW



Biểu đồ 4. 6 Điện áp của bộ truyền tải khi truyền 1 lượng công suất đặt  $P=900$  MW



Nhận xét:

Qua các Biểu đồ 4.2 đến 4.6 ta thấy khi truyền tải công suất qua bộ DC link gây nên hiện tượng sụt áp trên hệ thống điện đặc biệt là các nút nằm trên thanh cái các bộ chuyển đổi và các nút lân cận. Điện áp trên toàn hệ thống cũng giảm đi 1 lượng đáng kể so với chế độ vận hành bình thường. Vì vậy cần sử dụng các bộ bù công suất phản kháng lớn tại 2 đầu hệ thống truyền tải để đảm bảo điện áp vận hành theo quy định. Các tụ điện đóng ngắt này cần thiết vì lượng công suất phản kháng thay đổi theo công suất tác dụng và chế độ vận hành (chỉnh lưu hoặc nghịch lưu).

Tổng dung lượng bù, nút bù sau khi thay đổi công suất tác dụng của hệ thống truyền tải một chiều và tổn thất trên hệ thống được thể hiện trong Bảng 4.2.

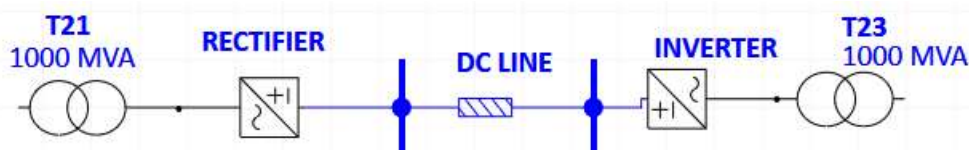
*Bảng 4. 2 Dung lượng bù trên hệ thống*

| Lượng công suất đặt $P_{DC}$ (MW) | Lượng tụ bù x dung lượng bù phía nghịch lưu (MW) | Lượng tụ bù x dung lượng bù phía chỉnh lưu (MW) | Tổn thất hệ thống (MW+jMvar) | Công suất truyền ở phía chỉnh lưu (MW+jMvar) | Công suất truyền ở phía nghịch lưu (MW+jMvar) |
|-----------------------------------|--------------------------------------------------|-------------------------------------------------|------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| 500                               | 0                                                | 0                                               | 423,926+j2394,479            | 449,5+j51,8                                  | 373,5-j250,8                                  |
| 600                               | 2x50                                             | 0                                               | 486,33+j2488,98              | 539,6+j64,9                                  | 429,2-j332                                    |
| 700                               | 5x50                                             | 0                                               | 556,015+j2587,877            | 630+79                                       | 477,6-j424,9                                  |
| 800                               | 9x50                                             | 0                                               | 633,533+j2687,293            | 720,5+j93,9                                  | 518,8-j526                                    |
| 900                               | 11x50                                            | 1x50                                            | 717,346+j2793,597            | 810,5+j109,2                                 | 555,5-j617,6                                  |

Từ dữ liệu thu được trên ta thấy mối quan hệ giữa công suất đặt  $P_{DC}$  với hệ thống như sau:

- Tại 500 MW, không cần sử dụng tụ bù nào. Khi công suất đặt  $P_{DC}$  tăng lượng tụ bù yêu cầu cũng tăng dần, đặc biệt ở phía chỉnh lưu.
- Ở mức công suất 900 MW, cần thêm một tụ bù phía nghịch lưu (1x50 Mvar). Điều này cho thấy khi công suất truyền tải càng lớn, yêu cầu bù công suất phản kháng càng cao để duy trì điện áp ổn định.
- Tổn thất hệ thống tăng lên khi công suất đặt  $P_{DC}$  tăng. Điều này cho thấy rằng khi công suất truyền tải tăng, tổn thất công suất phản kháng cũng tăng đáng kể, làm ảnh hưởng đến hiệu suất hệ thống.
- Khi công suất đặt  $P_{DC}$  tăng, công suất thực truyền tải ở cả hai phía cũng tăng. Mức công suất truyền tải phía nghịch lưu luôn thấp hơn phía chỉnh lưu, cho thấy có một phần công suất bị mất mát qua hệ thống.
- Lượng tụ bù phải được điều chỉnh linh hoạt theo công suất truyền tải và chế độ vận hành (chỉnh lưu hoặc nghịch lưu).

#### 4.3.2. Hệ thống sử dụng bộ chỉnh lưu và nghịch lưu có điều khiển



*Hình 4. 5 Hệ thống HVDC sử dụng cấu hình VSC trên ETAP*

| % Load | % EFF | Time (Min) | Interch |
|--------|-------|------------|---------|
| 100    | 100   | 1          | 1       |
| 80     | 90    | 1          | 1       |

Hình 4. 6 Trang Rating bộ chỉnh lưu

❖ Loại (Type)

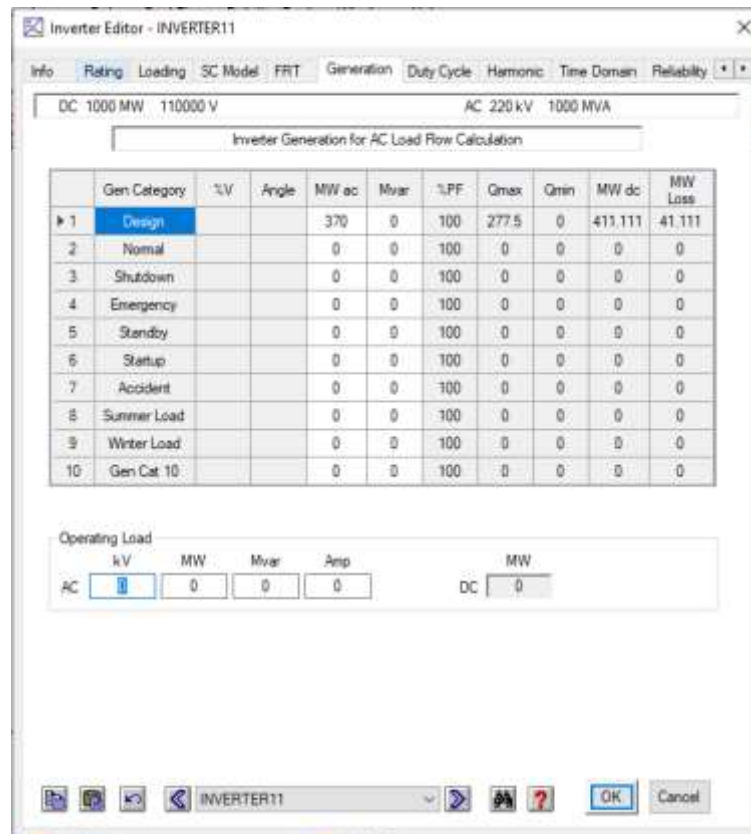
Chọn loại vận hành là Bộ sạc (Charger), Bộ chỉnh lưu có điều khiển (Controlled Rectifier) hoặc Bộ chỉnh lưu không điều khiển (Uncontrolled Rectifier).

❖ Định mức AC (AC Rating): nhập công suất định mức AC (MVA), điện áp AC (kV) định mức, hiệu suất (%EFF), hệ số công suất (%PF) của bộ sạc.

❖ Định mức DC (DC Rating): Nhập công suất DC (MW) định mức, điện áp DC (kV)

Hình 4. 7 Trang Rating bộ nghịch lưu

- ❖ DC Rating: nhập công suất (MW) DC định mức, điện áp (kV) của bộ biến tần.
  - ❖ Hiệu Suất (Eff): Nhập giá trị hiệu suất (tính theo phần trăm) tương ứng với mức tải.
  - ❖ AC Rating: nhập công suất AC định mức (MW), điện áp AC định mức (kV), % PF: Nhập hệ số công suất định mức của bộ biến tần (tính theo phần trăm).
- Trang Phát Điện - Trình Chỉnh Sửa Biến Tần (Generation Page - Inverter Editor)



Hình 4. 8 Trang Generation bộ nghịch lưu

Trang Phát Điện (Generation) cho phép bạn thiết lập các thông số vận hành cho chế độ hoạt động xoay chiều (AC) của biến tần, được sử dụng trong các tính toán của hệ thống AC. Danh Mục Phát Điện (Generation Categories): Nhóm này dùng để gán các tham số vận hành khác nhau cho từng danh mục phát điện của biến tần. Mỗi biến tần có thể được thiết lập để hoạt động ở các mức phát điện khác nhau tùy theo danh mục.

Danh sách này gồm nhiều cột, bao gồm:

- ❖ %V (Điện áp danh nghĩa)
- ❖ Vangle (Góc điện áp)
- ❖ MW (Công suất thực kWac)
- ❖ Mvar (Công suất phản kháng kvar)
- ❖ %PF (Hệ số công suất)
- ❖ Min và Max Q (Giới hạn công suất phản kháng)

- ❖ kWdc (Công suất đầu vào DC)
- ❖ kWloss (Tổn thất công suất của biến tần)

Bộ nghịch lưu được cài đặt ở chế độ vận hành điều khiển công suất phản kháng.

*Bảng 4. 3 Thông số truyền tải trên hệ thống một chiều*

| Công suất truyền | Công suất truyền ở phía chỉnh lưu ( MW+jMvar) | Công suất phản kháng phát của hệ thống (Mvar) | Công suất nhận ở phía nghịch lưu ( MW+jMvar) | Tổn thất công suất trên hệ thống (MW+jMvar) |
|------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------------------|
| 500              | 526,7+j217,4                                  | 0                                             | 449,4-j26,2                                  | 385,525+j2596,913                           |
| 600              | 626,4+j53,1                                   | 0                                             | 539,1-j38,4                                  | 432,713+j2764,082                           |
| 700              | 731+j73,4                                     | 90                                            | 628,8+j38,2                                  | 493,077+j3006,749                           |
| 800              | 835,6+j98                                     | 290                                           | 718,4+j217,7                                 | 562,9+j3284,756                             |

Nhận xét:

- Qua kết quả mô phỏng cho thấy hệ hống HVDC theo mô hình VSC có thể truyền tải 1 lượng công suất tương tự hệ thống DC Link nhưng có thể tự điều chỉnh lượng công suất phản kháng ở phía bộ nghịch lưu để cải thiện chất lượng điện áp của hệ thống.
- Điều khiển được công suất phản kháng chủ động tại bộ nghịch lưu → giúp duy trì điện áp ổn định tốt hơn và giảm nhu cầu lắp tụ bù vật lý.
- Công suất thực (MW) phía chỉnh lưu của HVDC theo mô hình VSC cao hơn so với DC Link tại cùng mức công suất đặt.
- Công suất phản kháng (Mvar) phía chỉnh lưu của HVDC theo mô hình VSC cũng có thể thay đổi linh hoạt theo nhu cầu tải.
- Hiệu suất truyền tải: HVDC theo mô hình VSC có tổn thất công suất thực thấp hơn và công suất nhận phía nghịch lưu cao hơn, giúp tăng hiệu quả truyền tải so với DC Link.
- Tổn thất phản kháng: HVDC theo mô hình VSC có tổn thất phản kháng cao hơn do phát công suất phản kháng chủ động, nhưng điều này hỗ trợ ổn định điện áp tốt hơn.

#### 4.4. Phân tích dòng ngắn mạch trên hệ thống

Trong trường hợp tính toán ngắn mạch, trường hợp được xét lúc hệ thống đang vận hành ở chế độ cực đại, lúc này dòng ngắn mạch trong hệ thống là lớn nhất. Kết quả ngắn mạch 3 pha tại thanh cái 220\_Đông Hà và thanh cái 220\_Ninh Bình trong trường hợp không sử dụng hệ thống truyền tải HVDC, trường hợp sử dụng hệ thống HVDC và trường hợp sử dụng đường dây AC được thể hiện trong Bảng 4.4.

**Bảng 4. 4 Kết quả tính toán dòng ngắn mạch 3 pha**

| Vị trí thanh cái | Trường hợp               | Dòng ngắn mạch (kA) |
|------------------|--------------------------|---------------------|
| 220_Đồng hà      | Không có HVDC            | 15.468              |
| 220_Đồng hà      | Có DC Link               | 15.468              |
| 220_Đồng hà      | Có HVDC theo mô hình VSC | 15.468              |
| 220_Đồng hà      | Dây AC                   | 16.902              |
| 220_Ninh Bình    | Không có HVDC            | 48.718              |
| 220_Ninh Bình    | Có DC Link               | 50.819              |
| 220_Ninh Bình    | Có HVDC theo mô hình VSC | 48.718              |
| 220_Ninh Bình    | Dây AC                   | 50.067              |

Kết luận:

- Trường hợp dây AC có dòng tăng mạnh, phản ánh sự đóng góp dòng sự cố mạnh từ dây AC lên lưới làm tăng nguy cơ mất an toàn hệ thống.
- Hệ thống HVDC theo mô hình VSC có khả năng cải thiện an toàn hệ thống điện bằng cách duy trì dòng ngắn mạch ở mức an toàn tại các điểm quan trọng.
- Trong khi đó, việc sử dụng DC Link có thể làm tăng dòng ngắn mạch tại một số vị trí nhất định.

#### 4.5. Phân tích chế độ vận hành tối ưu

##### 4.5.1. Mô phỏng vận hành tối ưu tổn thất công suất thực và công suất phản kháng

- Điều khiển ràng buộc tất cả các nút trong hệ thống điện đều nằm trong phạm vi điện áp cho phép ( 95%-105%).
- Giả định bài toán truyền tải lượng công suất trên các hệ thống HVDC 600 MW.

**Bảng 4. 5 Công suất phát trên hệ thống và tổn thất**

| ID                  | CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH BÌNH THƯỜNG |       | DC LINK |       | HVDC THEO MÔ HÌNH VSC |       |
|---------------------|-----------------------------|-------|---------|-------|-----------------------|-------|
|                     | MW                          | Mvar  | MW      | Mvar  | MW                    | Mvar  |
| TĐ KHE BỐ G1        | 50.00                       | 26.14 | 50.00   | 26.14 | 50.00                 | 28.16 |
| TĐ KHE BỐ G2        | 50.00                       | 26.14 | 50.00   | 26.14 | 50.00                 | 28.16 |
| TĐ BẢN VẼ G1        | 160.00                      | 72.27 | 160.00  | 72.27 | 160.0                 | 74.73 |
| TĐ BẢN VẼ G2        | 160.00                      | 72.27 | 160.00  | 72.27 | 160.00                | 74.73 |
| GT4                 | 100.00                      | 8.25  | 100.00  | 8.25  | 100.00                | 6.89  |
| GT5                 | 100.00                      | 8.25  | 100.00  | 8.25  | 100.00                | 6.89  |
| NĐ NGHI SON<br>1 G1 | 350.00                      | 40.45 | 350.00  | 40.45 | 350.00                | 40.45 |
| NĐ NGHI SON<br>1 G2 | 350.00                      | 40.45 | 350.00  | 40.45 | 350.00                | 40.45 |

|                     |          |         |          |         |          |         |
|---------------------|----------|---------|----------|---------|----------|---------|
| NĐ THÁI BÌNH 2 G1   | 637.00   | 153.64  | 637.00   | 146.01  | 637.00   | 142.16  |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G2   | 637.00   | 153.64  | 637.00   | 146.01  | 637.00   | 142.16  |
| NĐ THÁI BÌNH G1     | 300.00   | 72.33   | 300.00   | 68.74   | 300.00   | 66.92   |
| NĐ THÁI BÌNH G2     | 300.00   | 72.33   | 300.00   | 68.74   | 300.00   | 66.92   |
| NĐ VUNG ÁNG 1 G1    | 622.00   | 38.48   | 622.00   | 38.46   | 622.00   | 16.67   |
| NĐ VUNG ÁNG 1 G2    | 622.00   | 38.48   | 622.00   | 38.46   | 622.00   | 16.67   |
| S1                  | 150.00   | 13.00   | 150.00   | 13.00   | 150.00   | 10.00   |
| S2                  | 150.00   | 13.00   | 150.00   | 13.00   | 150.00   | 10.00   |
| S3                  | 150.00   | 13.00   | 150.00   | 13.00   | 150.00   | 10.00   |
| SÔNG BỜ G1          | 10.00    | 4.73    | 10.00    | 4.73    | 10.00    | 5.71    |
| SÔNG BỜ G2          | 10.00    | 4.73    | 10.00    | 4.73    | 10.00    | 5.71    |
| THUY ĐIỆN A LƯỚI G1 | 85.00    | 59.33   | 85.00    | 59.33   | 85.00    | 59.33   |
| THUY ĐIỆN A LƯỚI G2 | 85.00    | 59.33   | 85.00    | 59.33   | 85.00    | 59.33   |
| TĐ HỦA NA G1        | 90.00    | 12.53   | 90.00    | 11.46   | 90.00    | 12.58   |
| TĐ HỦA NA G2        | 90.00    | 12.53   | 90.00    | 11.46   | 90.00    | 12.58   |
| TĐ ĐỒNG VĂN G1      | 14.00    | -2.49   | 14.00    | -2.67   | 14.00    | -2.32   |
| TĐ ĐỒNG VĂN G2      | 14.00    | -2.49   | 14.00    | -2.67   | 14.00    | -2.32   |
| U1                  | 10.00    | 407.07  | 10.00    | 406.97  | 10.00    | 629.71  |
| U2                  | 900.00   | 430.06  | 900.00   | 371.93  | 900.00   | 351.42  |
| U4                  | 30.00    | -304.20 | 30.00    | -303.90 | 30.00    | -461.96 |
| U6                  | 10.00    | 357.39  | 10.00    | 357.38  | 10.00    | 364.60  |
| U7                  | -2039.43 | 499.77  | -2039.22 | 499.81  | -1770.72 | 496.02  |
| U8                  | 708.00   | 722.13  | 708.00   | 722.04  | 708.00   | 949.86  |
| U9                  | 100.00   | 335.61  | 100.00   | 332.73  | 100.00   | 371.28  |
| U12                 | -450.00  | 477.14  | -450.00  | 464.15  | -450.00  | 544.80  |
| U13                 | -200.00  | 430.92  | -200.00  | 418.37  | -200.00  | 442.92  |

|                                |                |                 |                |                 |               |                 |
|--------------------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|---------------|-----------------|
| WTG1                           | 686.00         | 107.91          | 686.00         | 107.90          | 686           | 209.6317        |
| WTG2                           | 144.00         | 23.90           | 144.00         | 23.90           | 144           | 52.14868        |
| INVERTER                       |                |                 |                |                 | 540           | 0               |
| <b>Tổng tổn thất trên lưới</b> | <b>235.564</b> | <b>1895.453</b> | <b>234.109</b> | <b>1888.816</b> | <b>321.15</b> | <b>2263.558</b> |

Nhận xét:

Công suất phát giữa 2 chế độ bình thường và DC LINK như nhau cho thấy DC LINK không ảnh hưởng đến phân bố công suất phát và hoạt động như một phần tử truyền tải thụ động không tham gia vào phân bố công suất tối ưu về chi phí phát.

Công suất phản kháng (Mvar) có sự thay đổi đáng kể ở một số nhà máy trong chế độ HVDC theo mô hình VSC, đặc biệt ở Nhiệt điện Thái Bình 2, Vũng Áng 1, và các nút U1, U4, U8, U12, U13. Điều này cho thấy hệ thống HVDC theo mô hình VSC đã tối ưu hóa phân bố công suất phản kháng để giảm tổn thất hoặc cải thiện ổn định điện áp.

Tổn thất công suất thực và phản kháng tăng đáng kể so với hai chế độ còn lại, cho thấy chế độ HVDC theo mô hình VSC chưa được tối ưu hóa hoàn toàn trong trường hợp này.

Phân tích cho thấy hệ thống HVDC theo mô hình VSC mang lại khả năng điều chỉnh linh hoạt công suất phản kháng, nhưng trong trường hợp này, nó dẫn đến tổn thất công suất thực và phản kháng cao hơn so với chế độ bình thường và DC Link.

#### 4.5.2 Mô phỏng chế độ vận hành tối ưu chi phí phát điện

Giả thiết chi phí phát điện trên hệ thống được trình bày trong Phụ lục 3 và Phụ lục 4.

- Điều kiện ràng buộc tất cả các nút trong hệ thống điện đều nằm trong phạm vi điện áp cho phép ( 95%-105%).
- Giả định bài toán truyền tải lượng công suất trên các hệ thống HVDC 600 MW.
- Cho phép ETAP tự động điều chỉnh nấc biến áp có dải điều chỉnh  $\pm 16.02\%$  trong quá trình tối ưu công suất với chi phí phát điện nhỏ nhất.

Kết quả sau khi chạy bài toán phân bố công suất tối ưu (*Optimal Power Flow*) trên phần mềm ETAP thể hiện trên Bảng 4.6.

*Bảng 4. 6 Công suất phát trên hệ thống và tổn thất*

| ID           | CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH |       | DC LINK |       | HVDC THEO MÔ HÌNH VSC |       |
|--------------|-----------------|-------|---------|-------|-----------------------|-------|
|              | BÌNH THƯỜNG     |       |         |       |                       |       |
|              | MW              | Mvar  | MW      | Mvar  | MW                    | Mvar  |
| TĐ KHE BỔ G1 | 50.00           | 29.68 | 50.00   | 29.68 | 50.00                 | 30.30 |
| TĐ KHE BỔ G2 | 50.00           | 29.68 | 50.00   | 29.68 | 50.00                 | 30.30 |

|                        |        |         |        |         |        |        |
|------------------------|--------|---------|--------|---------|--------|--------|
| TĐ BẢN VẼ G1           | 160.00 | 54.59   | 160.00 | 54.57   | 160.00 | 65.59  |
| TĐ BẢN VẼ G2           | 160.00 | 54.59   | 160.00 | 54.57   | 160.00 | 65.59  |
| GT4                    | 20.05  | 1.07    | 20.07  | 1.07    | 34.81  | 3.08   |
| GT5                    | 20.05  | 1.07    | 20.07  | 1.07    | 34.81  | 3.08   |
| NĐ NGHI SƠN 1 G1       | 234.32 | 18.16   | 234.55 | 18.20   | 248.85 | 20.84  |
| NĐ NGHI SƠN 1 G2       | 234.32 | 18.16   | 234.55 | 18.19   | 248.85 | 20.86  |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G1      | 543.75 | 196.11  | 542.77 | 187.29  | 380.99 | 172.59 |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G2      | 543.75 | 196.11  | 542.77 | 187.29  | 380.99 | 172.59 |
| NĐ THÁI BÌNH G1        | 300.00 | 95.35   | 300.00 | 91.23   | 300.00 | 88.03  |
| NĐ THÁI BÌNH G2        | 300.00 | 95.35   | 300.00 | 91.23   | 300.00 | 88.03  |
| NĐ VŨNG ÁNG 1 G1       | 0.21   | -1.40   | 0.26   | -1.41   | 40.03  | -1.56  |
| NĐ VŨNG ÁNG 1 G2       | 0.21   | -1.40   | 0.26   | -1.41   | 40.03  | -1.56  |
| S1                     | 99.56  | 3.19    | 99.67  | 3.19    | 150.00 | 9.45   |
| S2                     | 99.56  | 3.19    | 99.67  | 3.19    | 150.00 | 9.45   |
| S3                     | 99.56  | 3.19    | 99.67  | 3.19    | 150.00 | 9.45   |
| SÔNG BỜ G1             | 10.00  | 9.64    | 10.00  | 9.64    | 10.00  | 9.64   |
| SÔNG BỜ G2             | 10.00  | 9.64    | 10.00  | 9.64    | 10.00  | 9.64   |
| THỦY ĐIỆN A LƯỚI<br>G1 | 85.00  | 59.33   | 85.00  | 59.33   | 85.00  | 59.33  |
| THỦY ĐIỆN A LƯỚI<br>G2 | 85.00  | 59.33   | 85.00  | 59.33   | 85.00  | 59.33  |
| TĐ HƯA NA G1           | 90.00  | 26.12   | 90.00  | 24.93   | 90.00  | 19.48  |
| TĐ HƯA NA G2           | 90.00  | 26.12   | 90.00  | 24.93   | 90.00  | 19.48  |
| TĐ ĐỒNG VĂN G1         | 14.00  | -0.21   | 14.00  | -0.41   | 14.00  | -0.96  |
| TĐ ĐỒNG VĂN G2         | 14.00  | -0.21   | 14.00  | -0.41   | 14.00  | -0.96  |
| U1                     | 2.00   | 555.07  | 2.00   | 555.47  | 4.00   | 349.27 |
| U2                     | 200.00 | 407.73  | 200.00 | 352.88  | 200.00 | 349.94 |
| U4                     | 10.00  | -130.25 | 10.00  | -131.45 | 10.00  | 10.57  |
| U6                     | 2.00   | 316.27  | 2.00   | 316.27  | 6.00   | 320.20 |
| U7                     | 400.00 | 138.45  | 400.00 | 138.28  | 400.00 | 208.32 |
| U8                     | 150.00 | 641.20  | 150.00 | 641.84  | 150.00 | 489.63 |
| U9                     | 50.00  | 449.89  | 50.00  | 448.29  | 50.00  | 269.77 |
| U12                    | 0.00   | 299.39  | 0.00   | 291.11  | 0.00   | 279.97 |
| U13                    | 0.00   | 346.62  | 0.00   | 335.28  | 0.00   | 320.03 |
| WTG1                   | 686.00 | 164.77  | 686.00 | 164.77  | 686.00 | 330.24 |
| WTG2                   | 144.00 | -30.57  | 144.00 | -30.57  | 144.00 | -25.44 |
| INVERTER               |        |         |        |         | 540.00 | 0.00   |

|                                |                |                 |                |                 |                |                 |
|--------------------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| <b>Tổng tổn thất trên lưới</b> | <b>242.742</b> | <b>1666.581</b> | <b>241.723</b> | <b>1660.843</b> | <b>134.638</b> | <b>1385.164</b> |
|--------------------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|

Nhận xét:

- ❖ Chế độ vận hành bình thường:
  - Hệ thống khai thác mạnh các tổ máy nhiệt điện lớn như Thái Bình 2, Thái Bình, và Nghi Sơn 1.
  - Thủy điện được khai thác ở mức tối đa
  - Tổ máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, G1 và G2 hầu như không được khai do xa phụ tải.
- ❖ Chế độ vận hành sử dụng DC Link
  - Tổng tổn thất công suất của hệ thống giảm nhẹ xuống còn 241.723 MW, chỉ giảm khoảng 1 MW so với chế độ bình thường (do có sự tham gia của hệ thống tự bù). Cơ cấu phát điện và công suất tại các tổ máy hầu như không thay đổi, cho thấy việc có mặt DC Link nhưng không điều khiển chưa mang lại hiệu quả rõ rệt về chi phí vận hành cũng như tổn thất hệ thống.
- ❖ Chế độ vận hành sử dụng HVDC theo mô hình VSC
  - Việc phân bổ lại công suất theo hướng tối ưu này đã giúp giảm tổng tổn thất công suất của hệ thống xuống còn 134.638 MW, tương ứng với mức giảm khoảng 44.5% so với chế độ bình thường, đồng thời đảm bảo các ràng buộc về điện áp, công suất và điều chỉnh nấc MBA trong giới hạn cho phép.
  - Các tổ máy thủy điện và năng lượng tái tạo vẫn giữ nguyên vì ưu tiên phát nguồn năng lượng tái tạo.

#### 4.5.3. Chế độ cực tiểu

##### 4.5.3.1 Mô phỏng vận hành tối ưu tổn thất công suất thực và công suất phản kháng

Giả định các điều kiện ràng buộc của bài toán phân bổ công suất tối ưu (*Optimal Power Flow*) trên phần mềm ETAP cho tải Min xét như tải Max.

*Bảng 4. 7 Công suất phát trên hệ thống và tổn thất tải min*

| ID           | CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH |       | DC LINK |       | HVDC THEO MÔ HÌNH VSC |       |
|--------------|-----------------|-------|---------|-------|-----------------------|-------|
|              | BÌNH THƯỜNG     |       |         |       |                       |       |
|              | MW              | Mvar  | MW      | Mvar  | MW                    | Mvar  |
| TĐ KHE BỐ G1 | 20              | 7.53  | 20      | 7.48  | 20                    | 8.34  |
| TĐ KHE BỐ G2 | 20              | 7.53  | 20      | 7.48  | 20                    | 8.34  |
| TĐ BÀN VỄ G1 | 64              | 18.44 | 64      | 18.29 | 64                    | 23.85 |
| TĐ BÀN VỄ G2 | 64              | 18.44 | 64      | 18.29 | 64                    | 23.85 |
| GT4          | 40              | 0.29  | 40      | 0.29  | 40                    | 2.10  |

|                                |               |                |                |                 |               |                |
|--------------------------------|---------------|----------------|----------------|-----------------|---------------|----------------|
| GT5                            | 40            | 0.29           | 40             | 0.29            | 40            | 2.10           |
| NĐ NGHI SƠN 1 G1               | 140           | 6.49           | 140            | 6.49            | 140           | 6.49           |
| NĐ NGHI SƠN 1 G2               | 140           | 6.49           | 140            | 6.50            | 140           | 6.49           |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G1              | 254.8         | 53.12          | 254.8          | 44.92           | 254.8         | 32.31          |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G2              | 254.8         | 53.12          | 254.8          | 44.92           | 254.8         | 32.31          |
| NĐ THÁI BÌNH G1                | 120           | 25.00          | 120            | 21.14           | 120           | 15.21          |
| NĐ THÁI BÌNH G2                | 120           | 25.00          | 120            | 21.14           | 120           | 15.21          |
| NĐ VŨNG ÁNG 1 G1               | 249           | -0.65          | 249            | -0.65           | 249           | 9.83           |
| NĐ VŨNG ÁNG 1 G2               | 249           | -0.65          | 249            | -0.65           | 249           | 9.83           |
| S1                             | 60            | 0.19           | 60             | 0.19            | 60            | 4.18           |
| S2                             | 60            | 0.19           | 60             | 0.19            | 60            | 4.18           |
| S3                             | 60            | 0.19           | 60             | 0.19            | 60            | 4.18           |
| SÔNG BỜ G1                     | 4             | 1.62           | 4              | 1.62            | 4             | 1.71           |
| SÔNG BỜ G2                     | 4             | 1.62           | 4              | 1.62            | 4             | 1.71           |
| THỦY ĐIỆN A LƯỚI G1            | 34            | 23.73          | 34             | 23.73           | 34            | 23.73          |
| THỦY ĐIỆN A LƯỚI G2            | 34            | 23.73          | 34             | 23.73           | 34            | 23.73          |
| TĐ HỮA NA G1                   | 36            | 30.00          | 36             | 30              | 36            | 0.20           |
| TĐ HỮA NA G2                   | 36            | 30.00          | 36             | 30              | 36            | 0.20           |
| TĐ ĐỒNG VĂN G1                 | 5.6           | 4.64           | 5.6            | 4.23            | 5.6           | -4.40          |
| TĐ ĐỒNG VĂN G2                 | 5.6           | 4.64           | 5.6            | 4.23            | 5.6           | -4.40          |
| U1                             | 4             | 268.83         | 4              | 266.74          | 4             | 136.83         |
| U2                             | 360           | 292.51         | 360            | 230.24          | 360           | 101.89         |
| U4                             | 12            | 11.65          | 12             | 6.88            | 12            | -77.56         |
| U6                             | 4             | 143.06         | 4              | 143.06          | 4             | 136.94         |
| U7                             | -640.58       | 200.56         | -644.137       | 201.65          | -687          | 162.54         |
| U8                             | 283.2         | 120.01         | 283.2          | 127.03          | 283           | 240.41         |
| U9                             | 40            | 379.46         | 40             | 370.15          | 40            | 77.41          |
| U12                            | -450          | 173.97         | -450           | 162.70          | -450          | 140.91         |
| U13                            | -200          | 162.53         | -200           | 149.22          | -200          | 107.09         |
| WTG1                           | 686           | 31.75          | 686            | 31.75           | 686           | 117.58         |
| WTG2                           | 144           | 4.52           | 144            | 4.52            | 144           | 31.50          |
| INVERTER11                     |               |                |                |                 | 540           | 0              |
| <b>Tổng tổn thất trên lưới</b> | <b>314.78</b> | <b>1311.34</b> | <b>311.226</b> | <b>1298.697</b> | <b>76.754</b> | <b>585.754</b> |

Nhận xét:

- So với hai chế độ đầu tiên, chế độ HVDC theo mô hình VSC đã giúp giảm đáng kể tổn thất:

- HVDC theo mô hình VSC: tổn thất giảm mạnh chỉ còn 76.754 MW và 585.754 Mvar.
  - Các nhà máy nhiệt điện lớn như Nghi Sơn 1, Thái Bình 2, Vũng Áng 1 tiếp tục đóng vai trò chủ lực trong đảm bảo nguồn cấp.
  - Thủy điện và năng lượng tái tạo được huy động tối ưu, giúp giảm chi phí vận hành.
- Chế độ Bình thường và DC Link có mức tổn thất tương đương nhau chứng tỏ rằng DC Link chưa được điều khiển/tối ưu hóa hoặc chỉ chạy ở chế độ truyền thụ động, không hỗ trợ điều phối công suất hiệu quả.

Kết luận: HVDC theo mô hình VSC là phương án tối ưu trong ba chế độ, với hiệu quả rõ rệt trong việc giảm tổn thất điện năng.

#### 4.5.3.2 Mô phỏng chế độ vận hành tối ưu chi phí phát điện

Giả thiết chi phí phát điện trên hệ thống được trình bày trong Phụ lục 3 và Phụ lục 4.

*Bảng 4. 8 Công suất phát trên hệ thống và tổn thất tải min*

| ID                | CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH |       | DC LINK |       | HVDC THEO MÔ HÌNH VSC |       |
|-------------------|-----------------|-------|---------|-------|-----------------------|-------|
|                   | BÌNH THƯỜNG     |       |         |       |                       |       |
|                   | MW              | Mvar  | MW      | Mvar  | MW                    | Mvar  |
| TĐ KHE BỐ G1      | 50.00           | 21.66 | 50.00   | 21.66 | 50.00                 | 24.76 |
| TĐ KHE BỐ G2      | 50.00           | 21.66 | 50.00   | 21.66 | 50.00                 | 24.76 |
| TĐ BẢN VẼ G1      | 160.00          | 2.68  | 160.00  | 2.68  | 160.00                | 8.82  |
| TĐ BẢN VẼ G2      | 160.00          | 2.68  | 160.00  | 2.68  | 160.00                | 8.82  |
| GT4               | 0.00            | 0.81  | 0.00    | 0.81  | 0.00                  | 2.78  |
| GT5               | 0.00            | 0.81  | 0.00    | 0.81  | 0.00                  | 2.78  |
| NĐ NGHI SƠN 1 G1  | 0.00            | 0.00  | 0.00    | 0.00  | 0.00                  | 0.00  |
| NĐ NGHI SƠN 1 G2  | 0.00            | 0.00  | 0.00    | 0.00  | 0.00                  | 0.00  |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G1 | 87.01           | 55.43 | 86.56   | 46.69 | 13.72                 | 46.19 |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G2 | 87.01           | 55.43 | 86.56   | 46.69 | 13.72                 | 46.19 |
| NĐ THÁI BÌNH G1   | 86.74           | 28.05 | 86.30   | 23.91 | 13.69                 | 21.76 |
| NĐ THÁI BÌNH G2   | 86.74           | 28.05 | 86.30   | 23.91 | 13.69                 | 21.76 |
| NĐ VŨNG ÁNG 1 G1  | 0.00            | -1.88 | 0.00    | -1.89 | 0.00                  | -0.06 |
| NĐ VŨNG ÁNG 1 G2  | 0.00            | -1.88 | 0.00    | -1.89 | 0.00                  | -0.06 |
| S1                | 0.00            | 1.80  | 0.00    | 1.80  | 0.00                  | 6.43  |
| S2                | 0.00            | 1.80  | 0.00    | 1.80  | 0.00                  | 6.43  |
| S3                | 0.00            | 1.80  | 0.00    | 1.80  | 0.00                  | 6.43  |
| SÔNG BỜ G1        | 10.00           | 6.42  | 10.00   | 6.42  | 10.00                 | 8.38  |
| SÔNG BỜ G2        | 10.00           | 6.42  | 10.00   | 6.42  | 10.00                 | 8.38  |

|                                |                |                 |                |                |               |                |
|--------------------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|
| THỦY ĐIỆN A LƯỚI G1            | 85.00          | 23.73           | 85.00          | 23.73          | 85.00         | 23.73          |
| THỦY ĐIỆN A LƯỚI G2            | 85.00          | 23.73           | 85.00          | 23.73          | 85.00         | 23.73          |
| TĐ HỦA NA G1                   | 30.04          | 24.69           | 30.07          | 23.86          | 26.08         | 5.48           |
| TĐ HỦA NA G2                   | 30.04          | 24.69           | 30.07          | 23.86          | 26.08         | 5.48           |
| TĐ ĐỒNG VĂN G1                 | 14.00          | 0.23            | 14.00          | 0.09           | 14.00         | -3.14          |
| TĐ ĐỒNG VĂN G2                 | 14.00          | 0.23            | 14.00          | 0.09           | 14.00         | -3.14          |
| U1                             | 0.00           | 305.37          | 0.00           | 305.37         | 2.00          | 134.76         |
| U2                             | 200.00         | 183.01          | 200.00         | 126.13         | 200.00        | 123.37         |
| U4                             | 0.74           | -14.65          | 0.73           | -15.07         | 5.00          | 0.00           |
| U6                             | 0.00           | 133.55          | 0.00           | 133.54         | 1.97          | 116.62         |
| U7                             | 0.00           | 199.03          | 0.00           | 199.03         | 188.48        | 90.54          |
| U8                             | 130.35         | 312.52          | 132.23         | 312.69         | 150.00        | 218.50         |
| U9                             | 50.00          | 223.55          | 50.00          | 222.05         | 50.00         | 106.36         |
| U12                            | 0.00           | 63.28           | 0.00           | 55.13          | 0.00          | 56.90          |
| U13                            | 0.00           | 72.10           | 0.00           | 61.16          | 0.00          | 63.53          |
| WTG1                           | 686.00         | 75.18           | 686.00         | 75.18          | 686.00        | 185.85         |
| WTG2                           | 144.00         | -30.57          | 144.00         | -30.57         | 144.00        | -30.35         |
| INVERTER11                     |                |                 |                |                | 540.00        | 0.00           |
| <b>Tổng tổn thất trên lưới</b> | <b>236.136</b> | <b>1042.608</b> | <b>236.288</b> | <b>1042.35</b> | <b>73.768</b> | <b>553.949</b> |

Nhận xét:

Tổn thất hệ thống cho thấy hiệu quả rõ rệt của phương án HVDC theo mô hình VSC so với hai chế độ còn lại:

- DC Link tương đương với bình thường, cho thấy chưa có điều khiển tích cực trên liên kết DC.
- HVDC theo mô hình VSC: tổn thất giảm sâu còn 73.768 MW và 553.949 Mvar, tương ứng (Giảm 162.368 MW  $\approx$  69%; Giảm 488.659 Mvar  $\approx$  47%).

Phân bố công suất phát có sự thay đổi đáng kể để đạt được tối ưu chi phí phát điện trong trường hợp sử dụng hệ thống HVDC theo mô hình VSC:

- Nhiệt điện chi phí cao (Nghị Sơn 1, Vũng Áng 1) không được huy động, giúp giảm chi phí vận hành.
- Các nguồn chi phí thấp như thủy điện (Khe Bô, Bản Vẽ, A Lưới) và năng lượng tái tạo (WTG1, WTG2) được ưu tiên huy động tối đa.
- Công suất phát tại Thái Bình 2 giảm mạnh trong chế độ HVDC theo mô hình VSC (chỉ còn 13.72 MW mỗi tổ máy, so với 87 MW ở chế độ thường) – cho thấy

điều phối phát điện được điều chỉnh để tránh huy động nguồn có chi phí cao trong chế độ tải thấp.

Sự xuất hiện của INVERTER ở chế độ HVDC theo mô hình VSC cho thấy vai trò của liên kết điều khiển được khai thác để chia sẻ công suất hiệu quả, giảm tổn thất và hỗ trợ điều độ.

#### **4.6. Tổng hợp kết quả mô phỏng**

- Dù tổn thất HVDC về tổng thể có thể lớn hơn so với AC cho một công suất cụ thể, nhưng với khả năng truyền tải công suất rất lớn và điều khiển linh hoạt, HVDC là giải pháp hiệu quả cho truyền tải điện cự ly dài và lượng công suất lớn như từ Quảng Trị ra phía Bắc.
- DC Link: Phù hợp cho các ứng dụng truyền tải đơn giản, nhưng hạn chế trong việc điều chỉnh công suất phản kháng, gây sụt áp và tổn thất cao. Yêu cầu nhiều tụ bù vật lý và không tối ưu hóa được chi phí phát điện hoặc tổn thất ở các chế độ phức tạp.
- HVDC theo mô hình VSC: Là giải pháp ưu việt hơn, với các lợi thế:
  - Giảm tổn thất công suất thực đáng kể ở một số bài toán tối ưu.
  - Giảm nhu cầu tụ bù vật lý nhờ phát công suất phản kháng chủ động.
  - Cải thiện ổn định điện áp và an toàn hệ thống (dòng ngắn mạch thấp hơn).
  - Tối ưu hóa chi phí phát điện và phân bố công suất, đặc biệt khi tích hợp năng lượng tái tạo.

⇒ Mô phỏng cho thấy hệ thống HVDC theo mô hình VSC vượt trội hơn so với hệ thống DC Link truyền thống, đặc biệt trong việc duy trì ổn định điện áp, quản lý dòng ngắn mạch an toàn và tối ưu hóa hiệu suất lưới điện.

## KẾT LUẬN

Đồ án đã nghiên cứu sâu về công nghệ truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC), đặc biệt là mô hình VSC-HVDC, trong bối cảnh hệ thống điện Việt Nam đang phát triển mạnh và nhu cầu truyền tải điện năng liên vùng ngày càng tăng cao. Bằng cách sử dụng các công cụ mô phỏng MATLAB/Simulink và ETAP, đồ án đã đánh giá chi tiết tác động của HVDC đến hệ thống điện Việt Nam, bao gồm hiệu suất truyền tải, tổn thất điện năng, ổn định hệ thống, cũng như khả năng tối ưu hóa chi phí vận hành.

Kết quả lý thuyết và mô phỏng cho thấy HVDC, đặc biệt là hệ thống VSC-HVDC, mang lại nhiều lợi ích vượt trội so với truyền tải xoay chiều (AC) truyền thống:

- Khả năng truyền tải công suất lớn
- Điều khiển linh hoạt công suất tác dụng và phản kháng
- Giảm thiểu ảnh hưởng của sự cố lan truyền
- Tối ưu hóa chi phí phát điện bằng cách phân bố công suất hiệu quả giữa các nguồn năng lượng tái tạo và nhiệt điện.
- Hạn chế nhu cầu lắp đặt tụ bù vật lý

Dù có nhiều ưu điểm, HVDC vẫn gặp một số thách thức, đặc biệt là chi phí đầu tư ban đầu cao và yêu cầu kỹ thuật phức tạp. Điều này đặt ra nhu cầu nghiên cứu thêm về tính kinh tế của HVDC so với hệ thống truyền tải AC hiện tại. Đồng thời, việc phát triển hạ tầng HVDC cần được hoạch định theo chiến lược dài hạn, kết hợp với quy hoạch điện lực quốc gia để đảm bảo tính khả thi và hiệu quả.

**Kết luận chung:** HVDC sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc tích hợp mạnh mẽ hơn các nguồn năng lượng tái tạo vào hệ thống điện Việt Nam, đặc biệt là trong bối cảnh chuyển đổi năng lượng và cam kết giảm phát thải cacbon. Hệ thống truyền tải điện theo mô hình VSC-HVDC là một giải pháp khả thi và hiệu quả, phù hợp với xu hướng hiện đại hóa lưới điện và tăng cường tích hợp năng lượng tái tạo. Trong tương lai, việc ứng dụng HVDC tại Việt Nam cần đi kèm với nghiên cứu mô hình tài chính phù hợp, xây dựng các quy chuẩn kỹ thuật, và tăng cường hợp tác quốc tế để làm chủ công nghệ trong thời gian tới.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] V.Silos Sánchez, *Control and Simulation of Power Converters for HVDC Grids* (Master's Thesis). Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona (ETSEIB), Universitat Politècnica de Catalunya, 2019.
- [2] Nguyễn Xuân Hiếu, “*Công nghệ truyền tải điện một chiều cao áp (HVDC): góc nhìn từ Nhật Bản*” Tuyển tập KH & CN Nhật Bản.
- [3] D. Jovcic and K. Ahmed, *High Voltage Direct Current Transmission: Converters, Systems and DC Grids*. Wiley, 2015.
- [4] C. J. Kilonzi, “*Design of High Voltage Direct Current (HVDC) Line from Ethiopia to Isinya (Kenya)*,” B.S. thesis, Dept. Elect. and Info. Eng., Univ. of Nairobi, Kenya, 2011.
- [5] C.-K. Kim, V. K. Sood, G.-S. Jang, S.-J. Lim, and S.-J. Lee, *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*. John Wiley & Sons, 2009. ISBN: 978-0-470-82456-1.
- [6] <https://nangluongvietnam.vn/phat-trien-luoi-500kv-trong-du-thao-quy-hoach-dien-viii-van-de-can-ban-25127.html>
- [7] <https://nangluongvietnam.vn/truyen-tai-dien-cao-ap-mot-chieu-xu-huong-quoc-te-va-dinh-huong-cua-viet-nam-31392.html>
- [8] L. L. Grigsby, Ed., “*Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*,” 3rd ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 2012.
- [9] D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt, and J. Liang, Eds., *HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future*. IEEE Press & Wiley, 2016.
- [10] Nguyễn Mạnh Cường, “*Nghiên cứu khả năng ứng dụng truyền tải điện một chiều tại Việt Nam*,” Viện Năng Lượng, Bộ Công Thương, Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Báo cáo tổng kết đề tài cấp bộ, Mã số: I-150, Hà Nội, 12/2008.
- [11] A. Yanushkevich, *HVDC Circuit Breakers Modeling in Multiterminal Grids*, Doctoral Thesis, Faculty of Electrical Engineering, Department of Electric Power Engineering, Prague, Czech Republic, May 2017.
- [12] J. R. Lebre, P. M. M. Portugal, and E. H. Watanabe, “*Hybrid HVDC (H<sup>2</sup>VDC) System Using Current and Voltage Source Converters*,” *Energies*, vol. 11, no. 5, p. 1328, May 2018. DOI: 10.3390/en11051328.
- [13] <https://matlab.mathworks.com/>

- [14] Ch. Yaswanth and A. Vijayasri, "VSC Based HVDC System Design and Protection Against Over Voltages," International Journal of Engineering Research and Development, vol. 10, no. 12, pp. 46-57, Dec. 2014.
- [15] Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia, "Sơ đồ kết dây cơ bản hệ thống điện Việt Nam 2021," EVN, ngày 01/12/2020.
- [16] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định số 500/QĐ-TTg: Phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2050," Hà Nội, ngày 15 tháng 5 năm 2023.
- [17] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định số 1737/QĐ-TTg: Phê duyệt Quy hoạch tỉnh Quảng Trị thời kỳ 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2050," Văn phòng Chính phủ, Hà Nội, ngày 29 tháng 12 năm 2023.

**PHỤ LỤC 1**  
**Thông số nguồn phát trong hệ thống điện**

| Tên                 | Loại        | Giới hạn/ Định mức | MW        | Mvar    |
|---------------------|-------------|--------------------|-----------|---------|
| GT4                 | Synchronous | 100 MW             | 100       | 6.256   |
| GT5                 | Synchronous | 100 MW             | 100       | 6.256   |
| NĐ NGHI SƠN 1 G1    | Synchronous | 354 MW             | 350       | -15.114 |
| NĐ NGHI SƠN 1 G2    | Synchronous | 354 MW             | 350       | -15.114 |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G1   | Synchronous | 637.5 MW           | 637       | 130.888 |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G2   | Synchronous | 637.5 MW           | 637       | 130.888 |
| NĐ THÁI BÌNH G1     | Synchronous | 300 MW             | 300       | 61.621  |
| NĐ THÁI BÌNH G2     | Synchronous | 300 MW             | 300       | 61.621  |
| NĐ VŨNG ÁNG 1 G1    | Synchronous | 622.5 MW           | 622       | 19.804  |
| NĐ VŨNG ÁNG 1 G2    | Synchronous | 622.5 MW           | 622       | 19.804  |
| S1                  | Synchronous | 150 MW             | 150       | 7.922   |
| S2                  | Synchronous | 150 MW             | 150       | 7.922   |
| S3                  | Synchronous | 150 MW             | 150       | 7.922   |
| SÔNG BỒ G1          | Synchronous | 10 MW              | 10        | 9.639   |
| SÔNG BỒ G2          | Synchronous | 10 MW              | 10        | 9.639   |
| THỦY ĐIỆN A LƯỚI G1 | Synchronous | 85 MW              | 85        | 41.166  |
| THỦY ĐIỆN A LƯỚI G2 | Synchronous | 85 MW              | 85        | 59.33   |
| TĐ BẢN VẼ G1        | Synchronous | 160 MW             | 160       | 81.874  |
| TĐ BẢN VẼ G2        | Synchronous | 160 MW             | 160       | 81.874  |
| TĐ HỦA NA G1        | Synchronous | 90 MW              | 90        | 3.447   |
| TĐ HỦA NA G2        | Synchronous | 90 MW              | 90        | 3.447   |
| TĐ KHE BỒ G1        | Synchronous | 50 MW              | 50        | 15.264  |
| TĐ KHE BỒ G2        | Synchronous | 50 MW              | 50        | 15.264  |
| TĐ ĐỒNG VĂN G1      | Synchronous | 14 MW              | 14        | -4.179  |
| TĐ ĐỒNG VĂN G2      | Synchronous | 14 MW              | 14        | -4.179  |
| U1_HÀ TĨNH          | Power Grid  | 12000 MVA          | 10        | 602.06  |
| U2_NHO QUAN         | Power Grid  | 50000 MVA          | 900       | 362.58  |
| U3_NĐ NGHI SƠN 1    | Power Grid  | 10000 MVA          | 30        | -567    |
| U4_HOÀ KHÁNH        | Power Grid  | 10000 MVA          | 10        | 364.411 |
| U5_NĐ VŨNG ÁNG      | Power Grid  | 10000 MVA          | -2110.882 | 421.397 |
| U6_NGI SƠN          | Power Grid  | 15000 MVA          | 708       | 1000    |
| U7_BA CHÈ           | Power Grid  | 15000 MVA          | 100       | 434.249 |
| U8_KIM ĐỘNG         | Power Grid  | 12000 MVA          | -450      | 689.256 |

|             |              |           |      |         |
|-------------|--------------|-----------|------|---------|
| U9_ĐỒNG HOÀ | Power Grid   | 12000 MVA | -200 | 480.46  |
| WTG1        | Wind Turbine | 700 MW    | 686  | 110.393 |
| WTG2        | Wind Turbine | 144 MW    | 144  | 55.987  |

## PHỤ LỤC 2

### Danh sách phụ tải và tự điện lúc phụ tải cực đại

| Tên          | Loại    | Giới hạn/ định mức | Điện áp kV |
|--------------|---------|--------------------|------------|
| BA CHÈ       | TẢI     | 350000 kVA         | 110        |
| BA ĐỒN       | TẢI     | 175000 kVA         | 110        |
| CAP1         | TỰ ĐIỆN | -51700 kvar        | 110        |
| CAP2         | TỰ ĐIỆN | -55000 kvar        | 110        |
| CAP3         | TỰ ĐIỆN | -50000 kvar        | 110        |
| CAP4         | TỰ ĐIỆN | -102000 kvar       | 110        |
| CAP6         | TỰ ĐIỆN | -90000 kvar        | 110        |
| CAP7         | TỰ ĐIỆN | -20000 kvar        | 110        |
| CAP16        | TỰ ĐIỆN | -50000 kvar        | 110        |
| CAP21        | TỰ ĐIỆN | -50000 kvar        | 110        |
| HOÀ KHÁNH    | TẢI     | 350000 kVA         | 110        |
| HUẾ1         | TẢI     | 170000 kVA         | 110        |
| HÀ TĨNH      | TẢI     | 262000 kVA         | 110        |
| HÙNG ĐÔNG    | TẢI     | 350000 kVA         | 110        |
| KIM ĐỘNG     | TẢI     | 350000 kVA         | 110        |
| ĐÔ LƯƠNG     | TẢI     | 175000 kVA         | 110        |
| BỈM SƠN      | TẢI     | 230000 kVA         | 110        |
| NAM ĐỊNH     | TẢI     | 380000 kVA         | 110        |
| NGHI SƠN     | TẢI     | 350000 kVA         | 110        |
| NHO QUAN     | TẢI     | 175000 kVA         | 110        |
| NINH BÌNH    | TẢI     | 350000 kVA         | 110        |
| NÔNG CỐNG    | TẢI     | 175000 kVA         | 110        |
| PHONG ĐIỀN   | TẢI     | 70000 kVA          | 110        |
| QUỲNH LƯU    | TẢI     | 170000 kVA         | 110        |
| THÁI BÌNH    | TẢI     | 380000 kVA         | 110        |
| THÁI THỤY    | TẢI     | 175000 kVA         | 110        |
| TRỰC NINH    | TẢI     | 350000 kVA         | 110        |
| TƯỚNG DƯƠNG1 | TẢI     | 87000 kVA          | 110        |
| ĐÔNG HOÀ     | TẢI     | 350000 kVA         | 110        |
| ĐÔNG HÀ      | TẢI     | 165000 kVA         | 110        |
| ĐÔNG HỐI     | TẢI     | 175000 kVA         | 110        |

### PHỤ LỤC 3

#### Hàm chi phí phát của từng tổ máy phát điện

| GEN                 | Hàm chi phí (\$/hr)         |
|---------------------|-----------------------------|
| NĐ VỪNG ÁNG 1 G1    | $y = 500 + 10P + 0.02P^2$   |
| NĐ VỪNG ÁNG 1 G2    | $y = 500 + 10P + 0.02P^2$   |
| S1                  | $y = 400 + 8P + 0.01P^2$    |
| S2                  | $y = 400 + 8P + 0.01P^2$    |
| S3                  | $y = 400 + 8P + 0.01P^2$    |
| SÔNG BỜ G1          | $y = 50 + 0.8P + 0P^2$      |
| SÔNG BỜ G2          | $y = 50 + 0.8P + 0P^2$      |
| THUỖ ĐIỆN A LƯỚI G1 | $y = 100 + 1.5P + 0P^2$     |
| THUỖ ĐIỆN A LƯỚI G2 | $y = 100 + 1.5P + 0P^2$     |
| TĐ HỦA NA G1        | $y = 200 + 3P + 0.05P^2$    |
| TĐ HỦA NA G2        | $y = 200 + 3P + 0.05P^2$    |
| TĐ ĐỒNG VĂN G1      | $y = 100 + 5P + 0P^2$       |
| TĐ ĐỒNG VĂN G2      | $y = 100 + 5P + 0P^2$       |
| TĐ KHE BỒ G1        | $y = 100 + 1.2P + 0P^2$     |
| TĐ KHE BỒ G2        | $y = 100 + 1.2P + 0P^2$     |
| GT4                 | $y = 800 + 8P + 0.05P^2$    |
| GT5                 | $y = 800 + 8P + 0.05P^2$    |
| NĐ NGHI SƠN 1 G1    | $y = 500 + 7.5P + 0.01P^2$  |
| NĐ NGHI SƠN 1 G2    | $y = 500 + 7.5P + 0.01P^2$  |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G1   | $y = 1000 + 7.5P + 0.01P^2$ |
| NĐ THÁI BÌNH 2 G2   | $y = 1000 + 7.5P + 0.01P^2$ |
| NĐ THÁI BÌNH G1     | $y = 800 + 6P + 0.01P^2$    |
| NĐ THÁI BÌNH G2     | $y = 800 + 6P + 0.01P^2$    |
| TĐ BẢN VỄ G1        | $y = 120 + 1.5P + 0P^2$     |
| TĐ BẢN VỄ G2        | $y = 120 + 1.5P + 0P^2$     |

## PHỤ LỤC 4

### Mô hình giá theo công suất phát của hệ thống

|    |     |        |    |      |        |     |     |        |
|----|-----|--------|----|------|--------|-----|-----|--------|
| U1 | MW  | \$/MWh | U6 | MW   | \$/MWh | U9  | MW  | \$/MWh |
|    | 1   | 5      |    | 1    | 5      |     | 1   | 5      |
|    | 2   | 11     |    | 2    | 11     |     | 50  | 18     |
|    | 4   | 13     |    | 4    | 13     |     | 100 | 20     |
|    | 6   | 16     |    | 6    | 16     |     | 150 | 22     |
|    | 8   | 19     |    | 8    | 19     |     | 200 | 24     |
|    | 10  | 22     |    | 10   | 22     |     |     |        |
| U2 | MW  | \$/MWh | U7 | MW   | \$/MWh | U12 | MW  | \$/MWh |
|    | 1   | 5      |    | 1    | 5      |     | 1   | 5      |
|    | 200 | 18     |    | 400  | 20     |     | 100 | 25     |
|    | 400 | 33     |    | 800  | 30     |     | 200 | 45     |
|    | 600 | 48     |    | 1200 | 40     |     | 300 | 60     |
|    | 800 | 63     |    | 1600 | 50     |     | 400 | 75     |
|    | 900 | 70     |    | 2000 | 60     | U13 | MW  | \$/MWh |
| U4 | MW  | \$/MWh | U8 | MW   | \$/MWh |     | 1   | 5      |
|    | 1   | 5      |    | 1    | 5      |     | 50  | 30     |
|    | 5   | 12     |    | 150  | 22     |     | 100 | 45     |
|    | 10  | 14     |    | 300  | 28     |     | 150 | 55     |
|    | 15  | 17     |    | 450  | 35     |     | 200 | 65     |
|    | 25  | 23     |    | 600  | 42     |     |     |        |
|    | 30  | 25     |    | 708  | 48     |     |     |        |

## PHỤ LỤC 5

### Danh sách phụ tải theo chế độ cực tiểu

| Tên          | Giới hạn/ định mức | Điện áp kV |
|--------------|--------------------|------------|
| BA CHÈ       | 150000 kvA         | 110        |
| BA ĐỒN       | 75000 kvA          | 110        |
| HOÀ KHÁNH    | 150000 kvA         | 110        |
| HUẾ1         | 72857 kvA          | 110        |
| HÀ TỈNH      | 112285 kvA         | 110        |
| HÙNG ĐÔNG    | 150000 kvA         | 110        |
| KIM ĐỘNG     | 150000 kvA         | 110        |
| ĐỒ LƯƠNG     | 75000 kvA          | 110        |
| BỈM SƠN      | 98571 kvA          | 110        |
| NAM ĐỊNH     | 162857 kvA         | 110        |
| NGHI SƠN     | 150000 kvA         | 110        |
| NHO QUAN     | 75000 kvA          | 110        |
| NINH BÌNH    | 150000 kvA         | 110        |
| NÔNG CỐNG    | 75000 kvA          | 110        |
| PHONG ĐIỀN   | 30000 kvA          | 110        |
| QUỲNH LƯU    | 72857 kvA          | 110        |
| THÁI BÌNH    | 162857 kvA         | 110        |
| THÁI THUY    | 75000 kvA          | 110        |
| TRỰC NINH    | 150000 kvA         | 110        |
| TƯỚNG DƯƠNG1 | 37285 kvA          | 110        |
| ĐÔNG HOÀ     | 150000 kvA         | 110        |
| ĐÔNG HÀ      | 70714 kvA          | 110        |
| ĐỒNG HỐI     | 75000 kvA          | 110        |