

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:

**MÔ HÌNH ĐỀ XUẤT XÁC ĐỊNH VÙNG ĐẦU THÀU TRONG THỊ
TRƯỜNG ĐIỆN DỰA TRÊN GIÁ BIÊN THEO VỊ TRÍ VÀ THUẬT
TOÁN PHÂN CỤM**

Giảng viên hướng dẫn : TS. Lê Hồng Lâm
Cán bộ hướng dẫn : TS. Đinh Xuân Bách
Sinh viên thực hiện : Trần Nguyễn Thu Trang – 20DCLC1
Lê Trọng Minh Đức – 20DCLC1
Nguyễn Hải Đức – 20DCLC3
MSSV : 105200182
105200156
105200226

Đà Nẵng, 05/2025

TÓM TẮT

Đề tài: Mô hình đề xuất xác định vùng đấu thầu trong thị trường điện dựa trên giá biên theo vị trí và thuật toán phân cụm

Sinh viên thực hiện 1: Trần Nguyễn Thu Trang

Mã số sinh viên: 105200182

Lớp: 20DCLC1

Sinh viên thực hiện 2: Lê Trọng Minh Đức

Mã số sinh viên: 105200156

Lớp: 20DCLC1

Sinh viên thực hiện 3: Nguyễn Hải Đức

Mã số sinh viên: 105200226

Lớp: 20DCLC3

Đồ án này bao gồm các nội dung chính sau:

Chương 1: Tổng quan về thị trường điện

Chương 2: Mô hình tính toán tối ưu DC OPF và thuật toán phân cụm dữ liệu

Chương 3: Đề xuất và triển khai mô hình phân vùng

Chương 4: Ứng dụng vào lưới điện IEEE 118-bus

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

| STT | HỌ VÀ TÊN SINH VIÊN | MSSV | LỚP | NGÀNH |
|-----|-----------------------|-----------|---------|---------------|
| 1 | Trần Nguyễn Thu Trang | 105200182 | 20DCLC1 | Hệ thống điện |
| 2 | Lê Trọng Minh Đức | 105200156 | 20DCLC1 | Hệ thống điện |
| 3 | Nguyễn Hải Đức | 105200226 | 20DCLC3 | Hệ thống điện |

1. Tên đề tài đồ án:

Mô hình đề xuất xác định vùng đấu thầu trong thị trường điện dựa trên giá biên theo vị trí và thuật toán phân cụm.

2. Đề tài thuộc diện: Có ký kết thỏa thuận sở hữu trí tuệ đối với kết quả thực hiện

3. Các số liệu và dữ liệu ban đầu:

4. Nội dung các phần thuyết minh và tính toán:

| STT | Họ và tên sinh viên | Nội dung |
|-----|-----------------------|---|
| 1 | Trần Nguyễn Thu Trang | <ul style="list-style-type: none">- Tìm hiểu về giai đoạn thực hiện các cấp độ thị trường điện Việt Nam.- Tìm hiểu các thị trường điện trên thế giới như Hoa Kỳ, Ý, Úc, Brazil, Nhật Bản, Hàn Quốc...- Tìm hiểu về mô hình tính toán tối ưu DC-OPF. |
| 2 | Lê Trọng Minh Đức | <ul style="list-style-type: none">- Tìm hiểu về phần mềm GAMS (General Algebraic System).- Tìm hiểu và đưa số liệu thu thập, xử lý tại GAMS.- Lập chương trình tính toán trên GAMS.- Tìm hiểu thuật toán phân cụm phổ (Spectral clustering). |
| 3 | Nguyễn Hải Đức | <ul style="list-style-type: none">- Đề xuất thuật toán phân vùng phù hợp.- Lập chương trình và thử nghiệm vào mô hình mẫu IEE 118 bus trên Matlab. |

5. Các bản vẽ, đồ thị (ghi rõ các loại và kích thước bản vẽ)
6. Giảng viên hướng dẫn

| Giảng viên hướng dẫn | Phần/ Nội dung |
|--------------------------------------|--|
| TS. Lê Hồng Lâm TS Đinh Xuân Bách | Chương 1: Tổng quan về thị trường điện Chương 2: Mô hình tính toán tối ưu DC OPF và thuật toán phân cụm dữ liệu Chương 3: Đề xuất và triển khai mô hình phân vùng Chương 4: Ứng dụng vào lưới điện IEEE 118-bus |

7. Ngày giao nhiệm vụ đồ án: 24/02/2025
8. Ngày hoàn thành đồ án: 28/05/2025

Đà Nẵng, ngày tháng năm 2025

Phụ trách Bộ môn Hệ thống điện

Người hướng dẫn

TS. Lê Hồng Lâm

TS. Lê Hồng Lâm

LỜI NÓI ĐẦU

Kính thưa các thầy cô giáo!

Lời đầu tiên em xin gửi lời cảm ơn chân thành đến các thầy, cô trong Khoa Điện; các thầy, cô trong Ban giám hiệu; các Phòng, Ban Trường Đại Học Bách Khoa, Đại học Đà Nẵng đã nhiệt tình giảng dạy, chỉ dẫn và tạo mọi điều kiện giúp đỡ em trong quá trình học tập và làm đề án tốt nghiệp. Đặc biệt em xin gửi lời tri ân và biết ơn sâu sắc đến **TS. Lê Hồng Lâm – giảng viên Bộ môn Hệ thống điện trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng** đã tận tình giúp đỡ, trực tiếp chỉ bảo, hướng dẫn em trong suốt quá trình làm đề án tốt nghiệp. Bên cạnh đó, em cũng xin chân thành gửi lời cảm ơn tới **TS. Đinh Xuân Bách – Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia**. Trong thời gian được hướng dẫn, em không ngừng tiếp thu thêm nhiều kiến thức bổ ích mà còn học được tinh thần làm việc cũng như thái độ nghiên cứu đề tài nghiêm túc, hiệu quả, đây là những điều cần thiết cho em trong quá trình học tập và công tác sau này.

Sau cùng em xin gửi lời cảm ơn tới gia đình, người thân và bạn bè đã luôn động viên giúp đỡ em trong suốt quá trình học tập tại Trường Đại Học Bách Khoa cũng như trong thời gian thực hiện đề án tốt nghiệp.

Đề tài nghiên cứu được thực hiện dựa trên các kiến thức được học ở trường, các kiến thức thực tế được thầy cô giảng dạy, chỉ dẫn và tìm tòi qua các kênh thông tin. Do khả năng bản thân còn nhiều hạn chế nên không tránh khỏi những thiếu sót trong quá trình thực hiện nghiên cứu kính mong sự đóng góp ý kiến quý báu của Thầy Cô để đề tài của em được hoàn chỉnh hơn.

Em xin chân thành cảm ơn!

CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan trong quá trình làm đồ án tốt nghiệp sẽ thực hiện nghiêm túc các quy định về liêm chính học thuật:

- Không gian lận, bịa đặt, đạo văn, giúp người học khác vi phạm.
- Trung thực trong việc trình bày, thể hiện các hoạt động học thuật và kết quả từ hoạt động học thuật của bản thân.
- Không giả mạo hồ sơ học thuật.
- Không dùng các biện pháp bất hợp pháp hoặc trái quy định để tạo nên ưu thế cho bản thân.
- Chủ động tìm hiểu và tránh các hành vi vi phạm liêm chính học thuật, chủ động tìm hiểu và nghiêm túc thực hiện các quy định về luật sở hữu trí tuệ.
- Sử dụng sản phẩm học thuật của người khác phải có trích dẫn nguồn gốc rõ ràng.

Tôi xin cam đoan số liệu và kết quả nghiên cứu trong đồ án này là trung thực và chưa hề được sử dụng để bảo vệ một học vị nào. Mọi sự giúp đỡ cho việc thực hiện đồ án này đã được cảm ơn và các thông tin trích dẫn trong đồ án đã được chỉ rõ nguồn gốc rõ ràng và được phép công bố.

Sinh viên thực hiện

Trần Nguyễn Thu Trang

Lê Trọng Minh Đức

Nguyễn Hải Đức

MỤC LỤC

| | |
|--|----|
| TÓM TẮT..... | i |
| NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP..... | ii |
| LỜI NÓI ĐẦU..... | iv |
| CAM ĐOAN..... | v |
| DANH SÁCH HÌNH ẢNH..... | ix |
| DANH MỤC BẢNG..... | ix |
| MỞ ĐẦU..... | 1 |
| 1. Tính cấp thiết của đề tài..... | 1 |
| 2. Mục tiêu nghiên cứu..... | 1 |
| 3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu..... | 2 |
| a) Đối tượng nghiên cứu:..... | 2 |
| b) Phạm vi nghiên cứu:..... | 2 |
| 4. Phương pháp nghiên cứu..... | 2 |
| 5. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài..... | 2 |
| 6. Cấu trúc của luận văn tốt nghiệp..... | 2 |
| CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN..... | 4 |
| 1.1. Thị trường điện..... | 4 |
| 1.1.1. Khái niệm về thị trường điện..... | 4 |
| 1.2. Tình hình phát triển của thị trường điện Việt Nam..... | 5 |
| 1.2.1. Các giai đoạn phát triển chính..... | 6 |
| 1.2.2. Cơ cấu tổ chức thị trường điện hiện tại..... | 7 |
| 1.2.3. Những kết quả đạt được..... | 9 |
| 1.2.4. Những thách thức còn tồn tại..... | 10 |
| 1.2.5. Định hướng phát triển thị trường điện Việt Nam..... | 11 |
| 1.3. Tình hình phân vùng thị trường điện tại các nước trên thế giới hiện nay... 13 | 13 |
| 1.3.1. Mô hình phân vùng tại một số quốc gia..... | 16 |
| 1.3.2. Bài học và liên hệ với Việt Nam..... | 17 |
| 1.3.3. Tính cấp thiết phải triển khai phân vùng tại Việt Nam..... | 18 |
| 1.4. Kết luận chương 1..... | 19 |
| CHƯƠNG 2: MÔ HÌNH TÍNH TOÁN TỐI ƯU DC-OPF VÀ THUẬT TOÁN PHÂN CỤM DỮ LIỆU..... | 22 |
| 2.1. Mô hình tính toán tối ưu..... | 22 |
| 2.1.1. Giới thiệu công cụ tính toán (chương trình lập trình GAMS)..... | 22 |

| | | |
|---|---|-----------|
| 2.1.2. | Mô hình DC OPF | 24 |
| 2.2. | Giới thiệu về phương pháp phân cụm | 25 |
| 2.3. | Thuật toán phân cụm k-means | 26 |
| 2.3.1. | Giới thiệu tổng quan | 26 |
| 2.3.2. | Nguyên lý hoạt động..... | 27 |
| 2.3.3. | Xác định số cụm | 27 |
| 2.3.4. | Quy trình thực hiện thuật toán | 29 |
| 2.3.5. | Hạn chế của thuật toán phân cụm k-means..... | 31 |
| 2.4. | Thuật toán phân cụm phổ (Spectral Clustering)..... | 31 |
| 2.4.1. | Giới thiệu tổng quan | 31 |
| 2.4.2. | Cơ sở lí thuyết..... | 32 |
| 2.4.3. | Quy trình thực hiện thuật toán | 33 |
| 2.4.4. | Ưu điểm và nhược điểm..... | 34 |
| 2.5. | So sánh hai thuật toán k-means và Spetral clustering..... | 34 |
| CHƯƠNG 3: ĐỀ XUẤT VÀ TRIỂN KHAI MÔ HÌNH PHÂN VÙNG..... | | 37 |
| 3.1. | Đề xuất thuật toán phân vùng..... | 37 |
| 3.2. | Tổng quan về phần mềm Matlab..... | 42 |
| 3.3. | Chương trình triển khai thuật toán Spectral Clustering..... | 42 |
| 3.3.1. | Nhập dữ liệu..... | 42 |
| 3.3.2. | Tạo ma trận liên kết..... | 43 |
| 3.3.3. | Tạo ma trận kề | 43 |
| 3.3.4. | Tạo ma trận Laplacian | 44 |
| 3.3.5. | Chọn vector riêng và trị riêng và tạo không gian phân vùng mới..... | 44 |
| 3.3.6. | Áp dụng thuật toán Kmean Clusering trong không gian mới..... | 45 |
| 3.3.7. | Xuất kết quả phân cụm k-means | 46 |
| CHƯƠNG 4: ỨNG DỤNG VÀO LƯỚI ĐIỆN IEEE 118 -BUS..... | | 48 |
| 4.1 | Giới thiệu lưới điện IEEE 118 -bus..... | 48 |
| 4.1.1 | Cấu trúc tổng thể của hệ thống..... | 48 |
| 4.1.2 | Đặc điểm vận hành..... | 49 |
| 4.1.3 | Vai trò trong nghiên cứu phân vùng thị trường | 50 |
| 4.1.4 | Ứng dụng trong nghiên cứu này | 50 |
| 4.2 | Khởi chạy thuật toán GAMS trên lưới điện. | 50 |
| 4.2.1 | Giả định mức tiêu thụ | 50 |
| 4.2.2 | Khởi chạy dữ liệu và xuất giá điện | 55 |

| | | |
|---------------------------------|---|-----------|
| 4.3 | Khởi chạy thuật toán Spectral Clustering trên lưới điện..... | 58 |
| 4.3.2 | Kết quả phân vùng theo từng kịch bản..... | 63 |
| 4.3.3 | Đánh giá tính phù hợp và ý nghĩa thực tiễn | 64 |
| 4.4 | Kết quả..... | 65 |
| TÀI LIỆU THAM KHẢO | | 67 |

DANH SÁCH HÌNH ẢNH

| | |
|--|----|
| Hình 2.1: Giao diện của phần mềm..... | 23 |
| Hình 2.2: Cửa sổ viết câu lệnh..... | 23 |
| Hình 2.3: Cửa sổ hiển thị kết quả..... | 24 |
| Hình 2.4: Ví dụ về phân 3 cụm..... | 25 |
| Hình 2.5: Lưu đồ thuật toán k-means..... | 30 |
| Hình 2.6: Minh họa việc phân cụm..... | 32 |
| Hình 3.1: Lưu đồ thuật toán phân vùng đề xuất..... | 41 |
| Hình 3.2: Cửa sổ phần mềm Matlab..... | 42 |
| Hình 4.1: Lưới điện mẫu IEEE 118-bus..... | 48 |
| Hình 4.2: Dữ liệu LMP của ngày nắng cao điểm..... | 59 |
| Hình 4.3: Dữ liệu LMP của ngày nắng thấp điểm..... | 60 |
| Hình 4.4: Dữ liệu LMP của ngày nắng thấp điểm..... | 61 |
| Hình 4.5: Dữ liệu LMP của ngày mưa thấp điểm..... | 62 |
| Hình 4.6: Mô hình phân vùng thống nhất cho các kịch bản..... | 64 |

DANH MỤC BẢNG

| | |
|---|----|
| Bảng 4.1: mức tiêu thụ điện cao điểm cho ngày nắng và ngày mưa..... | 51 |
| Bảng 4.2: mức tiêu thụ điện thấp điểm cho mùa hè và mùa đông..... | 53 |

MỞ ĐẦU

1. Tính cấp thiết của đề tài

Phân vùng thị trường điện là một giải pháp quan trọng nhằm nâng cao hiệu quả vận hành và đảm bảo an ninh năng lượng cho hệ thống điện Việt Nam. Trong bối cảnh hiện nay, khi tình trạng thiếu điện diễn ra tại nhiều khu vực và hệ thống truyền tải gặp khó khăn trong việc huy động nguồn từ xa, việc chia tách thị trường thành các vùng nhỏ hơn giúp tối ưu hóa việc sử dụng các nguồn tài nguyên năng lượng sẵn có tại chỗ, giảm phụ thuộc vào truyền tải liên vùng. Đồng thời, phân vùng thị trường còn góp phần nâng cao khả năng điều hành và kiểm soát hệ thống trong các tình huống khẩn cấp, giúp quản lý hiệu quả hơn và giảm thiểu rủi ro mất điện trên diện rộng.

Bên cạnh đó, việc phát triển năng lượng tái tạo đang ngày càng được ưu tiên trong chiến lược năng lượng quốc gia. Tuy nhiên, các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời thường phân bố không đều giữa các khu vực. Phân vùng thị trường điện cho phép thiết lập cơ chế giá phù hợp với điều kiện từng vùng, từ đó tạo ra cơ hội rõ ràng hơn cho các nhà đầu tư và đơn vị sản xuất năng lượng tái tạo. Khi giá điện phản ánh đúng chi phí cận biên tại từng khu vực, thị trường sẽ khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo ở những nơi có tiềm năng lớn, đồng thời thúc đẩy sự phân bổ nguồn lực hiệu quả hơn, góp phần vào quá trình chuyển dịch năng lượng xanh và phát triển bền vững.

Với lý do đó nhóm thực hiện đề tài: “Mô hình đề xuất xác định vùng đấu thầu trong thị trường điện dựa trên giá biên theo vị trí và thuật toán phân cụm”. Trong đề án này sẽ đề xuất một thuật toán giúp phân vùng thị trường điện, tối ưu hóa chi phí phát điện nhỏ nhất và tạo ra sự minh bạch về giá cũng như cơ hội cho các nhà đầu tư năng lượng.

2. Mục tiêu nghiên cứu

Mục tiêu của đề tài là xây dựng một mô hình đề xuất nhằm xác định vùng đấu thầu trong thị trường điện Việt Nam dựa trên giá điện cận biên theo vị trí (Locational Marginal Price – LMP) và thuật toán phân cụm. Thông qua việc kết hợp dữ liệu vận hành hệ thống và thuật toán học máy, đề tài hướng đến việc phân chia thị trường điện thành các vùng hợp lý, phản ánh đúng điều kiện truyền tải, sự phân bố nguồn – phụ tải và đặc điểm kinh tế – kỹ thuật của từng khu vực. Mô hình này nhằm hỗ trợ công tác quy hoạch, vận hành và thiết kế cơ chế thị trường minh bạch, đồng thời tạo nền tảng cho việc huy động hiệu quả nguồn năng lượng tái tạo,

giảm tắc nghẽn truyền tải và nâng cao hiệu quả kinh tế – kỹ thuật của hệ thống điện.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

a) Đối tượng nghiên cứu:

Đối tượng nghiên cứu của bài báo là phân vùng thị trường điện dựa trên các đặc điểm kỹ thuật và kinh tế của hệ thống điện. Cụ thể, bài báo tập trung vào việc áp dụng thuật toán Spectral Clustering để phân chia vùng giá điện dựa trên dữ liệu giá điện cận biên theo vị trí (Locational Marginal Price – LMP) được tính toán từ mô hình DC Optimal Power Flow (DC-OPF), kết hợp với thông tin kết nối vật lý giữa các nút (bus) trong hệ thống điện. Phân tích này hướng tới việc tìm ra các vùng có đặc điểm vận hành tương đồng về mặt kỹ thuật và giá cả, từ đó đề xuất mô hình phân vùng phù hợp cho thị trường điện Việt Nam.

b) Phạm vi nghiên cứu:

Phạm vi nghiên cứu của bài báo giới hạn trong mô hình chuẩn IEEE 118-bus, được sử dụng làm hệ thống thử nghiệm để mô phỏng hoạt động thị trường điện. Giá điện LMP được tính toán cho 118 bus dưới bốn kịch bản vận hành giả định (ngày nắng/mưa của lúc cao điểm/thấp điểm), đại diện cho các điều kiện phụ tải và thời tiết đặc trưng trong năm. Nghiên cứu không xét đến đầy đủ các yếu tố động như thay đổi phụ tải thời gian thực, nhưng đảm bảo bao phủ các đặc điểm quan trọng trong thiết kế phân vùng: tắc nghẽn truyền tải, tính liên kết của hệ thống và phân bố giá điện. Kết quả phân vùng thống nhất được rút ra từ tổng hợp các kịch bản trên, hướng tới ứng dụng cho thị trường điện Việt Nam trong tương lai.

4. Phương pháp nghiên cứu

Phương pháp phân tích tổng hợp lý thuyết, thu thập số liệu, mô phỏng hệ thống bằng phần mềm GAMS và MATLAB

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

Mô hình toán hướng tới tối đa hóa phúc lợi xã hội, giảm thiểu chi phí phát điện; giúp các cơ quan quản lý thị trường phân vùng một cách chính xác trong thị trường điện. Thêm vào đó, mô hình giúp thiết kế cơ chế thị trường minh bạch, đồng thời tạo nền tảng cho việc huy động hiệu quả nguồn năng lượng tái tạo, giảm tắc nghẽn truyền tải và nâng cao hiệu quả kinh tế – kỹ thuật của hệ thống điện.

6. Cấu trúc của luận văn tốt nghiệp

Nội dung của luận văn gồm những phần chính sau:

Chương 1: Tổng quan về thị trường điện

Chương 2: Mô hình tính toán tối ưu DC OPF và thuật toán phân cụm dữ liệu

Chương 3: Đề xuất và triển khai mô hình phân vùng

Chương 4: Ứng dụng vào lưới điện IEEE 118-bus

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

1.1. Thị trường điện

1.1.1. Khái niệm về thị trường điện

Thị trường điện là một mô hình tổ chức hoạt động trong lĩnh vực điện lực, cho phép nhiều chủ thể cùng tham gia vào quá trình sản xuất, truyền tải, phân phối và tiêu thụ điện năng thông qua các cơ chế cạnh tranh và điều tiết. Thị trường điện là sự chuyển đổi từ cơ chế điều hành tập trung – nơi một đơn vị độc quyền chịu trách nhiệm toàn bộ chuỗi cung ứng – sang một cơ chế linh hoạt, nơi các thành phần được tách biệt và vận hành dưới sự giám sát của cơ quan điều tiết để đảm bảo cạnh tranh công bằng và hiệu quả.

Theo quan điểm kinh tế học, thị trường điện là một thị trường hàng hóa đặc biệt, bởi điện năng không thể lưu trữ với chi phí thấp, phải được sản xuất và tiêu thụ đồng thời. Vì vậy, việc điều độ và cân bằng cung – cầu phải được thực hiện theo thời gian thực hoặc gần thời gian thực. Bên cạnh đó, đặc điểm vật lý của lưới điện, như tính liên kết giữa các nút (bus), giới hạn công suất truyền tải và tính nhạy cảm với sự cố cũng khiến thị trường điện trở nên phức tạp và đòi hỏi các cơ chế đặc thù.

Thị trường điện có thể tồn tại dưới nhiều hình thức khác nhau, tùy vào mức độ mở cửa và sự tham gia của các thành phần thị trường. Một số mô hình thị trường phổ biến bao gồm:

- Thị trường điện đơn buyer (Single-buyer Market): Trong đó, một đơn vị mua duy nhất (thường là công ty nhà nước) sẽ mua điện từ các nhà phát điện và bán lại cho khách hàng cuối cùng.
- Thị trường Pool cạnh tranh: Các nhà phát điện chào giá vào thị trường theo cơ chế đấu thầu, và trung tâm điều độ sẽ lựa chọn các tổ máy theo thứ tự giá tăng dần để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ.
- Thị trường đa buyer (Multi-buyer, Multi-seller): Cho phép nhiều người mua và bán điện tham gia thị trường thông qua các hợp đồng song phương hoặc sàn giao dịch.

Ngoài ra, thị trường điện cũng được phân cấp theo mức độ phát triển như:

- Thị trường phát điện cạnh tranh: Chủ yếu giữa các đơn vị phát điện và trung tâm điều độ.
- Thị trường bán buôn cạnh tranh: Mở rộng cho các đơn vị phân phối, truyền tải và các nhà tiêu dùng lớn.

- Thị trường bán lẻ cạnh tranh: Người tiêu dùng cuối cùng được quyền lựa chọn đơn vị cung cấp điện.

Các thành phần tham gia trong thị trường điện bao gồm:

- Đơn vị phát điện (GENCOs)
- Đơn vị truyền tải (TRANSCO)
- Đơn vị phân phối (DISCO)
- Người tiêu dùng (Customer)
- Nhà điều hành thị trường (Market Operator)
- Cơ quan điều tiết (Regulator)

Với sự phát triển mạnh mẽ của công nghệ và nhu cầu minh bạch trong quản lý năng lượng, mô hình thị trường điện ngày càng trở thành xu thế tất yếu ở nhiều quốc gia, trong đó có Việt Nam.

1.2. Tình hình phát triển của thị trường điện Việt Nam

Sự hình thành và phát triển thị trường điện không chỉ nhằm thay thế mô hình vận hành truyền thống mang tính bao cấp và kế hoạch hóa tập trung, mà còn hướng tới mục tiêu chiến lược quan trọng hơn: xây dựng một ngành điện năng hiện đại, minh bạch, cạnh tranh và hiệu quả, có khả năng thích ứng linh hoạt với những biến động ngày càng phức tạp của nền kinh tế, công nghệ và xã hội. Trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam tăng trưởng mạnh mẽ trong suốt ba thập kỷ qua – trung bình từ 8% đến 10% mỗi năm – mô hình vận hành cũ dần bộc lộ nhiều điểm yếu như thiếu linh hoạt, chậm thích nghi với thay đổi thị trường và chưa phát huy được hết tiềm năng của các thành phần kinh tế tư nhân.

Thị trường điện hiện đại không đơn thuần là nơi để các bên mua – bán điện thực hiện giao dịch thương mại, mà còn đóng vai trò là công cụ điều tiết hệ thống vận hành hiệu quả, phân bổ hợp lý nguồn lực đầu tư, đồng thời tạo ra các tín hiệu giá cả rõ ràng để khuyến khích tối ưu hóa chi phí sản xuất – truyền tải – phân phối và tiêu dùng điện. Chính vì vậy, việc phát triển thị trường điện không phải là một xu hướng riêng của Việt Nam, mà là sự lựa chọn chiến lược được hầu hết các quốc gia trên thế giới triển khai từ nhiều năm trước, đặc biệt là tại các nền kinh tế phát triển như Hoa Kỳ, Úc, Liên minh châu Âu, Brazil, Nhật Bản, Hàn Quốc...

Tại Việt Nam, sự phát triển của thị trường điện là một quá trình có định hướng rõ ràng, được Nhà nước thúc đẩy và kiểm soát chặt chẽ thông qua các chiến lược và quy hoạch dài hạn. Từ những năm đầu của thập kỷ 2000, Chính phủ đã xác

định rõ việc xây dựng thị trường điện cạnh tranh là một trong những nhiệm vụ trọng tâm trong tiến trình cải cách ngành năng lượng. Bằng việc ban hành Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg về lộ trình phát triển thị trường điện và nhiều văn bản pháp lý liên quan, Việt Nam từng bước chuyển đổi từ cơ chế điều hành tập trung sang mô hình thị trường phát điện cạnh tranh (từ năm 2012), sau đó là thị trường bán buôn cạnh tranh (từ năm 2019), và đang trong giai đoạn chuẩn bị để tiến tới thị trường bán lẻ cạnh tranh trong thời gian tới.

Quá trình này không chỉ mang lại những thay đổi về mô hình tổ chức vận hành hệ thống, mà còn kéo theo sự tham gia ngày càng rộng rãi của các thành phần kinh tế, đặc biệt là khu vực tư nhân và doanh nghiệp nước ngoài. Tính đến nay, cơ cấu nguồn điện quốc gia đã không còn phụ thuộc hoàn toàn vào các doanh nghiệp nhà nước mà đang dần dịch chuyển theo hướng đa dạng hóa chủ thể tham gia. Các nhà đầu tư năng lượng tái tạo cũng đã góp phần quan trọng vào việc bổ sung công suất, giảm áp lực cho lưới điện quốc gia.

Tuy nhiên, cần phải thẳng thắn nhìn nhận rằng, dù đã đạt được nhiều kết quả quan trọng về mặt tổ chức và thể chế, thị trường điện Việt Nam vẫn còn nhiều hạn chế cả về kỹ thuật, cơ chế vận hành, cơ sở hạ tầng và khung chính sách. Mô hình thị trường hiện nay vẫn chưa phản ánh đầy đủ bản chất kinh tế của hệ thống điện, đặc biệt là vấn đề giá điện chưa theo sát biến động thực tế của phụ tải, tổn thất truyền tải và sự khác biệt giữa các vùng miền. Nhiều yếu tố kỹ thuật như tắc nghẽn lưới điện, giới hạn công suất truyền tải, hay các ràng buộc về điện áp, tần số vẫn chưa được nội hàm vào cơ chế định giá điện, làm giảm tính hiệu quả và tính cạnh tranh của thị trường.

Trong bối cảnh đó, yêu cầu tiếp tục hoàn thiện thị trường điện trở thành một nhiệm vụ chiến lược, không chỉ để bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia mà còn để hỗ trợ quá trình chuyển đổi năng lượng theo hướng bền vững, linh hoạt và phù hợp với cam kết giảm phát thải khí nhà kính của Việt Nam. Nội dung các phần sau sẽ trình bày rõ hơn về các giai đoạn phát triển, thành tựu và thách thức trong thực tiễn tổ chức thị trường điện, từ đó làm nền tảng cho đề xuất phân vùng nhằm nâng cao hiệu quả vận hành hệ thống điện trong tương lai.

1.2.1. Các giai đoạn phát triển chính

Giai đoạn 1 – Trước năm 2005: Giai đoạn độc quyền tập trung

Trước năm 2005, ngành điện Việt Nam hoạt động theo mô hình độc quyền nhà nước, tất cả các khâu từ phát điện, truyền tải, phân phối đến bán lẻ đều do Tập

đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) nắm giữ. Việc điều độ hệ thống được điều hành tập trung, giá điện được Nhà nước kiểm soát và không phản ánh đầy đủ chi phí thực tế vận hành. Mô hình này tạo ra sự ổn định về cung cấp điện nhưng thiếu hiệu quả trong phân bổ nguồn lực và không có cạnh tranh.

Giai đoạn 2 – 2005 đến 2012: Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM)

Luật Điện lực năm 2004 là bước ngoặt quan trọng, mở đường cho việc hình thành thị trường điện. Giai đoạn này đánh dấu sự tách bạch giữa đơn vị phát điện và các đơn vị truyền tải/phân phối. Năm 2011, thị trường phát điện cạnh tranh được vận hành thử nghiệm và đến tháng 7 năm 2012 chính thức đưa vào vận hành. Tại đây, các nhà máy điện bắt đầu được phép chào giá cạnh tranh trên thị trường ngày hôm trước, trong khi EVN vẫn là đơn vị mua điện duy nhất. Mặc dù mức độ cạnh tranh còn hạn chế, nhưng đây là nền móng quan trọng cho các bước phát triển tiếp theo.

Giai đoạn 3 – 2013 đến nay: Thị trường bán buôn cạnh tranh (VWEM)

Từ năm 2017, Việt Nam bắt đầu triển khai thị trường bán buôn cạnh tranh, cho phép các tổng công ty điện lực (TCTĐL) như EVN SPC, NPC, CPC... tham gia vào thị trường với vai trò là đơn vị mua điện. Mô hình này từng bước mở rộng cạnh tranh không chỉ ở khâu phát mà còn ở khâu mua bán điện, chuẩn bị cho việc hình thành thị trường bán lẻ trong tương lai. Cùng với đó, hệ thống điều độ và cơ chế thanh toán được cải tiến, minh bạch hóa quá trình phân bổ nguồn lực trong ngành.

Giai đoạn tiếp theo – Định hướng đến 2030: Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh

Theo Quy hoạch điện VIII và định hướng của Bộ Công Thương, Việt Nam dự kiến sẽ triển khai thị trường bán lẻ cạnh tranh trong thời gian tới. Giai đoạn đầu thí điểm sẽ áp dụng cho các khách hàng lớn (công nghiệp, thương mại...), sau đó mở rộng dần cho hộ gia đình. Việc này sẽ tạo ra một môi trường cạnh tranh lành mạnh giữa các đơn vị cung cấp điện, góp phần giảm giá thành và nâng cao chất lượng dịch vụ.

1.2.2. Cơ cấu tổ chức thị trường điện hiện tại

Thị trường điện Việt Nam hiện nay đang vận hành theo mô hình “pool” – một hình thức phổ biến trong các thị trường điện cạnh tranh trên thế giới. Theo mô hình này, các đơn vị phát điện thực hiện chào giá bán điện vào thị trường, sau đó

Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0) – thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) – sẽ tiến hành lập kế hoạch vận hành và điều độ hệ thống điện theo nguyên tắc tối ưu hóa chi phí toàn hệ thống. Mục tiêu của điều độ là đảm bảo nhu cầu phụ tải được đáp ứng liên tục và an toàn, đồng thời tối thiểu hóa chi phí phát điện theo mức giá chào và giới hạn kỹ thuật hệ thống.

Các giao dịch trên thị trường chủ yếu được thực hiện thông qua cơ chế ngày hôm trước (day-ahead market), tức là các kế hoạch phát điện và mua bán được xác định trước một ngày vận hành. Điều này tạo điều kiện cho việc chuẩn bị nguồn và lập lịch vận hành hợp lý. Tuy nhiên, thị trường thời gian thực – nơi có thể điều chỉnh sản lượng điện theo thời điểm vận hành thực tế – vẫn chưa được triển khai đầy đủ. Thị trường phụ trợ (ancillary services), vốn đóng vai trò quan trọng trong duy trì độ ổn định về tần số, điện áp và dự phòng công suất, cũng đang trong giai đoạn nghiên cứu và chưa được vận hành một cách hoàn chỉnh

Cơ cấu tổ chức thị trường điện hiện tại bao gồm các thành phần chính như sau:

- Các đơn vị phát điện (GENCOs, IPPs, BOTs): Bao gồm các tổng công ty phát điện (GENCO 1, 2, 3) thuộc EVN, các nhà đầu tư tư nhân trong nước, và các đơn vị có vốn đầu tư nước ngoài. Ngoài ra, các nhà máy được xây dựng theo hình thức hợp đồng xây dựng – vận hành – chuyển giao (BOT) cũng tham gia vào thị trường với các điều khoản hợp đồng dài hạn. Hiện nay, các nhà máy năng lượng tái tạo (điện mặt trời, điện gió) chiếm tỷ trọng ngày càng lớn trong cơ cấu nguồn phát, góp phần tăng tính đa dạng cho thị trường điện.
- Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (NPT): Là đơn vị duy nhất chịu trách nhiệm quản lý và vận hành lưới điện truyền tải quốc gia cấp điện áp 220 kV và 500 kV. NPT trực thuộc EVN và có vai trò then chốt trong việc đảm bảo năng lực truyền tải giữa các vùng miền. Tuy nhiên, hệ thống truyền tải hiện nay vẫn chịu nhiều áp lực do mất cân đối giữa phát triển nguồn và đầu tư lưới điện, đặc biệt tại các khu vực có nhiều nguồn năng lượng tái tạo như miền Trung, Tây Nguyên.
- Các tổng công ty điện lực (TCTĐL): Bao gồm các công ty thành viên của EVN như EVN HANOI, EVN HCMC, EVN NPC, EVN SPC... Các đơn vị này chịu trách nhiệm mua điện từ thị trường bán buôn, phân phối đến khách hàng và thực hiện dịch vụ chăm sóc khách hàng. Trong tương lai, các tổng công ty điện lực sẽ phải cạnh tranh với các nhà bán lẻ khác khi thị trường bán lẻ điện được mở cửa.

- Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia (A0): Là cơ quan kỹ thuật có vai trò trung tâm trong thị trường, đảm nhận việc lập kế hoạch vận hành, điều độ nguồn và phụ tải trên toàn hệ thống điện quốc gia. A0 sử dụng các mô hình tính toán tối ưu (như OPF – Optimal Power Flow) để xác định lịch huy động tổ máy và đảm bảo sự cân bằng giữa cung và cầu, trong khi vẫn tuân thủ các giới hạn kỹ thuật như tần số, điện áp, giới hạn truyền tải.
- Cơ quan điều tiết điện lực (ERAV – thuộc Bộ Công Thương): Là cơ quan hoạch định chính sách, ban hành quy định và giám sát hoạt động của thị trường điện. ERAV chịu trách nhiệm phê duyệt các quy trình thị trường, biểu giá bán lẻ, kế hoạch phát triển điện lực và bảo đảm quyền lợi cho các bên tham gia thị trường, bao gồm cả người tiêu dùng.

Mặc dù cơ chế thị trường đã dần hình thành và mở rộng, một số đặc điểm của hệ thống hiện tại vẫn chưa đáp ứng được đầy đủ các nguyên tắc thị trường cạnh tranh thực sự. Đáng chú ý, **giá điện trong thị trường vẫn chưa phản ánh đầy đủ chi phí vận hành thực tế** như: tổn thất truyền tải, mức độ tắc nghẽn lưới điện, hay sự khác biệt về địa lý và điều kiện vận hành giữa các khu vực. Hầu hết các giao dịch điện năng vẫn mang tính tập trung cao, với EVN đóng vai trò là bên mua buôn duy nhất. Các mức giá thanh toán được xác định dựa trên biểu giá khung và kế hoạch vận hành được phê duyệt trước, thay vì thông qua quá trình tương tác tự do giữa cung – cầu.

Chính vì vậy, các đề xuất như **phân vùng thị trường điện, định giá điện theo vùng hoặc theo vị trí (LMP)** ngày càng được nhiều nhà nghiên cứu và cơ quan hoạch định chính sách quan tâm. Đây được xem là bước tiếp theo cần thiết để phản ánh tốt hơn các điều kiện kỹ thuật và kinh tế của hệ thống điện Việt Nam, đồng thời làm nền tảng để triển khai các hình thức thị trường phụ trợ và thị trường thời gian thực trong tương lai gần.

1.2.3. Những kết quả đạt được

- Gia tăng tính minh bạch và cạnh tranh: Các bước cải cách đã mở đường cho nhiều chủ thể tham gia thị trường, giúp công khai hóa giá chào, kế hoạch huy động và dữ liệu vận hành.
- Thu hút đầu tư tư nhân: Tạo điều kiện cho nhiều doanh nghiệp trong và ngoài nước đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện, thủy điện, điện mặt trời, điện gió.

- Tách bạch chức năng vận hành và mua bán điện: Góp phần cải thiện tính hiệu quả và giảm xung đột lợi ích trong quản lý hệ thống.
- Chuẩn bị nền tảng cho triển khai thị trường điện hiện đại: Các hệ thống phần mềm, cơ chế thanh toán và điều độ từng bước được nâng cấp để phù hợp với thị trường bán buôn và tương lai bán lẻ.

1.2.4. Những thách thức còn tồn tại

Mặc dù thị trường điện Việt Nam đã có những bước phát triển đáng ghi nhận, song quá trình vận hành và tổ chức thị trường vẫn tồn tại nhiều hạn chế và thách thức cần được giải quyết trong thời gian tới để đảm bảo sự minh bạch, hiệu quả và ổn định dài hạn cho hệ thống điện quốc gia.

Thiếu phân vùng giá điện: Hiện nay, hệ thống điện vẫn áp dụng cơ chế giá điện cào bằng trên phạm vi toàn quốc, chưa phân chia thành các vùng giá điện riêng biệt. Việc chưa xác lập các vùng đấu giá hoặc vùng giá phản ánh đúng điều kiện vận hành của từng khu vực đã làm giảm hiệu quả trong đầu tư và vận hành hệ thống. Cụ thể, các khu vực có phụ tải cao hoặc thường xuyên xảy ra tắc nghẽn lưới điện vẫn phải áp dụng mức giá điện tương tự như các khu vực dư thừa nguồn và có lưới truyền tải ổn định. Điều này không tạo được tín hiệu đầu tư rõ ràng và có thể dẫn đến tình trạng mất cân bằng cung – cầu, làm gia tăng tổn thất truyền tải và giảm hiệu quả toàn hệ thống.

Chưa áp dụng cơ chế định giá theo vị trí (Locational Marginal Pricing – LMP): Mặc dù đã được nhiều nước áp dụng hiệu quả, cơ chế LMP hiện vẫn chưa được triển khai tại Việt Nam. Giá điện hiện hành chủ yếu được xác lập theo phương pháp bình quân chi phí, không phản ánh đúng sự khác biệt về vị trí địa lý, chi phí truyền tải và tình trạng tắc nghẽn trên lưới điện. Hệ quả là các nhà máy điện ở vùng xa trung tâm phụ tải không bị ràng buộc bởi chi phí truyền tải trong khi các khu vực thiếu nguồn lại không có động lực thu hút đầu tư mới. Điều này làm giảm hiệu quả phân bổ tài nguyên và tăng nguy cơ quá tải cục bộ trong hệ thống.

Thị trường phụ trợ và thời gian thực chưa hoàn thiện: Thị trường điện Việt Nam hiện chủ yếu hoạt động theo cơ chế lập kế hoạch ngày hôm trước (day-ahead), chưa có cơ chế vận hành thời gian thực hoặc thị trường phụ trợ thực sự. Trong khi đó, hệ thống điện ngày càng chịu nhiều biến động do sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn năng lượng tái tạo (như điện gió, điện mặt trời), vốn có tính không ổn định và phụ thuộc thời tiết. Việc thiếu thị trường thời gian thực và phụ trợ khiến

hệ thống khó thích ứng với các biến động ngắn hạn, làm gia tăng rủi ro về tần số, điện áp và cân bằng công suất theo thời gian thực.

Sự phụ thuộc vào EVN: Dù đã có bước tiến trong việc tách bạch các thành phần thị trường, nhưng Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) vẫn giữ vai trò chi phối trong cả ba khâu: phát điện, truyền tải và mua bán điện. Các công ty con của EVN hiện chiếm tỷ trọng lớn về công suất phát, vận hành lưới truyền tải và cung ứng điện đến người tiêu dùng cuối. Sự tập trung này gây ra rào cản cho các đơn vị ngoài EVN tham gia thị trường, làm giảm tính cạnh tranh và tính minh bạch của hệ thống. Ngoài ra, việc cùng một tập đoàn vừa tham gia thị trường, vừa vận hành hệ thống và nắm giữ cơ sở hạ tầng trọng yếu cũng dễ dẫn đến xung đột lợi ích và làm chậm quá trình cải cách thị trường.

Tổng hợp lại, những thách thức trên cho thấy rằng thị trường điện Việt Nam vẫn đang trong giai đoạn chuyển đổi và cần tiếp tục hoàn thiện mạnh mẽ hơn nữa. Việc khắc phục các hạn chế này sẽ là tiền đề quan trọng để hướng đến một thị trường điện cạnh tranh toàn diện, minh bạch và hiệu quả, phù hợp với xu thế phát triển của ngành năng lượng toàn cầu.

1.2.5. Định hướng phát triển thị trường điện Việt Nam

Trong bối cảnh ngành năng lượng toàn cầu đang bước vào giai đoạn chuyển đổi mạnh mẽ hướng đến minh bạch, cạnh tranh và phát triển bền vững, thị trường điện Việt Nam cũng đang định hình một lộ trình cải cách toàn diện để đáp ứng các yêu cầu trong nước và hội nhập quốc tế. Với mục tiêu từng bước xây dựng thị trường điện bán buôn và tiến tới thị trường điện bán lẻ cạnh tranh hoàn chỉnh, Việt Nam cần có các định hướng chiến lược cụ thể nhằm khắc phục những hạn chế hiện hữu và phát huy hiệu quả của hệ thống điện quốc gia. Một số định hướng trọng tâm có thể kể đến như sau:

1. Hoàn thiện cơ chế giá điện: Một trong những bước đi mang tính nền tảng trong tiến trình phát triển thị trường điện là chuyển đổi từ cơ chế giá cào bằng sang định giá điện phản ánh đúng đặc điểm vận hành thực tế. Trong đó, việc triển khai cơ chế định giá điện theo vị trí (Locational Marginal Pricing – LMP) [1] và phân vùng thị trường là xu hướng phù hợp và cấp thiết. Giá điện sẽ không còn được xác định theo mức trung bình chung mà phụ thuộc vào vị trí địa lý, tình trạng truyền tải và phụ tải của từng khu vực. Điều này tạo động lực khuyến khích đầu tư vào các vùng thiếu nguồn, hạn chế tình trạng tắc nghẽn và tối ưu hóa chi phí truyền tải.

Việc áp dụng LMP cũng giúp tăng cường minh bạch và phản ánh đúng chi phí thực tế trong hệ thống.

2. Thúc đẩy phát triển thị trường phụ trợ và thời gian thực: Để đảm bảo hệ thống điện có khả năng phản ứng nhanh và vận hành linh hoạt trong điều kiện ngày càng nhiều biến động (đặc biệt do sự phát triển mạnh của năng lượng tái tạo), việc xây dựng thị trường phụ trợ (ancillary services) và thị trường thời gian thực là cần thiết. Những thị trường này cho phép điều chỉnh công suất, tần số và điện áp trong thời gian ngắn, giúp hệ thống duy trì ổn định khi xảy ra sự cố hoặc khi nhu cầu thay đổi đột ngột. Đây là điều kiện quan trọng để nâng cao tính linh hoạt, độ tin cậy và khả năng tích hợp nguồn phân tán vào hệ thống.

3. Tăng cường ứng dụng công nghệ thông minh trong đo đếm và điều khiển: Cùng với sự phát triển của các mô hình thị trường, công nghệ cũng đóng vai trò then chốt trong việc hỗ trợ vận hành và giám sát hệ thống điện. Việc triển khai hệ thống đo đếm thông minh (smart metering), lưới điện thông minh (smart grid), tự động hóa hệ thống điều độ và ứng dụng các phần mềm điều khiển tiên tiến sẽ giúp nhà điều hành hệ thống và khách hàng có thể giám sát hiệu quả tình trạng tiêu thụ, phản ứng giá và chủ động trong việc sử dụng năng lượng. Điều này còn tạo nền tảng cho việc phát triển mô hình “khách hàng tham gia thị trường”, nơi người tiêu dùng có thể điều chỉnh phụ tải và tham gia vào cơ chế định giá linh hoạt.

4. Tiến tới xây dựng thị trường bán lẻ cạnh tranh: Hiện tại, Việt Nam mới dừng lại ở giai đoạn thị trường phát điện và bán buôn cạnh tranh. Trong giai đoạn tiếp theo, việc mở rộng sang thị trường bán lẻ, cho phép khách hàng lựa chọn đơn vị cung cấp điện, là xu hướng tất yếu. Mô hình này không chỉ giúp cải thiện chất lượng dịch vụ và giá cả thông qua cơ chế cạnh tranh mà còn tạo điều kiện cho sự tham gia rộng rãi hơn của các thành phần kinh tế ngoài quốc doanh vào lĩnh vực điện lực.

5. Học hỏi mô hình phân vùng thị trường điện từ các quốc gia đi trước: Nhiều quốc gia đã triển khai thành công mô hình phân vùng giá điện như Hoa Kỳ (với định giá LMP tại từng nút), Ý (với mô hình zonal pricing chia thành 21 vùng), Brazil (phân vùng theo đặc thù địa lý) và các nước châu Âu (với cơ chế vùng giá chung hoặc tách vùng khi có tắc nghẽn). Những mô hình này mang lại nhiều lợi ích trong điều độ, đầu tư và vận hành hệ thống. Việt Nam, với đặc điểm địa lý lãnh thổ kéo dài, phân bố nguồn – phụ tải không đồng đều và hạ tầng truyền tải còn hạn chế, hoàn toàn có thể áp dụng mô hình phân vùng để phản ánh tốt hơn các đặc

điểm kỹ thuật, từ đó xây dựng cơ chế giá phù hợp hơn và hỗ trợ quy hoạch đầu tư hạ tầng hiệu quả.

6. Phát triển cơ sở hạ tầng đồng bộ và hiện đại: Mọi cải cách thị trường chỉ có thể thành công khi được hỗ trợ bởi một hệ thống cơ sở hạ tầng truyền tải và phân phối đủ mạnh. Vì vậy, Việt Nam cần ưu tiên đầu tư nâng cấp lưới điện, tăng cường khả năng kết nối vùng miền, xây dựng các trung tâm điều độ hiện đại và đồng bộ hóa các hệ thống đo đếm, truyền dữ liệu trong toàn hệ thống.

Thị trường điện Việt Nam đang đứng trước thời điểm chuyển đổi quan trọng, từ cơ chế truyền thống sang một hệ thống thị trường năng động, cạnh tranh và hiệu quả hơn. Để đạt được điều đó, việc hoàn thiện cơ chế giá điện, đẩy mạnh phân vùng, phát triển thị trường phụ trợ và ứng dụng công nghệ là những nhiệm vụ trọng tâm. Đồng thời, học hỏi các mô hình tiên tiến trên thế giới và tùy biến phù hợp với điều kiện thực tế trong nước sẽ giúp Việt Nam xây dựng một thị trường điện minh bạch, hiệu quả và bền vững trong tương lai gần.

1.3. Tình hình phân vùng thị trường điện tại các nước trên thế giới hiện nay

Phân vùng thị trường điện là một trong những yếu tố cốt lõi trong việc thiết kế và vận hành một thị trường điện hiện đại, minh bạch và hiệu quả. Trong bối cảnh lưới điện ngày càng trở nên phức tạp, việc chia hệ thống thành các vùng đấu giá (bidding zones) giúp phản ánh rõ hơn điều kiện kỹ thuật, giới hạn truyền tải, tắc nghẽn công suất và chênh lệch cung – cầu tại từng khu vực địa lý cụ thể. Mỗi vùng được xem là một thực thể giá độc lập, nơi mà giá điện phản ánh đúng chi phí biên tại khu vực đó, bao gồm cả tổn thất và giới hạn truyền tải. Phân vùng còn là cơ sở quan trọng để lập kế hoạch vận hành hệ thống, hỗ trợ điều độ hiệu quả, phân bổ đầu tư hợp lý và tăng khả năng tích hợp năng lượng tái tạo.

Trên thế giới, các quốc gia đã áp dụng nhiều mô hình phân vùng khác nhau [2], từ phân vùng giá điện chi tiết đến định giá tại từng nút, tùy theo đặc điểm lưới điện, mức độ phát triển thị trường và năng lực điều hành. Dưới đây là một số mô hình tiêu biểu:

Hoa Kỳ – Mô hình định giá tại từng nút (Nodal Pricing): Tại Hoa Kỳ, các vùng vận hành độc lập (Independent System Operators – ISOs) như PJM, MISO, ERCOT và CAISO triển khai thị trường điện theo mô hình định giá tại từng nút (Nodal Pricing). Mỗi nút trong hệ thống – tương ứng với một bus hoặc điểm kết nối – có giá điện riêng được xác định thông qua mô hình tối ưu hóa dòng công suất (OPF) có xét đến tổn thất và tắc nghẽn. Giá LMP tại mỗi nút bao gồm ba thành

phần: chi phí năng lượng, chi phí tổn thất và chi phí tác nghẽn. Mô hình này giúp phản ánh chính xác tình trạng vận hành hệ thống và thúc đẩy điều độ hiệu quả.

Tuy nhiên, mô hình Nodal Pricing yêu cầu hạ tầng công nghệ rất cao, với hệ thống đo đếm, truyền thông và tính toán phức tạp. Dù vậy, đây được coi là mô hình tối ưu nhất về mặt lý thuyết, giúp giảm chi phí toàn hệ thống và tăng độ chính xác trong điều độ. Hoa Kỳ cũng là quốc gia đầu tiên triển khai thị trường phụ trợ, thị trường công suất và thị trường thời gian thực một cách toàn diện.

Châu Âu – Zonal Pricing và cơ chế Market Coupling: Liên minh châu Âu (EU) áp dụng mô hình phân vùng giá (zonal pricing), trong đó mỗi quốc gia hoặc nhóm quốc gia là một vùng giá riêng. Các vùng được xác định dựa trên điều kiện kết nối, năng lực truyền tải và mức độ tác nghẽn lưới điện. Khi xảy ra tác nghẽn giữa hai vùng, giá điện sẽ tách biệt, tạo ra tín hiệu thị trường rõ ràng. Các thị trường như Nord Pool (Bắc Âu), EPEX Spot (Đức, Pháp, Hà Lan) đều hoạt động theo mô hình này.

Đặc biệt, EU còn triển khai cơ chế Market Coupling, cho phép giao dịch điện xuyên biên giới một cách tối ưu dựa trên giá chào mua – bán và dung lượng truyền tải khả dụng. Cơ chế này giúp tối ưu hóa trao đổi điện giữa các quốc gia, giảm sự phân mảnh thị trường và tăng hiệu quả kinh tế trong toàn khu vực. Tuy nhiên, zonal pricing cũng gặp một số thách thức, như việc xác định lại vùng giá trong trường hợp cấu trúc lưới thay đổi hoặc tác nghẽn phát sinh mới.

Brazil – Phân vùng theo đặc điểm địa lý và điều kiện vận hành: Brazil áp dụng mô hình chia hệ thống thành 4 vùng vận hành chính: Bắc (North), Đông Bắc (Northeast), Nam (South), và Đông Nam/Trung Tây (Southeast/Central-West). Việc phân vùng dựa trên các đặc điểm kỹ thuật và địa lý, đồng thời có xét đến khả năng truyền tải giữa các khu vực. Giá điện được xác định trên cơ sở chi phí vận hành biên (Marginal Operation Cost) và được điều chỉnh theo vùng khi có tác nghẽn.

Mô hình này phù hợp với các quốc gia có diện tích rộng lớn, phân bố nguồn phát không đều và điều kiện địa lý đa dạng. Điểm đặc biệt là Brazil có cơ chế lập lịch vận hành trung tâm dựa trên mô phỏng chuỗi thời tiết dài hạn (stochastic optimization), giúp phản ánh các biến động trong sản xuất thủy điện – nguồn chủ đạo trong hệ thống của họ.

Ý – Zonal Pricing với 21 vùng giá [3][4]: Ý là quốc gia có mạng lưới điện trải dài từ Bắc xuống Nam, với sự phân bố không đồng đều của nguồn phát và phụ

tải, tương đồng với Việt Nam. Vì vậy, Ý đã thiết kế thị trường điện theo mô hình Zonal Pricing với 21 vùng giá, bao gồm cả các khu vực đảo như Sardinia và Sicily. Mỗi vùng có mức giá riêng, được tính toán theo cơ chế đấu giá và cân bằng cung – cầu tại khu vực đó. Khi năng lực truyền tải giữa các vùng bị hạn chế, giá điện sẽ phân tách để phản ánh đúng điều kiện kỹ thuật cục bộ.

Việc phân vùng chi tiết giúp thị trường Ý xử lý hiệu quả các tình huống tắc nghẽn, giảm tình trạng mua rẻ bán đắt trái thực tế, đồng thời khuyến khích đầu tư nguồn phát và lưới truyền tải tại các điểm nghẽn. Đây là một mô hình tham khảo rất phù hợp cho Việt Nam do tương đồng về hình dạng địa lý, vấn đề truyền tải Bắc – Nam và nhu cầu phát triển thị trường điện vùng miền.

Úc – Mô hình thị trường điện quốc gia (NEM): Úc triển khai thị trường điện quốc gia (National Electricity Market – NEM) bao gồm năm vùng giá tương ứng với các bang lớn: Queensland, New South Wales, Victoria, South Australia và Tasmania. Hệ thống truyền tải giữa các bang được quản lý độc lập, và giá điện tại từng vùng được xác lập riêng biệt. Khi không có tắc nghẽn truyền tải, giá có thể đồng bộ giữa các vùng; tuy nhiên, khi có hạn chế công suất, giá sẽ phân kỳ rõ ràng.

Mô hình của Úc có lợi thế là vừa phân vùng rõ ràng, vừa linh hoạt trong kết nối liên vùng. Đây cũng là thị trường điện đầu tiên triển khai cơ chế đấu giá theo thời gian thực (five-minute dispatch) và tích hợp năng lượng tái tạo quy mô lớn vào hệ thống mà không gây bất ổn vận hành.

Từ các mô hình quốc tế trên, có thể rút ra một số bài học quan trọng:

- Việc phân vùng giúp phản ánh đúng điều kiện truyền tải, tổn thất và tắc nghẽn, từ đó tạo ra giá điện minh bạch, công bằng và hợp lý hơn.
- Mỗi quốc gia sẽ lựa chọn mô hình phù hợp với điều kiện cụ thể về địa lý, trình độ kỹ thuật và hạ tầng dữ liệu.
- Dù áp dụng Nodal hay Zonal Pricing, điểm chung là phải dựa trên các yếu tố kỹ thuật như dòng công suất, khả năng truyền tải, vị trí bus và mức độ kết nối.

Đối với Việt Nam – một quốc gia có hệ thống điện kéo dài Bắc – Nam, có sự phân bố không đều về nguồn phát và phụ tải – việc nghiên cứu các mô hình phân vùng trên thế giới là cơ sở quan trọng để lựa chọn hướng đi phù hợp. Đặc biệt, mô hình của Ý và Brazil là những ví dụ thực tiễn gần gũi, cho thấy hiệu quả rõ rệt trong điều độ hệ thống, giảm chi phí truyền tải và khuyến khích đầu tư hợp

lý. Việc áp dụng cơ chế phân vùng tại Việt Nam sẽ không chỉ giúp xử lý các vấn đề kỹ thuật hiện hữu, mà còn là tiền đề để tiến tới thị trường điện bán lẻ cạnh tranh trong tương lai.

1.3.1. Mô hình phân vùng tại một số quốc gia

Hoa Kỳ là quốc gia tiên phong trong việc xây dựng thị trường điện cạnh tranh và áp dụng phân vùng rộng rãi. Các tổ chức điều hành hệ thống khu vực như PJM, MISO, ERCOT... đã phân chia thị trường thành nhiều vùng định giá điện khác nhau dựa trên LMP (Locational Marginal Pricing), trong đó mỗi nút lưới điện có một giá điện riêng tùy thuộc vào chi phí biên và ràng buộc truyền tải. Việc áp dụng định giá theo nút đã giúp Hoa Kỳ kiểm soát tắc nghẽn hiệu quả, minh bạch hóa vận hành và tối ưu hóa chi phí toàn hệ thống.

Châu Âu, đặc biệt là Liên minh Châu Âu (EU), đã triển khai cơ chế phân vùng giá điện theo khu vực (zonal pricing). Các quốc gia thành viên thường chia thị trường thành một hoặc nhiều vùng đấu thầu, ví dụ như Na Uy chia thành 5 vùng, Thụy Điển 4 vùng, và Đức – Áo trước đây là một vùng chung, nhưng đã phải tách do hiện tượng lệch pha công suất và tắc nghẽn lưới. Cơ chế phân vùng trong EU giúp hạn chế các giao dịch gây quá tải và tạo tín hiệu rõ ràng cho đầu tư vào lưới và nguồn phát điện.

Ý (Italy) là ví dụ điển hình trong việc áp dụng mô hình phân vùng phù hợp với địa lý quốc gia. Với đặc thù lãnh thổ dài, hẹp và có nhiều nút thắt hạ tầng truyền tải, Ý đã phân chia thị trường điện thành 21 vùng giá (zones). Mỗi vùng có giá điện riêng, phụ thuộc vào tình trạng truyền tải và nhu cầu tại khu vực đó. Mô hình này cho phép Ý phản ánh chính xác tắc nghẽn, điều phối hiệu quả nguồn điện và thu hút đầu tư vào các vùng đang thiếu hụt năng lượng. Ý cũng sử dụng hệ thống định giá biên cục bộ và cơ chế điều độ dựa trên nhu cầu vùng, phù hợp với điều kiện địa hình và công suất kết nối giữa các khu vực.

Brazil phân vùng thị trường điện dựa trên cấu trúc mạng lưới và hạn chế truyền tải. Nước này chia hệ thống thành 4 vùng địa lý (North, Northeast, Southeast-Central-West, South). Hệ thống định giá áp dụng ở đây là định giá theo nút (nodal pricing), và thị trường được vận hành bởi tổ chức điều hành độc lập (ONS). Việc chia vùng giúp Brazil kiểm soát các hiện tượng thiếu hụt cục bộ và tăng hiệu quả sử dụng nguồn tái tạo ở các vùng xa trung tâm.

1.3.2. Bài học và liên hệ với Việt Nam

Qua các mô hình thị trường điện đã được triển khai thành công tại nhiều quốc gia, có thể thấy rằng phân vùng thị trường điện không chỉ là một cải tiến kỹ thuật, mà còn là giải pháp chiến lược và toàn diện nhằm giải quyết các vấn đề mang tính hệ thống trong vận hành lưới điện hiện đại. Việc chia thị trường thành các vùng giá độc lập không chỉ giúp phản ánh sát thực điều kiện kỹ thuật tại từng khu vực, mà còn cải thiện tính minh bạch của cơ chế định giá, tối ưu hóa điều độ hệ thống, đồng thời tạo ra động lực thị trường để thu hút đầu tư đúng chỗ – đúng thời điểm. Các quốc gia như Hoa Kỳ, Ý, Brazil và Úc đã minh chứng rõ ràng cho hiệu quả của cơ chế phân vùng trong việc xử lý tắc nghẽn truyền tải, giảm tổn thất kỹ thuật, điều phối dòng công suất tối ưu, và tích hợp năng lượng tái tạo hiệu quả hơn.

Tuy nhiên, Việt Nam hiện nay vẫn duy trì mô hình định giá điện mang tính cào bằng, áp dụng chung cho các vùng rộng lớn mà không phản ánh sự khác biệt rõ ràng về điều kiện kỹ thuật hay kinh tế giữa các khu vực. Điều này dẫn đến một loạt các bất cập trong điều độ, đầu tư và phát triển thị trường:

- **Các khu vực có nhu cầu phụ tải cao nhưng thiếu nguồn phát (như miền Bắc)** thường xuyên phải huy động công suất từ các nhà máy ở miền Trung và miền Nam, dẫn đến tải nặng các đường dây truyền tải Bắc – Nam, gây tổn thất điện năng lớn và tăng rủi ro vận hành.
- **Các khu vực giàu tiềm năng năng lượng tái tạo (như miền Trung, Tây Nguyên)** – nơi có tốc độ phát triển điện mặt trời và điện gió rất nhanh – lại không thể phát hết công suất do năng lực truyền tải hạn chế. Việc không có cơ chế giá theo vùng khiến các tín hiệu kinh tế bị sai lệch, làm chậm quá trình nâng cấp hạ tầng truyền tải hoặc tái phân bổ đầu tư.
- **Việc đầu tư lưới điện thiếu hiệu quả** do chưa thể xác định chính xác các điểm nghẽn trọng yếu cả về không gian (tuyến/nhánh cụ thể) lẫn thời gian (thời điểm phụ tải cao điểm hay biến động thời tiết). Nếu không có phân vùng thị trường điện, các quyết định đầu tư sẽ tiếp tục mang tính dàn trải, thiếu ưu tiên và không tối ưu hóa tổng chi phí hệ thống.

Thêm vào đó, Việt Nam có đặc điểm địa lý kéo dài từ Bắc xuống Nam, hệ thống điện phân bố không đồng đều, phụ tải tập trung ở các thành phố lớn như Hà Nội, TP.HCM, trong khi tiềm năng nguồn điện (thủy điện, nhiệt điện than, điện gió, mặt trời) lại phân bố rải rác khắp các vùng. Điều này khiến lưới truyền tải luôn

ở trạng thái phải liên tục điều phối công suất giữa các khu vực, gây áp lực lớn về vận hành và bảo trì. Việc thiếu một cơ chế định giá phản ánh chính xác điều kiện từng khu vực không chỉ làm giảm hiệu quả kinh tế của hệ thống, mà còn có thể gây rủi ro mất cân bằng cung cầu nghiêm trọng trong các kịch bản thời tiết cực đoan.

So với các quốc gia trên thế giới, Việt Nam có nhiều điểm tương đồng với Ý – quốc gia đã chia thị trường điện thành 21 vùng giá dựa trên địa hình hẹp dài, sự phân mảnh của hệ thống và mức độ tắc nghẽn thường xuyên. Ý đã áp dụng zonal pricing từ lâu và chứng minh được hiệu quả trong việc điều độ, khuyến khích phát triển nguồn tại các vùng thiếu điện và cải thiện công suất truyền tải. Chính vì vậy, mô hình phân vùng của Ý hoàn toàn có thể được xem là một bài học phù hợp để Việt Nam tham khảo trong quá trình thiết kế thị trường điện hiện đại.

Việc Việt Nam từng bước nghiên cứu, thử nghiệm và triển khai cơ chế phân vùng dựa trên các yếu tố kỹ thuật như dòng công suất, tổn thất, LMP, và kết cấu vật lý của hệ thống là bước đi cần thiết và cấp bách. Không những giúp phản ánh đúng chi phí thực vận hành, mà phân vùng còn là nền tảng để Việt Nam phát triển thị trường thời gian thực, thị trường phụ trợ, và tiến tới thị trường bán lẻ cạnh tranh toàn diện trong tương lai. Quan trọng hơn, nó tạo điều kiện cho các chính sách điều độ và đầu tư lưới điện mang tính dự báo, hiệu quả và bền vững – đáp ứng tốt hơn với sự phát triển nhanh chóng của năng lượng tái tạo và yêu cầu giảm phát thải của quốc gia.

1.3.3. Tính cấp thiết phải triển khai phân vùng tại Việt Nam

Thị trường điện Việt Nam đang đứng trước những thách thức lớn trong bối cảnh phát triển nhanh chóng của phụ tải, sự gia tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo và áp lực vận hành hệ thống ngày càng cao. Việc thiếu phân vùng thị trường điện rõ ràng khiến hệ thống gặp khó khăn trong việc phản ánh đúng bản chất vật lý và kinh tế của các dòng công suất, đặc biệt là khi xảy ra tình trạng tắc nghẽn truyền tải, mất cân bằng cung cầu giữa các vùng miền.

Trên thực tế, lưới điện Việt Nam có đặc điểm địa hình trải dài từ Bắc vào Nam, với cấu trúc phụ tải và nguồn phát phân bố không đồng đều. Các khu vực như miền Trung và Tây Nguyên có tiềm năng lớn về năng lượng tái tạo nhưng hạ tầng truyền tải còn yếu, trong khi miền Bắc và miền Nam lại có phụ tải tập trung lớn. Tình trạng này đã dẫn đến hiện tượng một số nguồn điện tái tạo không thể phát hết công suất (curtailment), gây lãng phí tài nguyên và làm giảm hiệu quả vận

hành chung. Ngoài ra, tình trạng tắc nghẽn thường xuyên xảy ra trên các hành lang truyền tải Bắc – Trung và Trung – Nam đã nhiều lần đe dọa đến độ ổn định của hệ thống điện.

Trong bối cảnh đó, việc triển khai cơ chế phân vùng thị trường điện mang ý nghĩa đặc biệt quan trọng và cấp thiết. Cơ chế này sẽ mang lại nhiều lợi ích thiết thực như:

- Phản ánh chính xác chi phí truyền tải, tổn thất và tắc nghẽn lưới điện theo từng vùng: Giá điện không còn cao bằng, mà được định hình dựa trên điều kiện vận hành thực tế, giúp minh bạch hóa chi phí và nâng cao hiệu quả sử dụng lưới truyền tải.
- Tạo động lực đầu tư hợp lý và định hướng phát triển hạ tầng: Khi có vùng giá cụ thể, nhà đầu tư có thể cân nhắc hiệu quả kinh tế khi đặt nhà máy tại những vùng có lợi thế hoặc nhu cầu cao, từ đó phân bổ nguồn lực hiệu quả và hạn chế tình trạng thừa – thiếu cục bộ.
- Hỗ trợ công tác điều độ linh hoạt và tin cậy hơn: Phân vùng giúp các đơn vị điều độ nhận diện chính xác các khu vực cần kiểm soát công suất hoặc giới hạn truyền tải, từ đó nâng cao khả năng phản ứng trước biến động phụ tải và nguồn cung, nhất là trong điều kiện thời tiết cực đoan hoặc sự cố lưới.
- Làm nền tảng cho các cơ chế thị trường điện hiện đại: Cơ chế phân vùng là tiền đề để áp dụng định giá theo vị trí (LMP), xây dựng thị trường điện phụ trợ và thị trường thời gian thực, hướng tới một thị trường điện bán lẻ cạnh tranh minh bạch và hiệu quả hơn.

Với những yêu cầu cấp bách đó, nghiên cứu áp dụng các thuật toán phân cụm hiện đại như Spectral Clustering – vốn có khả năng khai thác cấu trúc liên kết vật lý và dữ liệu giá điện (LMP) từ mô hình OPF – là một giải pháp tiềm năng để đề xuất các vùng vận hành có tính đồng nhất cao về kỹ thuật và kinh tế. Đây không chỉ là hướng đi mang tính công nghệ mà còn có vai trò chiến lược trong tiến trình hiện đại hóa thị trường điện Việt Nam, đưa hệ thống tiệm cận với các chuẩn mực vận hành và thị trường tiên tiến trên thế giới.

1.4. Kết luận chương 1

Chương 1 đã trình bày tổng quan toàn diện về thị trường điện từ lý thuyết cơ bản đến thực tiễn áp dụng tại Việt Nam và trên thế giới. Thông qua việc phân tích khái niệm, vai trò, tiến trình phát triển và tình hình phân vùng ở các quốc gia

tiên tiến, có thể thấy rõ ràng thị trường điện không chỉ là công cụ vận hành mà còn là nền tảng để hướng đến một hệ thống điện minh bạch, hiệu quả và bền vững.

Ở góc độ toàn cầu, các nước như Hoa Kỳ, Ý, Brazil và nhiều quốc gia châu Âu đã áp dụng hiệu quả mô hình phân vùng thị trường điện nhằm phản ánh đúng thực trạng tắc nghẽn, tổn thất, chi phí vận hành và sự phân bố nguồn – tải không đồng đều. Những mô hình này mang lại hiệu quả rõ rệt về mặt kỹ thuật lẫn kinh tế, đồng thời hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng, tích hợp năng lượng tái tạo và hiện đại hóa lưới điện.

Với Việt Nam, dù đã đạt được nhiều thành tựu trong việc xây dựng thị trường phát điện và bán buôn cạnh tranh, song những tồn tại về cơ chế giá điện cào bằng, chưa có phân vùng rõ ràng và thiếu phản ánh đúng đặc điểm vật lý của hệ thống điện đang là rào cản lớn. Cơ sở hạ tầng truyền tải không đồng đều, phụ tải tăng nhanh và sự phát triển mạnh mẽ của nguồn điện tái tạo đã đặt ra yêu cầu cấp thiết phải có một chiến lược phân vùng thị trường điện hợp lý. Điều này không chỉ giúp minh bạch hóa giá điện mà còn góp phần giảm tổn thất truyền tải, tăng độ tin cậy và tối ưu hóa đầu tư hệ thống.

Do vậy, việc nghiên cứu và áp dụng thuật toán phân cụm hiện đại, điển hình là Spectral Clustering, sẽ là một hướng đi đầy tiềm năng nhằm xác lập các vùng điện theo tiêu chí đồng bộ vận hành và tương quan giá điện. Đây cũng là tiền đề để Việt Nam tiến tới cơ chế định giá điện theo vị trí, nâng cao năng lực điều độ hệ thống và phát triển thị trường điện bán lẻ cạnh tranh trong tương lai gần.

Các chương tiếp theo sẽ làm rõ hơn về lý thuyết nền tảng, các mô hình toán học và quy trình ứng dụng thuật toán phân vùng vào thực tế hệ thống điện, góp phần xây dựng một khung mô hình thị trường điện hiện đại, phù hợp với bối cảnh và định hướng phát triển của ngành điện Việt Nam.

Tại Việt Nam, mặc dù đã đạt được nhiều thành tựu trong xây dựng thị trường điện bán buôn cạnh tranh, song cơ chế giá điện hiện nay vẫn chưa phản ánh đúng thực tế vận hành và sự khác biệt vùng miền. Do đó, việc nghiên cứu và áp dụng các phương pháp phân vùng thị trường điện như các quốc gia tiên tiến là rất cần thiết. Phân vùng không chỉ giúp nhận diện các khu vực bị tắc nghẽn và tổn thất cao mà còn tạo cơ chế giá theo vùng, hỗ trợ điều độ hiệu quả, giảm chi phí toàn hệ thống và thúc đẩy sự phát triển bền vững.

Nội dung các chương tiếp theo sẽ tập trung vào lý thuyết, mô hình và ứng dụng cụ thể của các thuật toán phân vùng, đặc biệt là Spectral Clustering, nhằm đề xuất một phương pháp phù hợp cho thị trường điện Việt Nam trong tương lai.

CHƯƠNG 2: MÔ HÌNH TÍNH TOÁN TỐI ƯU DC-OPF VÀ THUẬT TOÁN PHÂN CỤM DỮ LIỆU

2.1. Mô hình tính toán tối ưu

Tính toán tối ưu là một bước quan trọng trong phân tích và vận hành hệ thống điện. Bài toán Tối ưu dòng công suất (OPF) là một dạng bài toán tối ưu hóa phi tuyến và không lồi, với mục tiêu giảm thiểu chi phí phát điện và tổn thất truyền tải trong hệ thống điện, đồng thời tuân thủ các ràng buộc vật lý được xác định bởi các định luật Kirchhoff và Ohm.

Kể từ khi Carpentier đưa ra mô hình đầu tiên vào năm 1962, lĩnh vực này đã thu hút sự quan tâm mạnh mẽ từ cộng đồng nghiên cứu. Để xử lý đặc tính phi tuyến của bài toán, nhiều phương pháp tuyến tính hóa và xấp xỉ đã được áp dụng, chẳng hạn như xấp xỉ góc nhỏ hoặc các kỹ thuật thư giãn khác.

2.1.1. Giới thiệu công cụ tính toán (chương trình lập trình GAMS)

2.1.1.1. Giới thiệu chung

GAMS (General Algebraic Modeling System) là một ngôn ngữ lập trình bậc cao được thiết kế chuyên biệt cho việc mô hình hóa và giải các bài toán tối ưu hóa trong nhiều lĩnh vực, đặc biệt là trong kỹ thuật và kinh tế. GAMS có khả năng giải quyết đa dạng các loại bài toán như tối ưu hóa tuyến tính (LP), phi tuyến (NLP), bài toán hỗn hợp số nguyên (MILP), và các bài toán có quy mô lớn, phức tạp.

Một điểm mạnh của GAMS là cách tiếp cận mô hình hóa rất gần với các biểu thức toán học, giúp người sử dụng dễ dàng chuyển đổi từ mô hình lý thuyết sang mô hình tính toán. Ngôn ngữ này cho phép định nghĩa tập hợp, tham số, biến và ràng buộc một cách rõ ràng, làm cho việc xây dựng và kiểm tra mô hình trở nên trực quan hơn. Ngoài ra, GAMS được thiết kế theo cấu trúc mô-đun, cho phép chia nhỏ chương trình thành các phần riêng biệt. Nhờ đó, người dùng có thể dễ dàng cập nhật, mở rộng hoặc chỉnh sửa mô hình mà không ảnh hưởng đến toàn bộ hệ thống.

GAMS hỗ trợ nhiều trình giải (solver) nổi tiếng như CPLEX, GUROBI, IPOPT, CONOPT, ... giúp người dùng lựa chọn công cụ giải phù hợp với tính chất bài toán cụ thể. Việc tích hợp các solver mạnh mẽ này giúp tăng hiệu quả và độ chính xác trong quá trình tính toán.

Trong lĩnh vực hệ thống điện, GAMS được ứng dụng phổ biến để giải quyết các bài toán tối ưu như: tối ưu vận hành hệ thống điện (OPF), lập kế hoạch phát

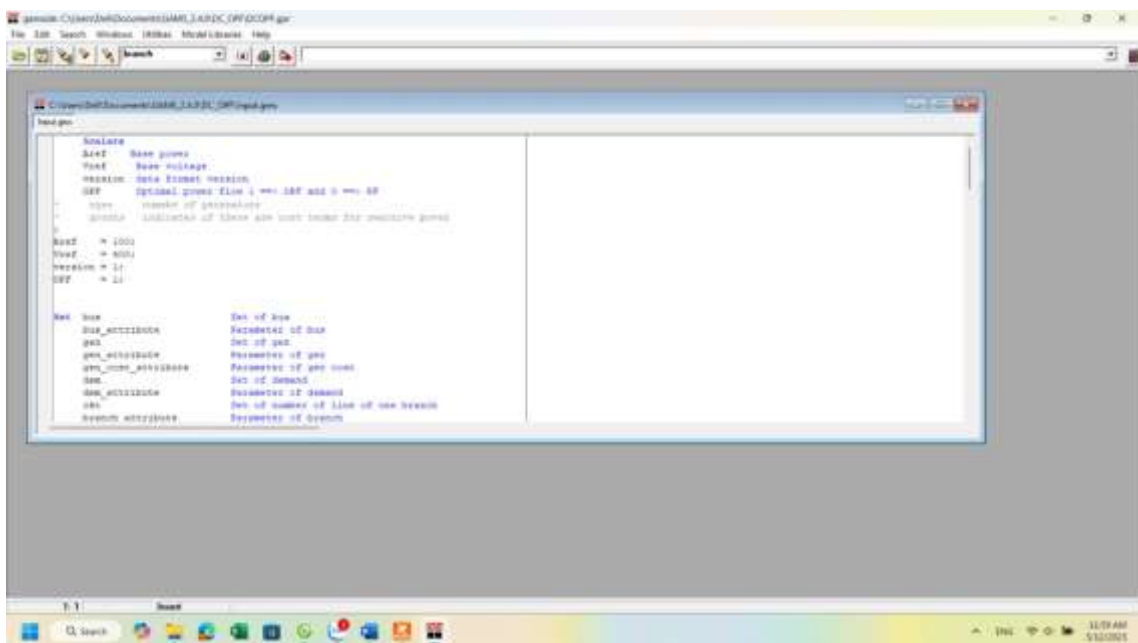
điện tối ưu (Unit Commitment), và các vấn đề liên quan đến thị trường điện như xác định giá điện, chiến lược chào giá, v.v.

Trong khuôn khổ đề án này, GAMS được sử dụng để xây dựng và giải bài toán DC OPF – một mô hình quan trọng nhằm xác định phân phối công suất phát tối ưu trong hệ thống điện, đảm bảo hiệu quả vận hành và giảm tổn thất truyền tải.

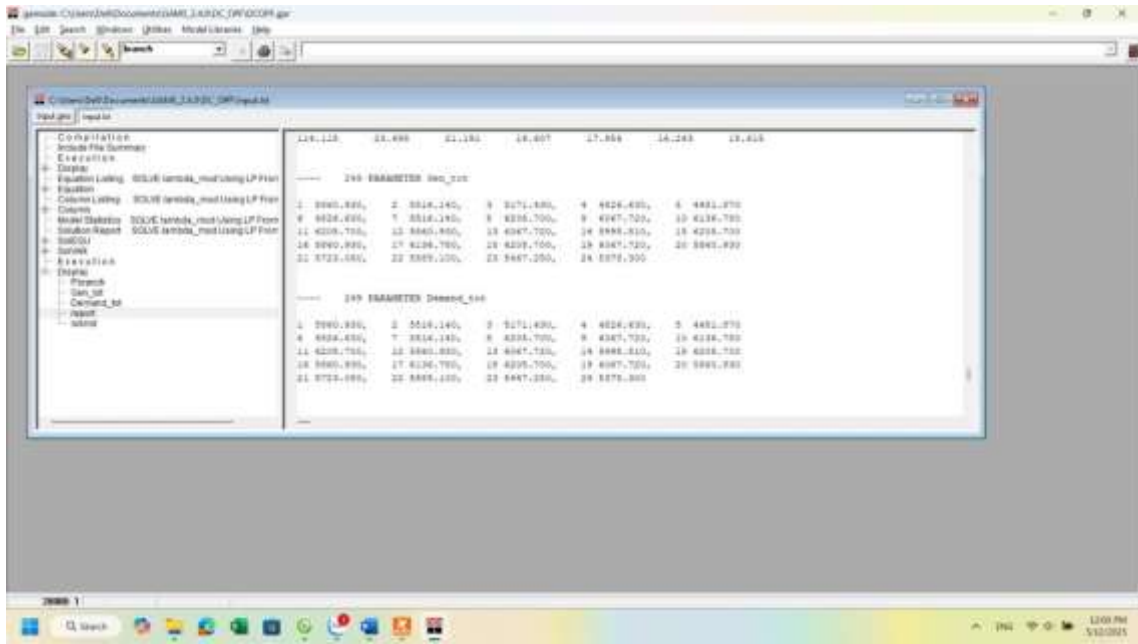
2.1.1.2. Giao diện chương trình



Hình 2.1: Giao diện của phần mềm



Hình 2.2: Cửa sổ viết câu lệnh



Hình 2.3: Cửa sổ hiển thị kết quả

2.1.2. Mô hình DC OPF

DC OPF [5] là phiên bản đơn giản hóa của bài toán dòng công suất tối ưu (Optimal Power Flow – OPF), trong đó chỉ xét đến thành phần công suất tác dụng (P) và tuyến tính hóa các phương trình dòng công suất AC. Mô hình DC OPF được áp dụng để giải quyết vấn đề quy hoạch tuyến tính một cách dễ dàng bằng các thuật toán hiện đại có sẵn, được trình bày rõ ràng và chi tiết hơn ở [7].

Giả thiết của mô hình DC OPF:

- Bỏ qua công suất phản kháng (Q)
- Điện áp tại tất cả các nút được giả sử bằng 1.0 p.u
- Góc lệch pha giữa các nút nhỏ
- Bỏ qua điện trở đường dây (chỉ xét đến điện kháng)

Từ (1)-(4), hiển thị mô hình toán học của DC-OPF. Hàm mục tiêu (1) là giảm thiểu chi phí phát điện: [8]

$$\text{MinOPF} \sum_{g1,g2} a_g \cdot (P_g)^2 + b_g \cdot P_g + c_g \quad (1)$$

Các phương trình (2)-(4) trình bày các ràng buộc của mạng. Ở đây, (2) trình bày lưu lượng công suất của đường dây, (3) đảm bảo cân bằng công suất tại mỗi nút và (4) trình bày giới hạn công suất truyền tải của đường dây.

$$P_{ij} = \frac{\delta_i - \delta_j}{x_{ij}^2} \quad \forall l \in L \quad (2)$$

$$P_g^i - P_d^i - P_{ij} + P_{ji} = 0 \quad \forall i \quad (3)$$

$$-P_{ij}^{max} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \quad \forall l \in L \quad (4)$$

$$\partial^{slack} = 0 \quad (5)$$

Trong đó:

$g \in G$ là máy phát điện

$d \in D$ là nhu cầu

i, j là các nút giữa dòng $l \in L$

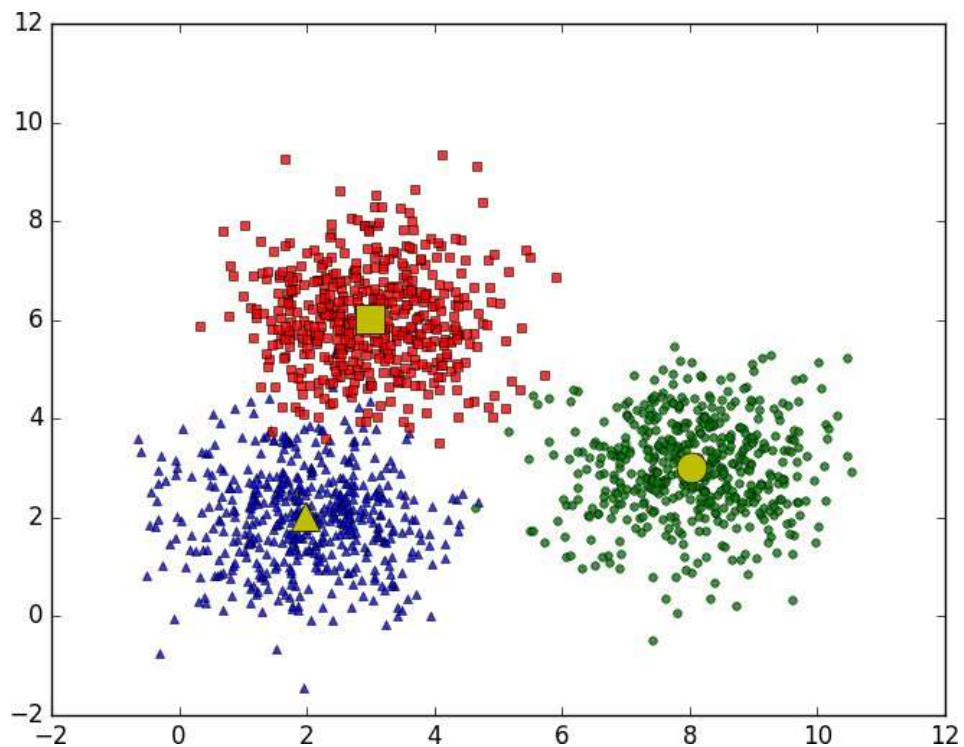
a_g, b_g, c_g là các tham số trong hàm chi phí của máy phát điện.

2.2. Giới thiệu về phương pháp phân cụm

Phân cụm là quá trình tự động phân nhóm một tập dữ liệu chưa dán nhãn, dựa trên sự tương đồng giữa các điểm dữ liệu theo một tiêu chí nhất định (ví dụ: khoảng cách, mật độ, tính phân phối, ...).

Giả sử có tập dữ liệu $D = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ phân cụm sẽ chia tập này thành K nhóm C_1, C_2, \dots, C_k sao cho:

- Mỗi điểm dữ liệu thuộc duy nhất một cụm
- Tính tương đồng nội cụm cao, tương đồng liên cụm thấp



Hình 2.4: Ví dụ về phân 3 cụm

Giả sử mỗi cụm (cluster) dữ liệu được đại diện bởi một điểm trung tâm màu vàng. Các điểm dữ liệu xung quanh sẽ được phân vào cùng một cụm với điểm trung tâm gần nhất. Cách tiếp cận đơn giản nhất là: với mỗi điểm bất kỳ trong không gian, ta xác định nó thuộc cụm nào bằng cách đo khoảng cách từ điểm đó đến các trung tâm, và gán nó vào cụm có trung tâm gần nhất.

Từ đây, ta có thể hình dung một bài toán thực quan thú vị: trên một mặt biển hình vuông rộng lớn, có ba hòn đảo mang hình dạng khác nhau – một hình vuông, một hình tam giác, và một hình tròn – được đánh dấu bằng màu vàng. Một điểm bất kỳ trên mặt biển sẽ được coi là thuộc “lãnh hải” của một hòn đảo nếu khoảng cách từ điểm đó đến đảo đó là ngắn nhất so với hai đảo còn lại.

Nhiệm vụ đặt ra là xác định ranh giới phân chia các vùng lãnh hải – tức là xác định vùng ảnh hưởng của từng đảo dựa trên khoảng cách gần nhất. Bài toán này tương tự như quá trình phân cụm trong thuật toán k-means, trong đó không gian được chia thành các vùng dựa trên trung tâm cụm gần nhất.

2.3. Thuật toán phân cụm k-means

2.3.1. Giới thiệu tổng quan

Phân cụm dữ liệu (Clustering) là một phương pháp phân tích dữ liệu không giám sát (unsupervised learning), trong đó mục tiêu là nhóm các đối tượng dữ liệu vào các cụm sao cho những đối tượng trong cùng một cụm có đặc điểm tương đồng cao, còn các đối tượng ở cụm khác thì khác biệt nhau nhiều hơn. Trong số các thuật toán phân cụm, k-means là một trong những thuật toán đơn giản và phổ biến nhất.

James MacQueen lần đầu tiên đưa ra thuật ngữ “k-means” vào năm 1967, dù ý tưởng về thuật toán này đã được Hugo Steinhaus đề cập từ năm 1956. Phiên bản thuật toán chuẩn được Stuart Lloyd tại Bell Labs phát triển vào năm 1957 nhằm phục vụ cho điều chế mã xung, tuy nhiên công trình này mãi đến năm 1982 mới được công bố chính thức. Vào năm 1965, Edward W. Forgy cũng trình bày một phương pháp tương tự, do đó thuật toán đôi khi còn được biết đến với tên gọi Lloyd-Forgy.

Hiện nay vẫn là nền tảng trong nhiều ứng dụng hiện đại, từ xử lý ảnh, nhận dạng mẫu, phân tích hành vi người dùng đến các bài toán tối ưu hóa trong hệ thống điện.

2.3.2. Nguyên lý hoạt động

Ý tưởng chính của k-means [6] là tìm cách gán mỗi điểm dữ liệu vào một cụm sao cho tổng bình phương khoảng cách từ các điểm đến tâm cụm tương ứng là nhỏ nhất. Quá trình này được thực hiện thông qua một chuỗi các vòng lặp liên tiếp, trong đó thuật toán thay phiên thực hiện hai bước chính: gán cụm và cập nhật tâm cụm. Ban đầu, k tâm cụm được khởi tạo ngẫu nhiên. Sau đó, mỗi điểm dữ liệu được gán vào cụm có tâm gần nhất theo khoảng cách Euclidean. Tiếp theo, tâm cụm mới được tính lại bằng trung bình cộng của tất cả các điểm thuộc cụm đó. Quá trình này lặp đi lặp lại cho đến khi các tâm cụm không còn thay đổi đáng kể hoặc thuật toán hội tụ.

Về mặt toán học, giả sử có tập dữ liệu gồm n điểm $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$, trong không gian d chiều. Mục tiêu của thuật toán là chia tập dữ liệu này thành K cụm $\{c_1, c_2, \dots, c_n\}$, sao cho hàm mục tiêu:

$$\underset{C}{\text{minimize}} \sum_{k=1}^K \sum_{x_i \in C_k} \|x_i - C_k\|^2$$

Trong đó:

- C_k là trọng tâm cụm.
- $\|x_i - C_k\|^2$ là khoảng cách Euclidean giữa điểm dữ liệu và tâm cụm.

Hàm mục tiêu này thể hiện tổng bình phương khoảng cách Euclidean giữa các điểm dữ liệu và trung tâm cụm tương ứng, phản ánh mức độ “gọn” của các cụm hình thành.

2.3.3. Xác định số cụm

Việc xác định số cụm k tối ưu cho thuật toán k-means là một vấn đề quan trọng. Có nhiều phương pháp để xác định số cụm phù hợp:

1. Phương pháp Elbow (Khủy tay):
 - Chạy k-means với nhiều giá trị k khác nhau.
 - Tính tổng bình phương khoảng cách trong cụm (WCSS – Within-Cluster Sum of Squares) cho mỗi k.
 - Vẽ đồ thị WCSS theo k và tìm “khủy tay” – điểm mà việc tăng k không làm giảm WCSS đáng kể.
2. Phương pháp Silhouette:
 - Tính hệ số Silhouette cho mỗi điểm dữ liệu với nhiều giá trị K khác nhau.

- Chọn k có hệ số Silhouette trung bình cao nhất.
3. Gap Statistic:
- So sánh tổng phương sai trong cụm của dữ liệu thực với dữ liệu ngẫu nhiên.
 - Chọn k làm cực đại hóa khoảng cách (gap) giữa log (WCSS) của dữ liệu thực và dữ liệu ngẫu nhiên.
4. Phương pháp Information Criterion:
- Sử dụng các tiêu chí như AIC (Akaike Information Criterion) hoặc BIC (Bayesian Information Criterion).
 - Cân bằng giữa độ phức tạp của mô hình (số cụm) và chất lượng phân cụm.
5. Phương pháp Cross-validation:
- Chia dữ liệu thành tập huấn luyện và tập kiểm tra.
 - Chạy k -means trên tập huấn luyện và đánh giá trên tập kiểm tra.
 - Chọn k cho kết quả tốt nhất trên tập kiểm tra.

Ví dụ: Chúng ta vẫn giữ nguyên phần dữ liệu mẫu đã tạo trong ví dụ 1 và tính WCSS trong phương pháp Elbow. “Khuyết tay” trên đồ thị Elbow là một điểm quan trọng và nói lên việc chọn số cụm tối ưu trong thuật toán k -means. Đây là điểm trên đồ thị Elbow nơi độ dốc của đường cong thay đổi đáng kể, tạo ra hình dạng giống như một khuyết tay.

WCSS (Within-Cluster Sum of Squares) là tổng bình phương khoảng cách giữa mỗi điểm dữ liệu và tâm (centroid) của cụm mà nó thuộc về. Đây là một chỉ số quan trọng để đánh giá chất lượng của việc phân cụm trong k -means.

Ý nghĩa của “khuyết tay”:

a) Cân bằng giữa số cụm và tổng bình phương khoảng cách trong cụm (WCSS):

- Trước “khuyết tay”: Tăng số cụm làm giảm WCSS đáng kể.
- Sau “khuyết tay”: Tăng số cụm chỉ làm giảm WCSS một chút.

b) Điểm tối ưu:

- “Khuyết tay” thường được coi là số cụm tối ưu, nơi có sự cân bằng tốt nhất giữa số lượng cụm và chất lượng phân cụm.

2.3.4. Quy trình thực hiện thuật toán

Bước 1: Xác định số lượng cụm k

Chọn số lượng cụm mong muốn.

Bước 2: Khởi tạo trọng tâm ban đầu

- Trọng tâm cụm là tập hợp các vector ban đầu $\{c_1, c_2, \dots, c_n\}$, trong đó mỗi c_k đại diện cho vị trí trọng tâm cụm thứ k.
- Khởi tạo ngẫu nhiên k điểm từ tập dữ liệu để làm trọng tâm cụm ban đầu.

Bước 3: Tính khoảng cách giữa các điểm dữ liệu và trọng tâm cụm

- Sử dụng khoảng cách Euclidean để tính khoảng cách giữa mỗi điểm dữ liệu x_i và trọng tâm cụm c_k :

$$d(x_i, c_k) = \sqrt{\sum_{j=1}^m (x_{ij} - c_{kj})^2}$$

Trong đó:

- $d(x_i, c_k)$ là khoảng cách Euclidean giữa điểm dữ liệu x_i và trọng tâm c_k
- x_{ij} và c_{kj} là tọa độ của x_i và c_k tương ứng trên chiều thứ j.

Bước 4: Gán mỗi điểm dữ liệu vào cụm gần nhất

- Mỗi điểm x_i sẽ được gán vào cụm có trọng tâm c_k gần nhất:
 x_i thuộc về cụm k nếu $k = \underset{k}{\operatorname{arg\,min}} d(x_i, c_k)$
- Điều này nghĩa là điểm dữ liệu x_i sẽ thuộc về cụm k khi khoảng cách đến trọng tâm c_k là nhỏ nhất.

Bước 5: Cập nhật trọng tâm cụm

- Sau khi gán xong các điểm dữ liệu vào các cụm, trọng tâm của mỗi cụm c_k sẽ được tính lại bằng cách lấy trung bình các điểm trong cụm đó:

$$c_k = \frac{1}{|C_k|} \sum_{x_i \in C_k} x_i$$

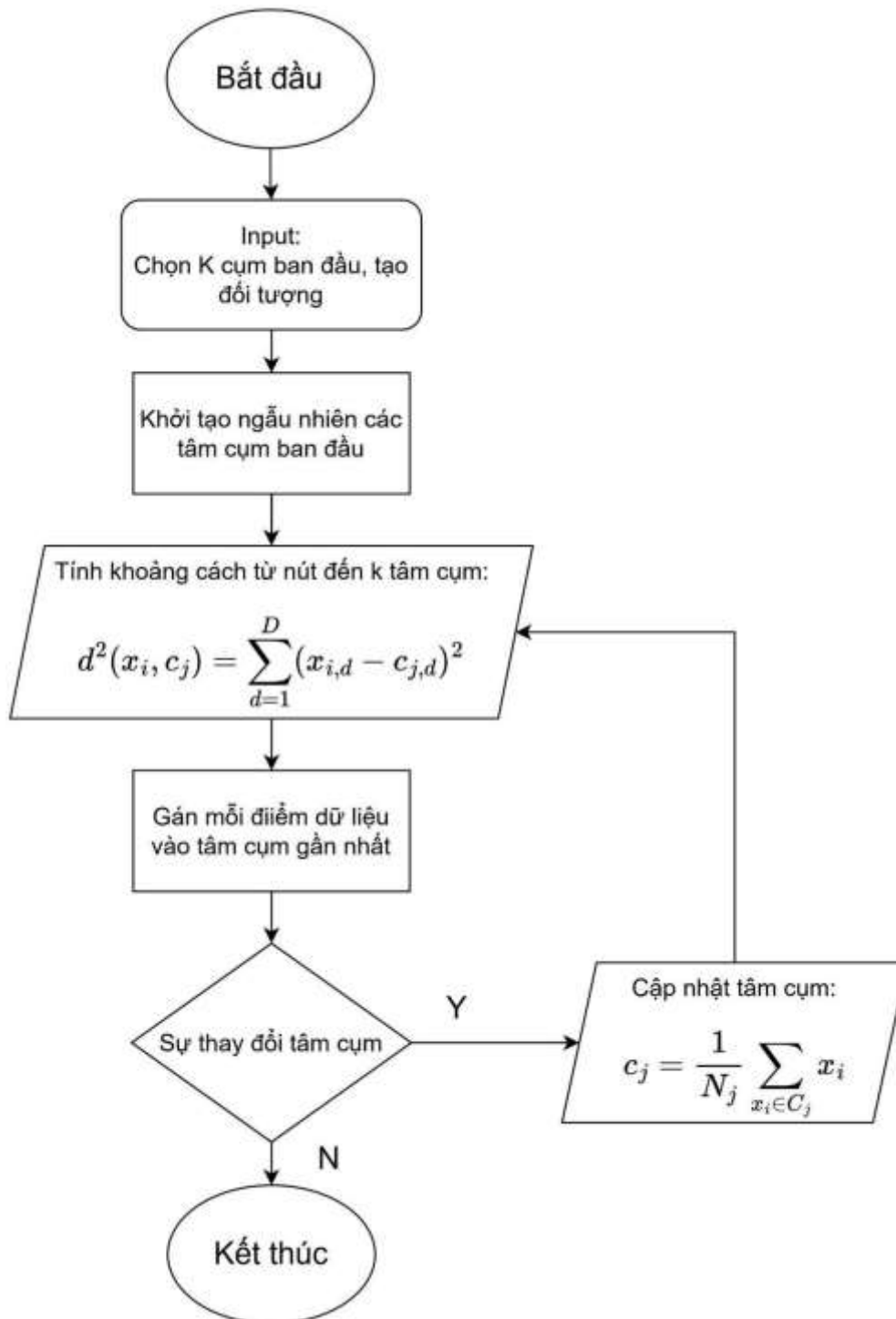
Trong đó:

- C_k là tập hợp các điểm thuộc cụm k.

- $|c_k|$ là số lượng các điểm dữ liệu trong cụm k.

Bước 6: Kiểm tra điều kiện hội tụ

Thuật toán lặp lại các bước trên (từ Bước 4 đến Bước 6) cho đến khi không có sự thay đổi đáng kể trong trọng tâm các cụm hoặc đạt được số lần lặp tối đa.



Hình 2.5: Lưu đồ thuật toán k-means

2.3.5. Hạn chế của thuật toán phân cụm k-means

Thuật toán phân cụm k-means, mặc dù phổ biến và hiệu quả trong nhiều trường hợp, vẫn có một số hạn chế đáng kể. Dưới đây là những hạn chế chính của k-means:

1. Nhạy cảm với việc khởi tạo trọng tâm ban đầu:
 - Kết quả phân cụm có thể thay đổi đáng kể tùy thuộc vào vị trí ban đầu của các trọng tâm.
 - Có thể dẫn đến kết quả không ổn định hoặc tối ưu cục bộ.
2. Cần xác định trước số cụm k:
 - Yêu cầu người dùng chỉ định số cụm trước khi chạy thuật toán.
 - Việc chọn k không phù hợp có thể dẫn đến kết quả phân cụm kém chất lượng.
3. Giả định về hình dạng cụm:
 - k-means giả định rằng các cụm có hình dạng hình cầu và kích thước tương đương.
 - Không hiệu quả với các cụm có hình dạng phức tạp hoặc kích thước khác biệt lớn.
4. Nhạy cảm với outliers:
 - Outliers có thể ảnh hưởng đáng kể đến vị trí của các trọng tâm.
 - Có thể dẫn đến phân cụm không chính xác hoặc không mong muốn.
5. Khó xử lý dữ liệu có mật độ khác nhau.
 - k-means không hiệu quả khi các cụm có mật độ điểm dữ liệu khác nhau đáng kể.
6. Không phù hợp cho dữ liệu không tuyến tính (Hình 4):
 - k-means giả định rằng ranh giới giữa các cụm là tuyến tính.
 - Không hiệu quả khi ranh giới giữa các cụm là phi tuyến tính.

2.4. Thuật toán phân cụm phổ (Spectral Clustering)

2.4.1. Giới thiệu tổng quan

Thuật toán Spectral Clustering [10] được phát triển dựa trên sự kết hợp giữa lý thuyết đồ thị, đại số tuyến tính và học máy, với mục tiêu phân nhóm dữ liệu thông qua phân tích cấu trúc phổ của ma trận Laplacian.

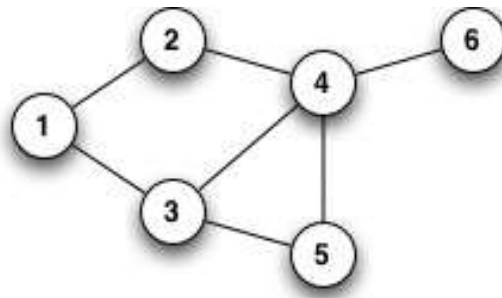
Ý tưởng cốt lõi của thuật toán này là biểu diễn dữ liệu dưới dạng đồ thị và sử dụng các vector riêng của ma trận Laplacian để ánh xạ dữ liệu vào một không gian đặc trưng mới, trong đó các cụm có thể được phân tách dễ dàng hơn.

Spectral Clustering bắt đầu thu hút sự chú ý vào cuối những năm 1990, đặc biệt với công trình của Shi và Malik (1996) trong lĩnh vực xử lý ảnh, và được hệ

thống hóa bởi Ng, Jordan và Weiss (2000) với phiên bản chuẩn hóa phổ biến hiện nay. Sau đó, Ulrike von Luxburg (Đức) tiếp tục hoàn thiện lý thuyết nền tảng, giúp thuật toán trở nên phổ biến trong cộng đồng nghiên cứu.

Hiện nay, Spectral Clustering đã được áp dụng rộng rãi ở nhiều quốc gia: tại Mỹ, trong xử lý ảnh, phân tích mạng xã hội và dữ liệu lớn; tại Đức, trong xe tự hành và nhận dạng giao thông; tại Trung Quốc và Ấn Độ, trong xử lý văn bản, dữ liệu y tế và hệ thống điện.

Tại Việt Nam, một số nghiên cứu gần đây đã ứng dụng Spectral Clustering để phân vùng thị trường điện, tối ưu hóa điều độ công suất và phân cụm phụ tải trong hệ thống điện. Sự linh hoạt và khả năng xử lý dữ liệu phi tuyến khiến thuật toán này trở thành một công cụ hiệu quả trong nhiều lĩnh vực kỹ thuật và khoa học dữ liệu.



Hình 2.6: Minh họa việc phân cụm

2.4.2. Cơ sở lý thuyết

2.4.2.1. Đồ thị và ma trận liên kết

Spectral Clustering hoạt động dựa trên việc biểu diễn tập dữ liệu dưới dạng một đồ thị vô hướng có trọng số $G = (V, E)$ trong đó:

- V : tập các đỉnh, mỗi đỉnh đại diện cho một điểm dữ liệu.
- E : tập các cạnh, đại diện cho mối quan hệ hoặc độ tương đồng giữa các điểm dữ liệu.
- Trọng số $w_{ij} \geq 0$: thể hiện mức độ tương đồng giữa điểm dữ liệu x_i và x_j .

Từ đồ thị này, ta định nghĩa một ma trận trọng số $W \in R^{n \times n}$ với $W_{ij} = w_{ij}$, và một ma trận bậc (degree matrix) $D \in R^{n \times n}$, là ma trận chéo với:

$$D_{ii} = \sum_j W_{ij}$$

2.4.2.2. Ma trận Laplacian

Từ hai ma trận D và W , ta định nghĩa ma trận Laplacian [11] chuẩn như sau:

- Ma trận Laplacian không chuẩn hóa

$$L = D - W$$

- Hoặc ma trận Laplacian chuẩn hóa:

$$L_{sym} = D^{-\frac{1}{2}} L D^{-\frac{1}{2}}$$

Tùy theo biến thể thuật toán, ta sử dụng các dạng Laplacian khác nhau để thực hiện phân cụm

2.4.2.3. Phân tích phổ (Spectral Decomposition)

Spectral Clustering sử dụng các vector riêng (eigenvectors) tương ứng với các trị riêng nhỏ nhất (eigenvalues) của ma trận Laplacian để ánh xạ dữ liệu ban đầu vào một không gian đặc trưng mới. Trong không gian này, các cụm trở nên dễ phân tách hơn [12].

2.4.3. Quy trình thực hiện thuật toán

Bước 1: Tạo ma trận kề W .

- Dựa trên Gaussian Kernel hoặc cách khác để thể hiện mức độ liên kết giữa các điểm dữ liệu:

$$W_{ij} = e^{\frac{-(LMP_i - LMP_j)^2}{2\sigma^2}}$$

Bước 2: Xây dựng ma trận Laplacian.

- Tính ma trận bậc (ma trận đường chéo chứa tổng kết nối của mỗi điểm):

$$D_{ii} = \sum_j W_{ij}$$

- Tính ma trận Laplacian

Tính Ma trận Laplacian không chuẩn hóa

$$L = D - W$$

Hoặc ma trận Laplacian chuẩn hóa:

$$L_{sym} = D^{-\frac{1}{2}} L D^{-\frac{1}{2}}$$

Bước 3: Chọn k vector riêng (Eigenvectors).

Bước 4: Ánh xạ dữ liệu sang không gian mới.

- Lấy k vector riêng nhỏ nhất (bỏ vector đầu tiên nếu tất cả là 0) để tạo không gian mới vecs_k
- Mỗi cột trong vecs_k là một vector riêng, giúp ta biểu diễn dữ liệu trong không gian đặc trưng mới.
- Mỗi hàng trong vecs_k là một điểm dữ liệu được chiếu vào không gian mới.

Bước 5: Chạy k-means trên không gian mới.

Bước 6: Xuất kết quả phân cụm.

- Trả về nhãn cụm của từng điểm dữ liệu.

2.4.4. Ưu điểm và nhược điểm

2.4.4.1. Ưu điểm

- Linh hoạt với dữ liệu phi tuyến: Thuật toán có thể xử lý dữ liệu có hình dạng cụm phức tạp, ngay cả khi các cụm không có dạng hình cầu.
- Tốt cho đồ thị và mạng xã hội: Spectral Clustering hoạt động hiệu quả trên dữ liệu đồ thị, giúp phân tích cộng đồng hoặc nhận diện cụm trong mạng lưới.
- Không phụ thuộc vào điểm khởi tạo: Không như k-means, thuật toán này không nhạy cảm với vị trí ban đầu của cụm.

2.4.4.2. Nhược điểm

- Chi phí tính toán cao: Phân rã ma trận liên quan đến phép tính trị riêng, gây tốn tài nguyên khi dữ liệu lớn.
- Phụ thuộc vào ma trận liên kết: Chất lượng phân cụm bị ảnh hưởng bởi cách xây dựng ma trận liên kết giữa các điểm dữ liệu.
- Khó chọn số cụm: Thuật toán cần xác định trước số cụm k , điều này có thể không rõ ràng trong nhiều trường hợp.

2.5. So sánh hai thuật toán k-means và Spectral clustering

K-means và Spectral Clustering là hai phương pháp phân cụm phổ biến trong lĩnh vực học máy không giám sát, tuy cùng mục tiêu là phân nhóm dữ liệu nhưng chúng khác biệt đáng kể về nguyên lý hoạt động, giả định dữ liệu và khả năng ứng dụng. k-means là một thuật toán truyền thống, đơn giản và có hiệu suất tính toán rất cao. Nó hoạt động dựa trên việc tối thiểu hóa tổng bình phương khoảng cách Euclidean giữa các điểm dữ liệu và các tâm cụm. Thuật toán này phân cụm bằng cách lặp lại hai bước: gán mỗi điểm dữ liệu vào cụm có tâm gần nhất và sau

đó cập nhật lại tâm cụm dựa trên trung bình các điểm thuộc cụm đó. Nhờ tính đơn giản và tốc độ xử lý nhanh, k-means thường được áp dụng trong các bài toán có dữ liệu lớn và yêu cầu thời gian tính toán ngắn.

Tuy nhiên, k-means có một số hạn chế đáng kể [13]. Thuật toán này giả định rằng các cụm có dạng hình cầu, có kích thước tương đồng và được phân bố đều trong không gian. Do đó, nó hoạt động kém hiệu quả khi dữ liệu có hình dạng phức tạp, phân bố không đều hoặc tồn tại các mối quan hệ phi tuyến giữa các điểm dữ liệu. Với những dữ liệu như vậy, các ranh giới cụm thường không thể được biểu diễn chính xác chỉ bằng khoảng cách Euclidean, dẫn đến việc phân cụm sai lệch hoặc không phản ánh đúng cấu trúc nội tại của dữ liệu.

Ngược lại, Spectral Clustering là một phương pháp hiện đại hơn, dựa trên lý thuyết đồ thị và các kỹ thuật đại số tuyến tính. Thay vì chỉ dựa vào khoảng cách giữa các điểm, thuật toán này xây dựng một đồ thị biểu diễn mối quan hệ tương đồng giữa các điểm dữ liệu thông qua một ma trận trọng số. Sau đó, thuật toán sử dụng ma trận Laplacian – một công cụ quan trọng trong lý thuyết đồ thị – để thu được các vector riêng (eigenvectors) đặc trưng cho cấu trúc của dữ liệu. Những vector này sau đó được sử dụng làm đầu vào cho một thuật toán phân cụm như k-means, nhưng trong một không gian đặc trưng mới, nơi các cụm có thể được tách biệt rõ ràng hơn.

Ưu điểm lớn nhất của Spectral Clustering là khả năng phát hiện các cụm có hình dạng bất kỳ, không bị giới hạn ở các cụm cầu hoặc đồng nhất. Điều này khiến thuật toán đặc biệt hiệu quả trong các bài toán mà dữ liệu có ranh giới phức tạp, cấu trúc phi tuyến hoặc có liên kết ẩn giữa các phần tử. Tuy nhiên, mặt hạn chế của phương pháp này là chi phí tính toán cao hơn đáng kể so với k-means, đặc biệt là khi số lượng điểm dữ liệu lớn, do phải tính toán và phân tích các trị riêng của ma trận.

Từ phân tích trên có thể thấy rằng mỗi thuật toán có điểm mạnh và điểm yếu riêng. k-means phù hợp với các bài toán có dữ liệu đơn giản, tuyến tính và yêu cầu thời gian xử lý nhanh, trong khi Spectral Clustering thích hợp hơn với những tình huống mà việc phân cụm cần phản ánh chính xác cấu trúc dữ liệu phức tạp hoặc ranh giới giữa các nhóm không rõ ràng.

Trong phạm vi đồ án này, chúng tôi lựa chọn sử dụng thuật toán Spectral Clustering bởi vì tính chất của dữ liệu đầu vào là phi tuyến. Cụ thể, công suất tiêu thụ tại các tải có thể thay đổi theo nhiều yếu tố và không phân bố đồng nhất, dẫn

đến giá điện cục bộ (LMP – Locational Marginal Price) cũng mang đặc tính phi tuyến. Ngoài ra, hệ thống điện bao gồm nhiều bus liên kết với nhau theo một trạng thái mạng lưới nhất định. Mối quan hệ giữa các nút không đơn thuần là khoảng cách vật lý mà còn bao gồm sự phụ thuộc về cấu trúc, công suất truyền tải, và trạng thái kết nối. Những yếu tố này phù hợp với cách tiếp cận bằng lý thuyết đồ thị của Spectral Clustering, cho phép mô hình hóa chính xác hơn các cụm nút có đặc điểm tương đồng trong mạng lưới. Do đó, lựa chọn Spectral Clustering là phù hợp và tối ưu hơn so với việc áp dụng k-means trong bối cảnh này.

CHƯƠNG 3: ĐỀ XUẤT VÀ TRIỂN KHAI MÔ HÌNH PHÂN VÙNG

3.1. Đề xuất thuật toán phân vùng

Từ những cơ sở (nền tảng lý thuyết và thuật toán) [9] đã nêu ở trên, chúng tôi đã xây dựng thuật toán dựa trên thuật toán phân cụm phổ. Thuật toán này sử dụng các giá trị riêng (eigenvalues) và vector riêng (eigenvectors) của ma trận Laplacian từ dữ liệu đầu vào, sau đó dùng k-means để phân cụm trong không gian đặc trưng (spectral space).

Spectral Clustering được sử dụng để khắc phục nhược điểm của k-means truyền thống khi dữ liệu không tạo thành các cụm hình cầu hoặc tuyến tính. Spectral Clustering sử dụng lý thuyết đồ thị và ma trận Laplacian để ánh xạ dữ liệu sang không gian vector riêng, giúp k-means phân cụm chính xác hơn.

Điều này đặc biệt hữu ích trong các bài toán có dữ liệu dạng hình học phức tạp, như vòng tròn, lưới mạng điện, hoặc dữ liệu kết nối phi tuyến, thuật toán giúp phân vùng tối ưu hơn và được triển khai qua các bước sau:

Bước 1. Nhập dữ liệu

Nhập dữ liệu LMP (Locational Marginal Pricing) của các bus theo từng giờ và từng ngày. Đây là cơ sở đầu vào quan trọng để phân tích tình trạng tải và định giá điện năng tại từng vị trí. Tiền xử lý dữ liệu để đảm bảo tính nhất quán và đầy đủ.

- Xây dựng ma trận liên kết thể hiện mức độ tương quan giá giữa các bus.
- Xây ma trận tắt nghẽn biểu diễn các ràng buộc truyền tải trên lưới điện.
- ❖ Mục tiêu: Biểu diễn quan hệ không gian và thời gian giữa các bus thông qua dữ liệu LMP.

Bước 2. Tạo ma trận kề W

Dựa trên Gaussian Kernel hoặc cách khác để thể hiện mức độ liên kết giữa các điểm dữ liệu:

$$W_{ij} = e^{\frac{-(LMP_i - LMP_j)^2}{2\sigma^2}}$$

- Các điểm gần nhau hơn (có LMP tương đồng) sẽ có trọng số lớn hơn.
- W là ma trận đối xứng, giúp xây dựng đồ thị không hướng biểu diễn quan hệ giữa các điểm dữ liệu.

Bước 3. Xây dựng ma trận Laplacian

- Tính ma trận bậc (ma trận đường chéo chứa tổng kết nối của mỗi điểm):

$$D_{ii} = \sum_j W_{ij}$$

- Tính ma trận Laplacian

Tính Ma trận Laplacian không chuẩn hóa: $L = D - W$

Hoặc ma trận Laplacian chuẩn hóa: $L_{sym} = D^{-\frac{1}{2}} L D^{-\frac{1}{2}}$

- ❖ Ma trận Laplacian phản ánh cấu trúc kết nối của đồ thị, và đóng vai trò trung tâm trong việc tìm các cụm trong dữ liệu.

Bước 4. Chọn vector riêng (Eigenvectors)

- Chọn các vector riêng và trị riêng từ ma trận Laplacian ở bước trên
- Sắp xếp trị riêng theo thứ tự tăng dần.
- Các vector riêng này sẽ làm cơ sở để phân cụm dữ liệu theo cấu trúc kết nối.

Bước 5. Ánh xạ dữ liệu sang không gian mới

- Lấy k vector riêng nhỏ nhất (bỏ vector đầu tiên nếu tất cả là 0) để tạo không gian mới vecs-k (ánh xạ dữ liệu từ không gian ban đầu qua không gian mới để phân vùng).
- Mỗi cột trong vecs_k là một vector riêng, giúp ta biểu diễn dữ liệu trong không gian đặc trưng mới.
- Mỗi hàng trong vecs_k là một điểm dữ liệu được chiếu vào không gian mới.
- Việc chọn 5 vector riêng đầu tiên giúp giảm số chiều dữ liệu nhưng vẫn giữ được thông tin phân cụm.
- ❖ Lưu ý chỉ lấy phần thực trong vector riêng vì thuật toán k-means chỉ làm việc với số thực
- ❖ Không gian mới giúp biểu diễn dữ liệu theo cách mà các cụm trở nên dễ nhận biết hơn.
- ❖ Việc ánh xạ này giúp k-means hoạt động tốt hơn vì dữ liệu đã được "phẳng hóa" dựa trên kết cấu của đồ thị.

Bước 6. Chạy k-means trên không gian mới

- Sử dụng thuật toán k-means để phân cụm các điểm dữ liệu dựa trên tọa độ mới.

- Trong không gian mới, phân cụm k-means không phụ thuộc vào tọa độ (khoảng cách Euclidean) để tìm tâm cụm nữa mà phân cụm theo cấu trúc thực tế của các bus.
- Phân cụm k-means được thực hiện với các bước như sau:

B1: Khởi tạo tâm cụm: chọn số lượng k cụm mong muốn làm tâm của k cụm ban đầu

B2: Gán mỗi điểm dữ liệu vào cụm gần nhất dựa vào cấu trúc liên kết của các nút. Khi điểm dữ liệu trong không gian gốc có tọa độ x_i , sau khi chuyển đổi thành không gian mới, nó có tọa độ y_i **trong không gian vector riêng**. Khoảng cách giữa hai điểm y_i và y_j được tính bằng công thức **Euclidean**:

$$d_{(y_i:y_j)} = \sqrt{\sum_{m=1}^k (y_{i,m} - y_{j,m})^2}$$

Trong đó

- $y_{i,m}$ là thành phần thứ m của điểm y_i trong không gian vector riêng.
- k là số vector riêng nhỏ nhất được chọn.

B3: Cập nhật tâm cụm

Giả sử:

- Cụm C_j chứa N_j điểm dữ liệu y_1, y_2, \dots, y_{N_j} trong **không gian vector riêng** (mỗi điểm có k tọa độ từ k vector riêng nhỏ nhất).
- Tâm cụm μ_j được tính bằng **trung bình cộng** của tất cả các điểm trong cụm đó:

$$\mu_j = \frac{1}{N_j} \sum_{i \in C_j} y_i$$

Trong đó

- μ_j là vector tọa độ mới của tâm cụm j
 - y_i là tọa độ của điểm dữ liệu i trong không gian vector riêng.
 - N_j là số lượng điểm trong cụm C_j .
- Sau khi tính toán xong thì cập nhật tâm cụm bằng trung bình cộng đã tính

B4: Kiểm tra hội tụ

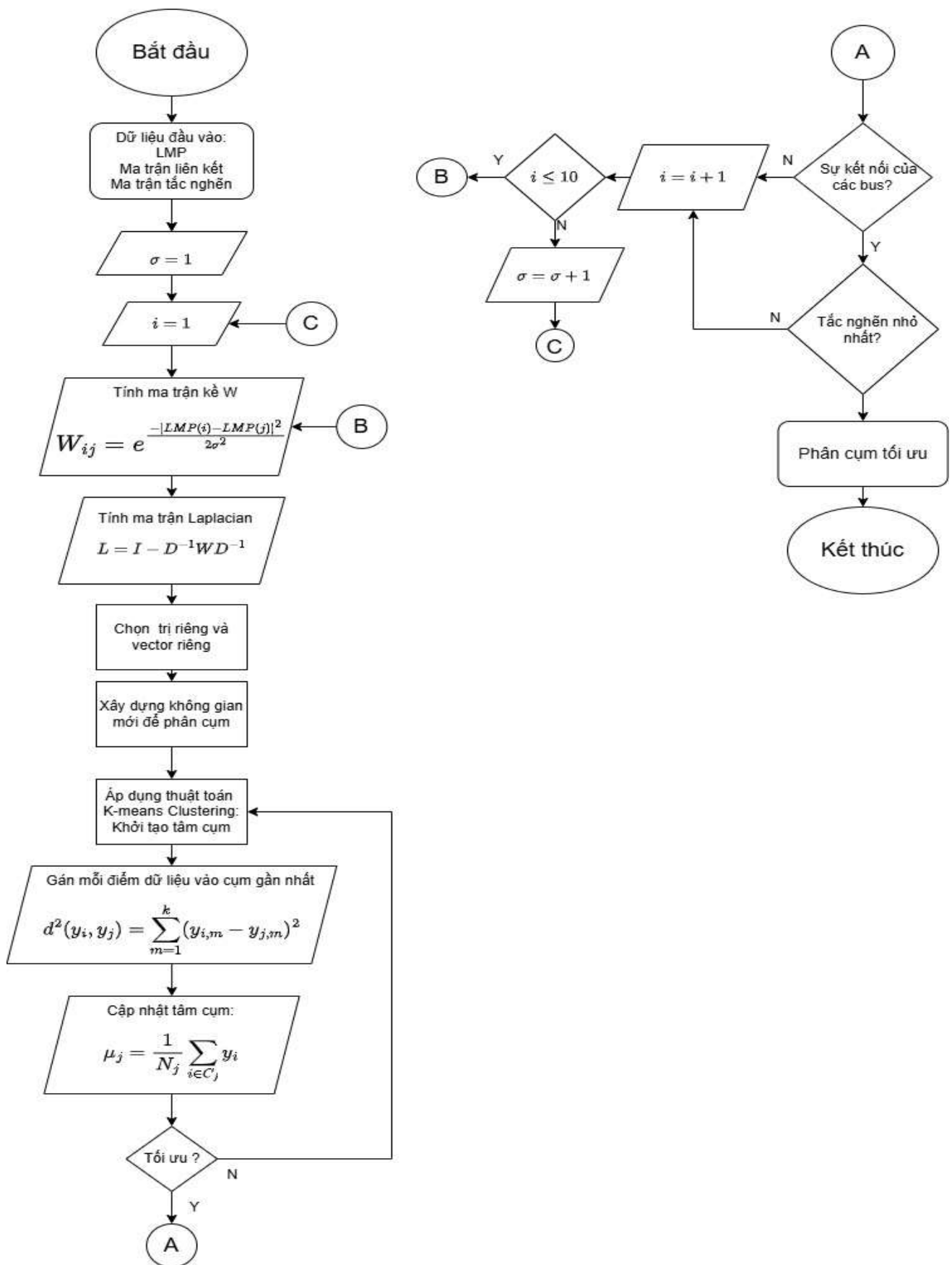
- Nếu tâm cụm không thay đổi hoặc thay đổi rất nhỏ thì chuyển qua bước tiếp theo
- Ngược lại, quay lại bước 2

Bước 7. Kiểm tra kết quả

- Đầu tiên ta kiểm tra tất cả các bus từ kết quả phân vùng có kết nối với nhau không
 - Nếu kết nối thì ta xét đến điều kiện thứ 2 là sự tắc nghẽn của các bus là nhỏ nhất
 - Nếu không kết nối thì ta tăng số vòng lặp i (bé hơn 10) sau đó tính toán lại các thông số để phân cụm tối ưu. Nếu i lớn hơn 10 và dừng vòng lặp và tăng σ lên, sau đó chạy lại thuật toán với σ_1 và i vòng lặp ban đầu.
- Tiếp theo là sự tắc nghẽn của các bus là nhỏ nhất
 - Nếu có nhiều cặp bus bị tắc nghẽn thì tăng số vòng lặp và tính toán lại các thông số như điều kiện thứ nhất.
 - Nếu sự tắc nghẽn của các bus là nhỏ nhất kết hợp và các thông số phân cụm đã tối ưu thì lúc này thuật toán đã tối ưu nhất và dừng thuật toán

Bước 8. Xuất kết quả phân cụm

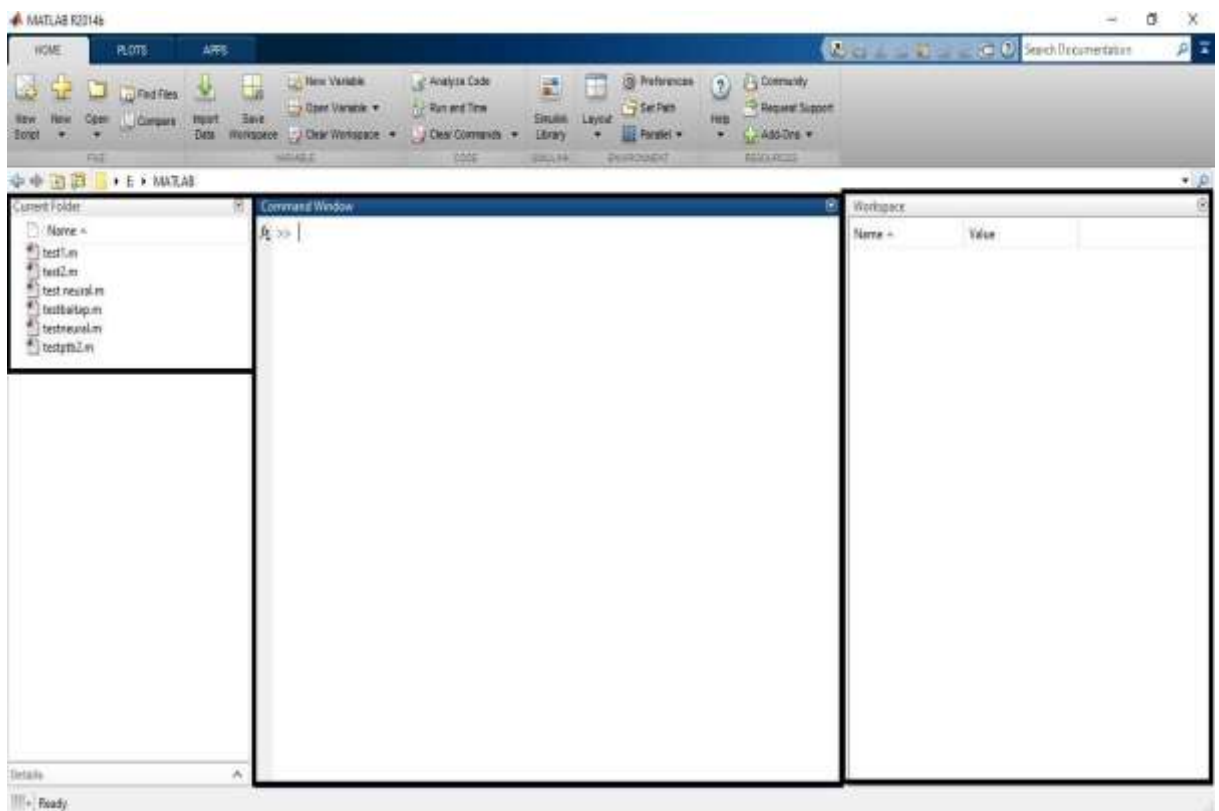
- Trả về nhãn cụm của từng điểm dữ liệu
- Vẽ biểu diễn kết quả phân cụm lên mô hình IEEE 118-bus.



Hình 3.1: Lưu đồ thuật toán phân vùng đề xuất

3.2. Tổng quan về phần mềm Matlab.

Matlab là từ viết tắt của Matrix Laboratory, Matlab là một ngôn ngữ lập trình cấp cao dạng thông dịch, nó là môi trường tính toán số và lập trình được thiết kế bởi MathWorks. Matlab cho phép thực hiện các phép tính toán số, ma trận, vẽ đồ thị hàm số hay biểu diễn thông tin (dưới dạng 2D hay 3D), thực hiện các thuật toán, tạo các giao diện người dùng và liên kết với những chương trình máy tính viết trên nhiều ngôn ngữ lập trình khác. Matlab giúp đơn giản hóa việc giải quyết các bài toán kỹ thuật so với ngôn ngữ lập trình truyền thống như C++, và Fortran. Matlab được sử dụng trong nhiều lĩnh vực khác nhau, bao gồm xử lý ảnh truyền thông, thiết kế điều khiển tự động, đo lường kiểm tra, phân tích mô hình tài chính, hay tính toán sinh học.... Matlab là ngôn ngữ của tính toán khoa học. Cửa sổ làm việc của Matlab sẽ có 3 cửa sổ làm việc chính: Cửa sổ lệnh (Command Window), cửa sổ thư mục hiện tại (Current Folder) và cửa sổ chứa dữ liệu lịch sử tính toán (Workspace)



Hình 3.2: Cửa sổ phần mềm Matlab

3.3. Chương trình triển khai thuật toán Spectral Clustering

3.3.1. Nhập dữ liệu

```
numCols = 24; % Số cột cần xử lý (từ cột 2 đến cột 25)
```

```
outputFile = 'Clustered_Buses.xlsx'; % Tên file Excel đầu ra
```

```

for col = 1: numCols % Vòng lặp qua từng cột cần xét
sheetName = sprintf('%d_h', col - 1);
% 1. Nhập giá trị LMP (Locational Marginal Price)
LMPData = LMP (col);

```

Đoạn mã MATLAB để xử lý dữ liệu LMP từ nhiều cột và xuất ra file Excel, và đang ở phần đầu vòng lặp.

3.3.2. Tạo ma trận liên kết

```

% 2. Tạo ma trận liên kết (118 x 118)
n = 118;
A = matranlienket;
C = matrantacngheh(col);
adjMatrix = A - C;

```

Trong đó:

- A là ma trận liên kết vật lý ban đầu (các bus liên kết với nhau được biểu thị bằng 1(True), còn lại bằng 0(False)).
- C là ma trận tắc nghẽn được tính toán từ mô hình DC OPF theo từng thời điểm và trạng thái (phụ thuộc vào thời gian và viễn cảnh ta xét).
- adjMatrix là ma trận liên kết thực tế, tức là loại bỏ những đường kết nối bị tắc nghẽn.

3.3.3. Tạo ma trận kề

```

% 3. Tạo ma trận trọng số W từ adjMatrix và LMPData
sigma = 100; % Tham số Gaussian W = zeros(n);
for i = 1: n
    for j = 1: n
        if adjMatrix (i, j) == 1
            diff = abs (LMPData(i) - LMPData(j));
            W (i, j) = exp (-diff^2 / (2 * sigma^2));
        end
    end
end

```

end

- `adjMatrix(i, j) == 1`: Kiểm tra điều kiện kết nối giữa các bus. Nếu kết nối biểu hiện bằng số 1. Các bus phải kết nối mới tính khoảng cách.
- `diff = |LMP(i) - LMP(j)|`: Chênh lệch giá LMP giữa hai bus.
- `exp(-diff2 / (2σ2))`: Gaussian similarity → khoảng cách càng nhỏ thì trọng số càng lớn (gần nhau → giá trị W lớn).
- `sigma`: Điều chỉnh độ nhạy (giá trị lớn → sự khác biệt về LMP ít ảnh hưởng).
- W là ma trận trọng số (weight matrix), phản ánh “mức độ tương tự” giữa các bus có liên kết với nhau.
- Ma trận W này sẽ được dùng để xây dựng ma trận Laplacian tiếp theo trong quy trình xây dựng thuật toán spectral clustering.

3.3.4. Tạo ma trận Laplacian

```
% 4. Ma trận Laplacian
```

```
degree = sum(W, 2);
```

```
D_sqrt_inv = diag(1./sqrt(degree + eps));
```

```
L = eye(n) - D_sqrt_inv * W * D_sqrt_inv;
```

- `degree=sum(W,2)`:
- Tính tổng các trọng số kết nối của mỗi node — hay còn gọi là bậc (degree). Mỗi phần tử `degree(i)` là tổng của hàng thứ `i` trong `W` (tổng trọng số mà nút `i` liên kết với các nút khác).
- Sau khi có ma trận bậc `D` ta tạo ma trận đường chéo $D^{(-1)/2}$. Thêm `eps` (một số rất nhỏ) để tránh chia cho 0 nếu `degree = 0`.
- $D_{\text{sqrt.inv}} = 1/\sqrt{D_{ii} + \epsilon}$
- $L_{\text{sym}} = I - D^{(-1)/2} \cdot W \cdot D^{(-1)/2}$
- Đây là công thức của ma trận Laplacian chuẩn hóa (normalized Laplacian), ký hiệu là `L_sym`

3.3.5. Chọn vector riêng và trị riêng và tạo không gian phân vùng mới

```
% 5 Chọn eigenvectors và eigenvalues
```

```
[~, idx] = sort(diag(vals));
```

```
vecs_k = real(vecs(:, idx(1:5)));
```

```
[vecs, vals] = eig(L);
```

- Chọn trị riêng (eigenvalues) và vector riêng (eigenvectors) của ma trận Laplacian L.
- vecs: mỗi cột là một vector riêng.
- vals: ma trận đường chéo chứa các trị riêng.
- idx = sort(diag(vals)): Trích xuất các trị riêng thành vector, rồi sắp xếp theo thứ tự tăng dần (nhỏ đến lớn).
- vecs_k = real(vecs(:, idx(1:5))):
- Lấy 5 vector riêng đầu tiên (ứng với trị riêng nhỏ nhất), đây sẽ là tọa độ mới của dữ liệu trong không gian mới.
- Dùng real(...) để loại bỏ phần ảo (nếu có), vì đây sẽ làm dữ liệu đầu vào cho bước chạy thuật toán k-means mà k-means chỉ là làm việc với số thực.

Mục đích:

- Biến đổi dữ liệu ban đầu (118 bus) thành một biểu diễn mới trong không gian 5 chiều, nơi các điểm (bus) dễ được phân nhóm hơn.
- Bạn sẽ dùng vecs_k làm dữ liệu đầu vào cho thuật toán k-means.

3.3.6. Áp dụng thuật toán Kmean Clustering trong không gian mới

```
% 6. Phân cụm k-means

isOptimal = false;

maxRetries = 10;

retries = 0;

while ~isOptimal && retries < maxRetries

    retries = retries + 1;

    clusters = kmeans (vecs_k, 5);

    isOptimal = true;

    for cluster_id = 1:max(clusters)

        buses_in_cluster = find(clusters == cluster_id);

        subgraph = adjMatrix (buses_in_cluster, buses_in_cluster);

        isConnected = all (sum(subgraph, 2) > 0);

        if ~isConnected

            isOptimal = false;
```

```

        break;
    end
end
end
end

```

- `clusters = k-means (vecs_k, 5)`; k-means phân cụm các bus trong không gian `vecs_k` thành 5 nhóm (cụm).
- `buses_in_cluster = find (clusters == cluster_id)`; Tìm các bus trong cụm.
- `subgraph = adjMatrix (buses_in_cluster, buses_in_cluster)`; Tạo đồ thị con.
- `isConnected = all (sum (subgraph, 2) > 0)`; Kiểm tra tất cả các bus trong 1 cụm thỏa mãn điều kiện: có liên kết với 1 bus trong cụm đó.

Với mỗi cụm:

- Lấy danh sách bus trong cụm.
- Trích ra ma trận liên kết con tương ứng (`subgraph`).
- Kiểm tra xem `subgraph` đó có liên thông không, bằng cách kiểm tra tổng mỗi dòng > 0 (tức là mỗi bus trong cụm có ít nhất một kết nối với bus khác trong cụm đó).
- Nếu có một cụm nào đó không thỏa mãn, bạn chạy lại k-means (tối đa 10 lần).
- Thuật toán sẽ chạy đến khi tối ưu (khoảng cách giữa các tâm cụm không thay đổi hoặc thay đổi không đáng kể) thì chuyển qua bước tiếp theo.

3.3.7. Xuất kết quả phân cụm k-means

```
%7 Hiển thị kết quả nếu phân cụm thành công
```

```
if isOptimal
```

```
fprintf ('Cụm tối ưu cho cột %d.\n', col);
```

```
% 7. Hiển thị danh sách bus trong từng cụm
```

```
disp ('Danh sách các bus trong từng cụm:');
```

```
cluster_data = cell (n, max(clusters)); % n: số bus, clusters: vector phân
```

cụm

```
for cluster_id = 1:max(clusters)
```

```
    buses_in_cluster = find (clusters == cluster_id);
```

```

% Lưu thông tin vào cell array
cluster_data(1:length(buses_in_cluster), cluster_id) = ...
    arrayfun(@(x) sprintf('Bus %d', x), buses_in_cluster,
'UniformOutput', false);

% In ra danh sách
fprintf ('Cụm %d: ', cluster_id);
fprintf ('%d ', buses_in_cluster);
fprintf('\n');

end

end

```

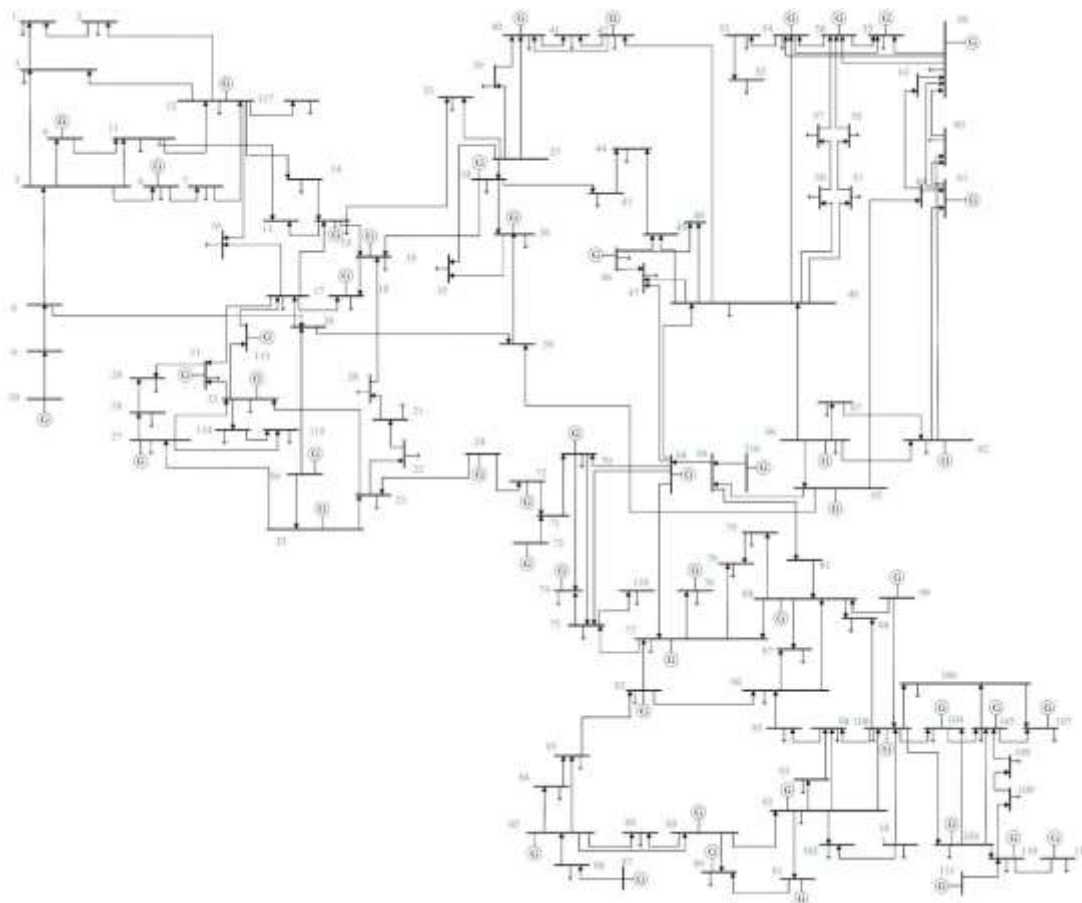
- disp('Danh sách bus trong từng cụm:'); Hiển thị danh sách bus trong cụm
- cluster_data = cell (n, max(clusters)); Khởi tạo cell array chứa tên bus trong từng cụm
- buses_in_cluster = find (clusters == cluster_id); Tìm các bus thuộc cụm đó
- fprintf ('Cụm %d: ', cluster_id);
- fprintf ('%d ', buses_in_cluster);
- fprintf('\n');
- Hiển thị danh sách bus thuộc cụm đó trên Command Window.

CHƯƠNG 4: ỨNG DỤNG VÀO LƯỚI ĐIỆN IEEE 118 -BUS

4.1 Giới thiệu lưới điện IEEE 118 -bus

Hệ thống điện IEEE 118-bus là một trong những mô hình chuẩn được sử dụng phổ biến trong cộng đồng nghiên cứu hệ thống điện trên toàn thế giới. Đây là một mô hình được mở rộng và phát triển dựa trên dữ liệu thực tế từ hệ thống điện miền Trung Tây Hoa Kỳ vào những năm 1960, ban đầu thuộc sở hữu và vận hành bởi Học viện Công nghệ Illinois (IIT). Phiên bản 118 bus sau này được IEEE chuẩn hóa và sử dụng rộng rãi trong các nghiên cứu liên quan đến điều độ công suất, phân tích tối ưu hóa, phân tích an toàn N-1, tính toán giá điện theo vị trí (LMP), và phân vùng thị trường điện.

4.1.1 Cấu trúc tổng thể của hệ thống



Hình 4.1: Lưới điện mẫu IEEE 118-bus

Hệ thống IEEE 118-bus được xây dựng như một mạng điện liên kết quy mô khu vực, bao gồm:

118 nút (bus): Đại diện cho các điểm nối giữa các thành phần trong hệ thống như máy phát điện, phụ tải, máy biến áp, thiết bị điều khiển điện áp, v.v. Trong đó,

một số bus chỉ có chức năng trung chuyển công suất, số khác lại có thể gắn với cả máy phát và phụ tải.

186 đường dây truyền tải: Tạo nên một hệ thống lưới điện đan xen và phức tạp, với nhiều vòng kín và ràng buộc công suất truyền tải. Các đường dây có giới hạn công suất khác nhau, mô phỏng sát điều kiện vận hành thực tế.

54 tổ máy phát: Được phân bố không đồng đều trong toàn hệ thống. Một số bus có nhiều hơn một tổ máy, phản ánh đặc điểm của các trung tâm điện lực lớn, trong khi nhiều khu vực khác chỉ là nút tải hoặc nút trung gian.

91 nút có phụ tải (load buses): Các phụ tải được phân bố rộng khắp, với công suất tiêu thụ khác nhau, từ vài MW đến hàng trăm MW, tạo nên sự đa dạng và bất đối xứng trong cấu trúc cung – cầu của hệ thống.

15 máy biến áp có điều chỉnh điện áp (tap-changing transformers): Được tích hợp trong hệ thống nhằm mô phỏng khả năng điều chỉnh điện áp và phân phối công suất phản kháng, góp phần đảm bảo chất lượng điện năng trong quá trình vận hành.

4.1.2 Đặc điểm vận hành

Hệ thống IEEE 118-bus được thiết kế để phản ánh các đặc điểm quan trọng của một lưới điện thực tế, bao gồm:

Sự bất cân bằng vùng miền: Phụ tải và nguồn phát không phân bố đều, một số khu vực thừa nguồn trong khi các vùng khác thiếu điện, gây ra dòng truyền tải công suất lớn qua các hành lang truyền tải chính. Điều này tạo ra các điểm tiềm năng tắc nghẽn truyền tải, rất thích hợp để nghiên cứu bài toán xác định vùng giá và phân cụm thị trường điện.

Tính kết nối cao: Mặc dù có nhiều bus và đường dây, hệ thống vẫn duy trì tính liên thông mạnh, với nhiều chu trình vòng kín. Điều này giúp đảm bảo khả năng tái cấu trúc tải khi xảy ra sự cố hoặc điều chỉnh phân bố công suất.

Đa dạng hóa ràng buộc kỹ thuật: Các giới hạn công suất phát, giới hạn truyền tải, giới hạn điện áp tại bus và khả năng điều chỉnh điện áp thông qua biến áp tạo điều kiện để thử nghiệm nhiều thuật toán tối ưu phức tạp như DC-OPF, AC-OPF, SCOPF.

Phù hợp với mô hình thị trường: Vì hệ thống có phân bố giá LMP khác nhau giữa các khu vực khi vận hành dưới ràng buộc, nó rất phù hợp để nghiên cứu các

thuật toán định giá theo vị trí (Locational Marginal Pricing) cũng như bài toán phân vùng đấu thầu (market zoning).

4.1.3 Vai trò trong nghiên cứu phân vùng thị trường

Hệ thống IEEE 118-bus cung cấp một môi trường mô phỏng lý tưởng cho việc áp dụng các thuật toán phân cụm để xác định vùng đấu thầu trong thị trường điện:

Nhờ vào dữ liệu chuẩn, có thể dễ dàng tính toán LMP tại từng nút thông qua mô hình DC-OPF.

Các mối liên kết giữa bus và đường dây có thể được biểu diễn dưới dạng ma trận liên kết (adjacency matrix) hoặc ma trận Laplacian, thuận lợi cho việc áp dụng các thuật toán đồ thị như Spectral Clustering.

Sự khác biệt về LMP, lưu lượng truyền tải, và tải tiêu thụ giữa các nút trong nhiều kịch bản tải khác nhau cho phép kiểm nghiệm độ ổn định và hợp lý của các phương pháp phân vùng.

4.1.4 Ứng dụng trong nghiên cứu này

Trong nghiên cứu này, hệ thống IEEE 118-bus được sử dụng để:

- Tính toán giá điện cận biên theo vị trí (LMP) dưới nhiều kịch bản vận hành khác nhau (ngày nắng, ngày mưa, cao điểm, thấp điểm).
- Phân tích cấu trúc liên kết vật lý của hệ thống điện thông qua dữ liệu từ file truyền tải (Transmission Branch).
- Áp dụng thuật toán Spectral Clustering để xác định các vùng đấu thầu dựa trên sự tương đồng về giá điện và mức độ liên kết truyền tải.

Kết quả từ mô hình 118-bus cho phép đánh giá hiệu quả của phương pháp phân vùng đề xuất, từ đó đưa ra nhận định về khả năng mở rộng và áp dụng cho hệ thống điện thực tế tại Việt Nam – nơi cũng có cấu trúc trải dài Bắc – Nam, phân bố tải và nguồn phát không đồng đều, và thường xuyên xảy ra tắc nghẽn truyền tải.

4.2 Khởi chạy thuật toán GAMS trên lưới điện.

4.2.1 Giả định mức tiêu thụ: [3]

Bảng 4.1: mức tiêu thụ điện cao điểm cho ngày nắng và ngày mưa

| MỨC TIÊU THỤ ĐIỆN (MWh) CHO NGÀY NẮNG VÀ NGÀY MƯA (24h) | | | |
|---|--------------------|-------------------------------|--------------------|
| Ngày cao điểm mùa nắng (Thứ 4) | | Ngày cao điểm mùa mưa (Thứ 5) | |
| Giờ | Mức tiêu thụ (kWh) | Giờ | Mức tiêu thụ (kWh) |
| 1 | 85 | 1 | 67.38 |
| 2 | 80 | 2 | 66.66 |
| 3 | 75 | 3 | 54.52 |
| 4 | 70 | 4 | 62.59 |
| 5 | 65 | 5 | 60 |
| 6 | 70 | 6 | 61.75 |
| 7 | 80 | 7 | 65.07 |
| 8 | 90 | 8 | 70 |
| 9 | 88 | 9 | 68.83 |
| 10 | 89 | 10 | 69.37 |
| 11 | 90 | 11 | 68.49 |
| 12 | 85 | 12 | 68.44 |
| 13 | 88 | 13 | 69.24 |

| | | | |
|----|----|----|-------|
| 14 | 87 | 14 | 67.79 |
| 15 | 90 | 15 | 68.78 |
| 16 | 85 | 16 | 67.04 |
| 17 | 89 | 17 | 68.65 |
| 18 | 90 | 18 | 69.39 |
| 19 | 88 | 19 | 68.53 |
| 20 | 85 | 20 | 67.27 |
| 21 | 83 | 21 | 67.1 |
| 22 | 81 | 22 | 65.56 |
| 23 | 79 | 23 | 65.13 |
| 24 | 78 | 24 | 64.92 |

Bảng 4.2: mức tiêu thụ điện thấp điểm cho mùa hè và mùa đông

| MỨC TIÊU THỤ ĐIỆN (MWh) CHO NGÀY NẮNG VÀ NGÀY MƯA (24h) | | | |
|---|--------------------|--------------------------------|--------------------|
| Ngày thấp điểm mùa nắng (Chủ nhật) | | Ngày thấp điểm mùa mưa (Thứ 7) | |
| Giờ | Mức tiêu thụ (kWh) | Giờ | Mức tiêu thụ (kWh) |
| 1 | 54.38 | 1 | 54.43 |
| 2 | 56.66 | 2 | 53.99 |
| 3 | 51.52 | 3 | 52.71 |
| 4 | 49.54 | 4 | 51.52 |
| 5 | 47 | 5 | 50 |
| 6 | 48.75 | 6 | 51.05 |
| 7 | 52.07 | 7 | 53.04 |
| 8 | 57 | 8 | 56 |
| 9 | 55.83 | 9 | 55.3 |
| 10 | 56.37 | 10 | 55.62 |
| 11 | 55.49 | 11 | 55.1 |
| 12 | 55.44 | 12 | 55.06 |
| 13 | 56.24 | 13 | 55.54 |

| | | | |
|----|-------|----|-------|
| 14 | 54.79 | 14 | 54.67 |
| 15 | 55.78 | 15 | 55.27 |
| 16 | 54.04 | 16 | 54.22 |
| 17 | 55.65 | 17 | 55.19 |
| 18 | 56.39 | 18 | 55.63 |
| 19 | 55.53 | 19 | 55.12 |
| 20 | 54.23 | 20 | 54.34 |
| 21 | 54.1 | 21 | 54.26 |
| 22 | 52.56 | 22 | 53.35 |
| 23 | 52.13 | 23 | 53.08 |
| 24 | 51.92 | 24 | 52.95 |

CƠ SỞ GIÁ ĐỊNH

Ngày cao điểm (Thứ 4):

- Thời tiết có thể rất nóng, đặc biệt là trong khoảng thời gian từ 12h trưa đến 18h chiều, khi mặt trời chiếu mạnh nhất.
- Thời tiết có thể rất nóng, đặc biệt là trong khoảng thời gian từ 12h trưa đến 18h chiều, khi mặt trời chiếu mạnh nhất
- Nhu cầu sử dụng điện tăng cao do cả nhu cầu sinh hoạt gia đình lẫn hoạt động kinh doanh.

Ngày cao điểm (Thứ 5)

- Giá định vào giữa tuần (Thứ 5), khi nhiều người làm việc và hoạt động kinh doanh diễn ra bình thường.

- Thời tiết có thể rất lạnh, đặc biệt là vào buổi sáng sớm và buổi tối, khi nhiệt độ xuống thấp nhất.
- Nhu cầu sử dụng điện tăng cao do cả nhu cầu sưởi ấm tại gia đình lẫn tại các nơi làm việc.

Ngày thấp điểm (Chủ Nhật):

- Giả định vào cuối tuần (Chủ Nhật), khi nhiều người nghỉ ngơi và không có nhiều hoạt động kinh doanh.
- Thời tiết có thể mát mẻ hơn so với giữa tuần hoặc mọi người có xu hướng đi ra ngoài chơi, du lịch thay vì ở nhà.
- Nhu cầu sử dụng điện giảm xuống, đặc biệt là trong khoảng thời gian từ 9h sáng đến 17h chiều, do nhiều người không ở nhà.

Ngày thấp điểm (Thứ Bảy):

- Giả định vào cuối tuần (Thứ Bảy), khi nhiều người nghỉ ngơi và có thể không có nhiều hoạt động kinh doanh.
- Thời tiết có thể ấm áp hơn so với các ngày trong tuần hoặc mọi người có xu hướng đi ra ngoài chơi, du lịch thay vì ở nhà.
- Nhu cầu sử dụng điện giảm xuống, đặc biệt là vào buổi trưa khi trời ấm áp hơn và ít cần đến sưởi ấm.

4.2.2 Khởi chạy dữ liệu và xuất giá điện

Trong nghiên cứu này, chúng tôi sử dụng mô hình DC Optimal Power Flow (DC-OPF) đã xây dựng ở các phần trước và triển khai trên phần mềm GAMS nhằm thực hiện tính toán giá điện cận biên theo vị trí (Locational Marginal Price – LMP) tại từng nút (bus) của hệ thống. Giá trị LMP đại diện cho chi phí biên để truyền thêm một đơn vị công suất đến một vị trí cụ thể trong hệ thống, đồng thời phản ánh đầy đủ các yếu tố kỹ thuật như giới hạn truyền tải, tổn thất và tình trạng tắc nghẽn trong lưới điện. Việc sử dụng LMP trong nghiên cứu không chỉ là bước trung gian tính toán, mà còn mang ý nghĩa kinh tế sâu sắc, vì giá trị này chính là cơ sở định giá trong nhiều thị trường điện tiên tiến trên thế giới.

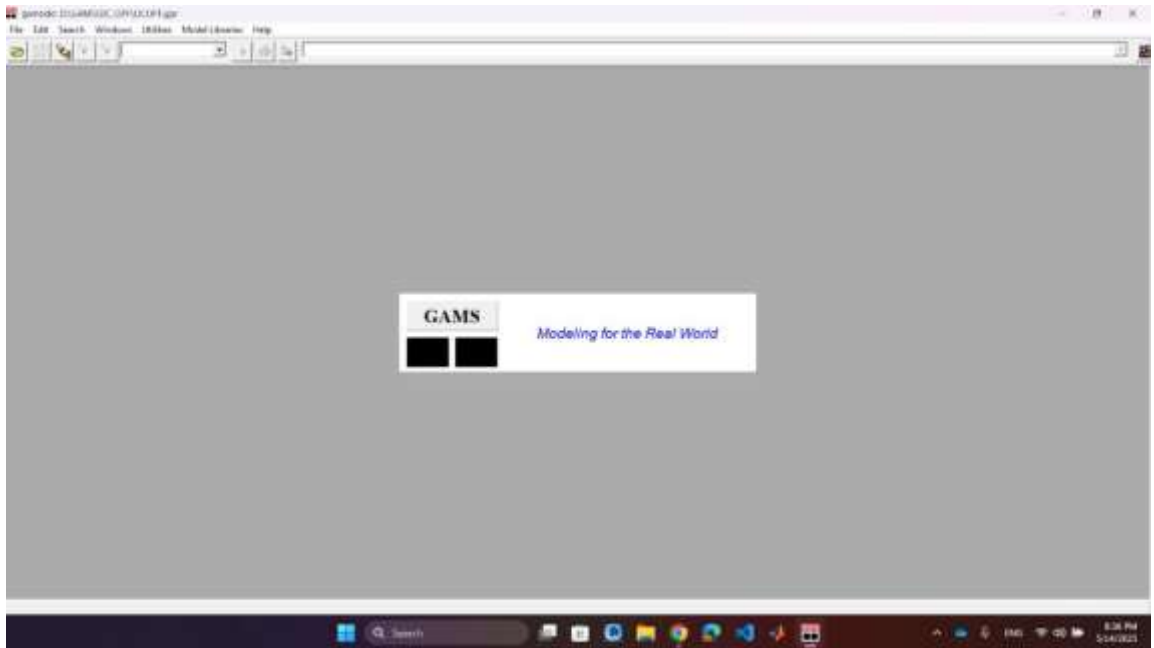
Mô hình được áp dụng trên hệ thống chuẩn IEEE 118-bus, với đầy đủ các ràng buộc kỹ thuật như cân bằng công suất, giới hạn truyền tải, năng lực phát của từng nhà máy, và nhu cầu phụ tải tại các nút. GAMS hỗ trợ mô phỏng chính xác các điều kiện vận hành của hệ thống, từ đó cho phép trích xuất giá LMP tại mỗi bus với độ tin cậy cao.

Để đảm bảo rằng phân vùng không chỉ dựa trên một trạng thái hệ thống tĩnh và đơn lẻ, chúng tôi đã xây dựng bốn kịch bản giả định tương ứng với các điều kiện vận hành khác nhau trong năm, bao gồm: ngày nắng cao điểm/thấp điểm, ngày mưa cao điểm/ thấp điểm. Các kịch bản này được xây dựng dựa trên đặc điểm vận hành thực tế của hệ thống điện, cụ thể là biến động về công suất tiêu thụ và khả năng phát của các nguồn năng lượng tái tạo trong các điều kiện thời tiết điển hình. Cách tiếp cận này cho phép mô phỏng toàn diện hơn những thay đổi trong phân bố phụ tải, tình trạng tắc nghẽn, cũng như độ linh hoạt của lưới truyền tải dưới nhiều điều kiện thực tế.

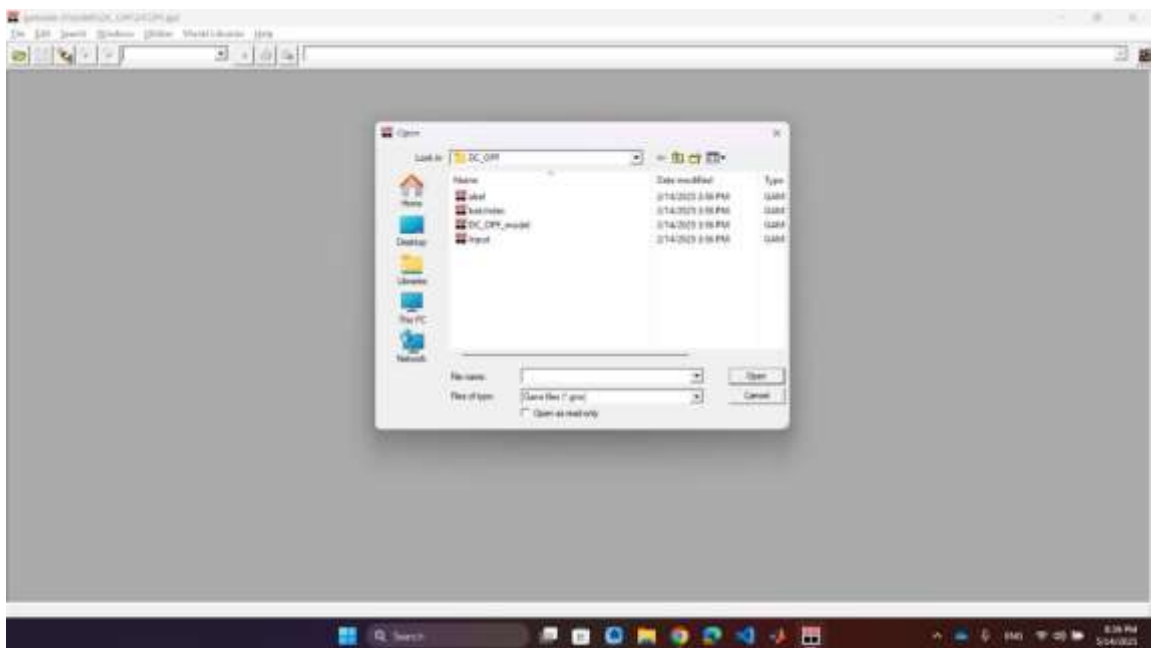
Ở mỗi kịch bản, mô hình OPF được chạy riêng biệt để thu được một bộ giá trị LMP đại diện cho tình trạng hệ thống trong thời điểm đó. Bốn bộ dữ liệu LMP này sau đó được tổng hợp lại, tạo thành một ma trận dữ liệu đầu vào đa chiều phản ánh tốt hơn toàn bộ phổ biến thiên của hệ thống điện. Thay vì phân vùng dựa trên một thời điểm duy nhất – vốn dễ gây sai lệch và không đại diện cho toàn hệ thống – việc sử dụng các kịch bản đa dạng giúp thuật toán phân cụm (Spectral Clustering) xác định chính xác hơn các vùng có tính đồng nhất về kỹ thuật và kinh tế, đồng thời đảm bảo tính bền vững và ổn định của kết quả phân vùng dưới nhiều điều kiện vận hành khác nhau.

Việc chuẩn hóa các giá trị LMP trong từng kịch bản cũng được thực hiện nhằm loại bỏ sự chênh lệch về quy mô tuyệt đối giữa các thời điểm, giúp thuật toán tập trung vào xu hướng biến động và sự tương quan tương đối giữa các bus. Sau đó, dữ liệu này được kết hợp với ma trận liên kết vật lý của hệ thống (topology matrix) để phục vụ cho thuật toán phân cụm đồ thị Spectral Clustering.

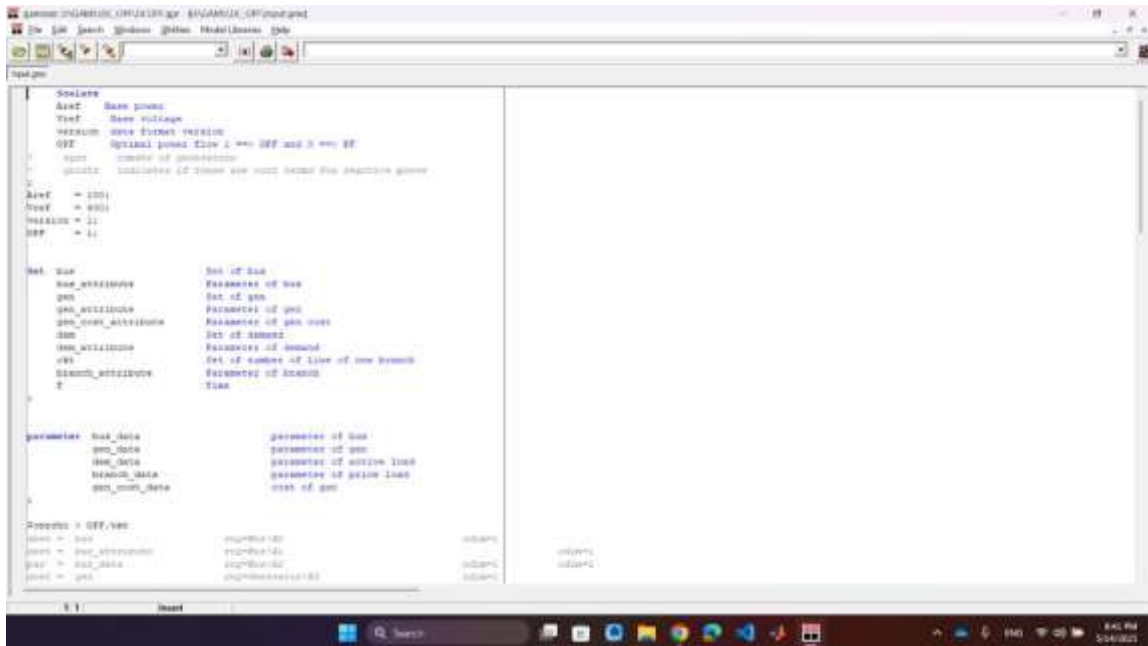
Cách tiếp cận này không chỉ đảm bảo tính toàn diện của thông tin đầu vào mà còn cho phép xây dựng một sơ đồ phân vùng mang tính tổng hợp, chính xác hơn, và có khả năng phản ánh tốt đặc trưng vận hành thực tế của lưới điện Việt Nam trong tương lai.



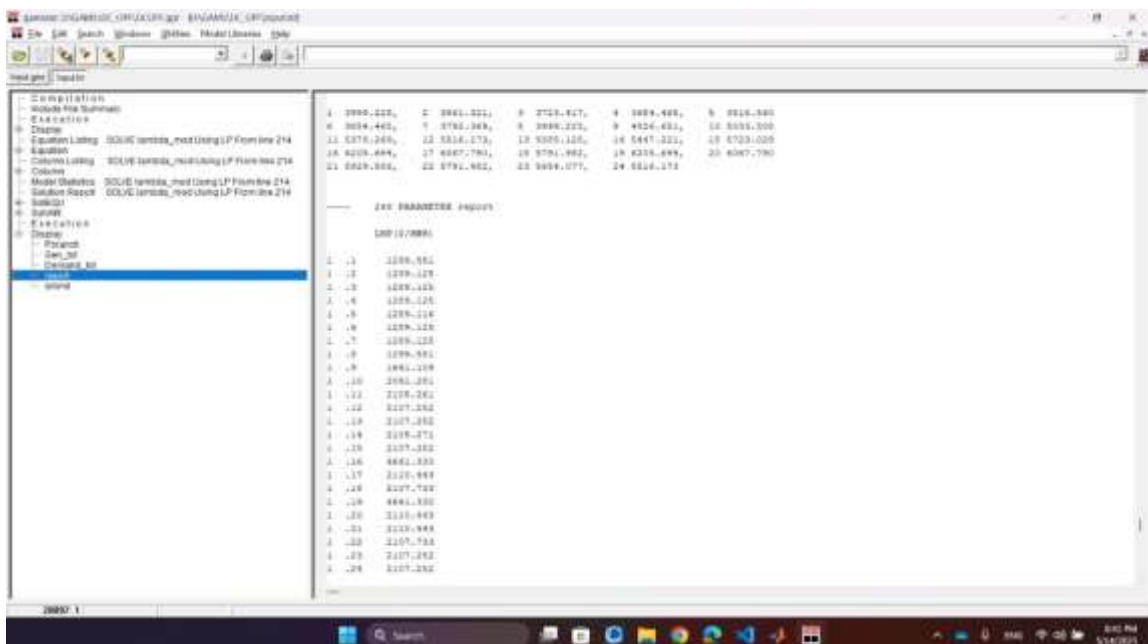
Bước 1: Mở mô phỏng phần mềm GAMS



Bước 2: Mở file input.gms để bắt đầu phần mềm mô phỏng



Bước 3: Chạy file input để tính toán giá điện cho 118 bus



Bước 4: Vào phần report để lấy giá điện của 118 bus. Hoàn tất tính toán mô phỏng LMP cho 118 bus.

4.3 Khởi chạy thuật toán Spectral Clustering trên lưới điện.

Sau khi hoàn tất quá trình xây dựng mô hình hệ thống điện IEEE 118-bus và tính toán giá điện cận biên theo vị trí (Locational Marginal Price – LMP) thông qua mô hình DC Optimal Power Flow (DC-OPF), bước tiếp theo trong nghiên cứu là tiến hành khởi chạy lưu đồ thuật toán như đã đề xuất ở chương 3, nhằm phân hệ thống điện mẫu này thành các cụm có cùng điểm chung. Phương pháp này không

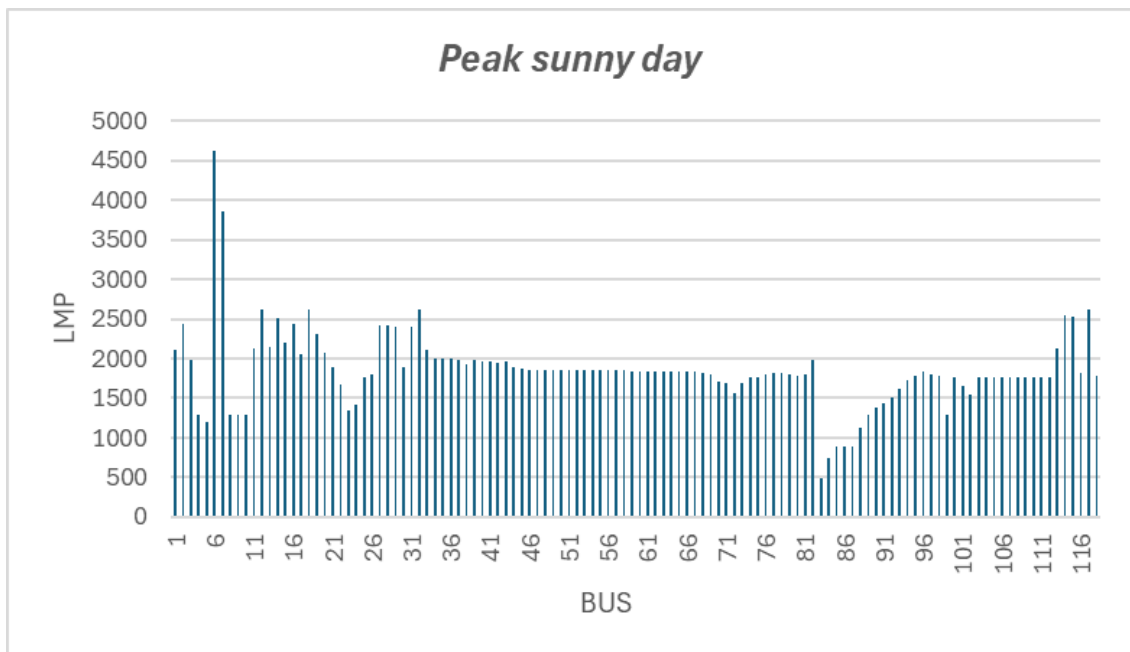
chỉ khai thác sự tương đồng về giá LMP giữa các nút mà còn tận dụng được cấu trúc vật lý của mạng lưới truyền tải thông qua biểu diễn dạng đồ thị, giúp đảm bảo độ chính xác cao và phù hợp với thực tiễn vận hành hệ thống.

4.3.1 Cấu trúc đầu vào cho thuật toán

Để khởi động thuật toán Spectral Clustering, chúng tôi cần chuẩn bị hai nguồn dữ liệu quan trọng:

- Ma trận LMP: Giá điện cận biên tại 118 bus, được tính toán từ mô hình DC-OPF trên phần mềm GAMS. Các kết quả này phản ánh chi phí biên tại từng vị trí, đồng thời bị ảnh hưởng bởi ràng buộc truyền tải, phụ tải và phân bố phát điện.
- Ma trận liên kết vật lý (adjacency matrix): Được trích xuất từ dữ liệu truyền tải thật sự, bao gồm thông tin các cặp bus kết nối qua đường dây, cùng trạng thái vận hành. Dữ liệu này được xử lý và biểu diễn dưới dạng đồ thị có trọng số, trong đó mỗi cạnh phản ánh mức độ liên kết hoặc khả năng truyền tải giữa hai nút.

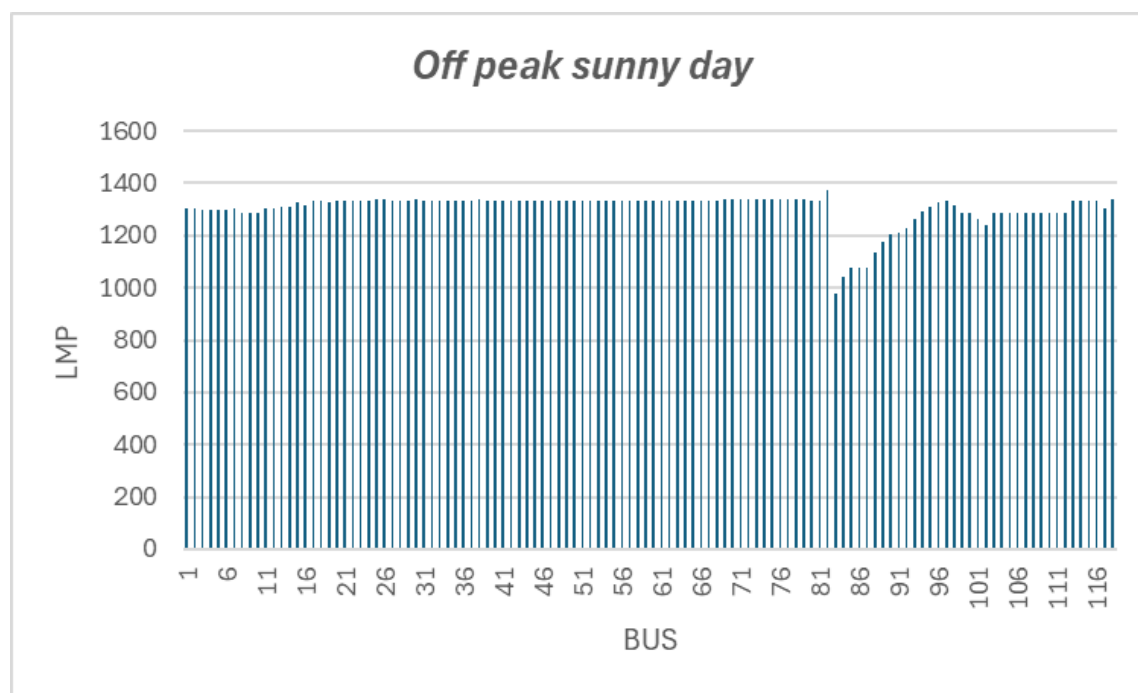
Ngoài ra, dữ liệu được chuẩn hóa nhằm đảm bảo thuật toán không bị lệch do sự chênh lệch quy mô giá trị giữa các yếu tố. Với mục tiêu phản ánh tính ổn định của kết quả phân vùng theo điều kiện vận hành, chúng tôi đã chạy thuật toán này dưới bốn kịch bản thời tiết và phụ tải khác nhau:



Hình 4.2: Dữ liệu LMP của ngày nắng cao điểm

Nhìn tổng thể, dữ liệu LMP của ngày nắng cao điểm phân bố không đều trên toàn hệ thống, phản ánh sự chênh lệch lớn về giá điện tại các khu vực khác nhau. Đặc biệt, tại một số nút như BUS 6 và BUS 7, giá LMP tăng vọt vượt mức 4000, cho thấy tình trạng tắc nghẽn truyền tải nghiêm trọng hoặc giới hạn cục bộ về khả năng phát điện. Trong khi đó, nhiều nút khác có giá LMP dao động quanh mức 1500–2000, cho thấy điều kiện cung cầu tương đối cân bằng.

Có thể nhận thấy rõ sự phân cụm về giá: một số vùng có giá cao, vùng khác giá thấp, chứng tỏ hệ thống tồn tại hiện tượng **phân mảnh thị trường**. Đặc biệt, từ BUS 76 đến BUS 91, giá LMP thấp hơn đáng kể so với các khu vực còn lại, nhiều khả năng do sản lượng năng lượng tái tạo cao (chẳng hạn như điện mặt trời) làm giảm áp lực cung ứng.



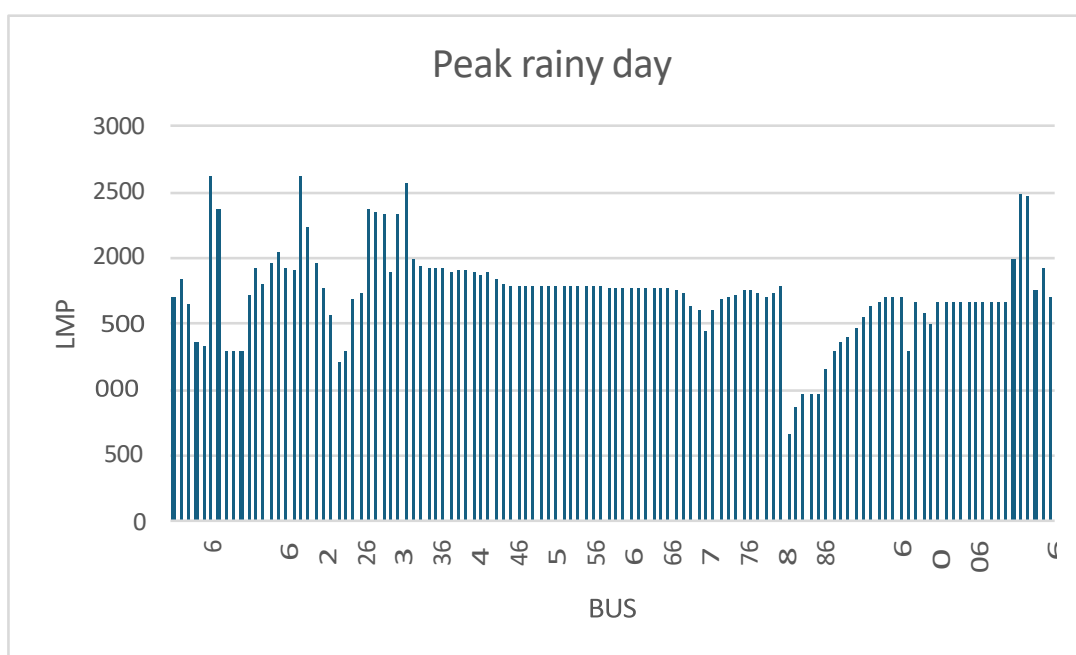
Hình 4.3: Dữ liệu LMP của ngày nắng thấp điểm

Biểu đồ thể hiện giá cận biên tại nút (LMP – Locational Marginal Price) theo từng nút BUS trong điều kiện ngày nắng nhưng không phải giờ cao điểm (Off peak sunny day). So với biểu đồ của ngày nắng cao điểm, mức LMP trong trường hợp này thấp và đồng đều hơn, dao động chủ yếu trong khoảng 1250–1350. Điều này phản ánh tình trạng hệ thống điện vận hành ổn định hơn với ít tắc nghẽn và biến động cung cầu.

Tuy nhiên, vẫn có sự chênh lệch nhất định về giá giữa các khu vực, đặc biệt trong khoảng từ BUS 81 đến BUS 101, nơi giá LMP thấp hơn rõ rệt so với các khu

vực còn lại. Hiện tượng này có thể do sự hiện diện của nguồn năng lượng tái tạo (như điện mặt trời) hoặc phụ tải thấp tại khu vực này, làm giảm áp lực cung ứng từ các khu vực khác. Ngoài ra, ranh giới rõ rệt giữa BUS 76 và 81 cho thấy khả năng có tồn tại giới hạn truyền tải hoặc đặc điểm cấu trúc mạng lưới khiến khu vực này vận hành gần như độc lập hơn.

Nhìn chung, trong điều kiện không cao điểm, hệ thống ít bị quá tải hơn, chi phí cận biên ổn định và phản ánh đúng tiềm năng tiết kiệm chi phí nhờ năng lượng tái tạo vào ban ngày. Biểu đồ cũng cung cấp cơ sở để phân tích quy hoạch và vận hành hệ thống theo thời gian thực và theo vùng.



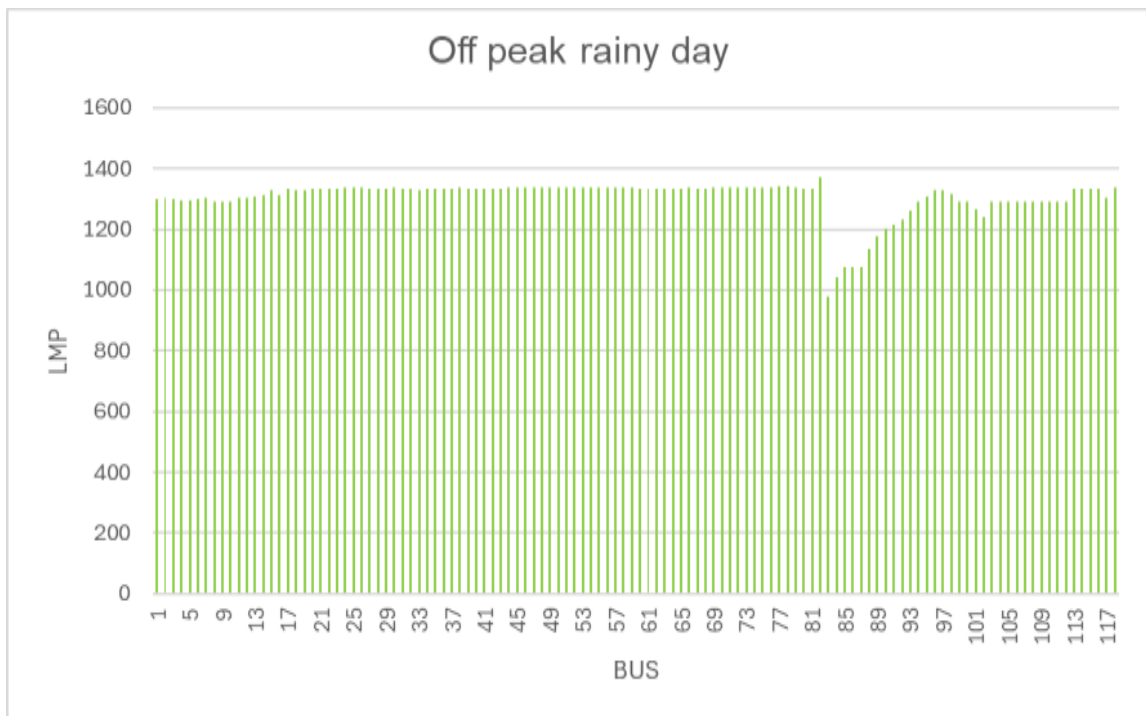
Hình 4.4: Dữ liệu LMP của ngày nắng thấp điểm

Biểu đồ trên thể hiện giá cận biên tại nút (LMP) trong ngày mưa và vào giờ cao điểm (Peak rainy day). So với hai biểu đồ trước (ngày nắng), ta thấy rằng giá LMP trong biểu đồ này có xu hướng cao và biến động mạnh hơn giữa các nút BUS, dao động từ khoảng 1200 đến trên 2600.

Một số nút như BUS 6, 16, 26 và 116 có mức giá vọt lên gần 2700, cho thấy tình trạng tắc nghẽn truyền tải nghiêm trọng hoặc nhu cầu vượt khả năng cung ứng tại những vị trí này. Nguyên nhân có thể là do sản lượng điện mặt trời suy giảm mạnh trong điều kiện mưa, làm gia tăng áp lực lên các nguồn phát truyền thống, đặc biệt vào thời điểm nhu cầu cao.

Tương tự như các biểu đồ trước, có thể quan sát thấy sự phân mảnh rõ ràng trong giá LMP giữa các khu vực. Đặc biệt, khu vực BUS 76–86 lại tiếp tục có LMP thấp hơn phần còn lại, cho thấy đây có thể là khu vực ít chịu ảnh hưởng của tắc nghẽn, hoặc có nguồn phát gần phụ tải.

Biểu đồ này phản ánh rõ sự phụ thuộc của hệ thống vào thời tiết, và nhấn mạnh nhu cầu cần có các chiến lược linh hoạt về vận hành và bổ sung dự phòng (như lưu trữ năng lượng hoặc nguồn phát nhanh) trong các điều kiện thời tiết bất lợi.



Hình 4.5: Dữ liệu LMP của ngày mưa thấp điểm

Biểu đồ thể hiện giá cận biên tại nút (LMP) trong điều kiện ngày mưa nhưng không phải giờ cao điểm (Off peak rainy day). Quan sát chung cho thấy giá LMP ở mức thấp và ổn định, dao động quanh 1250–1350, tương tự như biểu đồ "Off peak sunny day".

Tuy nhiên, vẫn tồn tại sự phân hóa giá giữa các vùng. Cụ thể, khu vực từ BUS 81 đến 101 tiếp tục có LMP thấp hơn đáng kể so với các vùng khác. Điều này cho thấy đặc điểm cấu trúc của hệ thống và khả năng tự cung tự cấp của vùng này, có thể do phụ tải thấp hoặc có nguồn phát nội tại ổn định (như thủy điện hoặc điện gió không phụ thuộc nắng).

Đáng chú ý, sự đồng đều về giá trong điều kiện mưa và phụ tải thấp cho thấy hệ thống điện vẫn giữ được trạng thái vận hành hiệu quả, dù sản lượng năng

lượng tái tạo như điện mặt trời bị hạn chế. Điều này cũng chứng minh rằng các nguồn phát truyền thống hoặc hệ thống truyền tải vẫn đủ khả năng duy trì cân bằng cung cầu khi phụ tải không quá cao.

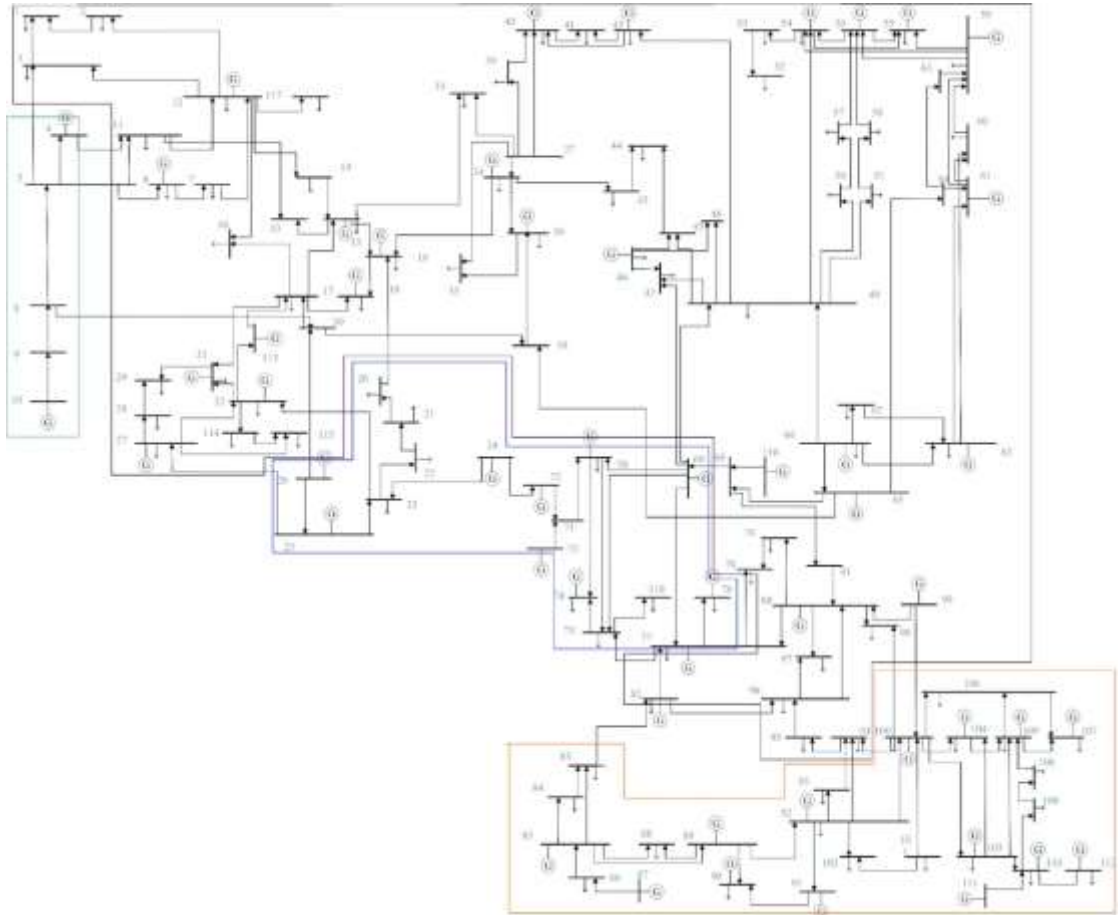
Tổng thể, biểu đồ này phản ánh tính ổn định của hệ thống trong điều kiện không cao điểm, và nhấn mạnh vai trò của cấu trúc mạng và khả năng nội cân bằng khu vực trong việc giữ chi phí điện năng ở mức tối ưu.

4.3.2 Kết quả phân vùng theo từng kịch bản

Khởi chạy thuật toán đề xuất đã nêu ở trên, kết quả thực nghiệm trên bốn kịch bản khác nhau đã cho thấy sự thay đổi trong phân bố cụm giữa các điều kiện thời tiết – phụ tải. Tuy nhiên, có một số cụm bus xuất hiện lặp lại nhiều lần ở các kịch bản khác nhau, cho thấy mức độ ổn định cao về mặt vận hành và kinh tế.

- Nhóm bus từ 83 đến 93 và 100 đến 112 thường xuyên nằm trong cùng một cụm, do có giá LMP đồng đều và liên kết vật lý mạnh.
- Nhóm bus 20–26 và 70–77 có đặc điểm kết nối nội tại chặt chẽ và ít bị ảnh hưởng bởi dòng công suất truyền qua các vùng khác.
- Nhóm nhỏ gồm các bus 4, 5, 8, 9, 10 thường xuất hiện đồng thời trong các cụm rìa, có liên kết lỏng lẻo với các nút khác, phản ánh sự cô lập trong cấu trúc hệ thống.

Trên cơ sở thống kê tần suất xuất hiện của các cụm tương tự qua bốn kịch bản, chúng tôi tiến hành tổng hợp và chuẩn hóa lại thành một mô hình phân vùng thống nhất, gồm 4 vùng chính phản ánh đồng thời cả giá điện, liên kết vật lý và sự ổn định vận hành.



Hình 4.6: Mô hình phân vùng thống nhất cho các kịch bản

4.3.3 Đánh giá tính phù hợp và ý nghĩa thực tiễn

Phương pháp phân vùng sử dụng Spectral Clustering thể hiện hiệu quả vượt trội trong việc xử lý các hệ thống điện có cấu trúc phức tạp và phân bố phụ tải không đều như hệ thống IEEE 118-bus. Khác với các phương pháp như k-means vốn chỉ xét đến khoảng cách hình học, Spectral Clustering cho phép gắn kết các nút không nằm gần nhau nhưng có đặc tính vận hành tương tự, nhờ vào việc khai thác các đặc trưng phổ và cấu trúc đồ thị.

Thêm vào đó, kết quả phân vùng từ thuật toán không chỉ mang ý nghĩa học thuật, mà còn có thể được ứng dụng thực tiễn vào:

- Xây dựng vùng đấu thầu trong thị trường điện, đảm bảo giá LMP phản ánh đúng điều kiện vận hành và khả năng truyền tải.
- Hỗ trợ điều độ hệ thống, giúp nhận diện khu vực có nguy cơ tắc nghẽn hoặc cần ưu tiên giảm tải.
- Lập kế hoạch đầu tư vào hạ tầng, thông qua việc xác định khu vực cần tăng cường nguồn hoặc truyền tải.

4.4 Kết quả

Nghiên cứu này đã tiến hành xây dựng và triển khai mô hình phân vùng thị trường điện sử dụng thuật toán Spectral Clustering, dựa trên dữ liệu đầu vào được tính toán từ mô hình DC Optimal Power Flow (DC-OPF) trên hệ thống điện chuẩn IEEE 118-bus. Trong quá trình này, các giá trị Locational Marginal Price (LMP) – đại diện cho chi phí biên của việc truyền thêm một đơn vị công suất đến từng nút cụ thể trong hệ thống – đã được sử dụng làm thông tin kinh tế chính. Đồng thời, cấu trúc liên kết vật lý của lưới điện, được biểu diễn dưới dạng ma trận kết nối giữa các bus, cũng được tích hợp vào mô hình nhằm đảm bảo rằng quá trình phân cụm phản ánh đúng tính chất vận hành thực tế của hệ thống.

Việc kết hợp cả yếu tố kinh tế (LMP) và yếu tố kỹ thuật (topology) là điểm đặc biệt nổi bật trong nghiên cứu này, giúp nâng cao tính toàn diện và khả năng ứng dụng thực tế của mô hình phân vùng. Trong các nghiên cứu trước đây, việc chỉ sử dụng một nguồn dữ liệu đơn lẻ – chẳng hạn như giá điện tại một thời điểm cố định – có thể dẫn đến kết quả phân vùng chưa phản ánh đúng bản chất động học và vật lý của hệ thống điện. Trong khi đó, mô hình đề xuất trong nghiên cứu đã khai thác thông tin từ nhiều chiều cạnh, làm tăng độ tin cậy cho quá trình phân vùng.

Cụ thể, mô hình DC-OPF đã được chạy trên bốn kịch bản vận hành đặc trưng gồm: High Sun, Low Sun, High Rain và Low Rain – phản ánh các điều kiện thời tiết và phụ tải khác nhau, điển hình cho các chu kỳ vận hành mùa hè và mùa mưa, cũng như mức tiêu thụ cao/thấp trong ngày. Việc tạo ra các kịch bản này nhằm tăng cường độ đa dạng của dữ liệu đầu vào, từ đó nâng cao khả năng tổng quát hóa và ổn định của mô hình phân cụm khi áp dụng trên thực tế. Đây cũng là một bước tiến quan trọng so với các phương pháp phân vùng truyền thống vốn chỉ dựa trên trạng thái hệ thống tĩnh hoặc giả định đơn giản.

Mỗi kịch bản được xử lý độc lập, với việc chuẩn hóa dữ liệu LMP và tính toán ma trận Laplacian trước khi đưa vào thuật toán Spectral Clustering. Kết quả phân cụm cho từng kịch bản được phân tích riêng biệt, sau đó so sánh chéo để đánh giá mức độ ổn định của các cụm phân vùng. Từ phân tích đó, nhóm nghiên cứu nhận thấy mặc dù các vùng cụ thể có thể thay đổi nhẹ tùy theo điều kiện phụ tải và thời tiết, nhưng tồn tại một số nhóm bus có tính ổn định cao, liên tục xuất hiện cùng nhau trong cả bốn kịch bản. Các nhóm này thường là các bus có liên kết vật lý mạnh, vị trí gần nhau trên sơ đồ mạng lưới, hoặc có đặc điểm LMP tương đồng – thể hiện qua mức độ biến thiên thấp trong toàn bộ tập dữ liệu.

Dựa trên kết quả tổng hợp từ bốn kịch bản, một mô hình phân vùng thống nhất gồm 4 vùng đã được xác lập. Việc xác định phân vùng thống nhất thay vì sử dụng kết quả từ một kịch bản riêng lẻ giúp mô hình có tính khả thi cao hơn trong thực tế, vì có thể duy trì tính nhất quán trong điều độ và vận hành hệ thống theo nhiều điều kiện. Cụ thể:

- Vùng 1: Gồm các bus 4, 5, 8, 9, 10 – thường xuyên có mức LMP tương đương và có liên kết vật lý gần nhau, nằm ở khu vực trung tâm hệ thống.
- Vùng 2: Gồm các bus từ 83 đến 93 và từ 100 đến 112 – là các nút ở khu vực biên, thường có ràng buộc truyền tải đặc thù và giá điện chênh lệch so với trung tâm.
- Vùng 3: Gồm các bus từ 20 đến 26 và 70 đến 77 – đại diện cho khu vực có điều kiện vận hành đặc trưng và nguồn phụ tải ổn định.
- Vùng 4: Bao gồm tất cả các bus còn lại – tuy có sự đa dạng cao về vị trí và LMP, nhưng được gom lại do không thuộc các nhóm ổn định nêu trên.

Việc xác lập mô hình phân vùng này không chỉ đảm bảo sự đồng nhất trong vận hành theo nhiều kịch bản mà còn giúp hệ thống phản ánh tốt các yếu tố kỹ thuật và kinh tế – điều kiện quan trọng để tiến tới xây dựng thị trường điện cạnh tranh theo vùng tại Việt Nam. Ngoài ra, kết quả này còn cho thấy tiềm năng ứng dụng của Spectral Clustering trong các bài toán tối ưu hóa, điều độ và hoạch định chiến lược phát triển lưới điện trong tương lai.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, R. E. Bohn, Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [2] Chicco, Gianfranco, et al. "Overview of the Clustering Algorithms for the Formation of the Bidding Zones." 2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). IEEE, 2019.
- [3] L. Michi, F. Quaglia, E. Bompard, A. Griffone, C. Bovo, E.M. Carlini, L. Luzi, G. Chicco, A. Mazza, V. Ilea, M. Caprabanca, G. Nuzzo, P. Colella, and A. Russo, "Optimal Bidding Zone Configuration: Investigation on Model-based Algorithms and their Application to the Italian Power System", Proceedings of the 111th Annual AEIT International Conference, Florence, Italy, 18-20 Sept. 2019
- [4] C. Bovo, V. Ilea, E.M. Carlini, M. Caprabanca, F. Quaglia, L. Luzi, G.Nuzzo, "Optimal computation of Network indicators for Electricity Market Bidding Zones configuration", Proceedings of the 2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Torino, Italy, 1–9 September 2020, pp. 1–6.
- [5] W. Tan & D. Cai, "DC Optimal Power Flow: Uniqueness and Algorithms," CiteseerX, [Online]. Available: <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.348.227>
- [6] Bao Chong, "K-means clustering algorithm: a brief review", Data Science and Big Data Technology, Shanxi University of Finance and economics, Taiyuan, Shanxi, ISSN 2616-5775 Vol. 4, Issue 5: 37-40, DOI: 10.25236/AJCIS.2021.040506
- [7] Y. M. Al-Abdullah and M. Sahraei-Ardakani, "Differences in locational marginal prices: Deterministic vs. stochastic market formulations," 2018 5th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA), Al Ain, United Arab Emirates, 2018, pp. 268-272, doi: 10.1109/ICREGA.2018.8337598.
- [8] L.H.Lam and V.D.T.An "A STRATEGY TO IDENTIFY CONGESTIONS OF TRANSMISSION NETWORKS IN N-1 CONTINGENCY: KHANH HOA CASE STUDY"
- [9] C. Bovo, V. Ilea, E.M. Carlini, M. Caprabanca, F. Quaglia, L. Luzi, G.Nuzzo, "Optimal Computation of Network Indicators for Electricity Market Bidding Zones Configuration Considering Explicit N-1 Security Constraints", Energies, vol. 14, art. 4267, 2021.
- [10] Von Luxburg, U. A tutorial on spectral clustering. Stat. Comput. 2007, 17, 395–416.
- [11] Shi, J., & Malik, J. (2000). *Normalized cuts and image segmentation*. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence, 22(8), 888–905.
- [12] Ng, A. Y., Jordan, M. I., & Weiss, Y. (2002). *On spectral clustering: Analysis and an algorithm*. Advances in Neural Information Processing Systems (NeurIPS), 14, 849–856.
- [13] P. Colella, A. Mazza, E. Bompard, G. Chicco, A. Russo, E.M. Carlini, M. Caprabanca, F. Quaglia, L. Luzi, and G. Nuzzo, "Model-Based Identification