

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP
CAPSTONE PROJECT

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

**TÊN ĐỀ TÀI: KẾ HOẠCH ĐẦU TƯ VÀ PHÁT TRIỂN
LƯỚI ĐIỆN 110KV TRÊN ĐỊA BÀN EVNCPC GIAI
ĐOẠN 2026–2030.**

Người hướng dẫn: TS. TRẦN VINH TỊNH
Th.S NGUYỄN VĂN ĐẠI

Sinh viên thực hiện:

- 1. NGUYỄN TRỌNG LUẬT – MSSV: 105200094 – LỚP: 20D1**
- 2. HUỖNH TẤN DỮNG – MSSV: 105200122 – LỚP: 20D2**
- 3. NGUYỄN MINH TIẾN – MSSV: 105200111 – LỚP :20D1**

Đà Nẵng, 6/2025

MỞ ĐẦU

Tổng công ty Điện lực miền Trung (EVNCPC) hiện đang quản lý và vận hành hệ thống điện trên địa bàn 13 tỉnh, thành phố miền Trung – Tây Nguyên. Trong những năm qua, lưới điện 110kV do EVNCPC quản lý đã được đầu tư phát triển mạnh mẽ, đóng vai trò then chốt trong việc đảm bảo cấp điện an toàn, ổn định cho phát triển kinh tế - xã hội của khu vực. Tuy nhiên, trước những yêu cầu mới về phụ tải tăng trưởng nhanh, chuyển dịch cơ cấu kinh tế, phát triển năng lượng tái tạo và lưới điện thông minh, hệ thống điện 110kV tại nhiều nơi đã bắt đầu bộc lộ những hạn chế về khả năng đáp ứng và tính linh hoạt trong vận hành.

Giai đoạn 2026–2030 là giai đoạn bản lề, đòi hỏi EVNCPC phải tiếp tục đầu tư, hoàn thiện và hiện đại hóa lưới điện 110kV nhằm đáp ứng yêu cầu phát triển phụ tải, giảm tổn thất điện năng, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, đồng thời từng bước hiện thực hóa mục tiêu chuyển đổi năng lượng bền vững theo định hướng của Chính phủ và Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN).

Đề án “**Kế hoạch đầu tư và phát triển lưới điện 110kV trên địa bàn EVNCPC giai đoạn 2026–2030**” được xây dựng nhằm đánh giá hiện trạng hệ thống lưới điện khu vực, dự báo nhu cầu phát triển phụ tải, xác định định hướng và các danh mục dự án ưu tiên cần triển khai trong giai đoạn tới. Đây là cơ sở quan trọng để EVNCPC chủ động bố trí nguồn lực, tổ chức thực hiện và phối hợp với các địa phương trong công tác phát triển hạ tầng điện lực, đảm bảo phù hợp với Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia (PDP VIII), cũng như các quy hoạch tỉnh và định hướng chiến lược phát triển EVNCPC đến năm 2030.

Do thời gian làm đồ án tốt nghiệp có hạn nên chỉ lập kế hoạch đầu tư và phát triển lưới điện 110kV thành phố Huế để được cái nhìn tổng quát về việc lập kế hoạch đầu tư lưới điện 110kV.

CHƯƠNG 1: GIỚI THIỆU TỔNG QUAN

1.1. Đặt vấn đề

Hiện nay Tổng công ty Điện lực Miền Trung (EVNCPC) đã và đang quản lý vận hành rất nhiều đường dây 110kV trên địa bàn rộng khắp 13 tỉnh thành. Nhằm đáp ứng việc cung cấp điện phục vụ nhu cầu phát triển kinh tế xã hội ở các địa phương, hàng năm CPC đã phải triển khai hàng loạt các dự án đầu tư xây dựng mới và cải tạo nâng cấp lưới điện từ cấp 110kV đến lưới 22kV bằng nhiều nguồn vốn khác nhau: vốn ĐTXD của ngành Điện, vốn ODA...

Qua thực tế triển khai công tác đầu tư xây dựng lưới điện trên địa bàn trong những năm qua nhận thấy còn nhiều điểm bất cập như:

- Công tác dự báo phụ tải và đề xuất một số danh mục đầu tư theo đề án Quy Hoạch Điện của các tỉnh có độ chính xác chưa cao, dẫn đến tiến độ một số công trình trong quy hoạch không phù hợp với thực tế, số liệu dự báo phụ tải trong quy hoạch được duyệt thường có độ trượt với số liệu thực tế hàng năm của các Công ty Điện lực tỉnh (PC).

- Việc đầu tư xây dựng lưới điện ở một số công trình triển khai chậm do trở ngại ở một số yếu tố khách quan (việc sử dụng quỹ đất của địa phương, thỏa thuận hướng tuyến và vị trí trạm, công tác đền bù GPMB, biến động giá cả VTTB trên thị trường, năng lực các nhà thầu...) dẫn đến chậm đưa vào vận hành, chưa đáp ứng tiến độ cung cấp điện.

- Một số dự án 220kV và lưới 110kV đưa vào vận hành chậm hơn so với thực tế phát triển phụ tải khu vực, dẫn đến quá tải cục bộ một số đường trục 110kV liên kết giữa các vùng.

- Công tác theo dõi dự báo nắm bắt nhu cầu phụ tải, đề xuất việc đầu tư và cải tạo nâng cấp lưới điện nhằm đáp ứng việc cấp điện cho lưới điện khu vực có thời điểm chưa kịp thời, nhất là tại những khu vực có sự đột biến về nhu cầu phụ tải (do quy hoạch điện lực chưa sát và động bộ với quy hoạch các ngành, nghề khác...) dẫn đến tình trạng quá tải một số công trình trạm và đường dây 110kV.

Từ những bất cập trên, Đề án Xây dựng kế hoạch đầu tư và phát triển lưới điện 110kV giai đoạn 2026-2030 là tài liệu soát xét nhằm hỗ trợ việc đưa ra những quyết định liên quan đến việc tập trung chỉ đạo, tập trung nguồn vốn có hạn vào một số công

trình có ý nghĩa quan trọng trong việc đảm bảo cung cấp điện cho miền Trung giai đoạn 2026-2030 và có xem xét cho giai đoạn sau.

1.2. Căn cứ lập đề án

1.2.1. Căn cứ pháp lý để xây dựng kế hoạch 5 năm

- Chiến lược phát triển ngành điện lực của Việt Nam.
- Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia.
- Quy hoạch tổng thể phát triển của tỉnh, bao gồm quy hoạch sử dụng đất, quy hoạch công nghiệp và các lĩnh vực khác liên quan.
- Kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh, trong đó có các mục tiêu về phát triển cơ sở hạ tầng và nhu cầu về điện năng.
- Đánh giá hiện trạng của hệ thống điện, bao gồm khả năng cung cấp, cơ sở hạ tầng hiện tại, và các vấn đề cần khắc phục.
- Dự báo nhu cầu điện trong 5 năm tới dựa trên các yếu tố như tăng trưởng dân số, phát triển công nghiệp và đô thị hóa.
- Luật pháp và các quy định liên quan.

1.2.2. Các điều kiện, giả thiết cơ sở để xây dựng kế hoạch 5 năm

- i) Điều kiện kinh tế và chính trị
 - Tăng trưởng kinh tế: Dự đoán tốc độ tăng trưởng kinh tế của thành phố và quốc gia, từ đó ước lượng nhu cầu điện năng trong tương lai.
 - Ổn định chính trị: Đảm bảo rằng môi trường chính trị và pháp lý ổn định để triển khai các dự án đầu tư và phát triển cơ sở hạ tầng điện lực.
- ii) Điều kiện về nguồn cung cấp và cơ sở hạ tầng
 - Nguồn cung cấp năng lượng: Dự báo nguồn cung cấp năng lượng trong nước và quốc tế, bao gồm các nguồn năng lượng tái tạo.
 - Cơ sở hạ tầng hiện tại: Đánh giá tình trạng của cơ sở hạ tầng hiện tại, bao gồm lưới điện, trạm biến áp và các thiết bị quan trọng khác.
 - Đầu tư và cải tạo: Xác định các dự án đầu tư cần thiết để nâng cấp cơ sở hạ tầng và mở rộng lưới điện.

iii) Điều kiện về công nghệ và đổi mới

- Công nghệ mới: Xem xét sự phát triển và áp dụng các công nghệ mới trong ngành điện lực, như công nghệ lưới điện thông minh, lưu trữ năng lượng, và công nghệ năng lượng tái tạo.

- Đổi mới sáng tạo: Khả năng áp dụng các giải pháp sáng tạo để nâng cao hiệu quả hoạt động và giảm chi phí.

iv) Điều kiện về môi trường và xã hội

- Yêu cầu bảo vệ môi trường: Đảm bảo rằng các dự án và hoạt động đáp ứng các yêu cầu về bảo vệ môi trường và phát triển bền vững.

- Sự chấp nhận của cộng đồng: Đánh giá và đảm bảo sự đồng thuận của cộng đồng địa phương đối với các dự án phát triển và mở rộng cơ sở hạ tầng.

v) Giả thiết về nhu cầu và thị trường

- Tăng trưởng dân số và đô thị hóa: Dự đoán sự tăng trưởng dân số và quá trình đô thị hóa, từ đó xác định nhu cầu điện cho các khu vực dân cư và công nghiệp.

- Thay đổi trong ngành công nghiệp: Xem xét các xu hướng và thay đổi trong ngành công nghiệp, chẳng hạn như sự phát triển của các ngành công nghiệp mới hoặc sự gia tăng sử dụng năng lượng.

vi) Điều kiện tài chính

- Ngân sách đầu tư: Xác định khả năng tài chính của công ty để đầu tư vào các dự án phát triển và bảo trì.

- Nguồn vốn: Dự đoán các nguồn vốn có thể huy động, bao gồm vốn đầu tư từ ngân sách nhà nước, vốn vay, và đầu tư từ khu vực tư nhân.

vii) Giả thiết về pháp lý và quy định

- Thay đổi quy định: Xem xét các thay đổi dự kiến trong quy định pháp lý và các chính sách liên quan đến ngành điện lực.

- Tuân thủ quy định: Đảm bảo rằng các hoạt động và dự án đều tuân thủ các quy định và yêu cầu pháp lý hiện hành.

viii) Khả năng quản lý và nhân sự

- Năng lực quản lý: Đánh giá khả năng quản lý và điều hành của đội ngũ lãnh đạo công ty.

- Đào tạo và phát triển nhân sự: Đảm bảo rằng có kế hoạch đào tạo và phát triển kỹ năng cho nhân viên để đáp ứng yêu cầu của các dự án và công nghệ mới.

1.3. Mục đích và sự cần thiết của việc lập đề án

- Cung cấp điện ổn định và tin cậy: Đảm bảo cung cấp điện năng ổn định, liên tục và tin cậy cho tất cả các khu vực trong thành phố Huế, đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng của khách hàng và hỗ trợ sự phát triển kinh tế - xã hội của địa phương.

- Nâng cao chất lượng dịch vụ khách hàng: Tăng cường chất lượng dịch vụ khách hàng và cải thiện hiệu quả hoạt động thông qua việc ứng dụng công nghệ mới, nâng cao năng lực quản lý và giảm thiểu các sự cố mất điện.

- Phát triển hạ tầng lưới điện: Đầu tư vào việc mở rộng và nâng cấp cơ sở hạ tầng điện lực, bao gồm lưới điện, trạm biến áp và các thiết bị liên quan, nhằm đáp ứng nhu cầu tăng trưởng và cải thiện chất lượng dịch vụ.

- Ứng dụng Công nghệ Mới và Bảo vệ Môi trường: Áp dụng các công nghệ tiên tiến, bao gồm công nghệ lưới điện thông minh và năng lượng tái tạo, đồng thời thực hiện các biện pháp bảo vệ môi trường và phát triển bền vững.

- Tăng cường năng lực quản lý và Đào tạo nhân sự: Xây dựng và phát triển đội ngũ nhân sự chất lượng cao, nâng cao năng lực quản lý và kỹ thuật để đáp ứng tốt nhất các thách thức và cơ hội trong ngành điện lực.

- Nâng cao đời sống vật chất và tinh thần của người lao động.

1.4. Phạm vi đề án

Đề án thực hiện nghiên cứu, phân tích đánh giá về tình hình vận hành trên lưới điện do CPC quản lý, đánh giá về tốc độ/nhu cầu điện thực tế của các PC trên địa bàn khu vực 13 tỉnh/thành miền Trung, từ đó lập kế hoạch đầu tư và phát triển đối với phần lưới điện 110kV.

Do thời gian làm đề án tốt nghiệp có hạn nên chỉ lập kế hoạch đầu tư và phát triển lưới điện 110kV thành phố Huế để được cái nhìn tổng quát về việc lập kế hoạch đầu tư lưới điện 110kV.

CHƯƠNG 2: ĐÁNH GIÁ HIỆN TRẠNG LƯỚI ĐIỆN 110kV TRÊN ĐỊA BÀN EVNCPC

2.1. Quy mô

Hiện tại đến tháng 12/2024, lưới điện 110kV trên địa bàn 13 tỉnh miền Trung chủ yếu do các công ty Điện lực quản lý và một số trạm khách hàng quản lý vận hành. Trong đó:

Có tổng cộng 241 MBA 110kV/156 TBA (3 máy 16 MVA, 106 máy 25 MVA, 100 máy 40MVA và 32 máy 63MVA).

Tổng cộng 4209,2 km đường dây 110kV.

Nhìn chung lưới 110kV khu vực đa số đã có liên kết vòng, tuy nhiên dây dẫn nhiều đoạn có tiết diện nhỏ (AC-185) nên khi có sự cố một phía, nguồn cung cấp từ phía khác bị không chế không đáp ứng N-1.

2.2. Tình hình vận hành lưới điện 110kV

2.2.1. Tình hình mang tải máy biến áp

Bảng 2.1 Tổng hợp tình hình mang tải máy biến áp

Mang tải (%)	< 30%	Từ 30%- 50%	Từ 50% - 80%	Trên 80%	Trên 100%	Tổng cộng
Số MBA (máy)	16	34	144	77	0	241
Chiếm tỷ lệ (%)	6,6%	14,1%	47,3%	32%	0%	100%

Nhận xét: Nhìn chung tất cả các MBA 110kV trên địa bàn đều mang tải bình thường (dưới 100%) đảm bảo vận hành ổn định lưới điện trong khu vực.

16 MBA mang tải <30% chiếm tỉ lệ 6,6 % chủ yếu là các TBA 110kV mới đóng điện năm 2024. Có 77 máy mang tải trên 80% chiếm tỉ lệ 32% là tương đối cao nên cần phải xem xét để mở rộng công suất hoặc hỗ trợ từ các trạm biến áp khác trong giai đoạn tiếp theo.

2.2.2. Tình hình mang tải đường dây 110kV*Bảng 2.2 Tình trạng mang tải ĐZ 110kV*

Mức độ mang tải theo I _{cp} (%)	<30%	Từ 30%-50%	Từ 50% - 80%	Trên 80%	Trên 100%	Tổng cộng
Số đường dây	41	57	140	54	4	296
Tỉ lệ %	13,9%	19,3%	47,3%	18,2%	1,4%	100%

Nhận xét: Nhìn chung, các ĐZ 110kV vận hành bình thường (dưới 100%) đảm bảo vận hành ổn định trong khu vực.

Xét về dòng điện cho phép của dây dẫn thì có 4 đường dây 110kV mang tải trên 100% chiếm tỉ lệ 1,4% nên cần có giải pháp giảm khả năng mang tải ngay. Có 54 đường dây chiếm tỉ lệ 18,2% mang tải trên 80% và 4 đường dây chiếm tỉ lệ 1,4% mang tải trên 100% nên cần phải xem xét giảm tải trong giai đoạn tiếp theo.

2.2.3. Tình hình sự cố lưới điện 110kV

Sau khi loại trừ các vụ sự cố nguyên nhân có tính khách quan do thiên tai, bão lũ, ... các chỉ tiêu sự cố lưới điện 110kV của EVNCPC như sau:

Bảng 2.3 Tổng hợp tình hình sự cố trên lưới 110kV năm 2024

TT	Đơn vị	Sự cố kéo dài				Sự cố thoáng qua				Sự cố TBA			
		vụ	KH năm	T/hiện	% KH	vụ	KH năm	T/hiện	% KH	vụ	KH năm	T/hiện	%KH
1	Quảng Bình	1	0,675	0,29	43,02	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
2	Quảng Trị	-	0,675	-	-	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
3	Huế	-	0,675	-	-	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
4	Đà Nẵng	-	0,675	-	-	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
5	Quảng Nam	-	0,675	-	-	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
6	Quảng Ngãi	-	0,675	-	-	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
7	Bình Định	-	0,675	-	-	1	0,77	-	-	0	0,000	0	0
8	Phú Yên	-	0,675	-	-	-	0,77	0,201	26,09	0	0,000	0	0
9	Khánh Hòa	2	0,675	0,535	79,22	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
10	Gia Lai	-	0,675	-	-	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
11	Kon Tum	-	0,675	-	-	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
12	Dak lak	-	0,675	-	-	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
13	Dak Nông	-	0,675	-	-	-	0,77	-	-	0	0,000	0	0
14	EVNCPC	3	0,675	0,071	10,48	1	0,77	0,024	3,06	0	0,166	0	0

2.3. Đánh giá tình trạng vận hành lưới điện 110kV

2.3.1. Năng lực cung cấp điện

Theo bảng 2.1, số MBA vận hành từ 80% đến 100% công suất có 77 máy chiếm tỉ lệ 32%. Tỉ lệ này tương đối cao. Tuy vậy trong danh mục đa số các TBA đầy tải nêu trên đã được EVNCPC lập kế hoạch chống quá tải bằng các giải pháp cụ thể như:

+ Nâng công suất trạm - lắp máy 2.

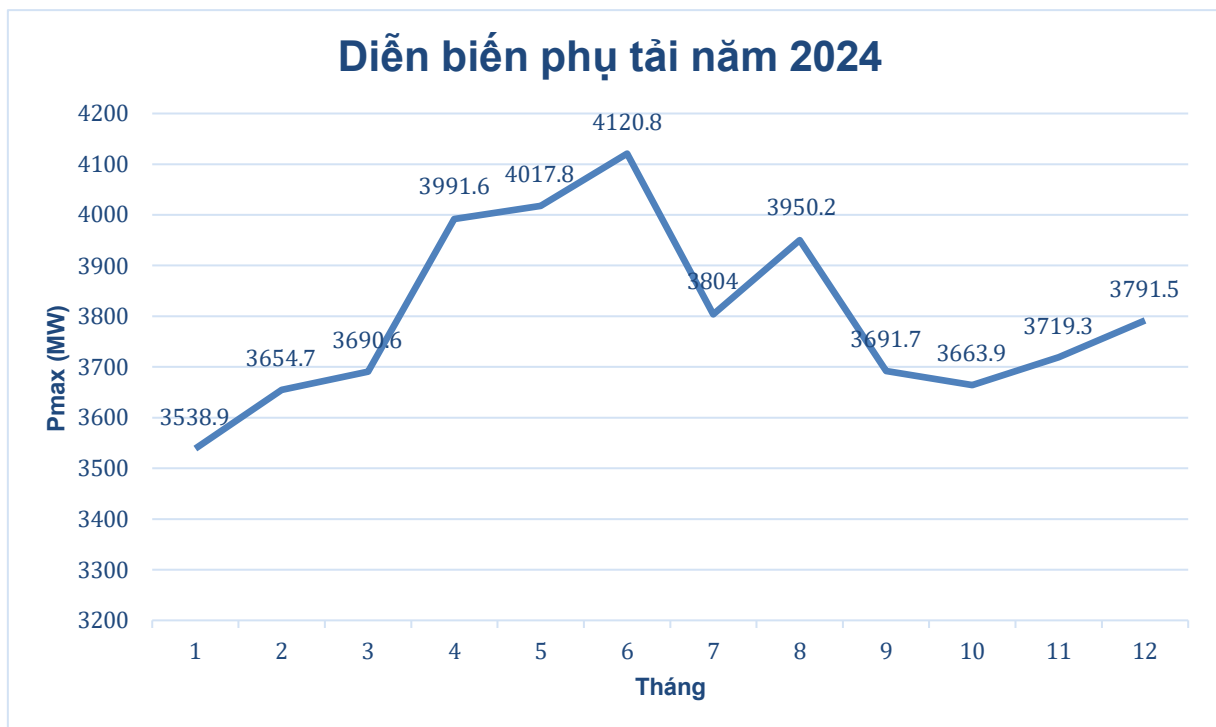
+ Cắt mới trạm tại các khu trung tâm lân cận để san tải cho các trạm trong khu vực quá tải.

+ Thay đổi kết lưới trung áp sau các trạm 110kV để giảm tải cho các trạm đầy tải... với kế hoạch tiến độ phù hợp tình trạng gia tăng phụ tải từng khu vực để đảm bảo hệ thống đáp ứng tốt nhu cầu phụ tải khu vực.

Các tuyến đường dây 110kV: Phần lớn các tuyến vẫn đáp ứng tốt khả năng truyền tải công suất. Số tuyến mang tải cao từ 80%-100%(tính theo I_{cp}) tổng cộng có 54 tuyến chiếm tỉ lệ 18,2%.

2.3.2. Phân tích chế độ vận hành lưới điện 110kV

❖ Diễn biến phụ tải các tháng:



Hình 2.1 Đồ thị phụ tải tháng năm 2024 trên địa bàn EVNCPC

Nhận xét: Phụ tải tháng công suất cực đại P_{max} (4.120,8MW) vào tháng 6 và thấp điểm nhất vào tháng 1 (3.538,9 MW). Tình hình diễn biến phụ tải tháng cao điểm rơi vào các tháng nắng nóng (từ tháng 4 đến tháng 9), thấp điểm các tháng mùa mưa (từ tháng 10 đến tháng 3 năm sau).

2.3.3. Các kết quả tính toán kỹ thuật lưới điện 110kV

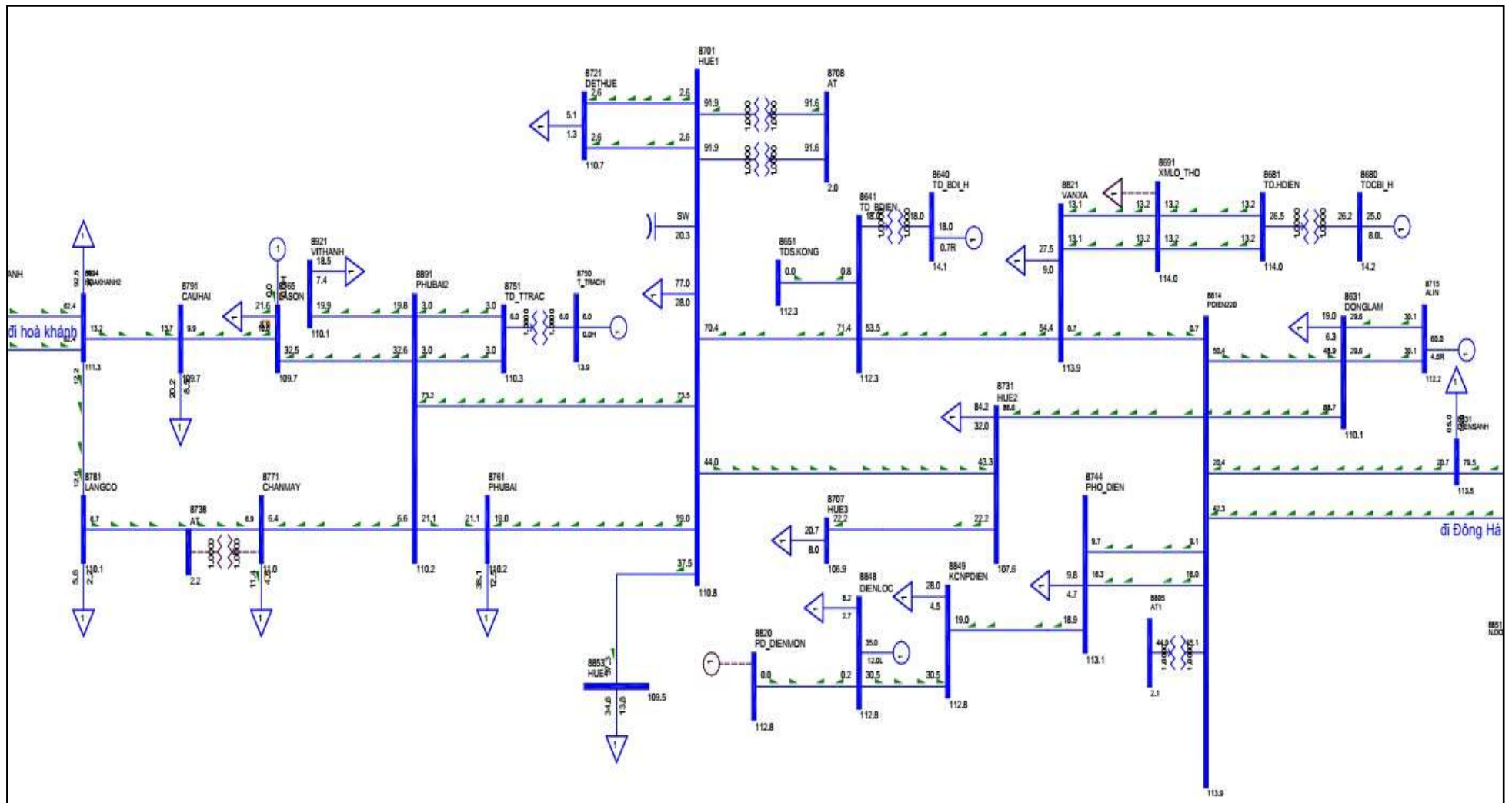
Như đã đề cập, do thời gian có hạn nên chỉ tính toán kết quả kỹ thuật lưới điện 110kV thành phố Huế. Việc tính toán ngắn mạch và trào lưu công suất sử dụng phần mềm PSS/E. Số liệu đầu vào trên cơ sở thông số đường dây, máy biến áp và phụ tải tại từng thời điểm tính toán được xét cho 2 trường hợp để đánh giá đúng lưới điện nhất sau đây:

Trường hợp 1: Trường hợp cho các nhà máy năng lượng tái tạo (điện gió, mặt trời, thủy điện) phát hết công suất và phụ tải cực đại. Trường hợp này đang xét vào mùa mưa trong thời điểm khi:

- + Các hồ thủy điện đầy nước.
- + Thời điểm cường độ bức xạ mặt trời lớn trong ngày.
- + Thời điểm cường độ gió thổi lớn.
- + Phụ tải cực đại.

Trường hợp 2: Trường hợp cho các nhà máy năng lượng tái tạo (điện gió, mặt trời, thủy điện) không phát công suất và phụ tải cực đại. Trường hợp này đang xét vào mùa khô trong thời điểm khi:

- + Các hồ thủy điện dưới mực nước cho phép phát công suất.
- + Thời điểm không có ánh sáng mặt trời.
- + Thời điểm không có gió thổi.
- + Phụ tải cực đại.



Hình 2.2 Lưới điện 110 – 220kV thành phố Huế năm 2025.

2.3.3.1. Tính toán dòng ngắn mạch lưới điện 110kV thành phố Huế năm 2025

❖ Trường hợp 1:

Bảng 2.4 Kết quả ngắn mạch lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa mưa năm 2025

STT	Tên trạm 110kV	Dòng ngắn mạch 3 pha (kA)
1	Cầu Hai	12,73
2	Chân Mây	9,07
3	Điền Lộc	10,21
4	Huế 1	21,33
5	Huế 2	15,59
6	Huế 3	8,18
7	Huế 4	10,47
8	KCN Phú Bài 2	13,58
9	La Sơn	15,63
10	Lăng Cô	9,39
11	Phong Điền	14,41
12	Phú Bài	18,46
13	Văn Xá	24,85
14	A Lưới	6,95
15	KCN Phong Điền	11,95

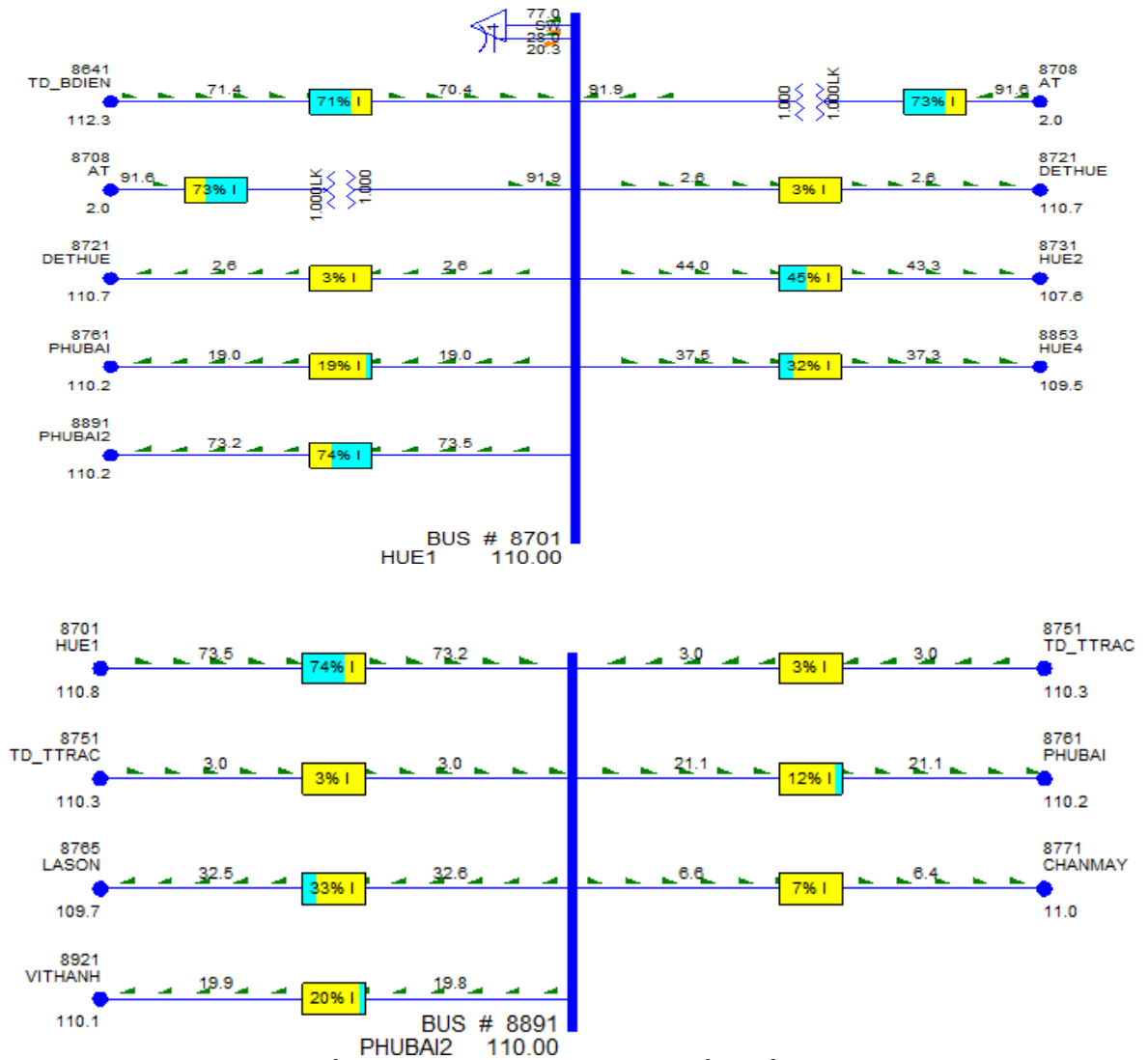
❖ **Trường hợp 2:***Bảng 2.5 Kết quả ngắn mạch lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa khô năm 2025*

STT	Tên trạm 110kV	Dòng ngắn mạch 3 pha (kA)
1	Cầu Hai	12,93
2	Chân Mây	8,62
3	Điền Lộc	9,33
4	Huế 1	19,77
5	Huế 2	11,79
6	Huế 3	7,29
7	Huế 4	9,83
8	KCN Phú Bài 2	12,14
9	La Sơn	14,63
10	Lăng Cô	8,95
11	Phong Điền	12,88
12	Phú Bài	17,18
13	Văn Xá	21,09
14	A lưới	6,48
15	KCN Phong Điền	10,83

Tính toán dòng ngắn mạch 3 pha tại thanh cái 110kV sử dụng phần mềm PSS/E. Số liệu đầu vào trên cơ sở thông số đường dây, máy biến áp và phụ tải tại từng thời điểm tính toán.

Nhận xét: Qua kết quả tính toán cho thấy hầu hết các nút đầu có dòng ngắn mạch nằm trong giới hạn quy định (nhỏ hơn hạn quy định 31,5kA). Kết quả tính toán dòng ngắn mạch 3 pha trong trường hợp 1 lớn hơn nhưng không đáng kể. Nguyên nhân là do trong trường hợp 1 có xét đến khả năng phát công suất của các nhà máy NLTT. Dòng ngắn mạch 3 pha lớn nhất tại thanh cái 110kV Văn Xá là 24,85kA và nhỏ nhất tại thanh cái 110kV A Lưới là 6,48kA.

2.3.3.2. *Tính toán trào lưu công suất lưới điện 110kV thành phố Huế năm 2025*



Hình 2.4 :Trào lưu công suất lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa mưa năm 2025

Tính toán trào lưu công suất, sử dụng phần mềm PSS/E. Số liệu đầu vào trên cơ sở thông số đường dây, máy biến áp và phụ tải tại từng thời điểm tính toán.

Nhận xét: Trong trường hợp này, hệ thống thủy điện vừa và nhỏ, năng lượng mặt trời và điện gió không chỉ đủ đáp ứng cho nhu cầu phụ tải của tỉnh mà còn dư thừa 1 lượng lớn để cấp cho các tỉnh lân cận. Nhu cầu của 10 trạm 110kV trên địa bàn tỉnh được cấp bởi các nhà máy NLTT này.

Xu hướng truyền tải công suất trên lưới 220 kV: Chân mây -> Hoà khánh , Phong Điền->, Đông Hà, Quảng Trị.

Trao đổi công suất các tỉnh trên lưới 110 kV: Phong Điền -> Hoà Khánh-Đà Nẵng ;Triệu Phong -Đông Hà ,Quảng Trị

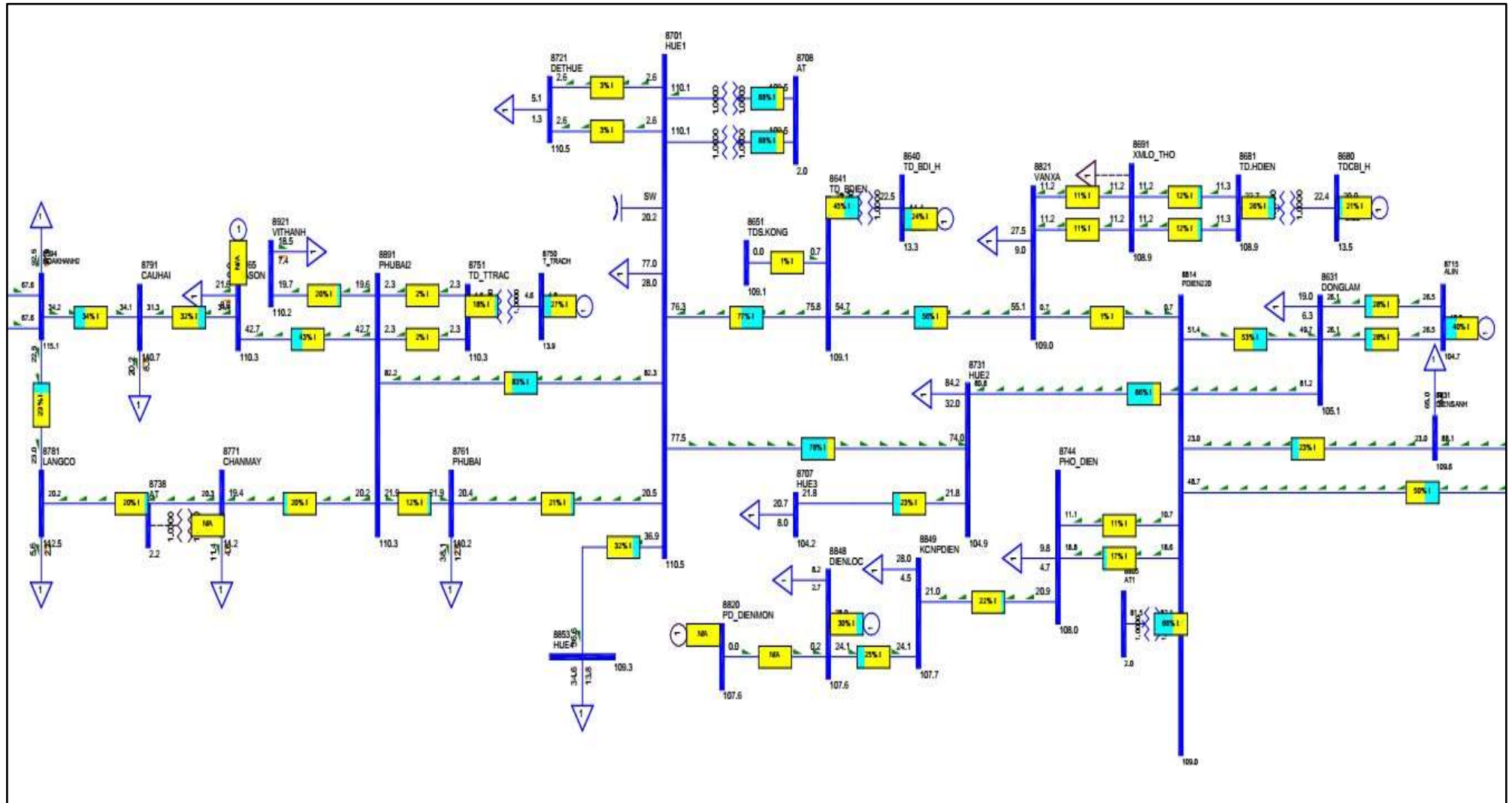
Bảng 2.6. Trào lưu công suất lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa mưa năm 2025

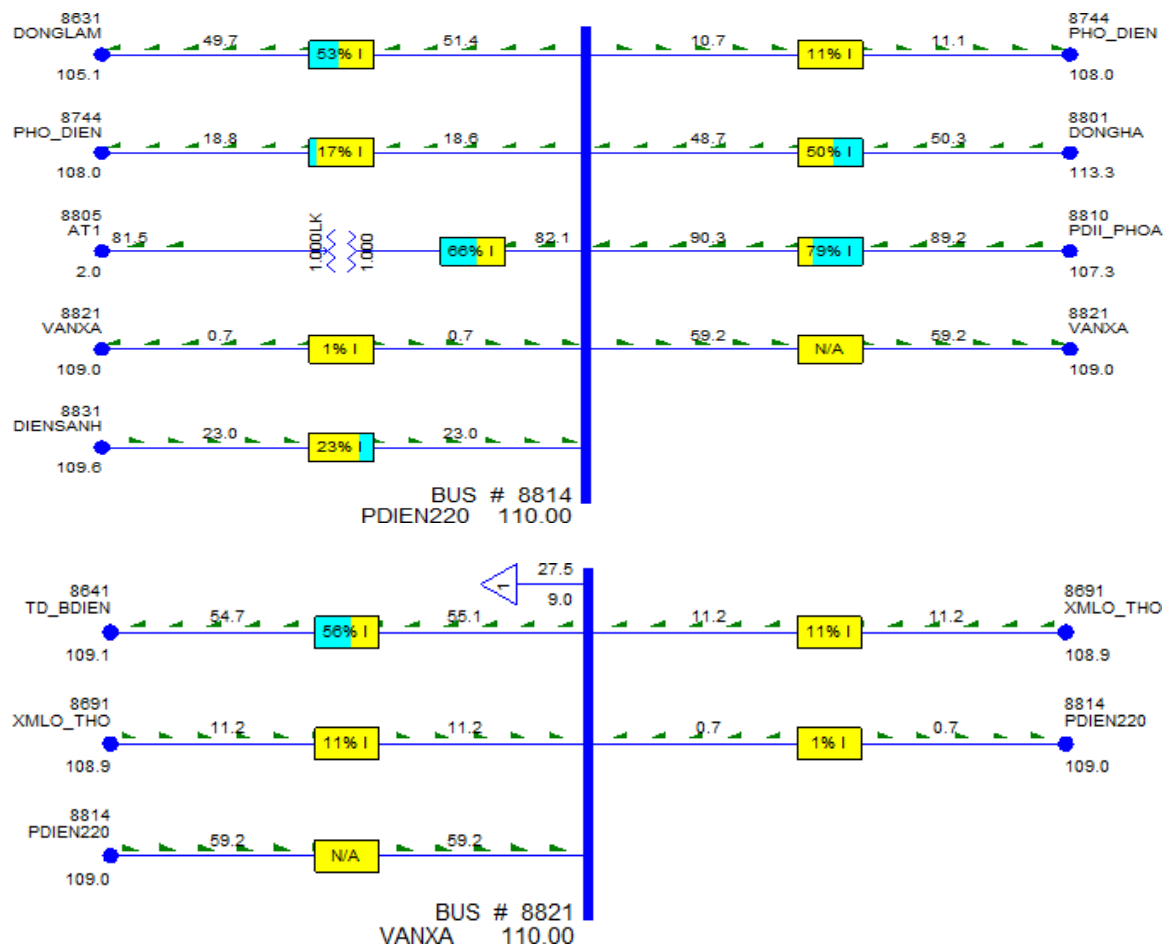
STT	Tên đường dây	Số mạch	Chiều dài (km)	Tiết diện (mm ²)	Chỉ số vận hành	
					Công suất	Mức mang tải(%)
1	Đông Hà 220 - Phong Điền 220	1	1,6	AC185	42,3	41
2	Diên Sanh - Phong Điền 220	1	1,7	AC185	20,7	20
3	Phong Điền 220 - Phong Điền	1	6,3	AC185	9,1	10
4	Phong Điền 220 - Phong Điền	1	6,3	AC185	16	14
5	Phong Điền 220 –Đồng Lâm	1	7,4	AC185	50,4	49
6	Đồng Lâm -Huế 2	1	22,5	AC185	86,6	89
7	Phong Điền 220 - Văn Xá	1	18,8	AC185	0,7	1
8	Văn Xá -NMTĐ Bình Điền	1	18,4	AC185	54,4	53
9	Huế 1-Dệt Huế	1	1,8	AC185	2,6	3
10	Huế 1 - Phú Bài 2	1	13,3	2xAC185	73,5	74
11	Tả Trạch - Phú Bài 2	1	6,3	2xAC185 - AC185	3	3
12	Chân Mây - Lăng Cô	1	5,8	AC185	6,7	7
13	Phú Bài - Phú Bài 2	1	2,6	2xAC185	21,1	12

STT	Tên đường dây	Số mạch	Chiều dài (km)	Tiết diện (mm ²)	Chỉ số vận hành	
					Công suất	Mức mang tải(%)
14	Chân Mây - Phú Bài 2	1	38,8	AC185	6,6	7
15	La Sơn -Phú Bài 2	1	6,7	AC185	32,6	33
16	NMTĐ Tả Trạch - Phú Bài 2	1	6,3	AC185	3	3
17	La Sơn -Cầu Hai	1	33,8	AC185	9,9	10
18	Huế 1 - Huế 2	1	20,1	AC185+AC240	44	45
19	Huế 2 - Huế 3	1	11,4	AC185	22,2	23
20	Phong Điền - Điền Lộc	1	15,2	AC185	30,4	30
21	Cầu Hai - Hòa Khánh 2	1	20,5	AC185	13,7	14
22	Lăng Cô - Hòa Khánh 2	1	20,3	AC185	12,2	13
23	Huế 1 - NMTĐ Bình Điền	1	6,9	AC185	71,4	71
24	Huế 1 - Phú Bài	1	11,4	2xAC185	19	19
25	Huế 1 - Huế 4	1	5,0	AC 240	37,5	32
26	Phú Bài 2 –Vinh Thanh	1	12,7	AC 240	19,8	20

Nhận xét: Qua kết quả tính toán trong trường hợp này cho thấy đến năm 2025 hầu hết các đường dây nằm trong giới hạn tải cho phép. Chỉ có đường dây Đồng Lâm -Huế 2(89%)mang tải hơi cao, do đó trong tương lai cần cải tạo nâng công suất các đường dây đang mang tải ở mức cao, đầu tư một số tuyến đường dây mạch vòng, các tuyến đường dây mạch đơn để đảm bảo cung cấp điện khi bị sự cố

❖ Trường hợp 2:





Hình 2.4 Trào lưu công suất lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa khô năm 2025

Nhận xét: Trong trường hợp này, vì không có công suất phát từ các nhà máy NLTT vì vậy phụ tải của tỉnh được cấp qua lưới điện 220-110kV. Huy động công suất nguồn qua các máy biến áp 220kV: 2x125MVA Đông Hà và 250MVA Lao Bảo để cấp cho lưới phân phối 110kV của tỉnh.

Trạm 110kV Lăng Cô được cấp điện chủ yếu từ phía TP Đà Nẵng qua đường dây 110kV Hòa Khánh 2-Lăng Cô. Trạm 110kV Phong Điền được cấp điện một phần từ phía Quảng Trị qua đường dây 110kV Đông Hà-Phong Điền 220.

Về cơ bản, tính toán trào lưu công suất năm 2025 cả 2 trường hợp đều tương đồng so với thực tế được ghi nhận .

Bảng 2.7 Trào lưu công suất lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa khô năm 2025

STT	Tên đường dây	Số mạch	Chiều dài (km)	Tiết diện (mm ²)	Chỉ số vận hành	
					Công suất (MW)	Mức mang tải(%)
1	Đông Hà 220 - Phong Điền 220	1	1,6	AC185	48,7	50
2	Diên Sanh - Phong Điền 220	1	1,7	AC185	23	23
3	Phong Điền 220 - Phong Điền	1	6,3	AC185	16	14
4	Phong Điền 220 - Phong Điền	1	6,3	AC185	10,7	11
5	Phong Điền 220 –Đồng Lâm	1	7,4	AC185	18,6	17
6	Đồng Lâm -Huế 2	1	22,5	AC185	81,2	86
7	Phong Điền 220 - Văn Xá	1	18,8	AC185	0,7	1
8	Văn Xá -NMTĐ Bình Điền	1	18,4	AC185	55,1	56
9	Huế 1-Dệt Huế	1	1,8	AC185	2,6	3
10	Huế 1 -Phú Bài 2	1	13,3	2xAC185	82,3	83
11	Tả Trạch - Phú Bài 2	1	6,3	2xAC185 - AC185	2,3	3
12	Chân Mây - Lăng Cô	1	5,8	AC185	20,3	20
13	Phú Bài -Phú Bài 2	1	2,6	2xAC185	21,9	12
14	Chân Mây - Phú Bài 2	1	38,8	AC185	20,2	2
15	La Sơn -Phú Bài 2	1	6,7	AC185	42,7	43

STT	Tên đường dây	Số mạch	Chiều dài (km)	Tiết diện (mm ²)	Chỉ số vận hành	
					Công suất (MW)	Mức mang tải(%)
16	NMTĐ Tả Trạch -Phú Bài 2	1	6,3	AC185	2,3	2
17	La Sơn -Cầu Hai	1	33,8	AC185	31,3	32
18	Huế 1 - Huế 2	1	20,1	AC185+AC240	77,5	78
19	Huế 2 - Huế 3	1	11,4	AC185	21,8	23
20	Phong Điền - Điền Lộ	1	15,2	AC185	24,1	25
21	Cầu Hai - Hòa Khánh 2	1	20,5	AC185	34,1	34
22	Lăng Cô - Hòa Khánh 2	1	20,3	AC185	22,5	23
23	Huế 1 - NMTĐ Bình Điền	1	6,9	AC185	76,3	77
24	Huế 1 - Phú Bài	1	11,4	2xAC185	20,5	21
25	Huế 1 - Huế 4	1	5,0	AC 240	36,9	32
26	Phú Bài 2 –Vinh Thanh	1	12,7	AC 240	19,6	20

Nhận xét: Qua kết quả tính toán trong trường hợp này cho thấy đến năm 2025 tất cả các đường dây không bị quá tải, và hầu hết đều mang tải thấp dưới 50%. Chỉ có đường dây Đồng Lâm -Huế 2 là mang tải hơi cao (86%). Nguyên nhân các đường dây mang tải thấp và thấp hơn so với trường hợp 1 là do không có công suất phát từ các nhà máy NLTT.

CHƯƠNG 3: DỰ BÁO NHU CẦU PHỤ TẢI

3.1. Cơ sở tính toán dự báo

- Số liệu thống kê điện thương phẩm (ĐTP) và nhu cầu công suất cực đại (P_{max}) giai đoạn 2026-2030 của 13 tỉnh khu vực miền Trung (số liệu do các PC trực thuộc EVNCPC cung cấp).

- Hiện trạng quy mô và số liệu thống kê thông số vận hành lưới điện 110kV trên địa bàn CPC quản lý (do các PC cung cấp).

- Hiện trạng quy mô và số liệu thống kê lưới điện phân phối trên địa bàn 13 tỉnh.

3.2. Phương pháp tính toán dự báo

Dự báo nhu cầu phụ tải giai đoạn 2026-2030:

Có nhiều phương pháp dự báo phụ tải điện như:

- *Phương pháp ngoại suy*: Phương pháp ngoại suy thực hiện dự báo dựa trên số liệu trong quá khứ để tính toán phân tích đưa ra hàm dự báo phụ tải cho tương lai.
- *Phương pháp hồi quy*: Phương pháp này xác định mối tương quan giữa nhu cầu tiêu thụ điện (công suất, điện năng) của phụ tải với các yếu tố ảnh hưởng quan trọng (tăng trưởng kinh tế, giá điện, thời tiết, tỷ giá...).
- *Phương pháp hệ số đàn hồi*: Xác định mối tương quan giữa nhu cầu tiêu thụ điện (công suất, điện năng) của phụ tải với tăng trưởng kinh tế (hệ số đàn hồi giữa nhu cầu điện và GDP, tăng trưởng công nghiệp, thương mại, hệ số tiết kiệm năng lượng).

Tuy nhiên việc lựa chọn phương pháp tính toán sao cho phù hợp với các số liệu sẵn có và đảm bảo sai số thực tế của dự báo nằm trong giới hạn quy định.

Mục tiêu dự báo đề xuất kế hoạch đầu tư cho năm (2026-2030), đây là dự báo ngắn hạn, nên phương pháp dự báo được lựa chọn là “Phương pháp ngoại suy theo thời gian” để đảm bảo kết quả dự báo phù hợp với tình hình tăng trưởng phụ tải hình thực tế tại các tỉnh thuộc miền khu vực miền Trung.

Phương pháp ngoại suy thực hiện dự báo dựa trên số liệu trong quá khứ để phản ánh theo quy luật sau:

$Y^{DB}_{t+1} = Y^{DB}_t \times (1 + i) + C$ Trong đó: Y^{DB} là dự báo điện năng, công suất của năm tới;
 t là năm hiện tại;
 i : tốc độ tăng trưởng phụ tải
 C : thành phần phụ tải lớn dự kiến đầu nối lưới,
 $C=0$ khi lấy tốc độ tăng trưởng theo quy hoạch
được duyệt

3.3. Tính toán nhu cầu phụ tải

❖ Tốc độ tăng trưởng:

Bảng 3.1 Tốc độ tăng trưởng phụ tải của từng Công ty Điện lực thuộc EVNCPC

TT	Đơn vị	Năm 2021		Năm 2022		Năm 2023		Năm 2024		Năm 2025		Tốc độ tăng Bq	
		Pmax	A	Pmax	A	Pmax	A	Pmax	A	Pmax	A	Pmax	A
		MW	Tr.kWh	MW	Tr.kWh	MW	Tr.kWh	MW	Tr.kWh	MW	Tr.kWh	%	%
1	PC Quảng Bình	229	1.049	195,7	1.079	216,1	1.086	246,2	1.161	267	1.259	4,56	4,71
2	PC Quảng Trị	157	735	152,5	770	162,8	803	173,1	868	180	942	2,7	6,42
3	PC Huế	322	1.827	337,4	1.926	351,2	2.005	374,8	2.131	400	2.307	5,58	6,02
4	PC Đà Nẵng	530	2.708	574	2.995	645	3.381	672,9	3.661	707	4.024	7,52	10,42
5	PC Quảng Nam	418	2.229	425,7	2.413	433,8	2.508	482,1	2.747	525	3.049	5,94	8,18
6	PC Quảng Ngãi	432	2.259	470,3	2.200	422,2	2.211	454,9	2.559	495	2.808	3,8	5,84
7	PC Bình Định	451	2.336	413,4	2.398	446,5	2.527	502,2	2.812	552	3.144	5,52	7,78

TT	Đơn vị	Năm 2021		Năm 2022		Năm 2023		Năm 2024		Năm 2025		Tốc độ tăng Bq	
		Pmax	A	Pmax	A	Pmax	A	Pmax	A	Pmax	A	Pmax	A
8	PC Phú Yên	168	945	173,3	982	179,4	1.043	195,3	1.135	210	1.255	5,77	7,38
9	PC Khánh Hòa	430	2.136	458,7	2.419	495,1	2.799	529,5	3.011	572	3.330	7,40	11,78
10	PC Gia Lai	259,7	1.182	350,5	1.243	343,5	1.341	320,6	1.554	337	1.729	5,3	10,05
11	PC Kon Tum	99,3	444	110	466	107,8	495	114,1	541	123	586	4,3	7,2
12	PC Đắk Lắk	441	1.878	444,8	1.926	468,6	2.068	510,4	2.417	553	2.707	5,87	9,7
13	PC Đắk Nông	125,8	545	193,3	588	207,1	642	167,3	772	175	853	6,8	11,95
	P max (MW)	4.062,8		4.299,6		4.479,1		4.743,4		5.096		5,46	
	A (Tr,kWh)		20.273		21.405		22.909		25.369		27.993		8,42

Bảng 3.2 So sánh tốc độ tăng trưởng phụ tải theo dự báo của KHĐT lưới điện năm 2025 với tốc độ tăng trưởng phụ tải thực tế của từng công ty điện lực năm 2025

TT	Đơn vị	Năm 2024		Năm 2025		Dự báo năm 2025		Tỉ lệ tăng 2025 theo thực tế	
		Pmax (MW)	A (Tr.kWh)	Pmax (MW)	A (Tr.kWh)	Pmax (MW)	A (Tr.kWh)	Pmax (MW)	A (Tr.kWh)
1	PC Quảng Bình	246,2	1.161	267	1.259	3,27%	3,47%	8,45%	8,41%
2	PC Quảng Trị	173,1	868	180	942	3,4%	5,71%	3,98%	8,53%
3	PC Huế	374,8	2.131	400	2.307	5,2%	5,27%	6,72%	8,26%
4	PC Đà Nẵng	672,9	3.661	707	4.024	8,33%	10,59%	5,07%	9,92%
5	PC Quảng Nam	482,1	2.747	525	3.049	4,96%	7,24%	11,0%	10,95%
6	PC Quảng Ngãi	454,9	2.559	495	2.808	2,13%	4,54%	8,82%	9,73%
7	PC Bình Định	502,2	2.812	552	3.144	4,05%	6,44%	9,92%	11,8%
8	PC Phú Yên	195,3	1.135	210	1.255	5,18%	6,32%	7,53%	10,57%
9	PC Khánh Hòa	529,5	3.011	572	3.330	7,19%	12,18%	8,03%	10,6%

TT	Đơn vị	Năm 2024		Năm 2025		Dự báo năm 2025		Tỉ lệ tăng 2025 theo thực tế	
		Pmax (MW)	A (Tr.kWh)	Pmax (MW)	A (Tr.kWh)	Pmax (MW)	A (Tr.kWh)	Pmax (MW)	A (Tr.kWh)
10	PC Gia Lai	320,6	1.554	337	1.729	8,77%	9,64%	5,12%	11,26%
11	PC Kon Tum	114,1	541	123	586	4,87%	6,82%	7,8%	8,32%
12	PC Đắk Lắk	510,4	2.417	553	2.707	5,04%	8,93%	8,35%	12,0%
13	PC Đắk Nông	167,3	772	175	853	13,86%	12,44%	4,6%	10,5%
	EVNCPC	4.743,4	25.369	5.096	27.993	5,87%	7,66%	7,34%	10,07%

Nhận xét: Từ bảng 3.2 so sánh tốc độ tăng trưởng thực tế tăng cao hơn so với dự báo đã được lập là do năm 2024 tình hình nắng nóng gay gắt, kéo dài nhiều ngày, diễn ra trong nhiều đợt trên diện rộng do đó phụ tải toàn hệ thống lưới miền Trung tăng cao.

Bảng 3.3 Tổng hợp tốc độ tăng trưởng phụ tải các tỉnh khu vực miền Trung

TT	Tỉnh	Tốc độ tăng phụ tải bình quân 5 năm qua (2021-2025)		Tốc độ tăng trưởng theo QH	
		Pmax (%)	A (%)	Pmax (%)	A (%)
1	PC Quảng Bình	4,56	4,71	10,2	12,08
2	PC Quảng Trị	2,7	6,42	11,65	11,6
3	PC Huế	5,58	6,02	10,32	11,69
4	PC Đà Nẵng	7,52	10,42	9,63	9,8
5	PC Quảng Nam	5,94	8,18	9,17	10,64
6	PC Quảng Ngãi	3,8	5,84	12,51	13,58
7	PC Bình Định	5,52	7,78	9,63	10,43
8	PC Phú Yên	5,77	7,38	8,13	9,64
9	PC Khánh Hòa	7,40	11,78	9,81	10,53
10	PC Gia Lai	5,3	10,05	9,58	11,05
11	PC Kon Tum	4,3	7,2	10,93	11,95
12	PC Đắk Lắk	5,87	9,7	9,5	10,8
13	PC Đắk Nông	6,8	11,95	9,36	9,5
	P max (MW)	5,46		10,03	
	A (Tr.kWh)		8,42%		11,02%

Nhận xét: Tổng hợp tốc độ tăng trưởng phụ tải các tỉnh khu vực miền Trung trong năm năm qua và tốc độ tăng trưởng phụ tải theo quy hoạch ở bảng 3.3. Từ bảng tổng hợp, nhận thấy tốc độ tăng trưởng phụ tải điện theo thống kê thực tế 5 năm qua tại các địa phương, đều nhỏ hơn so với quy hoạch. Lý do có sự chênh lệch trên là vì các chỉ tiêu phụ tải trong quy hoạch thường dựa trên giả định về sự phát triển nhanh của các lĩnh vực công nghiệp, du lịch, thương mại, khu đô thị mới... Tuy nhiên, trên thực tế, giai

đoạn vừa qua nền kinh tế – xã hội gặp nhiều khó khăn, đặc biệt do ảnh hưởng của đại dịch COVID-19, khiến nhiều dự án đầu tư bị trì hoãn, tiến độ phát triển phụ tải chậm hơn dự kiến. Ngoài ra, tốc độ tăng trưởng sản lượng điện thương phẩm (A%) có xu hướng cao hơn Pmax, phản ánh sự ổn định tương đối về nhu cầu tiêu thụ điện nền, nhưng không đột biến. Từ đó cho thấy, việc lập và điều chỉnh quy hoạch cần tiếp tục được cập nhật sát với thực tế địa phương, đồng thời tăng cường theo dõi các yếu tố kinh tế – xã hội để đảm bảo tính khả thi và hiệu quả trong đầu tư phát triển lưới điện.

Để kết quả dự báo sát với thực tế địa phương, đảm bảo phù hợp tương đối với quy hoạch điện lực được duyệt, tốc độ tăng trưởng phụ tải được lấy kết hợp trên các cơ sở sau:

- Quyết định phê duyệt quy hoạch phát triển điện lực tỉnh giai đoạn 2016-2025 có xét đến 2035 của Bộ Công thương.
- Tốc độ tăng trưởng thực tế theo tốc độ bình quân giai đoạn 2021-2025.

Từ những nhận xét trên ta nhận thấy để dự báo phụ tải giai đoạn 2026-2030, tốc độ tăng trưởng lấy theo tốc độ bình quân giai đoạn 2021-2025 để tính toán.

Bảng 3.4 Tốc độ tăng trưởng tính toán phụ tải giai đoạn (2021–2025)

TT	Tỉnh	Tốc độ tăng trưởng tính toán phụ tải giai đoạn (2021 – 2025)	
		Pmax (%)	A (%)
1	PC Quảng Bình	4,56	4,71
2	PC Quảng Trị	2,7	6,42
3	PC Huế	5,58	6,02
4	PC Đà Nẵng	7,52	10,42
5	PC Quảng Nam	5,94	8,18
6	PC Quảng Ngãi	3,8	5,84
7	PC Bình Định	5,52	7,78
8	PC Phú Yên	5,77	7,38
9	PC Khánh Hòa	7,40	11,78
10	PC Gia Lai	5,3	10,05
11	PC Kon Tum	4,3	7,2
12	PC Đắk Lắk	5,87	9,7
13	PC Đắk Nông	6,8	11,95
	P max (MW)	5,46	
	A (Tr.kWh)		8,42

CHƯƠNG 4: ĐỀ XUẤT CÁC PHƯƠNG ÁN XÂY DỰNG LƯỚI ĐIỆN 110kV

Như đã đề cập ở trước do thời gian có hạn nên chỉ tính toán đề xuất các phương án quy hoạch lưới điện 110kV thành phố Huế để được cái nhìn tổng quát về cách quy hoạch lưới điện 110kV.

4.1. Tình hình mang tải lưới điện 110kV thành phố Huế năm 2024

4.1.1. Tình hình mang tải các tuyến đường dây 110kV trên địa bàn thành phố Huế năm 2024

Bảng 4.1 Tình hình mang tải các tuyến đường dây thành phố Huế 110kV năm 2024

TT	Tên các ĐZ 110kV	Số mạch	Tiết diện	Chiều dài	I _{cp}	I _{max}	Mức độ mang tải theo I _{cp}
				(km)	(A)	(A)	(%)
1	178/Đông Hà 220 (C119) - 178/Phong Điền 220	1	AC185	1,6	510	266	52,2
2	171/Diên Sanh (C119) - 177/Phong Điền 220	1	AC185	1,7	510	335	65,7
3	175/Phong Điền 220 - 171/Phong Điền	1	AC185	6,3	510	134	26,3
4	176/Phong Điền 220 - 172/Phong Điền	1	AC185	6,3	510	104	20,4
5	174/Phong Điền 220 –171/Đồng Lâm	1	AC185	7,4	510	486	95,3
6	172/Đồng Lâm -172/Huế 2	1	AC185	22,5	510	475	93,1
7	173/Phong Điền 220 - 171/Văn Xá	1	AC185	18,8	510	403	79,0
8	172/Văn Xá -174-7/NMTĐ Bình Điền (C240)	1	AC185	18,4	510	363	71,2
9	174/ Huế 220-131/Dệt Huế	1	AC185	1,8	510	29	5,7
10	172/Huế 220 - 178/KCN Phú Bài 2	1	2xAC185	13,3	1020	372	36,5
11	172-7/Tả Trạch - 176/KCN Phú Bài 2	1	2xAC185 - AC185	6,3	510	108	21,2
12	172/Chân Mây - 172/Lăng Cô	1	AC185	5,8	510	249	48,8
13	172/Phú Bài - 175/KCN Phú Bài 2	1	2xAC185	2,6	1020	340	33,3

TT	Tên các ĐZ 110kV	Số mạch	Tiết diện	Chiều dài	I _{cp}	I _{max}	Mức độ mang tải theo I _{cp}
				(km)	(A)	(A)	(%)
14	171/Chân Mây - 171/KCN Phú Bài 2	1	AC185	38,8	510	262	51,4
15	171/La Sơn - 174/KCN Phú Bài 2	1	AC185	6,7	510	308	60,4
16	174-7/NMTĐ Tả Trạch (VT26) - 173/KCN Phú Bài 2	1	AC185	6,3	510	55	10,8
17	172/La Sơn - 171/Cầu Hai	1	AC185	33,8	510	275	53,9
18	176/Huế 220 - 171/Huế 2	1	AC185+ AC240	20,1	1.120	428	38,2
19	173/Huế 2 - 172/Huế 3	1	AC185	11,4	510	104	20,4
20	173/Phong Điền - 172/Điền Lộc	1	AC185	15,2	510	152	29,8
21	172/Cầu Hai - 171/Hòa Khánh 2 (D362)	1	AC185	20,5	510	261	51,2
22	171/Lăng Cô - 172/Hòa Khánh 2 (D362)	1	AC185	20,3	510	428	83,9
23	171/Huế 220 - 171-7/NMTĐ Bình Điền (C240)	1	AC185	6,9	510	492	96,5
24	173/Huế 220 - 171/Phú Bài	1	2xAC185	11,4	1.020	508	49,8
25	175/Huế 220 - 171/Huế 4	1	AC 240	5,0	610	173	28,4
26	172/KCN Phú Bài 2 – 171/Vinh Thanh	1	AC 240	12,7	610	79	13,0

Nhận xét: Tất cả các tuyến đường dây 110kV đều mang tải bình thường. Tuy nhiên có 3 đường dây hiện đang ngưỡng mức quá tải theo I_{cp} trên 90% là 174/Phong Điền 220 –171/Đồng Lâm (95,3%); 172/Đồng Lâm – 172/Huế 2 (93,1%) 171/Huế 220 - 171- 7/NMTĐ Bình Điền (C240) (96,5%) nguyên nhân là nguồn phát cao

4.1.2. Tình hình mang tải hiện tại và dự báo công suất các trạm biến áp 110kV trên địa bàn thành phố Huế giai đoạn 2026–2030**Bảng 4.2. Dự báo công suất (MW) các trạm 110kV thành phố Huế (2026-2030)**

Tên TBA	MBA 110kV	Sđm (MVA)	Pmax 2024	Pmax 2025	Pmax 2026	Pmax 2027	Pmax 2028	Pmax 2029	Pmax 2030
Cầu Hai	T2	25	20,2	22,2	24,4	26,9	29,6	32,5	35,8
Chân Mây	T1	25	11,4	12,5	13,8	15,2	16,7	18,4	20,2
Điền Lộc	T2	25	16,5	18,2	20,0	22,0	24,2	26,6	29,2
Đồng Lâm	T1	25	10,2	11,2	12,3	13,6	14,9	16,4	18,1
	T2	25	17,8	19,6	21,5	23,7	26,1	28,7	31,5
Huế 1	T1	63	53,1	58,4	64,3	70,7	77,7	85,5	94,1
	T2	63	43	47,3	52,0	57,2	63,0	69,3	76,2
Huế 2	T1	63	59	64,9	71,4	78,5	86,4	95,0	104,5
	T2	40	34,6	38,1	41,9	46,1	50,7	55,7	61,3
Huế 3	T2	25	20,7	22,8	25,0	27,6	30,3	33,3	36,7
Huế 4	T1	40	34,6	38,1	41,9	46,1	50,7	55,7	61,3
KCN Phú Bài 2	T2	40	32,8	36,1	39,7	43,7	48,0	52,8	58,1
La Sơn	T1	40	21,6	23,8	26,1	28,7	31,6	34,8	38,3
Lăng Cô	T2	25	5,6	6,2	6,8	7,5	8,2	9,0	9,9
Phong Điền	T1	25	19,2	21,1	23,2	25,6	28,1	30,9	34,0
	T2	25	18,8	20,7	22,7	25,0	27,5	30,3	33,3
Phú Bài	T1	40	24,6	27,1	29,8	32,7	36,0	39,6	43,6
	T2	40	24	26,4	29,0	31,9	35,1	38,7	42,5
Văn Xá	T1	40	16,4	18,0	19,8	21,8	24,0	26,4	29,1
	T2	25	11,5	12,7	13,9	15,3	16,8	18,5	20,4
Vinh Thanh	T1	40	18,5	20,4	22,4	24,6	27,1	29,8	32,8
KCN Phong Điền	T1	40	11,2	12,3	13,6	14,9	16,4	18,0	19,8

Bảng 4.3 Phần trăm dự báo mang tải (%) máy biến áp thành phố Huế (2026-2030)

Tên TBA	MBA 110kV	Sđm (MVA)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cầu Hai	T2	25	81%	89%	98%	108%	118%	130%	143%
Chân Máy	T1	25	46%	50%	55%	61%	67%	73%	81%
Điền Lộc	T2	25	66%	73%	80%	88%	97%	106%	117%
Đồng Lâm	T1	25	41%	45%	49%	54%	60%	66%	72%
	T2	25	71%	78%	86%	95%	104%	115%	126%
Huế 1	T1	63	84%	93%	102%	112%	123%	136%	149%
	T2	63	68%	75%	83%	91%	100%	110%	121%
Huế 2	T1	63	94%	103%	113%	125%	137%	151%	166%
	T2	40	87%	95%	105%	115%	127%	139%	153%
Huế 3	T2	25	83%	91%	100%	110%	121%	133%	147%
Huế 4	T1	40	87%	95%	105%	115%	127%	139%	153%
KCN Phú Bài 2	T2	40	82%	90%	99%	109%	120%	132%	145%
La Sơn	T1	40	54%	59%	65%	72%	79%	87%	96%
Lăng Cô	T2	25	22%	25%	27%	30%	33%	36%	40%
Phong Điền	T1	25	77%	84%	93%	102%	112%	124%	136%
	T2	25	75%	83%	91%	100%	110%	121%	133%
Phú Bài	T1	40	62%	68%	74%	82%	90%	99%	109%
	T2	40	60%	66%	73%	80%	88%	97%	106%
Văn Xá	T1	40	41%	45%	50%	55%	60%	66%	73%
	T2	25	46%	51%	56%	61%	67%	74%	81%
Vinh Thanh	T1	40	46%	51%	56%	62%	68%	74%	82%
KCN Phong Điền	T1	40	28%	31%	34%	37%	41%	45%	50%

Nhận xét: Hiện tại tất cả các MBA 110kV trên địa bàn thành phố Huế đều mang tải bình thường, tuy nhiên có một số MBA đang mang tải cao đó là: MBA 110kV Cầu Hai (84%), MBA 110kV Huế 1 (84%, 68%), MBA 110kV Huế 2 (94%, 87%), MBA 110kV Huế 3 (83%), MBA 110kV Huế 4 (87%), : MBA 110kV KCN Phú Bài 2 (82%) nguyên nhân là do nhu cầu cấp điện cho phụ tải qua các MBA này cao. Ngoài ra còn có MBA 110kV Phong Điền mang tải cao (77%, 75%) nguyên nhân là do công suất lớn từ điện mặt trời, lưới truyền tải ra ngoài khu vực cần hạn chế. Vì vậy cần phải xem xét khả năng quá tải của các máy biến áp này trong giai đoạn 2026-2030 để có giải pháp giảm tải.

4.2. Phân vùng phụ tải

Việc phân vùng phụ tải cho tỉnh thành phố Huế được thực hiện dựa trên các cơ sở sau:

- Căn cứ vào đặc điểm địa hình, phân vùng kinh tế hiện tại và dự kiến phát triển trong tương lai.
- Căn cứ vào các trung tâm phụ tải trên địa bàn tỉnh.
- Căn cứ vào lưới điện hiện trạng, các nguồn trạm 220-110kV, hướng phát triển nguồn lưới trong quy hoạch điện, quy hoạch phát triển phụ tải.

Dự kiến phụ tải thành phố Huế được chia thành 3 vùng như sau:

- *Vùng 1:* Khu vực phía Bắc tỉnh gồm các huyện Phong Điền, Quảng Điền.
- *Vùng 2:* Khu vực trung tâm gồm thành phố Huế, thị xã Hương Trà, huyện Phú Vang, thị xã Hương Thủy và huyện A Lưới.
- *Vùng 3:* Các huyện thuộc khu vực phía Nam tỉnh là huyện Nam Đông và huyện Phú Lộc.

4.2.1. Vùng 1 – Vùng phía Bắc (huyện Phong Điền, huyện Quảng Điền)

Vùng 1 gồm các huyện Phong Điền, Quảng Điền có vai trò quan trọng không chỉ trong phát triển nông nghiệp và thủy sản mà còn trong việc bảo vệ môi trường, phát triển du lịch và hỗ trợ các mục tiêu kinh tế, xã hội của thành phố Huế.

Huyện Phong Điền là đô thị trung tâm, vùng kinh tế động lực phía Bắc của thành phố Huế, là đô thị cửa ngõ phía Bắc thành phố Huế, kết nối với khu kinh tế Đông Nam tỉnh Quảng Trị; phát triển các khu công nghiệp, khu du lịch nghỉ dưỡng, nông nghiệp

công nghệ cao... gắn liền với các khu bảo tồn thiên nhiên Phong Điền; là đô thị vệ tinh chia sẻ và giảm tải các chức năng cho khu vực đô thị trung tâm để phục vụ bảo tồn phát huy giá trị đặc sắc của Cố đô và di sản văn hóa vật thể đã được UNESCO công nhận.

Hiện vùng I đang được cấp điện từ trạm 110kV Phong Điền, 110kV Điện Lộc, 110kV Huế 3, 110kV Đồng Lâm.

4.2.2. Vùng 2–Vùng trung tâm (thành phố Huế, thị xã Hương Trà, huyện Phú Vang, thị xã Hương Thủy và huyện A Lưới)

Vùng 2 bao gồm thành phố Huế, thị xã Hương Trà, huyện Phú Vang, thị xã Hương Thủy và huyện A Lưới có tiềm năng phát triển mạnh mẽ nhờ vị trí chiến lược, nguồn tài nguyên thiên nhiên phong phú và cơ sở hạ tầng đang được cải thiện.

Trong đó, thành phố Huế là trung tâm hành chính chính trị, kinh tế, văn hóa, khoa học kỹ thuật; trung tâm lớn, đặc sắc của cả nước về văn hóa, du lịch, khoa học - công nghệ, y tế chuyên sâu, giáo dục đào tạo đa ngành, đa ngành lĩnh vực, chất lượng cao của cả nước và khu vực các nước Đông Nam Á; là thành phố di sản văn hóa thế giới, thành phố Festival cấp quốc gia và mang tầm quốc tế; là đầu mối giao lưu kinh tế trong vùng và trong trục hành lang thương mại quốc tế. Bên cạnh đó, các huyện như Phú Vang, Hương Trà, Hương Thủy cũng phát triển ngành nông nghiệp và công nghiệp nhẹ.

Hiện vùng II đang được cấp điện 110kV Huế 1, 110kV Huế 2, 110kV Huế 3, 110kV Huế 4, 110kV Phú Bài, 110kV KCN Phú Bài 2, 110kV Vinh Thanh. Ngoài ra khu vực này còn có TBA 110kV Dệt Huế (10MVA) cấp điện chuyên dụng cho phụ tải Dệt Huế, TBA 110kV Văn Xá (65MVA) cấp điện chuyên dụng cho phụ tải Xi-măng Văn Xá. NMTĐ đầu nối lưới Trung áp cấp điện cho vùng phụ tải này gồm có NMTĐ A Lin Thượng (2,5MW), NMTĐ A-Roàng (7,2MW).

4.2.3. Vùng 3–Vùng phía Nam (huyện Nam Đông, huyện Phú Lộc)

Vùng 3 bao gồm 2 huyện phía Nam của tỉnh là Nam Đông và Phú Lộc. Đây là khu vực có vị trí chiến lược trong việc bảo vệ rừng và nguồn nước, đóng góp lớn trong phát triển du lịch biển, nông nghiệp và vận tải, đặc biệt là nhờ có bờ biển đẹp và cảng Chân Mây.

Huyện Nam Đông giáp với các huyện A Lưới và Phú Lộc, cũng như tiếp giáp với tỉnh Quảng Trị. Với đặc thù địa hình đồi núi và rừng rậm, huyện này có vị trí chiến lược

trong việc bảo vệ rừng và nguồn nước của khu vực. Huyện Phú Lộc tiếp giáp với thành phố Huế và có bờ biển dài, bao gồm cả các khu vực nổi tiếng như Cảnh Dương và Lăng Cô. Là một trong những địa phương có tiềm năng du lịch lớn nhất của tỉnh, đặc biệt là khu vực Lăng Cô với bãi biển đẹp, cùng các danh thắng nổi tiếng như vịnh Lăng Cô. Du lịch biển và nghỉ dưỡng tại Phú Lộc đóng góp đáng kể vào kinh tế địa phương.

Hiện tại vùng này đang được cấp điện từ các trạm biến áp 110kV La Sơn, Cầu Hai, Chân Mây và Lăng Cô. NMTĐ đầu nối lưới trung áp cấp điện cho vùng phụ tải này gồm có NMTĐ Thượng Lộ (6MW) và NMTĐ Thượng Nhật (11MW).



Hình 4.1 Bản đồ phân vùng phụ tải thành phố Huế.

4.3. Cân đối nguồn và phụ tải

Việc đánh giá sơ bộ cán cân nguồn–tải của hệ thống điện thành phố Huế được thực hiện bằng phương pháp lập các bảng cân bằng nguồn–tải sơ bộ cho các cấp điện áp, cho lưới điện các phân vùng, cũng như hệ thống điện toàn tỉnh, nhằm thu được cái nhìn tổng quan về cán cân nguồn–tải của hệ thống, đồng thời đánh giá được lượng công suất thiếu hụt trên từng vùng và hệ thống điện toàn tỉnh. Đánh giá sơ bộ được thực hiện với dự báo

phụ tải và các nguồn cấp và phát điện đã quy hoạch và đảm bảo nối lưới trong tương lai gần.

Từ kết quả tính toán nhu cầu phụ tải của các tỉnh trong giai đoạn 2026-2030, Đề án đi vào cân đối nguồn và phụ tải cho thành phố Huế. Qua kết quả cân đối phụ tải, Đề án đi vào rà soát, điều chỉnh tiến độ đưa vào vận hành của các danh mục đầu tư đảm bảo nguyên tắc:

- Đáp ứng được việc cung cấp điện ổn định cho từng khu vực qua từng năm giai đoạn 2026-2030.

- Danh mục đề xuất đầu tư các tỉnh đảm bảo hợp lý về kinh tế và kỹ thuật.

Bảng 4.4 Hệ số sử dụng Spt/Sld được khuyến cáo đáp ứng trong khoảng

Pmax (tỉnh/khu vực)	Hệ số Spt/Sld
+ Đối với các tỉnh có: $P_{max} \leq 100MW$	0,6
+ Đối với các tỉnh có: $100 MW \leq P_{max} \leq 200MW$	0,65
+ Đối với các tỉnh có: $200 MW \leq P_{max} \leq 500MW$	0,7
+ Đối với các tỉnh có: $P_{max} \geq 500MW$	0,75

Bảng 4.5 Hệ số sử dụng Spt/Sld áp dụng cho thành phố Huế

TT	Khu vực tỉnh	Năm 2024	Năm 2025	Năm 2026	Năm 2027	Năm 2028	Năm 2029	Năm 2030
1	Nhu cầu phụ tải dự báo mỗi năm Ppt (MW)	525,3	577,8	635,6	699,2	769,1	846,0	930,6
2	Hệ số sử dụng $K=Spt/Sld$	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75

Bảng 4.6 Công suất Pmax tên điện lực trực thuộc thành phố Huế năm 2024

STT	Tên Điện lực trực thuộc	Pmax 2024
1	Nam Sông Hương	76,42
2	Bắc Sông Hương	35,59
3	Phong Điền	47,76
4	Phú Vang	36,91
5	A Lưới	4,16
6	Nam Đông	7,45
7	Phú Lộc	25,65
8	Quảng Điền	21,23
9	Hương Thủy	95,43
10	Hương Trà	25,39
Toàn Công ty		374,80

4.3.1. Phát triển lưới điện 110kV vùng 1

Vùng 1 có những lợi thế về vị trí địa lý và điều kiện tự nhiên có thể trở thành một trung tâm năng lượng tái tạo mạnh mẽ của miền Trung, góp phần tích cực vào chiến lược phát triển năng lượng quốc gia trong tương lai.

4.3.1.1. Quy hoạch trạm 110kV vùng 1**Bảng 4.7 Dự báo mức mang tải TBA vùng 1**

Tên TBA	MBA 110kV	Điện áp(kV)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Phong Điền	T1-25	110/22	77%	84%	93%	102%	112%	124%	136%
Phong Điền	T2-25	110/22	75%	83%	91%	100%	110%	121%	133%
Đồng Lâm	T1-25	110/22	41%	45%	49%	54%	60%	66%	72%
Đồng Lâm	T2-25	110/22	71%	78%	86%	95%	104%	115%	126%
KCN Phong Điền	T1-40	110/22	28%	31%	34%	37%	41%	45%	50%
Điền Lộc	T2-25	110/22	66%	73%	80%	88%	97%	106%	117%

Bảng 4.8 Kiểm tra đáp ứng trước khi đầu tư TBA 110kV vùng 1

TT	Công trình		Đơn vị	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A	Phụ tải nổi lưới		MW	68,99	75,89	83,48	91,83	101,01	111,11	122,22
	Phụ tải dự kiến đầu nối lớn		MW							
1	Huyện Phong Điền		MW	47,76	52,54	57,79	63,57	69,93	76,92	84,61
2	Huyện Quảng Điền		MW	21,23	23,35	25,69	28,26	31,08	34,19	37,61
B	Hệ số sử dụng $K = S_{pt}/S_{ld}$			0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
C	Hệ số cosphi			0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
D	Nhu cầu phụ tải		MVA	96,83	106,51	117,16	128,88	141,77	155,94	171,54
E	Nguồn cấp		MVA	165	165	165	165	165	165	165
1	Phong Điền	T1	MVA	25	25	25	25	25	25	25
		T2	MVA	25	25	25	25	25	25	25
2	KCN Phong Điền	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
3	Đồng Lâm	T1	MVA	25	25	25	25	25	25	25
		T2	MVA	25	25	25	25	25	25	25
4	Điền Lộc	T2	MVA	25	25	25	25	25	25	25
F	Cân đối: thừa(+), thiếu(-)		MVA	68,17	58,49	47,84	36,12	23,23	9,06	-6,54

+ Huyện Phong Điền:

Năm 2025:

Hiện tại, huyện Phong Điền được cấp điện từ trạm 110kV Phong Điền công suất 2x25 MVA, trạm 110kV KCN Phong Điền công suất 1x40 MVA, trạm 110 kV T2 Điện Lộ công suất 1x25 MVA

Giai đoạn 2026-2030:

+ Theo kết quả dự báo khả năng mang tải như bảng 4.7. Đến năm 2027, TBA 110kV Phong Điền sẽ quá tải 102% (T1) và 100% (T2).

+ Theo kết quả kiểm tra đáp ứng trước khi đầu tư như bảng 4.8, năm 2029 nguồn cấp không đủ nhu cầu phụ tải (-6,54 MVA). Theo Quyết định số 1745/QĐ-TTg đến năm 2030 xây dựng máy biến áp nối cấp 110kV/22 tại trạm biến áp 220kV Phong Điền công suất 2x63MVA, trạm biến áp 110kV khu công nghiệp Phong Điền công suất 40MVA. Cải tạo, nâng công suất trạm biến áp 110kV Điện Lộ công suất T1=25MVA, T2=63MVA, trạm biến áp 110kV Phong Điền công suất T1=25MVA, T2=63MVA.

Mở rộng KCN Phong Điền (đón đầu các nhà máy, kho vận, trung tâm logistics). Các cụm công nghiệp phụ trợ cho năng lượng tái tạo và chế biến thực phẩm. Đồng thời, dân cư đô thị hóa quanh các cụm công nghiệp nhu cầu sinh hoạt cũng tăng cao.

Bảng 4.9 Kiểm tra đáp ứng sau khi đầu tư TBA 110kV vùng 1

TT	Công trình		Đơn vị	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A	Phụ tải nối lưới		MW	68,99	75,89	83,48	91,83	101,01	111,11	122,22
D	Nhu cầu phụ tải		MW	96,83	106,51	117,16	128,88	141,77	155,94	171,54
E	Nguồn cấp			165	165	165	165	165	228	228
1	Phong Điền	T1	MVA	25	25	25	25	25	25	25
		T2	MVA	63	63	63	63	63	63	63
2	KCN Phong Điền	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
3	Đồng Lâm	T1	MVA	25	25	25	25	25	25	25
		T2	MVA	25	25	25	25	25	25	25
4	Điền Lộc	T1	MVA	25	25	25	25	25	25	25
		T2	MVA							63
F	Cân đối: thừa(+), thiếu(-)		MVA	68,17	58,49	47,84	36,12	23,23	9,06	56,46

4.3.1.2. Phương án kết lưới 110kV vùng 1

❖ Năm 2025:

Lưới 110kV sau trạm 220kV Phong Điền: Hiện nay trạm 220/110kV Phong Điền có 9 lộ ra: 2 lộ cấp điện cho Trạm 110kV Phong Điền li đảm bảo cấp điện ổn định cho khu công nghiệp Phong Điền và các khu vực phụ cận. 3 lộ liên kết với các trạm 110kV Hương Trà, Tứ Hạ và Quảng Điền, hỗ trợ cấp điện cho vùng Bắc thành phố Huế. 4 lộ còn lại đấu nối liên kết với Trạm 220kV Đông Hà (Quảng Trị) và các nguồn điện khu vực, góp phần tăng cường liên kết lưới và khả năng truyền tải liên vùng.

❖ Giai đoạn 2026–2030:

+ Năm 2029: Xây dựng mới đường dây và TBA Điện Lộc dự kiến hoàn thành vào cuối năm 2028.

4.3.2. Phát triển lưới điện 110kV vùng 2

Vùng 2 bao gồm 4 huyện và thành phố Huế là A Lưới, Hương Trà, Hương Thủy, Phú Vang. Đây là vùng trung tâm kinh tế - xã hội của thành phố Huế. Tập trung nhiều khu công nghiệp, dịch vụ, hành chính, trường đại học và hệ thống y tế lớn. Phụ tải của vùng 2 trong giai đoạn 2026-2030 sẽ phát triển tương đối nhanh, do đó cần nâng công suất và nâng cấp trạm 110kV để đáp ứng nhu cầu phụ tải.

4.3.2.1. Quy hoạch trạm 110kV vùng 2

Bảng 4.10 Dự báo mức mang tải TBA vùng 2

Tên TBA	MBA 110kV	Điện áp (kV)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Huế 1	T1-63	110/22	84%	93%	102%	112%	123%	136%	149%
Huế 1	T2-63	110/22	68%	75%	83%	91%	100%	110%	121%
Huế 2	T1-63	110/22	94%	103%	113%	125%	137%	151%	166%
Huế 2	T2-40	110/22	87%	95%	105%	115%	127%	139%	153%
Huế 3	T2-25	110/22	83%	91%	100%	110%	121%	133%	147%
Huế 4	T1-40	110/22	87%	95%	105%	115%	127%	139%	153%
KCN Phú Bài 2	T2-40	110/22	82%	90%	99%	109%	120%	132%	145%
Phú Bài	T1-40	110/22	62%	68%	74%	82%	90%	99%	109%
Phú Bài	T2-40	110/22	60%	66%	73%	80%	88%	97%	106%
Văn Xá	T1-40	110/22	41%	45%	50%	55%	60%	66%	73%
Văn Xá	T2-25	110/22	46%	51%	56%	61%	67%	74%	81%
Vinh Thanh	T1-40	110/22	46%	51%	56%	62%	68%	74%	82%

Bảng 4.11 Kiểm tra đáp ứng trước khi đầu tư TBA 110kV vùng 2

TT	Công trình		Đơn vị	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A	Phụ tải nổi lưới		MW	273,9	301,29	331,42	364,56	401,02	441,12	485,23
	Phụ tải dự kiến đầu nổi lớn		MW							
1	Tp. Huế		MW	112,01	123,2	135,52	149,07	163,98	180,38	198,41
2	Huyện Phú Vang		MW	36,91	40,6	44,66	49,13	54,04	59,44	65,39
3	Huyện A Lưới		MW	4,16	4,58	5,03	5,54	6,09	6,7	7,37
4	Huyện Hương Thủy		MW	95,43	10,497	115,47	127,02	139,72	153,69	169,06
5	Thị Xã Hương Trà		MW	25,39	27,93	30,72	33,79	37,17	40,89	44,98
B	Hệ số sử dụng K = Spt/Slđ			0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
C	Hệ số cosphi			0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
D	Nhu cầu phụ tải		MVA	384,42	422,86	465,15	511,66	562,84	619,12	681,02
E	Nguồn cấp		MVA	519	519	519	519	519	519	519
1	Huế 1	T1	MVA	63	63	63	63	63	63	63
		T2	MVA	63	63	63	63	63	63	63
2	Huế 2	T1	MVA	63	63	63	63	63	63	63
		T2	MVA	40	40	40	40	40	40	40
3	Huế 3	T2	MVA	25	25	25	25	25	25	25
4	Huế 4	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
5	KCN Phú Bài 2	T2	MVA	40	40	40	40	40	40	40
6	Phú Bài	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40

TT	Công trình		Đơn vị	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		T2	MVA	40	40	40	40	40	40	40
7	Văn Xá	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
		T2	MVA	25	25	25	25	25	25	25
8	Vinh Thanh	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
F	Cân đối: thừa(+), thiếu(-)		MVA	134,58	96,14	53,85	7,34	-43,84	-100,1	-162

4.3.2.2. Quy hoạch trạm 110kV

❖ Thành phố Huế:

Năm 2025:

Hiện tại, thành phố Huế được cấp điện từ, trạm 110kV Huế 1 công suất 2x40 MVA trạm 110kV Huế 2 công suất T1=63 MVA, T2=40 MVA, trạm 110 kV Huế 3 công suất 1x25 MVA.

Giai đoạn 2026-2030:

+ Theo kết quả dự báo khả năng mang tải như bảng 4.10, TBA 110kV Huế 2 sẽ bị quá tải 102% (T1) và 100% (T2), TBA 110kV Huế 3 101% (T2), TBA 110kV KCN Phú Bài 2 quá tải 101% (T2)

+ Theo kết quả kiểm tra đáp ứng trước khi đầu tư như bảng 4.11, năm 2028 nguồn cấp không đủ nhu cầu phụ tải (-43.84 MVA) và đến năm 2030 là (-162MVA). Theo Quyết định số 1745/QĐ-TTg đến năm 2030 xây dựng mới trạm 110kV Hue 5 công suất 2x63 MVA. Cải tạo trạm biến áp 110kV Huế 2 công suất T1=63MVA,T2=40MVA, trạm biến áp 110kV Huế 3 công suất T1=25MVA,T2=63MVA.

❖ **Huyện Phú Vang:**

Năm 2025:

Hiện tại, huyện Phú Vang được cấp điện từ trạm 110kV Vinh Thanh công suất 40MVA, trên địa bàn huyện Phú Vang còn có các trạm biến áp phân phối 22kV được xây dựng và cải tạo để phục vụ nhu cầu điện sinh hoạt và sản xuất.

Giai đoạn 2026-2030:

+ Năm 2026: dự kiến TTĐN lưới điện 110kV với năm liền trước. Giai đoạn này công tác giảm TTĐN chủ yếu tiếp tục khai thác từ các TBA 110kV đã xây dựng (Vinh Thanh) và cải tạo lưới điện hiện trạng.

❖ **Thị xã Hương Trà:**

Năm 2025:

Hiện tại, thị xã Hương Trà được cấp điện từ trạm 110 kV Văn Xá công suất T1= 40MVA, T2= 25MVA trên địa bàn thị xã Hương Trà. Trạm này đóng vai trò quan trọng trong việc cung cấp điện cho các khu vực Thị xã Hương Trà, huyện Phong Điền, huyện Phú Vang. Ngoài ra, trạm Văn Xá còn nhận nguồn điện từ Nhà máy Thủy điện Hương Điền

Giai đoạn 2026-2030:

Năm 2027 Phần lưới điện trung áp dự kiến sẽ được đầu tư thêm các đường dây trung áp để sang tải sau khi các TBA 110kV Văn Xá, được nâng công suất dự kiến cuối năm 2026, góp phần giảm TTĐN trung áp.

Đến năm 2030 cải tạo, nâng công suất trạm biến áp 110kV Văn Xá công suất 2x40MVA.

❖ **Thị xã Hương Thủy:**

Năm 2025:

Hiện tại, thị xã Hương Thủy được cấp điện từ trạm 110 kV Huế 4 công suất T1=40MVA, T2=63MVA.

Giai đoạn 2026-2030:

Đến năm 2030 xây dựng mới Trạm 110kV Hue 4 công suất T1=40 MVA, T2=63MVA.

Bảng 4.12 Kiểm tra đáp ứng sau khi đầu tư TBA 110kV vùng 2

TT	Công trình		Đơn vị	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A	Phụ tải nối lưới		MW	273,89	290,32	307,74	326,21	345,78	366,53	388,52
	Phụ tải dự kiến đấu nối lớn		MW							
D	Nhu cầu phụ tải		MVA	411,88	453,07	498,37	548,21	603,03	663,34	729,67
E	Nguồn cấp		MVA	519	519	519	519	769	769	769
1	Huế 1	T1	MVA	63	63	63	63	63	63	63
		T2	MVA	63	63	63	63	63	63	63
2	Huế 2	T1	MVA	63	63	63	63	63	63	63
		T2	MVA	40	40	40	40	63	63	63
3	Huế 3	T1	MVA	25	25	25	25	25	25	25
		T2	MVA					63	63	63
4	Huế 4	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
		T2	MVA					63	63	63
5	KCN Phú Bài 2	T2	MVA	40	40	40	40	40	40	40
6	Phú Bài	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
		T2	MVA	40	40	40	40	40	40	40
7	Văn Xá	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
		T2	MVA	25	25	25	25	40	40	40
8	Vinh Thanh	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
9	Huế 5	T1	MVA					63	63	63
		T2	MVA					63	63	63
F	Cân đối: thừa(+), thiếu(-)		MVA	134,58	96,14	53,85	7,34	165,97	105,66	39,33

4.3.2.3. . Phương án kết lưới 110kV cấp điện vùng 2

❖ Năm 2025:

Lưới 110kV vùng 2 sau các trạm 220kV Huế và A Lưới: Hiện nay, trạm 220/110kV Huế có 6 lộ 110kV xuất tuyến: 2 lộ cấp điện trực tiếp cho Trạm 110kV Hương Thủy và Trạm 110kV Phú Vang nhằm đảm bảo cung cấp điện ổn định cho thành phố Huế, khu vực sân bay Phú Bài, các khu đô thị, khu du lịch và hành lang ven biển. 2 lộ liên kết với các trạm 110kV Hương Trà và Tứ Hạ, tạo mạch vòng nội tỉnh, hỗ trợ cấp điện linh hoạt cho khu vực trung tâm và phía bắc tỉnh. 2 lộ còn lại kết nối liên vùng, đấu nối với Trạm 220kV Phong Điền và lưới khu vực, góp phần nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cho toàn vùng 2.

Bên cạnh đó, trạm 220/110kV A Lưới cũng đã hoàn thiện hệ thống 4 lộ 110kV: 2 lộ cấp điện cho các phụ tải khu vực miền núi A Lưới, bao gồm hệ thống hành chính, quân sự và dân sinh. 2 lộ còn lại đấu nối liên kết với thủy điện A Lưới và các nguồn điện phân tán trong khu vực, giúp tăng khả năng khai thác tối ưu các nguồn năng lượng tái tạo và thủy điện nhỏ, đồng thời tăng cường ổn định lưới điện phía tây thành phố Huế.

❖ Giai đoạn 2026–2030:

Trạm 110kV Huế 5, Huế 6 dự kiến đóng điện năm 2027, mỗi trạm sẽ đấu nối vào lưới 110kV hiện hữu thông qua 1 mạch đường dây mới. Trạm Huế 5 dự kiến đấu nối vào đường dây 110kV Hương Thủy – Phú Vang, phục vụ khu vực phía Nam TP. Huế; trạm Huế 6 dự kiến đấu nối vào đường dây 110kV Hương Trà – Tứ Hạ, cấp điện khu vực phía Bắc TP. Huế.

4.3.3. Phát triển lưới điện 110kV vùng 3

Vùng 3 bao gồm 2 huyện phía Nam Đông và Phú Lộc. Huyện Phú Lộc phụ tải tăng nhanh, nhất là tại Khu kinh tế Chân Mây – Lăng Cô và vùng du lịch ven biển. Huyện Nam Đông phụ tải nhỏ, tăng trưởng chậm. Địa hình phức tạp việc truyền tải điện gặp khó khăn hơn, đặc biệt mùa mưa bão.

Giai đoạn 2026-2030, các khu công nghiệp, cảng biển, du lịch, khách sạn nằm trên địa bàn vùng 3 sẽ tiếp tục được đầu tư phát triển, làm gia tăng đáng kể nhu cầu tiêu thụ

điện của vùng. Một số dự án trọng điểm là Khu kinh tế Chân Mây – Lăng Cô và vùng du lịch ven biển

Ngoài vấn đề cấp điện cho các phụ tải, lưới điện vùng 3 còn cần xem xét đến khả năng giải phóng công suất cho các dự án điện mặt trời.

Bảng 4.13 Dự báo mức mang tải TBA vùng 3

Tên TBA	MBA 110kV	Điện áp (kV)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Cầu Hai	T2-25	110/22	81%	89%	98%	108%	118%	130%	143%
Chân Mây	T1-25	110/22	46%	50%	55%	61%	67%	73%	81%
La Sơn	T1-40	110/22	54%	59%	65%	72%	79%	87%	96%
Lăng Cô	T2-25	110/22	22%	25%	27%	30%	33%	36%	40%

Bảng 4.14 Kiểm tra đáp ứng trước khi đầu tư TBA 110kV vùng 3

TT	Công trình		Đơn vị	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A	Phụ tải nổi lưới		MW	33,1	35,09	37,19	39,42	41,79	44,30	46,95
	Phụ tải dự kiến đầu nổi lớn		MW							
1	Huyện Phú Lộc		MW	25,65	28,22	31,04	34,14	37,55	41,31	45,44
2	Huyện Nam Đông		MW	7,45	8,20	9,01	9,92	10,91	12,00	13,20
B	Hệ số sử dụng $K = Spt/Slđ$			0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
C	Hệ số cosphi			0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
D	Nhu cầu phụ tải		MVA	46,46	49,25	52,20	55,33	58,65	62,18	65,89
E	Nguồn cấp		MVA	115	115	115	115	115	115	115
1	Chân Mây	T1	MVA	25	25	25	25	25	25	25
2	La Sơn	T1	MVA	40	40	40	40	40	40	40
3	Lăng Cô	T2	MVA	25	25	25	25	25	25	25
4	Cầu Hai	T2	MVA	25	25	25	25	25	25	25
F	Cân đối: thừa(+), thiếu(-)		MVA	68,54	65,75	62,80	59,67	56,35	52,82	49,11

4.3.3.1. Quy hoạch trạm 110kV vùng 3**❖ Huyện Phú Lộc:****Năm 2025:**

Hiện tại, huyện Phú Lộc đang được cấp điện từ Trạm 110kV Chân Mây công suất 1x25 MVA, Trạm 110kV La Sơn công suất 1x40 MVA, trạm 110kV Lăng Cô công suất 1x25 MVA, , trạm 110kV Cầu Hai công suất 1x25 MVA đáp ứng nhu cầu phụ tải huyện Phú Lộc.

Giai đoạn 2026 - 2030:

+ Năm 2027: dự kiến TTĐN lưới điện 110kV giảm 0,04%, trung áp giảm 0,04%, hạ áp giảm 0,03% so với năm liền trước. Phần lưới điện 110kV giảm chủ yếu nhờ vào việc khai thác TBA 220kV Chân Mây dự kiến hoàn thành vào cuối năm 2026.

+ Năm 2029. Phần lưới điện 110kV trong năm này không giảm sâu do việc đầu tư lưới điện chủ yếu là xây dựng mới đường dây TBA 110kV KCN Chân Mây dự kiến hoàn thành vào cuối năm 2028

4.3.4. Lưới điện thành phố Huế đến năm 2030*Bảng 4.15 Cân đối nhu cầu nguồn và tải trước và sau khi đầu thành phố Huế*

TT	Công trình	Đơn vị	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
A	Nhu cầu phụ tải	MVA	271,29	220,38	164,49	103,13	35,74	-38,22	-119,43
1	Vùng 1	MVA	68,17	58,49	47,84	36,12	23,23	9,06	-6,54
2	Vùng 2	MVA	134,58	96,14	53,85	7,34	-43,84	-100,1	-162
3	Vùng 3	MVA	68,54	65,75	62,8	59,67	56,35	52,82	49,11
B	Cân đối sau đầu tư	MVA	271,29	220,38	164,49	103,13	245,55	167,54	144,9
1	Vùng 1	MVA	68,17	58,49	47,84	36,12	23,23	9,06	56,46
2	Vùng 2	MVA	134,58	96,14	53,85	7,34	165,97	105,66	39,33
3	Vùng 3	MVA	68,54	65,75	62,8	59,67	56,35	52,82	49,11

Nhận xét: Bảng cân bằng công suất cho thấy trước khi đầu tư lưới điện thành phố Huế có vùng 2 thiếu hụt công suất từ năm 2028 (-43.84) và lượng thiếu hụt của từng vùng tăng dần qua từng năm. Đến năm 2030 lượng thiếu hụt khoảng -162MVA. Sau khi đầu tư thì nguồn đủ cung cấp nhu cầu của phụ tải toàn tỉnh.

4.4. Giải phóng công suất nguồn năng lượng tái tạo

Thành phố Huế sở hữu tiềm năng lớn trong phát triển năng lượng tái tạo, đặc biệt là năng lượng mặt trời và thủy điện nhỏ, nhờ vào điều kiện tự nhiên thuận lợi và chính sách hỗ trợ từ chính quyền địa phương.

Đặc điểm phân bố nguồn NLTT tại thành phố Huế thể hiện rõ: các nhà máy thủy điện nhỏ và tiềm năng điện gió trên đất liền tập trung chủ yếu ở các huyện miền núi phía Tây (A Lưới, Nam Đông), trong khi điện mặt trời áp mái và điện mặt trời tập trung lại có thể mạnh ở vùng duyên hải phía Đông (Phú Vang, Phú Lộc). Vì mỗi loại nguồn có đặc tính vận hành và khả năng ổn định lưới khác nhau, đề án sẽ phân vùng đánh giá khả năng giải phóng công suất riêng biệt cho từng khu vực, đồng thời nghiên cứu tích hợp các giải pháp lưu trữ năng lượng để tối ưu hóa khai thác NLTT giai đoạn 2026 – 2030.

4.4.1. Định hướng giải phóng công suất vùng 1 gồm điện mặt trời

Vùng 1 bao gồm các huyện Phong Điền, Quảng Điền, là khu vực tập trung mặt trời.

Bảng 4.16 Danh sách các nhà máy điện mặt trời đầu nối trên địa bàn thành phố Huế đến năm 2026- 2030

STT	Nhà máy điện mặt trời	Công suất (MWp)	Phương án đầu nối	Năm vận hành
A	Đến năm 2025	98		
1	TTC Phong Điền	48	Đầu nối vào trạm biến áp 110kV Điền Lộc	2018
2	Phong Điền II	50	Đầu nối vào trạm 110kV Phong Điền	2020
B	2026-2030	50		
1	Phong Hòa	50	Chưa được duyệt quy hoạch nên đưa ra đề xuất đầu nối ở phần sau	2026-2030
C	Tổng đến năm 2030	148		

Các nhà máy này phát công suất lớn nhất vào buổi trưa, khi phụ tải thành phố Huế chỉ vào khoảng 75-85% so với phụ tải cực đại ngày. Đánh giá cân bằng nguồn tải cho vùng 2 vào thời điểm 12h trưa (công suất phát bằng 85% công suất đặt), thu được bảng cân bằng như sau :

Bảng 4.17 Tổng công suất phát điện mặt trời lúc 12h trưa năm 2025,2030

STT	Công trình	Đơn vị	2025	2030
A	Phụ tải nối lưới vùng 1	MW	75,89	122,22
B	Công suất đặt ĐMT	MW	98	148
C	Công suất ĐMT phát lúc 12h trưa	MW	83,3	125,8
D	Cân đối thừa(+),thiếu(-)	MW	7,43	3,58

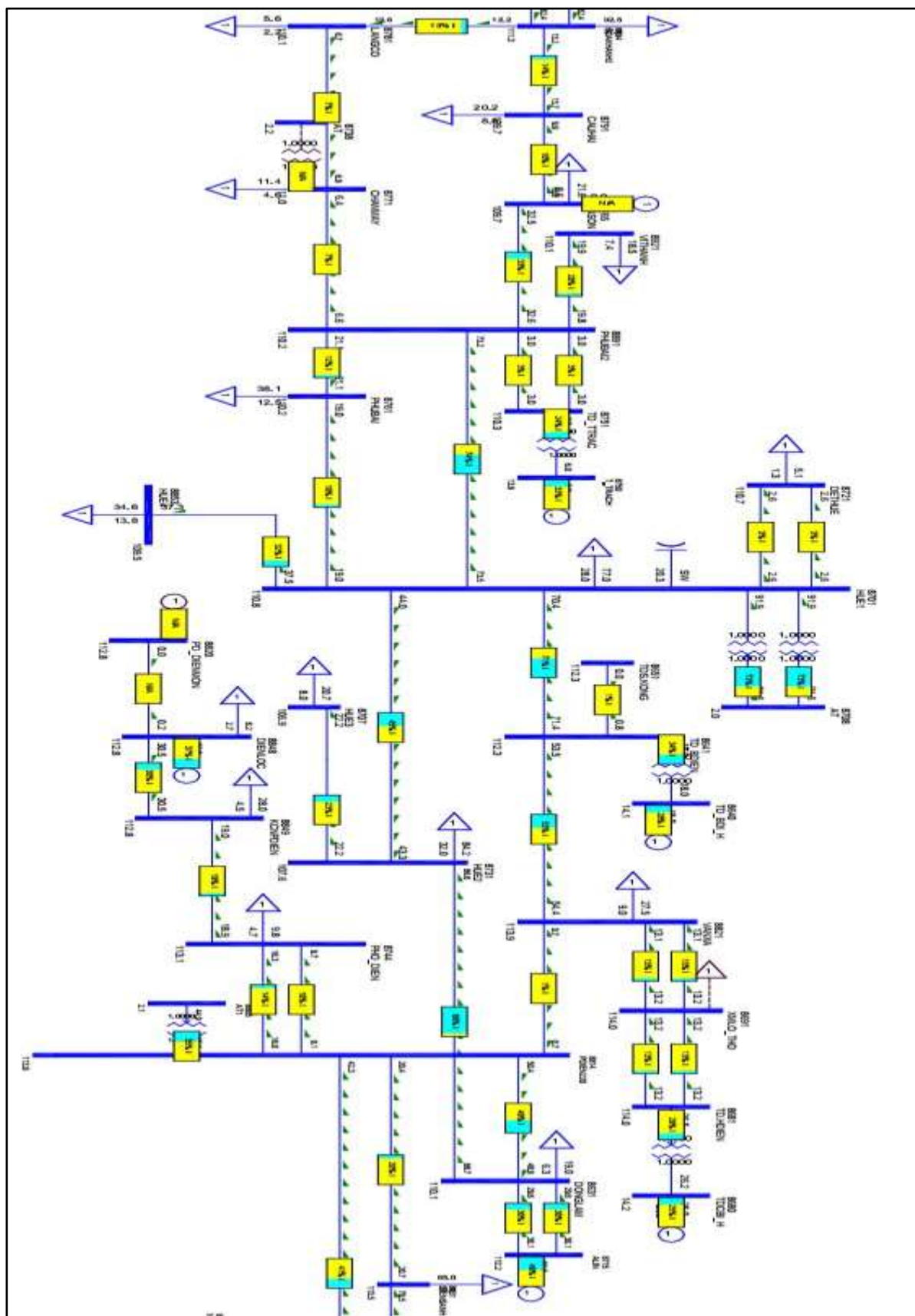
4.4.2. Giải phóng công suất năng lượng tái tạo thành phố Huế

Bảng 4.18 Cân bằng nhu cầu công suất năng lượng tái tạo thành phố Huế năm 2025 và năm 2030

STT	Công trình	Đơn vị	2025	2030
A	Phụ tải nối lưới	MW	442,4	654,4
1	Vùng 1	MW	75,89	122,22
2	Vùng 2	MW	331,42	485,23
3	Vùng 3	MW	35,09	46,95
B	Nguồn công suất NLTT	MW	542,6	585,1
1	Điện mặt trời	MW	83,3	125,8
2	Thủy Điện	MW	459,3	459,3
D	Cân đối thừa(+),thiếu(-)	MW	100,2	-69,3

4.5. Tính toán thay đổi tiết diện đường dây giai đoạn 2026-2030

Để xem xét mức mang tải của đường dây khi chưa thay đổi tiết diện đường dây so với năm 2025 ta xét trường hợp khi nhà máy NLTT phát hết công suất



Hình 4.2 Mức mang tải đường dây chưa cải tạo khi nhà máy NLTT phát hết công suất

Khi các nhà máy điện gió, điện mặt trời và thủy điện cùng phát hết công suất thì công suất được truyền từ nhà máy qua đường dây để đi cung cấp cho các nơi khác. Vì vậy khả năng mang tải của đường dây sẽ tăng lên.

Nhận xét: Đường dây Huế 2 → Đồng Lâm mang tải hơi cao (89%) do phải truyền tải công suất từ tất cả các nhà máy thủy điện và nhà máy điện gió. Để giảm khả năng mang tải của 2 đường dây này cách tối ưu và hiệu quả nhất là nâng tiết diện đường dây thành 2xACSR185. Dự kiến nâng tiết diện 2 đoạn đường dây này vào năm 2028.

4.6. Cơ sở và phương án đầu tư

4.6.1. Cơ sở

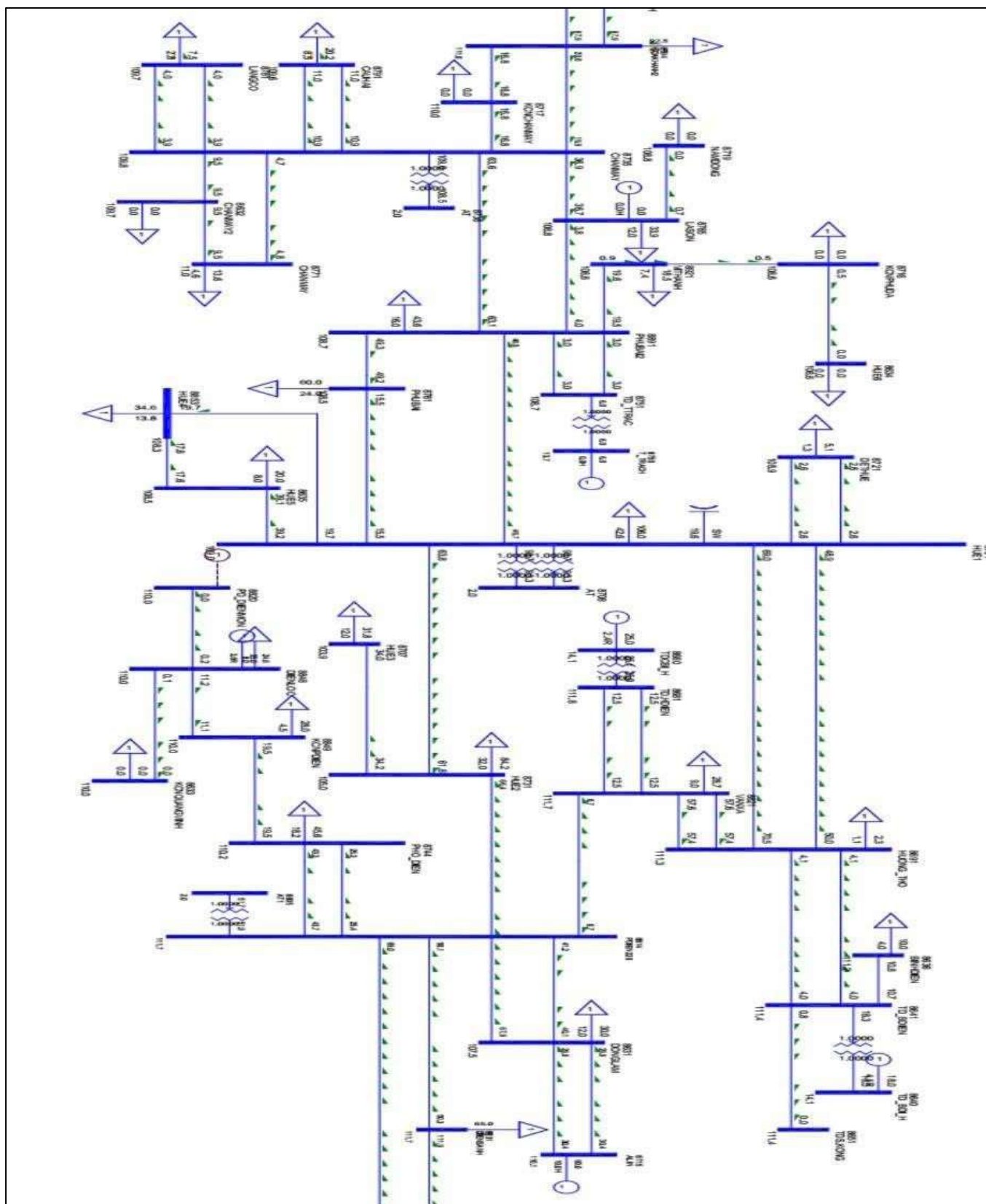
- Căn cứ số liệu về hiện trạng lưới điện 110kV trên địa bàn miền Trung, phân tích, đánh giá tình trạng mang tải các đường dây và trạm 110kV trên địa bàn miền Trung.
- Dự báo tốc độ tăng trưởng phụ tải thực tế giai đoạn 2026–2030 lưới điện 110kV khu vực, danh mục đường dây và trạm biến áp sẽ lần lượt bị quá tải qua từng năm.
- Danh mục các công trình đầu tư được CPC, các PC đề xuất.

4.6.2. Phương án đầu tư

- Ưu tiên đầu tư đối với các TBA, các tuyến đường dây (đường trục) bị đầy và quá tải tính từ năm 2025 và hai năm tiếp theo 2026, 2027.
- Các công trình đầu tư phải đảm bảo các chỉ tiêu sản xuất kinh doanh như giảm tổn thất, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.
- Các TBA 110kV xây mới đáp ứng nhu cầu phát triển phụ tải, giảm bán kính cấp điện để giảm TTĐN lưới phân phối, san tải các TBA 110kV khu vực lân cận, khi thay đổi phương thức vận hành, cắt điện công tác hoặc bị sự cố nhằm nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.
- Tiến độ xây dựng các công trình phù hợp tốc độ tăng trưởng phụ tải khu vực, đồng bộ với tiến độ phát triển lưới điện trung áp kết nối để khai thác tốt công suất từ các trạm 110kV khi đưa công trình vào khai thác vận hành.

4.7. Tính toán kiểm tra trào lưu công suất và ngắn mạch sau đầu tư năm 2030

Việc tính toán ngắn mạch và trào lưu công suất sử dụng phần mềm PSS/E. Số liệu đầu vào trên cơ sở thông số đường dây, máy biến áp và phụ tải tại từng thời điểm tính toán được xét cho 2 trường hợp như đã đề cập ở mục 2.3.3



Hình 4.3 Sơ đồ lưới điện thành phố Huế năm 2030

4.7.1. Tính toán dòng ngắn mạch lưới điện 110kV thành phố Huế năm 2030

Bảng 4.19. Kết quả ngắn mạch lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa mưa năm 2030

STT	Tên trạm 110kV	Dòng ngắn mạch 3 pha (kA)
1	Cầu Hai	9,76
2	Chân Mây	9,47
3	Điền Lộc	9,7
4	Đồng Lâm	11,73
5	Huế 2	9,61
6	Huế 3	9,38
7	Huế 4	9,77
8	KCN Phú Bài 2	11,56
9	La Sơn	10,03
10	Lăng Cô	11,21
11	Phong Điền	13,69
12	Phú Bài	11,26
13	Văn Xá	5,58
14	Vinh Thanh	8,35
15	KCN Phong Điền	12,32

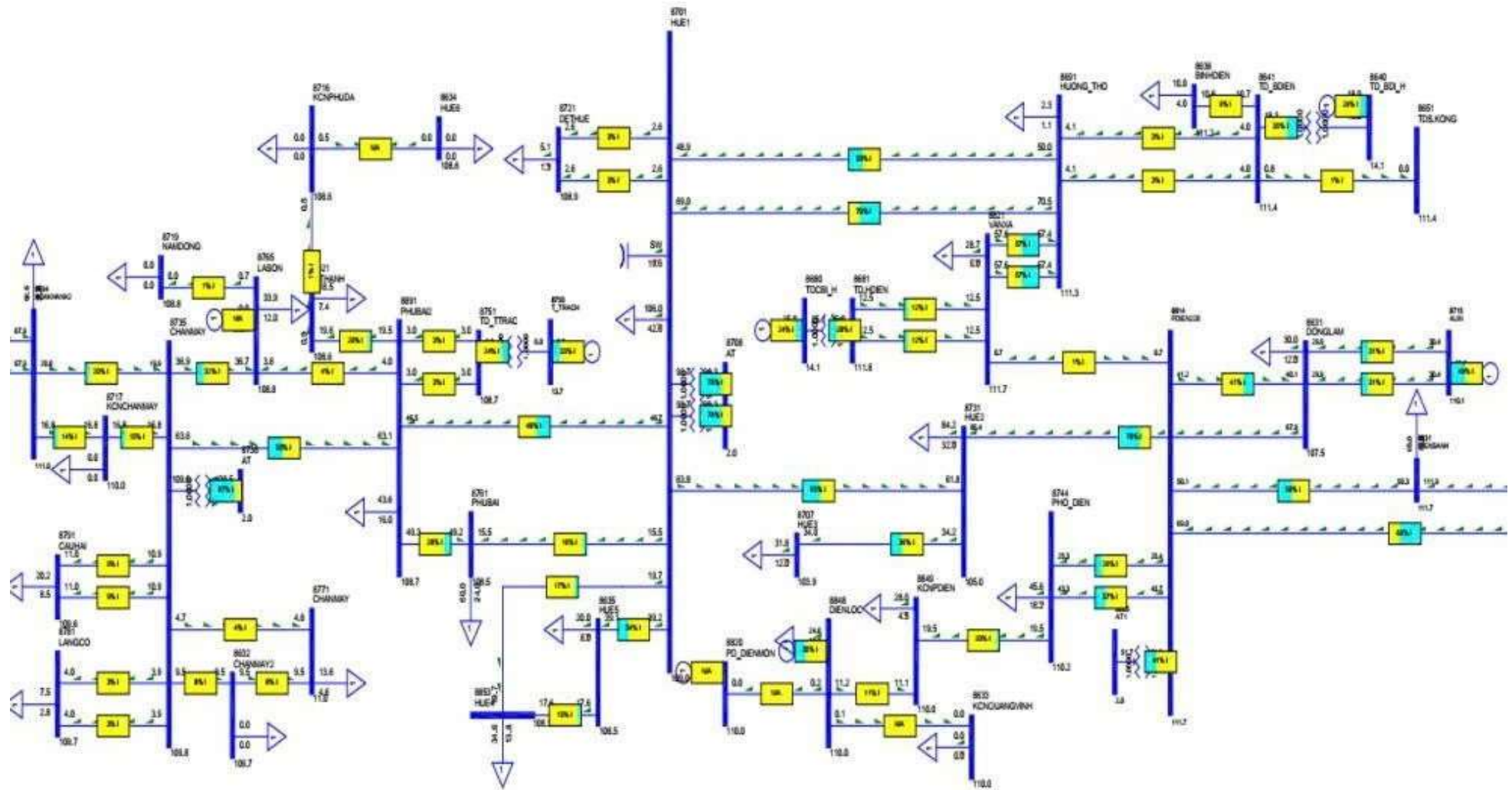
Bảng 4.20 Kết quả ngắn mạch lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa khô năm 2030

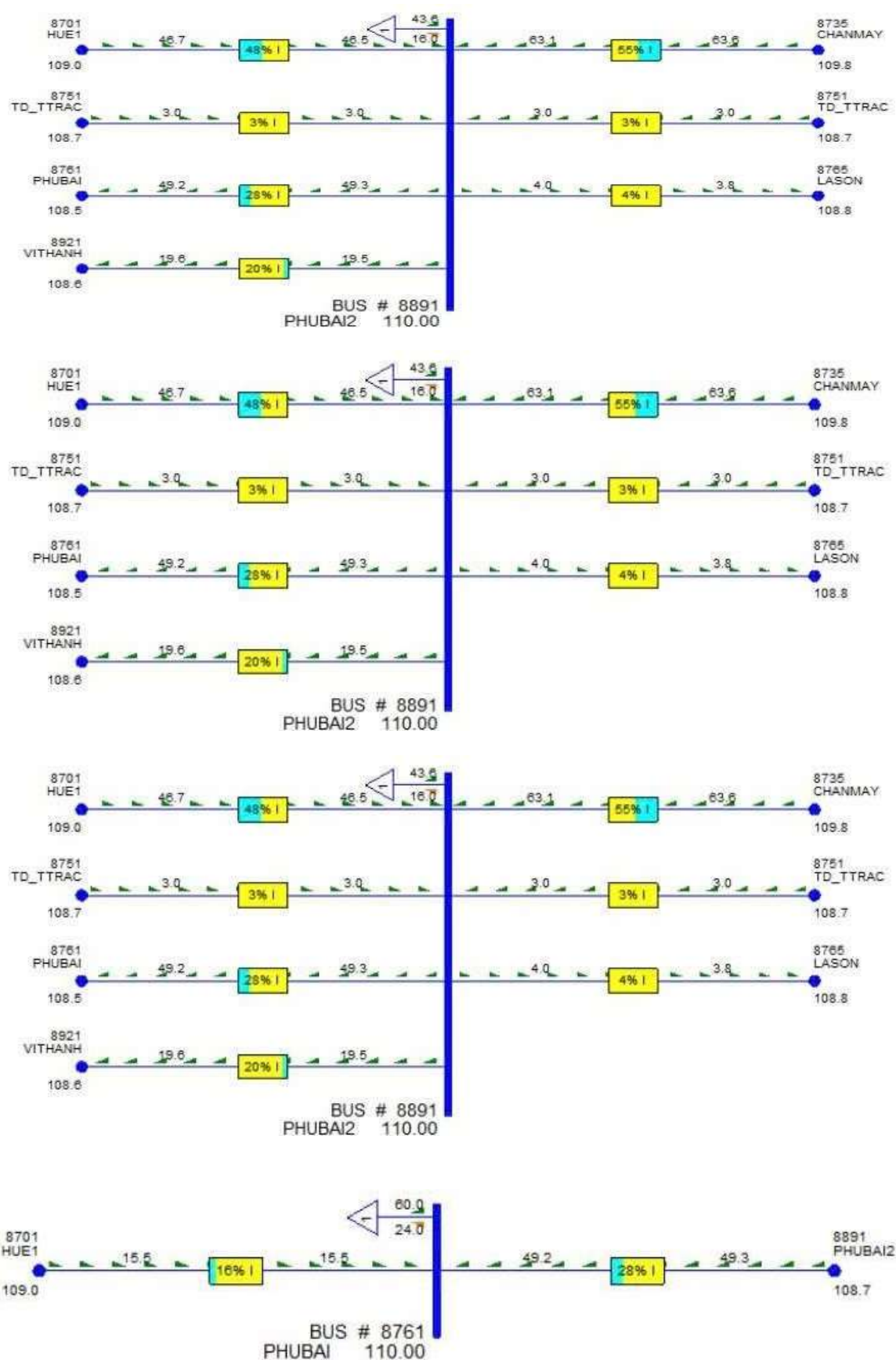
STT	Tên trạm 110kV	Dòng ngắn mạch 3 pha (kA)
1	Cầu Hai	9,74
2	Chân Mây	9,43
3	Điền Lộc	9,67
4	Đồng Lâm	11,69
5	Huế 2	9,57
6	Huế 3	9,34
7	Huế 4	9,73
8	KCN Phú Bài 2	11,52
9	La Sơn	9,93
10	Lăng Cô	11,16
11	Phong Điền	13,63
12	Phú Bài	11,21
13	Văn Xá	5,56
14	Vinh Thanh	8,32
15	KCN Phong Điền	12,28

Nhận xét: Qua kết quả tính toán cho thấy hầu hết các nút đầu có dòng ngắn mạch nằm trong giới hạn quy định (nhỏ hơn hạn quy định 31,5kA). Kết quả tính toán dòng ngắn mạch 3 pha trong trường hợp 1 lớn hơn nhưng không đáng kể, nguyên nhân là do trong trường hợp 1 có xét đến khả năng phát công suất của các nhà máy NLTT. Dòng ngắn mạch 3 pha lớn nhất tại thanh cái 110kV Phong Điền là 13,9kA. và nhỏ nhất tại thanh cái 110kV Văn Xá là 5,56 kA.

4.7.2. Tính toán trào lưu công suất lưới điện 110kV thành phố Huế năm 2030

❖ Trường hợp 1:





Hình 4.4 Trào lưu công suất lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa mưa năm 2030

Nhận xét: Trong trường hợp này, hệ thống thủy điện vừa và nhỏ, năng lượng mặt trời và điện gió tương đối lớn, không chỉ đáp ứng cho nhu cầu phụ tải riêng của tỉnh mà còn cấp điện cho các tỉnh lân cận qua đường dây 220kV và 110kV.

Xu hướng truyền tải công suất trên lưới 220kV qua các đường dây 220kV Phong Điền → Đồng Hới, Chân Mây → Hoà khánh.

Công suất cấp cho các tỉnh lân cận qua đường dây 220kV là: Phong Điền → Đông Hà- Quảng Trị, Chân Mây → Hoà khánh - Đà Nẵng.

Công suất cấp cho tỉnh Quảng Trị và Đà Nẵng qua các đường dây 110kV là Phong Điền → Đông Hà, Quảng Trị, Chân Mây → Hoà Khánh - Đà Nẵng, Đông Hà → Phong Điền, Diên Sanh → Phong Điền.

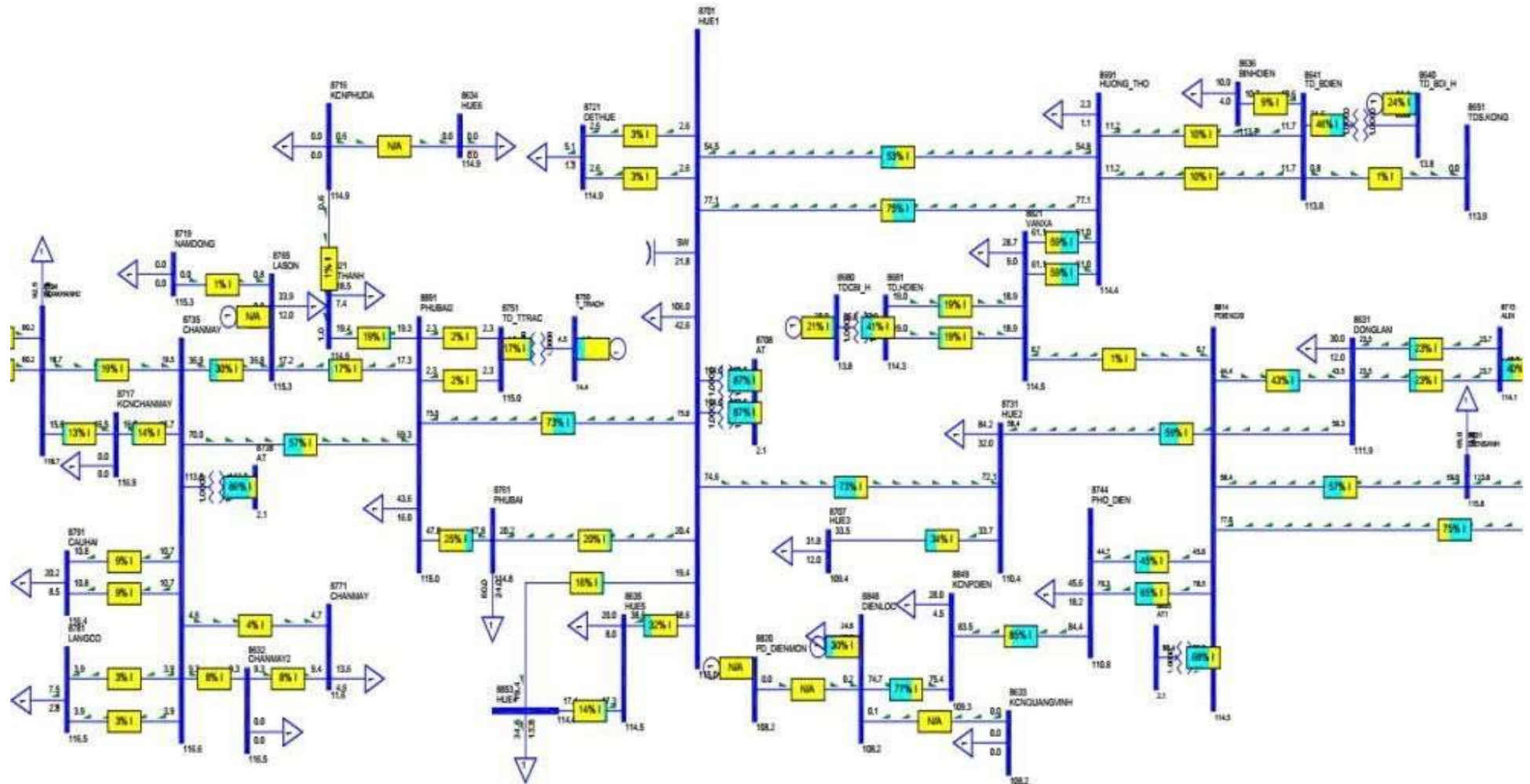
Bảng 4.21 Trào lưu công suất lưới điện 110kV TP Huế vào mùa mưa năm 2030

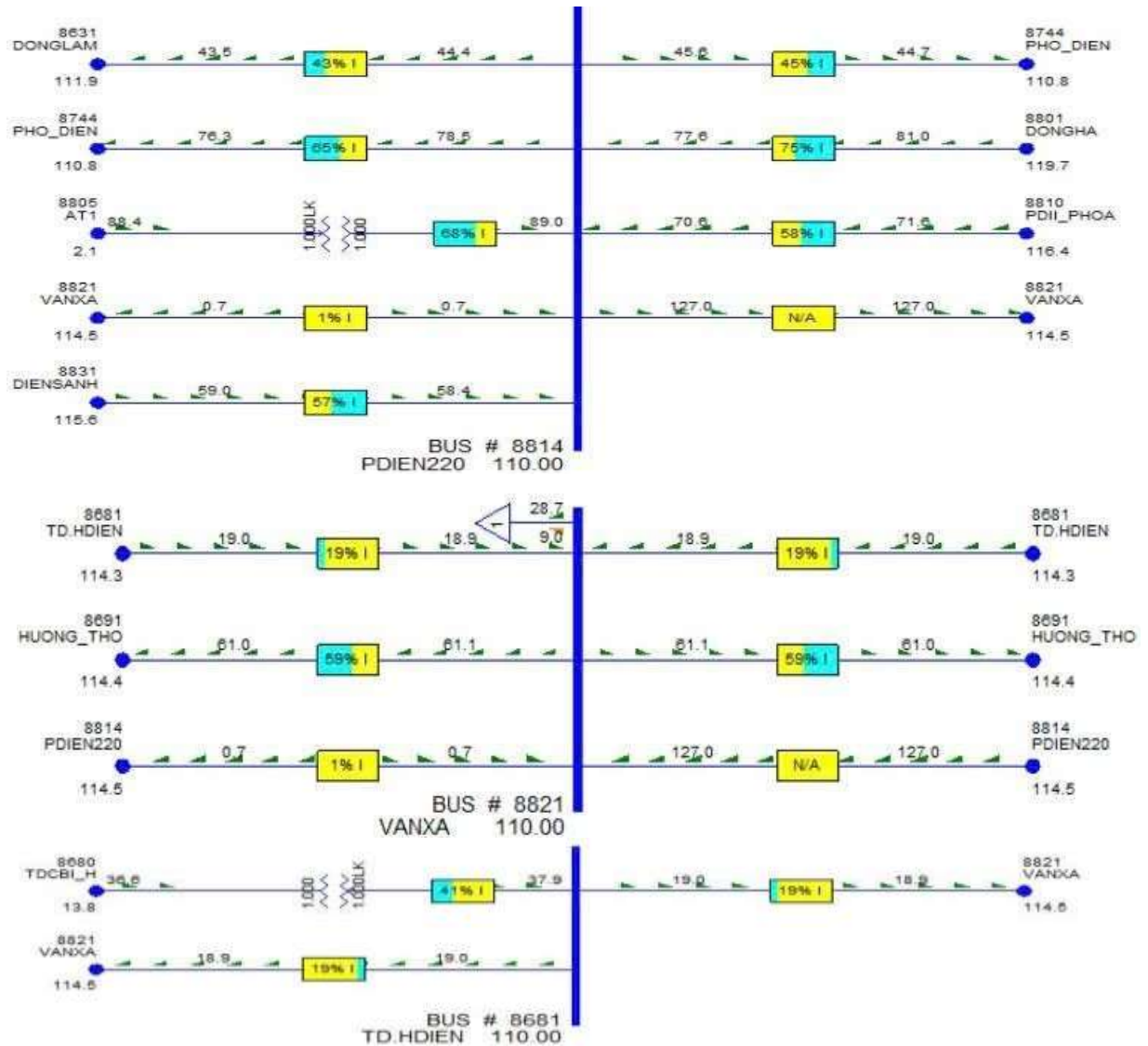
ST T	Tên đường dây	Số mạch	Chiều dài (km)	Tiết diện (mm ²)	Chỉ số vận hành	
					Công suất(MW)	Mức mang tải(%)
1	Đông Hà 220 - Phong Điền 220	1	1,6	AC185	70,9	69
2	Diên Sanh - Phong Điền 220	1	1,7	AC185	50,3	50
3	Phong Điền 220 - Phong Điền	1	6,3	AC185	25,4	26
4	Phong Điền 220 - Phong Điền	1	6,3	AC185	43,7	27
5	Phong Điền 220 –Đồng Lâm	1	7,4	AC185	41,2	41
7	Phong Điền 220 - Văn Xá	1	18,8	AC185	0,7	1
8	Văn Xá -NMTĐ Bình Điền	1	18,4	AC185	12,5	12
9	Huế 1-Dệt Huế	1	1,8	AC185	2,6	3
10	Huế 1 -KCN Phú Bài 2	1	13,3	2xAC185	47,7	48
11	Tả Trạch - KCN Phú Bài 2	1	6,3	2xAC185 - AC185	3	3
12	Chân Mây - Lăng Cô	1	5,8	AC185	3,9	3
13	Phú Bài -KCN Phú Bài 2	1	2,6	2xAC185	49,3	28

ST T	Tên đường dây	Số mạch	Chiều dài (km)	Tiết diện (mm ²)	Chỉ số vận hành	
					Công suất(MW)	Mức mang tải(%)
14	Chân Mây - KCN Phú Bài 2	1	38,8	AC185	63,6	55
15	La Sơn -KCN Phú Bài 2	1	6,7	AC185	3,8	4
16	NMTĐ Tả Trạch - KCN Phú Bài 2	1	6,3	AC185	3	3
18	Huế 1 - Huế 2	1	20,1	AC185+AC240	63,8	65
19	Huế 2 - Huế 3	1	11,4	AC185	34,2	36
20	Phong Điền - Điện Lộc	1	15,2	AC185	11,2	11
24	Huế 1 - Phú Bài	1	11,4	2xAC185	15,5	16
25	Huế 1 - Huế 4	1	5,0	AC 240	19,7	17
26	KCN Phú Bài 2 –Vinh Thanh	1	12,7	AC 240	19,6	20

Nhận xét: Qua kết quả tính toán trong trường hợp này cho thấy đến năm 2030 tất cả các đường dây không bị quá tải nhưng có một số đường dây đang sắp ở ngưỡng bị quá tải. Do đó trong tương lai cần cải tạo nâng công suất các đường dây đang mang tải ở mức cao, đầu tư một số tuyến đường dây mạch vòng, các tuyến đường dây mạch đơn để đảm bảo cung cấp điện khi bị sự cố.

❖ Trường hợp 2





Hình 4.5 Trào lưu công suất lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa khô năm 2030

Nhận xét: Trong trường hợp này, vì không có công suất phát từ các nhà máy NLTT vì vậy phụ tải của tỉnh được cấp qua lưới điện 220-110kV. Huy động công suất nguồn qua các máy biến áp 220kV: 2x125MVA Phong Điền, 2x125MVA Chân Mây, 250MVA Phú Lộc để cấp cho lưới phân phối 110kV của tỉnh.

Xu hướng truyền tải công suất trên lưới 220kV qua các đường dây 220kV Phong Điền → Đông Hà, Chân Mây → Hoà Khánh

Công suất nhận từ các tỉnh lân cận qua đường dây 220kV: Đông Hà → Phong Điền (2x167.9MW), Liên Chiểu -Đà Nẵng→Chân Mây(2x237.3MW).

Công suất nhận từ tỉnh Quảng Trị và Đà Nẵng qua các đường dây 110kV là Đông Hà→Phong Điền(46.9 MW) và Hoà Khánh →Chân Mây.

Bảng 4.22 Trào lưu công suất lưới điện 110kV thành phố Huế vào mùa khô năm 2030

STT	Tên đường dây	Số mạch	Chiều dài (km)	Tiết diện (mm ²)	Chỉ số vận hành	
					Công suất(MW)	Mức mang tải(%)
1	Đông Hà 220 - Phong Điền 220	1	1,6	AC185	81	75
2	Diên Sanh - Phong Điền 220	1	1,7	AC185	59	57
3	Phong Điền 220 - Phong Điền	1	6,3	AC185	45,6	45
4	Phong Điền 220 - Phong Điền	1	6,3	AC185	78,5	65
5	Phong Điền 220 –Đồng Lâm	1	7,4	AC185	44,4	43
6	Đồng Lâm -Huế 2	1	22,5	AC185	59,3	59
7	Phong Điền 220 - Văn Xá	1	18,8	AC185	0,7	1
8	Văn Xá -NMTĐ Bình Điền	1	18,4	AC185	19	19
9	Huế 1-Dệt Huế	1	1,8	AC185	2,6	3
10	Huế 1 -KCN Phú Bài 2	1	13,3	2xAC185	75	73
11	Tả Trạch - KCN Phú Bài 2	1	6,3	2xAC185 - AC185	2,3	2
12	Chân Mây - Lăng Cô	1	5,8	AC185	3,9	3
13	Phú Bài -KCN Phú Bài 2	1	2,6	2xAC185	47,8	25

ST T	Tên đường dây	Số mạch	Chiều dài (km)	Tiết diện (mm ²)	Chỉ số vận hành	
					Công suất(MW)	Mức mang tải(%)
14	Chân Mây - KCN Phú Bài 2	1	38,8	AC185	70	57
15	La Sơn -KCN Phú Bài 2	1	6,7	AC185	17,2	17
16	NMTĐ Tả Trạch - KCN Phú Bài 2	1	6,3	AC185	4,5	17
17	La Sơn -Chân Mây	1	33,8	AC185	36,9	30
18	Huế 1 - Huế 2	1	20,1	AC185+AC240	74,6	73
19	Huế 2 - Huế 3	1	11,4	AC185	33,7	34
20	Phong Điền - Điện Lộc	1	15,2	AC185	75,4	77
21	Chân Mây - Hòa Khánh 2	1	20,5	AC185	19,5	19
22	KCN Chân Mây - Hòa Khánh 2	1	20,3	AC185	15,6	13
23	Huế 1- Phú Bài	1	11,4	2xAC185	20,4	20
24	Huế 1 - Huế 4	1	5,0	AC 240	19,4	16
25	KCN Phú Bài 2 –Vinh Thanh	1	12,7	AC 240	19,4	19

Nhận xét:Quả kết quả tính toán trong trường hợp này cho thấy đến năm 2030 tất cả các đường dây không bị quá tải, và hầu hết đều mang tải thấp dưới .Nguyên nhân các đường dây mang tải thấp và thấp hơn so với trường hợp 1 là do không có công suất phát từ các nhà máy NLTT.

CHƯƠNG 5: XÁC ĐỊNH DANH MỤC ĐẦU TƯ KHỐI LƯỢNG LƯỚI ĐIỆN

Trong mục này chỉ đề cập danh mục đầu tư lưới điện 110kV thành phố Huế như đã lập quy hoạch ở chương 4.

5.1. Danh mục và khối lượng đầu tư trạm biến áp 110kV

Bảng 5.1 Danh mục TBA 110kV xây dựng mới và cải tạo năm 2026-2030

TT	Danh mục	Kế hoạch		Thời điểm đầu tư	Thời điểm vận hành	So sánh quy hoạch
		Quy mô (MVA)	Điện áp (kV)			
1	NCS TBA 110kV Huế 2	2x63	110/22	2028	2029	2030
2	NCS TBA 110kV Huế 3	25+63	110/22	2028	2029	2030
3	TBA 110kV Huế 5 và đấu nối	63	110/22	2028	2029	2030
4	NCS TBA 110kV Phong Điền	25+63	110/22	2029	2030	2030
5	NCS TBA 110kV Huế 4	40+63	110/22	2029	2030	2030

5.2. Danh mục và khối lượng đầu tư đường dây 110kV

Bảng 5.2 Danh mục đường dây 110 kV xây dựng mới năm 2026-2030

ST T	Danh mục	Tiết diện	Quy mô		Thời điểm đầu tư	Thời điểm vận hành	So sánh quy hoạch
			Số mạch	Chiều dài(km)			
A	ĐƯỜNG DÂY 110KV XÂY MỚI						
1	Đấu nối 110kV sau TBA 220kV Chân Mây	ACSR 240	3	9	2026	2027	2027
2	Đấu nối TBA 110kV Huế 5	ACSR 240	1	7,3	2028	2029	2029
B	ĐƯỜNG DÂY 110KV CẢI TẠO						
	Nâng tiết diện ĐZ 110kV Huế 1 - Phong Điền 220kV	ACSR 2x185	2	22,636	2028	2029	2030

CHƯƠNG 6: KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

6.1. Kết luận

Khối lượng đầu tư phần lưới điện 110kV thành phố Huế

6.1.1. Phần đường dây

Bảng 6.1 Khối lượng đầu tư phần đường dây 110kV

Hạng mục / Năm đầu tư	2026- 2030
Đường dây 110 kV xây mới (km)	34,3
Đường dây 110 kV cải tạo (km)	45,272
Tổng (km)	79,572

6.1.2. Phần trạm biến áp 110kV

Bảng 6.2 Khối lượng đầu tư phần trạm biến áp 110kV

Hạng mục/ Năm đầu tư	Năm 2026-2030	
	Số TBA	Công suất tăng thêm (MVA)
Trạm biến áp 110 kV cải tạo	5	315
Tổng	5	315

Với kế hoạch đầu tư lưới điện giai đoạn 2026-2030 lưới điện được thực hiện sẽ đáp ứng các mục tiêu:

- + Giảm tổn thất điện năng.
- + Nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.
- + Đáp ứng tốt yêu cầu tăng trưởng phụ tải khu vực.
- + Kế hoạch đầu tư lưới điện phân phối khu vực miền Trung năm 2026-2030 nhằm

đáp ứng nhu cầu truyền tải.

6.2. Kiến nghị

- Đối với danh mục đầu tư phần lưới 110kV cung cấp phụ tải các Khu/cụm công nghiệp, giải tỏa công suất các nhà máy điện mặt trời, điện gió trong quá trình triển khai, tùy thuộc vào tiến độ thực tế đưa vào hoạt động của từng Khu CN/Cụm CN, các nhà

máy của từng địa phương, căn cứ vào đó sẽ chuẩn xác lại tiến độ đầu tư các danh mục đường dây và TBA này đáp ứng tốt yêu cầu cung cấp điện, đồng thời ưu tiên nguồn vốn đầu tư cho các công trình khác để nâng cao hiệu quả đầu tư. Ngoài các các dự án trên đây, các dự án còn lại cần được đẩy nhanh, đúng tiến độ đầu tư trong năm 2025 để đáp ứng nhu cầu phụ tải đang tăng cao và đúng với các Quy hoạch phát triển điện lực tại các tỉnh.

- Việc đầu tư lưới điện 110kV tại từng khu vực, cần thực hiện đồng bộ với việc phát triển lưới trung áp đầu nối sau trạm để khai thác tối đa nguồn công suất, giảm thiểu bán kính cấp điện trung áp để tăng hiệu quả đầu tư.