ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA

TRẦN VIẾT THÀNH

NGHIÊN CỨU ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP ĐIỀU KHIỂN THIẾT BỊ TÍCH TRỮ ĐIỆN NĂNG NHẰM NÂNG CAO ỔN ĐỊNH HỆ THỐNG ĐIỆN KHI CÓ SỰ TÍCH HỢP NGUỒN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

Ngành: Kỹ thuật điện
Mã số: 9520201

TÓM TẮT LUẬN ÁN TIẾN SĨ KỸ THUẬT

Người hướng dẫn khoa học:
1. PGS. TS. Nguyễn Hữu Hiếu
2. TS. Lê Cao Quyền

ĐÀ NẴNG – 2026

MỞ ĐẦU

1. Tính cấp thiết của đề tài

Trên thế giới, đến cuối năm 2024, công suất điện mặt trời và điện gió lần lượt đạt khoảng 1.852 GW và 1.133 GW (IRENA).

Sự phát triển nhanh của NLTT gây thách thức vận hành, điển hình là nhật thực 2015 tại châu Âu khiến Đức mất 6.000–13.000 MW điện mặt trời trong 15 phút, gây dao động lớn điện áp và tần số.

Tại Việt Nam, đã xảy ra nhiều sự cố do tỷ trọng NLTT cao cho thấy nguy cơ mất ổn định hệ thống khi phát triển NLTT thiếu kiểm soát.

2. Mục tiêu nghiên cứu

- *Mục tiêu tổng quát:* Nghiên cứu ảnh hưởng của các nhà máy điện mặt trời, điện gió quy mô lớn đến ổn định tần số hệ thống điện; xây dựng mô hình điều khiển của hai thiết bị tích trữ điện năng là BESS và TĐTN cùng chiến lược vận hành phối hợp BESS – TĐTN, áp dụng cho lưới điện mẫu IEEE 39-Bus và lưới điện thực tế Việt Nam.
- *Mục tiêu cụ thể:*

+ Đánh giá ảnh hưởng của quá trình tích hợp nguồn điện mặt trời, điện gió đến ổn định tần số lưới điện truyền tải;

+ Đề xuất mô hình điều khiển BESS theo nguyên lý độ sụt giảm phi tuyến thích ứng kết hợp phản hồi trạng thái sạc (SOC), nhằm hạn chế dao động tần số, cải thiện RoCoF và điều chỉnh SOC;

+ Đề xuất mô hình điều khiển nhà máy TĐTN tốc độ thay đổi (VS-PSHP) với chế độ bơm/phát tối ưu được xác định bằng thuật toán Tối ưu đa mục tiêu Di truyền (chi phí nhiên liệu – phát thải CO_2 – tổn thất năng lượng), qua đó làm rõ vai trò phủ đỉnh – điền đáy và ổn định tần số của TĐTN Bác Ái;

+ Đề xuất Chiến lược vận hành phối hợp (COS) BESS – TĐTN, khai thác khả năng đáp ứng nhanh của BESS và khả năng lưu trữ lớn, dài hạn của TĐTN để giảm quá tải đường dây, tối ưu phân bổ công suất, hạn chế cắt giảm công suất NLTT và nâng cao ổn định tần số.

3. Phương pháp nghiên cứu

- Nghiên cứu tài liệu; thu thập và xử lý dữ liệu vận hành hệ thống điện Việt Nam, dữ liệu nguồn – tải và công suất phát của các nhà máy điện mặt trời, điện gió;
- Nghiên cứu lý thuyết kết hợp mô phỏng miền thời gian trên DIgSILENT PowerFactory; tối ưu đa mục tiêu bằng thuật toán Di truyền (GA) với công cụ PDPAT II;
- Kiểm chứng trên lưới điện IEEE 39-Bus đã sửa đổi và lưới điện thực tế Việt Nam (hệ thống 500/220 kV khu vực Tây Nguyên, khu vực Ninh Thuận có TĐTN Bác Ái); so sánh với mô hình CBEST và trường hợp không có thiết bị tích trữ.

4. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- *Đối tượng nghiên cứu:* Các nhà máy điện NLTT (mặt trời, gió…), BESS, Thủy điện tích năng, hệ thống điện Việt Nam.
- *Phạm vi nghiên cứu:* Trọng tâm là ổn định tần số của hệ thống điện có tỷ trọng NLTT cao (độ lệch tần số, RoCoF, tần số cực trị và quá trình phục hồi tần số) và các giải pháp điều khiển BESS, TĐTN khi vận hành riêng lẻ và phối hợp. Ngoài ra, luận án xem xét ổn định động của TĐTN khi ngắn mạch trên lưới 500kV và khả năng giảm quá tải các đường dây liên kết; không xét ổn định góc rotor khi có nhiễu loạn nhỏ (ổn định tín hiệu nhỏ, bao gồm các dạng dao động điện cơ cục bộ và giữa các vùng), ổn định điện áp dài hạn và bài toán tối ưu vị trí, dung lượng BESS.

5. Đóng góp mới của Luận án

- Về mặt lý thuyết:

+ Phát triển phương pháp điều khiển BESS với các vòng điều khiển nối tầng, giảm RoCoF trung bình khoảng 23 – 52% và cải thiện tần số cực trị so với khi không có BESS;

+ Xây dựng mô hình tối ưu đa mục tiêu di truyền, chứng minh vai trò vượt trội của thủy điện tích năng (TĐTN) trong ổn định tần số, so với các mô hình nhiệt điện/LNG kết hợp NLTT trước đây;

+ Đề xuất chiến lược vận hành phối hợp giữa TĐTN và BESS nhằm tối ưu biểu đồ phụ tải và nâng cao ổn định tần số của hệ thống,

giúp xác định vai trò phối hợp của từng nguồn trong các chế độ vận hành khác nhau nhằm nâng cao hiệu quả khai thác nguồn NLTT.

- Về phương pháp:

+ Áp dụng thuật toán điều khiển BESS mới, vượt trội hơn so với CBEST trong ổn định tần số và kiểm soát công suất liên miền;

+ Tối ưu đồng thời Chi phí vận hành – Phát thải môi trường – Tổn thất năng lượng thấp nhất;

+ Phối hợp TĐTN–BESS, vừa khắc phục hạn chế riêng lẻ, vừa tạo hiệu quả cộng hưởng cho điều tần sơ cấp, vận hành dài hạn, và đảm bảo độ tin cậy hệ thống.

- Về thực tiễn:

+ Giải pháp BESS áp dụng trực tiếp cho hệ thống NLTT cao;

+ Xây dựng bộ hướng dẫn và cơ sở dữ liệu phục vụ tư vấn, thiết kế và truyền tải điện trong điều kiện tỷ trọng NLTT lớn;

+ Hỗ trợ quy hoạch và vận hành hệ thống điện;

- Về tri thức khoa học:

+ Làm rõ vai trò đồng thời của điện áp, P và Q trong điều khiển BESS (khác với CBEST chỉ tập trung SOC và Q);

+ Chứng minh tính bổ trợ BESS – TĐTN;

+ Đặt nền tảng cho nghiên cứu và ứng dụng tiếp theo.

6. Bố cục của Luận án

Bố cục Luận án gồm có: phần mở đầu, 4 chương nội dung, phần kết luận, danh mục các công trình công bố.

Chương 1: Tổng quan về vấn đề tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện.

Chương 2: Xây dựng mô hình điều khiển BESS trong việc nâng cao ổn định tần số với nguồn NLTT lớn.

Chương 3: Nghiên cứu hệ thống điều khiển và chiến lược phát công suất cho nhà máy Thủy điện tích năng nhằm nâng cao ổn định hệ thống điện với nguồn NLTT lớn.

Chương 4: Ứng dụng các giải pháp và mô hình điều khiển của thiết bị tích trữ điện năng nhằm nâng cao ổn định hệ thống điện.

Phần nội dung cuối cùng là KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ sẽ tổng hợp các kết quả thu được của Luận án, đồng thời đưa ra các kiến nghị và đề xuất về hướng nghiên cứu, mở rộng nội dung liên quan đến kết quả của Luận án trong thời gian tiếp theo.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ VẤN ĐỀ TÍCH HỢP CÁC NGUỒN NLTT VÀO HỆ THỐNG ĐIỆN

1.1. Giới thiệu Chương

1.2. Các thách thức về tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện

1.2.1. Ảnh hưởng đến đáp ứng tần số của hệ thống

1.2.1.1. Quán tính

Việc tích hợp nhiều nguồn NLTT làm suy giảm quán tính và khả năng giảm chấn của hệ thống điện, khiến tần số dễ dao động và mất ổn định. Giải pháp là sử dụng quán tính ảo để hỗ trợ ổn định tần số.

1.2.1.2. Đáp ứng điều tần sơ cấp

Sự gia tăng các nguồn IBR làm giảm khả năng đáp ứng tần số tự nhiên, khiến việc đảm bảo ổn định tần số trở nên cấp thiết.

1.2.2. Sự nhiễu loạn trên lưới điện

Tích hợp NLTT gây dao động điện áp tại Điểm đấu nối chung (PCC) do đặc tính biến thiên và ngẫu nhiên, làm suy giảm chất lượng điện năng và ảnh hưởng đến thiết bị.

1.3. Đánh giá tổng quan về các thiết bị tích trữ điện năng trong hệ thống điện

1.3.1. Hiện trạng và xu hướng các công nghệ tích trữ năng lượng

1.3.1.1. Các công nghệ tích trữ năng lượng đang được sử dụng

Các công nghệ tích trữ năng lượng hiện nay rất đa dạng: TĐTN có dung lượng lớn, chi phí thấp nhưng phụ thuộc địa hình; BESS linh hoạt nhưng còn hạn chế về chi phí và vật liệu; Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng trọng trường (GES) và Hệ thống tích trữ năng lượng bằng khí nén (CAES) là các giải pháp thay thế cho lưu trữ quy mô lớn; Bánh đà phù hợp lưu trữ ngắn hạn với hiệu suất cao; Hydro xanh có tiềm năng dài hạn nhưng vẫn đang ở giai đoạn phát triển và chi phí cao.

1.3.1.2. Xu hướng phát triển của các công nghệ tích trữ năng lượng

TĐTN vẫn giữ vai trò chủ đạo trong ngắn hạn, trong khi BESS phát triển mạnh với các công nghệ pin mới. CAES và bánh đà mở rộng ứng dụng trong các lĩnh vực đặc thù. Các công nghệ mới như pin thể rắn và hydro xanh được kỳ vọng cải thiện hiệu suất và an toàn. TĐTN

và BESS là hai công nghệ lưu trữ năng lượng chủ đạo, kết hợp ưu điểm về khả năng đáp ứng nhanh, lưu trữ quy mô lớn và vận hành kinh tế, góp phần nâng cao khả năng tích hợp nguồn NLTT.

1.3.1.3. Tình hình phát triển các dự án TĐTN và BESS tại ASEAN và trên thế giới

Các nước ASEAN như Thái Lan, Philippines, Indonesia và Lào đang phát triển mạnh TĐTN và BESS nhằm hỗ trợ tích hợp NLTT và nâng cao ổn định hệ thống điện. Thái Lan nổi bật về TĐTN, Philippines dẫn đầu về BESS thương mại, trong khi Indonesia và Lào đẩy mạnh vai trò lưu trữ và điều tiết năng lượng khu vực.

Trung Quốc, Hoa Kỳ, EU, Úc và Nhật Bản đều đẩy mạnh phát triển TĐTN và BESS nhằm hỗ trợ tích hợp NLTT, nâng cao ổn định hệ thống điện và thực hiện mục tiêu trung hòa carbon. Nhìn chung, TĐTN vẫn giữ vai trò lưu trữ quy mô lớn, còn BESS phát triển nhanh nhờ tính linh hoạt và khả năng đáp ứng nhanh.

1.3.2. Thủy điện tích năng – BESS: Giải pháp tích hợp toàn diện cho lưới điện Việt Nam

Sự kết hợp của cả hai mang tính bổ trợ cao: TĐTN đảm nhiệm lưu trữ dài hạn, BESS phản ứng nhanh ngắn hạn, giúp bao phủ toàn bộ dải điều chỉnh tần số. Đây là giải pháp khả thi nhất so với các công nghệ khác trong điều kiện Việt Nam, vừa tối ưu chi phí vừa đảm bảo hiệu quả vận hành. Đặc biệt, với đặc thù NLTT biến động mạnh tại Nam Trung Bộ và Tây Nguyên. Đây là định hướng chính của Luận án.

1.4. Tổng quan các công trình nghiên cứu về tích hợp các nguồn NLTT với tỷ trọng lớn vào hệ thống điện

1.4.1. Trong nước

Nghiên cứu NLTT tại Việt Nam chủ yếu dừng ở đánh giá tiềm năng hoặc thử nghiệm nhỏ, chưa có giải pháp kỹ thuật toàn diện về quy mô, lưu trữ, bố trí và chiến lược điều khiển, đặc biệt còn thiếu các nghiên cứu tối ưu vận hành hệ thống lưu trữ.

1.4.2. Trên thế giới

Nhiều nghiên cứu đã phát triển thuật toán điều khiển và mô hình

tích hợp NLTT với các hệ lưu trữ, nhưng chủ yếu tập trung vào từng công nghệ riêng lẻ. Trong thực tế, TĐTN và BESS là hai giải pháp khả thi nhất, tuy nhiên các nghiên cứu kết hợp đồng thời hai công nghệ này còn hạn chế và thiếu phân tích kỹ thuật chi tiết.

1.4.3. Nhận xét

NLTT có tính biến động cao, gây ảnh hưởng đến ổn định hệ thống; khi tỷ trọng tăng mạnh theo mục tiêu Net Zero, nguy cơ mất ổn định càng lớn. Giải pháp hiệu quả là tích hợp hệ thống lưu trữ, trong đó mô hình phối hợp TĐTN – BESS nổi bật về khả năng điều tần và cân bằng công suất.

Luận án tập trung phân tích điều khiển riêng lẻ và đề xuất thuật toán phối hợp tối ưu nhằm nâng cao ổn định hệ thống điện.

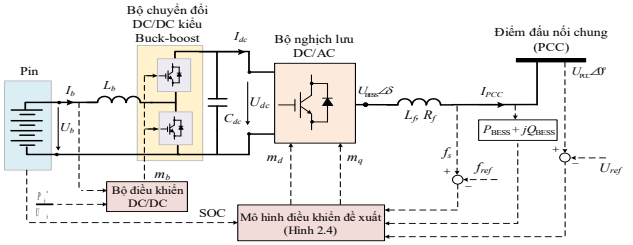
1.5. Kết luận Chương

CHƯƠNG 2: XÂY DỰNG MÔ HÌNH ĐIỀU KHIỂN BESS TRONG VIỆC NÂNG CAO ỔN ĐỊNH TẦN SỐ VỚI NGUỒN NLTT LỚN

2.1. Giới thiệu Chương

2.2. Xây dựng bài toán

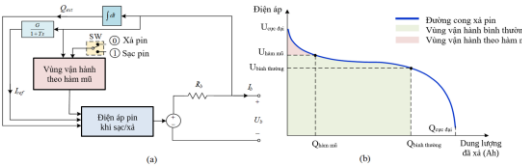
Hiệu quả của BESS phụ thuộc vào chiến lược điều khiển: bộ điều khiển phối hợp bộ DC/DC và bộ nghịch lưu DC/AC điều tiết công suất P – Q tại PCC theo tín hiệu tần số, điện áp và xác định chế độ nạp – xả.



Hình 2.1. Mô hình phản hồi tần số của BESS

2.2.1. Hệ thống pin

Hệ thống pin gồm các mô-đun pin Lithium-Ion và thiết bị phụ trợ, kết nối với lưới để thực hiện nạp – xả theo điều khiển. Nguồn DC từ pin được điều chỉnh qua bộ DC/DC trước khi chuyển đổi sang AC.



Hình 2.2. Mô hình pin: (a) Tính phi tuyến và (b) Đường cong xả điển hình

2.2.2. Bộ chuyển đổi DC/DC

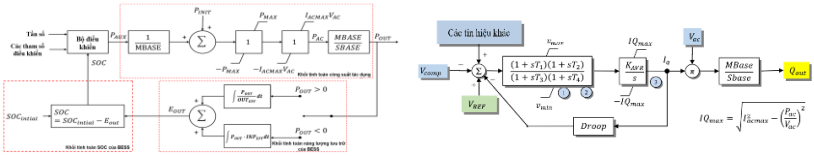
Bộ DC/DC buck-boost là bộ biến đổi hai chiều, giúp điều chỉnh điện áp theo SOC và điều khiển chế độ nạp (buck) – xả (boost) bằng điều khiển dòng.

Mô hình CBEST thường được dùng do đơn giản, nhưng có hạn chế về độ chính xác khi xét đến phi tuyến và tổn hao, nên cần được phân tích và cải tiến.

2.3. Mô hình CBEST

2.3.1. Đặc điểm của mô hình

2.3.2. Cấu trúc mô hình CBEST



a/ Điều khiển SOC của BESS *b/ Điều khiển công suất phản kháng*

Hình 2.3. Mô phỏng BESS thông qua mô hình CBEST

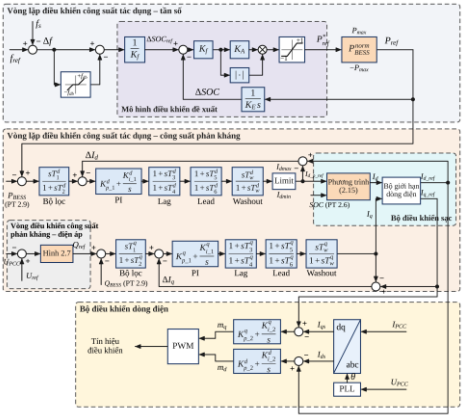
2.3.2.1. Điều khiển SOC của BESS

Sơ đồ "Điều khiển SOC của BESS" gồm: Khối tính toán công suất tác dụng; Khối tính toán năng lượng lưu trữ của BESS và Khối tính toán SOC của BESS.

2.3.2.2. Điều khiển Công suất phản kháng

Vai trò của khối là điều chỉnh công suất phản kháng nhằm hỗ trợ điện áp cho hệ thống.

2.4. Mô hình điều khiển hệ thống BESS



Hình 2.4. Kỹ thuật điều khiển được đề xuất cho BESS

Chiến lược điều khiển BESS sử dụng các vòng điều khiển trong – ngoài để tạo tín hiệu PWM cho bộ nghịch lưu. Trong đó, công suất tác dụng (trục d) dùng để ổn định tần số, còn công suất phản kháng (trục q) dùng để điều chỉnh điện áp.

Cấu trúc tổng thể của Bộ điều khiển được chia thành các phần:

- Vòng lặp điều khiển Công suất tác dụng – Tần số;
- Vòng lặp điều khiển Công suất tác dụng – Công suất phản kháng;
- Vòng điều khiển Công suất phản kháng – Điện áp;
- Bộ điều khiển dòng điện.

2.4.1. So sánh phương pháp Điều khiển độ sụt giảm phi tuyến thích ứng (mô hình đề xuất) với phương pháp Droop Control truyền thống

Bảng 2.1. Sự khác nhau của Mô hình đề xuất và mô hình Droop Control truyền thống

Tiêu chí	Mô hình đề xuất	Droop Control truyền thống
Độ vọt lố	Thấp: hệ số thích ứng theo SOC và mức sai lệch	Cao: hệ số cố định, dễ phản ứng quá mức
Thời gian xác lập	Ngắn: khâu Lead/Lag và Washout dập tắt nhanh dao động	Dài: thiếu các khâu hiệu chỉnh động học
Sai số xác lập	Không triệt tiêu (có chủ đích): BESS chỉ đáp ứng trong quá trình quá độ, sai lệch xác lập do AGC đảm nhận, hạn chế tiêu hao SOC	Tồn tại sai số tĩnh; BESS duy trì công suất theo độ lệch tần số, tiêu hao SOC liên tục
Khả năng thích nghi	Cao: đặc tính điều khiển tự thay đổi theo SOC, bảo vệ BESS	Thấp: không xét giới hạn SOC, dễ sạc/xả quá mức

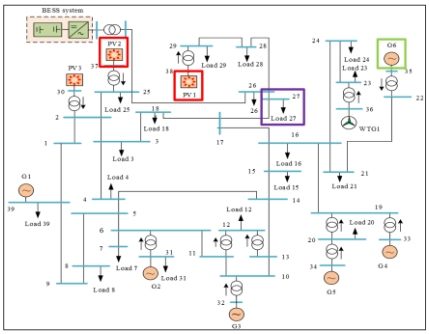
2.4.2. So sánh mô hình đề xuất với mô hình CBEST

Bảng 2.2. Sự khác nhau của mô hình đề xuất và mô hình CBEST

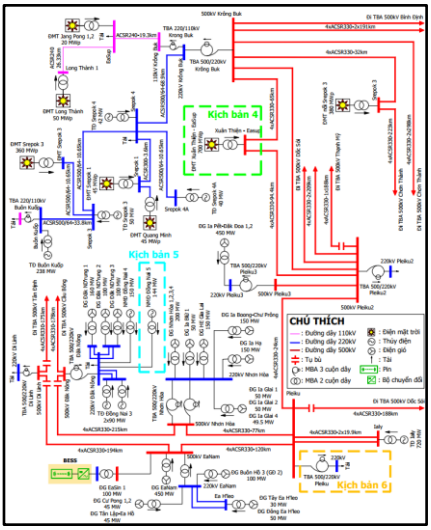
Tiêu chí	Mô hình đề xuất	Mô hình CBEST
Mức độ chi tiết	Mô phỏng đầy đủ cấu trúc và điều khiển đa tầng	Chỉ gồm các khối chức năng mức cao
Ưu điểm	Ba vòng P-f, Q-U, P-Q và vòng dòng điện; droop phi tuyến có phản hồi SOC	Cấu trúc gọn, tính toán nhẹ, dễ tích hợp lưới lớn
Nhược điểm	Nhiều tham số, khó tối ưu và phân tích ổn định	Không phản ánh quá độ nhanh do thiếu vòng dòng điện, điều chế
Điều khiển P-f	Droop thích nghi theo sai lệch tần số và SOC	Logic cộng/trừ công suất cố định
Điều khiển Q-U	Lead-Lag và Washout, dập tắt dao động nhanh	Bộ lọc thông thấp, đáp ứng chậm
Vai trò của SOC	Tham gia trực tiếp vòng công suất tác dụng	Chỉ là biến trạng thái năng lượng
Kiểm soát dòng điện	Vòng dòng nội tầng, giới hạn dòng tức thời	Gián tiếp qua giới hạn P-Q
Phạm vi ứng dụng	Nghiên cứu, mô phỏng chính xác, ứng dụng thực tế	Mô phỏng sơ bộ, đánh giá nhanh

2.5. Kết quả tính toán

2.5.1. Mô hình tính toán



Hình 2.5. Hệ thống IEEE 39-Bus được sửa đổi, kết nối các nhà máy điện gió, mặt trời và BESS



Hình 2.6. Hệ thống điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên

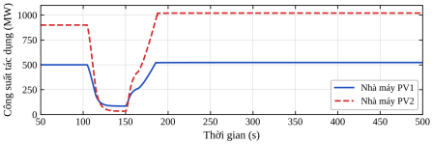
Nghiên cứu sử dụng hai hệ thống gồm IEEE 39-bus tích hợp nguồn NLTT và hệ thống 500/220kV Tây Nguyên với tỷ lệ NLTT cao để đánh giá hiệu quả điều khiển BESS. Các mô hình được xây dựng trên DIgSILENT PowerFactory 2022, trong đó BESS được phát triển từ thư viện có sẵn, tập trung phân tích chiến lược điều khiển, vận hành.

2.5.2. Trường hợp 1: Hệ thống IEEE 39-Bus đã được sửa đổi

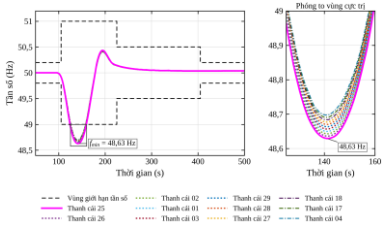
- Kịch bản 1: Mây che làm công suất hai nhà máy PV1, PV2 giảm khoảng 1.250 MW trong 20 giây;

- Kịch bản 2: Tổ máy phát G6 (650 MW) gặp sự cố và bị tách khỏi hệ thống;
- Kịch bản 3: Phụ tải số 27 (281 MW) gặp sự cố và bị tách khỏi hệ thống.

2.5.2.1. Kịch bản 1

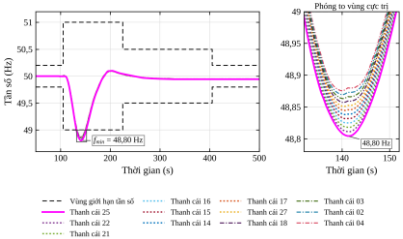


Hình 2.7. Ảnh hưởng của mây che lên công suất phát của nhà máy PV1, PV2



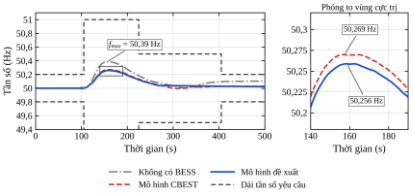
Hình 2.8. Giá trị tần số dưới tác động của mây che ảnh hưởng lên nhà máy điện mặt trời PV1 và PV2

2.5.2.2. Kịch bản 2



Hình 2.9. Giá trị tần số khi tách lưới tổ máy G6, không sử dụng BESS

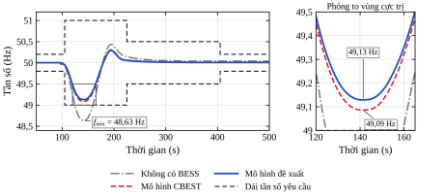
2.5.2.3. Kịch bản 3



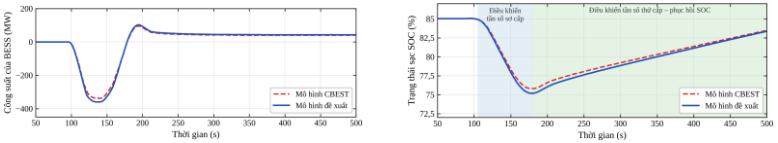
Hình 2.10. Giá trị tần số khi mất phụ tải số 27, không sử dụng BESS

2.5.2.4. Kết quả tính toán

a/ Kịch bản 1:



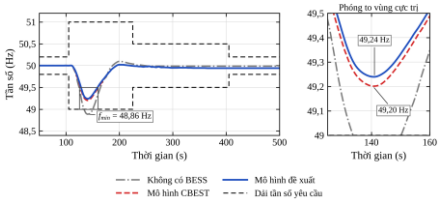
Hình 2.11. Giá trị tần số tại thanh cái 25 – Kịch bản 1



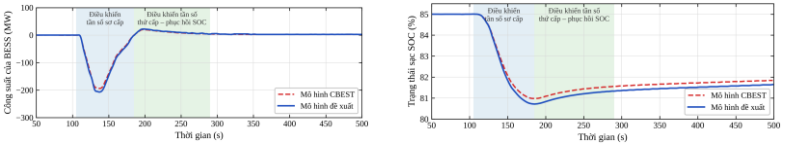
(a) Công suất phát của BESS *(b) Trạng thái sạc của BESS*

Hình 2.12. Đáp ứng tần số của BESS – Kịch bản 1

b/ Kịch bản 2:



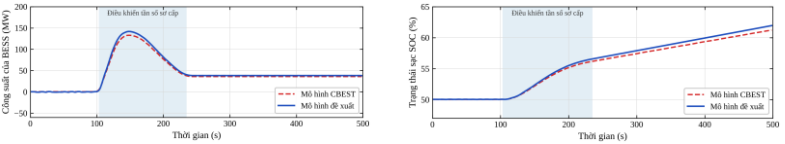
Hình 2.13. Giá trị tần số tại thanh cái 25 – Kịch bản 2



(a) Công suất phát của BESS *(b) Trạng thái sạc của BESS*

Hình 2.14. Đáp ứng tần số của BESS – Kịch bản 2

c/ Kịch bản 3:



(a) Công suất phát của BESS *(b) Trạng thái sạc của BESS*

Hình 2.15. Đáp ứng tần số của BESS – Kịch bản 3

Bảng 2.3. Tần số cực trị và RoCoF trung bình so với khi không có BESS

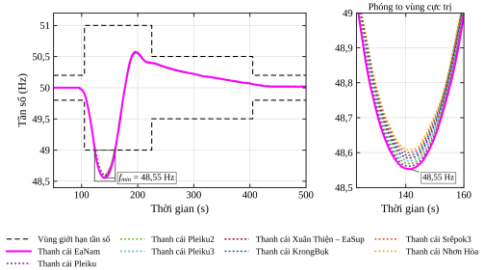
Kịch bản	f_{min}/f_{max} không BESS (Hz)	f_{min}/f_{max} CBEST (Hz)	f_{min}/f_{max} đề xuất (Hz)	Giảm RoCoF – CBEST	Giảm RoCoF – đề xuất
IEEE 39-Bus – KB 1	48,63	49,09	49,13	26%	30%
IEEE 39-Bus – KB 2	48,86	49,20	49,24	23%	26%
IEEE 39-Bus – KB 3	50,39	50,269	50,256	29%	23%
Tây Nguyên – KB 4	48,55	49,03	49,07	31%	30%
Tây Nguyên – KB 5	48,79	49,143	49,183	26%	31%
Tây Nguyên – KB 6	50,40	50,271	50,258	49%	52%

2.5.3. Trường hợp 2: Hệ thống điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên

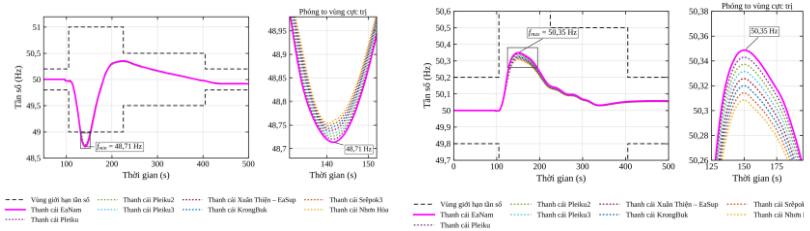
Áp dụng mô hình trên lưới điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên:

- Kịch bản 4: Mây che đồng thời ĐMT Xuân Thiện – Ea Súp (700 MWp) và Srepok 3 (360 MWp);
- Kịch bản 5: Tổ máy phát điện của nhà máy điện Đồng Nai (144 MW) gặp sự cố và bị tách khỏi hệ thống điện;
- Kịch bản 6: Máy biến áp 500/220kV Pleiku gặp sự cố và bị tách khỏi hệ thống.

2.5.3.1. Kết quả tính toán

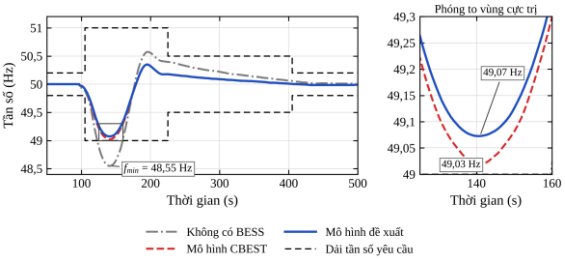


(a) Kịch bản 4

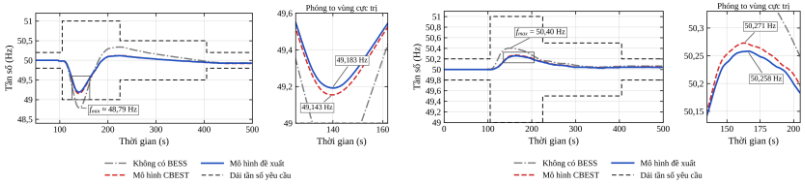


(b) Kịch bản 5 *(c) Kịch bản 6*

Hình 2.16. Đáp ứng tần số tại một số thanh cái của hệ thống được khảo sát



(a) Kịch bản 4



(b) Kịch bản 5 *(c) Kịch bản 6*

Hình 2.17. Đáp ứng tần số tại thanh cái EaNam khi sử dụng BESS

2.6. Kết luận Chương

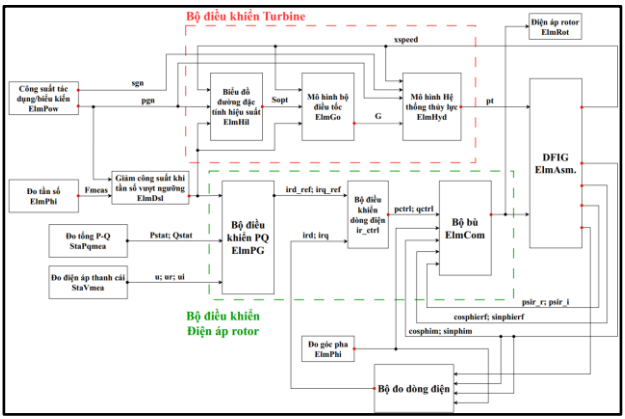
CHƯƠNG 3: NGHIÊN CỨU HỆ THỐNG ĐIỀU KHIỂN VÀ CHIẾN LƯỢC PHÁT CÔNG SUẤT CHO NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN TÍCH NĂNG NHẰM NÂNG CAO ỔN ĐỊNH HỆ THỐNG ĐIỆN VỚI NGUỒN NLTT LỚN

3.1. Giới thiệu Chương

3.2. Mô hình điều khiển tối ưu nhà máy TĐTN

3.2.1. Xây dựng mô hình điều khiển nhà máy TĐTN tốc độ thay đổi

Luận án lựa chọn và xây dựng mô hình điều khiển nhà máy TĐTN tốc độ thay đổi (VS-PSHP).



Hình 3.1. Sơ đồ mô hình điều khiển VS-PSHP

3.2.2. Vận hành tối ưu đa mục tiêu bằng thuật toán Di truyền

Sau khi đã có mô hình điều khiển, Luận án tiến hành xây dựng Thuật toán Tối ưu đa mục tiêu Di truyền nhằm tìm kiếm công suất vận hành phù hợp cho nhà máy TĐTN Bác Ái thông qua 03 mục tiêu tối ưu: (1) Tối ưu chi phí nhiên liệu; (2) Giảm phát thải CO_2; (3) Giảm tổn thất năng lượng.

3.2.2.1. Cơ sở lựa chọn thuật toán Tối ưu đa mục tiêu di truyền

Giải thuật di truyền được lựa chọn vì phù hợp với bài toán tối ưu phi tuyến, đa mục tiêu và nhiều ràng buộc phức tạp. Thuật toán có khả năng tìm kiếm nghiệm toàn cục tốt hơn và hạn chế hội tụ cục bộ trong hệ thống tích hợp nhiều nguồn NLTT và TĐTN so với các thuật toán truyền thống.

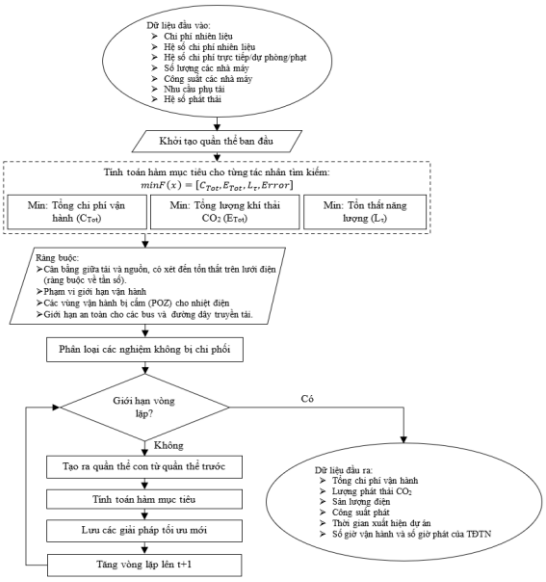
3.2.2.2. Vận hành tối ưu nhà máy TĐTN

a) Bài toán tối ưu đa mục tiêu với thuật toán Di truyền:

Bài toán được xây dựng dưới dạng tối ưu đa mục tiêu, trong đó các nghiệm khả thi được đánh giá theo nhiều tiêu chí đồng thời và xác định tập nghiệm Pareto tối ưu. Thuật toán di truyền được sử dụng để tìm nghiệm tối ưu thông qua các bước chọn lọc, lai ghép và đột biến, giúp cải thiện dần chất lượng nghiệm và tiến tới tập Pareto tối ưu. Các nghiệm được phân loại thành nghiệm bị chi phối và không bị chi phối; tập nghiệm không bị chi phối tạo thành Pareto front, phản ánh mối quan hệ đánh đổi giữa các mục tiêu tối ưu. Hai toán tử chính của GA gồm lai ghép (kết hợp nghiệm cha mẹ) và đột biến (tạo biến đổi ngẫu nhiên), giúp mở rộng không gian tìm kiếm và tránh tối ưu cục bộ. Thuật toán GA đa mục tiêu có ưu thế so với các phương pháp truyền thống nhờ khả năng xử lý ràng buộc phức tạp, tránh tối ưu cục bộ và nâng cao khả năng tìm nghiệm tối ưu toàn cục.

b) Mô hình thuật toán và Phương pháp luận:

❖ <u>*Mô hình thuật toán:*</u>



Hình 3.2. Lưu đồ bài toán Tối ưu đa mục tiêu của Thủy điện tích năng

❖ *Phương pháp luận:*

Phương pháp mô phỏng kịch bản được sử dụng để phân tích cân bằng cung – cầu, biến động phụ tải, tiến độ nguồn và chi phí nhiên liệu. Hệ thống được chia thành 6 miền liên kết qua lưới 500/220 kV. Sau khi lựa chọn phương án có TĐTN, quá trình vận hành được mô phỏng theo thời gian thực, cho các kết quả về công suất, sản lượng, thời điểm huy động và chế độ bơm – phát.

❖ *Các kịch bản tính toán:*

Luận án so sánh 3 phương án: PA1 – không có TĐTN, dùng nhiệt điện than và LNG hiện hữu; PA2 – có TĐTN Bác Ái (1.200 MW); PA3 – nhà máy LNG mới cùng quy mô. TCO là giá trị hiện tại của chi phí hằng năm trong 20 năm (2026 – 2045): $TCO_i = \Sigma\ Z_{i,t}/(1+r)^t$, với $Z_{i,t} = CAPEX_i \cdot CRF_i + OPEX_i + C_{CO2,i} + C_{fuel,i,t}$; r = 10%/năm (theo Thông tư 12/2025/TT-BCT); Điện năng thay thế $E_{tt} \approx 1.181$ GWh/năm.

c) Quy trình thực hiện lưu đồ thuật toán:

Hàm mục tiêu tối ưu được xây dựng như sau:

$$minF(x) = [C_{Tot}, E_{Tot}, L_\tau, Error]$$

$$C_{Tot} = \sum_{i=1}^{N_g} \left(a_i \cdot {P_i}^2 + b_i \cdot P_i + c_i\right)$$

$$E_{Tot} = \sum_{j=1}^{N_g} \left(\frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}}\right) \cdot {EG_j}^{N_g} \qquad (3.1)$$

$$L_\tau = \sum_{i=1}^{N_g} P_i + P_{PSHP} - P_{Load}$$

$$Error = \omega_1|\Delta f| + \omega_2|\Delta U| + \omega_1|\Delta P_{PSHP}|$$

Trong đó: $F(x)$ là Hàm đa mục tiêu; C_{Tot} là Hàm Tổng chi phí vận hành; E_{Tot} là Hàm Tổng lượng khí thải CO_2; L_τ là Hàm Tổn thất vận hành; $Error$ là Hàm Sai số vận hành.

3.3. Kết quả tính toán

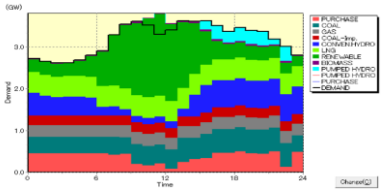
3.3.1. Kết quả tính toán vận hành hiệu quả kinh tế

Mục tiêu "Giảm thiểu tổng chi phí vận hành (C_{Tot})".

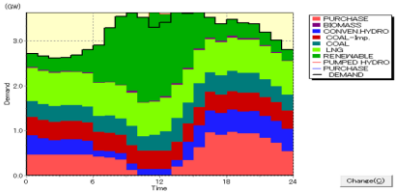
3.3.1.1. Đánh giá hiệu quả kinh tế giữa ba phương án

Bảng 3.1. Các thành phần chi phí và TCO của ba phương án (r = 10%)

Thành phần	PA1	PA2	PA3
CAPEX (triệu USD)	0	1.044	744
Đời sống kinh tế (năm)	–	40	25
CAPEX·CRF (triệu USD/năm)	0,0	106,8	82,0
OPEX (triệu USD/năm)	50,9	10,4	27,8
C_{CO2} (triệu USD/năm)	16,0	0,0	8,0
Chi phí cố định (triệu USD/năm)	66,9	117,2	117,8
Hiện giá chi phí cố định 20 năm (triệu USD)	569	998	1.003
Hiện giá chi phí nhiên liệu 20 năm (triệu USD)	145.682	145.436	148.344
TCO (triệu USD)	146.251	146.433	149.347



a/ Biểu đồ vận hành tháng 5 – 2027 (P_{max}) – Có TĐTN



b/ Biểu đồ vận hành tháng 5 – 2027 (P_{max}) – Không có TĐTN

Hình 3.3. Biểu đồ vận hành trong ngày phụ tải đỉnh tháng 5 – 2027 (P_{max})

3.3.1.2. Đánh giá ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu tới các phương án:

Bảng 3.2. Ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu r đến chênh lệch TCO (triệu USD)

r (%/năm)	$TCO_{PA1} - TCO_{PA2}$	$TCO_{PA3} - TCO_{PA2}$	Phương án có TCO thấp nhất
6	199	4.309	PA2
7	86	3.891	PA2
7,84 (hòa vốn)	**0**	**3.577**	**PA1 = PA2**
8	−15	3.523	PA1
9	−104	3.199	PA1
10 (cơ sở)	−182	2.913	PA1
11	−252	2.661	PA1
12	−313	2.436	PA1

Bảng 3.3. Cân bằng điện năng khu vực Nam Trung Bộ năm 2027 (Kết quả cho 03 Kịch bản tính toán)

Tháng		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Tổng (GWh)	Công suất đặt (MW)
Nhu cầu		1.515	1.272	1.628	2.108	2.223	2.243	2.219	2.213	2.078	1.652	1.559	1.593	22.302	0
Mua vào	Phương án 1	-579	-1.286	-1.701	-842	-428	-468	-587	-685	-653	-645	-721	-966	-8.152	0
	Phương án 2	-414	-1.169	-1.554	-692	-263	-361	-432	-512	-503	-500	-585	-808	-6.384	0
	Phương án 3	-414	-1.169	-1.554	-692	-263	-361	-432	-512	-503	-500	-585	-808	-6.384	0
Các nguồn NLTT		614	489	828	715	424	498	729	710	594	321	440	616	6.977	3.022
Thủy điện truyền thống		369	400	461	675	1.064	1.066	920	1.040	1.015	842	610	695	9.157	2.319
Thủy điện tích năng	Phương án 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Phương án 2	105	76	101	96	105	68	99	110	96	92	87	100	1.136	1.200
	Phương án 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas		12	386	481	300	17	17	16	16	17	15	141	138	1.556	750
Than nhập khẩu		29	24	29	41	41	41	41	41	41	32	33	31	427	3.232
Than	Phương án 1	78	364	601	233	93	71	83	87	78	71	69	74	1.901	3.600
	Phương án 2	25	326	551	185	40	37	33	32	30	25	26	24	1.333	3.600
	Phương án 3	25	326	551	185	40	37	33	32	30	25	26	24	1.333	3.600
LNG	Phương án 1	970	864	874	957	982	989	987	974	957	992	963	982	11.491	1.500
	Phương án 2	917	826	824	909	929	955	938	919	909	946	920	932	10.923	1.500
	Phương án 3	1.022	902	925	1.005	1.034	1.023	1.037	1.029	1.005	1.038	1.007	1.032	12.059	2.700
Sinh khối		22	31	54	29	30	29	30	30	29	24	24	23	358	43
Tổng sản lượng sản xuất		2.094	2.558	3.329	2.950	2.651	2.711	2.806	2.898	2.731	2.297	2.280	2.559	31.864	16.266
Bơm lên	Phương án 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Phương án 2	-165	-117	-147	-150	-164	-107	-155	-173	-151	-146	-136	-157	-1.768	0
	Phương án 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

3.3.2. Kết quả tính toán phát thải CO_2

Mục tiêu "Giảm thiểu tổng lượng CO_2 phát thải (E_{Tot})".

Bảng 3.4. Dự báo lượng phát thải CO_2 do nhà máy điện than và LNG thải ra 2026 – 2045

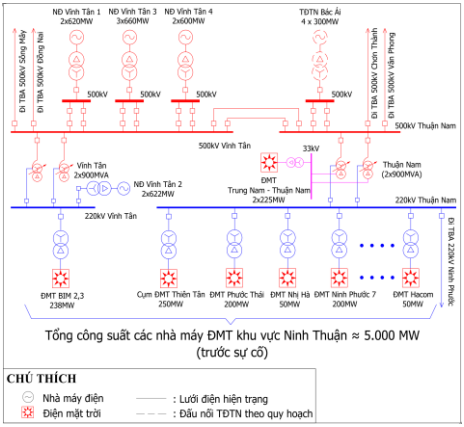
Năm	PA2 so với PA1			PA2 so với PA3	
	Than 600 MW (MWh/năm)	Khí 600 MW (MWh/năm)	CO_2 (tCO_2/năm)	Khí 1.200 MW (MWh/năm)	CO_2 (tCO_2/năm)
2026	362.000	362.000	184.388	724.000	232
2027	568.000	568.000	289.316	1.136.000	365
2028	644.500	644.500	328.282	1.289.000	414
2029	645.500	645.500	333.375	1.309.000	420
2030	687.500	687.500	350.184	1.375.000	441
2035	747.500	747.500	380.746	1.495.000	480
2040	772.500	772.500	393.480	1.545.000	496
2045	805.500	805.500	410.289	1.611.000	517

3.3.3. Kết quả tính toán tổn thất năng lượng khi vận hành nhà máy

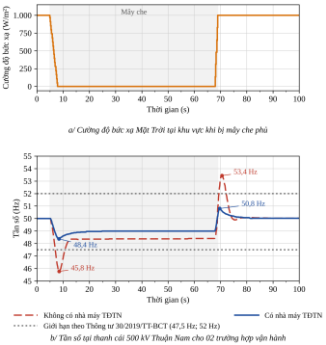
Mục tiêu "Giảm thiểu tổn thất công suất (Lτ)" được thực hiện thông qua tối ưu chế độ vận hành TĐTN. Kết quả tính toán cho thấy chế độ tối ưu gồm khoảng 9 giờ bơm và 7 giờ phát mỗi ngày, với thời gian cụ thể phụ thuộc vào mùa và mức dư thừa NLTT.

3.3.4. Áp dụng vào bài toán vận hành nhà máy nhằm ổn định tần số hệ thống

3.3.4.1. Kịch bản mây che



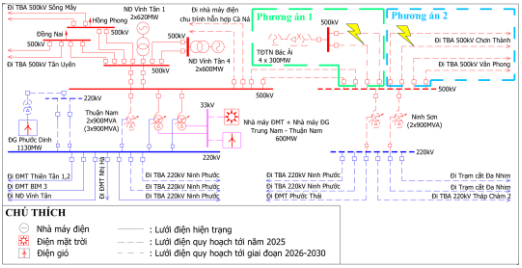
Hình 3.4. Sơ đồ rút gọn lưới điện 500-220kV khu vực Ninh Thuận



Hình 3.5. Dao động tần số tại khu vực TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố

3.3.4.2. Kịch bản sự cố

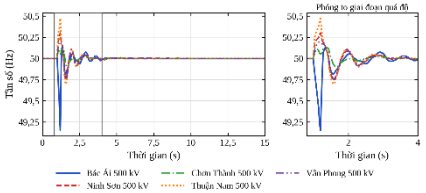
- Option 1: Sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn;
- Option 2: Sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành.



Hình 3.6. Sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn và 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành

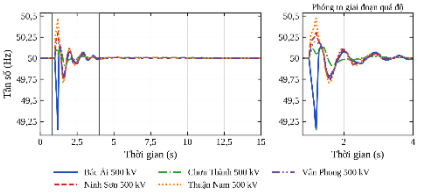
a) Chế độ bơm ban ngày:

➢ Option 01:



Hình 3.7. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

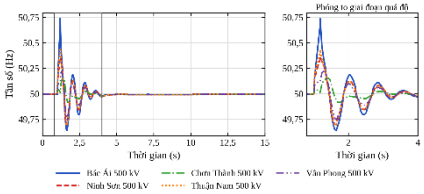
➢ Option 02:



Hình 3.8. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

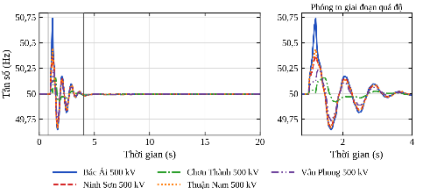
b) Chế độ phát ban đêm:

➢ Option 01:



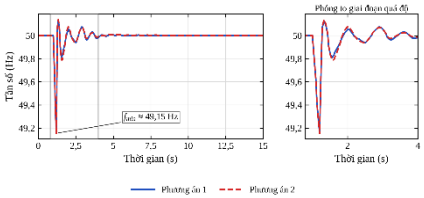
Hình 3.9. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

➢ Option 02:

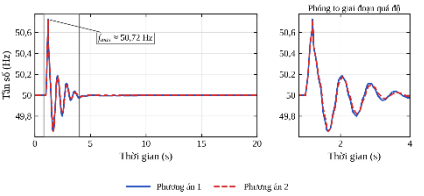


Hình 3.10. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

c) Kết luận:



Hình 3.11. Dao động tần số tại các thanh cái 500kV nhà máy TĐTN Bác Ái chế độ bơm ban ngày vào mùa mưa khi xảy ra sự cố



Hình 3.12. Dao động tần số tại các thanh cái 500kV nhà máy TĐTN Bác Ái chế độ phát ban đêm vào mùa mưa khi xảy ra sự cố

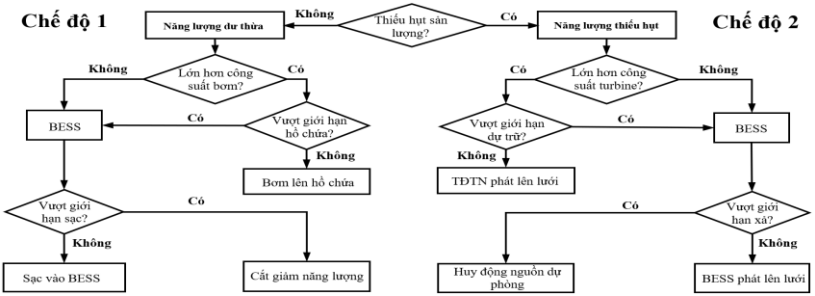
3.4. Kết luận Chương

CHƯƠNG 4: ỨNG DỤNG CÁC GIẢI PHÁP VÀ MÔ HÌNH ĐIỀU KHIỂN CỦA THIẾT BỊ TÍCH TRỮ ĐIỆN NĂNG NHẰM NÂNG CAO ỔN ĐỊNH HỆ THỐNG ĐIỆN

4.1. Giới thiệu Chương

4.2. Chiến lược vận hành phối hợp hệ thống TĐTN và BESS

4.2.1. Chiến lược vận hành phối hợp (COS)



Hình 4.1. Chiến lược vận hành phối hợp hệ thống PV–Wind–BESS–TĐTN

4.2.1.1. Chế độ 1: Các nguồn NLTT sản xuất đủ điện năng cung cấp cho tải, phần năng lượng dư thừa (E_{ex}) được chuyển vào TĐTN, BESS hoặc cả hai

Do chi phí cho tích trữ của TĐTN là rất thấp, do đó sẽ ưu tiên tích trữ năng lượng dư thừa này vào hồ chứa phía trên (Upper Reservoir – UR) theo phương trình sau:

$$E_p(t) = min\left[\rho \cdot g \cdot \mu_{psh} \cdot W_p(t) \cdot H(t); E_{ex}\right] \qquad UR_{min} < UR(t) < UR_{max} \tag{4.1}$$

Trong đó: $E_p(t)$ là Năng lượng dùng cho bơm để đưa nước lên UR trong thời gian *t*; $W_p(t)$ là Lưu lượng nước từ máy bơm (m^3/s); $H(t)$ là Độ cao cột nước của UR (m); μ_{psh} là Hiệu suất tổng của TĐTN, giả định là 80%; ρ là Khối lượng riêng của nước (kg/m^3); g là Gia tốc trọng trường (m/s^2).

Trong trường hợp hồ chứa đã đầy nhưng vẫn còn lượng E_{ex} dư thừa, hoặc do không thể bơm tiếp do hạn chế kỹ thuật của TĐTN (E_{ex} < 20% công suất định mức cho phép vận hành của turbine máy bơm), thì nó sẽ được sạc vào hệ thống BESS theo phương trình sau:

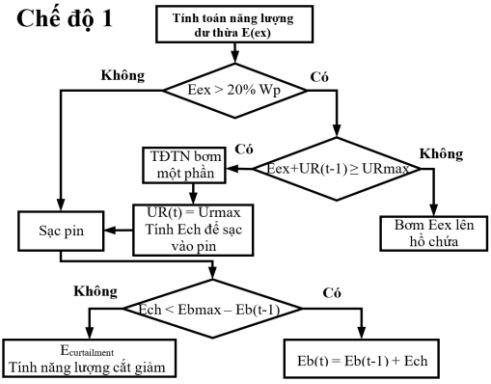
$$E_b(t) = E_b(t-1) + E_{ch}$$
$$E_{ch} = \left[E_{res}(t) - E_p(t) - \frac{Load(t)}{\eta_{inv}}\right] \cdot \eta \quad (4.2)$$
$$E_{bmin} < E_b(t) < E_{bmax}$$

Trong đó: $E_b(t)$ là Trạng thái sạc (SOC) của BESS; E_{ch} là Năng lượng được sạc vào BESS; $E_{res}(t)$ là Tổng năng lượng tạo ra bởi các nguồn NLTT; η_{inv} là Hiệu suất của bộ nghịch lưu; η là Hiệu suất của BESS; E_{bmax} là Dung lượng sạc tối đa cho phép của BESS; E_{bmin} là Dung lượng sạc tối thiểu cho phép, giả định rằng bằng $20\%E_{bmax}$.

Điều này cho phép khai thác tối đa lượng năng lượng mà các nguồn NLTT sản xuất ra cũng như giảm bớt sự lãng phí năng lượng dư thừa. Trong trường hợp TĐTN/BESS đã bão hòa nhưng vẫn còn dư công suất NLTT, hệ thống sẽ cắt giảm công suất theo phương trình:

$$E_{curtailment}(t) = E_{ex}(t) - \left[E_p^{max}(t) + E_{ch}^{max}(t)\right] \quad (4.3)$$

Trong đó: $E_{curtailment}(t)$ là Năng lượng buộc cắt giảm; $E_p^{max}(t)$ là Năng lượng đã lưu trữ tối đa của TĐTN tại thời điểm *t*; $E_{ch}^{max}(t)$ là Năng lượng đã sạc tối đa của BESS tại thời điểm *t*.



Hình 4.2. Chế độ 1: Năng lượng dư thừa được sạc vào BESS và TĐTN

4.2.1.2. Chế độ 2: Các nguồn NLTT không sản xuất đủ điện năng cung cấp cho tải

Hệ thống sẽ tính toán lượng năng lượng thiếu hụt (E_{sh}) để ra lệnh cho một trong các hệ thống tích trữ năng lượng (hoặc huy động cả hai

cùng lúc) nhằm kịp thời đáp ứng nhu cầu tải. Sau khi hệ thống đã kiểm tra khả năng đáp ứng của TĐTN và đảm bảo nó có thể bù đủ E_{sh} thì quá trình xả bắt đầu theo phương trình sau:

$$E_g(t) = min\left[\rho \cdot g \cdot \mu_{psh} \cdot W_g(t) \cdot H(t); E_{sh}\right] \quad (4.4)$$

Trong đó: $E_g(t)$ là năng lượng của nguồn NLTT phát lên lưới trong thời gian *t*; $W_g(t)$ là Lưu lượng phát từ turbine (m^3/s).

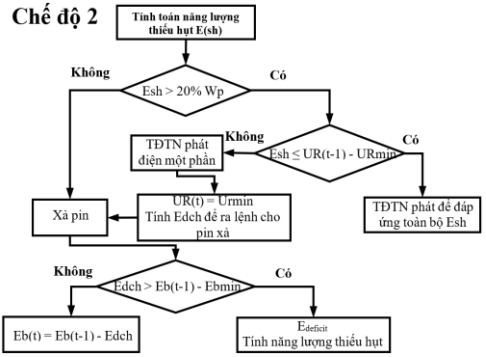
Nếu không thể bù đủ thì TĐTN sẽ chỉ phát một phần năng lượng để bù cho E_{sh} . Phần còn lại sẽ được BESS cung cấp bằng biểu thức:

$$E_b(t) = E_b(t-1) - E_{dch}$$
$$E_{dch} = \left[\frac{Load(t)}{\eta_{inv}} - E_{res}(t) - E_g(t)\right] \cdot \eta \quad (4.5)$$

Nếu TĐTN không thể đáp ứng E_{sh} do giới hạn SOC hồ chứa hoặc công suất turbine, BESS sẽ đóng vai trò dự phòng cuối cùng để bù công suất thiếu hụt. Trường hợp tổng công suất từ NLTT, TĐTN và BESS vẫn không đủ đáp ứng phụ tải, hệ thống phải thực hiện sa thải phụ tải hoặc huy động nguồn dự phòng từ lưới điện:

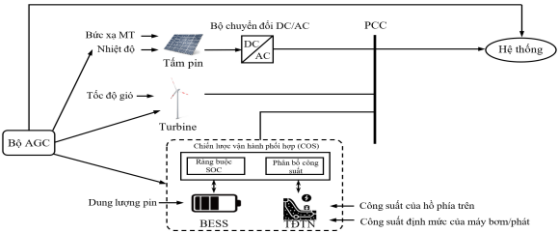
$$E_{deficit}(t) = E_{sh}(t) - \left[E_g^{max}(t) + E_{dch}^{max}(t)\right] \quad (4.6)$$

Trong đó: $E_{deficit}(t)$ là Năng lượng thiếu hụt cần được đáp ứng; $E_g^{max}(t)$ là Năng lượng phát tối đa của TĐTN tại thời điểm *t*; $E_{dch}^{max}(t)$ là Năng lượng xả tối đa của BESS tại thời điểm *t*.



Hình 4.3. Chế độ 2: Hệ thống BESS–TĐTN phát điện đáp ứng cho tải

4.2.2. Mô hình quản lý năng lượng



Hình 4.4. Sơ đồ khối hệ thống kết hợp ĐMT – ĐG – BESS – TĐTN

4.3. Mô hình và Kịch bản tính toán

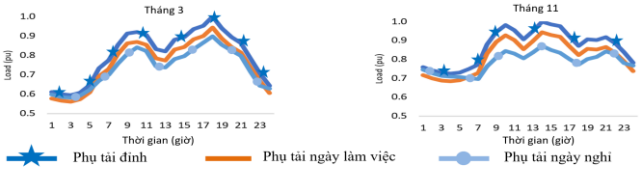
4.3.1. Mô hình tính toán

4.3.1.1. Mô hình phụ tải

Phụ tải cả nước được chia thành 06 vùng phụ tải:

Bảng 4.1. Thông số phụ tải các vùng (P_{max}) – Đơn vị: MW

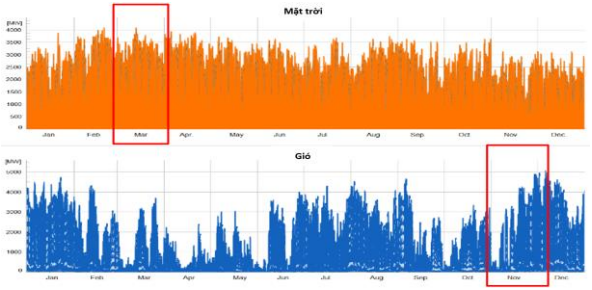
Năm	Bắc Bộ	Bắc Trung Bộ	Trung Trung Bộ	Nam Trung Bộ	Tây Nguyên	Nam Bộ
2025	25.577	3.970	3.063	3.018	1.784	24.668
2030	37.917	6.204	4.692	4.934	2.796	36.244
2035	50.618	9.073	6.362	7.095	3.812	47.972
2040	61.827	12.040	7.898	9.288	4.754	58.117
2045	70.616	14.839	9.176	11.325	5.543	65.865
2050	77.934	17.575	10.309	13.298	6.245	72.159



a. Phụ tải tháng 3 *b. Phụ tải tháng 11*

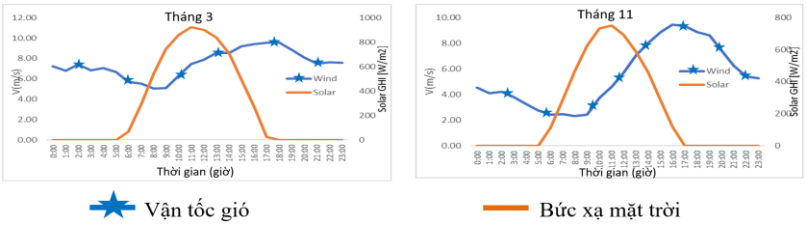
Hình 4.5. Biểu đồ phụ tải điển hình (Tính toán sử dụng dữ liệu tháng 3, 11)

4.3.1.2. Mô hình các nguồn NLTT



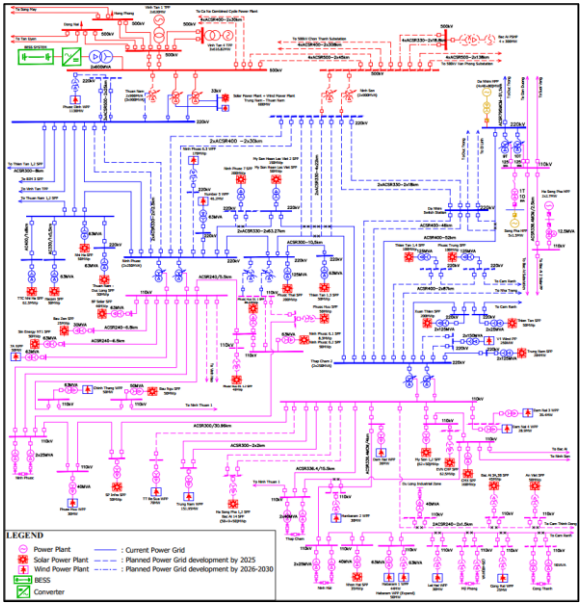
Hình 4.6. Công suất của các nguồn NLTT trong một năm

Công suất phát và sản lượng của các nguồn NLTT (khu vực dự án), với tháng 3 và 11 điển hình:

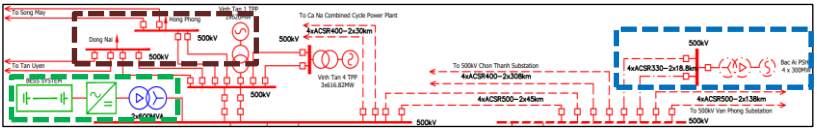


Hình 4.7. Dữ liệu tính toán các nguồn NLTT tại khu vực Ninh Thuận

4.3.1.3. Mô hình Lưới điện

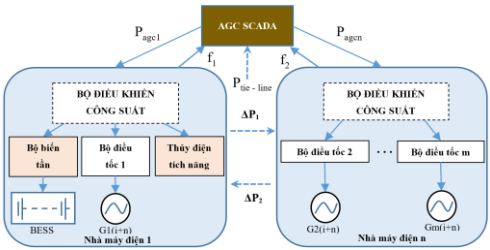


Hình 4.8. Sơ đồ lưới điện khu vực Ninh Thuận được sử dụng để mô phỏng trong DIgSILENT

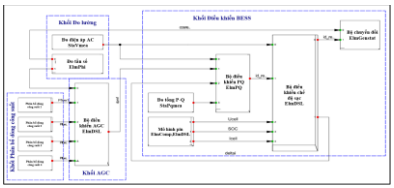


Hình 4.9. Hai đường dây 500kV được khảo sát (màu nâu), cùng với BESS (màu xanh lá) và TĐTN Bác Ái (màu xanh đậm) (Trích từ Hình 4.8)

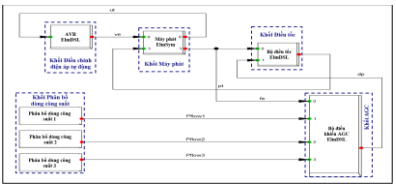
4.3.1.4. Mô hình Điều khiển tần số



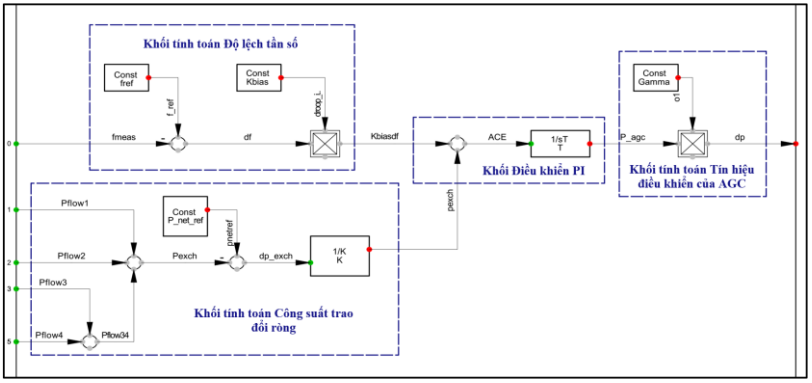
Hình 4.10. Mô hình AGC điều khiển tần số hệ thống BESS – TĐTN



Hình 4.11. Mô hình AGC cho BESS trong phần mềm DIgSILENT



Hình 4.12. Mô hình AGC TĐTN trong phần mềm DIgSILENT



Hình 4.13. Sơ đồ khối mô hình AGC trong phần mềm DIgSILENT

4.3.1.5. Mô hình Điều khiển BESS

Luận án sẽ sử dụng mô hình điều khiển hệ thống BESS, đã được trình bày ở Chương 2 của Luận án này.

4.3.1.6. Mô hình Điều khiển nhà máy TĐTN

Luận án sẽ sử dụng mô hình điều khiển TĐTN, đã được trình bày ở Chương 3 của Luận án này.

4.3.2. Kịch bản tính toán

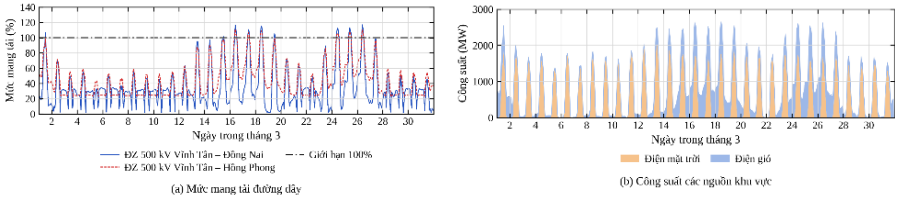
- **Kịch bản 1–Vận hành lưới điện tích hợp các nguồn NLTT:**
  - ❖ Khi không có BESS – TĐTN tham gia;
  - ❖ Khi có BESS – TĐTN tham gia;
- **Kịch bản 2–Sự cố ngắn mạch thoáng qua tại thanh cái 500kV Ninh Sơn**:
  - ❖ Khi không có sự phối hợp của BESS – TĐTN;
  - ❖ Khi có sự phối hợp của BESS – TĐTN;

4.4. Kết quả tính toán

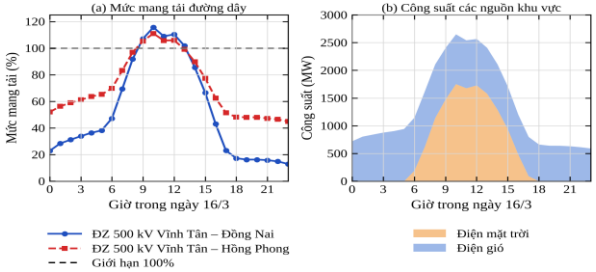
4.4.1. Vai trò phối hợp vận hành trong biểu đồ phụ tải

4.4.1.1. Kết quả tính toán cho Kịch bản 1

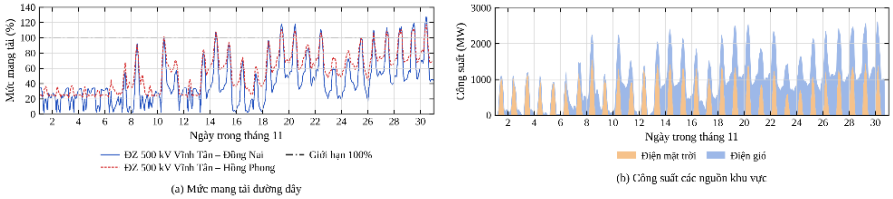
a) Khi không có BESS và TĐTN tham gia



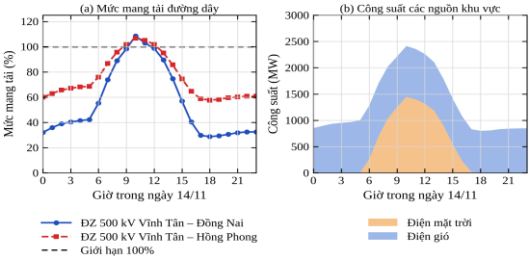
Hình 4.14. Không có BESS và TĐTN – Quá tải đường dây – Tháng 3



Hình 4.15. Mức mang tải của 02 đường dây 500kV được khảo sát –Tháng 3

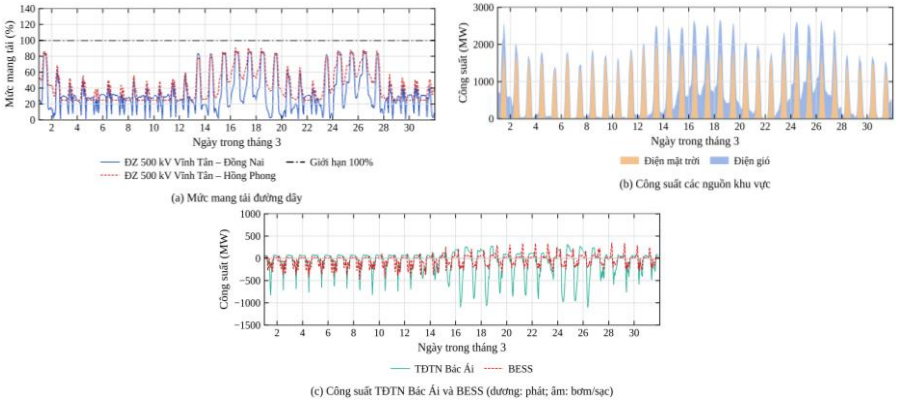


Hình 4.16. Không có BESS và TĐTN – Quá tải đường dây – Tháng 11

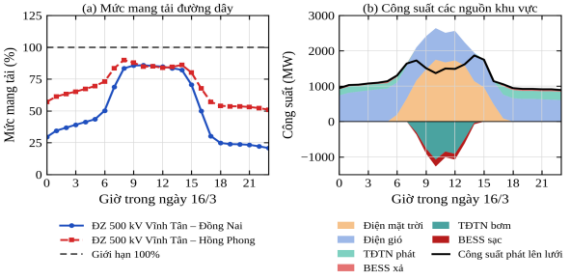


Hình 4.17. Mức mang tải của 02 đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 11

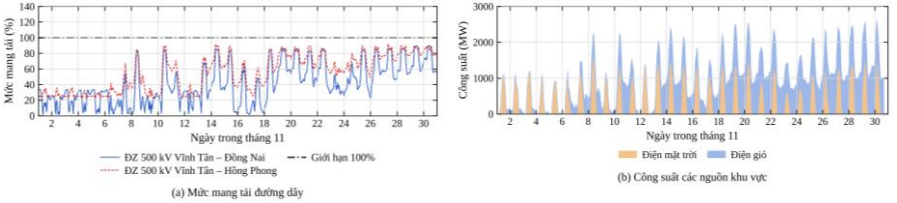
b) Khi có BESS và TĐTN tham gia

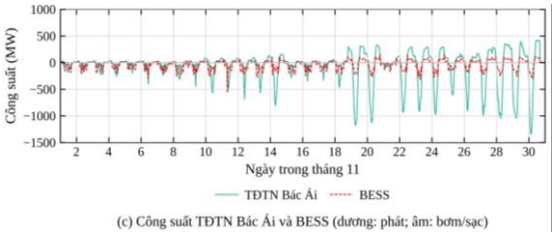


Hình 4.18. Có BESS và TĐTN – Không xảy ra quá tải đường dây – Tháng 3

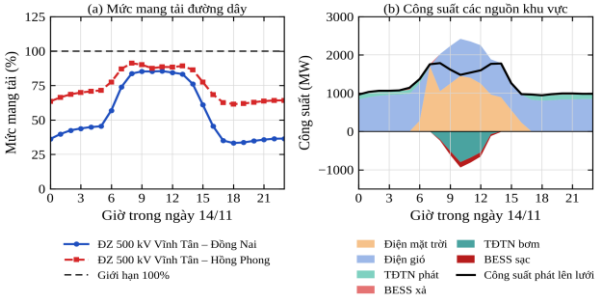


Hình 4.19. Mức mang tải của 02 đường dây 500kV được khảo sát –Tháng 3





Hình 4.20. Có BESS và TĐTN – Không xảy ra quá tải đường dây – Tháng 11

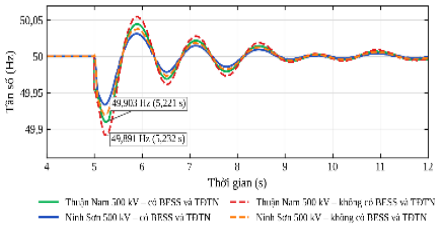


Hình 4.21. Mức mang tải của 02 đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 11

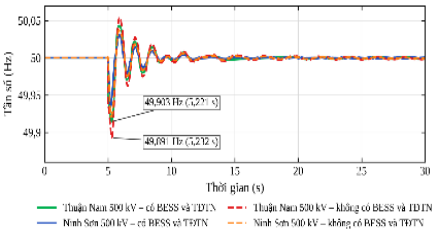
4.4.2. Vai trò ổn định tần số lưới điện

4.4.2.1. Kết quả tính toán cho Kịch bản 2

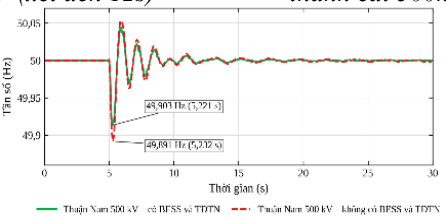
a) Khi không có sự phối hợp của BESS – TĐTN



Hình 4.22. Dao động tần số trên các thanh cái 500kV (xét đến 12s)

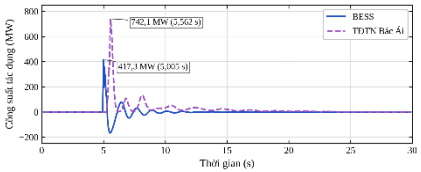


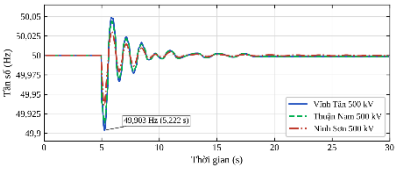
Hình 4.23. Dao động tần số trên các thanh cái 500kV (xét đến 30s)



Hình 4.24. Dao động tần số trên thanh cái 500kV Thuận Nam

b) Khi có sự phối hợp của BESS – TĐTN





a/ Dao động tần số tại các thanh cái 500kV b/ Hệ thống BESS – TĐTN phối hợp điều tần

Hình 4.25. Biểu đồ đáp ứng tần số trong quá trình điều tần của BESS – TĐTN

4.5. Kết luận Chương

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

1. Kết luận

Luận án đã nghiên cứu bài toán vận hành ổn định hệ thống điện có tỷ trọng lớn NLTT, tập trung khai thác hiệu quả hai dạng lưu trữ quan trọng: BESS và TĐTN. Những kết quả chính đạt được:

- Đối với mục tiêu đánh giá ảnh hưởng của việc tích hợp nguồn NLTT đến lưới truyền tải và ổn định tần số: Chương 1 phân tích ảnh hưởng của NLTT đến quán tính hệ thống, RoCoF và ổn định tần số, đồng thời làm rõ vai trò của hệ thống lưu trữ năng lượng.
- Đối với mục tiêu nghiên cứu các giải pháp và mô hình điều khiển nâng cao ổn định hệ thống điện:
  - Chương 2 đề xuất mô hình điều khiển BESS theo độ sụt giảm phi tuyến thích ứng có phản hồi SOC, giảm RoCoF trung bình 23 – 52%, tốt hơn CBEST về tần số cực trị và quản lý SOC.
  - Chương 3 xây dựng thuật toán tối ưu đa mục tiêu và mô hình điều khiển TĐTN Bác Ái nhằm giảm chi phí vận hành, phát thải CO_2 và nâng cao khai thác NLTT.
  - Chương 4 đề xuất chiến lược COS BESS – TĐTN, loại bỏ quá tải hai đường dây 500 kV (mang tải cực đại ≤ 91,5%) và cải thiện đáp ứng tần số khi ngắn mạch.

Các kết quả nghiên cứu đã đáp ứng đầy đủ mục tiêu đề ra, đồng thời cung cấp cơ sở khoa học và thực tiễn cho việc phát triển và tích hợp hiệu quả các nguồn NLTT trong hệ thống điện Việt Nam.

Hướng nghiên cứu tiếp theo: suy hao dung lượng pin; kiểm chứng bằng số liệu vận hành thực tế và HIL có xét độ trễ truyền thông, sai số dự báo NLTT; ảnh hưởng của ramp rate đến TĐTN; tối ưu vị trí – dung lượng BESS kết hợp đánh giá kinh tế.

2. Kiến nghị

Khuyến nghị đối với NSMO: (i) tham khảo mô hình điều khiển BESS đề xuất khi cập nhật quy định đấu nối, vận hành BESS; (ii) đưa

khung vận hành và phản hồi SOC vào lệnh điều độ BESS; (iii) dùng chế độ bơm/phát tối ưu của TĐTN Bác Ái khi lập biểu đồ huy động nguồn; (iv) triển khai điều phối tự động BESS – TĐTN theo COS tại khu vực có mật độ NLTT cao như Ninh Thuận.

Trên cơ sở các kết quả nghiên cứu của Luận án này, một số hướng nghiên cứu tiếp theo được đề xuất như sau:

- Tích hợp thêm các công nghệ lưu trữ khác như Hydrogen, CAES, siêu tụ điện.
- Ứng dụng AI và Deep Learning trong điều khiển BESS – TĐTN nhằm tăng hiệu suất và giảm tổn thất.
- Nghiên cứu tích hợp nhà máy điện hạt nhân vào lưới điện Việt Nam, đồng thời đánh giá tác động của nhà máy khi vận hành song song với các nguồn NLTT.
- Đánh giá tác động của mô hình điều khiển phân cấp trên lưới quốc gia, đặc biệt tại các khu vực có mật độ NLTT cao như Tây Nguyên, Nam Trung Bộ.

DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH ĐÃ CÔNG BỐ

1. **Tran Viet Thanh**, Dinh Thanh Viet, Le Cao Quyen, Le Van Dai, Nguyen Trong Hieu, *A Solution to Enhance Operational Effectiveness of the Renewable Energy Sources and Power System Transmission Lines in Vietnam*, 2022 6th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD 2022), 29-30 Jul. 2022, Nha Trang City, Vietnam; doi: 10.1109/GTSD54989.2022. 9989150.
2. **Tran Viet Thanh**, Dinh Thanh Viet, Le Cao Quyen, Le Van Dai, Tran Quoc Tuan, *New method for secondary frequency by battery energy storage system on Viet Nam power system*, 2023 IEEE Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM), 13-15 Nov. 2023, Hanoi, Vietnam; doi: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10395758.
3. **Tran Viet Thanh**, Dinh Thanh Viet, Le Cao Quyen, Nguyen Huu Hieu, Le Van Dai, Tran Ngoc Thao Nguyen, Le Ngo Tri Toan, *Optimal Operation of Pumped Storage Power Plant to Improve the Stability of Vietnamese Power System*, in Lecture Notes in Network and Systems, 2nd ed., vol. 1199, P. H. Yo, J. W. Wen, L. G. Hieu, and H. Q. An, Eds., NY, USA: Springer Nature, 2024, pp. 173–188. doi: 10.1007/978-3-031-76232-1_16.
4. **Tran Viet Thanh**, Le Cao Quyen, Dinh Thanh Viet, Nguyen Huu Hieu, and Le Van Dai, *Advanced frequency control strategy for power systems with high renewable energy penetration: A battery energy storage system approach,* in An International Journal of Optimization and Control: Theories & Applications ISSN: 2146-0957 eISSN: 2146-5703 (2025). doi: 10.36922/ijocta025150076.
   https://doi.org/10.36922/IJOCTA025150076.

5. **Tran Viet Thanh**, Le Cao Quyen, Tran Quoc Tuan, Le Tien Khai, Le Ngo Tri Toan, Nguyen Huu Hieu, *Coordinated operation strategy of BESS and Pumped Storage Hydropower Plant for Load curve optimization and Frequency regulation in power systems.* 2025 IEEE Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM), 05 - 07 Nov. 2025, Hanoi, Vietnam. Doi:10.1109/EEE-AM66675.2025.11473767.