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**

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KỸ THUẬT

Đà Nẵng – 2026

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**

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KỸ THUẬT

Người hướng dẫn khoa học:

1. PGS. TS. Nguyễn Hữu Hiếu

2. TS. Lê Cao Quyền

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan đây là công trình nghiên cứu của riêng tôi.

Những số liệu, kết quả nêu trong luận án là trung thực và chưa được ai công bố trong bất kỳ công trình nào khác.

Tác giả luận án

Trần Viết Thành

TÓM TẮT

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

Nghiên cứu sinh: Trần Viết Thành Ngành: Kỹ thuật điện

Mã số: 9520201 Khóa: 12/2021 Trường Đại học Bách khoa - ĐHĐN

Tóm tắt – Sự gia tăng nhanh chóng tỷ trọng của các nguồn năng lượng tái tạo (NLTT), đặc biệt là điện mặt trời và điện gió trong hệ thống điện Việt Nam, đặt ra các thách thức đối với ổn định tần số và vận hành hệ thống điện. Luận án nghiên cứu các giải pháp điều khiển và vận hành thiết bị tích trữ năng lượng, gồm hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) và thủy điện tích năng (TĐTN) nhằm nâng cao ổn định hệ thống điện khi tích hợp NLTT ở mức độ cao. Luận án đề xuất ba nội dung chính: (1) Mô hình điều khiển độ sụt giảm phi tuyến thích ứng cho BESS có xét phản hồi trạng thái sạc (SOC), cho kết quả cải thiện RoCoF và điều chỉnh SOC tốt hơn mô hình CBEST truyền thống; (2) Mô hình điều khiển tối ưu nhà máy TĐTN dựa trên thuật toán Tối ưu đa mục tiêu Di truyền (Chi phí – Phát thải CO_2 – Khai thác NLTT), chứng minh vai trò phủ đỉnh – điền đáy và ổn định tần số khi có sự cố; (3) Chiến lược vận hành phối hợp (COS) giữa BESS và TĐTN, giúp tối ưu biểu đồ phụ tải, giảm quá tải trên đường dây truyền tải và nâng cao ổn định tần số. Kết quả nghiên cứu có giá trị khoa học và thực tiễn, làm cơ sở cho các đơn vị tư vấn, truyền tải và điều độ hệ thống điện tham khảo, ứng dụng trong quá trình vận hành an toàn và ổn định lưới điện Việt Nam trong giai đoạn tích hợp mạnh các nguồn NLTT.

Từ khóa – Năng lượng tái tạo; ổn định tần số; BESS; thủy điện tích năng; điều khiển tần số; tối ưu đa mục tiêu; vận hành phối hợp.

RESEARCH AND PROPOSAL OF CONTROL SOLUTIONS FOR ENERGY STORAGE SYSTEMS TO ENHANCE POWER SYSTEM STABILITY IN THE PRESENCE OF RENEWABLE ENERGY INTEGRATION

Abstract – The rapid increase in the penetration of renewable energy sources (RES), particularly solar and wind power, in the Vietnamese power system poses significant challenges to power system frequency stability and operation. This dissertation investigates control and operational strategies for energy storage systems, including battery energy storage systems (BESS) and pumped-storage hydropower plant

(PSHP), to enhance power system stability under high RES penetration. Three main contributions are presented: (1) an adaptive nonlinear droop control model for BESS incorporating state-of-charge (SOC) feedback, which achieves improved RoCoF performance and SOC regulation compared with the conventional CBEST model; (2) an optimal control model for a PSHP based on a multi-objective genetic algorithm considering operating cost, CO_2 emissions, and RES utilization, demonstrating the role of PSHP in peak shaving, load leveling, and frequency stabilization during contingencies; and (3) a coordinated operation strategy (COS) between BESS and PSHP, which optimizes the load profile, reduces transmission line overloading, and enhances frequency stability. The research results provide scientific and practical contributions and may serve as a reference for power system consulting, transmission, and system operation organizations in supporting the safe and stable operation of the Vietnamese power system during the transition toward high RES penetration.

Keywords – Renewable energy sources; frequency stability; BESS; pumped-storage hydropower; frequency control; multi-objective optimization; coordinated operation.

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN i
TÓM TẮT ii
MỤC LỤC.....iv
DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU.....ix
DANH MỤC CÁC CHỮ VIẾT TẮT xvii
DANH MỤC CÁC HÌNH.....xx
DANH MỤC CÁC BẢNG.....xxix
MỞ ĐẦU.....1
CHƯƠNG 1 : TỔNG QUAN VỀ VẤN ĐỀ TÍCH HỢP CÁC NGUỒN NLTT VÀO HỆ THỐNG ĐIỆN 7
1.1. Tổng quan về NLTT và chính sách khuyến khích phát triển nguồn NLTT 7
1.1.1. Tổng quan về NLTT.....7
1.1.2. Chính sách khuyến khích phát triển nguồn NLTT.....8
1.2. Các thách thức về tích hợp các nguồn NLTT lớn vào hệ thống điện.....9
1.2.1. Ảnh hưởng đến đáp ứng tần số của hệ thống 9
1.2.2. Sự nhiễu loạn trên lưới điện 11
1.2.3. Các sự cố nghiêm trọng trên lưới điện do ảnh hưởng của nguồn NLTT 12
1.3. Tổng quan về các thiết bị tích trữ điện năng được sử dụng trong hệ thống điện 13
1.3.1. Hiện trạng và xu hướng các công nghệ tích trữ năng lượng 13
1.3.2. Thủy điện tích năng – BESS: Giải pháp tích hợp toàn diện cho lưới điện Việt Nam 15
1.4. Lý thuyết về điều khiển thiết bị tích trữ điện năng và tối ưu vận hành.....16
1.4.1. Cấu trúc điều khiển bộ biến đổi của BESS 16
1.4.2. Mô hình CBEST.....19
1.4.3. Các thuật toán tối ưu đa mục tiêu.....20
1.4.4. Mô hình động học của nhà máy TĐTN.....21

1.5. Tổng quan các công trình nghiên cứu về tích hợp các nguồn NLTT với tỷ trọng lớn vào hệ thống điện.....22
1.5.1. Trong nước: 23
1.5.2. Trên thế giới 24
1.5.3. Khoảng trống nghiên cứu và định hướng của Luận án 26
1.6. Kết luận Chương 1.....28
CHƯƠNG 2 : XÂY DỰNG MÔ HÌNH ĐIỀU KHIỂN BESS TRONG VIỆC NÂNG CAO ỔN ĐỊNH TẦN SỐ VỚI NGUỒN NLTT LỚN.....29
2.1. Đặt vấn đề 29
2.2. Hạn chế của các phương pháp điều khiển BESS hiện có và yêu cầu đặt ra..30
2.3. Xây dựng bài toán.....32
2.3.1. Hệ thống pin 33
2.3.2. Bộ chuyển đổi DC/DC 35
2.4. Mô hình CBEST 36
2.4.1. Đặc điểm của mô hình.....36
2.4.2. Cấu trúc mô hình CBEST.....36
2.4.3. Ưu điểm và Nhược điểm của mô hình CBEST.....37
2.5. Mô hình điều khiển độ sụt giảm phi tuyến thích ứng có xét đến phản hồi Trạng thái sạc 39
2.5.1. Vòng lặp điều khiển Công suất tác dụng – Tần số:.....39
2.5.2. Vòng lặp điều khiển Công suất tác dụng – Công suất phản kháng:.....42
2.5.3. Bộ điều khiển dòng điện.....46
2.5.4. Hàm truyền và tính ổn định của mô hình được đề xuất 47
2.5.5. So sánh phương pháp Điều khiển độ sụt giảm phi tuyến thích ứng (mô hình đề xuất) với phương pháp Droop Control truyền thống.....49
2.5.6. So sánh mô hình đề xuất với mô hình CBEST.....49
2.6. Kết quả tính toán.....50
2.6.1. Mô hình tính toán 50
2.6.2. Trường hợp 1: Áp dụng hệ thống IEEE 39-Bus đã được sửa đổi 54

2.6.3. Trường hợp 2: Áp dụng hệ thống điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên 62
2.7. Kết luận Chương 2 67
2.7.1. Mục tiêu nghiên cứu 67
2.7.2. Các phương pháp đóng góp chính 67
2.7.3. Tính ưu việt của mô hình đề xuất so với mô hình CBEST 67
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 69
3.1. Đặt vấn đề 69
3.2. Đặc tính kỹ thuật của TĐTN liên quan đến bài toán điều khiển 69
3.3. TĐTN Bác Ái và đặc điểm các nguồn NLTT khu vực Ninh Thuận 70
3.3.1. Vai trò của TĐTN trong vận hành Hệ thống điện Việt Nam 70
3.3.2. Phát triển thủy điện tích năng ở Việt Nam 71
3.3.3. Tổng quan về các nguồn NLTT tại khu vực Ninh Thuận và các khu vực lân cận 71
3.4. Mô hình điều khiển tối ưu nhà máy TĐTN 72
3.4.1. Xây dựng mô hình điều khiển nhà máy TĐTN tốc độ thay đổi 72
3.4.2. Vận hành tối ưu đa mục tiêu bằng thuật toán Di truyền 78
3.5. Kết quả tính toán 93
3.5.1. Kết quả tính toán vận hành hiệu quả kinh tế 93
3.5.2. Kết quả tính toán phát thải CO_2 100
3.5.3. Kết quả tính toán tối ưu nguồn năng lượng khi vận hành nhà máy 100
3.5.4. Áp dụng vào bài toán vận hành nhà máy nhằm ổn định tần số hệ thống 101
3.6. Kết luận Chương 3 113
3.6.1. Mục tiêu nghiên cứu: 113
3.6.2. Các phương pháp đóng góp chính: 114
3.6.3. Tính mới của mô hình đề xuất: 115

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 116
4.1. Đặt vấn đề 116
4.2. Chiến lược vận hành phối hợp hệ thống kết hợp giữa TĐTN và BESS 116
4.2.1. Chiến lược vận hành phối hợp (COS) 117
4.2.2. Mô hình quản lý năng lượng 120
4.3. Mô hình và Kịch bản tính toán 121
4.3.1. Mô hình tính toán 121
4.3.2. Kịch bản tính toán 129
4.4. Kết quả tính toán 129
4.4.1. Vai trò phối hợp vận hành trong biểu đồ phụ tải 129
4.4.2. Vai trò ổn định tần số lưới điện 135
4.4.3. Đánh giá kết quả tính toán 137
4.4.4. Phân tích cơ chế phối hợp BESS – TĐTN 138
4.4.5. Hiệu quả kinh tế - kỹ thuật của chiến lược phối hợp BESS – TĐTN 140
4.5. Kết luận Chương 4 140
4.5.1. Mục tiêu nghiên cứu 140
4.5.2. Các phương pháp đóng góp chính 140
4.5.3. Tính mới của mô hình đề xuất 141
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ 143
DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH ĐÃ CÔNG BỐ 146
DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO 147
PHỤ LỤC I 162
PHỤ LỤC II: CÁC KỊCH BẢN SỰ CỐ VÀ DỮ LIỆU ĐẦU VÀO CỦA NHÀ MÁY TĐTN BÁC ÁI 166
1. Kịch bản sự cố 166
2. Mô hình phụ tải 167
3. Mô hình các loại nguồn NLTT 168

4. Phân vùng hệ thống điện liên kết 169
5. Chi phí nhiên liệu hệ thống 170
6. Chi phí đầu tư 170
7. Chi phí nhiên liệu: 170
8. Chi phí quản lý vận hành (O&M): 171
9. Tính toán Tổng chi phí vận hành: 171
10. Kết quả tính toán 179
11. Kết luận 193
PHỤ LỤC III: CÁC MÔ HÌNH LIÊN QUAN ĐƯỢC TRIỂN KHAI TRONG DIgSILENT PowerFactory 195
1. Model of PV 195
2. Model of Wind 202
3. Model of PSHP 212
4. Model of BESS 218
5. Model of CBEST 223

DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU

Ký hiệu	Ý nghĩa	Đơn vị
A	Biên độ điện áp theo hàm số mũ (mô hình pin)	V
A_t	Hệ số khuếch đại của turbine thủy lực	–
AF	Hệ số chiết khấu chuỗi đều (tổng các DF_t trong N năm)	–
a_i, b_i, c_i; a, b, c	Hệ số bậc 2, bậc 1 và hệ số tự do của hàm chi phí nhiên liệu của nhà máy (tổ máy) thứ i	–
B	Hệ số vùng hàm số mũ (mô hình pin)	Ah^{-1}
$C_{CO2,i}$; C_{CO2}	Chi phí phát thải CO_2 quy đổi hằng năm của phương án i	triệu USD/năm
C_{drt}	Hệ số giảm chấn truyền động (turbine gió)	–
$C_{fuel,i,t}$; $C_{fuel,i}$; C_{fuel}	Chi phí nhiên liệu hệ thống của phương án i trong năm t	triệu USD/năm
$C_{O\&M,unit}$	Chi phí vận hành và bảo trì trên đơn vị công suất	USD/(MW.năm)
C_{Tot}	Hàm chi phí vận hành (hàm mục tiêu thứ nhất của bài toán tối ưu GA)	USD
C_{unit}	Suất đầu tư trên đơn vị công suất	USD/MW
$CAPEX_i$; CAPEX	Chi phí đầu tư xây dựng ban đầu của phương án i	triệu USD
CF	Hệ số công suất của nhà máy; trong mục 3.5.1 là hệ số công suất tương đương của phần điện năng thay thế TĐTN	%
CRF_i	Hệ số thu hồi vốn của phương án i	–
D_1	Đường kính bánh xe công tác turbine	m
D_{BESS}; K_D (mục 1.4.1); K_p (bộ PCS – GFM); K_C (mô hình CBEST); K_r (mô hình đề xuất)	Hệ số sụt giảm (droop) công suất – tần số của BESS	MW/Hz
Di	Hệ số sụt giảm (hệ số điều chỉnh tĩnh) của máy phát điện thứ i	MW/Hz
K_D; D; D_t	Hệ số giảm chấn (của máy phát, của mô hình VSG, của turbine)	p.u. hoặc W.s/rad
DF_t	Hệ số chiết khấu của năm t, $DF_t = 1/(1+r)^t$	–
$E_b(t)$	Năng lượng tích trữ (trạng thái sạc) của BESS tại thời điểm t	MWh
E_{rated}; K_E; E_{bmax}	Dung lượng (năng lượng) danh định / tối đa cho phép của BESS	MWh
E_{bmin}	Dung lượng tối thiểu cho phép của BESS (20 % E_{bmax})	MWh
$E_{ch}(t)$; $E_{ch}^{max}(t)$; $E_{dch}^{max}(t)$	Năng lượng sạc vào BESS; Năng lượng sạc / xả tối đa của BESS tại thời điểm t	MWh
$E_{curtailment}(t)$	Năng lượng NLTT buộc phải cắt giảm	MWh
E_{ex}; E_s	Năng lượng dư thừa từ các nguồn NLTT	MWh

Ký hiệu	Ý nghĩa	Đơn vị
E_{sh}; E_d; $E_{deficit}$	Năng lượng thiếu hụt cần được đáp ứng	MWh
E_{fuel}; E_{coal}; E_{LNG}	Điện năng do nhà máy nhiệt điện (than, LNG) phát ra trong một năm	MWh
$E_g(t)$; $E_{res}(t)$	Năng lượng do các nguồn NLTT tạo ra / phát lên lưới trong thời gian t	MWh
$E_g^{max}(t)$; $E_p^{max}(t)$	Năng lượng phát tối đa / lưu trữ tối đa của TĐTN tại thời điểm t	MWh
E_{OUT}; E'_{OUT}	Năng lượng được rút ra / sạc lại vào BESS (mô hình CBEST)	MWh
$E_p(t)$	Năng lượng dùng để bơm nước lên hồ trên trong thời gian t	MWh
$E_{TĐTN}$; $E_{tđ}$	Điện năng của nhà máy TĐTN tham gia vào HTĐ	MWh/năm
E_{Tot}	Hàm tổng lượng phát thải CO_2	tCO_2
E_{tt}	Điện năng thay thế do nhà máy nhiệt điện phát thay cho TĐTN	MWh/năm
EF_{CO2}; $EF_{CO2,i,y}$	Hệ số phát thải CO_2 của nhiên liệu (nhiên liệu i, năm y)	tCO_2/TJ
$EF_{EL,m,y}$	Hệ số phát thải CO_2 của tổ máy m trong năm y	tCO_2/MWh
$EG_j^{N_g}$; $EG_{m,y}$	Sản lượng điện phát lên lưới của nhà máy (tổ máy) trong một năm	MWh
e_P	Sai lệch công suất	MW
e_{SOC}	Sai lệch trạng thái sạc	%
e_U	Sai lệch điện áp	V
Error	Hàm sai số vận hành	–
F_x; f_x	Hàm đa mục tiêu	–
$f_i(x)$	Hàm mục tiêu thứ i (i = 1, 2, …, n)	–
F_t	Giá trị hàm mục tiêu tại thế hệ thứ t (thuật toán GA)	–
F_i	Chi phí cố định hằng năm của phương án i	triệu USD/năm
$FC_{i,m,y}$; $NCV_{i,y}$	Lượng nhiên liệu i tiêu thụ trong tổ máy m; Nhiệt trị của nhiên liệu i (năm y)	khối lượng (thể tích); TJ/khối lượng
f_0; f_n	Tần số định mức của hệ thống	Hz
f; f_s; f_{meas}	Tần số đo được / tần số lưới tại điểm đấu nối	Hz
f_{ref}	Tần số tham chiếu (giá trị đặt tần số)	Hz
f_{db}	Dải chết (deadband) tần số	Hz
f_{min}; f_{max}	Tần số cực tiểu / cực đại sau sự cố	Hz
f_{ofs}	Tần số bù	Hz
$f_{ofs,max}$; $f_{ofs,min}$	Tần số bù tối đa và tối thiểu	Hz
Δf; df; Δf_{out}	Sai lệch tần số so với giá trị định mức / tham chiếu ($\Delta f_{out} = f_{ref} – f_s$, ngược dấu với $\Delta f = f – f_{ref}$)	Hz
Δf_{max}	Độ lệch tần số lớn nhất cho phép so với tần số định mức (bộ PCS)	Hz

Ký hiệu	Ý nghĩa	Đơn vị
g	Độ mở cánh hướng nước / cửa van turbine	p.u.
g_n; g_{nl}	Độ mở cửa van khi vận hành định mức và không tải	p.u.
G_{inner}^{i}; G_{outer}	Hàm truyền vòng trong (dòng điện) và vòng ngoài (P, Q, U) của bộ PCS	–
G_{Filter}^{d}; G_{PI}^{d}; G_{Lag}^{d}; G_{Lead}^{d}; $G_{Washout}^{d}$	Hàm truyền của Bộ lọc, Bộ PI, Bộ Lag, Bộ Lead và Bộ Washout nhánh d	–
G_{Filter}^{q}; G_{PI}^{q}; G_{Lag}^{q}; G_{Lead}^{q}; $G_{Washout}^{q}$	Hàm truyền của Bộ lọc, Bộ PI, Bộ Lag, Bộ Lead và Bộ Washout nhánh q	–
G_{Total}^{d}; G_{Total}^{q}	Hàm truyền tổng nhánh d, q	–
G	Gia tốc trọng trường (9,81 m/s²)	m/s²
H_{sys}; H	Hằng số quán tính tương đương của hệ thống	s
H_i; H; H_{gen}	Hằng số quán tính của máy phát (tổ máy) thứ i	s
H_{BESS}	Hằng số quán tính ảo của BESS	s
H_{WTR}	Hằng số quán tính của rotor turbine gió	s
H_p; h; h_s; h_t; H_t	Cột áp (chiều cao cột nước) của turbine / hồ chứa	m (h: p.u.)
h_f	Tổn thất cột áp do ma sát	p.u.
I_b	Dòng điện của pin	A
I_{ref}	Dòng điện tham chiếu đã được lọc	A
I_d; I_q; i_d; i_q; I_{ds}; I_{qs}	Dòng điện thành phần trục d, q của bộ biến đổi (I_{ds}, I_{qs}: giá trị đo tại điểm PCC)	A hoặc p.u.
I_d^{ref}; $I_{d,ref}$; $I_{d\text{-}ref}$; $I_{q,ref}$; $I_{q\text{-}ref}$	Dòng điện tham chiếu trục d, q	A hoặc p.u.
I_{max}; I_{ACmax}	Giới hạn dòng điện xoay chiều của bộ biến đổi	A hoặc p.u.
I_{qmax}; IQ_{max}; I_{dmax}; I_{dmin}; I_{qmin}	Giới hạn dòng điện thành phần trục q (phản kháng) và trục d (tác dụng)	A hoặc p.u.
$I_{d\text{-}p\text{-}ref}$	Dòng điện tham chiếu trục d sau khâu giới hạn dòng theo SOC (tín hiệu vào Bộ điều khiển chế độ sạc)	A hoặc p.u.
ΔI_d; ΔI_q	Dòng điện phản hồi trục d, q (chênh lệch giữa dòng tham chiếu trước và sau Bộ giới hạn dòng điện)	A hoặc p.u.
INPEFF; IN_{EFF}; INEFF	Hiệu suất chuyển đổi khi BESS sạc năng lượng (mô hình CBEST)	%
OUTEFF; OUT_{EFF}	Hiệu suất chuyển đổi khi BESS xả năng lượng (mô hình CBEST)	%
J	Mô-men quán tính của khối quay (máy phát thực hoặc ảo)	kg·m²
K	Hằng số phân cực (mô hình pin)	V/Ah
K_A	Hệ số khuếch đại của mô hình độ sụt giảm phi tuyến	MW/Hz
K_{bias}	Hệ số độ lệch tần số trong sai số vùng điều khiển ACE	MW/Hz

Ký hiệu	Ý nghĩa	Đơn vị
K_{drt}	Hệ số độ cứng truyền động (turbine gió)	–
K_e; K_n	Hệ số chuyển đổi năng lượng / công suất giữa nhà máy thủy điện và nhiệt điện	–
K_f	Hệ số chuyển đổi giữa SOC và tần số lưới để phản hồi SOC	Hz/%
$K_{f,AGC}$	Hệ số hiệu chỉnh tần số của bộ điều khiển nhà máy	MW/Hz
K_p, K_i	Hệ số tỷ lệ và hệ số tích phân của bộ điều khiển PI (vòng ngoài PCS)	A/MW; A/(MW.s)
K_P^{PC}; K_I^{PC}	Hệ số khuếch đại tỷ lệ / tích phân của bộ điều khiển PI cấp nhà máy (AGC)	–
K_p^b; K_i^b	Hệ số tỷ lệ / tích phân của bộ điều khiển bộ biến đổi DC/DC phía pin	1/A; 1/(A.s)
$K_{p_n}^d$; $K_{i_n}^d$	Các hệ số tỷ lệ / tích phân nhánh d (n = 1: vòng công suất; n = 2: vòng dòng điện)	A/MW; A/(MW.s)
$K_{p_n}^q$; $K_{i_n}^q$	Các hệ số tỷ lệ / tích phân nhánh q (n = 1: vòng công suất; n = 2: vòng dòng điện)	A/MW; A/(MW.s)
K_Q; K_q	Hệ số sụt giảm (droop) công suất phản kháng – điện áp	V/MVAr hoặc p.u.
K_{VI}	Hệ số quán tính ảo	MW·s/Hz
K_o; k_a	Hệ số điều chế PWM; Hệ số khuếch đại động cơ servo	–
L; A_p	Chiều dài và diện tích mặt cắt ngang đường ống áp lực	m; m²
L_s; L_r; L_m; L_f	Điện cảm stator, rotor, điện cảm từ hóa (DFIG) và điện cảm bộ lọc	H
L_τ	Hàm tổn thất năng lượng	MWh
M_{BASE}; P_{BESS}^{norm}; P_{rated}	Công suất định mức (công suất cơ sở) của BESS / bộ PCS	MW hoặc MVA
m_b	Chu kỳ làm việc (duty cycle) của bộ biến đổi DC/DC	–
m_d; m_q; p_{md}; p_{mq}	Hệ số điều chế PWM theo trục d, q	–
N; N_{year}	Số năm của giai đoạn đánh giá kinh tế	năm
n_i	Đời sống kinh tế của công trình thuộc phương án i	năm
n_q	Tốc độ quay của turbine trong công thức tính toán thủy lực	vòng/phút
N_0; N_1	Kích thước quần thể ban đầu và thế hệ tiếp theo (GA)	–
N_g	Số lượng nhà máy phát điện lên lưới	–
n_u	Số lượng tổ máy tương đương	–
N_{tt}	Công suất thay thế của nhà máy nhiệt điện	MW
$NPC_{F,i}$	Giá trị hiện tại chi phí cố định trong N năm của phương án i	triệu USD

Ký hiệu	Ý nghĩa	Đơn vị
$NPC_{fuel,i}$	Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu hệ thống trong N năm của phương án i	triệu USD
$OPEX_i$; OPEX	Chi phí vận hành và bảo trì hằng năm của phương án i	triệu USD/năm
P_m; P_t; P	Công suất cơ trên trục turbine / công suất đầu vào của turbine	MW, kW hoặc p.u.
P_e	Công suất điện đầu ra (máy phát, bộ PCS)	MW hoặc W
ΔP; ΔP_m	Sai lệch giữa công suất cơ và công suất điện; biến thiên công suất cơ của các tổ máy	MW
ΔP_L	Thiếu hụt công suất do sự cố	MW
P_0; P_{INIT}	Công suất đặt ban đầu của BESS (trước khi có điều khiển)	MW
P_{ref}; $P_{BESS}^{ref_1}$, $P_{BESS}^{ref_0}$	Công suất tham chiếu của BESS (khi có / không có điều khiển tần số)	MW
P_{PSHP}; $N_{tđ}$; N_{lm}	Công suất (làm việc / lắp máy) của nhà máy TĐTN	MW
P_{PSHP}^{ref}	Công suất đặt (tham chiếu) của nhà máy TĐTN	MW
P_{ref}^{*}	Công suất tham chiếu của mô hình độ sụt giảm phi tuyến	MW
P_b^{*}	Công suất tham chiếu được bơm vào liên kết DC	W
P_{BESS}; P_B; P_{OUT}; P_{out}	Công suất tác dụng BESS phát vào lưới	MW
P_{max}; P_{MAX}; $P_{B,max}$	Giới hạn công suất tác dụng của BESS	MW
P_{AC}	Công suất AC khả dụng	MW
P_{AUX}	Công suất phụ trợ (tín hiệu điều khiển đưa vào mô hình CBEST)	MW
P_{CO2}	Đơn giá carbon (giá tín chỉ carbon)	USD/tCO_2
P_G	Tổng công suất các nguồn truyền thống	MW
P_{grid}, Q_{grid}	Công suất tác dụng và phản kháng trao đổi với lưới	MW; MVAr
P_{Gi}; P_i; P_n	Công suất phát của máy phát (nhà máy, nguồn điện) thứ i	MW
P_i^{min}, P_i^{max}	Giới hạn công suất của nguồn điện thứ i	MW
P_{inst}	Công suất lắp đặt của nguồn điện	MW
P_L; P_{Load}; P_{load}	Tổng công suất phụ tải của hệ thống	MW
P_L, Q_L	Công suất tác dụng và phản kháng của tải	MW; MVAr
P_{Loss}	Công suất tổn thất của hệ thống	MW
P_{RES}; $P_{wind+PV}$; P_{PV+WT}	Tổng công suất phát của các nguồn NLTT	MW
P_{VI}	Công suất hỗ trợ quán tính ảo	MW
P_{agc}; $P_{agc,i}$; $P_{PC,i}$	Tín hiệu điều khiển công suất của AGC (tổng / phân bổ cho nhà máy i / đầu ra bộ điều khiển nhà máy)	MW

Ký hiệu	Ý nghĩa	Đơn vị
$P_{setpoint,i}$	Công suất phát theo thời gian thực của BESS thứ i sau khi tăng/giảm	MW
P_{net}; $P_{net,ref}$; $P_{flow1–3}$; $P_{tie-line}$	Công suất trao đổi ròng / giá trị đặt; dòng công suất trên các đường dây liên kết được giám sát	MW
P_{base}	Tổng công suất cơ sở của các tổ máy tham gia AGC	MW
P_n, S_n; p_r	Công suất định mức của turbine, công suất biểu kiến định mức của máy phát; hệ số quy đổi $p_r = P_n/S_n$	MW; MVA
Q; q; $W_p(t)$; $W_g(t)$	Lưu lượng nước qua turbine (chế độ phát) / qua bơm (chế độ bơm)	m^3/s hoặc p.u.
q_{nl}	Lưu lượng không tải	p.u.
Q_{ext}	Dung lượng đã trích ra của pin	Ah
Q_{max}	Dung lượng tối đa của pin	Ah
Q_{fuel}; Q_{coal}; Q_{LNG}	Tổng năng lượng nhiệt của nhiên liệu tiêu thụ trong năm	TJ
Q_0; Q_{ref}	Công suất phản kháng đặt / tham chiếu	MVAr
Q_{rated}	Công suất phản kháng định mức của bộ PCS	MVAr
Q_{BESS}; Q_{out}	Công suất phản kháng đầu ra của BESS	MVAr
Q_s	Công suất phản kháng của stator (DFIG)	MVAr
R_b	Điện trở trong của pin	Ω
R_f	Điện trở của bộ lọc	Ω
R_{LN}, X_{LN}	Điện trở và điện kháng đường dây	Ω
R_r; R_s	Điện trở rotor và stator (DFIG)	Ω
r	Tỷ suất chiết khấu	%/năm
S_{BASE}	Công suất cơ sở của toàn hệ thống	MVA
S_{base}; S_i	Công suất định mức của tổ máy (máy phát thứ i)	MVA
s	Toán tử Laplace	–
s_{DFIG}	Hệ số trượt của máy điện cảm ứng nguồn kép	–
SOC	Trạng thái sạc của BESS	%
SOC_{cen}	Giá trị giữa của phạm vi SOC (50%)	%
$SOC_{initial}$; SOC_0	Trạng thái sạc ban đầu	%
SOC_{min}, SOC_{max}	Giá trị SOC nhỏ nhất và lớn nhất (20% và 85%)	%
SOC_{tot}	Phạm vi điều khiển SOC	%
ΔSOC; ΔSOC_{ref}	Biến thiên SOC; giá trị tham chiếu của biến thiên SOC	%
t; t_{max}	Số thế hệ hiện tại và số thế hệ tối đa (GA)	–
t	Thời gian; chỉ số năm trong giai đoạn đánh giá kinh tế (t = 1 ứng với năm 2026)	s; năm
TD	Độ trễ tín hiệu (trễ truyền tải)	s
T_1, T_2, T_3, T_4	Các hằng số thời gian (khâu lọc $sT_1/(1+sT_2)$, bộ điều chỉnh)	s
T_{Lead}; T_{lead}; T_{Lag}; T_{lag}	Hằng số thời gian của khâu Lead, Lag	s

Ký hiệu	Ý nghĩa	Đơn vị
T_W; T_w^d; T_w^q	Hằng số thời gian của khâu Washout (chung / nhánh d / nhánh q)	s
T_w	Hằng số thời gian khởi động dòng nước trong đường ống	s
T_{inner}	Hằng số thời gian của vòng điều khiển trong	s
T_n^d; T_n^q	Các hằng số thời gian nhánh d, q (n = 1…6: Bộ lọc, Bộ Lag, Bộ Lead)	s
T_m; T_{WTR}	Mô-men cơ / mô-men xoắn khí động học trên trục	N·m
T_e; T_{gen}	Mô-men điện của máy phát	N·m
U_b	Điện áp đầu cực của pin	V
U_0	Hằng số điện áp của pin	V
U, U_n	Biên độ điện áp đầu ra và điện áp định mức của bộ PCS	p.u.
ΔU; ΔU_{max}; ΔV	Sai lệch (độ lệch) điện áp	p.u. hoặc kV
U_{dc}; U_{DC}; V_{dc}	Điện áp liên kết một chiều (DC-link)	V
U_{BESS}	Điện áp đầu ra của bộ chuyển đổi nguồn điện	V
U_{PCC}	Điện áp tại điểm đấu nối chung	V
U_{ref}; V_{REF}	Điện áp tham chiếu	V hoặc p.u.
V_{comp}	Điện áp sau bù (bộ AVR)	p.u.
v_{min}, v_{max}	Giới hạn tốc độ của bộ điều khiển AVR	p.u./s
W_{min}, W_{max}; UR_{min}, UR_{max}	Giới hạn năng lượng (mực nước) tích trữ của hồ chứa phía trên	MWh
ω_r; w_{gen}; w_{WTR}; ω	Tốc độ góc (tốc độ quay) của rotor máy phát / turbine	rad/s hoặc vòng/phút
ω_0; ω_{0m}; ω_b	Tần số góc (tốc độ góc) định mức / đồng bộ	rad/s
X_f	Điện kháng của bộ lọc (theo điện cảm L_f)	Ω
X_i	Cá thể (nghiệm) thứ i trong quần thể GA	–
$x_i^{(L)}$; $x_i^{(U)}$	Giới hạn dưới và giới hạn trên của biến quyết định thứ i (bài toán tối ưu)	–
k_i	Hệ số phân bố trào lưu công suất cho BESS thứ i	–
Z_f	Tổng trở của bộ lọc ($Z_f = R_f + jX_f$)	Ω
$Z_{i,t}$; Z_i	Chi phí của phương án i trong năm t (chi phí quy về hằng năm)	triệu USD/năm
α_i; β_{ij}; γ_{ij}	Hệ số tham gia của nhà máy i (tổ máy j) trong điều tần thứ cấp	–
δ	Góc lệch công suất	rad
$\Delta\delta_{max}$	Độ lệch góc rotor lớn nhất	độ
ε	Ngưỡng sai số hội tụ cho phép (GA)	–
η_{fuel}	Hiệu suất của nhà máy nhiệt điện	%
η; μ_{PSHP}	Hiệu suất tổng của TĐTN / của turbine	%
η_{BESS}; η_{inv}	Hiệu suất của BESS; Hiệu suất của bộ nghịch lưu	%
θ_f	Góc lệch của tổng trở bộ lọc	rad

Ký hiệu	Ý nghĩa	Đơn vị
θ_{gen}; θ_{WTR}	Góc quay của máy phát / rotor turbine	rad
λ_1, λ_2, λ_3	Các hệ số trọng số trong hàm sai số vận hành	–
ρ	Khối lượng riêng của nước	kg/m³
φ; φ_A, φ_B, φ_C	Góc pha điện áp thanh cái AC (do PLL xác định); Góc pha từng pha	rad
ϕ_{ds}, ϕ_{qs}, ϕ_{dr}, ϕ_{qr}	Từ thông stator, rotor theo trục d-q (DFIG)	Wb hoặc p.u.

DANH MỤC CÁC CHỮ VIẾT TẮT

Chữ viết tắt	Chữ viết đầy đủ (tiếng Anh)	Chữ viết đầy đủ (tiếng Việt)
ACE	Area Control Error	Sai số vùng điều khiển
AGC	Automatic Generation Control	Điều khiển phát điện tự động
AVR	Automatic Voltage Regulator	Bộ tự động điều chỉnh điện áp
BESS	Battery Energy Storage System	Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin
CAES	Compressed Air Energy Storage	Lưu trữ năng lượng bằng khí nén
CAPEX	Capital Expenditure	Chi phí đầu tư xây dựng ban đầu
CBEST	Battery Energy Storage model (mô hình CBEST của EPRI)	Mô hình động tổng quát của thiết bị lưu trữ năng lượng
CF	Capacity Factor	Hệ số công suất
COS	Coordinated Operation Strategy	Chiến lược vận hành phối hợp
CRF	Capital Recovery Factor	Hệ số thu hồi vốn
CS	Cuckoo Search	Thuật toán tìm kiếm chim Cuckoo
DF; AF	Discount Factor; Annuity Factor	Hệ số chiết khấu năm t; hệ số chiết khấu chuỗi đều
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator	Máy phát điện cảm ứng nguồn kép
DoD	Depth of Discharge	Độ xả sâu của pin
DSL	DIgSILENT Simulation Language	Ngôn ngữ mô phỏng của phần mềm DIgSILENT PowerFactory
ĐMT; PV; MT	Photovoltaic (Solar Power)	Điện mặt trời
ĐG; WT; WTG	Wind Turbine (Generator)	Điện gió (turbine gió)
EMS	Energy Management System	Hệ thống quản lý năng lượng
EPRI	Electric Power Research Institute	Viện Nghiên cứu Năng lượng điện Hoa Kỳ
ESS	Energy Storage System	Hệ thống lưu trữ năng lượng
FiT	Feed-in Tariff	Cơ chế giá điện hỗ trợ (giá mua điện cố định)
FRT	Fault Ride-Through	Khả năng duy trì vận hành khi sự cố
FS-PSHP; FS	Fixed-Speed Pumped-Storage Hydropower Plant	Nhà máy TĐTN tốc độ cố định
GA; MO-GA	Genetic Algorithm; Multi-Objective Genetic Algorithm	Thuật toán Di truyền; thuật toán Di truyền đa mục tiêu
GES	Gravity Energy Storage	Lưu trữ năng lượng trọng trường
GFL	Grid-Following	Chế độ bám lưới
GFM	Grid-Forming	Chế độ tạo lưới
GWO	Grey Wolf Optimizer	Thuật toán tối ưu Sói xám
HPP	Hybrid Power Plant	Nhà máy điện lai (hybrid)
HT	Hydraulic Turbine	Turbine thủy lực
HTĐ	–	Hệ thống điện
IBR	Inverter-Based Resource	Nguồn điện kết nối lưới qua bộ biến đổi điện tử công suất

Chữ viết tắt	Chữ viết đầy đủ (tiếng Anh)	Chữ viết đầy đủ (tiếng Việt)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	Viện Kỹ sư Điện và Điện tử
IHA	International Hydropower Association	Hiệp hội Thủy điện quốc tế
IRENA	International Renewable Energy Agency	Cơ quan Năng lượng tái tạo Quốc tế
KB	–	Kịch bản (tính toán)
LFC	Load Frequency Control	Điều khiển tần số – công suất phụ tải
LNG	Liquefied Natural Gas	Khí thiên nhiên hóa lỏng
LS-PVPP	Large-Scale Photovoltaic Power Plant	Nhà máy điện mặt trời quy mô lớn
MBA	–	Máy biến áp
MO	Multi-Objective	Đa mục tiêu
MSC; GSC	Machine-Side Converter; Grid-Side Converter	Bộ biến đổi phía máy điện; bộ biến đổi phía lưới
NCS	–	Nghiên cứu sinh
NĐ	–	Nhiệt điện
NLTT; RES	Renewable Energy Sources	Năng lượng tái tạo
NPC	Net Present Cost	Giá trị hiện tại của chi phí
NSMO; A0	National Power System and Market Operator	Công ty Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (Trung tâm Điều độ HTĐ quốc gia)
OPEX	Operating Expenditure	Chi phí vận hành và bảo trì
PA	–	Phương án
PCC	Point of Common Coupling	Điểm đấu nối chung
PCS	Power Conversion System	Bộ biến đổi công suất (của BESS)
PFC; SFC; TFC	Primary / Secondary / Tertiary Frequency Control	Điều khiển (điều tần) sơ cấp / thứ cấp / bậc ba
PI	Proportional – Integral	Bộ điều khiển tỷ lệ – tích phân
PLL	Phase-Locked Loop	Vòng khóa pha
POS	Pareto-Optimal Set (Front)	Tập nghiệm (biên) tối ưu Pareto
PSO	Particle Swarm Optimization	Thuật toán tối ưu bầy đàn
PWM	Pulse Width Modulation	Điều chế độ rộng xung
QHĐ	–	Quy hoạch điện
RMS	Root Mean Square	Giá trị hiệu dụng (mô phỏng RMS)
RoCoF	Rate of Change of Frequency	Tốc độ thay đổi tần số
SFS	Stochastic Fractal Search	Thuật toán tìm kiếm Fractal ngẫu nhiên
SM	Synchronous Machine	Máy điện đồng bộ
SMIB	Single Machine Infinite Bus	Hệ một máy phát – thanh cái vô cùng lớn
SOC	State of Charge	Trạng thái sạc
TBA	–	Trạm biến áp
TBKHH; CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	Tuabin khí chu trình hỗn hợp

Chữ viết tắt	Chữ viết đầy đủ (tiếng Anh)	Chữ viết đầy đủ (tiếng Việt)
TCO	Total Cost of Ownership	Tổng chi phí vận hành (tổng chi phí sở hữu) trong giai đoạn đánh giá, quy về giá trị hiện tại
TĐTN; PSHP; NMTĐTN	Pumped-Storage Hydropower Plant	(Nhà máy) Thủy điện tích năng
TT-BCT	–	Thông tư của Bộ Công Thương
UR	Upper Reservoir	Hồ chứa phía trên
VS-PSHP; VS	Variable-Speed Pumped-Storage Hydropower Plant	Nhà máy TĐTN tốc độ thay đổi được
VSG	Virtual Synchronous Generator	Máy phát đồng bộ ảo

DANH MỤC CÁC HÌNH

Hình 1. Quy mô công suất của hệ thống điện Việt Nam cuối năm 2024 1
Hình 2. Công suất điện mặt trời vận hành trong ngày nhật thực tại các nước Châu Âu 2015 2
Hình 1.1. Quy mô lắp đặt công suất các nguồn NLTT trên thế giới đến cuối năm 2025 7
Hình 1.2. Cơ chế giá điện áp dụng cho các dự án NLTT đến năm 2025 8
Hình 1.3. Các giai đoạn của đáp ứng tần số 9
Hình 1.4. Hằng số quán tính quay của các loại hình nguồn phổ biến 10
Hình 1.5. Lưới điện tích hợp các nguồn NLTT và phụ tải 12
Hình 1.6. Chế độ GFL: bộ PCS bơm dòng điện và bám lưới qua bộ PLL 17
Hình 1.7. Chế độ GFM: bộ PCS là nguồn áp sau trở kháng, tự thiết lập điện áp và tần số 18
Hình 1.8. VSG giải phương trình dao động (J,D) để tạo góc δ cho nguồn áp – quán tính ảo động 18
Hình 2.1. Dao động tần số khi một máy phát công suất 1.800 MW gặp sự cố và tách lưới 29
Hình 2.2. Phương pháp phản hồi tần số của hệ thống điện có xét đến dao động công suất từ các nguồn NLTT 32
Hình 2.3. Mô hình phản hồi tần số của BESS 33
Hình 2.4. Mô hình của pin: (a) Tính phi tuyến và (b) Đường cong xả điển hình 34
Hình 2.5. Mô phỏng BESS thông qua mô hình CBEST 37
Hình 2.6. Kỹ thuật điều khiển được đề xuất cho BESS 39
Hình 2.7. Đặc tính sụt giảm công suất phản kháng – điện áp 44
Hình 2.8. Lưới IEEE 39-Bus được sửa đổi, kết nối các nhà máy điện gió, điện mặt trời và BESS 52
Hình 2.9. Hệ thống điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên 54
Hình 2.10. Ảnh hưởng của đám mây che lên các nhà máy PV1 và PV2 56

Hình 2.11. Giá trị tần số tại một số thanh cái dưới tác động của mây che ảnh hưởng lên nhà máy điện mặt trời PV1 và PV2 56
Hình 2.12. Giá trị tần số tại một số thanh khi tách lưới tổ máy G6, không sử dụng BESS 57
Hình 2.13. Giá trị tần số tại của lưới điện khi mất phụ tải số 27, không sử dụng BESS 58
Hình 2.14. Giá trị tần số tại thanh cái 25 – Kịch bản 1 58
Hình 2.15. Đáp ứng tần số của BESS – Kịch bản 1 59
Hình 2.16. Giá trị tần số tại thanh cái 25 – Kịch bản 2 60
Hình 2.17. Đáp ứng tần số của BESS – Kịch bản 2 61
Hình 2.18. Đáp ứng tần số của BESS – Kịch bản 3 62
Hình 2.19. Đáp ứng tần số tại một số thanh cái của hệ thống được khảo sát 64
Hình 2.20. Đáp ứng tần số tại thanh cái EaNam khi sử dụng BESS 66
Hình 3.1. Biểu đồ phụ tải hệ thống điện quốc gia ngày 30/12/2020 70
Hình 3.2. Minh họa các khoảng thời gian phát điện và bơm nước của TĐTN trong biểu đồ phụ tải hàng ngày 71
Hình 3.3. TĐTN đấu nối vào mô hình Máy phát đơn nối với thanh cái vô hạn (SMIB – Single Machine Infinite Bus) ở chế độ phát 73
Hình 3.4. Sơ đồ mô hình điều khiển VS-PSHP 76
Hình 3.5. So sánh biểu đồ dòng điện tác dụng – phản kháng của DFIG và SM ở chế độ phát 78
Hình 3.6. Tập hợp các điểm (a) và Đường tối ưu Pareto (b) 81
Hình 3.7. Lưu đồ bài toán Tối ưu đa mục tiêu của Thủy điện tích năng 83
Hình 3.8. Biểu đồ phụ tải điển hình tháng 1 và 2 khu vực Nam Trung Bộ 85
Hình 3.9. Dữ liệu tính toán các nguồn NLTT điển hình tháng 1 và 2, khu vực Nam Trung Bộ 86
Hình 3.10. Đường cong tỷ lệ gia tăng nhiệt độ 88
Hình 3.11. Gán chi phí nhiên liệu gia tăng r vào Đường cong gia tăng chi phí nhiên liệu 88

Hình 3.12. Biểu đồ vận hành trong 1 ngày của phụ tải đỉnh tháng 5 – 2027 (Pmax) 94
Hình 3.13. Biểu đồ phụ tải tuần điển hình của phụ tải đỉnh tháng 4 – 2027 (Pmax weekly) 98
Hình 3.14. Sơ đồ rút gọn lưới điện 500-220kV khu vực Ninh Thuận 102
Hình 3.15. Cường độ bức xạ và dao động tần số tại khu vực TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 104
Hình 3.16. Sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn và 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành 105
Hình 3.17. Biểu đồ dao động công suất bơm của tổ máy 1 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 105
Hình 3.18. Biểu đồ dao động công suất bơm của tổ máy 2 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 106
Hình 3.19. 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 106
Hình 3.20. Biểu đồ dao động công suất bơm của tổ máy 1 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 106
Hình 3.21. Biểu đồ dao động công suất bơm của tổ máy 2 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 107
Hình 3.22. 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 107
Hình 3.23. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 108
Hình 3.24. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 108
Hình 3.25. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 108
Hình 3.26. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 109

Hình 3.27. 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 109
Hình 3.28. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 109
Hình 3.29. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 110
Hình 3.30. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 110
Hình 3.31. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố 110
Hình 3.32. 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 111
Hình 3.33. 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 113
Hình 3.34. 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 113
Hình 4.1. Chiến lược vận hành phối hợp hệ thống PV – Wind – BESS – TĐTN [129] 117
Hình 4.2. Chế độ 1: Năng lượng dư thừa được sạc vào BESS và TĐTN 118
Hình 4.3. Chế độ 2: BESS–TĐTN phát điện đáp ứng cho tải 119
Hình 4.4. Sơ đồ khối hệ thống kết hợp ĐMT – ĐG – BESS – TĐTN 121
Hình 4.5. Biểu đồ phụ tải điển hình (Tính toán sử dụng dữ liệu tháng 3 và 11) ... 121
Hình 4.6. Công suất của các nguồn NLTT trong một năm 122
Hình 4.7. Dữ liệu tính toán các nguồn NLTT điển hình tháng 3 và 11 tại Ninh Thuận 122
Hình 4.8. Sơ đồ lưới điện khu vực Ninh Thuận được mô phỏng trong DIgSILENT 123
Hình 4.9. Hai đường dây 500kV được khảo sát (màu nâu), cùng với BESS (màu xanh lá) và nhà máy TĐTN Bác Ái (màu xanh đậm) (Trích từ Hình 4.8) 124

Hình 4.10. Mô hình AGC điều khiển tần số BESS – TĐTN 124
Hình 4.11. Đặc tính điều chỉnh công suất phát của BESS – TĐTN theo tần số 126
Hình 4.12. Mô hình AGC cho BESS trong phần mềm DIgSILENT 126
Hình 4.13. Mô hình AGC cho nhà máy TĐTN trong phần mềm DIgSILENT 127
Hình 4.14. Sơ đồ khối mô hình AGC trong phần mềm DIgSILENT 127
Hình 4.15. Không có BESS và TĐTN – Quá tải đường dây – Tháng 3 130
Hình 4.16. Mức mang tải của hai đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 3 130
Hình 4.17. Không có BESS và TĐTN – Quá tải đường dây – Tháng 11 131
Hình 4.18. Mức mang tải của hai đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 11 .. 131
Hình 4.19. Có BESS và TĐTN – Không xảy ra quá tải đường dây – Tháng 3 133
Hình 4.20. Mức mang tải của hai đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 3 133
Hình 4.21. Có BESS và TĐTN – Không xảy ra quá tải đường dây – Tháng 11 ... 134
Hình 4.22. Mức mang tải của hai đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 11 .. 135
Hình 4.23. Dao động tần số trên các thanh cái 500kV (xét đến 12s)..... 135
Hình 4.24. Dao động tần số trên các thanh cái 500kV (xét đến 30s)..... 136
Hình 4.25. Dao động tần số trên thanh cái 500kV Thuận Nam 136
Hình 4.26. Biểu đồ đáp ứng tần số trong quá trình điều tần của BESS – PSHP ... 137
Hình 1. Biểu đồ phụ tải điển hình tháng 1 và 2 khu vực Nam Trung Bộ 168
Hình 2. Dữ liệu tính toán các nguồn NLTT điển hình, khu vực Nam Trung Bộ... 169
Hình 3. Phân vùng hệ thống điện thực hiện tính toán 169
Hình 4. Bản đồ địa dư khu vực nhà máy TĐTN Bác Ái..... 177
Hình 5. Sơ đồ liên kết lưới điện nhà máy TĐTN Bác Ái 178
Hình 6. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 179
Hình 7. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 179
Hình 8. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố 180

Hình 9. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 180
Hình 10. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố 181
Hình 11. 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 181
Hình 12. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 182
Hình 13. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 182
Hình 14. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố 183
Hình 15. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 183
Hình 16. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố 184
Hình 17. 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 184
Hình 18. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 185
Hình 19. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 185
Hình 20. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 186
Hình 21. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 186
Hình 22. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố 187

Hình 23. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 187
Hình 24. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố 188
Hình 25. 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 188
Hình 26. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 189
Hình 27. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 189
Hình 28. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 190
Hình 29. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 190
Hình 30. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố 191
Hình 31. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố 191
Hình 32. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố 192
Hình 33. 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 192
Hình 34. 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 193
Hình 35. 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 194
Hình 36. Sơ đồ một sợi của LS-PVPP trong PowerFactory 195
Hình 37. Khung tổng hợp trong môi trường DSL 196
Hình 38. Sơ đồ Bộ điều công suất trong môi trường DSL 197

Hình 39. Sơ đồ Bộ điều dòng điện trong môi trường DSL 198
Hình 40. Khung tổng hợp các mảng PV trong môi trường DSL 199
Hình 41. Cấu trúc của khối bức xạ mặt trời 199
Hình 42. Cấu trúc của khối nhiệt độ 199
Hình 43. Mô hình mảng PV trong môi trường DSL 200
Hình 44. Đường cong đặc tính I-V và P-V của một PV 201
Hình 45. Cửa sổ giao diện của Khối đo công suất cho hệ thống LS-PVPP thử nghiệm 201
Hình 46. Mô hình thanh cái DC và tụ điện, hệ thống LS-PVPP thử nghiệm 202
Hình 47. Cấu trúc các mô-đun của Turbine gió loại 3 và Mô hình điều khiển máy phát 203
Hình 48. Khung tổng hợp của mô hình Turbine gió loại 3 205
Hình 49. Mô hình điều khiển góc cánh trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory 206
Hình 50. Mô hình cơ học trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory 208
Hình 51. Mô hình giới hạn Q trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory 209
Hình 52. Mô hình hệ thống máy phát trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory 211
Hình 53. Sơ đồ mô hình hệ thống VS-PSHP 213
Hình 54. Sơ đồ mô hình hệ thống FS-PSHP 214
Hình 55. Sơ đồ mô hình tính toán tốc độ tham chiếu của FS-PSHP 215
Hình 56. So sánh biểu đồ dòng điện tác dụng – phản kháng của DFIG và SM ở chế độ phát 217
Hình 57. Mô hình hợp thành BESS-Control trong BatteryCntrl Frame 219
Hình 58. Mô hình hợp thành Battery trong Frame Battery 219
Hình 59. Mô hình máy phát tĩnh tương đương cho Static Converter 220
Hình 60. Mô hình PQ – Control 220
Hình 61. Mô hình Frequency Control 221
Hình 62. Mô hình Charge Control 222

Hình 63. Mô hình Battery Model 222
Hình 64. Sơ đồ khối mô hình "động" điều khiển công suất tác dụng của CBEST 224
Hình 65. Sơ đồ khối mô hình "động" điều khiển công suất phụ trợ PAUX 224
Hình 66. Sơ đồ khối mô hình điều khiển công suất tác dụng mà BESS có thể phát (POUT) 225
Hình 67. Sơ đồ khối mô hình tính toán năng lượng lưu trữ mà BESS có thể phát (EOUT) 226
Hình 68. Khối mô hình tính toán Trạng thái sạc của BESS 226
Hình 69. Sơ đồ điều khiển công suất phản kháng Qout 227

DANH MỤC CÁC BẢNG

Bảng 1.1. Tổng công suất lắp đặt hệ thống điện Việt Nam năm 2024 8
Bảng 1.2. So sánh đặc tính các công nghệ tích trữ năng lượng 13
Bảng 1.3. Một số dự án TĐTN và BESS tiêu biểu tại ASEAN và trên thế giới 14
Bảng 1.4. So sánh các cấu trúc điều khiển bộ PCS của BESS 19
Bảng 1.5. So sánh một số thuật toán tối ưu đa mục tiêu dựa trên quần thể 20
Bảng 1.6. Tổng hợp các công trình nghiên cứu tiêu biểu liên quan đến luận án 25
Bảng 1.7. Khoảng trống nghiên cứu và nội dung giải quyết của luận án 27
Bảng 2.1. Ưu và Nhược điểm của mô hình CBEST 38
Bảng 2.2. Sự khác nhau của Mô hình đề xuất và mô hình Droop Control truyền thống 49
Bảng 2.3. Sự giống nhau của mô hình đề xuất và mô hình CBEST 49
Bảng 2.4. Sự khác nhau của mô hình đề xuất và mô hình CBEST 50
Bảng 2.5. Các thông số của phương pháp điều khiển theo phương án đề xuất 52
Bảng 2.6. Tần số cực trị và RoCoF trung bình của các kịch bản ở Chương 2 66
Bảng 3.1. Đặc tính vận hành của TĐTN được sử dụng trong xây dựng mô hình điều khiển 69
Bảng 3.2. Số liệu công suất của các nhà máy NLTT khu vực Nam Trung Bộ 72
Bảng 3.3. Dòng điện định mức của DFIG theo đơn vị p.u. 77
Bảng 3.4. So sánh thuật toán được sử dụng với một số thuật toán khác 81
Bảng 3.5. Thông số phụ tải các vùng (P_{max}) Đơn vị: MW 85
Bảng 3.6. Giới hạn truyền tải P_{max} cho các năm 86
Bảng 3.7. Các thông số của máy bơm 87
Bảng 3.8. Các thành phần chi phí và TCO của PA1 và PA2 (r = 10%) 94
Bảng 3.9. Chi phí nhiên liệu hệ thống, chi phí hằng năm và TCO của PA1 và PA2 (r = 10%) 94
Bảng 3.10. Các thành phần chi phí và TCO của PA2 và PA3 (r = 10%) 96
Bảng 3.11. Chi phí nhiên liệu hệ thống, chi phí hằng năm và TCO của PA2 và PA3 (r = 10%) 96

Bảng 3.12. Ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu r đến TCO của các phương án (triệu USD)..... 97
Bảng 3.13. Cân bằng điện năng khu vực Nam Trung Bộ năm 2027 (Kết quả cho 03 Kịch bản tính toán)..... 99
Bảng 3.14. Dự báo lượng phát thải CO_2 do nhà máy điện than và LNG thải ra 2026 – 2045..... 100
Bảng 3.15. Tổng hợp kết quả kiểm tra ổn định động của nhà máy TĐTN Bác Ái khi ngắn mạch ba pha trên đường dây 500kV..... 111
Bảng 4.1. Thông số phụ tải các vùng (P_{max}) – Đơn vị: MW..... 121
Bảng 4.2. Tổng hợp kết quả KB 1 – Vai trò phối hợp trong biểu đồ phụ tải..... 137
Bảng 4.3. Tổng hợp kết quả KB 2 – Ngắn mạch thoáng qua tại thanh cái 500kV Ninh Sơn..... 138
Bảng 4.4. So sánh hiệu quả điều tần khi vận hành riêng lẻ và phối hợp BESS – TĐTN 139
Bảng 1. Phân bố công suất các nguồn phát trong hệ thống IEEE 39-Bus được sửa đổi 162
Bảng 2. Nhu cầu phụ tải..... 162
Bảng 3. Phân phối công suất máy phát..... 162
Bảng 4. Dữ liệu đường dây (100 MVA)..... 163
Bảng 5. Dữ liệu đường dây trong mô hình PowerFactory với điện áp 345kV..... 163
Bảng 6. Dữ liệu MBA (100 MVA)..... 164
Bảng 7. Dữ liệu MBA trong mô hình PowerFactory..... 164
Bảng 8. Dữ liệu các tổ máy phát (100 MVA)..... 165
Bảng 9. Dữ liệu các tổ máy phát trong mô hình PowerFactory (x” = x”d = x”q)..... 165
Bảng 10. Dữ liệu các Bộ điều chỉnh điện áp tự động trong mô hình PowerFactory 165
Bảng 11. Chi phí nhiên liệu (than, biomass,...)..... 170
Bảng 12. Tổng hợp các chỉ tiêu của nhà máy nhiệt điện thay thế..... 171
Bảng 13. Suất đầu tư trên đơn vị công suất và CAPEX của từng phương án..... 172

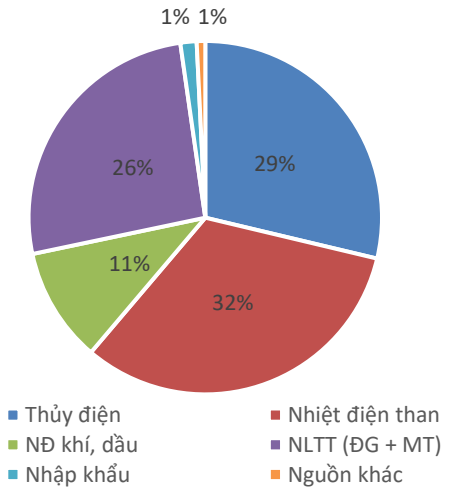
Bảng 14. Chi phí O&M trên đơn vị công suất của từng phương án 172
Bảng 15. Chi phí OPEX hằng năm của từng phương án 172
Bảng 16. Giá trị từng tham số khi tính toán cho C_{CO2} 173
Bảng 17. Các thành phần chi phí và TCO cho từng phương án (r = 10%)..... 174
Bảng 18. Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu hệ thống theo từng năm (r = 10%) 176
Bảng 19. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy thủy điện tương ứng với các điện áp của hệ thống điện 193
Bảng 20. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy thủy điện tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện 193
Bảng 21. Dòng điện định mức của DFIG theo đơn vị p.u. 216
Bảng 22. Mô tả các thành phần trong BatteryCntrl Frame 219
Bảng 23. Các thông số trong Battery Model..... 223

MỞ ĐẦU

1. Tính cấp thiết của đề tài

Định hướng phát triển nguồn năng lượng tái tạo (NLTT), bền vững và môi trường xanh là một trong những vấn đề hàng đầu của tất cả các quốc gia trên thế giới, nhằm đảm bảo nguồn điện lâu dài, ổn định và giảm thiểu các tác động xấu đến môi trường do phải sử dụng các nguồn năng lượng hóa thạch [1].

Nguồn NLTT (năng lượng gió, mặt trời, biomass v.v.) có tiềm năng vô tận, đang và đã trở thành xu thế phát triển tất yếu của mọi quốc gia. Sản xuất điện từ nguồn NLTT là một ngành công nghiệp phát triển rất mạnh mẽ cùng với sự tiến bộ không ngừng về công nghệ chế tạo, đã đáp ứng nhu cầu năng lượng của con người ngày càng đáng kể, tạo ra hàng triệu việc làm mới từ chuỗi sản xuất, cung ứng và vận hành các hệ thống năng lượng tại tạo. Theo Cơ quan NLTT quốc tế (IRENA), Việt Nam được ước tính có 1200 GW tiềm năng NLTT, gấp 15 lần công suất lắp đặt hiện tại. Các nguồn điện tái tạo cũng được đầu tư, phát triển nhanh chóng, với tỷ lệ cung cấp điện toàn cầu dự kiến sẽ tăng từ 30% vào năm 2023 lên 35% vào năm 2025.



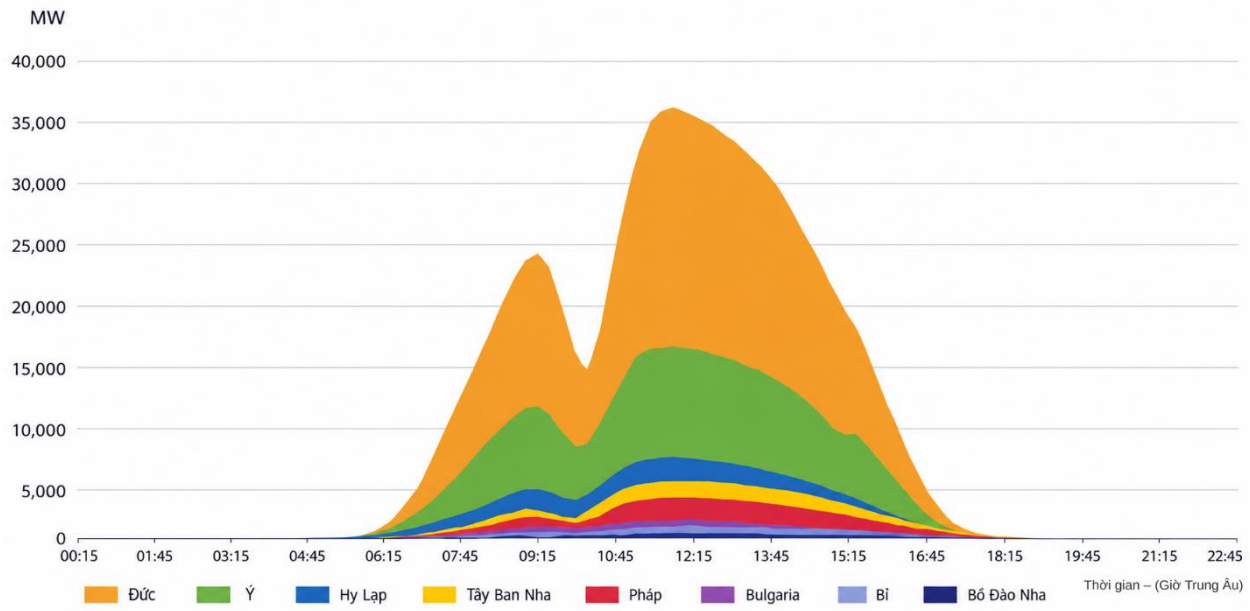
Hình 1. Quy mô công suất của hệ thống điện Việt Nam cuối năm 2024

Theo báo cáo của Hiệp hội Năng lượng Việt Nam [2], đến cuối năm 2024 nước ta đã đạt tỷ trọng nguồn NLTT rất lớn. Trong năm 2024, công suất đặt đạt 82.400 MW, tăng khoảng 1.500 MW so với năm 2023. Các nguồn NLTT (điện gió, mặt trời) là 21.447 MW, chiếm tỷ trọng 26%. Còn trên thế giới, dữ liệu từ IRENA cho thấy công suất lắp đặt điện mặt trời vào năm 2024 đã đạt đến 1.852,36 GW, với điện gió là 1.132,66 GW và có chiều hướng bắt kịp với thủy điện [3].

Tốc độ phát triển rất nhanh trong việc bổ sung nguồn NLTT vào hệ thống điện như nêu trên đã gây ra rất nhiều vấn đề khó khăn trong công tác vận hành cũng như có các tác động đến vấn đề ổn định hệ thống điện trong các năm qua, có thể minh họa qua một vài ví dụ như sau:

- Khi xuất hiện hiện tượng nhật thực năm 2015, khu vực Châu Âu bị mất đi một lượng

công suất rất lớn từ nguồn điện mặt trời. Trong đó, riêng Đức mất khoảng từ 6.000 MW đến hơn 13.000 MW trong khoảng thời gian hơn 15 phút. Các hiện tượng này đã tác động rất lớn đến hệ thống điện như thay đổi (sụt, trồi) điện áp, tần số biến động đột biến cùng biên độ lớn có thể gây ra sự mất ổn định của hệ thống điện một cách nghiêm trọng.



Hình 2. Công suất điện mặt trời vận hành trong ngày nhật thực tại các nước Châu Âu 2015 [4]

- Tại Việt Nam trong thời gian qua có các tình huống gây mất an toàn lưới điện [5]:
  + Khoảng từ 10h20 - 12h20 ngày 11/10/2020 xảy ra sự kiện tần số cao liên tục do thừa nguồn, tần số cao nhất đạt 50,5 Hz duy trì trong 1s. Nguyên nhân được xác định do các nguồn NLTT phát cao gây nguy cơ mất cân bằng nguồn và phụ tải, làm tiềm ẩn nguy cơ mất ổn định rất lớn, nếu xảy ra sự cố trên lưới.
  + Từ 8h30-14h15 ngày Chủ nhật 18/10/2020, phụ tải hệ thống giảm thấp (~21.000 MW), dẫn đến phải cắt giảm công suất các nhà máy điện mặt trời ghi nhận vào lúc 12h30 là khoảng 1.500 MW.

Như vậy, có thể thấy việc đầu tư phát triển các nhà máy điện sử dụng nguồn NLTT nối lưới với tỷ trọng lớn nhưng không có sự chuẩn bị, tính toán đón đầu các tình huống sự cố sẽ có thể dẫn đến mất ổn định hệ thống điện, ảnh hưởng đến chất lượng điện năng cũng như trong công tác vận hành-điều độ-an toàn của lưới điện.

Theo Quy hoạch điện VIII [6] (Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia giai đoạn 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050), trọng tâm vẫn là phát triển nguồn điện theo hướng tăng tỷ trọng các nguồn NLTT. Định hướng đến năm 2030, tổng công suất lắp đặt của các nguồn điện sẽ đạt 137.200 MW (trong đó điện gió, mặt trời và các nguồn NLTT khác chiếm khoảng 29%), đến năm 2045 con số này sẽ đạt gần 276.700 MW (trong đó điện gió, mặt trời và các nguồn NLTT khác chiếm 44%). Tuy nhiên, bài toán được đặt ra lúc này: khi tỷ trọng nguồn NLTT trong tổng công suất nguồn điện quốc gia được nâng lên ở mức cao như vậy thì phương án nào giúp đảm bảo ổn định tần số của hệ thống điện mà vẫn đồng

thời tăng dần công suất lắp đặt nguồn NLTT theo định hướng của Quy hoạch điện VIII, bên cạnh đó có thể tận dụng các giải pháp hiện hữu nhằm tối ưu chi phí cho lưới.

Theo cách phân loại ổn định hệ thống điện của IEEE/CIGRE [7], ổn định tần số là một dạng ổn định của hệ thống điện, bên cạnh ổn định điện áp và ổn định góc rotor. Khi tỷ trọng NLTT tăng cao, sự suy giảm quán tính của hệ thống làm cho ổn định tần số trở thành vấn đề nổi bật nhất, vì vậy luận án lựa chọn ổn định tần số làm trọng tâm nghiên cứu. Bên cạnh đó, luận án còn xem xét khả năng hỗ trợ điện áp qua vòng điều khiển Q–U của BESS (Chương 2); ổn định động (góc rotor) của tổ máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra ngắn mạch ba pha trên lưới 500kV (Chương 3), và giới hạn truyền tải của các đường dây liên kết (Chương 4). Quá tải các đường dây liên kết buộc Trung tâm Điều độ (A0) phải cắt giảm công suất NLTT hoặc có thể dẫn đến tác động bảo vệ cắt đường dây, gây mất cân bằng công suất và sự cố tần số. Do đó bài toán giải tỏa công suất trong luận án gắn liền với an ninh vận hành và ổn định tần số của hệ thống điện, không chỉ là bài toán vận hành kinh tế.

Với mục tiêu nghiên cứu chuyên sâu và đưa ra các giải pháp cho vấn đề tần số của hệ thống điện, luận án tập trung nghiên cứu giải quyết các vấn đề liên quan đến giải pháp đảm bảo và nâng cao so với định hướng và các giải pháp hiện hữu.

2. Mục tiêu nghiên cứu

- *Mục tiêu tổng quát:* Nghiên cứu sự ảnh hưởng của các nhà máy điện mặt trời, điện gió có quy mô lớn đến sự ổn định tần số của hệ thống điện, xây dựng các mô hình điều khiển của các thiết bị tích trữ điện năng phù hợp với xu hướng nguồn NLTT sẽ đóng vai trò chủ đạo trong hệ thống điện trong tương lai, áp dụng cho một số lưới điện mô hình mẫu cũng như lưới điện thực tế trong hệ thống điện Việt Nam.
- *Mục tiêu cụ thể:*
  + Đánh giá ảnh hưởng, tác động của quá trình tích hợp, vận hành nguồn năng lượng mặt trời, gió đến lưới điện truyền tải và các giải pháp để vận hành ổn định tần số; giải quyết các vấn đề khó khăn thực tế ảnh hưởng đến tần số của hệ thống khi tích hợp nguồn NLTT ở mức độ cao.
  + Nghiên cứu và đề xuất mô hình điều khiển BESS dựa trên nguyên lý đáp ứng tần số phi tuyến thích ứng kết hợp phản hồi Trạng thái sạc, giúp hạn chế dao động tần số, cải thiện Tốc độ thay đổi tần số (Rate of Change of Frequency – RoCoF) và điều chỉnh trạng thái sạc (SOC).
  + Nghiên cứu và đề xuất mô hình điều khiển tối ưu nhà máy thủy điện tích năng (TĐTN) dựa vào kết quả công suất vận hành tối ưu được rút ra từ thuật toán Tối ưu đa mục tiêu Di truyền, từ đó chứng minh được vai trò phủ đỉnh-điền đáy của TĐTN trong biểu đồ phụ tải khi vận hành chế độ bơm/phát luân phiên, ổn định tần số ở chế độ vận hành tĩnh và ngăn chặn tần số giảm dưới mức cho phép khi xảy ra sự cố mất nguồn nghiêm trọng trên lưới.
  + Nghiên cứu và đề xuất mô hình vận hành phối hợp đồng thời BESS-TĐTN nhằm

khai thác tối đa ưu điểm của cả hai loại hình lưu trữ: đáp ứng nhanh của BESS và khả năng lưu trữ lớn, dài hạn của TĐTN trong bài toán giảm quá tải đường dây do biến động từ các nguồn NLTT, ổn định tần số khi sự cố, đồng thời tối ưu phân bổ công suất và giảm thiểu vấn đề cắt giảm công suất các nhà máy NLTT.

3. Phương pháp nghiên cứu

- Phương pháp nghiên cứu tài liệu: Thu thập và nghiên cứu các tài liệu trong và ngoài nước đề cập đến vấn đề NLTT, các thiết bị tích trữ điện năng.

- Phương pháp thu thập dữ liệu: Thu thập và xử lý các dữ liệu vận hành và điều độ hệ thống điện Việt Nam, dữ liệu nguồn – tải, dữ liệu công suất phát của các nhà máy điện mặt trời, điện gió.

- Phương pháp xử lý thông tin: Thu thập và xử lý thông tin định lượng về tình hình vận hành các nguồn NLTT trong nước và thế giới.

- Nghiên cứu lý thuyết kết hợp với mô hình hóa, mô phỏng.

- Triển khai, áp dụng các kết quả nghiên cứu vào lưới điện tiêu chuẩn và thực tế của Việt Nam.

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:*

+ Về nội dung: 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 hai loại thiết bị tích trữ điện năng là BESS và nhà máy TĐTN (khi vận hành riêng lẻ và khi vận hành phối hợp). Ngoài ra, luận án xem xét ổn định động của nhà máy TĐTN khi xảy ra ngắn mạch trên lưới 500kV và khả năng giảm quá tải các đường dây truyền tải liên kết khi vận hành phối hợp BESS – TĐTN. Luận án 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;

+ Về lưới điện áp dụng: Lưới chuẩn IEEE 39-Bus đã sửa đổi, lưới điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên và lưới điện khu vực Ninh Thuận – Nam Trung Bộ;

+ Về công cụ: Mô phỏng miền thời gian trên phần mềm DIgSILENT PowerFactory; Tối ưu đa mục tiêu bằng thuật toán Di truyền trên phần mềm PDPAT II.

5. Đóng góp mới của luận án

- Về mặt lý thuyết:

+ Luận án đã phát triển, mở rộng phương pháp điều khiển BESS trong kiểm soát tần số hệ thống bằng cách áp dụng các vòng điều khiển nối tầng. Từ đó giảm RoCoF trung bình khoảng 23 – 52% và cải thiện tần số cực trị so với khi không có BESS;

+ Luận án đã xây dựng một mô hình thuật toán Tối ưu đa mục tiêu Di truyền nhằm chứng minh sự ưu việt của Thủy điện tích năng trong vai trò ổn định tần số lưới điện trong các kịch bản sự cố, khi so sánh với các mô hình áp dụng nhiệt điện/khí LNG kết hợp NLTT đã công bố trước đây;
+ Luận án đã đề xuất chiến lược vận hành phối hợp giữa TĐTN và BESS nhằm đồng thời tối ưu biểu đồ phụ tải và nâng cao ổn định tần số của hệ thống điện. Chiến lược này xác định vai trò phối hợp của từng nguồn trong các chế độ vận hành khác nhau, góp phần nâng cao hiệu quả khai thác nguồn tích trữ năng lượng.

- Về phương pháp:

+ Luận án đã đề xuất một thuật toán điều khiển BESS mới để giải quyết bài toán tăng cường ổn định tần số và kiểm soát dòng công suất trên các đường truyền liên miền trong lưới điện tích hợp nhiều nguồn NLTT. Các tính toán đã cho kết quả tốt hơn mô hình CBEST vốn đang được sử dụng phổ biến hiện nay;
+ Luận án đã kết hợp đồng thời cả 03 mục tiêu quan trọng khi vận hành một hệ thống điện tích hợp NLTT: Chi phí vận hành; Thân thiện với môi trường; và Khai thác tối ưu nhất nguồn năng lượng. Trong khi các thuật toán tối ưu phổ biến khác (Sói xám, Chim cu, Tối ưu bầy đàn,...) ở dạng nguyên bản chủ yếu được ứng dụng cho bài toán đơn mục tiêu hoặc hai mục tiêu, thuận toán đề xuất tận dụng cơ chế Lai ghép và Đột biến của GA để xử lý đồng thời nhiều mục tiêu và nhiều ràng buộc song song, phù hợp với đặc thù bài toán mà Luận án đặt ra;
+ Đề xuất cách tiếp cận kết hợp giữa TĐTN và BESS, không những bù trừ hạn chế cố hữu của nhau, mà còn tạo ra hiệu quả cộng hưởng trong việc nâng cao khả năng tham gia điều tần sơ cấp, tối ưu hóa vận hành dài hạn, cũng như đảm bảo an toàn và tin cậy cho hệ thống điện có tỷ lệ nguồn NLTT cao.

- Về thực tiễn:

+ Luận án đề xuất các giải pháp điều khiển thiết bị tích trữ điện năng có thể áp dụng trực tiếp cho hệ thống điện tích hợp nguồn NLTT cao nhằm nâng cao ổn định hệ thống và tối ưu hiệu quả sử dụng các nguồn NLTT;
+ Xây dựng bộ hướng dẫn và cơ sở dữ liệu phục vụ trong lĩnh vực điều khiển thiết bị tích trữ điện năng và tích hợp nguồn NLTT. Các Công ty Tư vấn và truyền tải có thể áp dụng các giải pháp và phương pháp của luận án để tăng cường ổn định và hiệu suất của hệ thống điện tích hợp các nguồn NLTT;
+ Kết quả nghiên cứu có thể được sử dụng làm căn cứ định lượng để các nhà quy hoạch, điều độ viên tham khảo cho các dự án nâng tỷ trọng nguồn NLTT vào lưới điện, góp phần vào chuyển đổi năng lượng sạch và bền vững;

- Về tri thức khoa học:

+ Thông qua mô hình điều khiển BESS mới, ngoài SOC, luận án đã làm rõ vai trò

cực kỳ quan trọng của điện áp, P và Q đến khả năng vận hành chính xác của BESS – khác với CBEST chỉ chú trọng đến SOC và Q. Từ đó đóng góp thêm cơ sở khoa học trong việc xây dựng mô hình điều khiển toàn diện cho BESS, giúp phản ánh đúng đặc tính vận hành thực tế và nâng cao độ tin cậy;

+ Mối quan hệ giữa cơ chế đáp ứng nhanh của BESS và đặc tính điều tiết dài hạn của TĐTN trong quá trình phối hợp điều khiển, cho thấy sự bổ trợ lẫn nhau hiệu quả, góp phần khắc phục hạn chế riêng của từng công nghệ khi vận hành độc lập – nội dung chưa được phân tích đầy đủ trong các nghiên cứu trước đây;
+ Luận án có thể dùng làm cơ sở để tiếp tục các công trình học thuật tiếp theo nhằm mở rộng phạm vi nghiên cứu, cải tiến các giải pháp điều khiển và mô hình phân tích, đồng thời áp dụng chúng vào các hệ thống điện thực tế.

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, danh mục các tài liệu tham khảo và các phụ lục.

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.

Trong luận án này, ở Chương 1 nghiên cứu sinh thực hiện nghiên cứu tổng quan về tình hình tích hợp các nguồn NLTT vào hệ thống điện trong nước cũng như trên thế giới hiện nay. Sau đó luận án tiến hành đi sâu vào vai trò của BESS trong kiểm soát tần số hệ thống điện, đồng thời xây dựng mô hình điều khiển BESS trong việc ổn định tần số lưới, như trình bày ở Chương 2. Bên cạnh BESS, luận án cũng trình bày nghiên cứu về nhà máy thủy điện tích năng trong vai trò ổn định và điều tần lưới điện thông qua thuật toán Tối ưu đa mục tiêu Di truyền, trình bày ở Chương 3. Ngoài ra, như phân tích ở trên, số lượng nghiên cứu hệ thống kết hợp TĐTN – BESS với NLTT vẫn còn cực kỳ hạn chế. Vì vậy, trong luận án này, nghiên cứu sinh đề xuất mô hình Chiến lược vận hành phối hợp hệ thống TĐTN – BESS nhằm khai thác triệt để những ưu điểm của cả hai loại hệ thống này cho bài toán Tối ưu biểu đồ phụ tải và Ổn định tần số hệ thống điện có tỷ trọng lớn các nguồn NLTT, trình bày ở Chương 4. Mô hình đề xuất này đáp ứng được nhiều yêu cầu từ các Nhà điều hành hệ thống điện, cân bằng giữa hiệu quả kinh tế và tính bền vững môi trường mà không vi phạm bất kỳ ràng buộc nào của từng hệ thống.

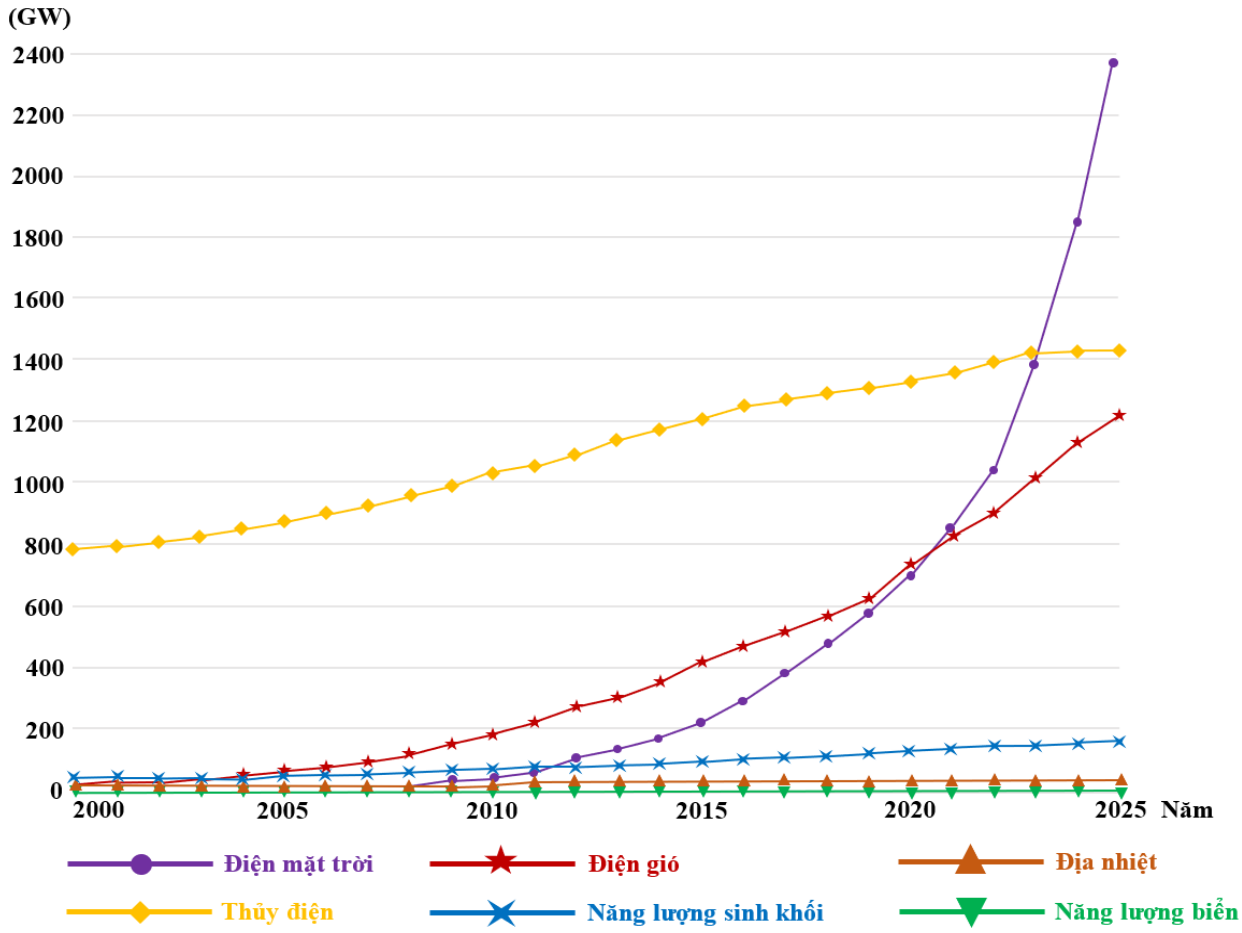
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ VẤN ĐỀ TÍCH HỢP CÁC NGUỒN NLTT VÀO HỆ THỐNG ĐIỆN

1.1. Tổng quan về NLTT và chính sách khuyến khích phát triển nguồn NLTT

1.1.1. Tổng quan về NLTT

Định hướng phát triển nguồn NLTT, bền vững và thân thiện với môi trường đã trở thành một trong những chiến lược ưu tiên hàng đầu của các quốc gia trên toàn cầu. Mục tiêu chính của chiến lược này là đảm bảo nguồn cung điện ổn định, lâu dài, đồng thời giảm thiểu các tác động tiêu cực đến môi trường do việc sử dụng quá mức các nguồn năng lượng hóa thạch. Nguồn NLTT, bao gồm năng lượng gió, mặt trời, sinh khối (biomass) và các dạng năng lượng khác, được đánh giá là có tiềm năng vô tận và đang trở thành xu hướng phát triển tất yếu trong bối cảnh toàn cầu. Theo báo cáo của Cơ quan NLTT Quốc tế (IRENA), Việt Nam được ước tính có tiềm năng NLTT lên đến 1200 GW, gấp khoảng 15 lần công suất lắp đặt hiện tại [8]. Điều này cho thấy tiềm năng to lớn của quốc gia trong việc phát triển NLTT.

Trên quy mô toàn cầu, tỷ lệ đóng góp của NLTT vào tổng sản lượng điện dự kiến sẽ tăng từ 30% vào năm 2023 lên 35% vào năm 2025 [8]. Sự gia tăng này phản ánh xu hướng đầu tư mạnh mẽ vào các nguồn điện tái tạo, đồng thời khẳng định vai trò ngày càng quan trọng của chúng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển bền vững.



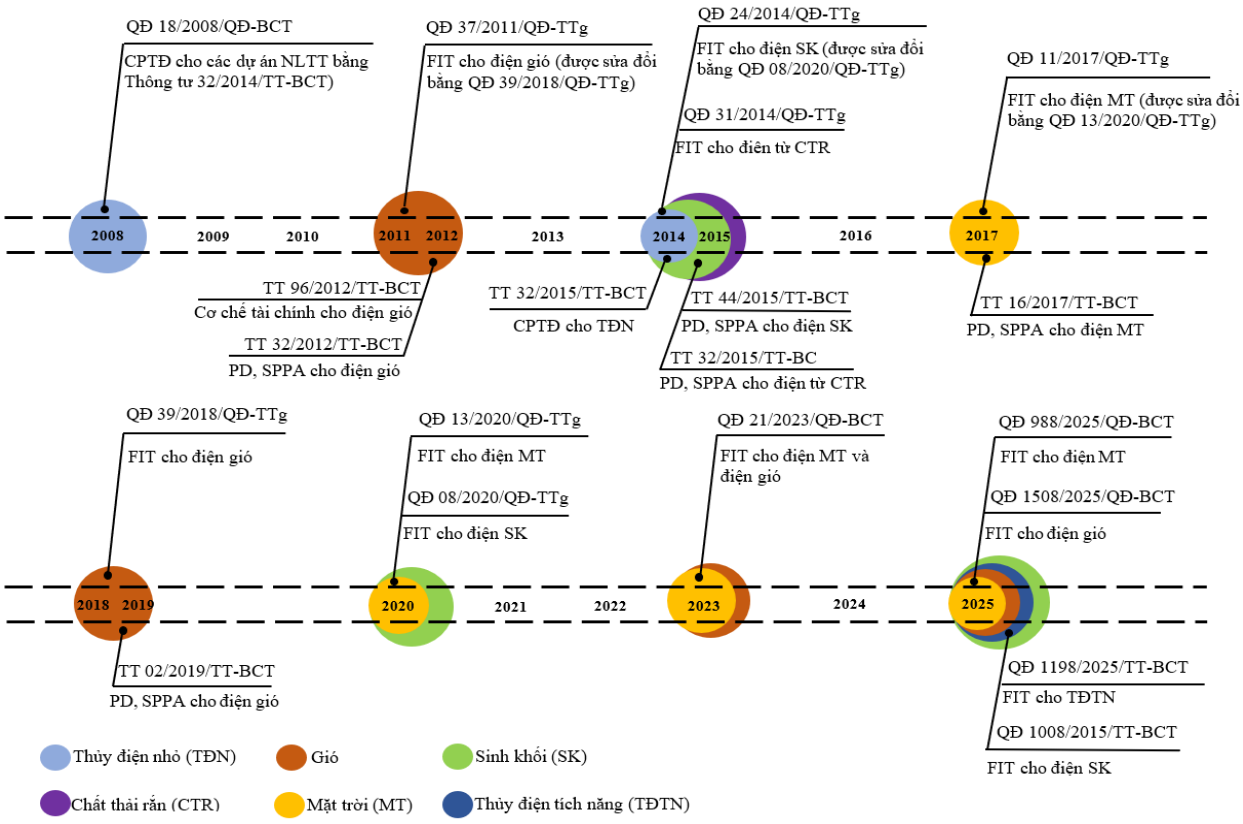
Hình 1.1. Quy mô lắp đặt công suất các nguồn NLTT trên thế giới đến cuối năm 2025 [8]

Bảng 1.1. Tổng công suất lắp đặt hệ thống điện Việt Nam năm 2024 [5]

STT	Tổng suất	Toàn quốc	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
1.	Thủy điện	23.664	13.385	7.915	2.364
2.	Nhiệt điện than	26.757	14.738	1.505	10.514
3.	NĐ khí, dầu	8.653	-	-	8.653
4.	NLTT (ĐG + MT)	21.447	593	7.338	13.516
5.	Nhập khẩu	1.222	341	881	0
6.	Nguồn khác	644	174	347	123
Tổng		**82.387**	**29.231**	**17.986**	**35.170**

1.1.2. Chính sách khuyến khích phát triển nguồn NLTT

Trong bối cảnh toàn cầu hóa và sự gia tăng của biến đổi khí hậu, chính phủ đã ban hành nhiều văn bản pháp lý quan trọng, thiết lập các cơ chế hỗ trợ tài chính và phi tài chính, nhằm tạo môi trường thuận lợi cho các nhà đầu tư trong lĩnh vực này [9], [10], [11].



Hình 1.2. Cơ chế giá điện áp dụng cho các dự án NLTT đến năm 2025 [9], [10], [11]

Việt Nam đang nỗ lực thúc đẩy phát triển NLTT nhằm đảm bảo an ninh năng lượng, giảm phát thải khí nhà kính và hướng tới tăng trưởng bền vững. Chính phủ đã ban hành nhiều chính sách quan trọng nhằm khuyến khích đầu tư, bao gồm cơ chế hỗ trợ giá điện (FiT), cơ chế đấu thầu cạnh tranh và các ưu đãi về thuế, đất đai. Sau giai đoạn áp dụng cơ chế FiT, Việt Nam hiện đang từng bước hoàn thiện thị trường điện cạnh tranh thông qua các cơ chế chuyển tiếp, đàm phán giá điện và nghiên cứu áp dụng các hình thức đấu thầu, đấu giá phù hợp nhằm nâng cao hiệu quả đầu tư và tối ưu chi phí phát triển NLTT.

Đến năm 2030, tổng công suất nguồn điện toàn quốc sẽ đạt khoảng 137 GW, trong đó thủy điện 28 GW, nhiệt điện 67 GW, NLTT và nguồn khác 25 GW, nhập khẩu 5 GW; tỷ trọng điện năng sản xuất: thủy điện 17%, nhiệt điện 66%, NLTT và nguồn khác 14%, nhập khẩu 3%. Đến năm 2050, tổng công suất đạt khoảng 421 GW, với thủy điện 36 GW, nhiệt điện 73 GW, NLTT và nguồn khác 301 GW, nhập khẩu 11 GW; tỷ trọng sản xuất điện: thủy điện 9%, nhiệt điện 25%, NLTT và nguồn khác 63%, nhập khẩu 3% [6].

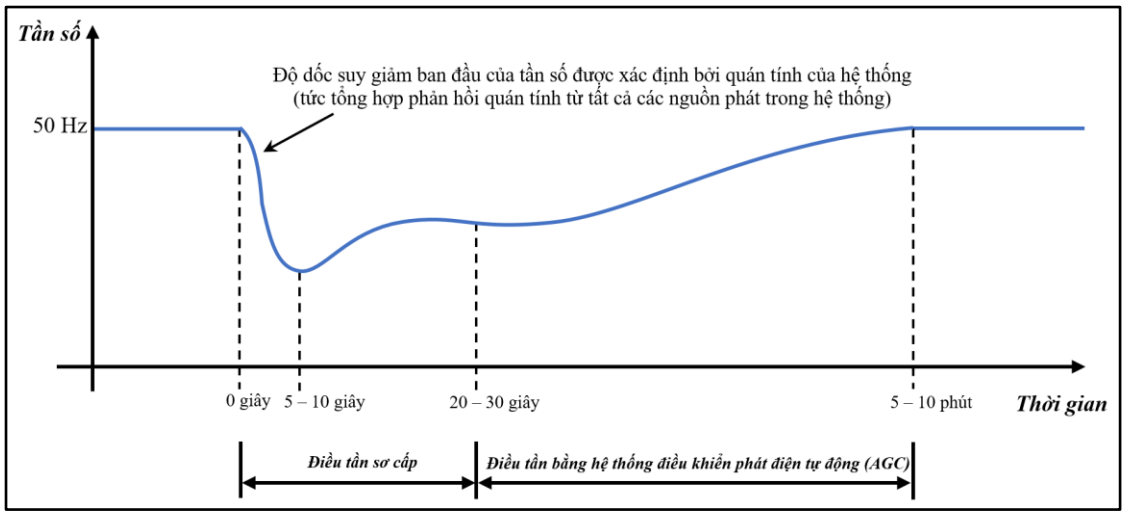
1.2. Các thách thức về tích hợp các nguồn NLTT lớn vào hệ thống điện

Việc tích hợp tỷ trọng lớn NLTT vào hệ thống điện đã mang lại nhiều lợi ích về mặt môi trường và kinh tế, nhưng đồng thời cũng đặt ra những thách thức lớn về độ ổn định và độ tin cậy của hệ thống điện.

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

1.2.1.1. Quán tính hệ thống:

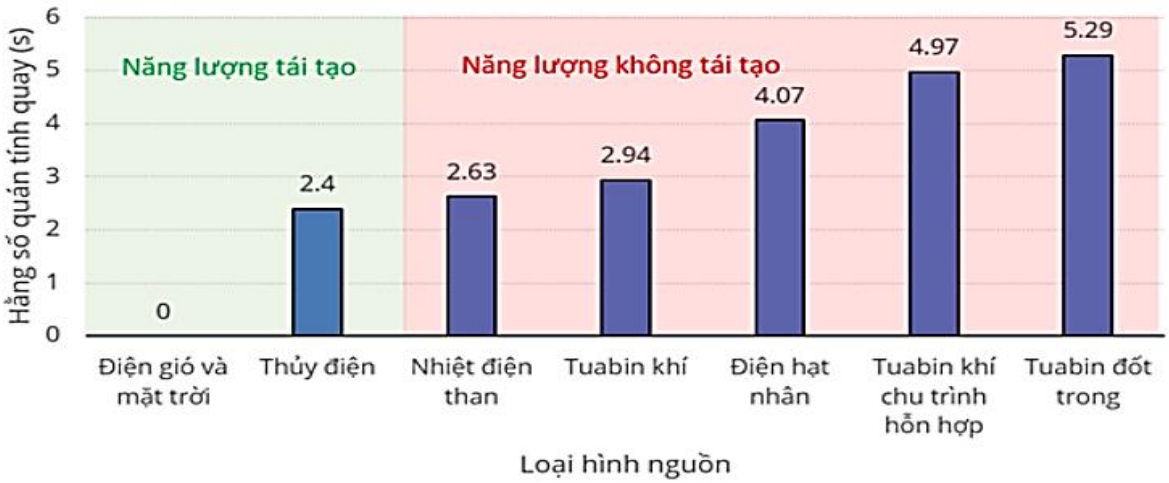
Ổn định tần số là một trong những yêu cầu cơ bản và quan trọng nhất trong quá trình vận hành hệ thống điện [12]. Khi có các biến động mất cân bằng công suất, các giai đoạn đáp ứng của hệ thống gồm có: đáp ứng quán tính, điều khiển tần số sơ cấp, điều khiển tần số thứ cấp, điều khiển tần số bậc ba (Hình 1.3).



Hình 1.3. Các giai đoạn của đáp ứng tần số [12]

a) Cơ sở vật lý của sự suy giảm quán tính và giảm chấn:

Trong hệ thống điện truyền thống, các máy phát đồng bộ sở hữu các khối quay cơ học khổng lồ, tạo ra quán tính quay tự nhiên (H_{sys}). Khi có sự mất cân bằng nguồn – tải, động năng tích trữ trong các khối quay này sẽ ngay lập tức được giải phóng (hoặc hấp thụ) để kìm hãm tốc độ thay đổi tần số, đưa về giá trị ổn định, đồng thời đảm bảo tính kinh tế của chế độ vận hành [12]. Tuy nhiên, khi các nguồn NLTT thay thế dần các nguồn truyền thống sẽ ảnh hưởng rõ rệt đến đáp ứng điều khiển tần số sơ cấp và đáp ứng quán tính vì bản thân các nguồn này (trừ thủy điện) không có đáp ứng quán tính quay tự nhiên (Hình 1.4).



Hình 1.4. Hằng số quán tính quay của các loại hình nguồn phổ biến [13]

Điều này dẫn đến hai hệ quả vật lý nghiêm trọng cho hệ thống điện:

- Quán tính thấp: Hệ thống mất đi "bộ đệm" năng lượng tự nhiên, khiến tần số trở nên nhạy cảm cực độ với bất kỳ sự thay đổi tải hay nguồn nào.
- Giảm chấn yếu: Khả năng tự dập tắt các dao động công suất sau sự cố bị suy giảm trầm trọng, dễ dẫn đến hiện tượng mất ổn định động học lan truyền.

b) Ảnh hưởng tới Tốc độ thay đổi tần số (RoCoF):

RoCoF (hay $\frac{df}{dt}$) được mô tả qua phương trình dao động như sau [14]:

$$2H_{sys} \cdot \frac{df}{dt} = f_0 \cdot [(P_m - P_e) - K_D \Delta f] \quad (1.1)$$

Trong đó:

H_{sys} – Hằng số quán tính tương đương của hệ thống (s);

f_0 – Tần số định mức của hệ thống (Hz);

$P_m - P_e = \Delta P$ – Sai lệch giữa công suất cơ đầu vào và công suất điện đầu ra (W);

Δf – Sai lệch tần số hệ thống (Hz);

K_D – Hệ số giảm chấn.

Khi H_{sys} giảm mạnh do sự xâm nhập của các nguồn NLTT, với cùng một lượng công suất mất cân bằng ΔP, thì $\frac{df}{dt}$ sẽ tăng vọt. RoCoF quá lớn sẽ kéo theo các hệ quả sau:

- Kích hoạt các Rơ le sa thải phụ tải theo tần số tác động sớm hơn, gia tăng khả năng cắt tải hoặc mất thêm nguồn;
- Gây mất đồng bộ hệ thống trong thời gian cực ngắn (vài trăm ms) không đủ thời gian cho các bộ điều tiết truyền thống đáp ứng;
- Tăng yêu cầu đối với điều khiển AGC, các hệ thống điều tần sơ cấp/thứ cấp vì phải phản ứng nhanh hơn trước đây do tần số biến thiên nhanh, từ đó đòi hỏi nâng cấp phần mềm điều khiển và hạ tầng đo lường.

c) Giải pháp sử dụng Quán tính ảo:

Để khắc phục vấn đề này, nhiều nghiên cứu hiện nay tập trung phát triển các giải pháp Quán tính ảo, cho phép các bộ biến đổi công suất của BESS, turbine gió mô phỏng đặc tính quán tính của máy phát đồng bộ thông qua điều khiển công suất theo tần số và RoCoF. Công suất Quán tính ảo có dạng [15]:

$$P_{VI} = -K_{VI} \cdot \frac{df}{dt} \tag{1.2}$$

Trong đó:

P_{VI} – Công suất hỗ trợ quán tính ảo (MW);

K_{VI} – Hệ số quán tính ảo (MW·s/Hz).

Dấu trừ biểu thị công suất quán tính ảo luôn phải tác động ngược chiều với xu hướng thay đổi tần số để chống lại dao động tần số của hệ thống điện.

1.2.1.2. Đáp ứng điều tần sơ cấp:

Nếu như đáp ứng quán tính là phản ứng tự nhiên của các máy phát đồng bộ khi có các kích động mất cân bằng công suất, đáp ứng sơ cấp là cơ chế điều khiển chủ động quan trọng, giúp hệ thống điện tự động bù đắp các mất cân bằng công suất bằng việc điều khiển dòng công suất sơ cấp cung cấp cho hệ thống. Mức độ phản ứng của hệ thống điện với biến động tần số được biểu hiện bằng đại lượng "đáp ứng tần số". Sự tăng trưởng mạnh mẽ của *các nguồn phát dựa trên các bộ biến đổi điện tử công suất (IBR)* trong lưới điện làm cho vấn đề đảm bảo quán tính hệ thống trở nên đặc biệt cấp thiết.

1.2.2. Sự nhiễu loạn trên lưới điện

Điện năng được phân phối tới các tải tiêu thụ trong giới hạn cho phép, thông thường dải điện áp cho phép là ± 6% giá trị định mức [16]. Khi IBR được tích hợp vào các tải xuất tuyến nhẹ (lightly loaded feeders), tác động mà nó gây ra trên hệ thống là không thể lường trước. Bất cứ lúc nào có sự thay đổi ở tải thì sẽ xuất hiện sự dao động điện áp tại Điểm đấu nối chung (PCC). Đó có thể là sự dao động và sụt giảm điện áp do sự cố chạm đất và ngắn mạch nối đất trên lưới. Tùy theo bản chất của sự cố mà sẽ làm suy giảm chất lượng điện năng tại các PCC theo một cách nhất định. Đây được xem là một yếu tố quan trọng đối với các nguồn NLTT (gió và mặt trời) do đặc tính bất thường và ngẫu nhiên của tốc độ gió và bức xạ mặt trời thay đổi theo từng thời điểm trong ngày. Bên cạnh đó, độ nhạy cũng góp phần làm giảm tuổi thọ của các thiết bị điện và điện tử, cũng bởi do sự dao động điện áp.

Ngoài ra, độ sụt áp không được thấp hơn điện áp tối thiểu khi ở chế độ phụ tải cao, và không được lớn hơn điện áp tối đa khi ở chế độ phụ tải thấp.

$$\Delta V = V_1 - V_2 = \frac{R_{LN}(P_L - P_{Grid}) + X_{LN}(Q_L - Q_{Grid})}{V_2} \tag{1.3}$$

Trong đó:

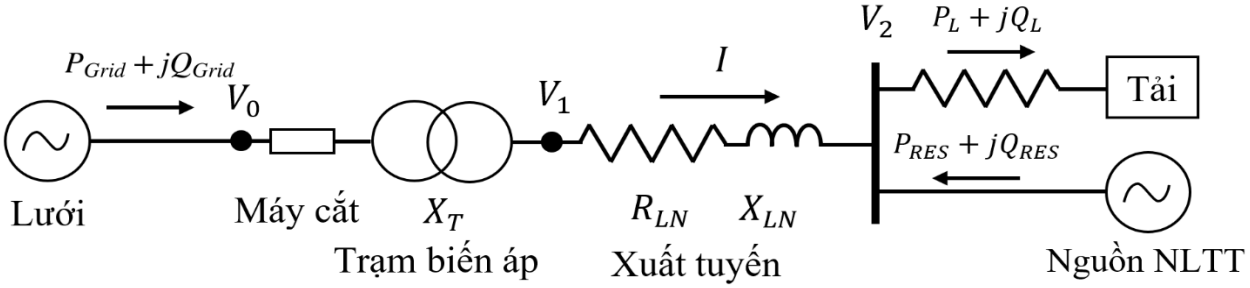
ΔV – Chênh lệch điện áp giữa hai thanh cái V_1 và V_2 (kV);

P_L, Q_L – Công suất tác dụng (MW) và công suất phản kháng (MVAr) của tải;

P_{Grid}, Q_{Grid} – Công suất tác dụng (MW) và công suất phản kháng (MVAr) của lưới;

R_{LN}, X_{LN} – Điện trở và điện kháng đường dây (Ω).

Lưới điện tích hợp các nguồn NLTT và phụ tải được trình bày ở Hình 1.5, trong đó V_0, V_1, V_2 lần lượt là điện áp tại nút phía lưới, điện áp tại đầu đường dây và điện áp tại nút tải/điểm đấu nối các nguồn NLTT; X_T là điện kháng của máy biến áp; R_{LN}, X_{LN} là điện trở và điện kháng đường dây; P_{Grid}, Q_{Grid} , P_L, Q_L và P_{RES}, Q_{RES} lần lượt là công suất tác dụng/phản kháng của lưới, của tải và của nguồn NLTT.



Hình 1.5. Lưới điện tích hợp các nguồn NLTT và phụ tải [16]

Có thể thấy, độ sụt áp phụ thuộc vào công suất tác dụng/phản kháng của NLTT, công suất tác dụng/phản kháng của tải và tỷ lệ X/R của đường dây.

1.2.3. Các sự cố nghiêm trọng trên lưới điện do ảnh hưởng của nguồn NLTT

Trên thế giới, nhiều sự cố nghiêm trọng đã xảy ra do sự phụ thuộc ngày càng tăng vào các nguồn NLTT. Sự cố mất điện tại miền Nam nước Úc năm 2016 cho thấy hệ thống điện có tỷ trọng điện gió cao rất nhạy cảm với các dao động tần số và sự cố truyền tải, khi nhiều turbine gió đồng loạt tách khỏi hệ thống sau sự cố lưới điện [17]. Tại California (Mỹ), các đợt suy giảm nhanh công suất điện mặt trời vào buổi chiều tối trong điều kiện phụ tải cao đã gây thiếu hụt công suất dự phòng và làm gia tăng nguy cơ mất ổn định tần số [18]. Ngoài ra, sự cố mất điện tại Texas năm 2021 cũng cho thấy yêu cầu cấp thiết về nâng cao tính linh hoạt và khả năng đáp ứng nhanh của hệ thống điện trong điều kiện tỷ trọng NLTT ngày càng lớn [19].

Tại Việt Nam, sự phát triển nhanh chóng của NLTT, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió, cũng đã gây ra những thách thức không nhỏ cho hệ thống điện. Năm 2020, 2021 tình trạng quá tải lưới điện đã xảy ra tại các tỉnh miền Trung và miền Nam do sản lượng điện từ NLTT vượt quá khả năng truyền tải của lưới điện. Theo [9], [20] ghi nhận nhiều thời điểm phụ tải thấp, đặc biệt vào buổi trưa các ngày cuối tuần, công suất phát từ các nguồn NLTT vượt quá khả năng hấp thụ của hệ thống, buộc Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia phải cắt giảm hàng nghìn MW công suất điện mặt trời và điện gió nhằm duy trì ổn định tần số và đảm bảo an toàn vận hành lưới điện. Bên cạnh đó, sự biến động nhanh của các nguồn NLTT cũng làm gia tăng yêu cầu đối với điều tần sơ cấp, điều khiển AGC và dự phòng quay của hệ thống điện.

1.3. Tổng quan về các thiết bị tích trữ điện năng được sử dụng trong hệ thống điện

Sự ra đời của hệ thống tích trữ điện năng đã làm thay đổi cấu trúc của mô hình hệ thống điện. Chúng đóng vai trò trong ổn định vận hành hệ thống bằng cách cân bằng giữa sản xuất và tiêu thụ năng lượng. Các thiết bị tích trữ điện năng được điều khiển thông qua các phần mềm và kỹ thuật điện tử phức tạp (bao gồm cả điều khiển từ xa và trực tiếp), sao cho lượng điện năng được tích trữ đúng cách và an toàn, đảm bảo rằng năng lượng được cung cấp và sử dụng hiệu quả nhất. Một số tính năng quan trọng của điều khiển thiết bị tích trữ điện năng bao gồm:

- Điều khiển và giám sát dòng điện, điện áp và năng lượng;
- Điều khiển các thông số: công suất, điện áp đầu ra,…;
- Điều khiển sạc và xả của thiết bị tích trữ.

Các công nghệ điều khiển đang phát triển rất nhanh, từ đó giúp nâng cao hiệu quả và độ tin cậy của các hệ thống tích trữ năng lượng.

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 gồm: thủy điện tích năng, pin (BESS), tích trữ trọng trường (GES), khí nén (CAES), bánh đà và nhiên liệu nhân tạo (hydro). Đặc tính kỹ thuật chính, ưu điểm và hạn chế của từng công nghệ được tổng hợp trong Bảng 1.2.

Bảng 1.2. So sánh đặc tính các công nghệ tích trữ năng lượng

Công nghệ	Quy mô công suất	Thời gian xả	Hiệu suất chu trình	Thời gian đáp ứng	Ưu điểm / hạn chế chính
Thủy điện tích năng [21]	Hàng trăm – hàng nghìn MW	Giờ – ngày	65–70%	Giây – phút	Dung lượng lớn, chi phí vận hành thấp, tuổi thọ dài; phụ thuộc địa hình, xây dựng 10–15 năm, tác động sinh thái
Pin (BESS) [22]	kW – hàng trăm MW	Phút – vài giờ	85–95%	Mili giây	Đáp ứng gần tức thời, lắp đặt linh hoạt, hỗ trợ điều tần – điều áp; nguồn vật liệu hạn chế, chi phí tái chế, thải bỏ pin
Trọng trường (GES) [23], [24]	MW – hàng chục MW	Giờ	Chưa có số liệu vận hành thương mại	Giây – phút	Khắc phục giới hạn địa chất, nguồn nước của TĐTN; đang ở giai đoạn thử nghiệm
Khí nén (CAES) [25]	Hàng chục – hàng trăm MW	Giờ – ngày	40–70%	Phút	Quy mô lớn; cần hang ngầm, mỏ muối
Bánh đà [25]	kW – vài MW	Giây – phút	90–95%	Mili giây	Đáp ứng cực nhanh; tổn hao không tải lớn, dung lượng thấp
Hydro (nhiên liệu nhân tạo) [21]	kW – MW	Giờ – theo mùa	20–40% (hai chiều)	Giây – phút	Lưu trữ dài hạn; giá thành cao, hiệu suất thấp, quy mô thử nghiệm

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

TĐTN vẫn giữ vị trí dẫn đầu về tích trữ quy mô lớn trong tương lai gần (dẫn đầu là Trung Quốc, Hoa Kỳ, EU), trong khi BESS tăng trưởng nhanh và đa dạng hóa công nghệ pin (Natri – lưu huỳnh, Kẽm – không khí, Niken – kẽm, pin thể rắn,…). Khí nén, bánh đà và hydro chủ yếu phát triển cho các ứng dụng chuyên biệt hoặc còn ở giai đoạn nghiên cứu [26].

Thủy điện tích năng và BESS vẫn là hai giải pháp được thế giới ưu tiên lựa chọn nhờ khả năng đáp ứng tốt cả yêu cầu kỹ thuật lẫn kinh tế. Trong đó, BESS nổi bật với tốc độ đáp ứng rất nhanh, tính linh hoạt cao và khả năng hỗ trợ điều tần-điều áp hiệu quả, phù hợp cho việc bù dao động ngắn hạn của các nguồn NLTT. Ngược lại, TĐTN có ưu thế về dung lượng lưu trữ lớn, thời gian lưu trữ dài và chi phí vận hành thấp, phù hợp cho điều tiết phụ tải dài hạn. Sự bổ sung lẫn nhau giữa hai công nghệ này khiến chúng trở thành xu hướng chủ đạo trong quá trình chuyển dịch năng lượng toàn cầu.

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

Tình hình phát triển các dự án TĐTN và BESS tiêu biểu tại ASEAN và trên thế giới được tóm tắt trong Bảng 1.3.

Bảng 1.3. Một số dự án TĐTN và BESS tiêu biểu tại ASEAN và trên thế giới

Quốc gia/khu vực	TĐTN	BESS	Định hướng/dự án tương lai
Thái Lan	Lam Ta Khong 1.000 MW – kinh nghiệm vận hành lâu nhất ASEAN [27]	BESS tại TBA Bamnet Narong, Chaiyaphum (≈ 37 MWh) giảm nghẽn lưới [28]	TĐTN Chulabhorn 800 MW; đấu thầu NLTT tích hợp BESS
Philippines	Kalayaan 734 MW; dự án Pakil 1.400 MW [27]	San Miguel Global Power 1.000 MW/1.000 MWh tại 31 địa điểm [28]	Terra Solar: 3.500 MWp điện mặt trời + 4.000 MWh BESS
Indonesia	Upper Cisokan 1.040 MW (Tây Java) [27]	Giai đoạn khởi đầu, lợi thế nguồn Niken cho chuỗi cung ứng pin [28]	TĐTN Mantenggeng 900 MW; BESS kết hợp ĐMT mái nhà
Lào	MOU nhiều dự án, như Sekong 600 MW [28]	–	Dùng TĐTN điều tiết công suất cho Việt Nam, Thái Lan
Trung Quốc	Dẫn đầu thế giới, tổng công suất trên 50 GW [29]	BESS quy mô lớn (Li-ion, Na-ion) cho điều tần, giảm nghẽn [30]	Mở rộng TĐTN và BESS cho mục tiêu trung hòa carbon 2060 [31]
Hoa Kỳ	Tổng công suất khoảng 22 GW [32]	Hàng trăm MWh – GWh tại California, Texas [33]	Hệ thống lai NLTT–BESS
Liên minh châu Âu	Khoảng 45–50 GW (Đức, Tây Ban Nha, Pháp, Ý) [29]	Tăng trưởng mạnh tại Đức, Ý cho điều tần, điều áp, giảm nghẽn [34]	Green Deal, REPowerEU: TĐTN, BESS, hydro xanh [35]
Úc	Snowy 2.0 khoảng 2.000 MW [36]	Hornsdale Power Reserve cho điều tần, ổn định lưới [37]	–

Quốc gia/khu vực	TĐTN	BESS	Định hướng/dự án tương lai
Nhật Bản	Tổng công suất trên 27 GW [29]	BESS cho lưới điện và vi lưới [38]	Lưu trữ hydro, pin thể rắn, Net Zero 2050 [38]

Nhìn chung, xu hướng phát triển tại các quốc gia trên thế giới cho thấy TĐTN vẫn giữ vai trò chủ đạo trong lưu trữ năng lượng quy mô lớn, trong khi BESS đang tăng trưởng nhanh nhờ tính linh hoạt cao và sự tiến bộ của công nghệ pin.

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

Xét trên hiện trạng triển khai, đặc tính kỹ thuật và xu hướng phát triển của các công nghệ lưu trữ năng lượng, có thể nhận thấy TĐTN và BESS là hai giải pháp nổi bật nhất, không chỉ nhờ các ưu điểm riêng biệt mà còn bởi khả năng phối hợp, bổ trợ lẫn nhau, qua đó mang lại hiệu quả cao trong việc nâng cao độ linh hoạt, ổn định và an toàn vận hành cho hệ thống điện Việt Nam, cụ thể:

1.3.2.1. Bù trừ hạn chế về thời gian đáp ứng và dung lượng lưu trữ:

Sự kết hợp cả hai sẽ bao phủ toàn bộ dải thời gian điều chỉnh tần số từ ngắn đến dài hạn, cụ thể:

- TĐTN: Khả năng lưu trữ rất lớn, thời gian dài (phút, giờ, ngày), các tổ máy còn có khả năng cung cấp quán tính và dự phòng quay cho hệ thống. Tuy nhiên tốc độ đáp ứng thường chậm hơn so với BESS trong việc xử lý các dao động công suất rất nhanh và ngắn hạn của nguồn NLTT;
- BESS: Khả năng lưu trữ hạn chế hơn nhưng khả năng đáp ứng điều tần sơ cấp gần như tức thời (mili giây, giây);

1.3.2.2. Tính khả thi so với các công nghệ khác:

TĐTN – BESS là cặp kết hợp thực tế và khả thi nhất hiện nay, lý do là vì:

- Lưu trữ trọng trường: Công nghệ này vẫn còn trong giai đoạn thử nghiệm và chưa có dự án thương mại quy mô lớn;
- Khí nén: Cần điều kiện địa chất đặc thù (các hang muối, mỏ bỏ hoang,…), tuy nhiên nước ta chưa có hạ tầng để đáp ứng những yêu cầu này;
- Bánh đà: Thời gian đáp ứng siêu ngắn hạn và hiệu suất lưu trữ ngắn hạn rất cao. Tuy vậy không thể đáp ứng ở quy mô hệ thống điện;
- Hydro: Công nghệ vẫn còn đắt đỏ, hiệu suất thấp nên chưa thể được thương mại hóa cho lưới điện Việt Nam

1.3.2.3. Tối ưu chi phí và hiệu quả hệ thống:

Sự kết hợp của cả hai sẽ giúp giảm chi phí hệ thống rất nhiều so với việc chỉ dùng một loại công nghệ nhất định:

- TĐTN: Chi phí vận hành thấp, tuổi thọ lên đến hàng chục năm, phù hợp cho lưu trữ dài hạn;

- BESS: Nặng về chi phí đầu tư ban đầu và chi phí thay thế pin theo chu kỳ, nhưng linh hoạt và dễ triển khai, rất thích hợp cho điều tần, điều áp, bám AGC;

1.3.2.4. Đặc thù lưới điện Việt Nam:

Xét theo đặc thù lưới điện nước ta, vận hành phối hợp TĐTN – BESS có thể được xem là phương án phù hợp nhất với quy mô và cơ cấu hệ thống điện hiện nay:

- Nam Trung Bộ và Tây Nguyên là những khu vực sở hữu tiềm năng điện gió, điện mặt trời rất lớn, cần BESS để lưu trữ nguồn năng lượng dồi dào này do khả năng triển khai linh hoạt ở mọi địa hình và chống chịu tốt với các dạng thời tiết cực đoan;
- Sự biến động mạnh của điện gió, điện mặt trời rất cần BESS để ổn định tần số trong ngắn hạn;
- TĐTN phát huy vai trò cực kỳ quan trọng trong biểu đồ cân bằng phụ tải ngày–đêm;

Do đó, việc xây dựng chiến lược phối hợp vận hành TĐTN – BESS có ý nghĩa thực tiễn và khoa học quan trọng, góp phần nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện có mức độ thâm nhập lớn của các nguồn NLTT.

1.4. Lý thuyết về điều khiển thiết bị tích trữ điện năng và tối ưu vận hành

1.4.1. Cấu trúc điều khiển bộ biến đổi của BESS

BESS kết nối với lưới điện thông qua bộ biến đổi điện tử công suất, vì vậy đặc tính động của BESS do chiến lược điều khiển bộ biến đổi công suất (Power Converter System – PCS) quyết định. Dựa vào phương thức đồng bộ với lưới mà các cấu trúc điều khiển được chia thành ba nhóm chính: Bám lưới (Grid-following – GFL); Tạo lưới (Grid-forming – GFM); và Máy phát đồng bộ ảo (Virtual Synchronous Generator – VSG) [39].

1.4.1.1. Điều khiển bám lưới (GFL):

PCS được điều khiển như một nguồn dòng. Góc pha điện áp tại điểm đấu nối được xác định bằng bộ vòng khóa pha (PLL), dòng điện được điều khiển trên hệ trục quay d-q bằng các bộ PI, trong đó thành phần i_d điều khiển công suất tác dụng và i_q điều khiển công suất phản kháng. Để tham gia điều tần, công suất đặt của BESS được hiệu chỉnh theo độ lệch tần số (đặc tính droop) hoặc theo tốc độ thay đổi tần số thông qua quán tính ảo (phương trình (1.2)).

$$P_{ref} = P_0 - K_D(f - f_0) \tag{1.4}$$

Trong đó:

P_{ref} – Công suất đặt tham chiếu đầu ra của BESS (MW);

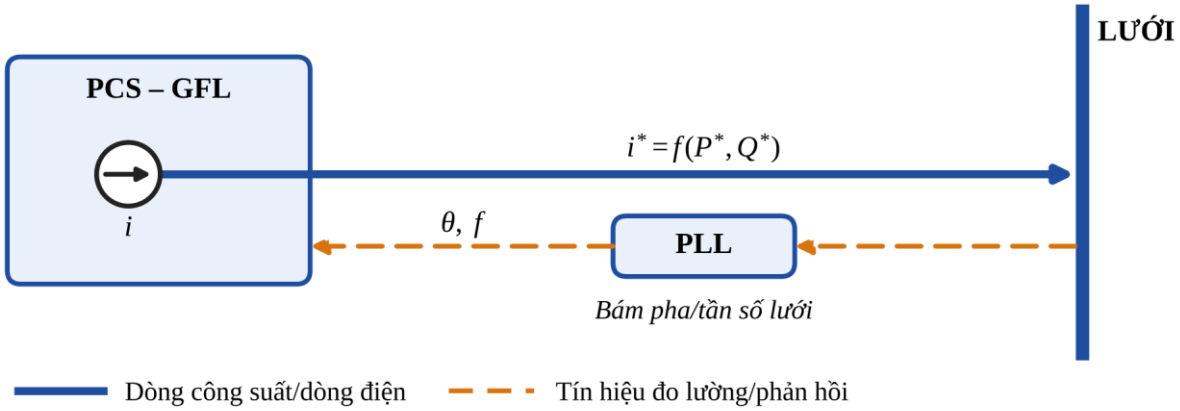
P_0 – Công suất đặt ban đầu của BESS (MW);

K_D – Hệ số droop công suất – tần số (MW/Hz);

f, f_0 – Tần số đo được và tần số định mức (Hz).

GFL có cấu trúc đơn giản và điều khiển trực tiếp dòng điện, do đó dễ giới hạn dòng khi sự cố, và là cấu trúc phổ biến của BESS nối lưới hiện nay. Tuy nhiên, GFL phụ thuộc

vào PLL nên có thể kém ổn định khi lưới yếu (tỷ số ngắn mạch SCR < 3) và chỉ sử dụng được khi có lưới vì bản thân chế độ này không tự thiết lập được điện áp, tần số.



Hình 1.6. Chế độ GFL: bộ PCS bơm dòng điện và bám lưới qua bộ PLL

1.4.1.2. Điều khiển tạo lưới (GFM):

PCS được điều khiển như một nguồn áp với biên độ và tần số điện áp do chính bộ điều khiển thiết lập, không cần PLL để đồng bộ. Đặc tính droop điển hình của GFM:

$$\begin{aligned} f &= f_0 - K_p(P - P_0) \\ U &= U_n - K_q(Q - Q_0) \\ K_p &= \frac{\Delta f_{max}}{P_{rated}}; K_q = \frac{\Delta U_{max}}{Q_{rated}} \end{aligned} \tag{1.5}$$

Trong đó:

f, f_0 – Tần số của bộ biến đổi và tần số định mức (Hz);

K_p, K_q – Hệ số droop P–f và Q–U;

U, U_n – Biên độ điện áp đầu ra và điện áp định mức (pu);

Q_0 – Công suất phản kháng đặt (MVAr);

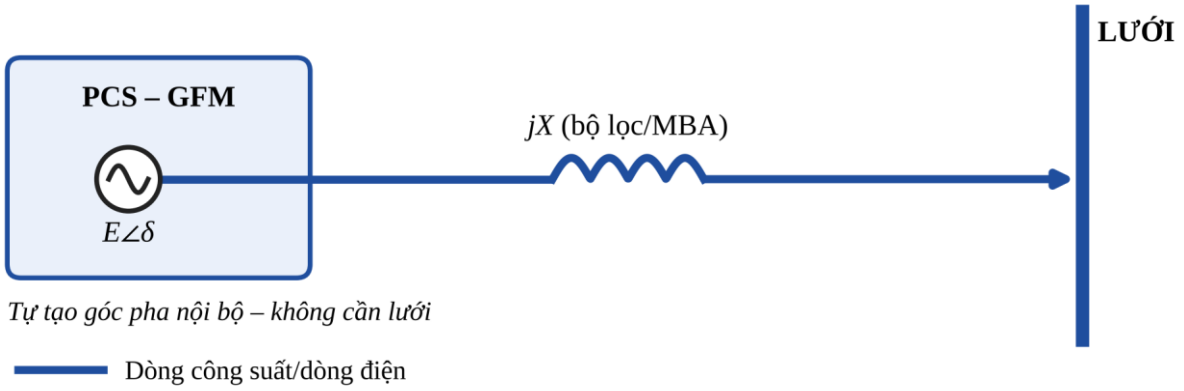
Δf_{max} – Độ lệch tần số lớn nhất so với tần số định mức (Hz);

ΔU_{max} – Độ lệch điện áp lớn nhất được xét so với điện áp tham chiếu (pu);

P_{rated} – Công suất tác dụng định mức của bộ PCS (MW);

Q_{rated} – Công suất phản kháng định mức của bộ PCS (MVar).

GFM có khả năng hỗ trợ lưới điện yếu, có khả năng vận hành độc lập cho phép thực hiện chức năng khởi động đen, cung cấp quán tính ảo và hỗ trợ ổn định. Tuy nhiên, GFM đặt ra yêu cầu cao hơn đối với thiết kế bộ điều khiển và cơ chế bảo vệ của PCS, đặc biệt trong điều kiện sự cố lưới điện. Khi xảy ra ngắn mạch, bộ điều khiển phải đồng thời duy trì đặc tính hình thành lưới và giới hạn dòng điện để bảo vệ các linh kiện bán dẫn. Do đó, việc lựa chọn chiến lược giới hạn dòng và bảo đảm khả năng chịu quá tải phù hợp là những thách thức quan trọng khi triển khai GFM.



Hình 1.7. Chế độ GFM: bộ PCS là nguồn áp sau trở kháng, tự thiết lập điện áp và tần số

1.4.1.3. Máy phát đồng bộ ảo (VSG):

Đây là dạng mở rộng của GFM, trong đó bộ điều khiển mô phỏng phương trình dao động (swing equation) của máy phát đồng bộ trong phần mềm của bộ PCS để tạo ra quán tính và giảm chấn ảo:

$$J\omega_0 \frac{d\omega}{dt} = P_{ref} - P_e - D(\omega - \omega_0) \quad (1.6)$$

Trong đó:

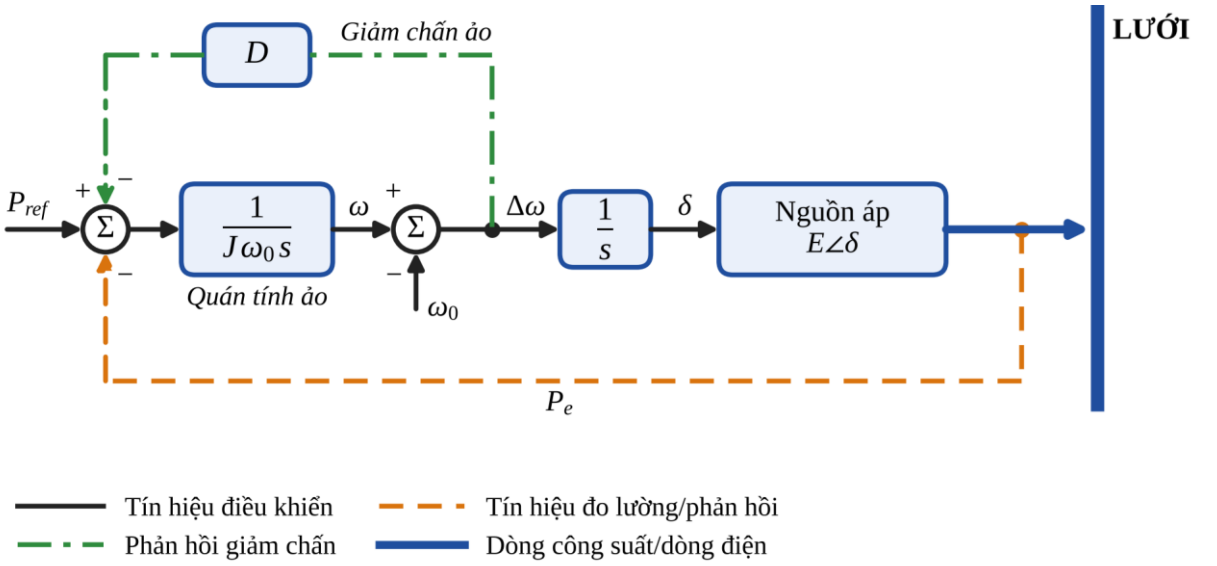
J – Mô-men quán tính ảo, mô phỏng quán tính của phần quay máy phát đồng bộ (kg·m²);

ω, ω_0 – Tần số góc ảo của VSG và tần số góc định mức (rad/s);

P_{ref} – Công suất đặt đầu ra của mô hình máy đồng bộ ảo (W);

P_e – Công suất điện đầu ra của bộ PCS (W);

D – Hệ số giảm chấn ảo, tạo tác động chống lại sự lệch tốc độ góc và giúp giảm dao động (W.s/rad).



Hình 1.8. VSG giải phương trình dao động (J,D) để tạo góc δ cho nguồn áp – quán tính ảo động

Bảng 1.4 dưới đây so sánh ba cấu trúc điều khiển như sau.

Bảng 1.4. So sánh các cấu trúc điều khiển bộ PCS của BESS

Tiêu chí	Bám lưới (GFL)	Tạo lưới (GFM)	Máy phát đồng bộ ảo (VSG)
Bản chất nguồn	Nguồn dòng	Nguồn áp	Nguồn áp mô phỏng máy phát đồng bộ
Cơ chế đồng bộ	Phải có bộ PLL	Đặc tính droop P–f, không cần PLL	Phương trình dao động rotor ảo
Đóng góp quán tính	Không có sẵn, phải bổ sung vòng df/dt (quán tính ảo)	Gián tiếp thông qua đặc tính droop	Có, điều chỉnh được qua J và D
Vận hành khi lưới yếu, độc lập	Hạn chế (phụ thuộc PLL, không thể tự vận hành)	Tốt, có thể vận hành đảo / khởi động đen	Tốt
Giới hạn dòng khi sự cố	Đơn giản (điều khiển dòng trực tiếp)	Phức tạp	Phức tạp
Mức độ ứng dụng	Phổ biến nhất đối với BESS nối lưới truyền tải	Lưới yếu, microgrid, hệ thống có tỷ trọng IBR rất cao	Đang nghiên cứu, thử nghiệm

Mô hình điều khiển BESS được đề xuất ở Chương 2 thuộc cấu trúc GFL với đặc điểm sau: BESS đồng bộ với lưới qua PLL và điều khiển dòng điện trên hệ trục d-q, trong đó vòng ngoài sử dụng đặc tính droop phi tuyến thích ứng có phản hồi SOC thay cho droop cố định. Lựa chọn này phù hợp với đối tượng áp dụng là lưới truyền tải 500/220kV có nhiều nguồn đồng bộ, tương thích với mô hình mô phỏng RMS của DIgSILENT PowerFactory và với cấu trúc điều khiển của các BESS nối lưới đang được triển khai hiện nay, đồng thời khắc phục hạn chế của droop cố định nhờ hệ số droop thay đổi theo độ lệch tần số và SOC.

1.4.2. Mô hình CBEST

CBEST (Capacitor-Based Energy Storage Technology) là mô hình động tổng quát của thiết bị tích trữ năng lượng do Viện Nghiên cứu Năng lượng điện Hoa Kỳ (EPRI) phát triển, được sử dụng trong các phần mềm mô phỏng hệ thống điện như PSS/E, DIgSILENT PowerFactory để mô phỏng BESS trong các nghiên cứu ổn định. Mô hình gồm hai mạch điều khiển:

- Mạch công suất tác dụng – SOC, trong đó công suất phụ trợ tỷ lệ với độ lệch tần số được giới hạn theo công suất cực đại và dòng điện cực đại của bộ biến đổi, còn SOC được tính bằng tích phân năng lượng trao đổi;
- Mạch công suất phản kháng – điện áp gồm bộ điều chỉnh điện áp có khâu bù pha và khâu droop điện áp.

Ưu điểm của CBEST là cấu trúc đơn giản, ít tham số, phù hợp với nghiên cứu hệ thống quy mô lớn. Tuy nhiên hạn chế của mô hình là có hệ số khuếch đại cố định, mối quan hệ tuyến tính giữa công suất và độ lệch tần số, và SOC chỉ đóng vai trò giới hạn sạc/xả. Vì vậy, Luận án sử dụng CBEST làm mô hình đối chứng cho mô hình đề xuất ở Chương 2

(Cấu trúc chi tiết được trình bày tại mục 2.4).

1.4.3. Các thuật toán tối ưu đa mục tiêu

Bài toán tối ưu đa mục tiêu có dạng tổng quát được biểu diễn như sau:

$$f(x) = min/max[f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)] \quad (1.7)$$

Trong đó:

$f(x)$ – Hàm đa mục tiêu;

$f_i(x)$ – Hàm mục tiêu thứ *i*, với *i = 1,2,..,n*. Dạng của hàm này rất đa dạng: đẳng thức, bất đẳng thức,… và có thể theo hướng tối thiểu hóa hoặc tối đa hóa tùy thuộc vào yêu cầu bài toán.

Vì các mục tiêu thường mâu thuẫn nhau (ví dụ chi phí nhiên liệu và phát thải CO_2, chi phí nhiên liệu và vận hành tối ưu,…), do đó bài toán sẽ không đi tìm một nghiệm tối ưu duy nhất mà sẽ tồn tại tập nghiệm chứa các nghiệm không bị "trội", gọi là tập nghiệm tối ưu Pareto: Nghiệm x^* là tối ưu Pareto nếu không tồn tại nghiệm khả thi nào tốt hơn x^* ở ít nhất một mục tiêu mà không kém hơn ở các mục tiêu còn lại. Các phương pháp được sử dụng để giải bài toán tối ưu đa mục tiêu được chia thành hai nhóm:

- Nhóm 1 – Phương pháp vô hướng hóa: Đưa bài toán về một mục tiêu bằng tổng trọng số hoặc ràng buộc ε. Phương pháp này có ưu điểm là đơn giản nhưng mỗi lần giải chỉ cho một nghiệm và phụ thuộc vào cách chọn trọng số;
- Nhóm 2 – Phương pháp tiến hóa và bầy đàn dựa trên quần thể: Tìm đồng thời nhiều nghiệm của tập Pareto trong một lần chạy mô phỏng, các đại diện tiêu biểu là thuật toán Di truyền (GA) và biến thể NSGA-II, tối ưu bầy đàn (PSO, MOPSO), tối ưu bầy sói xám (GWO, MOGWO). Đặc điểm của các thuật toán này được so sánh trong Bảng 1.5 dưới đây.

Bảng 1.5. So sánh một số thuật toán tối ưu đa mục tiêu dựa trên quần thể

Thuật toán	Cơ chế tìm kiếm	Biến thể đa mục tiêu	Ưu điểm	Hạn chế
GA	Chọn lọc, lai ghép, đột biến trên quần thể các nhiễm sắc thể	NSGA-II, SPEA2	Mã hóa trực tiếp các biến rời rạc, biến nguyên; xử lý tốt ràng buộc; khả năng tìm kiếm toàn cục tốt	Chi phí tính toán lớn; nhiều tham số (xác suất lai ghép, đột biến)
PSO	Cập nhật vận tốc, vị trí theo kinh nghiệm của cá thể và của quần thể	MOPSO	Ít tham số, hội tụ nhanh với biến liên tục	Dễ hội tụ sớm về cực trị cục bộ; cần kỹ thuật bổ sung cho các biến rời rạc
GWO	Mô phỏng cơ chế phân cấp và săn mồi của bầy sói (α, β, δ)	MOGWO	Rất ít tham số, cân bằng tốt giữa khai phá (exploration) và khai thác (exploitation)	Thuật toán mới, ít được kiểm chứng với bài toán nhiều ràng buộc và biến rời rạc

Bài toán vận hành tối ưu TĐTN ở Chương 3 có các biến trạng thái rời rạc (chế độ

bơm/phát/dừng của từng tổ máy trong 24 giờ) kết hợp với biến liên tục (công suất) và nhiều ràng buộc về dung tích hồ chứa, công suất tổ máy. Xét các thuật toán đã được trình bày, nghiên cứu sinh nhận thấy thuật toán GA cho phép mã hóa trực tiếp các biến hỗn hợp này và đã được tích hợp trong công cụ của phần mềm PDPAT II, giúp cho việc mô phỏng và tính toán thuận tiện hơn. Do đó Luận án lựa chọn thuật toán Tối ưu đa mục tiêu Di truyền (MO-GA) cho Chương 3. Các thuật toán PSO, GWO và các biến thể đa mục tiêu của chúng cũng có thể áp dụng cho bài toán này nhưng việc so sánh định lượng giữa các thuật toán sẽ là hướng mở rộng của nghiên cứu.

1.4.4. Mô hình động học của nhà máy TĐTN

Mô hình động học của nhà máy TĐTN gồm ba phần: hệ thống thủy lực (đường ống áp lực và turbine/bơm), bộ điều tốc và máy điện. Giả thiết rằng cột nước không đàn hồi, động học của dòng nước trong đường ống áp lực được mô tả bằng công thức sau [40]:

$$\frac{dq}{dt} = \frac{1 - h - h_f}{T_w}$$
$$h = \left(\frac{q}{g}\right)^2 \quad (1.8)$$

Trong đó:

q – Lưu lượng nước qua turbine (pu);

h, h_f – Cột áp tại turbine và tổn thất cột áp do ma sát (pu);

g – Độ mở cánh hướng nước (pu);

T_w – Hằng số thời gian khởi động dòng nước (s).

Công suất cơ của turbine được xác định bằng công thức sau:

$$P_m = A_t h(q - q_{nl}) - D_t G \Delta\omega \quad (1.9)$$

Trong đó:

A_t – Hệ số khuếch đại của turbine;

q_{nl} – Lưu lượng không tải (pu);

D_t – Hệ số giảm chấn của turbine;

$\Delta\omega$ – Độ lệch tốc độ quay (pu).

Hằng số thời gian T_w đặc trưng cho quán tính của cột nước trong đường dẫn áp lực và là nguyên nhân làm cho turbine thủy lực có đặc tính pha không cực tiểu (non-minimum phase). Cụ thể, khi độ mở cánh hướng tăng, lưu lượng qua turbine không thể tăng tức thời do cột nước cần thời gian để tăng tốc, trong khi tiết diện dòng chảy đã mở rộng làm cột áp tại cửa vào turbine giảm xuống. Kết quả là công suất cơ trên trục giảm trong khoảng thời gian đầu, sau đó mới tăng dần đến giá trị xác lập mới. Do đó, khả năng đáp ứng nhanh của TĐTN bị giới hạn bởi hằng số T_w và bởi tốc độ thay đổi độ mở cánh hướng cho phép của

bộ điều tốc. Ở chế độ bơm, chiều của dòng năng lượng đảo ngược: máy điện vận hành như động cơ, tiêu thụ công suất từ lưới điện để bơm nước từ hồ dưới lên hồ trên.

Đối với TĐTN tốc độ cố định (FS-PSHP), turbine/bơm được nối trực tiếp với máy điện đồng bộ, quan hệ giữa công suất cơ và công suất điện được mô tả bởi phương trình dao động rotor sau:

$$2H \cdot \frac{d\omega_r}{dt} = (P_m - P_e) - D\Delta\omega_r$$
$$H = \frac{J \cdot \omega_{0m}^2}{2 \cdot S_{base}} \quad (1.10)$$

Trong đó:

H – Hằng số quán tính của tổ máy (s);

ω_r – Tốc độ góc của rotor (rad/s);

P_m – Công suất cơ trên trục turbine (W);

P_e – Công suất điện đầu ra của máy phát (W);

$\Delta\omega_r$ – Sai lệch tốc độ góc rotor so với tốc độ đồng bộ (rad/s);

D – Hệ số giảm chấn;

J – Mômen quán tính của khối quay gồm rotor máy điện và bánh xe công tác turbine/bơm (kg·m²);

ω_{0m} – Tốc độ góc cơ đồng bộ (rad/s);

S_{base} – Công suất định mức của tổ máy (VA).

Do tốc độ quay luôn bằng tốc độ đồng bộ, công suất tiêu thụ ở chế độ bơm chủ yếu phụ thuộc vào cột nước và gần như không thể điều chỉnh. Ngược lại, đối với TĐTN tốc độ thay đổi (VS-PSHP), máy điện được sử dụng là máy điện cảm ứng nguồn kép (DFIG). Bộ biến đổi phía rotor điều khiển độc lập công suất tác dụng và công suất phản kháng thông qua các thành phần dòng điện rotor trên hệ trục d-q, cho phép tốc độ quay thay đổi trong một dải xung quanh tốc độ đồng bộ. Nhờ đó, VS-PSHP có thể điều chỉnh công suất ở cả chế độ phát và chế độ bơm, đồng thời có tốc độ đáp ứng nhanh hơn so với FS-PSHP. Mô hình chi tiết của VS-PSHP được trình bày tại mục 3.4.1.

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

Việc tích hợp tỷ lệ cao NLTT vào hệ thống điện quốc gia mang lại lợi ích to lớn nhưng cũng đi kèm nhiều thách thức đối với công tác vận hành. Để đảm bảo sự phát triển bền vững, cần có chiến lược đầu tư đồng bộ vào hệ thống lưu trữ điện năng, tối ưu hóa vận hành và nâng cấp hạ tầng truyền tải. Các giải pháp này không chỉ giúp giảm tình trạng cắt giảm NLTT mà còn góp phần nâng cao độ tin cậy và hiệu quả vận hành hệ thống điện trong dài hạn.

Một trong những giải pháp quan trọng để tăng cường khả năng vận hành linh hoạt của hệ thống điện là đầu tư vào các công nghệ lưu trữ điện năng [41], [42], [43]:

- Hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS):
  + Giúp lưu trữ điện năng dư thừa vào thời điểm thấp điểm (trưa) và phát ra vào thời điểm cao điểm (chiều và tối).
  + Hỗ trợ điều tần và cải thiện chất lượng điện áp.
  + Giảm áp lực lên lưới điện truyền tải bằng cách lưu trữ năng lượng gần khu vực phát điện.
- Thủy điện tích năng:
  + Cung cấp công suất điều chỉnh nhanh chóng, hỗ trợ cân bằng hệ thống điện.
  + Có tuổi thọ dài và hiệu suất chuyển đổi cao.

1.5.1. Trong nước:

Hiện nay, số lượng các nghiên cứu khoa học về nâng cao ổn định khi có ảnh hưởng từ các nguồn NLTT ở Việt Nam còn rất hạn chế, hầu hết các đề tài chỉ tập trung vào nghiên cứu một cách tổng quan hay một bài toán quy hoạch hoặc là phương án giải tỏa công suất nguồn NLTT. Trong công trình [44] các tác giả đã đánh giá ảnh hưởng tần số, điện áp của lưới điện phân phối khi có sự tích hợp của nguồn điện mặt trời, tuy nhiên nhóm tác giả chưa đưa ra các giải pháp phù hợp với các ảnh hưởng đến ổn định tần số và điện áp.

Trong nghiên cứu của nhóm tác giả [45] thực hiện, dựa trên thuật toán phục hồi Trạng thái sạc (SOC) của một hệ thống kết hợp giữa gió - Diesel và BESS ở huyện đảo Phú Quý. Thuật toán điều khiển phục hồi SOC của BESS giúp duy trì mức năng lượng của pin luôn nằm trong ngưỡng vận hành ổn định, tăng tuổi thọ của pin. Tuy nhiên vì mô hình chỉ áp dụng ở phạm vi quy mô nhỏ nên chưa thể kiểm chứng được hiệu quả của nó khi áp dụng vào lưới điện quy mô lớn hơn.

Ở nghiên cứu [46], nhằm ổn định hệ thống lưới microgrid khi có quá nhiều nguồn phát điện phân phối NLTT, các tác giả đã đề xuất một phương pháp chia công suất phản kháng bằng cách điều chỉnh độ dốc điện áp droop, nhằm làm tăng độ chính xác cho việc chia sẻ công suất phản kháng và duy trì sự công bằng công suất cho toàn hệ thống.

Trong một số công trình khác nghiên cứu về ổn định như [47] liên quan đến tác động của việc tích hợp các nguồn NLTT cũng như ảnh hưởng của các nguồn điện đến tần số, điện áp của lưới điện và đề xuất các giải pháp nhằm nâng cao sự ổn định của hệ thống điện, các tác giả phân tích rằng đến năm 2025 cần phải đưa giải pháp sử dụng hệ thống tích trữ điện năng bằng BESS và cần tiếp tục tăng công suất của BESS lên trong giai đoạn 2025-2030 nhằm để đáp ứng được các yêu cầu về kỹ thuật khi có sự thâm nhập ngày càng cao của các nguồn NLTT, đặc biệt là nguồn điện mặt trời công suất lớn.

Theo tài liệu [48] các tác giả đã đưa ra cái nhìn toàn diện về tình trạng dư thừa nguồn điện mặt trời trong khi lưới truyền tải chưa phát triển kịp, đánh giá rõ ràng tình trạng đầy

tải và quá tải của các đường dây và trạm biến áp trong khu vực, phân tích tác động của biến động thời tiết (mây che phủ) đến ổn định điện áp và tần số. BESS được đề xuất như một giải pháp chính để cải thiện ổn định hệ thống, nhưng chưa đánh giá sự kết hợp giữa BESS và các công nghệ khác như TĐTN, điều chỉnh công suất phát từ các nhà máy điện truyền thống, hoặc quản lý nhu cầu tiêu thụ điện (Demand Response).

Thực tế thiết bị tích trữ điện năng không những hỗ trợ về việc chạy phủ đỉnh (xả trong trường hợp nguồn điện cung cấp không đủ cho phụ tải) mà còn hấp thụ công suất dư thừa của hệ thống, giảm áp lực truyền tải, giảm tổn thất truyền tải, tăng khả năng cung cấp công suất dự phòng quay. Tuy nhiên, các giải pháp mà nhóm tác giả đưa ra trong [49] tập trung vào bài toán tối ưu hóa chi phí mà chưa phân tích sâu về ổn định điện áp, tần số khi NLTT thâm nhập tỷ lệ cao vào hệ thống.

Trong [50] bài báo đã trình bày các nghiên cứu liên quan đến tích hợp NLTT, chủ yếu tập trung vào bài toán tối ưu chi phí vận hành và phân bổ công suất phát điện, qua đó cung cấp cái nhìn tổng quan về vấn đề tối ưu vận hành hệ thống điện Việt Nam. Tuy vậy, bài báo chưa đề cập đến vấn đề quán tính hệ thống – một yếu tố ngày càng quan trọng khi tỷ trọng các nguồn NLTT không đồng bộ như điện gió và điện mặt trời tăng cao, dẫn đến suy giảm quán tính và làm tăng rủi ro mất ổn định tần số.

Ngoài ra tại [51], [52], [53] các tác giả đã đưa ra các giải vận hành tối ưu hệ thống và hiệu quả nguồn NLTT kết hợp với BESS cho lưới điện nhỏ, với các giải pháp đề xuất nhằm nâng cao hiệu quả cho lưới điện nhỏ, tuy nhiên vẫn chưa đưa ra được giải pháp vận hành ổn định cho lưới điện truyền tải có tích hợp nguồn NLTT cao.

Ở [54], các tác giả đã đánh giá vai trò của Nhà máy Thủy điện Tích năng Bác Ái trong hệ thống điện Việt Nam vào năm 2030, khi tỷ lệ NLTT cao. Sự tham gia của nhà máy Bác Ái giúp giảm công suất nhiệt điện khí, tăng hiệu quả sử dụng NLTT, công suất huy động từ điện mặt trời tăng từ 13.566 MW lên 14.766 MW (khoảng 8,85%). Chi phí sản xuất điện hàng ngày của hệ thống giảm, nhưng còn nhiều hạn chế về đánh giá ổn định hệ thống điện.

Ở nghiên cứu [55] bài báo tập trung vào bài toán kết hợp giữa siêu tụ điện và pin Lithium trong hệ thống lưu trữ năng lượng, nhằm tận dụng ưu điểm của cả hai loại thiết bị. Mục tiêu cuối cùng là xác định Chiến lược điều khiển phối hợp giữa siêu tụ và pin Lithium, từ đó đề ra các phương án vận hành phù hợp với nhiều tình huống khác nhau trên lưới điện.

Từ các phân tích trên có thể thấy, tại Việt Nam hiện nay chưa có một công trình nghiên cứu mang tính hệ thống và toàn diện về việc điều khiển và tối ưu vận hành các hệ thống lưu trữ năng lượng nhằm nâng cao ổn định, độ tin cậy và tính linh hoạt của hệ thống điện Quốc gia, đặc biệt trong bối cảnh tỷ trọng các nguồn NLTT ngày càng gia tăng. Bên cạnh đó, nhìn chung các nghiên cứu chủ yếu dừng lại ở mức đánh giá tiềm năng hoặc thử nghiệm ở quy mô hạn chế, chưa đề xuất các giải pháp kỹ thuật chi tiết về quy mô công suất, dung lượng lưu trữ, vị trí lắp đặt và chiến lược điều khiển phối hợp với lưới điện hiện hữu.

1.5.2. Trên thế giới

Trên thế giới, nhiều nghiên cứu đã tập trung vào bài toán điều khiển hệ thống lưu trữ năng lượng nhằm nâng cao ổn định và tính linh hoạt của hệ thống khi tỷ trọng nguồn NLTT tăng cao. Các nghiên cứu chủ yếu tập trung vào hai hướng chính: điều khiển độc lập BESS và điều khiển độc lập nhà máy TĐTN.

Đối với BESS, các nghiên cứu chủ yếu tập trung vào điều khiển tần số, hỗ trợ quán tính ảo,… Trong [56], Kabir và cộng sự đề xuất chiến lược điều khiển phi tập trung cho hệ thống PV–BESS nhằm duy trì điện áp trong giới hạn cho phép của lưới điện phân phối. Trong nghiên cứu này, khả năng phản ứng của các bộ converter trong các nhà máy điện mặt trời khi được kết hợp với BESS sẽ được theo dõi và tính toán để giải quyết vấn đề điều chỉnh điện áp. Thế nhưng bài báo vẫn chưa xét đến các yếu tố thay đổi theo thời gian như phụ tải, thời tiết, chỉ tập trung điều phối ngắn hạn mà chưa xem xét tối ưu lâu dài, giới hạn công suất phản kháng của PV. Các nghiên cứu [57], [58], [59], [60], [61] tập trung xây dựng các thuật toán điều khiển và tối ưu vận hành BESS nhằm nâng cao khả năng điều tần, giảm dao động công suất và cải thiện tuổi thọ pin. Tuy nhiên các nghiên cứu vẫn chưa đưa ra được vấn đề sẽ ứng dụng vào thực tế điều khiển BESS để đáp ứng các yêu cầu về kịch bản tình huống sự cố khi vận hành của hệ thống điện.

Đối với nhà máy TĐTN, nghiên cứu [62] đề xuất một chiến lược quản lý năng lượng tối ưu cho hệ thống tích hợp pin quang điện, gió, thủy điện tích năng về hiệu suất kinh tế, chi phí vận hành và sử dụng hiệu quả NLTT. Thế nhưng, biến động do thời tiết và phụ tải làm ảnh hưởng đến hiệu suất của chiến lược vẫn bị bỏ ngỏ. Ngoài ra nghiên cứu [63] cũng cho thấy TĐTN có vai trò quan trọng trong việc cung cấp dự phòng quay, giảm cắt giảm công suất các nguồn NLTT và nâng cao độ ổn định cho lưới điện có quán tính thấp.

Có thể thấy, các nghiên cứu phần lớn chỉ tập trung vào một loại hình mô hình lưu trữ năng lượng kết hợp với các nguồn NLTT.

Như đã trình bày ở trên, xét về quy mô đầu tư, tiềm năng phát triển, sự tương thích của từng loại hình lưu trữ đối với hệ thống điện nước ta thì nhà máy TĐTN và BESS nổi lên như một giải pháp khả thi và phù hợp nhất tính tới thời điểm này. Tại Việt Nam đã có không ít dự án kết hợp điện gió, điện mặt trời với BESS hoặc nhà máy TĐTN, tuy nhiên các tài liệu kỹ thuật cũng như các nghiên cứu sự kết hợp đồng thời BESS–TĐTN vẫn còn rất ít, hoặc mới chỉ dừng ở mức đề xuất ý tưởng mà chưa có những tính toán cụ thể. Do vậy chủ đề này được xem là rất quan trọng và cần thiết cho lưới điện nước ta.

Các công trình tiêu biểu trong và ngoài nước nêu trên được tổng hợp trong Bảng 1.6 theo thiết bị lưu trữ, bài toán nghiên cứu, phạm vi áp dụng và hạn chế so với yêu cầu đặt ra của luận án.

Bảng 1.6. Tổng hợp các công trình nghiên cứu tiêu biểu liên quan đến luận án

Công trình	Thiết bị lưu trữ	Bài toán / phương pháp	Phạm vi áp dụng	Hạn chế so với yêu cầu của luận án
[44]	Không xét	Đánh giá ảnh hưởng của ĐMT đến tần số, điện áp	Lưới phân phối	Chưa đề xuất giải pháp

Công trình	Thiết bị lưu trữ	Bài toán / phương pháp	Phạm vi áp dụng	Hạn chế so với yêu cầu của luận án
[45]	BESS	Phục hồi SOC cho hệ gió – diesel – BESS	Đảo Phú Quý	Quy mô nhỏ, chưa kiểm chứng trên lưới lớn
[46]	Không xét	Chia sẻ công suất phản kháng bằng droop điện áp	Microgrid	Chưa xét tần số, chưa xét lưu trữ
[47], [48]	BESS	Đánh giá tác động NLTT, quá tải lưới; đề xuất BESS	HTĐ Việt Nam	Mức định hướng; chưa có mô hình điều khiển; chưa xét phối hợp với TĐTN
[49], [50]	Lưu trữ nói chung	Tối ưu chi phí vận hành, phân bổ công suất	HTĐ Việt Nam	Chưa phân tích ổn định tần số, quán tính
[51], [52], [53]	BESS	Vận hành tối ưu NLTT – BESS	Lưới điện nhỏ	Chưa áp dụng cho lưới truyền tải
[54]	TĐTN Bác Ái	Vai trò kinh tế, khả năng huy động ĐMT năm 2030	HTĐ Việt Nam	Chưa đánh giá ổn định hệ thống
[55]	Siêu tụ + pin Li	Chiến lược phối hợp hai thiết bị lưu trữ	Hệ thống lưu trữ	Không xét TĐTN, chưa xét ổn định hệ thống
[56]	PV – BESS	Điều khiển phi tập trung giữ điện áp	Lưới phân phối	Chưa xét biến động phụ tải, thời tiết
[57], [58], [59], [60], [61]	BESS	Điều khiển/tối ưu BESS cho điều tần, tuổi thọ pin	Hệ thống mẫu	Chưa gắn với kịch bản sự cố vận hành thực tế; chưa phối hợp với TĐTN
[62]	PV – gió – TĐTN	Quản lý năng lượng tối ưu kinh tế	Hệ thống tích hợp	Chưa xét biến động thời tiết, phụ tải; chưa xét ổn định tần số
[63]	TĐTN	Dự phòng quay, giảm cắt giảm NLTT	Lưới quán tính thấp	Chưa phối hợp với BESS
Luận án	BESS + TĐTN	Droop phi tuyến thích ứng có phản hồi SOC; VS-PSHP với tối ưu đa mục tiêu GA; chiến lược vận hành phối hợp COS	IEEE 39-Bus; lưới 500/220kV Tây Nguyên, Ninh Thuận	–

1.5.3. Khoảng trống nghiên cứu và định hướng của Luận án

Qua các tìm hiểu và phân tích trên, bản thân các nguồn NLTT là các nguồn phát điện phụ thuộc mạnh vào thời tiết, môi trường vận hành, dẫn đến có rất nhiều vấn đề cần phải quan tâm như biến động công suất, dao động tần số và dao động điện áp phát sinh trong quá trình vận hành các nguồn điện này. Do đó mà mức độ quan trọng cũng như sự cấp thiết trong việc ổn định hệ thống điện khi mức độ thâm nhập của nguồn NLTT ngày càng tăng lại càng được chú trọng. Khi tỷ trọng công suất đặt của các nguồn NLTT trong hệ thống điện mới ở mức độ thấp thì điều độ viên vẫn có thể chủ động ổn định hệ thống điện, đưa

các nhà máy vượt qua sự cố. Tuy nhiên, với mục tiêu Net Zero mà Chính phủ Việt Nam cam kết trước năm 2050 mà công suất đặt của các nguồn NLTT có chiều hướng tăng lên rất cao so với công suất đặt của các nguồn điện truyền thống, thì vấn đề mất ổn định và điều khiển – kiểm soát là một bài toán khó với đơn vị vận hành hệ thống. Từ tổng quan ở mục 1.3 và Bảng 1.6, có thể rút ra bốn khoảng trống nghiên cứu sau (Bảng 1.7):

Bảng 1.7. Khoảng trống nghiên cứu và nội dung giải quyết của luận án

TT	Khoảng trống nghiên cứu	Nội dung giải quyết trong luận án	Vị trí
1	Các bộ điều khiển droop của BESS (kể cả mô hình CBEST của EPRI) dùng hệ số cố định hoặc tuyến tính, chưa đồng thời xét phản hồi SOC. Khi SOC xuống thấp hoặc lên cao, BESS mất khả năng hỗ trợ tần số hoặc bị cắt khỏi lưới.	Mô hình điều khiển BESS theo độ sụt giảm phi tuyến thích ứng có phản hồi SOC; so sánh với CBEST và trường hợp không có BESS	Chương 2
2	Nghiên cứu về TĐTN trong nước chủ yếu ở mức quy hoạch, kinh tế. Chưa có mô hình điều khiển VS-PSHP gắn với chế độ bơm/phát tối ưu theo nhiều tiêu chí (chi phí nhiên liệu – phát thải CO_2 – tổn thất năng lượng thấp nhất) cho một nhà máy cụ thể của Việt Nam.	Mô hình VS-PSHP và tối ưu đa mục tiêu bằng thuật toán Di truyền cho TĐTN Bác Ái	Chương 3
3	Các công trình phối hợp lưu trữ thường chỉ xét một công nghệ, hoặc chỉ xét một thang thời gian (điều độ ngày hoặc điều tần). Chưa có chiến lược phân vai BESS (đáp ứng nhanh) – TĐTN (dung lượng lớn) đồng thời cho cả hai bài toán.	Chiến lược vận hành phối hợp (COS) BESS – TĐTN cho bài toán biểu đồ phụ tải và bài toán ổn định tần số	Chương 4
4	Thiếu kiểm chứng trên lưới điện thực tế Việt Nam có tỷ trọng NLTT cao theo tiêu chuẩn vận hành hiện hành.	Kiểm chứng trên lưới 500/220kV Tây Nguyên và khu vực Ninh Thuận theo Thông tư 25/2016/TT-BCT	Chương 2 – 4

Trong bối cảnh đó, nhận thấy việc lắp đặt sớm các hệ thống tích trữ năng lượng trong các hệ thống điện lai, đặc biệt là gió và mặt trời, tích hợp với bộ tích trữ năng lượng vừa giúp giải quyết vấn đề dư thừa/thiếu hụt điện năng, điều tần, ổn định lưới điện,... vừa giúp mang lại lợi nhuận đáng kể trong tương lai. Nổi bật trong số đó là kết hợp của BESS với nhà máy thủy điện tích năng. Tuy nhiên, để có cái nhìn cụ thể hơn về hai loại hình lưu trữ năng lượng này trước khi đặt chúng vào một mô hình vận hành phối hợp, nghiên cứu sinh sẽ xem xét từng thuật toán – mô hình vận hành riêng lẻ của BESS (tại Chương 2) cũng như TĐTN (tại Chương 3). Từ đó rút ra những lợi thế mà chúng mang lại khi đứng một mình trong bài toán vận hành kết hợp với các nguồn NLTT có xét đến những tiêu chí chung, như: ổn định điện áp, khả năng điều tần, tốc độ phản ứng với sự cố,... Khi đã có đủ dữ kiện cần thiết, nghiên cứu sinh sẽ đề xuất chiến lược vận hành phối hợp BESS – TĐTN và đánh giá hiệu quả trên lưới điện thực tế (tại Chương 4). Bằng cách này sẽ có thể xây dựng các mô hình điều khiển các thiết bị tích trữ điện năng phù hợp với việc tích hợp các nguồn

NLTT ở mức độ cao.

1.6. Kết luận Chương 1

Trong Chương này, NCS đã trình bày tổng quan về sự phát triển của các nguồn NLTT, các chính sách thúc đẩy chuyển dịch năng lượng và xu hướng gia tăng tỷ trọng NLTT trong hệ thống điện Việt Nam. Bên cạnh những lợi ích về môi trường và an ninh năng lượng, việc tích hợp tỷ trọng lớn các nguồn điện gió, điện mặt trời cũng làm phát sinh nhiều thách thức đối với vận hành hệ thống điện như suy giảm quán tính, gia tăng RoCoF, dao động điện áp và nguy cơ mất ổn định tần số.

Chương 1 cũng đã hệ thống hóa cơ sở lý thuyết làm nền tảng cho các chương tiếp theo, gồm các cấu trúc điều khiển bộ biến đổi của BESS (GFL, GFM, VSG), mô hình CBEST, các thuật toán tối ưu đa mục tiêu và mô hình động học cơ bản của nhà máy TĐTN.

Thông qua việc phân tích các công nghệ lưu trữ năng lượng hiện nay, NCS nhận thấy BESS và TĐTN là hai giải pháp phù hợp và khả thi nhất cho lưới điện nước ta: BESS với ưu điểm về tốc độ đáp ứng nhanh, phù hợp cho điều tần ngắn hạn và hỗ trợ quán tính ảo, còn TĐTN có khả năng lưu trữ quy mô lớn, vận hành dài hạn và cung cấp dự phòng quay cho hệ thống. Do đó, sự phối hợp vận hành giữa BESS và TĐTN được đánh giá là hướng đi phù hợp nhằm nâng cao tính linh hoạt, độ ổn định và khả năng hấp thụ công suất NLTT của hệ thống điện.

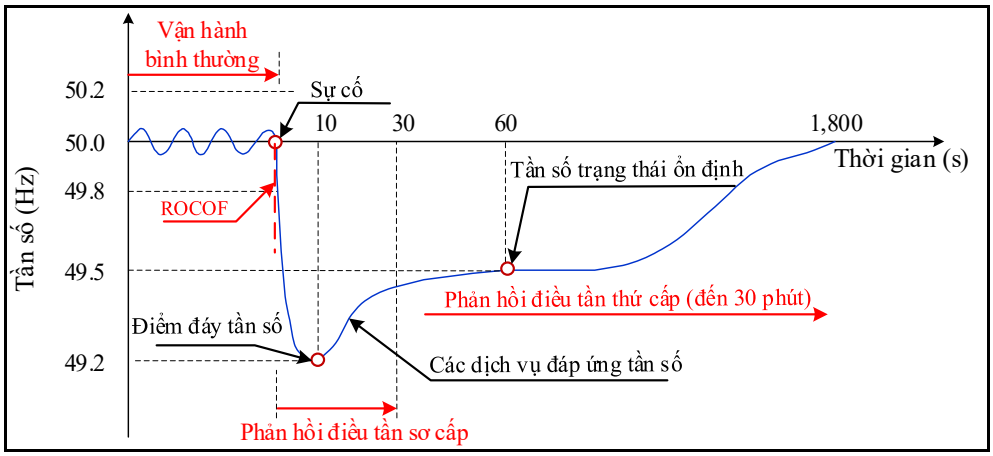
Ngoài ra, Chương 1 cũng đã tổng hợp và đánh giá các công trình nghiên cứu trong và ngoài nước liên quan đến tích hợp NLTT và hệ thống lưu trữ năng lượng. Kết quả khảo sát cho thấy đa phần số lượng các nghiên cứu trong nước cũng như trên thế giới chỉ tập trung vào mô hình kết hợp các nguồn NLTT với một công nghệ lưu trữ nhất định, mà thiếu đi các nghiên cứu toàn diện về mô hình điều khiển và chiến lược vận hành phối hợp giữa BESS – TĐTN – các nguồn NLTT có xét đến đặc thù của hệ thống điện Việt Nam. Đây sẽ là cơ sở và định hướng nghiên cứu quan trọng cho các nội dung được trình bày trong các Chương tiếp theo của Luận án.

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

2.1. Đặt vấn đề

Tương lai của sản xuất điện nằm ở các nguồn NLTT. Trong đó, điện mặt trời và điện gió – những nguồn năng lượng sạch, vô tận và phân bố rộng rãi trên toàn cầu – hiện đang là hai dạng NLTT quan trọng và đầy tiềm năng nhất. Tuy nhiên, khi tỷ trọng công suất NLTT trong hệ thống điện ngày càng gia tăng, các thách thức và rủi ro vận hành cũng xuất hiện, buộc hệ thống điện phải điều chỉnh cấu trúc và phương thức vận hành để thích ứng. Đó có thể là các thách thức về ổn định; nhiều máy phát điện NLTT không cung cấp cùng mức quán tính như máy phát đồng bộ, làm giảm khả năng duy trì ổn định tần số của hệ thống sau khi xảy ra sự cố;...[64]. Do đó, việc tích hợp quy mô lớn các nguồn NLTT đòi hỏi hệ thống điều độ, điều khiển và bảo vệ phải phức tạp và linh hoạt hơn, nhằm đảm bảo phối hợp tối ưu giữa các nguồn phát, tải và thiết bị hỗ trợ ổn định hệ thống điện.

Hình 2.1 mô tả tình huống mất 1.800 MW công suất phát trong một hệ thống điện được khảo sát tại Vương quốc Anh, có 25 GW công suất phụ tải cơ sở cùng các giá trị hằng số thời gian quán tính khác nhau (hệ thống bao gồm các nhà máy nhiệt điện, điện gió và điện mặt trời) [65].



Hình 2.1. Dao động tần số khi một máy phát công suất 1.800 MW gặp sự cố và tách lưới [65]

Theo Tiêu chuẩn An ninh và Chất lượng cung cấp điện năng của Vương quốc Anh (GB-SQSS), tần số phải được duy trì trong phạm vi ±0,2 Hz quanh giá trị định mức (50 Hz) trong điều kiện vận hành bình thường. Trong trường hợp mất đột ngột một tổ máy phát công suất 1,8 GW, tần số thấp nhất được phép vận hành là 49,2 Hz và phải được khôi phục về giá trị 49,5 Hz trong vòng 1 phút. Để đảm bảo yêu cầu này, đơn vị vận hành hệ thống điện phải mua *Các dịch vụ đáp ứng tần số* nhằm bảo đảm hệ thống có thể chịu được sự cố mất công suất lớn nhất có thể xảy ra. *Phản hồi điều tần sơ cấp* được định nghĩa là sự tăng tự động công suất phát hoặc giảm công suất tiêu thụ khi tần số giảm, diễn ra trong 0-10 giây kể từ thời điểm tần số sụt giảm và được duy trì thêm khoảng 20 giây. Tuy nhiên do quán tính hệ thống giảm dần khi tỷ lệ nguồn NLTT tăng, các yêu cầu cho Phản hồi điều tần sơ cấp hiện tại có thể không còn đủ để đảm bảo an ninh vận hành hệ thống.

Tốc độ thay đổi tần số (RoCoF) tỷ lệ thuận với mức độ nhiễu loạn và tỷ lệ nghịch với hằng số quán tính. Duy trì tần số tải ở giá trị định mức là cần thiết để đảm bảo hệ thống điện vận hành an toàn và đáng tin cậy. Điều khiển tần số sơ cấp (PFC), tần số thứ cấp (SFC) và tần số bậc ba (TFC) được sử dụng để điều chỉnh tần số lưới điện, tùy thuộc vào phạm vi sai lệch tần số. Để giữ tần số lưới điện trong giới hạn cho phép sau khi xảy ra sự cố trong hệ thống, PFC sẽ phản ứng nhanh trong 30 giây đầu tiên [66]. PFC được cung cấp tự động bởi quán tính vốn có trong các máy phát điện đồng bộ và động cơ được kết nối trực tiếp với lưới điện để chống lại những thay đổi đột ngột về tần số, trạng thái này cũng được cung cấp tự động bởi các hệ thống điều tốc. SFC hoạt động sau PFC với độ lệch tần số lớn hơn và thời gian dài hơn, khoảng 30 giây đến 1.800 giây. Nó được cung cấp bởi hệ thống điều khiển phát điện tự động (AGC) và các thao tác vận hành thủ công [67]. TFC là kế hoạch điều khiển khẩn cấp được triển khai nếu tần số sau một sự cố nghiêm trọng giảm xuống dưới ngưỡng yêu cầu [68]. Do đó, mỗi giai đoạn tương ứng với một khoảng thời gian và hiện tượng quá độ khác nhau, đòi hỏi các yêu cầu hỗ trợ tương ứng.

Sự gia tăng nhanh chóng của các nguồn NLTT, đặc biệt là điện gió và điện mặt trời, đã làm thay đổi đáng kể đặc tính động học của hệ thống điện. Khi tỷ trọng công suất từ các nguồn này càng lớn, hệ thống điện mất dần quán tính tự nhiên vốn được cung cấp bởi các máy phát điện đồng bộ. Hệ quả là RoCoF tăng lên đáng kể sau mỗi sự cố, trong khi khả năng điều chỉnh tần số của các nhà máy điện truyền thống lại bị suy giảm do số lượng và công suất vận hành giảm. Điều này dẫn đến yêu cầu cấp thiết phải có thiết bị có khả năng phản ứng nhanh để hỗ trợ duy trì ổn định tần số hệ thống. Trong bối cảnh đó, với khả năng nạp/xả công suất gần như tức thời, BESS được xem là giải pháp kỹ thuật hiệu quả giúp hấp thụ hoặc cung cấp năng lượng khi tần số lưới biến động, từ đó hỗ trợ các khâu điều khiển tần số sơ cấp và thứ cấp. Ngoài ra, BESS còn có thể đóng vai trò điều tiết công suất phát của các nguồn NLTT, giảm hiện tượng dao động công suất và cải thiện chất lượng điện năng.

Vì vậy, việc nghiên cứu ứng dụng và tối ưu hóa BESS trong điều khiển tần số và ổn định hệ thống điện là một hướng đi tất yếu, phù hợp với xu thế phát triển lưới điện hiện đại trên thế giới cũng như định hướng quy hoạch năng lượng của nước ta.

2.2. Hạn chế của các phương pháp điều khiển BESS hiện có và yêu cầu đặt ra

Như đã phân tích ở mục 1.2.1, khi tỷ trọng NLTT tăng, phương pháp điều tần truyền thống dựa vào các nhà máy nhiệt điện, thủy điện [69] kém hiệu quả do hệ thống có quán tính thấp, giảm chấn yếu [70], dẫn đến dao động tần số vượt phạm vi cho phép [71], do đó BESS được sử dụng để cải thiện đáp ứng động của tần số trên lưới [72], [73], [74]. Vấn đề cốt lõi vì vậy là chiến lược điều khiển BESS. Các công trình liên quan trực tiếp đến bài toán của chương này có thể chia thành ba nhóm.

Nhóm thứ nhất dùng BESS hỗ trợ điều khiển phát điện tự động (AGC), như phương pháp điều khiển dự báo mô hình (MPC) [75], hoặc khai thác BESS như dịch vụ phụ trợ [76], [77], [78]. Các nghiên cứu này tập trung vào điều tần thứ cấp, chưa xét quá trình quá

độ trong vài giây đầu sau sự cố, khi RoCoF lớn nhất.

Nhóm thứ hai phát triển bộ điều khiển BESS cho điều tần sơ cấp: điều khiển PI [79], PI có tham số tối ưu bằng PSO-fuzzy (làm tăng khối lượng tính toán và độ trễ) [80], điều chỉnh giới hạn SOC dựa trên định cỡ BESS nhưng chưa xác định giới hạn SOC tối ưu [81], quán tính tổng hợp thích ứng chỉ kiểm chứng trên lưới đơn giản có điện gió [82], và droop theo SOC cho nhiều hệ thống lưu trữ phân tán [83]. Điểm chung là hệ số droop, hệ số khuếch đại cố định hoặc SOC chủ yếu được xét như giới hạn cứng, chưa tham gia điều chỉnh liên tục công suất hỗ trợ.

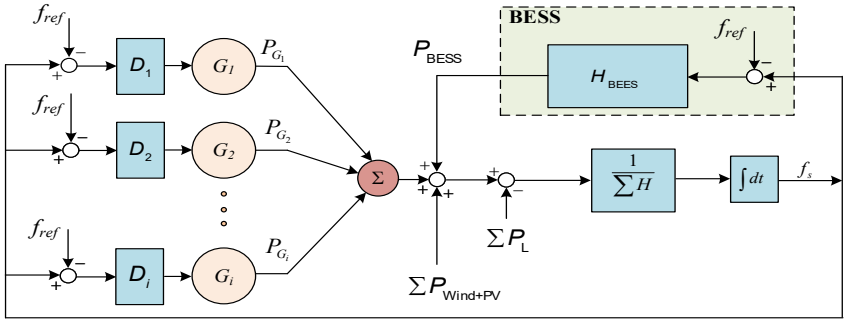
Nhóm thứ ba tập trung vào định cỡ và vị trí BESS: thuật toán sói xám [84], đánh giá đa mục tiêu [85], mô hình Python – OpenDSS cho lưới hạ áp [86], thuật toán bầy ong nhân tạo [87], tối ưu kích thước và vị trí với giả định điện trở trong của pin không đổi [88]; cùng các thuật toán phối hợp BESS phân tán trong microgrid [89], [90], [91]. Tuy nhiên các nghiên cứu này chỉ giải quyết bài toán quy hoạch hoặc điều độ mà không phải là bài toán điều khiển động khi có sự cố trên lưới truyền tải.

Từ các phân tích trên cho thấy, tác động của việc xem xét các yếu tố bất định liên quan đến công suất phát hoặc phụ tải và các nguồn phát điện không liên tục vẫn chưa được nghiên cứu đầy đủ. Thiết bị BESS được sử dụng để cải thiện sự ổn định tần số, tuy nhiên hầu hết các nghiên cứu hiện nay chỉ tập trung vào việc xác định vị trí và dung lượng tối ưu cho BESS. Chương 2 này đề xuất một phương pháp mới dựa trên các giá trị đặt của độ lớn điện áp và góc pha thông qua các vòng điều khiển tần số, điện áp, công suất phản kháng và tác dụng, trạng thái sạc, cũng như bộ điều khiển dòng điện theo trục d và q của BESS. Phương pháp này giúp tăng cường ổn định tần số và kiểm soát dòng công suất trên các đường truyền liên miền trong điều kiện vận hành và các tình huống bất lợi của lưới điện khi tích hợp nhiều nguồn NLTT. Phương pháp này bao gồm các bước như sau:

- Phân tích chi tiết tác động của BESS trong việc hỗ trợ tần số của hệ thống điện có tỷ lệ thâm nhập cao từ các nguồn NLTT;
- Mô hình hóa BESS như một hệ thống lưu trữ với bộ chuyển đổi DC/AC có thể thay thế máy phát điện đồng bộ hiện có khi tỷ lệ thâm nhập của các nhà máy gió và điện mặt trời tăng lên;
- Sử dụng BESS cung cấp điều tần sơ cấp bằng cách phát công suất lưu trữ lên lưới điện khi xảy ra sự cố từ các nguồn phát điện (mây che phủ, mất tổ máy phát điện hoặc thiếu hụt công suất đầu ra), đồng thời đóng vai trò là điều tần thứ cấp bằng cách hấp thụ công suất dư thừa để hạ tần số lưới về giá trị định mức và khôi phục dự trữ năng lượng ban đầu;
- Đề xuất giải pháp sử dụng thiết bị BESS để cải thiện độ ổn định tần số và đảm bảo các tiêu chuẩn theo Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ Công Thương về Quy định hệ thống truyền tải điện.

2.3. Xây dựng bài toán

Hình 2.2 minh họa sơ đồ tổng quát của mô hình Điều khiển Tần số - Công suất phụ tải (Load Frequency Control - LFC) trong lưới điện tích hợp các nguồn NLTT và BESS.



Hình 2.2. Phương pháp phản hồi tần số của hệ thống điện có xét đến dao động công suất từ các nguồn NLTT

Tần số hệ thống điện phải luôn được duy trì trong giới hạn cho phép đối với mọi điều kiện vận hành phụ tải. Để đạt được điều này, các máy phát điện đồng bộ cần tạm thời cân bằng công suất phát và công suất tiêu thụ thông qua việc sử dụng năng lượng quán tính dự trữ trong khối quay của chúng. Từ Hình 2.2, đáp ứng tần số của hệ thống đến từ Bộ điều tốc của máy phát điện thứ i khi có xét đến ảnh hưởng của các nguồn NLTT kết nối vào hệ thống, được biểu diễn bằng công thức sau [92]:

$$\frac{df_s}{dt} = \frac{f_{ref}}{2\sum \mathrm{H}}\left[\sum_{i=1}^{n} \mathrm{P_{G_i}} - \sum \mathrm{P_L} + \sum \mathrm{P_{wind+PV}} - \sum_{i=1}^{n} \mathrm{D_i} \cdot \left(f_s - f_{ref}\right)\right] \quad (2.1)$$

Trong đó:

P_{G_i} – Công suất phát của máy phát điện thứ *i* (MW);

$\sum P_{wind+PV}$ – Tổng công suất phát của các nguồn NLTT (MW);

$\sum P_L$ – Tổng công suất phụ tải (MW);

$\sum H$ – Tổng hằng số quán tính quay của tất cả các máy phát, gồm cả turbine gió (s);

f_{ref} – Tần số tham chiếu (Hz);

D_i – Hệ số sụt giảm của máy phát điện thứ *i* (MW/Hz).

Từ phương trình (2.1), có thể thấy tần số lưới sẽ luôn dao động do công suất đầu ra của các nguồn NLTT thường xuyên biến động. Điều này dẫn đến sự mất ổn định cho hệ thống điện do nguồn phát không đều và liên tục, có thể gây hư hỏng thiết bị, gián đoạn hoạt động và thậm chí gây mất điện. Do đó BESS là một giải pháp tối ưu.

Khi BESS được kết nối với lưới điện, phương trình phản hồi tần số của lưới điện từ động lực học của rotor được xác định như sau:

$$\frac{df_s}{dt} = \frac{f_{ref}}{\mathrm{H_{BESS}} + 2\sum \mathrm{H}}\left(\sum_{i=1}^{n} \mathrm{P_{G_i}} - \sum \mathrm{P_L} + \sum \mathrm{P_{wind+PV}} + \mathrm{P_{BESS}}\right) \quad (2.2)$$

Trong đó:

H_{BESS} – Hằng số quán tính của BESS, biểu thị khả năng phản ứng của BESS khi điều tần hệ thống (s);

P_{BESS} – Công suất phát của BESS (MW), tính bằng công thức: $P_{\mathrm{BESS}} = -D_{\mathrm{BESS}} \cdot f_s$;

D_{BESS} – Hệ số sụt giảm của BESS, điều khiển công suất theo tần số (MW/Hz).

Khi BESS được sử dụng để hỗ trợ quán tính trong các biến động tần số, công suất tham chiếu cần thiết của BESS sẽ được điều chỉnh theo khả năng phản ứng của hệ thống. Công suất này được xác định như sau [93]:

$$P_{\mathrm{BESS}}^{\mathrm{ref_1}} = P_{\mathrm{BESS}}^{\mathrm{ref_0}} \cdot H_{\mathrm{BESS}} \cdot f_s \frac{df_s}{dt} \tag{2.3}$$

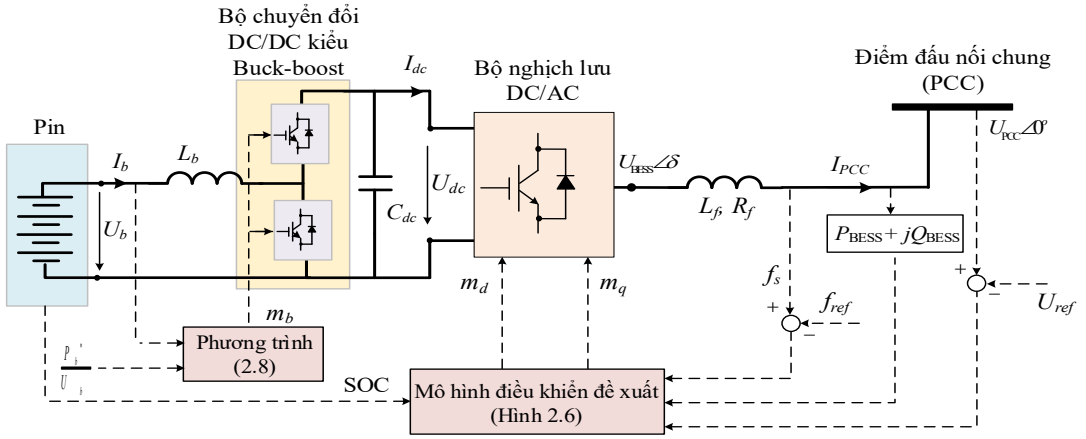
Trong đó:

$P_{\mathrm{BESS}}^{\mathrm{ref_1}}, P_{\mathrm{BESS}}^{\mathrm{ref_0}}$ – Lần lượt là công suất tham chiếu của BESS khi có/ không có điều khiển tần số (MW).

Hiệu suất hoạt động của BESS phụ thuộc vào chiến lược điều khiển. Mô hình chi tiết của BESS và Bộ điều khiển sẽ được trình bày trong phần tiếp theo. Mô hình phản hồi tần số của BESS được minh họa trong Hình 2.3, bao gồm:

- Hệ thống pin;
- Bộ chuyển đổi DC/DC kiểu buck-boost;
- Bộ nghịch lưu ba pha DC/AC;
- Hệ thống điều khiển.

Bộ chuyển đổi DC/DC, Bộ nghịch lưu DC/AC và Hệ thống điều khiển đóng vai trò liên kết và điều tiết công suất giữa BESS và lưới điện tại Điểm đấu nối chung (Point of Common Coupling – PCC). Hệ thống điều khiển xác định chế độ nạp – xả của pin dựa trên các tín hiệu tần số và điện áp tại PCC, đảm bảo đáp ứng mục tiêu điều khiển công suất tác dụng và phản kháng, góp phần duy trì ổn định tần số và điện áp cho hệ thống.

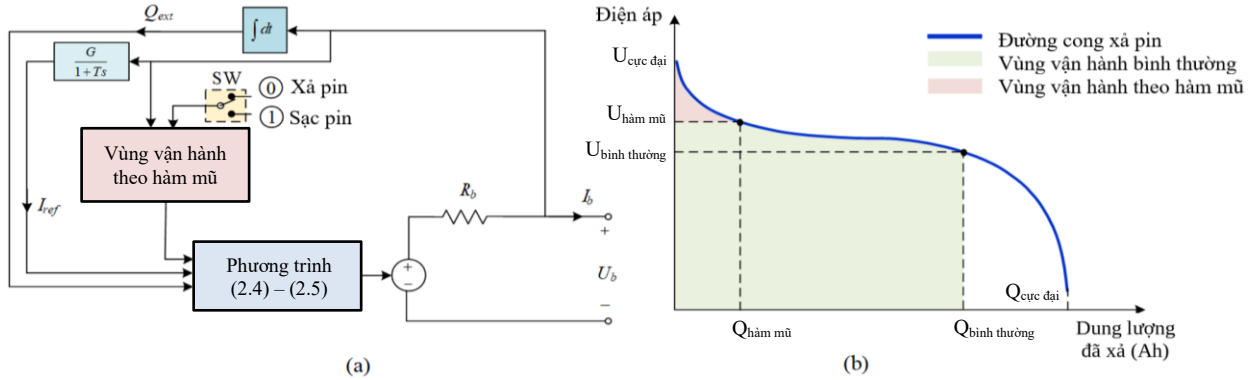


Hình 2.3. Mô hình phản hồi tần số của BESS

2.3.1. Hệ thống pin

Hệ thống pin là một tổ hợp bao gồm các mô-đun pin cùng các thiết bị phụ trợ, được

kết nối trực tiếp tới các phần tử còn lại trên lưới. Đây là phần tử lưu trữ năng lượng chính, có khả năng nạp và xả điện tùy theo yêu cầu điều khiển. Pin cung cấp nguồn điện một chiều với điện áp được điều chỉnh thông qua Bộ chuyển đổi DC/DC kiểu buck-boost nhằm duy trì điện áp ổn định trước khi cấp cho Bộ nghịch lưu DC/AC. Pin được sử dụng là loại Lithium-Ion do có mật độ năng lượng cao hơn so với các loại pin khác, tuổi thọ dài và chi phí hợp lí, cũng như khả năng ứng dụng rộng rãi trên nhiều lĩnh vực của nó. Hình 2.4(a) mô tả sơ đồ nguyên lý sử dụng nguồn điện áp điều khiển. Mô hình này giả định các đặc tính của chu kỳ nạp và xả của pin là tương tự nhau. Hình 2.4(b) mô tả đặc tính điển hình của pin trong quá trình xả.



Hình 2.4. Mô hình của pin: (a) Tính phi tuyến và (b) Đường cong xả điển hình

Từ Hình 2.4, *Vùng vận hành theo hàm mũ* là vùng SOC biên (gần đầy hoặc gần cạn), nơi điện áp pin thay đổi theo quy luật hàm mũ thay vì tuyến tính, làm cho đặc tính pin trở nên phi tuyến mạnh và khó điều khiển hơn. Do đó, trong mô hình pin cần xét thêm thành phần điện áp phi tuyến đặc trưng cho vùng vận hành này nhằm phản ánh đầy đủ ảnh hưởng của quá trình phân cực điện hóa và biến thiên điện trở nội trong suốt chu trình sạc/xả. Trên cơ sở đó, điện áp đầu cực của pin được xây dựng riêng cho hai chế độ nạp (Trạng thái "1") và xả (Trạng thái "2") thông qua các biểu thức phi tuyến tương ứng sau:

2.3.1.1. Đối với mô hình sạc (trạng thái "1" của công tắc SW trong Hình 2.4(a), áp dụng khi $I_{ref} < 0$:

$$U_b = \left[U_0 - K\left(\frac{Q_{max}}{Q_{ext} - 0{,}1Q_{max}}\right) I_{ref} \underbrace{-K\left(\frac{Q_{max}}{Q_{ext} - Q_{max}}\right) Q_{ext} + Ae^{(-BQ_{ext})}}_{U_{ch}}\right] - R_b I_b \qquad (2.4)$$

Trong đó:

U_b – Điện áp đầu cực của pin (V);

U_0 – Hằng số điện áp của pin (V);

K – Hằng số phân cực (V/Ah);

Q_{max} – Dung lượng tối đa của pin (Ah);

Q_{ext} – Dung lượng đã trích ra (Ah);

I_{ref} – Dòng điện tham chiếu đã được lọc (A);

A – Biên độ điện áp theo hàm số mũ (V);

B – Hệ số vùng hàm số mũ (Ah^{-1});

R_b – Điện trở trong của pin (Ω);

I_b – Dòng điện của pin (A).

2.3.1.2. Đối với mô hình xả (trạng thái "0" của công tắc SW trong Hình 2.4(a), áp dụng khi $I_{ref} > 0$:

$$U_b = \left[U_0 - K\left(\frac{Q_{max}}{Q_{max} - Q_{ext}}\right) I_{ref} \underbrace{-K\left(\frac{Q_{max}}{Q_{max} - Q_{ext}}\right) Q_{ext} + Ae^{(-BQ_{ext})}}_{U_{disch}}\right] - R_b I_b \quad (2.5)$$

Giá trị SOC được xác định bằng phương pháp Ampere-Giờ như sau:

$$SOC = 1 - \int \frac{Q_{\text{ext}}}{Q_{\text{max}}} dt \quad (2.6)$$

2.3.2. Bộ chuyển đổi DC/DC

Bộ chuyển đổi DC/DC kiểu buck-boost được sử dụng như một bộ chuyển đổi công suất hai chiều. Nó được thiết kế để điều chỉnh điện áp đầu ra của pin, vốn thay đổi theo SOC. Khi áp dụng chế độ buck, pin được sạc, ngược lại, khi áp dụng chế độ boost, pin sẽ xả điện. Phương pháp điều khiển dòng điện được chọn để thực hiện sạc/xả pin, cấu trúc vòng điều khiển dòng điện của bộ biến đổi DC/DC hai chiều được xây dựng tương tự vòng điều khiển dòng của bộ biến đổi tăng áp trong [94]. Công suất được bơm vào liên kết DC (DC-link) được tính như sau:

$$P_b = m_b U_{dc} I_b \quad (2.7)$$

Trong đó:

U_{dc} – Điện áp DC-link (V):

m_b – Chu kỳ làm việc (Duty Cycle) và được xác định như sau:

$$m_b = K_{p_b}\left(\frac{P_b^*}{U_b} - I_b\right) + K_{i_b}\int\left(\frac{P_b^*}{U_b} - I_b\right) dt \quad (2.8)$$

Trong đó:

P_b^* – Công suất tham chiếu được bơm vào liên kết DC (W);

K_{p_b} – Hệ số khuếch đại tỷ lệ (1/A);

K_{i_b} – Hằng số thời gian tích phân (1/(A.s)).

Công suất tác dụng và Công suất phản kháng của BESS được xác định như sau [95]:

$$\begin{aligned} P_{\text{BESS}} &= \left(\frac{U_{\text{BESS}} U_{PCC}}{Z_f} cos\,\delta - \frac{U_{PCC}^2}{Z_f}\right) cos\,\theta_f + \frac{U_{\text{BESS}} U_{PCC}}{Z_f} sin\,\delta\, sin\,\theta_f \\ Q_{\text{BESS}} &= \left(\frac{U_{\text{BESS}} U_{PCC}}{Z_f} cos\,\delta - \frac{U_{PCC}^2}{Z_f}\right) sin\,\theta_f - \frac{U_{\text{BESS}} U_{PCC}}{Z_f} sin\,\delta\, cos\,\theta_f \end{aligned} \quad (2.9)$$

Trong đó:

U_{BESS} – Điện áp đầu ra của Bộ chuyển đổi nguồn điện (V);

U_{PCC} – Điện áp tại điểm đấu nối chung (V);

δ – Góc lệch của công suất (rad);

Z_f – Tổng trở kháng của Bộ lọc và được định nghĩa là $Z_f = R_f + jX_f (\Omega)$;

θ_f – Góc lệch của tổng trở (rad);

R_f – Điện trở của Bộ lọc (Ω);

X_f – Điện kháng của Bộ lọc, được xác định dựa trên độ tự cảm của Bộ lọc L_f (Ω).

Trong nghiên cứu về hệ thống điều khiển BESS, mô hình CBEST thường được sử dụng nhờ cấu trúc đơn giản, dễ xây dựng và thuận tiện cho việc khảo sát nhanh đặc tính đáp ứng động của hệ thống. Tuy nhiên mô hình này vẫn tồn tại những hạn chế đáng kể, đặc biệt khi áp dụng vào các bài toán phân tích có tham số đầu vào phức tạp hoặc yêu cầu độ chính xác cao. Các giả thiết tuyến tính hóa và bỏ qua tổn hao trong mô hình này có thể làm sai lệch kết quả mô phỏng động học tần số, dẫn đến đánh giá chưa chính xác hiệu quả điều khiển của BESS trong thực tế vận hành. Do đó phần tiếp theo sẽ tiến hành phân tích chi tiết cấu trúc và đặc tính của Mô hình CBEST, đồng thời trình bày Mô hình điều khiển được nghiên cứu sinh đề xuất.

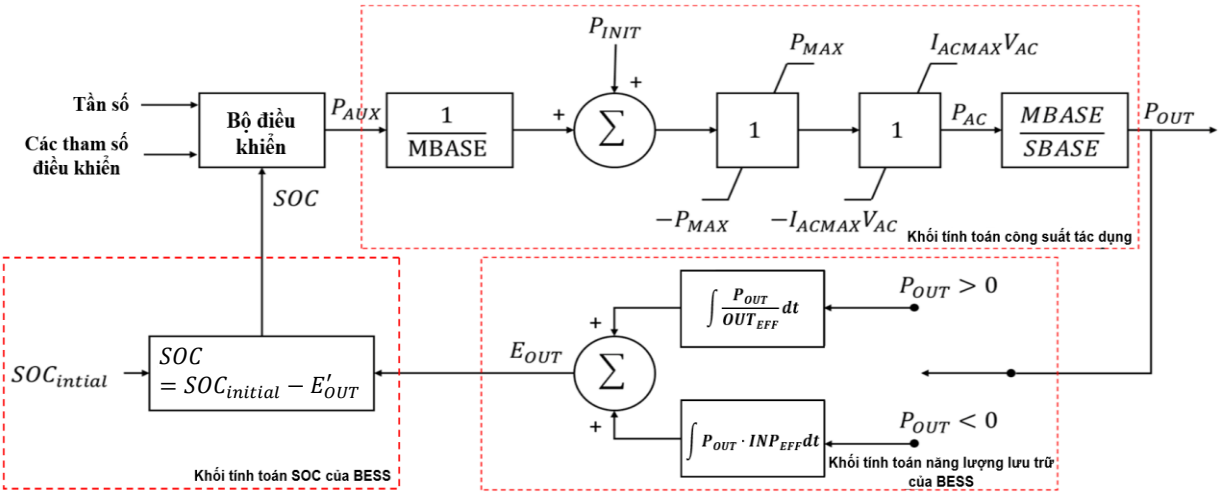
2.4. Mô hình CBEST

CBEST (hay Capacitor – Based Energy Storage Technology) là mô hình được Viện Nghiên cứu Năng lượng điện (EPRI) của Mỹ phát triển nhằm mô phỏng lại BESS trong các ứng dụng điều khiển công suất và hỗ trợ ổn định lưới điện.

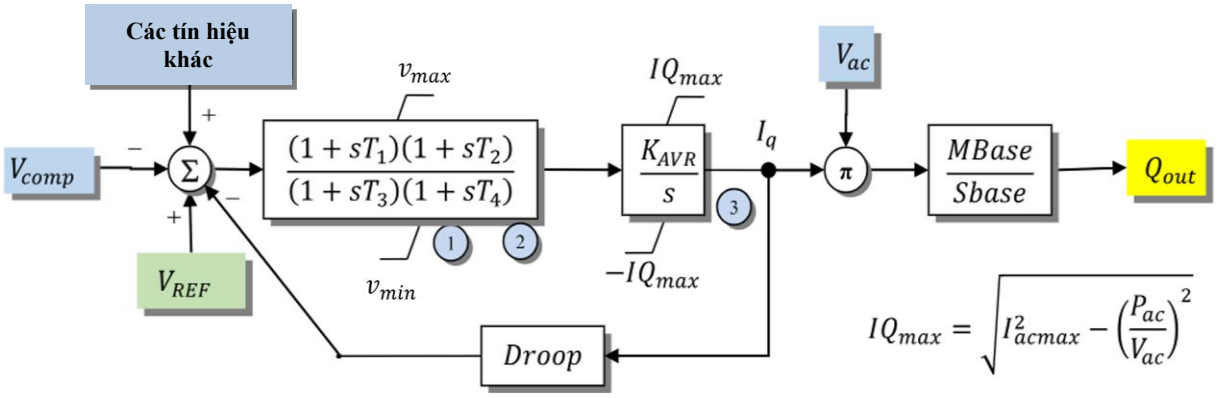
2.4.1. Đặc điểm của mô hình

- Cấu trúc mô hình cực kỳ đơn giản;
- Mô hình CBEST có thể thực hiện vai trò điều khiển công suất tác dụng và phản kháng, đồng thời thể hiện các đặc tính của BESS bằng cách sử dụng các giới hạn phù hợp;
- Khi dung lượng của BESS còn ít (hoặc các yếu tố khác chiếm ưu thế trong quá trình phát công suất tác dụng) thì vai trò của CBEST lúc này trong mô phỏng hệ thống điện là không đáng kể [96];
- CBEST có một số hạn chế khi thực hiện các mô phỏng yêu cầu sự thể hiện chi tiết các đặc tính của BESS. Ví dụ: Các tính huống yêu cầu điều khiển ở cấp độ "máy phát" đối với P và Q, hoặc khi sự điều khiển BESS có liên quan đến Trạng thái sạc.

2.4.2. Cấu trúc mô hình CBEST



a/ Điều khiển SOC của BESS [97]



b/ Điều khiển công suất phản kháng [98]

Hình 2.5. Mô phỏng BESS thông qua mô hình CBEST

Mô hình CBEST (Hình 2.5) gồm hai mạch điều khiển chính. (a) Mạch điều khiển công suất tác dụng – SOC gồm ba khối: khối tính công suất tác dụng tạo tín hiệu PAUX tỷ lệ với độ lệch tần số qua bộ điều khiển có hệ số cố định, sau đó giới hạn theo ±PMAX và dòng xoay chiều cực đại IACMAX để có POUT; khối tính năng lượng tích phân POUT với hiệu suất sạc/xả khác nhau; khối tính SOC cập nhật trạng thái sạc theo năng lượng trao đổi và dung lượng danh định, SOC được phản hồi để ngừng sạc/xả khi chạm giới hạn. (b) Mạch điều khiển công suất phản kháng gồm bộ AVR (khâu bù pha có giới hạn tốc độ) và khâu droop điện áp; dòng Iq được giới hạn theo dòng xoay chiều cực đại.

Các đặc điểm của CBEST có ảnh hưởng trực tiếp đến kết quả so sánh ở mục 2.5.6 và 2.6 gồm: (1) công suất hỗ trợ tần số tỷ lệ tuyến tính với độ lệch tần số, hệ số khuếch đại cố định; (2) SOC chỉ tham gia như giới hạn sạc/xả, không điều chỉnh hệ số droop; (3) hai kênh P và Q làm việc độc lập. Cấu trúc chi tiết từng khối, các phương trình và tham số của mô hình CBEST được trình bày tại Phụ lục III, mục 5 – trang 222 [99].

2.4.3. Ưu điểm và Nhược điểm của mô hình CBEST

Bảng dưới đây trình bày các ưu/nhược điểm của mô hình CBEST:

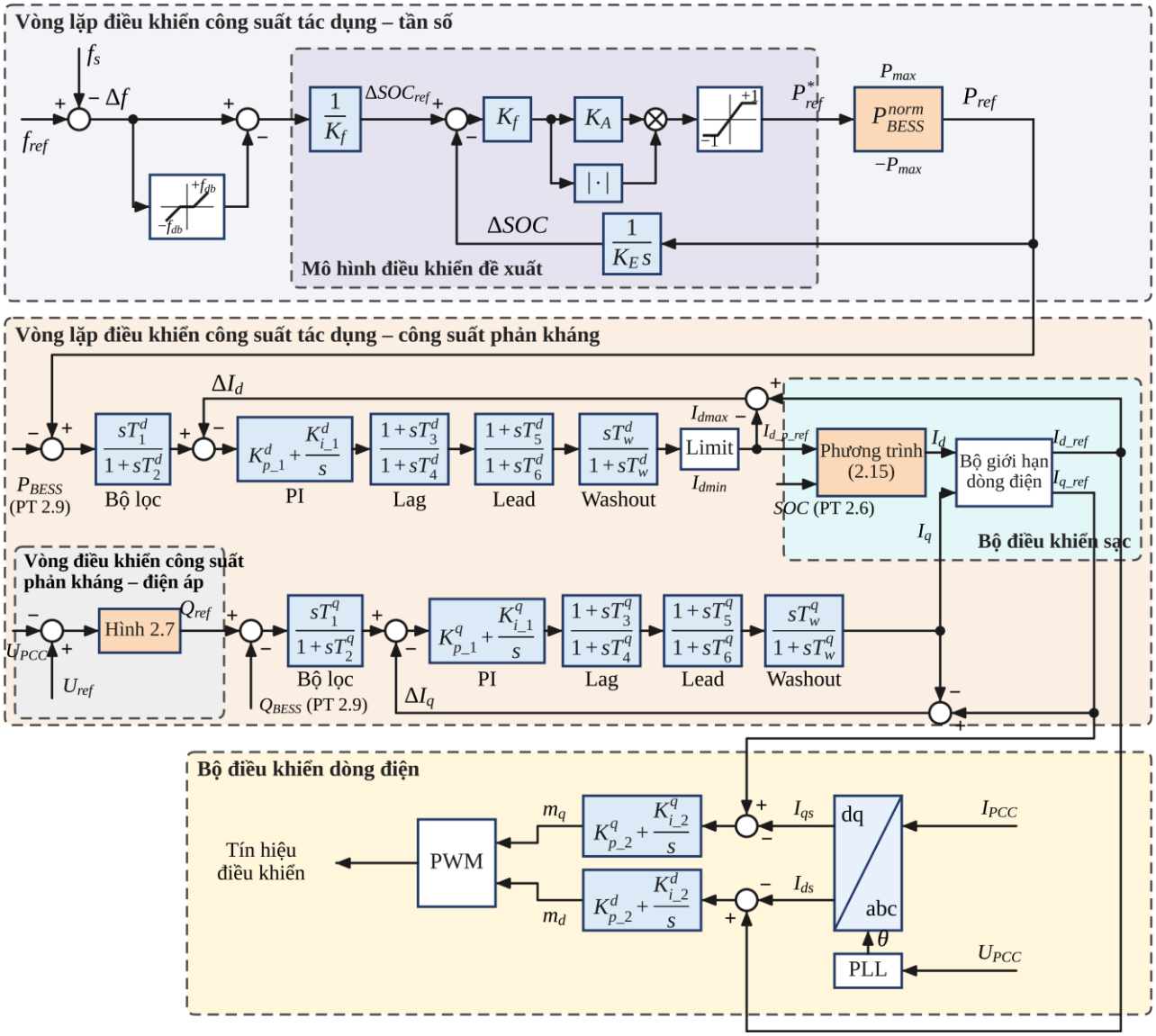
Bảng 2.1. Ưu và Nhược điểm của mô hình CBEST

Ưu điểm	Nhược điểm
– Mô phỏng khá chính xác BESS trong lưới điện: + CBEST có thể tái tạo các đặc tính động của BESS như: phản hồi tần số, công suất tác dụng,…; + Có thể mô phỏng ảnh hưởng của Bộ chuyển đổi công suất PCS và các giới hạn vận hành của pin; – Hỗ trợ điều khiển P và Q: + Tham gia vào AGC để hỗ trợ điều tần; + Điều chỉnh Q để hỗ trợ điện áp lưới, hoạt động giống như một SVC hoặc STATCOM; – Phù hợp với phần lớn các phần mềm mô phỏng HTĐ hiện nay: PSCAD, PSS/E, DIgSILENT, MATLAB/Simulink; – Mô phỏng được một vài giới hạn của BESS trong thực tế: + Mô phỏng hiệu suất sạc/xả (IN_{EFF}, OUT_{EFF}) và giới hạn SOC của pin; + Có thể tính toán hệ số tổn thất nội tại (internal losses) của pin và một số yếu tố ảnh hưởng đến vòng đời của pin.	– Không thể mô tả chi tiết các phản ứng hóa học trong pin: + Các phản ứng như: hiệu ứng nhiệt độ, suy giảm dung lượng theo thời gian,…; + Gây ra sai số trong các bài toán xác định dung lượng tối ưu của pin, có xét đến tuổi thọ; hoặc các phản ứng phi tuyến khi BESS hoạt động lâu dài; – Không thể xét đến các cấp điều khiển dưới cấp Bộ chuyển đổi công suất PCS: + Mô hình chỉ có thể xét đến P_{out} và Q_{out} nhưng không thể đi vào chi tiết bài toán điều khiển PCS; + Khi cần phân tích Hiệu suất chuyển đổi công suất CBEST không đủ chính xác; – Giả định tuyến tính hóa một số đặc tính: + CBEST thường có xu hướng tuyến tính hóa các đặc tính của hệ thống để đơn giản hóa mô phỏng; + Điều này lại gây ra những sai số khi phân tích các hiện tượng chỉ có thể biểu diễn dưới dạng phi tuyến như: đặc tính sạc/xả, mất cân bằng điện áp, hệ số công suất phi tuyến,…

Có thể thấy, tính đơn giản và tuyến tính chính là ưu điểm đồng thời cũng là hạn chế cố hữu của mô hình CBEST. Mô hình này chủ yếu dựa trên phản ứng tuyến tính theo sai lệch tần số, trong khi chưa xét đến đặc tính phi tuyến của pin, giới hạn công suất, cũng như ảnh hưởng của Trạng thái sạc tại từng thời điểm vận hành. Bên cạnh đó, khả năng phối hợp giữa điều khiển P và Q còn hạn chế, khiến hiệu quả hỗ trợ tần số và ổn định điện áp của hệ thống chưa đạt yêu cầu, đặc biệt trong các điều kiện nhiễu loạn mạnh hoặc khi hệ thống có tỷ trọng NLTT lớn.

Nhằm khắc phục các hạn chế nêu trên, mô hình được đề xuất dưới đây được xây dựng với cấu trúc điều khiển nối tầng, cho phép điều chỉnh linh hoạt BESS, cụ thể như sau:

2.5. Mô hình điều khiển độ sụt giảm phi tuyến thích ứng có xét đến phản hồi Trạng thái sạc



Hình 2.6. Kỹ thuật điều khiển được đề xuất cho BESS

Để nâng cao sự ổn định của hệ thống, một chiến lược điều khiển bộ chuyển đổi của BESS được xem xét, như minh họa trong Hình 2.6. Hệ thống điều khiển này cung cấp biên độ điện áp và điểm đặt pha để tạo tín hiệu tham chiếu hình sin cho Bộ Điều chế độ rộng xung (PWM) của Bộ chuyển đổi DC/AC. Các giá trị biên độ điện áp và điểm đặt pha này được xác định dựa trên điện áp và tần số tham chiếu bằng cách áp dụng các vòng điều khiển bên trong và bên ngoài. Với mục tiêu ổn định tần số, BESS được sử dụng để hỗ trợ điều chỉnh công suất tác dụng, do đó tham chiếu trục d được dùng để điều chỉnh tần số, trong khi tham chiếu trục q dùng để điều chỉnh điện áp.

Cấu trúc tổng thể của Bộ điều khiển được chia thành 03 phần sau:

2.5.1. Vòng lặp điều khiển Công suất tác dụng – Tần số:

2.5.1.1. Tạo sai lệch tần số và loại bỏ các dao động nhỏ, nhiễu đo:

Sai lệch tần số được xác định theo công thức sau:

$$\Delta f = f_s - f_{ref} \tag{2.10}$$

Để loại bỏ các dao động nhỏ, nhiễu đo và tránh dao động điều khiển không cần thiết, tín hiệu này được đưa qua khối deadband f_{db} tạo thành tín hiệu hiệu dụng:

$$\Delta f_{out} = \begin{cases} 0, & |\Delta f| \le f_{db} \\ \Delta f - sign(\Delta f) \cdot f_{db}, & |\Delta f| > f_{db} \end{cases} \tag{2.11}$$

Độ rộng vùng chết được chọn $f_{db} = 0{,}02$ Hz (tương đương 0,0004 pu theo tần số định mức 50 Hz). Giá trị này nhỏ hơn nhiều so với dải dao động tần số cho phép ±0,2 Hz ở chế độ vận hành bình thường theo Thông tư 25/2016/TT-BCT, đủ để loại bỏ nhiễu đo và các dao động nhỏ nhưng không làm chậm đáp ứng điều tần của BESS khi xảy ra sự cố.

2.5.1.2. Chuyển đổi sang tín hiệu điều khiển SOC:

Tín hiệu Δf_{out} được đưa vào Mô hình điều khiển đề xuất nhằm tạo ra tín hiệu điều khiển SOC cho BESS:

$$\Delta SOC_{ref} = \frac{1}{K_f} \cdot \Delta f_{out} \tag{2.12}$$

Trong đó:

Δf_{out} – Độ lệch giữa tần số tham chiếu f_{ref} và tần số lưới f_s (Hz);

K_f – Hệ số chuyển đổi giữa SOC và tần số lưới để thực hiện phản hồi SOC (Hz/%).

Sai lệch SOC:

$$e_{SOC} = \Delta SOC_{ref} - \Delta SOC = \frac{1}{K_f} \cdot \Delta f_{out} - \frac{1}{K_E s} \cdot P_{ref} \tag{2.13}$$

Trong đó:

K_E – Dung lượng lưu trữ của BESS (MWh);

P_{ref} – Công suất tham chiếu của BESS (MW);

s – Toán tử Laplace.

2.5.1.3. Bộ điều khiển và tạo công suất tham chiếu:

Từ phương trình (2.1), quán tính của hệ thống sẽ giảm khi xảy ra sự sụt giảm công suất tác dụng – tần số, làm gia tăng nguy cơ mất ổn định của hệ thống điện. Để khắc phục vấn đề này, chiến lược điều khiển độ sụt giảm phi tuyến thích ứng có xét đến phản hồi Trạng thái sạc (SOC) được áp dụng nhằm xác định công suất tham chiếu độ sụt phi tuyến của Bộ chuyển đổi, dựa trên sai lệch tần số giữa lưới điện và tần số định mức. Giá trị này được tính như sau:

$$\begin{aligned} P_{ref}^{*} &= e_{SOC} \cdot K_r \\ &= \left[\left(\underbrace{f_s - f_{ref}}_{\Delta f_{out}} \right) \frac{1}{K_f} - P_{ref} \frac{1}{K_E s} \right] \cdot \left| \left(\underbrace{f_s - f_{ref}}_{\Delta f_{out}} \right) \frac{1}{K_f} - P_{ref} \frac{1}{K_E s} \right| \cdot K_f K_A \end{aligned} \tag{2.14}$$

Trong đó:

P_{ref}^{*} – Công suất tham chiếu độ sụt phi tuyến (MW);

K_A – Hệ số khuếch đại (MW/Hz);

K_r – Độ sụt giảm sơ cấp (MW/Hz).

Từ phương trình (2.14), ta có được hàm truyền của công suất tham chiếu đưa vào BESS để đáp ứng với độ lệch tần số. Hàm truyền này được biểu diễn dưới dạng Bộ lọc bậc nhất, có dạng phương trình như sau:

$$\frac{P_{ref}}{\Delta f_{out}} = \frac{K_r P_{\mathrm{BESS}}^{\mathrm{norm}}}{1 + \frac{K_f K_r P_{\mathrm{BESS}}^{\mathrm{norm}}}{K_E \cdot s}} \tag{2.15}$$

Trong đó:

$P_{\mathrm{BESS}}^{\mathrm{norm}}$ – Công suất định mức của BESS (MW).

Hệ số K_f được xác định như sau:

$$K_f = \frac{f_{ofs,max} - f_{ofs,min}}{SOC_{tot}} \tag{2.16}$$

Trong đó:

$f_{ofs,max}, f_{ofs,min}$ – Tần số bù tối đa và tối thiểu (Hz);

SOC_{tot} – Phạm vi điều khiển SOC (%).

Hệ số K_r được xác định như sau:

$$K_r = K_A K_f \left| \underbrace{\Delta f_{out} \frac{1}{K_f}}_{\Delta SOC} - \underbrace{P_{ref} \frac{1}{K_E s}}_{\Delta SOC_{\mathrm{ref}}} \right| = \left| \Delta f_{out} - f_{ofs} \right| K_A \tag{2.17}$$

Trong đó:

f_{ofs} – Tần số bù (Hz).

Trong nghiên cứu này, điểm tham chiếu (tương ứng với tần số 50 Hz và công suất của BESS) bằng 0. Tần số bù được sử dụng để thay đổi đặc tính sụt giảm như sau:

$$f_{ofs} = \frac{SOC - SOC_{\mathrm{cen}}}{SOC_{\mathrm{tot}}} \left(f_{ofs,max} - f_{ofs,min} \right) \tag{2.18}$$

Trong đó:

SOC_{cen} – Giá trị nằm giữa của phạm vi SOC, được lấy là $SOC_{\mathrm{cen}} = 50\%$.

Từ phương trình (2.17), có thể thấy Độ sụt giảm sơ cấp tỷ lệ thuận với giá trị tuyệt đối của $\left| \Delta f_{out} - f_{ofs} \right|$. Điều này cũng có nghĩa là công suất đầu ra của Bộ chuyển đổi trong phương trình (2.14) tỷ lệ với bình phương của $\left| \Delta f_{out} - f_{ofs} \right|$. Công suất tham chiếu cũng bị giới hạn bởi công suất thực tế với $P_{max} = U_{PCC} I_{dmax}$, trong đó U_{PCC} là biên độ điện áp tại điểm đấu nối chung (PCC) và I_{dmax} là giá trị cực đại của dòng điện theo trục d.

2.5.2. Vòng lặp điều khiển Công suất tác dụng – Công suất phản kháng:

2.5.2.1. Điều khiển nhánh công suất tác dụng (nhánh d):

Chiến lược điều khiển dựa trên trục d được minh họa ở Hình 2.6 sử dụng vòng điều khiển công suất tác dụng, trong đó Bộ lọc bậc nhất, Bộ điều khiển PI và Bộ điều khiển Lead-Lag được xem xét. Trình tự hoạt động của chúng như sau:

- Sai lệch giữa công suất tác dụng tham chiếu nhận được từ phương trình (2.15) và công suất tác dụng của BESS đo được tại điểm PCC được đưa qua Bộ lọc:

$$e_P = P_{ref} - P_{BESS} \tag{2.19}$$

$$G^d_{Filter} = \frac{sT^d_1}{1 + sT^d_2} \tag{2.20}$$

Trong đó:

e_P – Sai lệch công suất (MW);

T^d_n – Các hằng số thời gian nhánh d (s);

s – Toán tử Laplace.

- Sai lệch giữa tín hiệu đầu ra của Bộ lọc và tín hiệu ΔI_d từ Bộ điều khiển chế độ sạc được đưa qua Bộ điều khiển PI:

$$G^d_{PI} = K^d_{p_1} + \frac{K^d_{i_1}}{s} \tag{2.21}$$

Trong đó:

$K^d_{p_n}$ – Các hệ số Tỷ lệ nhánh d (A/MW);

$K^d_{i_n}$ – Các hệ số Tích phân nhánh d (A/(MW.s)).

- Tín hiệu đầu ra từ Bộ điều khiển PI này sau đó đi qua hai Bộ bù Lag và Lead, một Bộ Washout, và các Khối giới hạn tương ứng:

$$G^d_{Lag} = \frac{1 + sT^d_3}{1 + sT^d_4} \tag{2.22}$$

$$G^d_{Lead} = \frac{1 + sT^d_5}{1 + sT^d_6} \tag{2.23}$$

$$G^d_{Washout} = \frac{sT^d_w}{1 + sT^d_w} \tag{2.24}$$

Trong đó:

T^d_w – Các hằng số thời gian của Bộ Washout nhánh d (s).

- Hàm truyền tổng:

$$G^d_{Total} = G^d_{Filter} \cdot G^d_{PI} \cdot G^d_{Lag} \cdot G^d_{Lead} \cdot G^d_{Washout} \tag{2.25}$$

2.5.2.2. Giới hạn dòng theo SOC:

Dòng tham chiếu được giới hạn bởi:

$$I_{dmin} \leq I_d^{ref} \leq I_{dmax} \quad (2.26)$$

$$I_d^{ref} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P_{ref}}{U_{PCC}} \quad (2.27)$$

Điều này đảm bảo cho dòng điện không vượt quá giới hạn chịu đựng, đồng thời tránh làm suy giảm tuổi thọ của pin.

- Sau đó, tín hiệu đầu ra này, ký hiệu là $I_{d-p-ref}$, được coi là tín hiệu đầu vào cho Bộ điều khiển chế độ sạc.

Ở mô hình này, BESS được thiết kế để giảm thiểu dao động trên lưới bằng cách hấp thụ năng lượng dư thừa và cung cấp thêm năng lượng lên lưới khi xảy ra các dao động thoáng qua. Điều này hoàn toàn phụ thuộc vào quá trình sạc – xả pin và được giới hạn bởi mức SOC. Do đó, tín hiệu đầu ra của Bộ điều khiển chế độ sạc có thể được xác định dựa trên các điều kiện sau:

$$I_d = \begin{cases} I_{d-p-ref} & , SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \\ 0 & , Các\ trường\ hợp\ còn\ lại \end{cases} \quad (2.28)$$

Trong đó:

SOC_{min}, SOC_{max} – Giá trị SOC nhỏ nhất và lớn nhất, ứng với 20% và 85%.

Tín hiệu I_d đi qua Bộ giới hạn dòng điện để điều chỉnh dòng điện tác dụng tham chiếu trên trục d, ký hiệu là I_{d_ref}, được giới hạn bởi giá trị dòng điện lớn nhất. Sự khác biệt giữa I_{d_ref} và I_d đó là dòng điện phản hồi ΔI_d đóng vai trò là tín hiệu đầu vào của vòng điều khiển công suất tác dụng.

2.5.2.3. Vòng điều khiển Công suất phản kháng – Điện áp (nhánh q):

Trong Vòng điều khiển P-Q này có một vòng điều khiển khác đảm nhận nhiệm vụ điều khiển Q-U. Khi hệ thống điện vận hành trong điều kiện lưới yếu, các công nghệ phi đồng bộ được huy động để điều chỉnh điện áp thông qua công suất phản kháng sau khi xảy ra biến động điện áp. Lượng công suất phản kháng được bơm vào (hoặc hấp thụ) bởi BESS ứng với mức thay đổi điện áp nhất định và phải tuân thủ theo các yêu cầu của lưới điện. Tín hiệu điều khiển công suất phản kháng tham chiếu được tạo ra dựa trên sai lệch điện áp giữa điện áp tại điểm PCC và điện áp tham chiếu theo phương pháp điều khiển sụt giảm.

$$e_U = U_{ref} - U_{PCC} \quad (2.29)$$

Trong đó:

e_U – Sai lệch điện áp (V);

U_{ref} – Điện áp tham chiếu (V);

U_{PCC} – Điện áp tại điểm PCC (V).

Trong nghiên cứu này, phương pháp điều khiển sụt giảm được áp dụng dựa trên góc nhìn của Cơ quan điều hành thị trường năng lượng Úc (AEMO). Đặc tính sụt giảm của sự thay đổi điện áp tương ứng với công suất phản kháng được thể hiện trong Hình 2.7. Tín

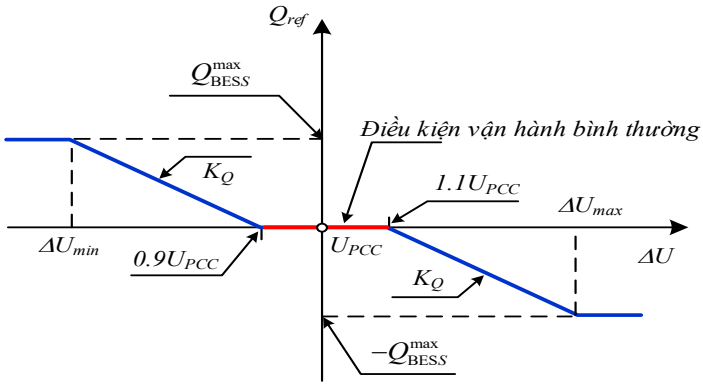
hiệu điều khiển công suất phản kháng tham chiếu được xác định như sau:

$$Q_{ref} = \frac{1}{K_Q}\left(U_{ref} - U_{PCC}\right) \quad (2.30)$$

Trong đó:

K_Q – Tham số của điều khiển sụt giảm công suất phản kháng – điện áp (V/MVAr).

Như minh họa trong Hình 2.7, ở điều kiện vận hành bình thường, điện áp dao động trong khoảng $0{,}9U_{PCC}$ đến $1{,}1U_{PCC}$. Trong nghiên cứu này, với mỗi mức giảm điện áp là 1% thì có 4% công suất phản kháng được bơm vào lưới; và với mỗi mức tăng điện áp là 1% thì có 6% công suất phản kháng được hấp thụ từ lưới. BESS sẽ được kích hoạt để bơm công suất phản kháng vào lưới khi $U_{PCC} < 90\%$ hoặc hấp thụ công suất phản kháng từ lưới khi $U_{PCC} > 110\%$. Nếu độ lệch điện áp nhỏ hơn ΔU_{min}, BESS sẽ bơm vào lưới Q_{max} tương ứng với công suất của Bộ chuyển đổi –BESS; ngược lại, nếu độ lệch điện áp lớn hơn ΔU_{max}, BESS sẽ hấp thụ từ lưới Q_{max}.



Hình 2.7. Đặc tính sụt giảm công suất phản kháng – điện áp

Ngược lại, chiến lược điều khiển dựa trên trục q được minh họa ở Hình 2.7 sử dụng vòng điều khiển công suất phản kháng. Tương tự như vòng điều khiển công suất tác dụng, trong đó Bộ lọc bậc nhất, Bộ điều khiển PI và Bộ điều khiển lead-lag đều được áp dụng:

Tương tự như nhánh d, tín hiệu điều khiển nhánh q này lần lượt đi qua các Bộ lọc, Bộ PI, Bộ lag/lead và Bộ washout:

$$G_{Filter}^{q} = \frac{sT_1^q}{1 + sT_2^q} \quad (2.31)$$

$$G_{PI}^{q} = K_{p_1}^{q} + \frac{K_{i_1}^{q}}{s} \quad (2.32)$$

$$G_{Lag}^{q} = \frac{1 + sT_3^q}{1 + sT_4^q} \quad (2.33)$$

$$G_{Lead}^{q} = \frac{1 + sT_5^q}{1 + sT_6^q} \quad (2.34)$$

$$G^q_{Washout} = \frac{sT^q_w}{1 + sT^q_w} \tag{2.35}$$

Trong đó:

T^q_n – Các hằng số thời gian nhánh q (s);

$K^q_{p_n}$ – Các hệ số Tỷ lệ nhánh q (A/MW);

$K^q_{i_n}$ – Các hệ số Tích phân nhánh q (A/(MW.s));

T^q_w – Các hằng số thời gian của Bộ Washout nhánh q (s).

Hàm truyền tổng:

$$G^q_{Total} = G^q_{Filter} \cdot G^q_{PI} \cdot G^q_{Lag} \cdot G^q_{Lead} \cdot G^q_{Washout} \tag{2.36}$$

Tín hiệu đầu ra đi qua Khối giới hạn tương ứng, ký hiệu là I_q đi qua Bộ giới hạn dòng điện để điều chỉnh dòng điện phản kháng tham chiếu trên trục q, ký hiệu là I_{q_ref}, được giới hạn bởi giá trị dòng điện lớn nhất.

Sự khác biệt giữa I_{q_ref} và I_q đó là dòng điện phản hồi ΔI_q đóng vai trò là tín hiệu đầu vào của vòng điều khiển công suất phản kháng.

Lượng điện năng từ lưới được sạc vào BESS phụ thuộc vào công suất của Bộ chuyển đổi DC/AC. Do đó, tổng dòng điện trên trục d và q phải bằng công suất định mức của Bộ chuyển đổi DC/AC để tránh quá tải. Giới hạn của các dòng điện tham chiếu trên trục d và q được xác định bằng hàm bão hòa như sau:

$$\begin{cases} I_{d_ref} = sat(I_d; I_{dmin}, I_{dmax}) \\ I_{q_ref} = sat(I_q; I_{qmin}, I_{qmax}) \end{cases} \tag{2.37}$$

Trong đó:

I_{max} được chọn bằng 1 p.u, I_{qmin} và I_{qmax} được xác định như sau:

$$I_{qmax} = \sqrt{{I_{max}}^2 - {I_{d_ref}}^2}$$
$$I_{qmin} = -I_{qmax} \tag{2.38}$$

Hàm bão hòa được định nghĩa: sat(x; a, b) = a nếu x < a; = x nếu a ≤ x ≤ b; = b nếu x > b. Do đó điều kiện (${I_{d_ref}}^2 + {I_{q_ref}}^2 \leq {I_{max}}^2$) luôn được thỏa mãn.

Bộ giới hạn dòng điện làm việc theo nguyên tắc ưu tiên trục d: dòng điện tác dụng $I_{d,ref}$ được giới hạn trước trong phạm vi $[I_{dmin}, I_{dmax}]$ = [−1,0; 1,0] pu, sau đó phần dư của dòng điện định mức được dành cho trục q với $I_{qmax} = \sqrt{{I_{max}}^2 - {I_{d_ref}}^2}$. Khi BESS trao đổi công suất tác dụng định mức ($|I_{d_ref}|$ = 1,0 pu) thì $I_{qmax} = 0$ và BESS không còn khả năng hỗ trợ công suất phản kháng. Lựa chọn ưu tiên trục d phù hợp với mục tiêu chính của bộ điều khiển đề xuất là hỗ trợ điều khiển tần số, đồng thời đảm bảo dòng điện tổng của bộ biến đổi không vượt quá giá trị định mức.

2.5.2.4. Ảnh hưởng của độ trễ tín hiệu đến tính ổn định của bộ điều khiển:

Trong vận hành thực tế, quá trình truyền dẫn và xử lý tín hiệu luôn tồn tại một độ trễ nhất định, bao gồm trễ do các thiết bị đo lường, trễ truyền thông trong mạng điều khiển và trễ tính toán của bộ vi xử lý. Những tác động tiêu cực của độ trễ này đối với hệ thống điều khiển nối tầng của mô hình đề xuất bao gồm:

- Sự suy giảm dự trữ ổn định: Độ trễ tạo ra sai lệch pha âm, làm suy giảm dự trữ biên độ và dự trữ pha của các vòng lặp điều khiển, đặc biệt là vòng điều khiển dòng điện nội tầng vốn có băng thông lớn và yêu cầu tốc độ đáp ứng cực nhanh.
- Gây ra dao động điều hòa bậc cao: Khi độ trễ vượt ngưỡng cho phép, tín hiệu phản hồi sẽ không còn đồng pha với trạng thái thực tế của hệ thống. Nó làm bộ điều khiển có thể đưa ra tín hiệu phản hồi sai lệch, dẫn đến hiện tượng dao động quanh điểm vận hành và làm suy giảm chất lượng điện năng.
- Tác động đến cấu trúc nối tầng: Độ trễ tích lũy từ các vòng P-f, Q-U có thể gây nhiễu loạn cho vòng điều khiển dòng điện. Điều này khiến cho hệ thống có nguy cơ mất ổn định khi lưới xảy ra các biến động nhanh hoặc sự cố.

Giải pháp là sử dụng bộ Lag nhằm giảm bớt các thành phần nhiễu tần số cao sinh ra từ quá trình truyền trễ hoặc bị ngắt quãng, giúp tín hiệu điều khiển mượt hơn; Bộ Lead cung cấp sự bù pha (đẩy sớm pha) tín hiệu tại các dải tần số quan trọng; Bộ Washout đảm bảo bộ điều khiển chỉ phản ứng với các dao động tức thời sau trễ, ngăn chặn việc tích lũy sai số tĩnh do trễ tín hiệu gây ra và giúp BESS không bị mắc kẹt ở trạng thái sạc/xả dù hệ thống đã đi vào ổn định. Sự phối hợp của ba bộ này giúp duy trì ổn định động cho hệ thống ngay cả khi tồn tại độ trễ tín hiệu nhỏ.

2.5.3. Bộ điều khiển dòng điện

Vai trò lớn nhất của Bộ điều khiển dòng điện là dùng để điều chỉnh công suất tác dụng và công suất phản kháng. Cấu trúc của nó được minh họa trong Hình 2.6.

2.5.3.1. Đồng bộ và biến đổi tọa độ:

Từ Hình 2.6, dòng điện I_{ds} và I_{qs} được đo tại PCC. Góc điện áp tại PCC được xác định bằng Bộ PLL (Phase-Locked Loop) để tính ra giá trị của I_{ds} và I_{qs} trong hệ tọa độ tham chiếu d-q từ hệ tọa độ toàn cục abc.

2.5.3.2. Bộ điều khiển PI:

Sai lệch giữa dòng điện tham chiếu (I_{d_ref} và I_{q_ref}) từ Bộ điều khiển giảm chấn với dòng đo được (I_{ds} và I_{qs}) sẽ được đưa qua Bộ điều khiển PI nhằm triệt tiêu và tạo ra chỉ số điều chế trên trục d (m_d) và trục q (m_q):

$$\begin{cases} m_d = (I_{d_ref} - I_{ds}) \cdot \left(K_{p_2}^d + \dfrac{K_{i_2}^d}{s} \right) \\ m_q = (I_{q_ref} - I_{qs}) \cdot \left(K_{p_2}^q + \dfrac{K_{i_2}^q}{s} \right) \end{cases} \quad (2.39)$$

2.5.3.3. Bộ điều chế độ rộng xung (PWM):

Các tín hiệu điều khiển m_d, m_q được đưa vào bộ PWM để tạo ra các xung kích đóng cắt cho các linh kiện bán dẫn của Bộ nghịch lưu. Quá trình này chuyển đổi các lệnh điều khiển từ dạng tín hiệu tương tự sang dạng xung số, trực tiếp tác động đến điện áp đầu ra của BESS để duy trì sự cân bằng năng lượng trên lưới.

2.5.4. Hàm truyền và tính ổn định của mô hình được đề xuất

2.5.4.1. Hàm truyền:

Hàm truyền tổng quát được xây dựng dựa trên sự nối tầng của các khối chức năng:

- Vòng lặp dòng điện (Inner Loop): Đây là vòng lặp cơ sở với hàm truyền thường gồm Bộ điều khiển PI và Bộ lọc (L/LCL). Vì có tốc độ đáp ứng rất nhanh nên vòng này thường được lấy xấp xỉ bằng một khâu quán tính bậc nhất khi phân tích các vòng ngoài.

$$G_{inner}^i \approx \frac{1}{1 + sT_{inner}} \quad (2.40)$$

Trong đó:

G_{inner}^i – Hàm truyền vòng trong của dòng điện;

T_{inner} – Hằng số thời gian của vòng lặp trong (s).

- Các vòng lặp công suất tác dụng, công suất phản kháng và điện áp (Outer Loops): Các vòng P-Q và Q-U sử dụng cấu trúc điều khiển phức hợp gồm Bộ PI, Bộ Lead/Lag và Bộ Washout. Do đó hàm truyền của vòng này được thiết kế để bù pha và triệt tiêu sai số.

$$G_{outer} = \underbrace{\left(K_p + \frac{K_i}{s} \right)}_{PI} \cdot \underbrace{\frac{1 + sT_{Lead}}{1 + sT_{Lag}}}_{Lead-Lag} \cdot \underbrace{\frac{sT_w}{1 + sT_w}}_{Washout} \quad (2.41)$$

Trong đó:

G_{outer} – Hàm truyền vòng ngoài của P, Q và U;

K_p, K_i – Lần lượt là Hệ số tỷ lệ (A/MW) và Hệ số tích phân (A/(MW.s));

T_{Lead}, T_{Lag}, T_w – Lần lượt là các hằng số thời gian của Bộ Lead, Lag và Washout (s).

Khâu PI tăng hệ số khuếch đại của vòng điều khiển ở dải tần số thấp và trung bình, giúp công suất BESS bám nhanh theo công suất tham chiếu trong quá trình quá độ. Khâu Lead-Lag chịu trách nhiệm cung cấp thêm dự trữ biên độ và dự trữ pha tại tần số cắt, giúp hệ thống phản ứng nhanh mà không gây ra các dao động quá mức. Khâu Washout (và bộ

lọc dạng $sT_1/(1 + sT_2)$) là các khâu thông cao, có hệ số khuếch đại bằng 0 tại f = 0, giúp loại bỏ các thành phần tín hiệu quá chậm hoặc thành phần một chiều, chỉ cho phép các biến động tức thời đi qua. Do đó, kết hợp với vùng chết f_{db}, chuỗi điều khiển nhánh d sẽ phát tín hiệu cho BESS chỉ tham gia quá trình điều tần sơ cấp nhanh và công suất do kênh điều tần trở về giá trị đặt khi tần số đã ổn định. Sai lệch tần số xác lập được triệt tiêu bởi điều tần thứ cấp (AGC) của hệ thống. Đặc tính này nhằm tránh để BESS phải duy trì công suất lâu dài và bảo vệ dung lượng pin.

2.5.4.2. Tính ổn định của mô hình đa vòng:

Tính ổn định được xem xét qua các khía cạnh sau:

a/ Nguyên lý phân tách tần số:

Hệ thống chỉ ổn định khi các hằng số thời gian của các vòng lặp phải tuân thủ theo nguyên tắc sau:

$$\tau_{current} \ll \tau_{power} \ll \tau_{frequency} \tag{2.42}$$

Việc đảm bảo vòng lặp dòng điện phải nhanh hơn ít nhất 5-10 lần so với vòng lặp công suất, giúp triệt tiêu hiện tượng tương tác tiêu cực giữa các bộ điều khiển, tránh gây mất ổn định cộng hưởng.

b/ Ảnh hưởng của Bộ giới hạn dòng và Phản hồi SOC:

- Bộ giới hạn dòng có nhiệm vụ cắt tín hiệu tham chiếu khi xảy ra tình trạng quá tải, sau đó đưa vào hệ thống chế độ phi tuyến. Nếu không có Bộ giới hạn, hệ thống sẽ rơi vào trạng thái mất ổn định động.
- Phản hồi SOC được tích hợp vào vòng *P-f* tạo ra một vòng phản hồi bổ sung. Hai hệ số K_f và K_A chịu trách nhiệm duy trì sự ổn định, nếu các hệ số này quá lớn thì chỉ sự thay đổi nhỏ của tần số có thể dẫn đến sự dao động mạnh trong công suất sạc/xả của pin và làm ảnh hưởng đến tuổi thọ của thiết bị và ổn định lưới.

c/ Đáp ứng quá độ và khả năng triệt tiêu dao động:

- Tỷ số suy giảm: Sự phối hợp của Bộ điều khiển PI và Bộ Lead/Lag đóng vai trò như một bộ giảm chấn mỗi khi hệ thống chịu tác động từ sự thay đổi tần số hoặc điện áp. Các khâu hiệu chỉnh này đảm bảo rằng biên độ dao động của P và Q sẽ giảm dần theo thời gian thay vì duy trì hoặc khuếch đại lên, hệ thống sẽ ổn định khi năng lượng của các dao động quá độ này được triệt tiêu hoàn toàn và đưa các thông số vận hành về trạng thái xác lập mới trong thời gian ngắn nhất.
- Dự trữ ổn định qua đáp ứng pha: Bộ Lead/Lag có nhiệm vụ đẩy sớm pha của tín hiệu điều khiển, giúp khắc phục hiện tượng trễ pha do các bộ lọc và đặc tính quán tính của pin gây ra. Nếu pha bị trễ quá lớn thì tín hiệu phản hồi sẽ không còn tác dụng điều chỉnh mà trở thành tác nhân gây cộng hưởng và làm mất ổn định. Việc hiệu chỉnh pha giúp các vòng lặp P-Q và Q-U luôn duy trì một khoảng cách an toàn trước ngưỡng xảy ra dao động tự duy trì.

- Tương tác giữa các vòng lặp: Khi vòng lặp dòng điện thực hiện điều chỉnh nhanh các xung PWM hoàn toàn không gây ra những cú sốc ngược lại vòng điều khiển tần số vốn chậm hơn, do đó tránh được hiện tượng chồng lấn làm xuất hiện các dao động không mong muốn trên toàn hệ thống.

Có thể thấy, mô hình đề xuất là một cấu trúc bền vững nhờ sự kết hợp giữa điều khiển phản hồi truyền thống và các khâu hiệu chỉnh động học nâng cao. Việc phối hợp các tham số giữa 3 vòng lặp một cách hài hòa giúp cho hệ thống tránh được hiện tượng chồng lấn băng thông, gây ra các dao động điều hòa bậc cao trên lưới điện.

2.5.5. 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 2.2. Sự khác nhau của Mô hình đề xuất và mô hình Droop Control truyền thống

Tiêu chí	Điều khiển độ sụt giảm phi tuyến thích ứng (Mô hình đề xuất)	Droop Control truyền thống
Độ vọt lố (Overshoot)	Thấp: Hệ số thích ứng tự động điều chỉnh theo SOC và mức độ sai lệch, giúp quá trình đáp ứng quá độ linh hoạt hơn	Cao: Do hệ số điều khiển cố định làm cho hệ thống dễ bị phản ứng quá mức khi có biến động tải hoặc tần số lớn
Thời gian xác lập (Setting time)	Ngắn: Sự kết hợp giữa bộ bù pha Lead/Lag và khâu Washout giúp dập tắt nhanh các dao động, đưa hệ thống về trạng thái ổn định sớm hơn	Dài: Các dao động sau nhiễu loạn thường kéo dài do thiếu các khâu hiệu chỉnh động học Lead/Lag/Washout
Sai số xác lập (Steady-state error)	Không triệt tiêu sai số tần số xác lập (có chủ đích): các khâu Washout, bộ lọc thông cao và vùng chết làm BESS chỉ đáp ứng với biến động tần số trong quá trình quá độ. Khi tần số ổn định, công suất BESS trở về giá trị đặt, sai lệch tần số xác lập do điều tần thứ cấp (AGC) của hệ thống đảm nhận. BESS không phải duy trì công suất lâu dài, hạn chế tiêu hao SOC	Tồn tại sai số tĩnh theo đặc tính droop. BESS duy trì công suất tỷ lệ với độ lệch tần số xác lập trong suốt thời gian còn độ lệch, gây tiêu hao SOC liên tục
Khả năng thích nghi	Tối ưu nhờ sự tự thay đổi đặc tính điều khiển dựa trên dung lượng pin còn lại, đảm bảo an toàn cho BESS	Kém do không xét đến giới hạn SOC của pin, làm gia tăng nguy cơ sạc/xả quá mức ảnh hưởng đến tuổi thọ của BESS

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

2.5.6.1. Giống nhau:

Bảng 2.3. Sự giống nhau của mô hình đề xuất và mô hình CBEST

Tiêu chí	Nội dung
Mục tiêu	Điều khiển công suất phát (P) và công suất phản kháng (Q) của BESS nhằm hỗ trợ điều tần và ổn định hệ thống khi có sự cố trên lưới
Quản lý SOC	Có các thành phần có nhiệm vụ theo dõi và quản lý Trạng thái sạc (SOC) để đảm bảo BESS luôn vận hành trong giới hạn cho phép

Tiêu chí	Nội dung
Giới hạn công suất	Đều thiết lập các giới hạn công suất cực đại và cực tiểu (P và Q) để bảo vệ hệ thống cũng như BESS
Điều khiển công suất phản kháng	Đều sử dụng cơ chế Droop điều chỉnh công suất phản kháng dựa trên điện áp lưới
Tương tác với lưới điện	Đều đồng bộ hóa với lưới điện thông qua tần số (hoặc điện áp)

2.5.6.2. Khác nhau:

Bảng 2.4. 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	Rất chi tiết: Mô phỏng đầy đủ cấu trúc vật lý và điều khiển đa tầng, từ phản hồi hệ thống đến các xung kích đóng cắt thiết bị	Đơn giản: Chỉ tập trung vào các khối chức năng mức cao, bỏ qua các thành phần động học chi tiết
Ưu điểm kỹ thuật	Độ tin cậy cao: Tích hợp đồng thời 3 vòng điều khiển (P-f, Q-U, P-Q) cùng vòng dòng điện. Đặc biệt kết hợp thuật toán Droop phi tuyến với phản hồi SOC giúp tối ưu hóa khả năng điều tần/áp theo thực trạng pin	Tính linh hoạt: Cấu trúc tinh gọn giúp giảm khối lượng tính toán, dễ dàng tích hợp vào các mô hình lưới điện siêu lớn để đánh giá tổng quan
Nhược điểm – Thách thức	Hệ thống phức tạp: Hàm truyền bậc cao khiến việc tối ưu hóa tham số (K_p, K_i, T_{lag}, T_{lead},…) và phân tích tính ổn định trở nên khó khăn. Đòi hỏi cấu hình phần cứng mạnh (DSP/FPGA) để xử lý tín hiệu PWM/PLL	Sai số mô phỏng: Do thiếu vòng điều khiển dòng điện và tầng điều chế, kết quả không phản ánh được các hiện tượng quá độ nhanh hoặc méo hài dòng điện
Cơ chế điều khiển *P-f*	Áp dụng Droop thích nghi: Công suất phát thay đổi linh hoạt theo sai lệch tần số và ngưỡng dung lượng SOC còn lại	Sử dụng logic cộng/trừ công suất cố định, không có khả năng tự điều chỉnh hệ số theo trạng thái pin
Cơ chế điều khiển *Q-U*	Tinh chỉnh điện áp động qua tổ hợp các khâu Lead-Lag (bù pha) và Washout (loại bỏ thành phần chậm), giúp dập tắt dao động nhanh	Chỉ sử dụng các bộ lọc thông thấp cơ bản, dẫn đến đáp ứng điện áp chậm và dễ gây dao động trong điều kiện lưới yếu
Vai trò của SOC	Tham số điều khiển chủ động: SOC trực tiếp tác động vào vòng lặp công suất tác dụng để bảo vệ pin và duy trì dự phòng lưới	Thông số theo dõi: SOC chỉ đóng vai trò là biến trạng thái năng lượng, không tham gia vào việc thay đổi đặc tính điều khiển
Kiểm soát dòng điện	Có vòng lặp nội tầng riêng biệt, cho phép giới hạn dòng điện tức thời, bảo vệ an toàn cho các IGBT	Giới hạn dòng điện được xử lý gián tiếp qua công suất P-Q, không có khả năng bảo vệ quá dòng ở mức mili giây
Phạm vi ứng dụng	Phù hợp cho nghiên cứu, triển khai thực tế hoặc mô phỏng chính xác các yếu tố phức tạp ảnh hưởng đến BESS trong lưới điện	Phù hợp cho mô phỏng sơ bộ, đánh giá nhanh ảnh hưởng của BESS lên lưới, kết quả thường chỉ tiệm cận độ chính xác thực tế

2.6. Kết quả tính toán

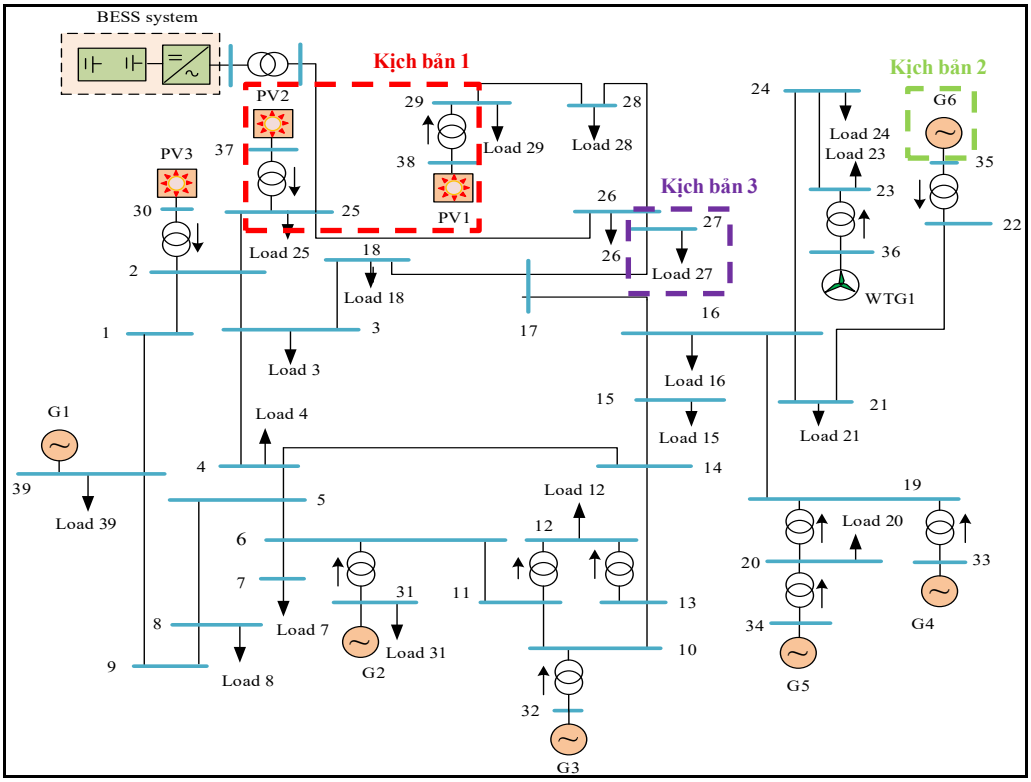
2.6.1. Mô hình tính toán

Hệ thống IEEE 39-Bus và hệ thống điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên của Việt Nam được sử dụng để đánh giá tính khả thi của phương pháp điều khiển BESS đề xuất trong việc ổn định tần số khi tỷ lệ các nguồn NLTT tăng cao. Đối với hệ thống IEEE 39-bus đã được sửa đổi (Hình 2.8), bốn tổ máy phát điện đồng bộ tại các thanh cái 2, 25, 29

và 23 được thay thế bằng ba trang trại điện mặt trời PV1, PV2, PV3 và một trang trại điện gió WTG1, với công suất định mức lần lượt là 600 MW, 1,200 MW, 250 MW và 1,000 MW. Tên tải được đặt tương ứng với số thứ tự tại thanh cái đó. Chi tiết được trình bày trong các Bảng phần Phụ lục I – trang 161.

Đối với hệ thống 500/220kV khu vực Tây Nguyên (Hình 2.9), theo Quy hoạch điện VIII [6] ước tính đến năm 2025, tổng công suất phát điện của khu vực sẽ đạt 5.521,5 MW, trong đó tổng công suất từ điện mặt trời và điện gió sẽ là 4.255,5 MW, bao gồm 2.435,5 MW từ điện mặt trời và 1.820 MW từ điện gió. Do đó, khoảng 77% lượng điện trong khu vực đến từ các nguồn NLTT. Mô hình nhà máy điện mặt trời quy mô lớn (LS-PVPP) gồm mảng PV, bộ biến đổi DC/DC tăng áp và bộ nghịch lưu với bộ điều khiển PQ tách biệt được xây dựng theo cấu trúc trong [94]. Mô hình turbine gió Type 3 sử dụng DFIG, gồm các khối khí động học, điều khiển góc cánh, cơ học, điều khiển công suất P/Q và khối giới hạn dòng điện phục vụ chế độ vượt qua sự cố điện áp thấp (FRT), được kế thừa từ các chiến lược điều khiển FRT của DFIG đã trình bày trong [100], [101]. Chi tiết triển khai các mô hình trong DSL được trình bày tại Phụ lục III – trang 194. Các mô hình này đóng vai trò là mô hình nguồn NLTT nền phục vụ mô phỏng; đóng góp của luận án tập trung vào bộ điều khiển BESS được đề xuất tại Mục 2.5. Tất cả các mô hình động trong hệ thống, chẳng hạn như máy phát đồng bộ, hệ thống kích từ, đường dây truyền tải, phụ tải, v.v., đều được mô phỏng bằng phần mềm DIgSILENT PowerFactory. Phản ứng của hệ thống được đánh giá dựa trên các mô phỏng miền thời gian sử dụng DIgSILENT PowerFactory 2022.

Tất cả các thông số của hệ thống IEEE 39-Bus và hệ thống 500/220kV khu vực Tây Nguyên được lấy từ tài liệu tham khảo [102]. Mô hình BESS được phát triển dựa trên mô hình có sẵn trong tài liệu hướng dẫn của DIgSILENT PowerFactory.Luận án tập trung vào thuật toán điều khiển và chiến lược vận hành BESS, không đặt mục tiêu giải bài toán tối ưu vị trí lắp đặt. Vị trí đặt BESS được thể hiện tại Hình 2.8 và Hình 2.9. Vị trí này được chọn theo tiêu chí đặt BESS tại nút chịu ảnh hưởng nặng nề nhất của nhiễu loạn khi chưa có BESS, tức nút có tần số thấp nhất trong các kịch bản khảo sát: Thanh cái 25 đối với lưới IEEE 39-Bus (48,6 Hz ở Kịch bản 1 và 48,86 Hz ở Kịch bản 2) và thanh cái EaNam đối với lưới khu vực Tây Nguyên (48,55 Hz ở Kịch bản 4 và 48,79 Hz ở Kịch bản 5). Hệ thống điều khiển đã được sửa đổi để phục vụ mục đích nghiên cứu, và tất cả các thông số của phương pháp điều khiển đề xuất, được liệt kê trong Bảng 2.5.



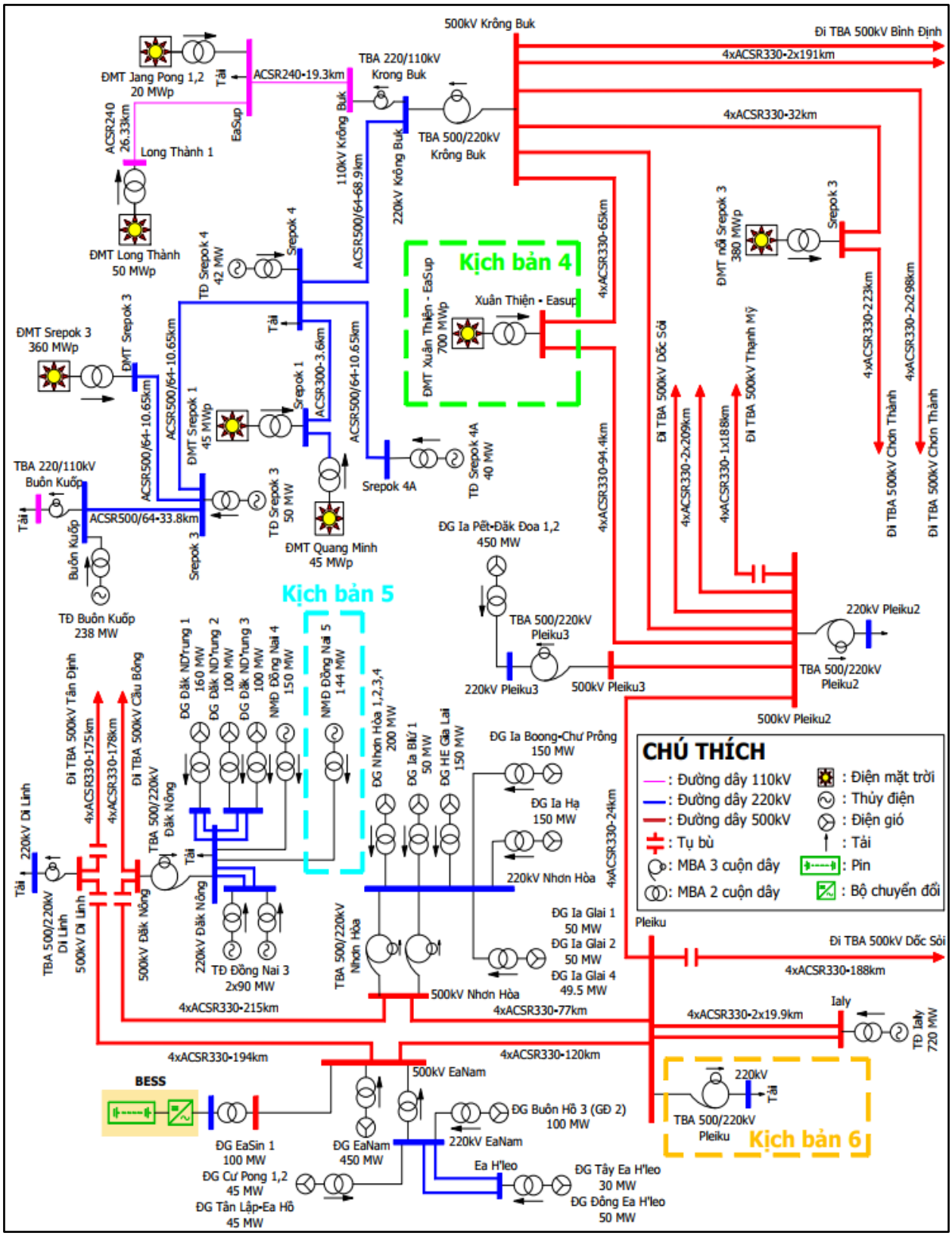
Hình 2.8. Lưới IEEE 39-Bus được sửa đổi, kết nối các nhà máy điện gió, điện mặt trời và BESS

Bảng 2.5. Các thông số của phương pháp điều khiển theo phương án đề xuất

Tham số	Giá trị	Đơn vị	Tham số	Giá trị	Đơn vị
1. Điều khiển sụt giảm Công suất tác dụng			**3. Vòng điều khiển Công suất phản kháng**		
K_f	0,0154	-	T_1^q	0,2	s
K_A	4,837	-	T_2^q	1,4	s
K_E	0,219	-	T_3^q	0,45	s
P_{max}	1,0	pu	T_4^q	0,3	s
f_{db}	0,02	Hz	T_5^q	0,1	s
2. Vòng điều khiển Công suất tác dụng			T_6^q	0,4	s
T_1^d	11	s	T_w^q	9,0	s
T_2^d	0,7	s	$K_{p_1}^q$	2,0	pu/pu
T_3^d	0,3	s	$K_{i_1}^q$	85	pu/(pu·s)
T_4^d	0,2	s	**4. Bộ điều khiển Dòng điện**		
T_5^d	0,1	s	$K_{p_2}^q$	0,1	pu/pu
T_6^d	0,4	s	$K_{i_2}^q$	10	pu/(pu·s)
T_w^d	10	s	$K_{p_2}^d$	2,5	pu/pu
$K_{p_1}^d$	100	pu/pu	$K_{i_2}^d$	200	pu/(pu·s)
$K_{i_1}^d$	46	pu/(pu·s)	I_{max}	1,0	pu
I_{dmax}	1,0	pu	I_{qmax}	$\sqrt{{I_{max}}^2 - {I_{d_ref}}^2}$	pu
I_{dmin}	-1,0	pu	I_{qmax}	$-I_{max}$	pu

Các tham số trong Bảng 2.5 được biểu diễn trong hệ đơn vị tương đối (pu) của mô hình DIgSILENT PowerFactory và được xác định theo trình tự sau:

- Bước (1): Giá trị khởi tạo của bộ điều khiển dòng điện, bộ lọc và các khâu Lead/Lag/Washout được lấy theo mô hình BESS mẫu của DIgSILENT PowerFactory và tài liệu [102];
- Bước (2): Vòng điều khiển dòng điện được chỉnh trước, sau đó chỉnh tiếp các vòng công suất bên ngoài sao cho thỏa mãn nguyên lý phân tách tần số (thể hiện tại công thức 2.42), kết quả đầu ra là vòng trong nhanh hơn vòng ngoài từ 5 đến 10 lần;
- Bước (3): Các hệ số của vòng droop phi tuyến thích ứng K_f, K_A, K_E được tinh chỉnh trên mô phỏng miền thời gian thỏa mãn các tiêu chí sau: tần số cực tiểu/cực đại nằm trong giới hạn của Thông tư 25/2016/TT-BCT, không xuất hiện dao động tự duy trì, giá trị SOC không đạt tới giới hạn ngưỡng trong suốt kịch bản, và thời gian xác lập là nhỏ nhất;
- Bước (4): Bộ tham số được kiểm tra lại trên cả ba kịch bản của lưới IEEE 39-Bus và lưới 500/220kV khu vực Tây Nguyên.



Hình 2.9. Hệ thống điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên

2.6.2. Trường hợp 1: Áp dụng hệ thống IEEE 39-Bus đã được sửa đổi

Trong trường hợp này, mô phỏng được thực hiện dựa trên ba kịch bản sau:

- Kịch bản 1: Mây lớn che phủ làm thay đổi cường độ bức xạ mặt trời, gây ra sự dao

động đáng kể trong công suất đầu ra của hai nhà máy điện mặt trời PV1 và PV2;

- 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.

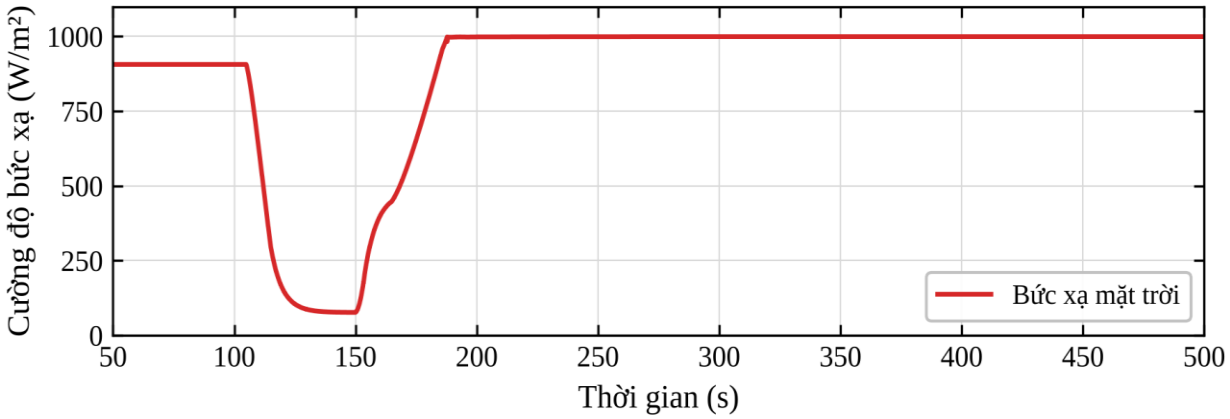
2.6.2.1. Kịch bản 1:

Các nhà máy PV1 và PV2 đột ngột giảm công suất phát lên lưới do ảnh hưởng của mây che phủ trong khoảng 50 giây (từ giây thứ 100 đến giây thứ 150). Sự mất đi lượng công suất đột ngột với quy mô lớn như vậy trong thời gian ngắn có thể ảnh hưởng đáng kể đến hệ thống và gây ra dao động tần số. Thời gian mô phỏng của các kịch bản trong mục này là 500 giây, bao trùm cả giai đoạn điều tần sơ cấp, thứ cấp và quá trình trở về trạng thái xác lập.

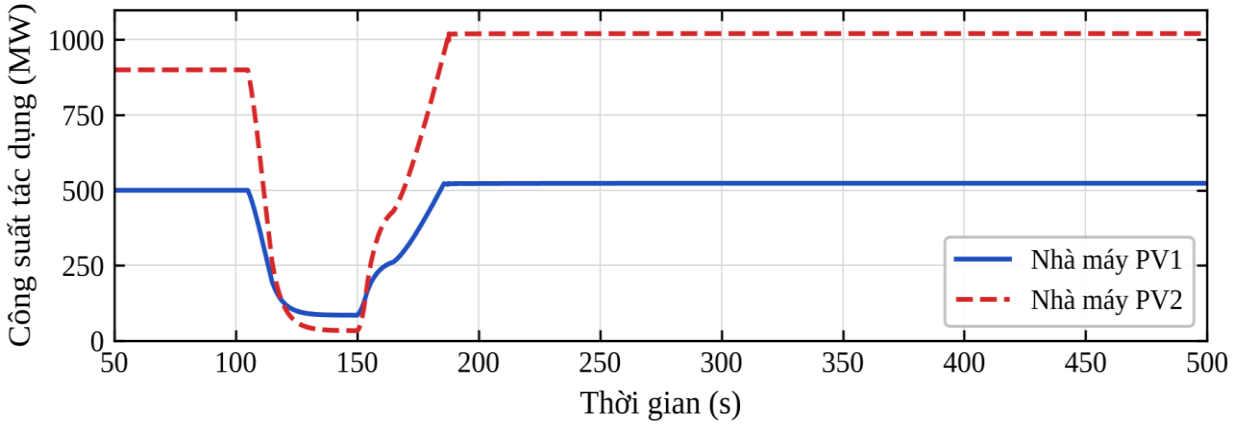
Như được thể hiện trong Hình 2.10(a), cường độ bức xạ mặt trời giảm mạnh từ 900 W/m² xuống 0 W/m² trong khoảng 20 giây khi mây che phủ. Khi mây tan, bức xạ mặt trời phục hồi và tăng trở lại 1.000 W/m², các nhà máy trở lại vận hành ổn định. Kịch bản này dựa trên một tình huống thực tế đã xảy ra ở châu Âu khi trải qua sự cố mất công suất điện mặt trời trên diện rộng [103], dẫn đến dao động tần số nghiêm trọng. Công suất tác dụng của các nhà máy PV1 và PV2 được thể hiện trong Hình 2.10(b), bị suy giảm nghiêm trọng khi khu vực bị che phủ hoàn toàn bởi mây. Cụ thể:

- Tại giây thứ 100, công suất phát của PV1 giảm đột ngột từ 500 MW xuống 100 MW, còn PV2 giảm từ 900 MW xuống 50 MW. Tổng công suất suy giảm khoảng 1.250 MW trong khoảng 20 giây bức xạ giảm, tương ứng tốc độ biến thiên công suất (ramp rate) trung bình khoảng 60 MW/s (PV1 khoảng 20 MW/s, PV2 khoảng 42,5 MW/s);
- Tại giây thứ 150, mây bắt đầu tan. Bầu trời quang đãng giúp bức xạ mặt trời đạt mức tối đa, công suất phát dần tăng lên và ổn định ở 1.520 MW (trong đó PV1 đạt 510 MW, PV2 đạt 1.010 MW).

Với kịch bản bất lợi này, có thể thấy rằng tần số hệ thống sẽ có sự dao động đáng kể. Hình 2.11 minh họa đáp ứng tần số tại một số thanh cái quan trọng trong hệ thống. Từ kết quả có được, nhận thấy dao động tần số tại một số thanh cái không đáp ứng các yêu cầu trong Quy định hệ thống điện truyền tải [104]. Đặc biệt, thanh cái số 25 là vị trí bị ảnh hưởng nhiều nhất.

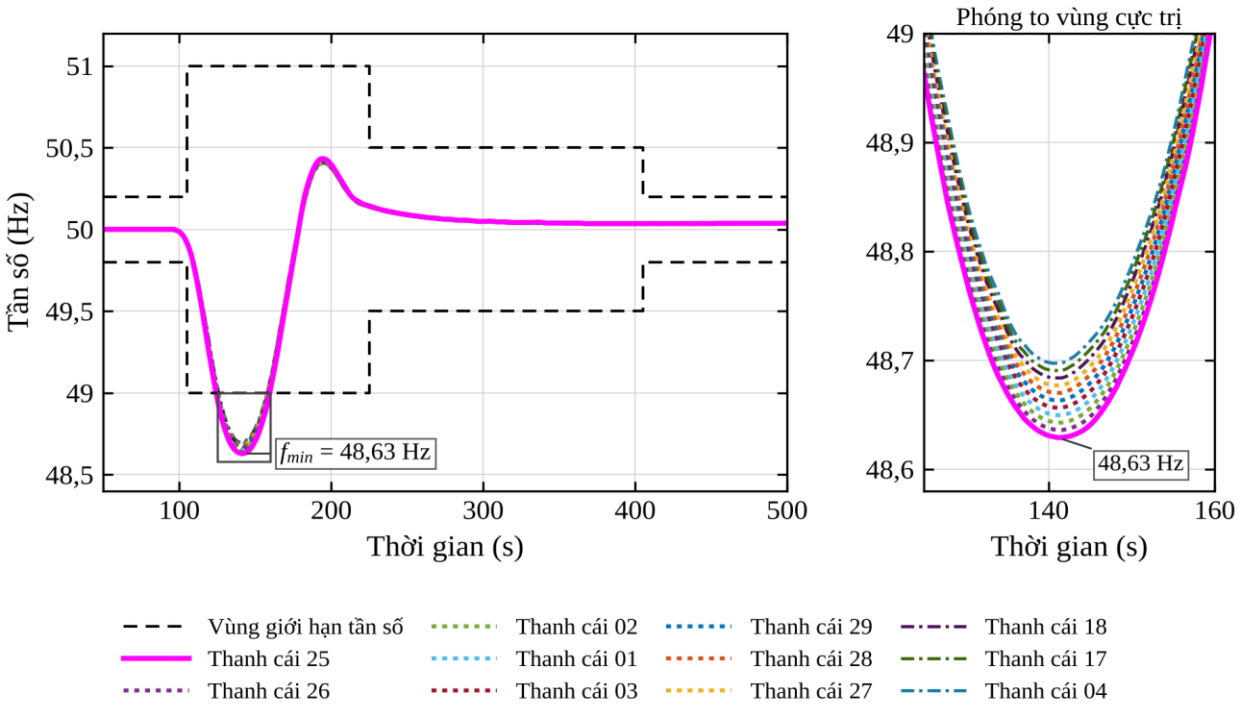


(a) Cường độ bức xạ mặt trời



(b) Công suất phát của PV1 và PV2

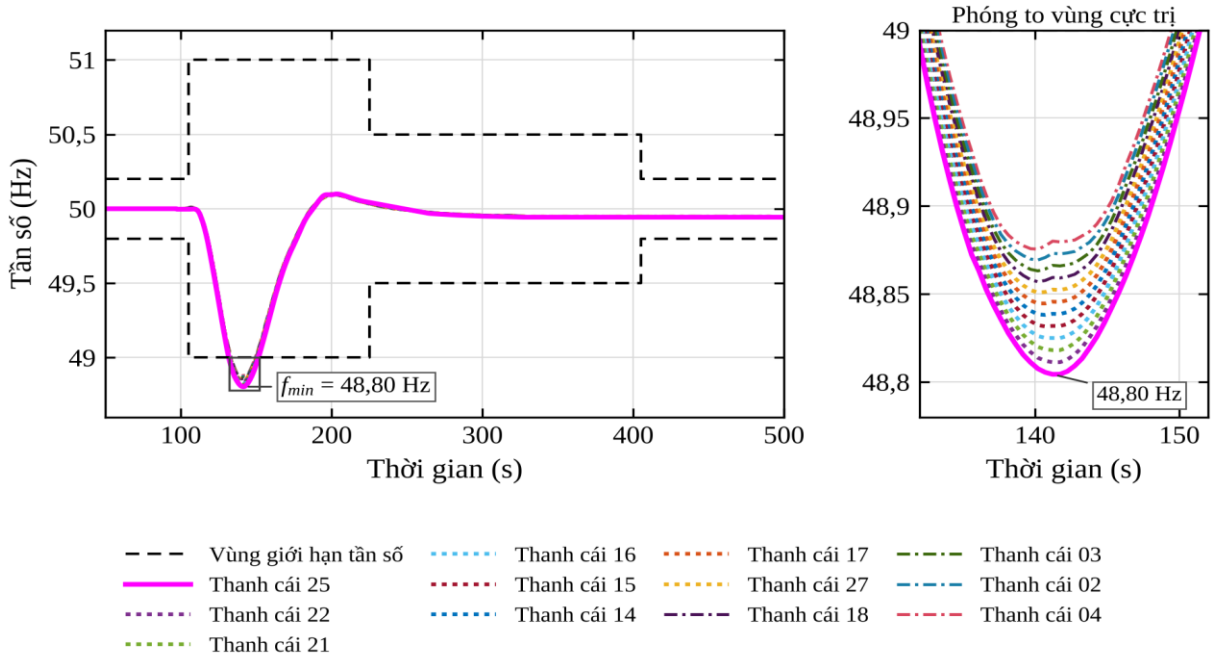
Hình 2.10. Ảnh hưởng của đám mây che lên các nhà máy PV1 và PV2



Hình 2.11. Giá trị tần số tại một số thanh cái dưới tác động của mây che ảnh hưởng lên nhà máy điện mặt trời PV1 và PV2

2.6.2.2. Kịch bản 2:

Kịch bản này mô phỏng sự thiếu hụt công suất phát đột ngột. Hệ thống IEEE 39-Bus đang xét có tổ máy phát G6, công suất 650 MW và được kết nối gần các trang trại điện mặt trời PV. Trong kịch bản này, tổ máy phát G6 đột ngột gặp sự cố và buộc phải tách lưới tại giây thứ 108, sau khoảng 50 giây tổ máy được hòa lưới trở lại. Hình 2.12 thể hiện sự thay đổi tần số tại một số thanh cái trong hệ thống. Từ kết quả thu được, có thể thấy rằng dao động tần số tại thanh cái 25 rõ rệt hơn so với các thanh cái khác.

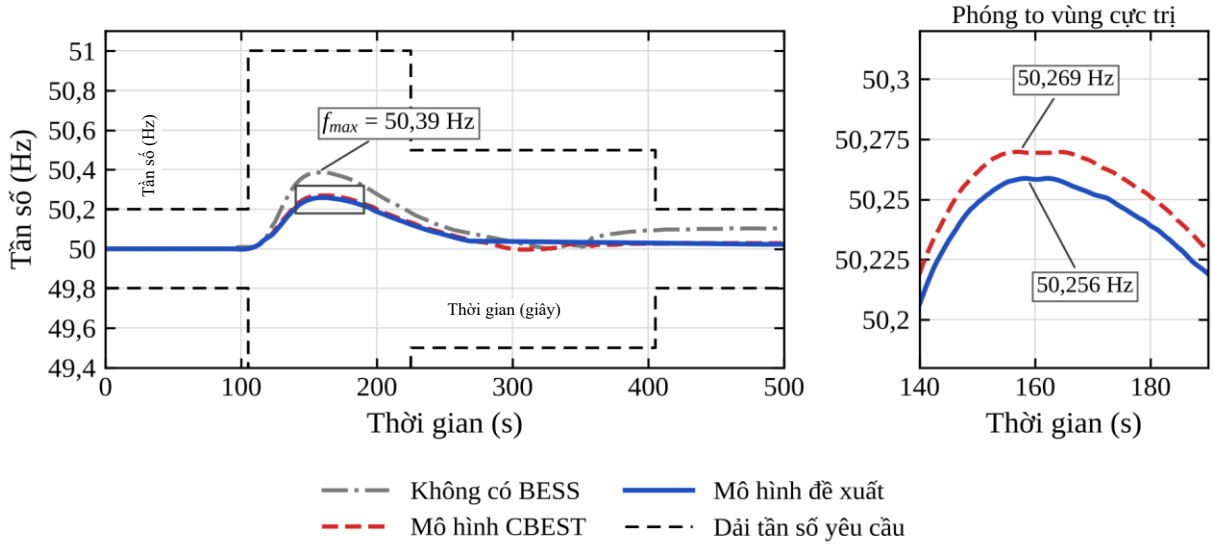


Hình 2.12. Giá trị tần số tại một số thanh khi tách lưới tổ máy G6, không sử dụng BESS

Trong cả hai kịch bản, tần số tại thanh cái 25 lần lượt là 48,6 Hz và 48,8 Hz, thấp hơn ngưỡng vận hành tối thiểu cho phép là 49 Hz (theo Quy định hệ thống điện truyền tải [104]), vì vậy trạng thái của hệ thống luôn ở mức báo động. Phương án được đề xuất là lắp đặt BESS tại thanh cái 25.

2.6.2.3. Kịch bản 3:

Phụ tải số 27 gặp sự cố và bị tách khỏi hệ thống, gây ra dao động tần số trên toàn bộ lưới. Hình 2.13 thể hiện đỉnh dao động của tần số khi không sử dụng BESS là 50,385 Hz.



Hình 2.13. Giá trị tần số tại của lưới điện khi mất phụ tải số 27, không sử dụng BESS

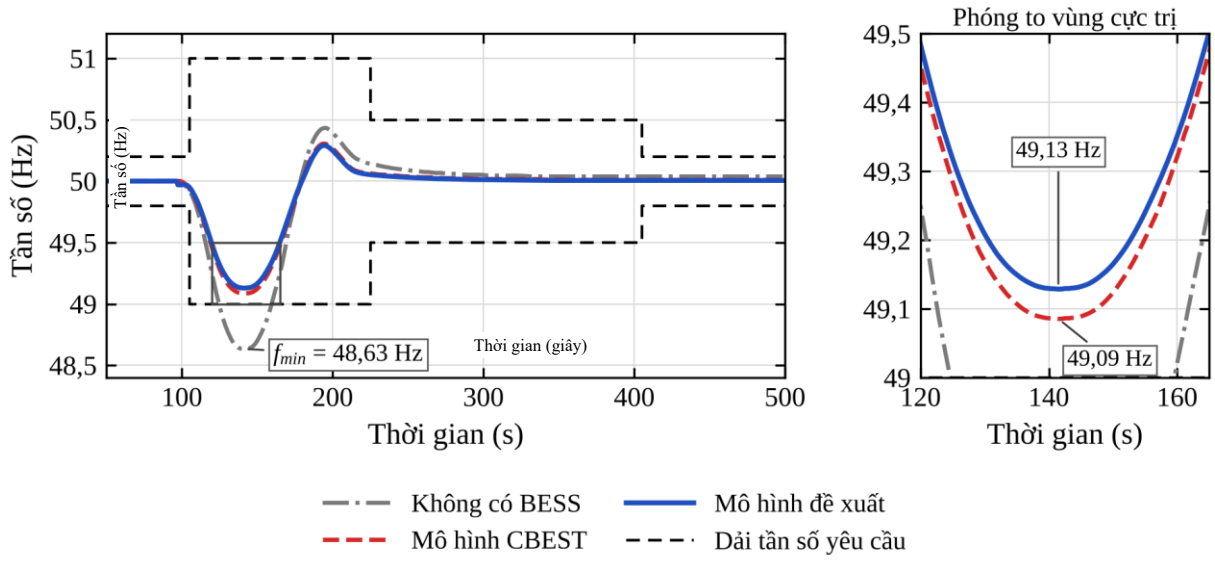
Mô hình toán học và chiến lược điều khiển của BESS đã được trình bày trong Mục 2.5. Kỹ thuật điều khiển và các thông số của hệ thống được mô tả chi tiết trong Hình 2.6 và Bảng 2.5. Ngoài ra, để đánh giá hiệu quả của phương pháp đề xuất, phương pháp CBEST [97] cũng được sử dụng để mô phỏng và so sánh.

2.6.2.4. Kết quả tính toán:

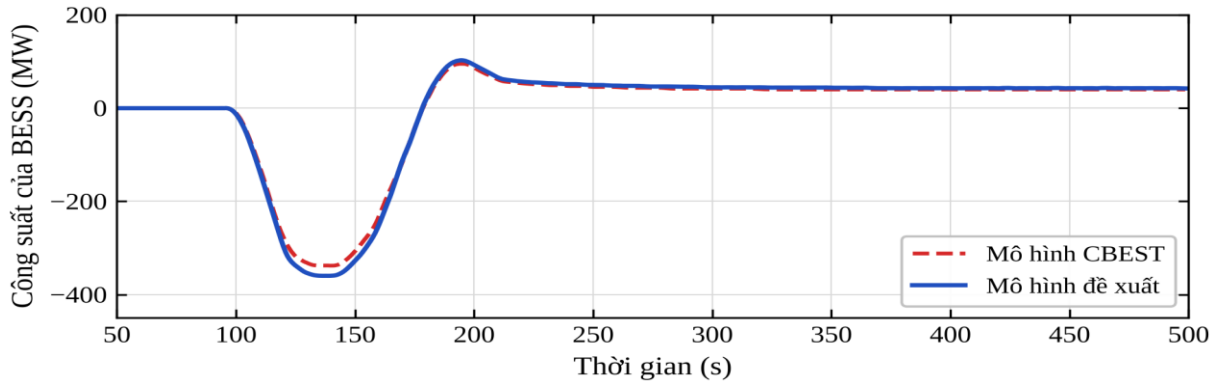
a/ Kịch bản 1:

Hình 2.14 và Hình 2.15 biểu diễn kết quả mô phỏng cho Kịch bản 1:

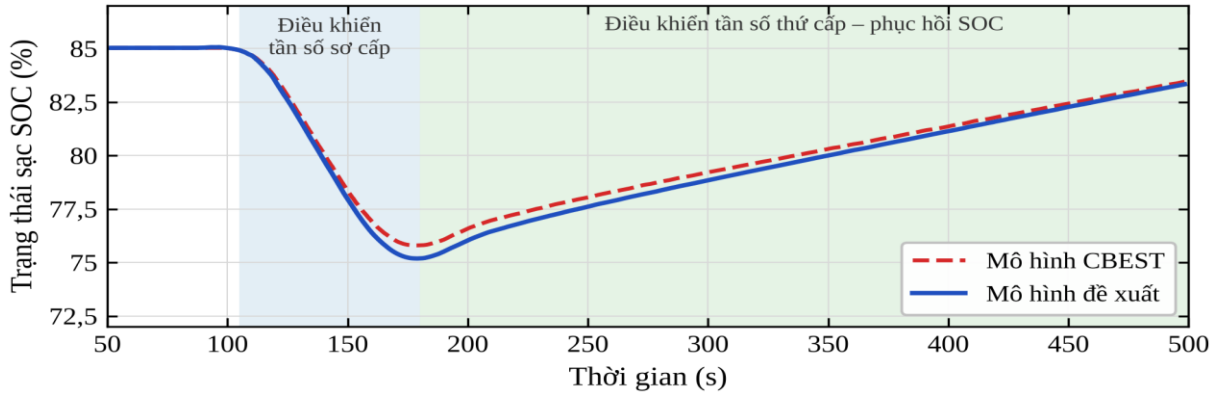
Ở Hình 2.14, tần số hệ thống tại thanh cái 25 giảm xuống dưới 50 Hz ngay tại thời điểm mây che phủ.



Hình 2.14. Giá trị tần số tại thanh cái 25 – Kịch bản 1



(a) Công suất phát của BESS



(b) Trạng thái sạc của BESS

Hình 2.15. Đáp ứng tần số của BESS – Kịch bản 1

Tại Hình 2.15(a), khi công suất từ các nhà máy PV1 và PV2 giảm đột ngột do ảnh hưởng của mây che, BESS sẽ phản ứng nhanh chóng với sự cố bằng cách phát công suất tác dụng bổ sung để bù đắp sự thiếu hụt này. Trong giai đoạn này, BESS nhận tín hiệu và bắt đầu chuyển từ trạng thái "không phát" sang trạng thái "phát công suất tác dụng" để tăng tần số trong khoảng 30 giây sau sự cố. Lúc này BESS đóng vai trò điều tần sơ cấp với thời gian phản ứng sau sự cố là khoảng 01 phút. Khi mây tan và có lại bức xạ mặt trời, công suất phát của các nhà máy dần hồi phục. Tuy nhiên, do BESS vẫn tiếp tục phát công suất lên lưới nên dẫn tới tình trạng dư thừa, do đó có sự tăng nhẹ của tần số hệ thống;

Tại Hình 2.15(b), trạng thái sạc (SOC) của BESS thay đổi linh hoạt theo nhu cầu của lưới điện, cụ thể: Hệ thống xả sâu công suất dự trữ để tăng tần số khi có mây che phủ. Sau đó nhanh chóng sạc lại khi có công suất dư thừa, giúp giảm tần số về trạng thái ổn định, đồng thời khôi phục trữ lượng dự trữ ban đầu của BESS để dành cho lần sử dụng kế tiếp.

Từ các kết quả ở Kịch bản 1, có thể thấy phương pháp đề xuất cho kết quả tốt hơn phương pháp CBEST, cụ thể như sau:

1. Về đáp ứng tần số:

- Phương pháp đề xuất có tốc độ phản ứng với sự cố nhanh hơn khi tần số giảm xuống còn 49,13 Hz, ngay lập tức kích hoạt chế độ điều khiển sơ cấp;
- Khi tần số tăng, BESS nhanh chóng chuyển sang chế độ điều khiển thứ cấp;

- Hiệu suất điều khiển của phương pháp đề xuất cao hơn phương pháp CBEST.

2. Về trạng thái xả:

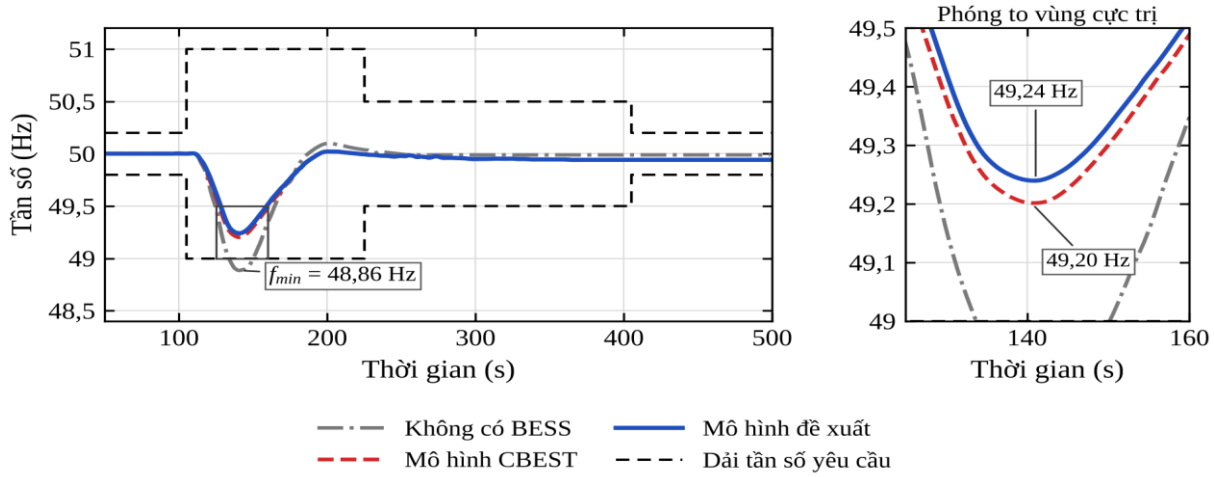
- BESS xả công suất sâu hơn khi áp dụng phương pháp đề xuất so với phương pháp CBEST trong cùng khoảng thời gian;
- Điều này giúp tăng tần số nhanh hơn, đồng thời hấp thụ nhiều công suất dư thừa hơn để nhanh chóng đưa tần số về trạng thái ổn định.

3. Về trạng thái sạc:

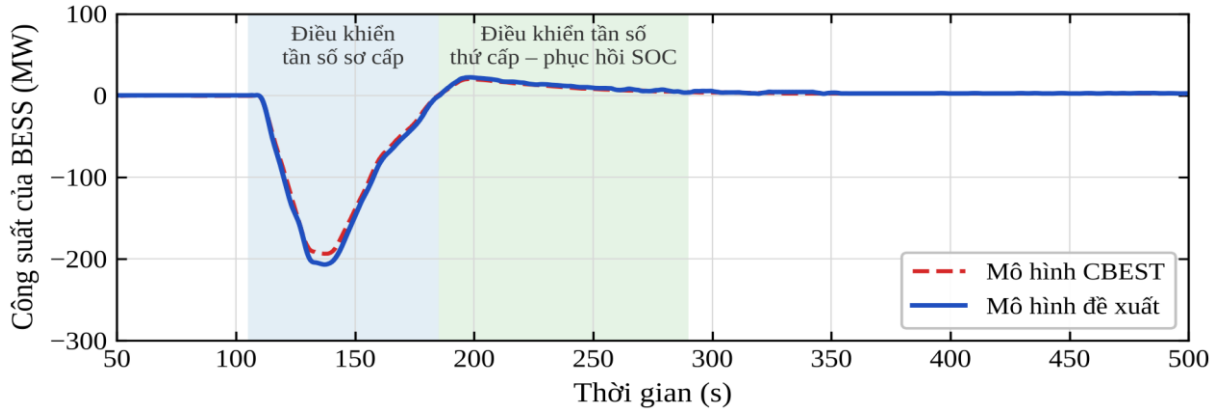
- BESS có thời gian đáp ứng nhanh hơn và có mức xả sâu hơn khi áp dụng phương pháp đề xuất so với phương pháp CBEST;
- Nguyên nhân là do mô hình đề xuất có tính đến trạng thái SOC và sử dụng hệ số K_f để thiết lập mối quan hệ giữa độ lệch tần số và SOC, giúp giảm thời gian phản ứng với dao động tần số và tăng khả năng xả của BESS.

b/ Kịch bản 2:

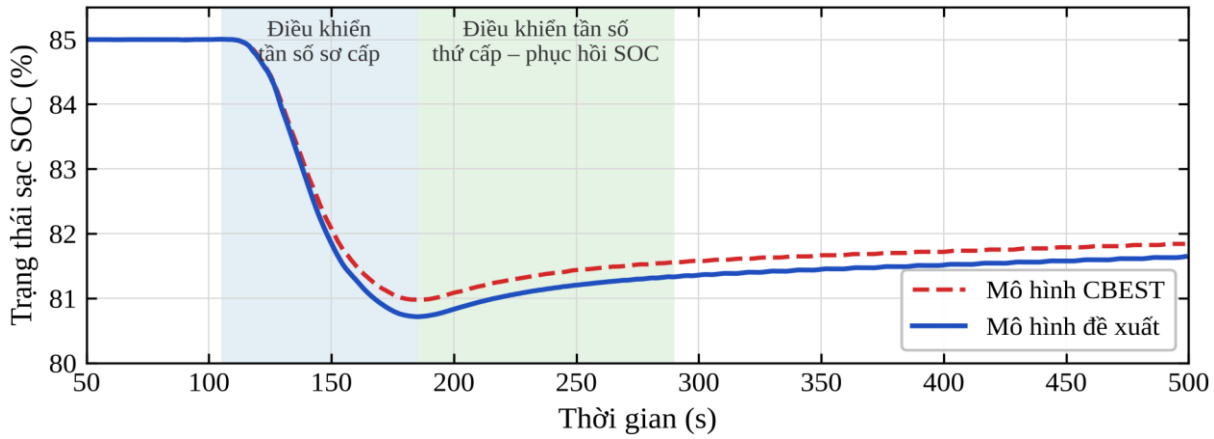
Hình 2.16 và Hình 2.17 biểu diễn kết quả mô phỏng cho Kịch bản 2:



Hình 2.16. Giá trị tần số tại thanh cái 25 – Kịch bản 2



(a) Công suất phát của BESS



(b) Trạng thái sạc của BESS

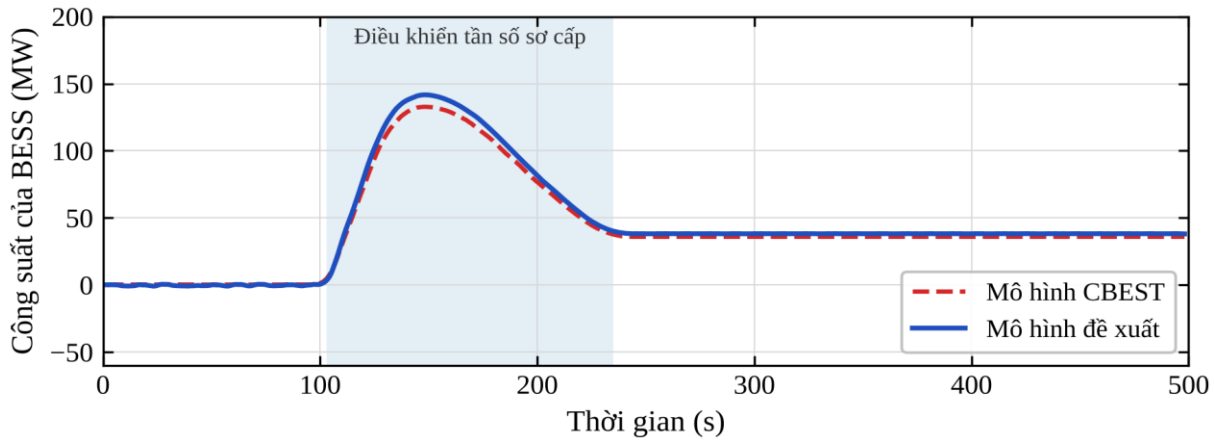
Hình 2.17. Đáp ứng tần số của BESS – Kịch bản 2

Hình 2.16 thể hiện dao động tần số tại thanh cái 25. Tại thời điểm 100 giây, tổ máy phát G6 bị tách lưới làm hệ thống bị mất đi 650 MW công suất. Nếu không có BESS, tần số giảm xuống còn 48,86 Hz, thấp hơn ngưỡng vận hành cho phép là 49 Hz, gây mất ổn định hệ thống. Khi có BESS, tần số hệ thống được cải thiện đáng kể (sử dụng phương pháp đề xuất hay CBEST). Sự sụt giảm tần số kéo dài khoảng 30 giây, sau đó BESS bắt đầu phát công suất tác dụng để nâng tần số lưới điện. Từ 130 đến 165 giây, BESS vận hành ở chế độ điều tần sơ cấp, cung cấp toàn bộ công suất để nâng tần số lưới. Từ 165 đến 300 giây, tần số lưới tăng mạnh do tổ máy phát G6 được hòa lưới trở lại, gây dư thừa công suất tác dụng. BESS hấp thụ công suất dư thừa để đưa tần số về trạng thái ổn định. Ở giai đoạn này, BESS vận hành ở chế độ điều tần thứ cấp, đồng thời sạc lại năng lượng cho BESS;

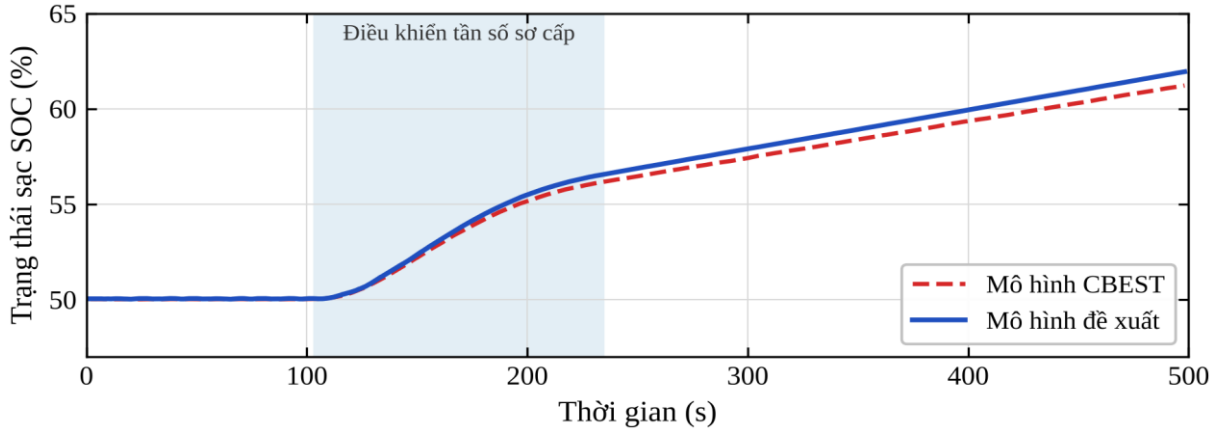
Hình 2.17 biểu diễn công suất tác dụng và SOC của BESS. BESS tăng công suất đầu ra tỷ lệ thuận với độ lệch tần số khi mất tổ máy phát G6. Khi tổ máy phát G6 hòa lưới trở lại, hệ thống cân bằng lại công suất phát và tiêu thụ, BESS giảm dần công suất phát.

c/ Kịch bản 3:

Ở Hình 2.13, tần số của hệ thống khi sử dụng mô hình CBEST và mô hình đề xuất lần lượt là 50,269 Hz và 50,256 Hz. Hình 2.18 biểu diễn kết quả mô phỏng cho Kịch bản 3.



(a) Công suất phát của BESS



(b) Trạng thái sạc của BESS

Hình 2.18. Đáp ứng tần số của BESS – Kịch bản 3

Từ các kết quả ở Kịch bản 3, có thể thấy phương pháp đề xuất cho kết quả tốt hơn phương pháp CBEST, cụ thể như sau:

1. Về đáp ứng tần số:

- Phương pháp đề xuất có tốc độ phản ứng với sự cố nhanh hơn mô hình CBEST khi tần số tăng lên tới 50,256 Hz là đã ngay lập tức kích hoạt chế độ điều khiển sơ cấp;
- Mô hình CBEST phải cần thêm 0,013 Hz thì mới bắt đầu điều khiển sơ cấp.

2. Về công suất phát:

- BESS hấp thụ lượng công suất dư thừa phía nguồn sâu hơn khi áp dụng phương pháp đề xuất (149 MW) so với phương pháp CBEST (125 MW) trong cùng khoảng thời gian;
- Điều này giúp nhanh chóng đưa tần số về trạng thái ổn định.

3. Về trạng thái sạc:

- BESS có thời gian đáp ứng nhanh hơn và có mức sạc sâu hơn khi áp dụng phương pháp đề xuất (62%) so với phương pháp CBEST (61%);
- Mô hình đề xuất giúp BESS thay thế được phụ tải số 27 bị tách lưới khi đảm nhận vai trò tiêu thụ tối đa công suất dư thừa trên lưới. Khi so sánh với mô hình CBEST thì vẫn còn một lượng công suất nhỏ chưa được hấp thụ hết và điều này ảnh hưởng trực tiếp tới quá trình phục hồi của tần số lưới, khiến cho thời gian để tần số về giá trị ổn định chậm hơn so với mô hình đề xuất.

2.6.3. Trường hợp 2: Áp dụng hệ thống điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên

Sau khi đã áp dụng phương pháp điều khiển được đề xuất cho hệ thống IEEE-39 Bus, để tăng tính thực tiễn, ở phần này phương pháp sẽ được kiểm tra trên lưới điện 500/220kV khu vực Tây Nguyên với ba kịch bản sau:

- Kịch bản 4: Mây lớn che phủ làm thay đổi cường độ bức xạ mặt trời, gây ra sự suy giảm công suất đầu ra đồng thời của hai nhà máy điện mặt trời Xuân Thiện – Ea

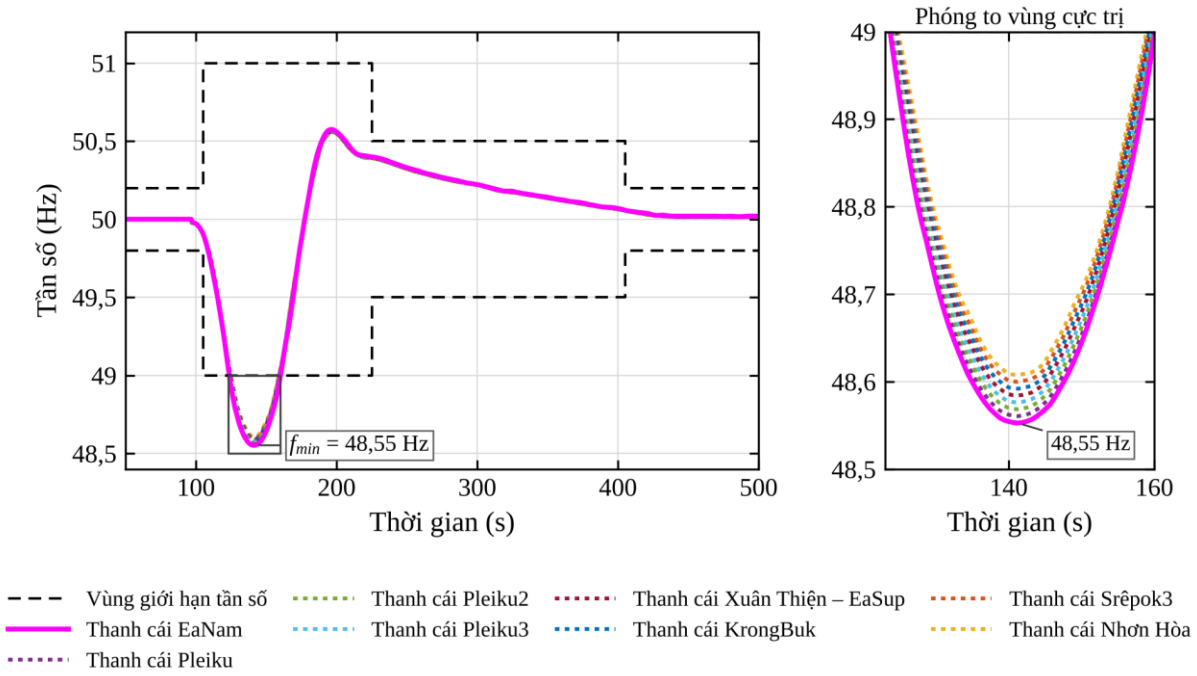
Súp (700 MWp) và Srepok 3 (360 MWp), tổng công suất đặt chịu ảnh hưởng 1.060 MWp. Mức độ nhiễu loạn của kịch bản được đặc trưng bởi tốc độ suy giảm tần số: khi chưa có BESS, tần số tại thanh cái EaNam giảm còn 48,55 Hz với RoCoF trung bình 0,0309 Hz/s, lớn hơn Kịch bản 1 (0,0274 Hz/s) trên lưới IEEE 39-Bus (Bảng 2.6);

- 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.

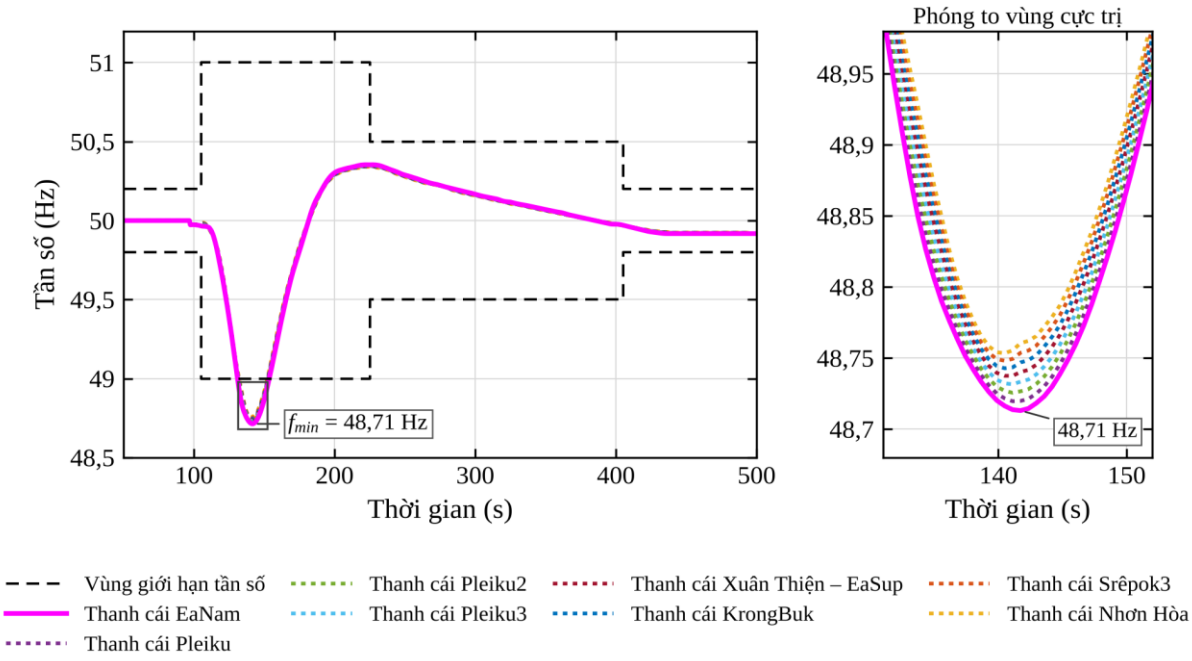
2.6.3.1. Kết quả tính toán:

Ở Hình 2.19 thể hiện đáp ứng tần số tại một số thanh cái trong hệ thống điện khu vực Tây Nguyên cho cả ba kịch bản:

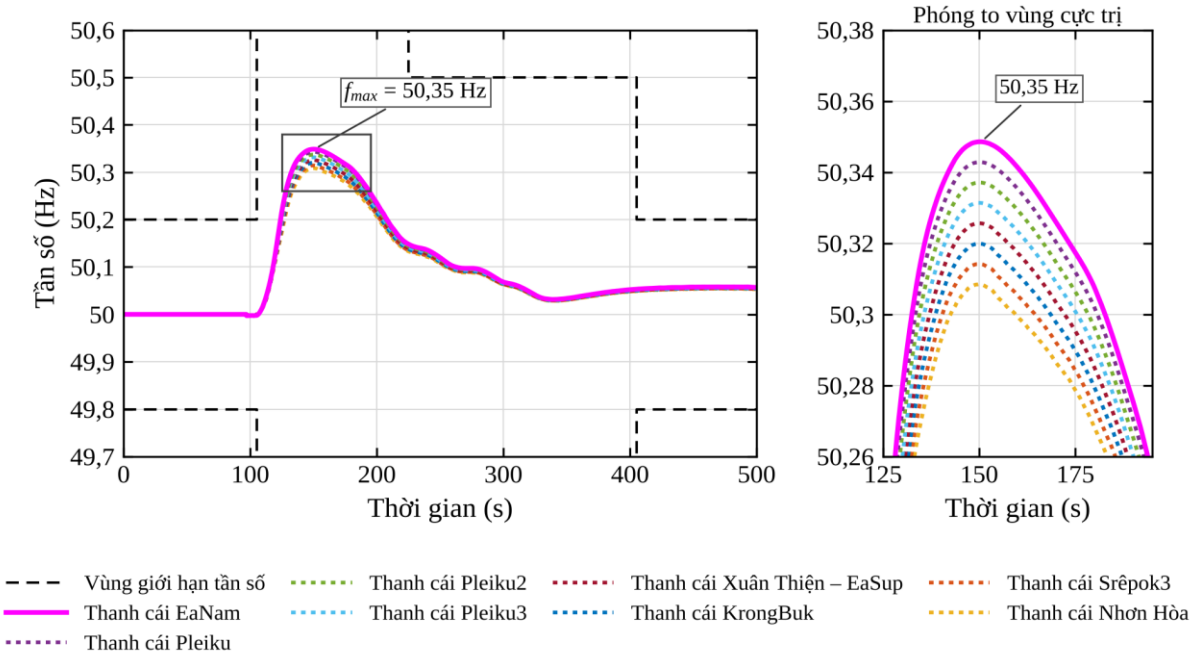
- Tần số tại các thanh cái EaNam, Pleiku, Pleiku 2, Pleiku 3, Xuân Thiện – Ea Súp, Krông Buk, Srepok 3 và Nhơn Hòa không đáp ứng yêu cầu theo Thông tư 25/2016/TT-BCT của Bộ Công Thương về quy định hệ thống điện truyền tải [104];
- Trong đó, tần số tại thanh cái EaNam có giá trị thấp nhất, lần lượt là 48,55 Hz (Kịch bản 4) và 48,79 Hz (Kịch bản 5) – theo tiêu chí lựa chọn vị trí đã nêu ở phần mô hình, BESS được đặt tại thanh cái này;
- Một lượng lớn phụ tải bị sa thải nhằm đảm bảo ổn định tần số hệ thống. Tần số tại thanh cái EaNam đạt giá trị cực đại là 50,35 Hz (Kịch bản 6).



(a) Kịch bản 4



(b) Kịch bản 5



(c) Kịch bản 6

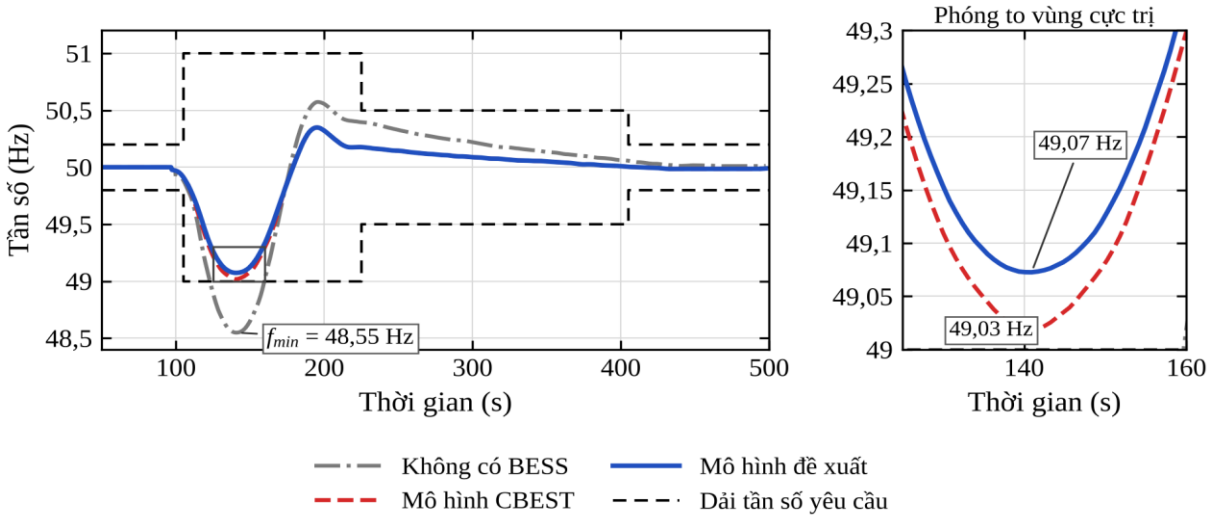
Hình 2.19. Đáp ứng tần số tại một số thanh cái của hệ thống được khảo sát

Hình 2.20 thể hiện đáp ứng tần số tại thanh cái EaNam khi áp dụng phương pháp đề xuất và so sánh với phương pháp trong [97]:

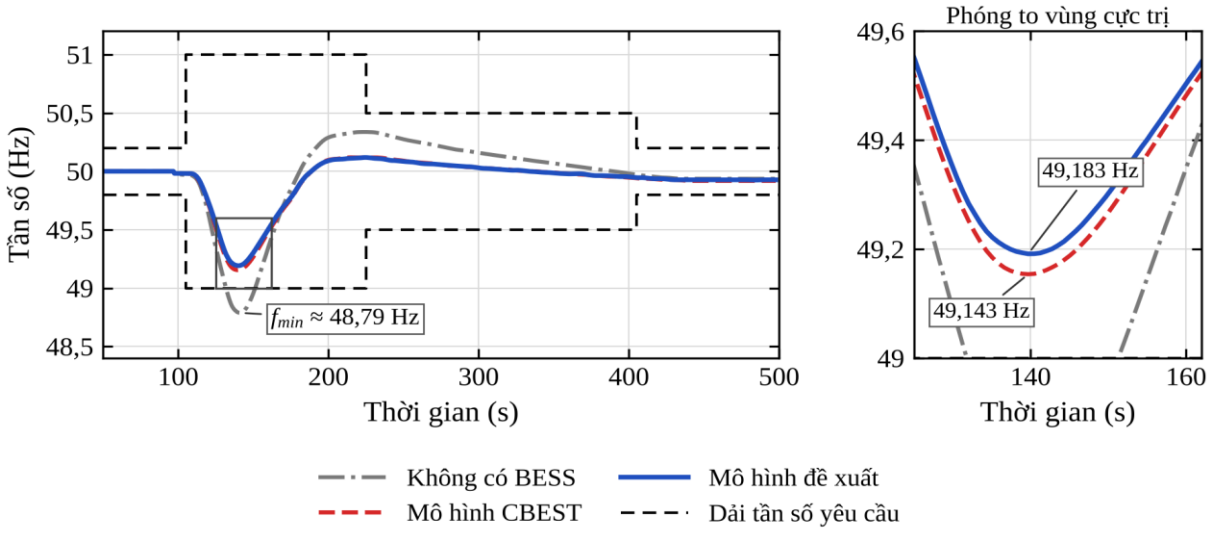
- Đáp ứng tần số tại thanh cái EaNam khi áp dụng phương pháp đề xuất được cải thiện đáng kể về cả thời gian phản hồi và biên độ, cụ thể 49,07Hz (Kịch bản 4) và 49,18 Hz (Kịch bản 5);
- Trong khi đó, nếu áp dụng phương pháp trong [97], tần số tại thanh cái EaNam chỉ đạt lần lượt là 49,03 Hz (Kịch bản 4) và 49,14 Hz (Kịch bản 5);

- Khi không sử dụng BESS, tần số giảm sâu còn 48,55 Hz (Kịch bản 4) và 48,79 Hz (Kịch bản 5);
- BESS đóng vai trò như một phụ tải hấp thụ lượng công suất dư thừa trên lưới, phối hợp với các nguồn khác giảm công suất phát nhằm đưa tần số về trạng thái ổn định (Kịch bản 6). Khi áp dụng phương pháp đề xuất, tần số tại thanh cái EaNam đạt 50,258 Hz, trong khi đó với mô hình CBEST là 50,271 Hz. Nó cho thấy mô hình đề xuất tốt hơn CBEST khi kìm hãm RoCoF nhanh hơn.

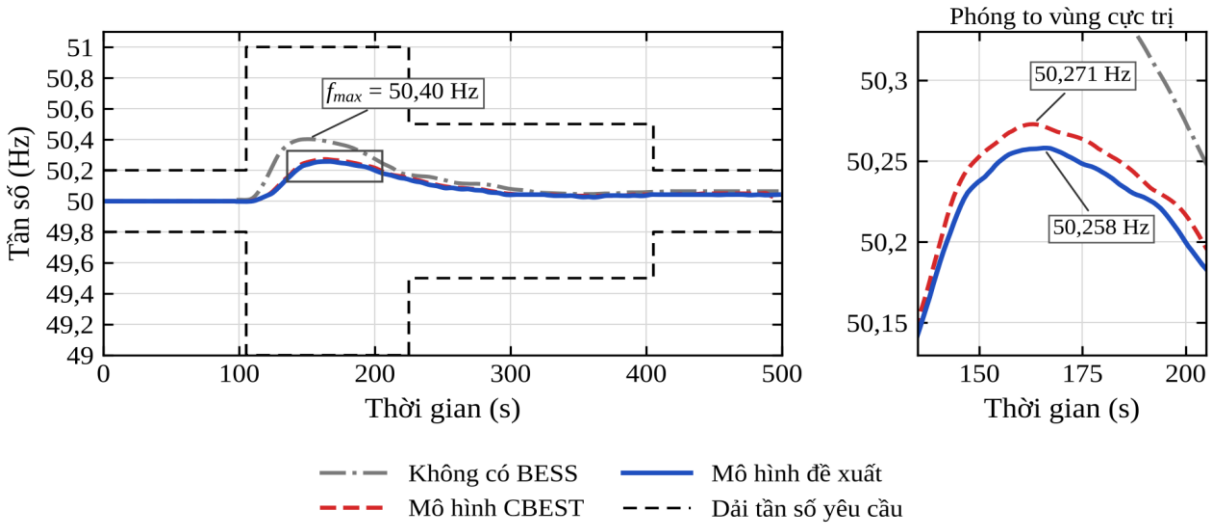
Dựa trên ba kịch bản được thử nghiệm trên hệ thống 500/220 kV khu vực Tây Nguyên, phương pháp điều khiển BESS đề xuất có thể đáp ứng linh hoạt các yêu cầu vận hành hệ thống điện trong nhiều tình huống khác nhau, đồng thời thể hiện những ưu điểm rõ rệt so với phương pháp CBEST trong [97]. Ngoài ra, thuật toán điều khiển này giúp BESS tham gia quá trình điều tần sơ cấp và điều tần thứ cấp kịp thời và nhanh chóng, góp phần nâng cao độ ổn định và hiệu quả vận hành của hệ thống điện.



(a) Kịch bản 4



(b) Kịch bản 5



(c) Kịch bản 6

Hình 2.20. Đáp ứng tần số tại thanh cái EaNam khi sử dụng BESS

Để định lượng hiệu quả cải thiện tốc độ thay đổi tần số, Bảng 2.6 tổng hợp tần số cực trị và RoCoF trung bình của sáu kịch bản trên hai lưới điện. RoCoF trung bình được tính từ thời điểm tần số bắt đầu lệch khỏi 50 Hz đến thời điểm tần số đạt giá trị cực trị.

Bảng 2.6. Tần số cực trị và RoCoF trung bình của các kịch bản ở Chương 2

Lưới / Kịch bản	Trường hợp	f_{min}/f_{max} (Hz)	RoCoF trung bình (Hz/s)	Mức giảm RoCoF so với không có BESS
IEEE 39-Bus – KB 1	Không có BESS	48,63	0,0274	–
	CBEST	49,09	0,0202	26 %
	Đề xuất	49,13	0,0193	30 %
IEEE 39-Bus – KB 2	Không có BESS	48,86	0,0369	–
	CBEST	49,20	0,0284	23 %
	Đề xuất	49,24	0,0273	26 %
IEEE 39-Bus – KB 3	Không có BESS	50,39	0,0071	–
	CBEST	50,269	0,0050	29 %
	Đề xuất	50,256	0,0055	23 %
Tây Nguyên – KB 4	Không có BESS	48,55	0,0309	–
	CBEST	49,03	0,0212	31 %
	Đề xuất	49,07	0,0217	30 %
Tây Nguyên – KB 5	Không có BESS	48,79	0,0284	–
	CBEST	49,143	0,0211	26 %
	Đề xuất	49,183	0,0197	31 %
Tây Nguyên – KB 6	Không có BESS	50,40	0,0105	–
	CBEST	50,271	0,0054	49 %
	Đề xuất	50,258	0,0050	52 %

Kết quả cho thấy BESS làm giảm RoCoF trung bình từ khoảng 23% đến 52% so với khi không có BESS ở cả sáu kịch bản, đồng thời nâng tần số cực tiểu (hoặc hạ tần số cực đại) trong dải vận hành cho phép. Chênh lệch RoCoF trung bình giữa mô hình đề xuất và

mô hình CBEST nhỏ (không quá khoảng 5%, nằm trong phạm vi sai số xác định). Ưu điểm của mô hình đề xuất so với CBEST thể hiện chủ yếu ở tần số cực trị tốt hơn (cao hơn 0,04 Hz ở các kịch bản thiếu hụt công suất và thấp hơn 0,013 Hz ở các kịch bản dư thừa công suất) và ở khả năng điều chỉnh SOC.

2.7. Kết luận Chương 2

2.7.1. Mục tiêu nghiên cứu

Luận án đã đề xuất một chiến lược điều khiển tối ưu cho hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) nhằm hỗ trợ việc điều chỉnh tần số trong các hệ thống điện có tỷ lệ thâm nhập cao của NLTT. Mục tiêu là hạn chế sự dao động tần số và cải thiện Tốc độ thay đổi tần số (RoCoF).

2.7.2. Các phương pháp đóng góp chính

2.7.2.1. Chiến lược điều khiển mới:

Luận án giới thiệu một thuật toán mới sử dụng các điểm đặt biên độ và pha điện áp thông qua các vòng điều khiển tích hợp. Hệ thống điều khiển này kết hợp nhiều vòng lặp để quản lý tần số, điện áp, công suất tác dụng và phản kháng, trạng thái sạc (SOC), và dòng điện.

2.7.2.2. Điều khiển thích ứng phi tuyến kết hợp Phản hồi SOC:

Phương pháp điều khiển độ dốc thích ứng phi tuyến, kết hợp với phản hồi SOC, được sử dụng để điều chỉnh Công suất tác dụng – Tần số nhằm tăng cường sự ổn định của lưới điện. Cơ chế phản hồi SOC cho phép chế độ Sạc và Xả linh hoạt, đảm bảo tần số luôn nằm trong giới hạn vận hành.

2.7.2.3. Đóng góp cụ thể:

- Phân tích chi tiết tác động của BESS trong việc hỗ trợ điều chỉnh tần số trong các hệ thống điện có tỷ lệ thâm nhập cao của NLTT;
- Mô hình hóa BESS như một hệ thống lưu trữ với bộ chuyển đổi DC/AC có thể thay thế máy phát đồng bộ hiện có;
- Đề xuất BESS cung cấp chế độ điều tần sơ cấp bằng cách phát lượng năng lượng đã lưu trữ khi lưới điện xảy ra các sự cố (như thiếu hụt công suất);
- Đề xuất BESS đóng vai trò là một bộ điều tần thứ cấp bằng cách hấp thụ năng lượng dư thừa để giảm tần số lưới, đồng thời khôi phục dung lượng pin ban đầu;
- Đề xuất một giải pháp sử dụng BESS để cải thiện sự ổn định tần số và đảm bảo tuân thủ các quy định của Thông tư số 25/2016/TT-BCT của Bộ Công Thương Việt Nam.

2.7.3. Tính ưu việt của mô hình đề xuất so với mô hình CBEST

1. Khắc phục được hạn chế của mô hình CBEST truyền thống khi chỉ tập trung vào SOC và công suất phản kháng, bằng cách xét đồng thời các yếu tố: tần số, điện áp, công suất tác dụng, công suất phản kháng, SOC và dòng điện dq;
2. Sau khi được kiểm chứng trên hệ thống tiêu chuẩn IEEE 39-Bus, mô hình đề xuất

giảm RoCoF trung bình khoảng 23 – 52 % so với khi không có BESS, đồng thời cho tần số cực trị tốt hơn và quản lý SOC hiệu quả hơn so với mô hình CBEST;

3. Khi được áp dụng vào hệ thống điện thực tế của Việt Nam (lưới 500/220kV khu vực Tây Nguyên), mô hình mới đã chứng minh khả năng đáp ứng đầy đủ yêu cầu vận hành được quy định tại Thông tư 25/2016/TT-BCT, từ đó khẳng định tính khả thi và giá trị ứng dụng thực tiễn cao.

Như vậy, kết quả nghiên cứu trong Chương 2 không chỉ đóng góp về mặt lý thuyết trong việc xây dựng mô hình điều khiển toàn diện cho BESS, mà còn mang lại giải pháp thực tiễn, có thể được ứng dụng ngay nhằm giải quyết những khó khăn mà hệ thống điện Việt Nam đang gặp phải trong giai đoạn phát triển mạnh mẽ nguồn NLTT hiện nay.

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. Đặt vấn đề

Để đáp ứng nhu cầu điện năng của con người, sản lượng điện năng trên toàn thế giới đã tăng lên đáng kể trong vài năm qua. Sản xuất điện năng chiếm khoảng 25% lượng phát thải khí nhà kính trên toàn thể giới [105]. Vì vậy nâng cao tỷ trọng các nguồn NLTT trong sản xuất điện được đánh giá là giải pháp lý tưởng hướng tới một tương lai ít cacbon. Tuy nhiên các nguồn NLTT lại mang đặc tính ngẫu nhiên và không liên tục, gây khó khăn cho việc dự đoán, kiểm soát và điều độ [106]. Vì vậy, việc trang bị các thiết bị lưu trữ năng lượng hợp lý trong lưới điện tương lai là phương án khả thi để giải quyết các vấn đề trên. Trong số đó, nhà máy TĐTN được sử dụng rộng rãi nhất. Ardizzon và cộng sự [107] mô tả rằng thủy điện không chỉ là nguồn NLTT bền vững mà tính linh hoạt và khả năng lưu trữ của nó còn giúp cải thiện độ ổn định của lưới điện. Deane và cộng sự [108] đã mô hình hóa hệ thống các nhà máy TĐTN trong hệ thống điện, từ đó chứng minh được bài toán giảm chi phí hệ thống tổng thể khi so sánh với các phương pháp lưu trữ khác.

Chương 3 đề xuất thuật toán vận hành nhà máy TĐTN tối ưu đa mục tiêu thông qua thuật toán Di truyền nhằm nâng cao độ ổn định hệ thống điện có sự tham gia của NLTT.

3.2. Đặc tính kỹ thuật của TĐTN liên quan đến bài toán điều khiển

Nhà máy TĐTN sử dụng điện năng giờ thấp điểm để bơm nước từ hồ dưới lên hồ trên và phát điện trở lại lưới vào giờ cao điểm [109]. Cấu hình điển hình gồm hai hồ chứa, đường dẫn nước, tổ máy bơm/turbine thuận nghịch (thường là turbine Francis) kết hợp động cơ/máy phát và trạm đấu nối. Theo quan hệ với dòng chảy tự nhiên, nhà máy được chia thành loại vòng hở và vòng đóng [110]. Trong hệ thống điện, TĐTN đảm nhận vai trò phủ đỉnh – điền đáy biểu đồ phụ tải, dự phòng vận hành, tăng quán tính hệ thống, hỗ trợ tích hợp NLTT, giảm quá tải lưới và khởi động đen [111].

Đối với bài toán điều khiển và ổn định tần số, các đặc tính kỹ thuật của TĐTN cầm xét đến khi xây dựng mô hình được tổng hợp trong Bảng 3.1:

Bảng 3.1. Đặc tính vận hành của TĐTN được sử dụng trong xây dựng mô hình điều khiển [112]

Đặc tính	Giá trị điển hình	Ý nghĩa đối với mô hình điều khiển
Quy mô công suất	Từ 100 MW – trên 3.000 MW	Đủ lớn để tham gia điều tần và điều tiết công suất hệ thống
Thời gian lưu trữ	Xả ở công suất định mức 6–20 giờ	Phù hợp điều tiết theo chu kỳ ngày (phủ đỉnh – điền đáy), là cơ sở cho bài toán tối ưu chế độ bơm/phát ở mục 3.4.2

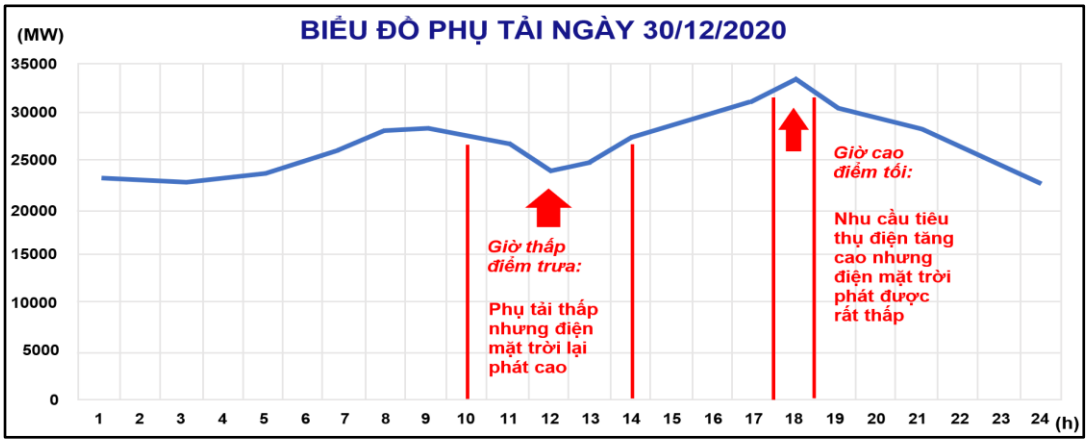
Đặc tính	Giá trị điển hình	Ý nghĩa đối với mô hình điều khiển
Hiệu suất khứ hồi	60 – 85%	Quyết định tổn thất năng lượng trong chu trình bơm – phát, là một hàm mục tiêu của bài toán tối ưu đa mục tiêu
Thời gian chuyển chế độ	Bơm → phát đầy tải: 2–20 phút Phát → bơm: 5–40 phút Ngừng → phát đầy tải: 1–5 phút Ngừng → bơm: 3–30 phút	Không đảo chiều tức thời được, nên TĐTN đảm nhận điều tiết dài hạn. Các dao động nhanh cần BESS hỗ trợ (Chương 4)
Dịch vụ phụ trợ	Đáp ứng tải, điều tần, dự phòng quay, điều áp	Tham gia điều tần sơ cấp/thứ cấp thông qua bộ điều tốc và bộ biến đổi công suất
Chi phí, tuổi thọ	CAPEX 800–3.500 USD/kW; O&M 1–2% vốn đầu tư/năm; Tuổi thọ khoảng 40 năm	Cơ sở đánh giá hiệu quả kinh tế (mục 3.5.1)

Theo công nghệ tổ máy, TĐTN được chia thành loại tốc độ cố định (FS-PSHP) sử dụng máy điện đồng bộ, và loại tốc độ thay đổi (VS-PSHP) sử dụng máy điện cảm ứng nguồn kép (DFIG). Với FS-PSHP, tổ máy quay ở tốc độ đồng bộ nên công suất ở chế độ bơm gần như không điều chỉnh được. Ngược lại, VS-PSHP điều chỉnh được liên tục công suất ở cả chế độ bơm và phát, đáp ứng nhanh hơn nhờ bộ biến đổi điện tử công suất điều khiển dòng rotor. Đây là lý do Luận án lựa chọn VS-PSHP để xây dựng mô hình điều khiển tại mục 3.4.1; so sánh đặc tính dòng điện tác dụng – phản kháng của hai loại tổ máy được trình bày tại Phụ lục III, mục 3 – trang 216.

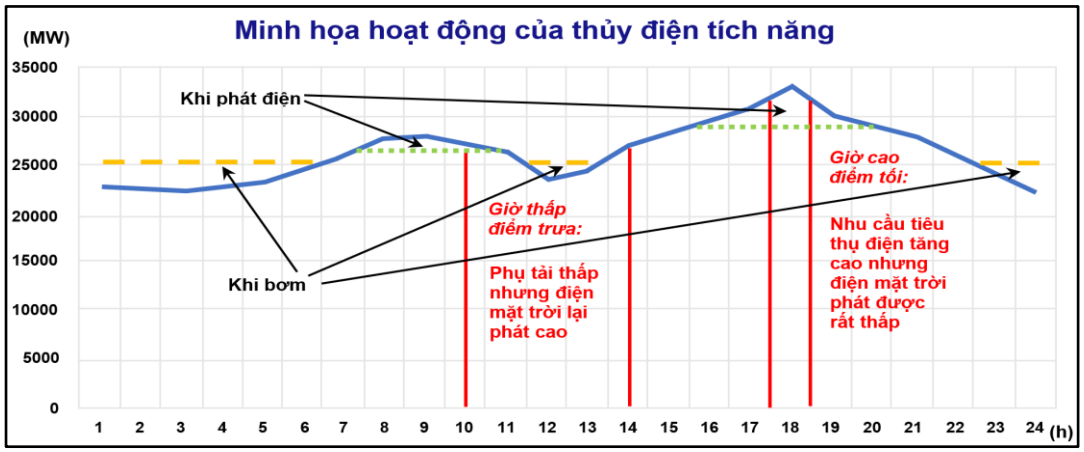
3.3. TĐTN Bác Ái và đặc điểm các nguồn NLTT khu vực Ninh Thuận

3.3.1. Vai trò của TĐTN trong vận hành Hệ thống điện Việt Nam

Biểu đồ phụ tải ngày đêm của HTĐ Việt Nam có đặc điểm là không đồng đều. Lấy ví dụ biểu đồ phụ tải hệ thống điện quốc gia ngày 30/12/2020 (Hình 3.1). Phân tích từ hình dạng biểu đồ phụ tải đó có thể nhận thấy: Thừa công suất vào giờ thấp điểm (buổi trưa) do phụ tải xuống thấp, nhưng bức xạ mặt trời lại cao nhất. Và thiếu công suất vào giờ cao điểm (buổi tối) do nhu cầu tiêu thụ điện cao nhất trong ngày, nhưng điện mặt trời không còn. Bên cạnh hiện tượng chênh lệch về công suất phụ tải ở các thời điểm trong ngày, thì nhu cầu phụ tải giữa ngày làm việc và ngày nghỉ cũng có sự chênh lệch khá lớn.



Hình 3.1. Biểu đồ phụ tải hệ thống điện quốc gia ngày 30/12/2020 [9], [113]



Hình 3.2. Minh họa các khoảng thời gian phát điện và bơm nước của TĐTN trong biểu đồ phụ tải hàng ngày [9], [113]

Do đó, TĐTN làm nhiệm vụ "phủ đỉnh - điền đáy" làm san bằng hơn biểu đồ phụ tải, hỗ trợ các nhà máy điện khác hoạt động hiệu quả hơn (Hình 3.2).

Với điều kiện địa lý ở Việt Nam, các hồ chứa chỉ cần tích nước đủ cho việc sử dụng trong 5 - 7 giờ/ngày, nên chỉ cần diện tích lưu vực nhỏ (trên dưới 1 km^2) và nếu chọn được nơi có địa hình thích hợp, mức chênh lệch độ cao giữa hai hồ càng lớn (ví dụ H_{max} = 500-1.000m) thì dung tích hồ chứa không cần lớn, giảm thiểu tác động đến môi trường tự nhiên và sinh thái trong quá trình xây dựng nhà máy.

3.3.2. Phát triển thủy điện tích năng ở Việt Nam

- Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) với sự tư vấn của các chuyên gia Nhật Bản (JICA) đã hoàn thành nghiên cứu các dự án TĐTN tiềm năng và đã được Bộ Công nghiệp phê duyệt tại Quyết định số 3837/QĐ-BCN ngày 22/11/2005 (nghiên cứu 38 địa điểm và kiến nghị 10 dự án có tính khả thi với tổng công suất lắp máy khoảng 10.000 MW, bao gồm Sơn La: 7 dự án, Hoà Bình: 1 dự án, Ninh Thuận: 1 dự án, Bình Thuận: 1 dự án).

- Nhà máy Thủy điện tích năng Bác Ái, khu vực Ninh Thuận là công trình thủy điện tích năng đầu tiên tại Việt Nam đã được khởi công xây dựng đầu năm 2020. Dự án gồm 4 tổ máy, với công suất 1.200 MW. Nhà máy được trang bị bơm - turbine đảo chiều và động cơ - máy phát đảo chiều hiện đại. Dự kiến toàn bộ dự án này hoàn thành vào năm 2028.

- Thủy điện Tích năng Bác Ái có vai trò quan trọng trong hệ thống điện quốc gia, có nhiệm vụ phát điện phủ đỉnh - điền đáy biểu đồ phụ tải hàng ngày, dự phòng công suất phát, giúp ổn định hệ thống, điều chỉnh tần số trong bối cảnh hệ thống công suất lắp đặt của các nhà máy điện mặt trời và điện gió đang tăng rất cao.

3.3.3. Tổng quan về các nguồn NLTT tại khu vực Ninh Thuận và các khu vực lân cận

Khu vực Ninh Thuận theo *Quy hoạch phát triển điện mặt trời tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2016 - 2020, tầm nhìn đến 2030* có tiềm năng năng lượng mặt trời tại đây là rất lớn. Theo tính toán, tổng tiềm năng kỹ thuật đạt khoảng 10.857 MWp.

Khu vực Nam Trung Bộ nằm trong khu vực nhiệt đới gió mùa và có bờ biển dài, tốc

độ gió trung bình trong khu vực khoảng 7m/s, số giờ nắng trung bình năm khoảng 2.000÷2.500h/năm. Do đó Nam Trung Bộ là khu vực có tiềm năng rất lớn để phát triển NLTT (điện gió và điện mặt trời). Hiện nay khu vực Nam Trung Bộ đã có rất nhiều các nhà máy điện gió và điện mặt trời đã vận hành và đang trình bổ sung quy hoạch, cụ thể:

Bảng 3.2. Số liệu công suất của các nhà máy NLTT khu vực Nam Trung Bộ

Khu vực	Bình Định	Phú Yên	Khánh Hòa	Lâm Đồng	Ninh Thuận	Bình Thuận	Tổng
Công suất hiện hữu							
Điện gió (MW)	107,4	507	0	68	665,6	418,1	**1.766,1**
Mặt trời (MWp)	423,6	0	462,2	0	2.407,5	1.138,0	**4.431,2**
Công suất đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch							
Điện gió (MW)	1.446	762	302	667	1.593	855	**5.625**
Mặt trời (MWp)	500	1.000	100	337	1.974	564	**4.475**

Theo Quy hoạch điện VIII điều chỉnh đánh giá tiềm năng các nguồn NLTT là rất lớn.

- Điện gió trên bờ: Về mặt tiềm năng, tổng quy mô tiềm năng điện gió trên bờ khá lớn 221.000MW. Chủ yếu tập trung tại Tây Nam Bộ, Tây Nguyên và Nam Trung Bộ.

- Điện gió ngoài khơi: Tổng quy mô tiềm năng kỹ thuật khoảng 600.000 MW, khu vực gió cao và có tiềm năng kinh tế tốt chỉ nằm ở Bình Thuận, Ninh Thuận, Khánh Hòa, Phú Yên, Bình Định, với tổng tiềm năng khoảng 80.000 MW (tốc độ gió trên 7-9 m/s).

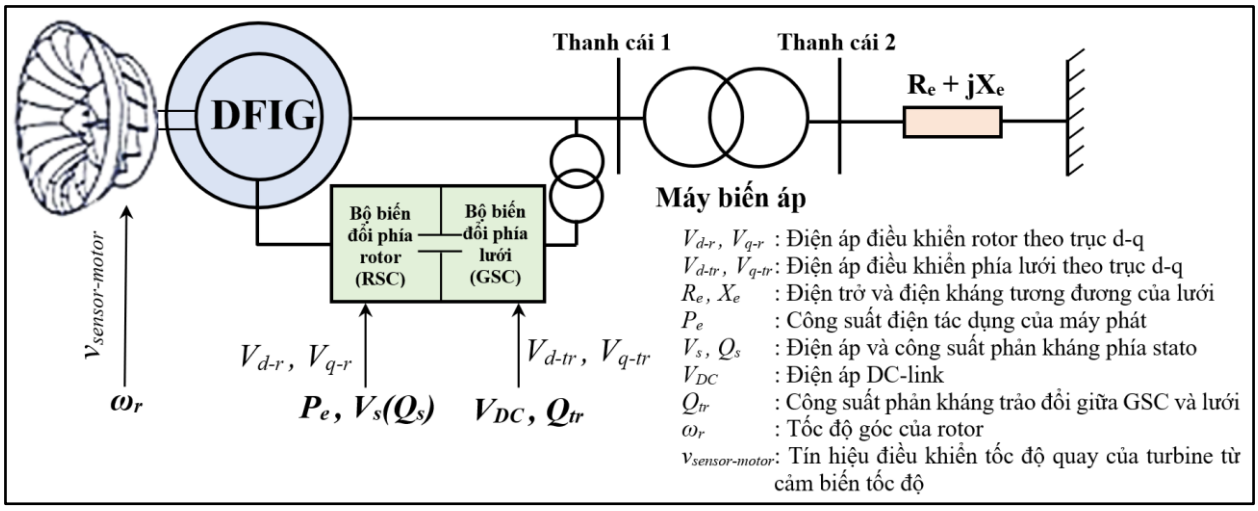
- Điện mặt trời: Tổng tiềm năng kỹ thuật rất lớn 963.000 MW (837.400 MW tiềm năng mặt đất, 77.400 MW tiềm năng mặt nước và 48.200 MW là tiềm năng mái nhà), tập trung chủ yếu tại miền Nam, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên.

Như vậy với sự xuất hiện của nhà máy TĐTN Bác Ái thuộc khu vực Ninh Thuận sẽ đảm bảo các tiêu chí vận hành tối ưu hệ thống cũng như nâng cao ổn định lưới điện.

3.4. Mô hình điều khiển tối ưu nhà máy TĐTN

3.4.1. 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). Một máy phát cảm ứng cấp nguồn kép (DFIG) được ghép nối với turbine thủy lực, sử dụng Bộ chuyển đổi Back-to-Back, tức Bộ chuyển đổi phía máy (MSC) và Bộ chuyển đổi phía lưới (GSC), với công suất định mức chỉ chiếm một phần so với công suất định mức của DFIG (cấu trúc tương tự DFIG trong hệ thống chuyển đổi năng lượng gió [101], được điều chỉnh cho turbine thủy lực theo [114]) Bộ chuyển đổi này được đặt giữa đầu cực của rotor và stator, cho phép truyền công suất cơ học qua cả stator và rotor, như minh họa trong Hình 3.3.



Hình 3.3. TĐTN đấu nối vào mô hình Máy phát đơn nối với thanh cái vô hạn (SMIB – Single Machine Infinite Bus) ở chế độ phát

3.4.1.1. Hệ thống thủy lực:

Các phương trình trạng thái của hệ thống thủy lực ở chế độ turbine được biểu diễn như sau [114]:

$$\dot{q}_t = (h'_s - h_t)/T_w \tag{3.1}$$

$$\dot{g} = -k_a g + k_a v_{sm} \tag{3.2}$$

$$\begin{cases} h'_s = h_s - f_{eq} q_t^2 \\ h_t = \left[\dfrac{q_t}{G/(g_n - g_{nl})}\right]^2 \\ T_w = \dfrac{L \cdot q_n}{g' \cdot A_p \cdot h_n} \end{cases} \tag{3.3}$$

Trong đó:

q – Lưu lượng nước (m^3/s);

$\dot{q}$ – Tốc độ biến thiên lưu lượng (s^{-1});

g – Độ mở cửa van;

$\dot{g}$ – Tốc độ thay đổi độ mở cửa van (s^{-1});

v_{sm} – Điện áp động cơ servo (V);

T_w – Thời gian nước bắt đầu chảy trong đường ống (s);

k_a – Hệ số khuếch đại của mô hình động cơ servo;

f_{eq} – Hệ số ma sát tương đương;

h_s, h_t – Cột áp tĩnh/Cột áp làm việc tại điểm vận hành của turbine (m), với $h_s = 1$;

L – Chiều dài đường ống (m);

A_p – Diện tích mặt cắt ngang của đường ống (m^2);

G – Gia tốc trọng trường (9,81 m/s^2);

g_n, g_{nl} – Độ mở cửa van khi vận hành định mức và khi vận hành không tải.

Công suất cơ học của turbine được xác định như sau:

$$P_m = \eta p_r h_t (q_t - q_{nl}) \tag{3.4}$$

Trong đó:

η – Hiệu suất của turbine (%);

p_r – Hằng số dùng để chuyển đổi giá trị đơn vị từ turbine sang máy phát điện (MW/MVA), với $p_r = P_n/S_n$;

P_n, S_n – Công suất định mức của turbine (MW) và công suất biểu kiến định mức của máy phát ở chế độ phát điện (MVA).

3.4.1.2. DFIG:

Trong nghiên cứu này chủ yếu tập trung vào công suất tổng, không chỉ riêng công suất từ stator hay rotor. Theo Hình 3.3, chiều "dương" của dòng điện đi qua stator và rotor được giả định là theo chiều đi vào trong động cơ. Ngoài ra, tất cả các tham số và phương trình được biểu diễn theo đơn vị p.u., trừ thời gian được tính bằng giây. Trong hệ quy chiếu đồng bộ theo trục *d-q*, các phương trình động học của DFIG được xác định như sau:

$$\frac{1}{\omega_b}\frac{d\varphi_{dr}}{dt} = -R_r i_{dr} + s_{DFIG}\varphi_{qr} + v_{dr} \tag{3.5}$$

$$\frac{1}{\omega_b}\frac{d\varphi_{qr}}{dt} = -R_r i_{qr} - s_{DFIG}\varphi_{dr} + v_{qr} \tag{3.6}$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H_p}(T_m - T_e) \tag{3.7}$$

Trong đó:

$i_{dr}, i_{qr}, v_{dr}, v_{qr}$ – Dòng điện và điện áp theo trục d-q của rotor (A);

R_r – Điện trở của rotor (Ω);

s_{DFIG} – Hệ số trượt;

ω_b – Tần số góc, 377 rad/s;

T_m, T_e – Mô-men cơ và mô-men điện (N.m);

ω_r – Tốc độ rotor (rad/s).

ϕ_{ds}, ϕ_{qs}, ϕ_{dr}, ϕ_{qr} là độ lớn từ thông đi qua trục d-q của stator và rotor, cho bởi công thức sau:

$$\begin{cases} \phi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i_{dr} \\ \phi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i_{qr} \\ \phi_{dr} = L_r i_{dr} + L_m i_{ds} \\ \phi_{qr} = L_r i_{qr} + L_m i_{qs} \end{cases} \tag{3.8}$$

Trong đó:

i_{ds}, i_{qs} – Dòng điện của stator theo trục d-q (A);

L_s, L_r – Điện cảm của stator và rotor (H);

L_m – Điện cảm từ hóa (H).

Bỏ qua quá độ stator, các phương trình trên có thể được viết lại như sau:

$$\begin{cases} v_{ds} = R_s i_{ds} - \varphi_{qs} \\ v_{qs} = R_s i_{qs} + \varphi_{ds} \end{cases} \quad (3.9)$$

$$\begin{cases} T_e = \dfrac{L_m}{L_s}(-\varphi_{ds} i_{qr} + \varphi_{qs} i_{dr}) \\ Q_s = v_{ds} i_{qs} - v_{qs} i_{ds} \end{cases} \quad (3.10)$$

Trong đó:

T_e – Mô-men điện (N.m);

Q_s – Công suất phản kháng của stator (MVAr).

Điều chế MSC là điều chế độ rộng xung hình sin (PWM). Với $|P_m| < 1$, các thành phần điện áp của rotor theo d-q được tính như sau:

$$\begin{cases} v_{rd} = K_o p_{md} U_{DC} \\ v_{rq} = K_o p_{mq} U_{DC} \end{cases} \quad (3.11)$$

Trong đó:

K_o – Hệ số phụ thuộc vào phương pháp điều chế, với điều chế hình sin $K_o = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}}$;

p_{md}, p_{mq} – Hệ số PWM của trục d-q điều khiển tham số của MSC.

3.4.1.3. Bộ chuyển đổi phía lưới (GSC):

Để đơn giản hóa, GSC có thể được mô tả như một nguồn dòng điều khiển hoặc một nguồn điện áp điều khiển theo dòng. Một mô hình tích hợp không có DC-link có sẵn trong PowerFactory cho phép người dùng xác định DFIG như một nút PV.

Mô hình TĐTN được xây dựng trong DIgSILENT, các phương trình khởi tạo cho các khối mô hình trong DIgSILENT được mô tả chi tiết ở Phụ lục III, mục 3 – trang 211.

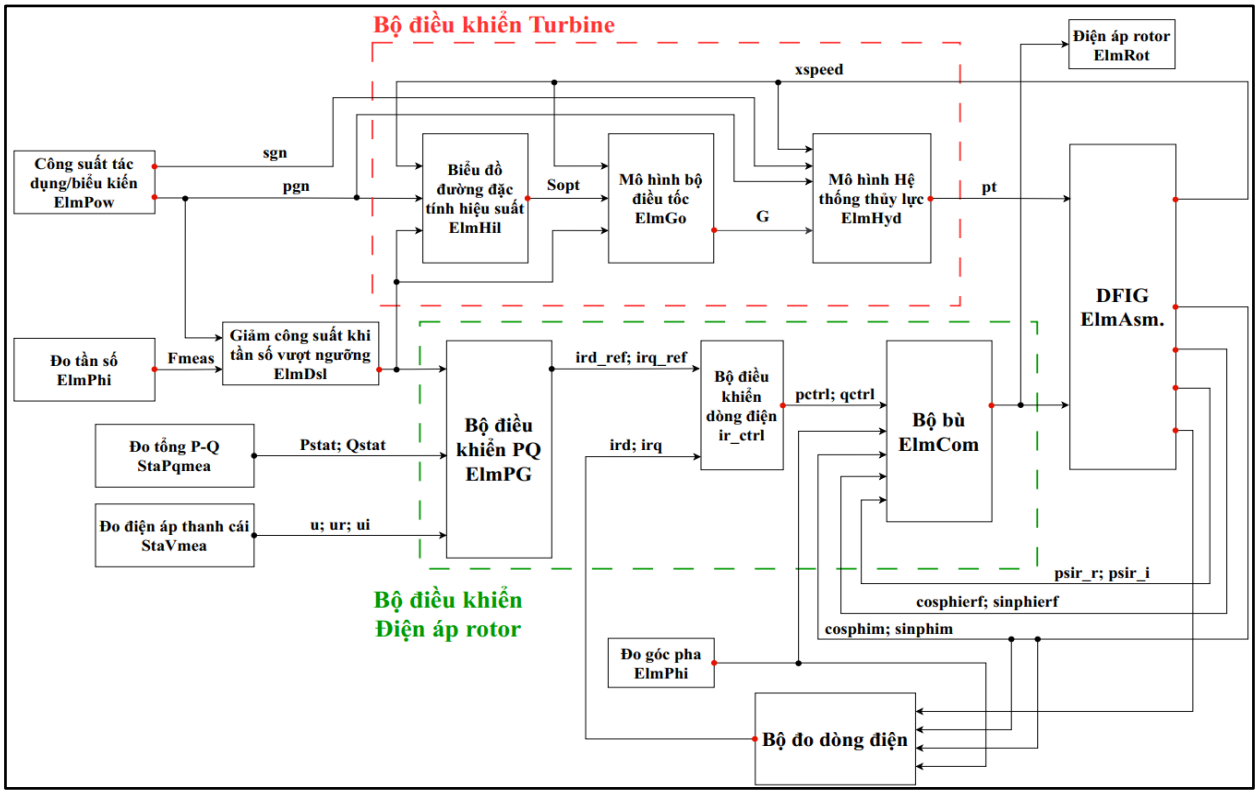
3.4.1.4. Mô hình hóa bằng phần mềm DIgSILENT PowerFactory:

Mô hình VS-PSHP được mô phỏng bằng phần mềm DIgSILENT.

Hình 3.4 minh họa mô hình của Turbine thủy lực (HT) và hệ thống DFIG/MSC, được xây dựng như một mô hình tổng hợp và bao gồm các thành phần:

1. DFIG (ElmAsm): Mô hình tiêu chuẩn của DFIG và MSC trong PowerFactory;
2. Bộ đo dòng điện: Chuyển đổi hệ quy chiếu theo hướng điện áp stator;
3. Ir_ctrl: Bộ điều khiển dòng điện;
4. Vac_gen (StaVmea): Đo điện áp stator;
5. Vac_bus (StaVmea): Đo điện áp thanh cái;
6. PQ_tot (StaPqmea): Đo tổng công suất tác dụng và phản kháng của máy;

7. PQ control (ElmPQ): Bộ điều khiển công suất tác dụng và phản kháng của MSC;
8. Theat_meas (ElmPhi): Đo góc pha.
9. Hill diagram (ElmHil): Biểu đồ đường đặc tính hiệu suất, tính toán tốc độ tham chiếu.
10. Over Freq Pwr Reduction (ElmDsl): Ngăn chặn sự gia tăng công suất khi tần số vượt quá mức giới hạn;
11. Slow Freq Meas (ElmPhi): Đo tần số;
12. Rotor Voltage (ElmRot): Điện áp rotor;
13. Hydraulic (ElmHyd): Mô hình hệ thống thủy lực;
14. Compensation (ElmCom): Bộ bù;
15. Protection (ElmPro): Bảo vệ thanh cái, bao gồm bảo vệ Crowbar.



Hình 3.4. Sơ đồ mô hình điều khiển VS-PSHP

Các biến trong Hình 3.4 bao gồm:

1. Pt: Công suất của Turbine thủy lực (HT) theo đơn vị p.u.;
2. usr, usi: Phần thực và phần ảo của điện áp rotor theo đơn vị p.u.;
3. xspeed: Tốc độ định mức của rotor theo đơn vị p.u.;
4. pgn: Công suất định mức của HT tính theo kW;
5. sgn: Công suất biểu kiến của DFIG tính theo kVA;
6. sinphim, cosphim: Giá trị sin và cos của góc rotor;
7. sinphi, cosphi: Giá trị sin và cos của góc công suất;
8. psir_r, psir_i: Phần thực và phần ảo của từ thông qua rotor theo đơn vị p.u;
9. i_{rd}, i_{rq}: Dòng điện của rotor theo trục d-q theo đơn vị p.u.

a) Mô hình Turbine thủy lực (HT):

Phạm vi thay đổi tốc độ của VS-PSHP phụ thuộc vào hai yếu tố chính:

- Cải thiện hiệu suất ở chế độ turbine;
- Mức độ tham gia của VS-PSHP trong điều khiển tần số ở chế độ bơm.

Ngoài ra, kích thước của Bộ chuyển đổi cũng được xác định dựa trên phạm vi thay đổi tốc độ của máy. Việc cải thiện hiệu suất trong chế độ turbine được thể hiện thông qua biểu đồ đường đặc tính hiệu suất của HT.

Các đường cong hiệu suất của turbine Francis được cung cấp bởi nhà sản xuất hoặc nhà thiết kế HT cho một số tốc độ nhất định, thể hiện hiệu suất tại các điểm vận hành khác nhau. Đối với một turbine Francis điển hình, biểu đồ hiệu suất được biểu diễn dưới dạng các giá trị đơn vị N_{11}–Q_{11}. Tuy nhiên, trong luận án này, đường cong hiệu suất được sử dụng dưới dạng N_{11}–P_{11}. Các giá trị đơn vị: Công suất (P_{11}); Tốc độ (N_{11}) và Lưu lượng xả (Q_{11}) này được xác định như sau:

$$\begin{cases} P_{11} = \dfrac{P}{D_1^2\sqrt{H^3}} \\ N_{11} = \dfrac{D_1 n_q}{\sqrt{H}} \\ Q_{11} = \dfrac{Q}{D_1^2\sqrt{H}} \end{cases} \tag{3.12}$$

Trong đó:

D_1 – Đường kính của turbine (m);

Q – Lưu lượng (m^3/s);

n_q – Tốc độ quay của turbine (vòng/phút);

P – Công suất đầu vào của turbine (kW);

H – Chiều cao cột áp (m).

Từ các công thức trên, có thể đạt được hiệu suất tối đa của VS-PSHP bằng cách giảm tốc độ, khi cả cột nước và công suất đầu ra của tổ máy đều thấp trong chế độ turbine. Nói cách khác, tốc độ tối thiểu của VS-PSHP được xác định dựa trên phân tích chi phí của việc cải thiện hiệu suất trong chế độ tải một phần của turbine. Phạm vi thay đổi công suất trong chế độ bơm cũng là một thông số ảnh hưởng đến phạm vi thay đổi tốc độ cần thiết [114].

b) Hỗ trợ công suất phản kháng:

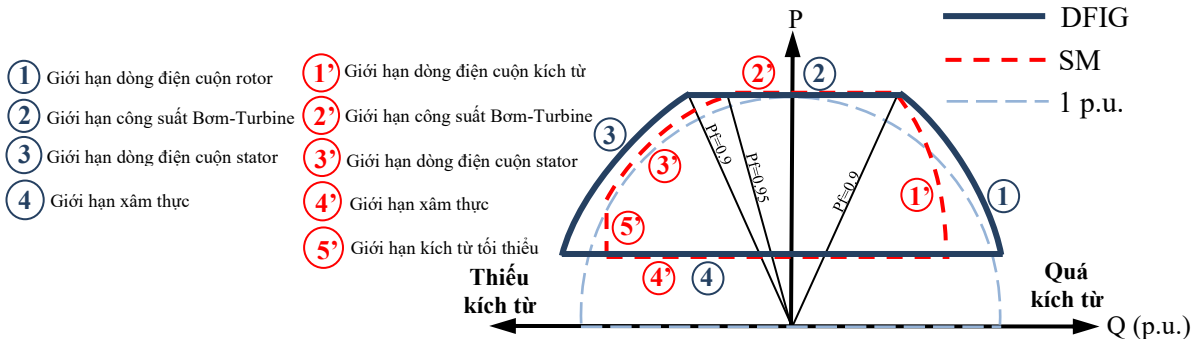
Dòng công suất phản kháng và tác dụng của DFIG được thể hiện trong Bảng 3.3.

Bảng 3.3. Dòng điện định mức của DFIG theo đơn vị p.u.

Hệ số công suất của stator và GSC lần lượt là 0,9 và 1,0			
Dòng công suất	**Tác dụng**	**Phản kháng**	**Biểu kiến**
Đơn vị (p.u.)	1,000	0,484	1,111
Stator (p.u.)	0,935	0,484	1,503
MSC/rotor (p.u.)	0,935	0,734	1,189
GSC (p.u.)	0,0785	0,000	0,0785

Đường cong P-Q của một tổ máy không chỉ cần thiết cho việc thiết kế Bộ điều khiển của nhà máy, mà còn cực kỳ quan trọng đối với dòng công suất của lưới điện. Tổ máy VS sử dụng DFIG có thể điều chỉnh công suất phản kháng bằng cuộn stator hoặc bằng MSC và GSC. Mặc dù việc sử dụng đồng thời stator của DFIG và GSC có thể là một giải pháp giúp tiết kiệm chi phí điều khiển công suất phản kháng, nhưng nếu không được điều phối hợp lý, nó có thể làm xuất hiện dòng phản kháng tuần hoàn giữa GSC và stator. Vì GSC không được đưa vào mô hình DFIG, nên hệ số công suất của GSC được giả định bằng 1 (tức GSC chỉ trao đổi công suất tác dụng, không phát hoặc tiêu thụ công suất phản kháng) khi vẽ đường cong P-Q. Do đó, trong nghiên cứu này DFIG chỉ có thể phát công suất phản kháng từ phía stator. Cách tiếp cận này cho phép người dùng DIgSILENT định nghĩa DFIG như một nút PV trong mô phỏng.

Hình 3.5 minh họa biểu đồ khả năng dòng điện tác dụng - phản kháng của DFIG so với SM. Đối với các tổ máy VS, vận hành quá kích từ bị giới hạn bởi dòng điện định mức của MSC (tức là dòng điện rotor). Trong khi đó, đối với các tổ máy FS, dòng điện định mức của cuộn kích từ giới hạn vận hành quá kích từ. Cần lưu ý rằng TĐTN dựa trên DFIG có thể điều khiển công suất phản kháng thông qua cả dây quấn stator và GSC. Mặt khác, tổng dòng điện biểu kiến của GSC được thiết kế dựa trên quy tắc tổng vector của dòng điện tác dụng và phản kháng. Điều này có nghĩa là khả năng trao đổi công suất phản kháng của GSC phụ thuộc vào điểm vận hành tốc độ rotor, tức là công suất đầu ra thực tế của TĐTN. Nếu cần cung cấp công suất phản kháng khi nhà máy đang phát công suất thực tối đa, thì GSC phải được thiết kế với kích thước lớn hơn (over-sized).



Hình 3.5. So sánh biểu đồ dòng điện tác dụng – phản kháng của DFIG và SM ở chế độ phát

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 Đơn vị vận hành nhà máy TĐTN Bác Ái.

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

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

Lý do chọn giải thuật này cho bài toán vận hành tối ưu xuất phát từ đặc tính phi tuyến cao, đa mục tiêu và chứa nhiều ràng buộc kỹ thuật phức tạp. Trong bối cảnh quy mô hệ thống ngày càng lớn với hàng trăm biến quyết định theo từng chu kỳ thời gian, các phương

pháp tối ưu truyền thống dễ gặp nhiều hạn chế trong quá trình tìm ra nghiệm tối ưu toàn cục hoặc thất bại khi xử lý các ràng buộc hỗn hợp.

Với các bài toán nhỏ, ít biến số và hàm mục tiêu đơn giản nếu sử dụng các thuật toán cổ điển sẽ cho ra kết quả nhanh hơn. Tuy nhiên đặt trong quy mô bài toán với số lượng biến điều khiển lớn, nhiều nguồn điện tham gia, nhiều hàm mục tiêu đi cùng với các ràng buộc phi tuyến, đặc biệt có tích hợp NLTT và TĐTN thì bài toán trở thành bài toán tối ưu với độ phức tạp cao. Vì vậy việc sử dụng giải thuật di truyền là cần thiết nhằm tăng khả năng tìm kiếm nghiệm toàn cục đồng thời tránh hội tụ cực trị cục bộ.

3.4.2.2. Điểm mới của thuật toán Tối ưu đa mục tiêu di truyền:

Điểm mới khi áp dụng giải thuật này cho bài toán chính là khả năng xử lý đồng thời các mục tiêu xung đột thông qua cơ chế *Phân loại phương án không bị chi phối*. Giải thuật cung cấp một tập nghiệm Pareto tối ưu cho phép đánh giá, định lượng sự đánh đổi giữa lợi ích kinh tế (chi phí nhiên liệu), trách nhiệm môi trường (phát thải CO_2) và độ tin cậy kỹ thuật (tổn thất). Thông qua đó biến các thách thức về tính bất định của NLTT thành lợi thế vận hành thông qua quá trình điều phối tối ưu hệ thống điện.

3.4.2.3. Vận hành tối ưu nhà máy TĐTN

Với mục tiêu xác định được phương thức vận hành tối ưu TĐTN nhằm tìm ra thời điểm hệ thống điện Việt Nam cần nhà máy, và đảm bảo được tiêu chí vận hành tối ưu hệ thống cũng như đảm bảo mục tiêu nâng cao ổn định lưới điện thông qua các ***ràng buộc*** của hệ thống điện (Cân bằng giữa tải-nguồn, giới hạn vận hành của nhà máy, nâng cao ổn định hệ thống,…), phần này sẽ tập trung phân tích, tính toán thông qua các mục tiêu sau:

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

Đối với một bài toán Tối ưu đa mục tiêu, việc cực tiểu hóa/cực đại hóa một số hàm mục tiêu mà vẫn đảm bảo đáp ứng được các ràng buộc mà bài toán đưa ra là điều kiện tiên quyết để tìm ra lời giải. Bất kỳ giải pháp khả thi nào được tìm thấy (bao gồm cả các giải pháp tối ưu) đều bắt buộc phải thỏa mãn các ràng buộc này [115].

Ràng buộc trong bài toán tối ưu đa mục tiêu là các điều kiện giới hạn nghiệm ***x*** phải tuân theo, giúp xác định xem nghiệm đó có được chấp nhận hay bị loại bỏ, thường gồm:

- Ràng buộc bất đẳng thức: $g_i(x) \geq 0 \qquad i = 1,2,\dots,n;$
- Ràng buộc đẳng thức: $h_i(x) = 0 \qquad i = 1,2,\dots,n;$
- Giới hạn biến: $x_i^{(L)} \leq x_i \leq x_i^{(U)} \qquad i = 1,2,\dots,n;$

Một bài toán tối ưu đa mục tiêu sẽ bao gồm nhiều hàm mục tiêu con, mỗi hàm biểu diễn một tiêu chí cần tối ưu hóa. Dạng tổng quát được biểu diễn như sau:

$$f(x) = min/max[f_1(x), f_2(x), \dots, f_n(x)] \tag{3.13}$$

Trong đó:

$f(x)$ – Hàm đa mục tiêu;

$f_i(x)$ – Hàm mục tiêu thứ *i*, với *i = 1,2,..,n*. Dạng của hàm này rất đa dạng: đẳng thức, bất đẳng thức,… và có thể theo hướng tối thiểu hóa hoặc tối đa hóa tùy thuộc vào yêu cầu bài toán.

Trong mỗi hàm mục tiêu tồn tại nghiệm $\boldsymbol{x} \in R^n$ được biểu diễn dưới dạng vector của $\boldsymbol{n}$ biến quyết định:

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T \tag{3.14}$$

Tập hợp các nghiệm thỏa mãn các ràng buộc được đặt ra cho bài toán đó tạo thành *Không gian biến quyết định khả thi,* ký hiệu $\boldsymbol{S} \subset R^n$.

Giá trị của nhiều hàm mục tiêu (M-mục tiêu) xác định một điểm trong *Không gian mục tiêu,* ký hiệu $\boldsymbol{Z} \subset R^M$. Với mỗi nghiệm $\boldsymbol{x} \in \boldsymbol{S}$, tồn tại một điểm tương ứng biểu diễn giá trị của tất cả hàm mục tiêu:

$$\boldsymbol{z} = f(x) \in R^M \tag{3.15}$$

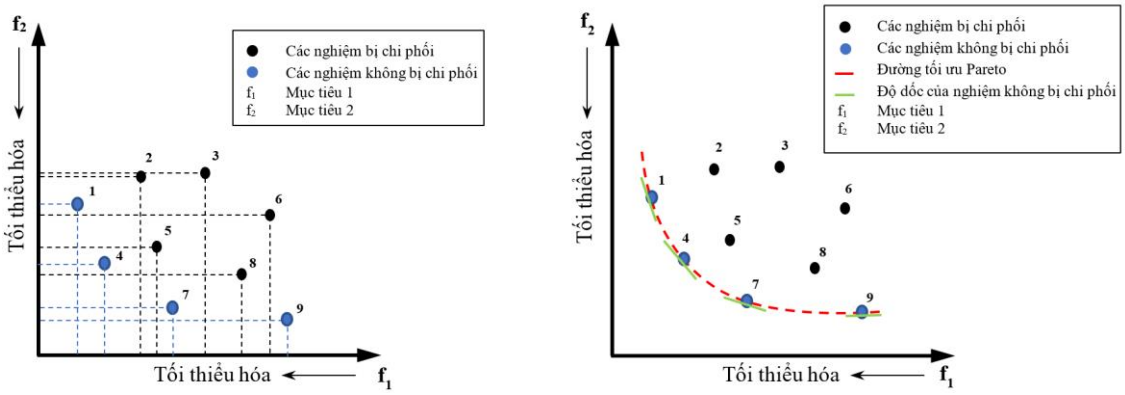
Quá trình phân loại sẽ chọn ra các *Nghiệm không bị chi phối*, tức là những nghiệm mà ngoài nó ra không còn nghiệm nào khác tốt hơn đồng thời trên tất cả các mục tiêu. Tập nghiệm này được gọi là *Tập nghiệm tối ưu Pareto*. Để xác định tập nghiệm Pareto của một thuật toán di truyền đa mục tiêu, quá trình chọn lọc tự nhiên được áp dụng (còn được gọi là Thuật toán Di truyền).

Thuật toán Di truyền là các kỹ thuật tìm kiếm metaheuristic được lấy cảm hứng từ lý thuyết tiến hóa và chọn lọc tự nhiên của Darwin. Nó phản ánh một quá trình chọn lọc khắt khe, chọn ra những cá thể ưu tú nhất để sinh sản và tạo ra thế hệ tiếp theo. Áp dụng nguyên lý đó, thuật toán sẽ bắt đầu bằng việc tạo ra một *quần thể cha-mẹ chứa các giải pháp ban đầu*, trải qua nhiều giai đoạn đánh giá đối với từng hàm mục tiêu để xác định giá trị tương thích của từng nghiệm. Sau đó, mỗi cặp nghiệm bất kỳ được đưa vào quá trình phân loại (chọn lọc), từng cặp được so sánh với nhau nhằm kiểm tra xem các điều kiện sau đây có được thỏa mãn không [115]:

- Nghiệm $\mathbf{x_1}$ tốt hơn nghiệm $\mathbf{x_2}$ về mọi tiêu chí. Các nghiệm được so sánh dựa trên giá trị tương thích của chúng đối với các hàm mục tiêu;
- Nghiệm $\mathbf{x_1}$ hoàn toàn tốt hơn nghiệm $\mathbf{x_2}$ với ít nhất một mục tiêu.

Khi đó $\mathbf{x_2}$ được xem là *Nghiệm bị chi phối* bởi $\mathbf{x_1}$. Các nghiệm bị chi phối không được xem là tối ưu vì có một nghiệm khác tốt hơn nó ở mọi mặt hoặc ít nhất một mặt. Theo đó, quá trình phân loại sẽ đánh giá tất cả các nghiệm để xác định những *Nghiệm không bị chi phối* – các phương án tốt nhất mà nếu muốn cải thiện một mục tiêu nào đó thì phải chấp nhận "đánh đổi" ít nhất một yếu tố khác. Các tiêu chí để kết thúc quy trình phân loại bao gồm: Giới hạn về mức độ tương thích; Thời gian; Số thế hệ; Sai số hàm mục tiêu và Điểm kết thúc của các vòng lặp. Nếu các tiêu chí kết thúc chưa đạt đến, thuật toán Di truyền tiếp tục tạo ra một quần thể con từ tập hợp quần thể đã được chọn. Ngược lại, quá trình tối ưu hóa trả về các nghiệm tối ưu cuối cùng.

Thuật toán sử dụng hai toán tử để tạo ra quần thể con: Lai ghép và Đột biến. Lai ghép sẽ cho ra một nghiệm tổng thể được tối ưu từ hai nghiệm trở lên. Đột biến sẽ xáo trộn các nghiệm dựa trên sự thay đổi ngẫu nhiên, tạo điều kiện để thuật toán thoát khỏi các nghiệm tối ưu cục bộ và tìm ra nghiệm tối ưu toàn cục [116]. Một tập hợp chứa các nghiệm nhất định (hoặc các điểm tương ứng trên Không gian mục tiêu, minh họa Hình 3.6) có thể thực hiện so sánh từng cặp bằng cách sử dụng 02 điều kiện đã trình bày ở trên và xác định xem một điểm có bị chi phối bởi điểm khác hay không [117].



Hình 3.6. Tập hợp các điểm (a) và Đường tối ưu Pareto (b) [117]

Các điểm không bị chi phối bởi bất kỳ một điểm nào trong tập hợp được gọi là *Các điểm không bị chi phối*. Tập hợp các điểm này cùng nhau cấu thành *Đường tối ưu Pareto* trong Không gian mục tiêu. Độ dốc của nghiệm không bị chi phối được sử dụng để đánh giá mối quan hệ "đánh đổi" giữa các hàm mục tiêu trong bài toán Tối ưu đa mục tiêu: Độ dốc càng lớn thì bất kỳ sự thay đổi nào (dù là một ít) trong một mục tiêu sẽ làm ảnh hưởng đáng kể đến các mục tiêu còn lại.

Nhờ vào những điểm độc đáo này mà thuật toán Tối ưu đa mục tiêu Di truyền (MO-GA) đã cho thấy một số ưu thế khi so với các thuật toán truyền thống như: Tối ưu bầy đàn (PSO – Particle Swarm Optimization), Tìm kiếm chim Cuckoo (CS – Cuckoo Search), Tối ưu Sói xám (GWO – Grey Wolf Optimization), Tìm kiếm Fractal ngẫu nhiên (SFS – Stochastic Fractal Search),... Tuy thuật toán có tốc độ hội tụ chậm hơn các thuật toán khác nhưng bù lại, nhờ khả năng Lai ghép và Đột biến mà thuật toán có thể dễ dàng xử lý các ràng buộc đầu vào song song và các hạn chế cố hữu của bài toán tối ưu, cũng như cải thiện khả năng tìm ra các nghiệm tối ưu toàn cục trong không gian tìm kiếm rộng lớn. Bảng 3.4 thể hiện so sánh thuật toán được sử dụng với các thuật toán phổ biến.

Bảng 3.4. So sánh thuật toán được sử dụng với một số thuật toán khác[1]

Tiêu chí	MO-GA [118], [119]	GWO [120]	CS [121]	PSO [122]	SFS [123]
Cơ chế tìm kiếm	Chọn lọc tự nhiên, Lai ghép và Đột biến	Mô phỏng hành vi săn mồi theo cấp bậc của đàn Sói xám	Mô phỏng hành vi đẻ trứng ký sinh và loại bỏ tổ xấu	Mô phỏng hành vi di chuyển theo bầy đàn	Tìm kiếm dựa trên hình học phân dạng

[1] Số liệu tham khảo từ khảo sát các tài liệu công bố về ứng dụng phổ biến.

Tiêu chí	MO-GA [118], [119]	GWO [120]	CS [121]	PSO [122]	SFS [123]
Số lượng mục tiêu trong các nghiên cứu ứng dụng đã công bố[2]	≥ 3	1 – 2	1	2	1
Xử lý các bài toán rời rạc/tổ hợp	Có hỗ trợ qua mã hóa nhị phân	Cần điều chỉnh cơ chế liên tục sang rời rạc	Cần điều chỉnh cơ chế liên tục sang rời rạc	Cần điều chỉnh cơ chế liên tục sang rời rạc	Cần điều chỉnh cơ chế liên tục sang rời rạc
Khả năng xử lý nhiều ràng buộc	Qua toán tử lai ghép/Đột biến	Thông qua hàm phạt (penalty)	Thông qua hàm phạt (penalty)	Thông qua hàm phạt (penalty)	Thông qua hàm phạt (penalty)
Tốc độ hội tụ (số vòng lặp cần thiết)	Trung bình, chậm hơn PSO/GWO trong một số nghiên cứu đối chứng	Nhanh trong một số nghiên cứu đối chứng	Nhanh trong một số nghiên cứu đối chứng	Nhanh trong một số nghiên cứu đối chứng	Trung bình
Khả năng kết hợp các thuật toán khác	Có (ghi nhận trong tài liệu tham khảo)	Có (ghi nhận trong tài liệu tham khảo)	Có (ghi nhận trong tài liệu tham khảo)	Có (ghi nhận trong tài liệu tham khảo)	Có (ghi nhận trong tài liệu tham khảo)
Số lượng tham chiếu cần hiệu chỉnh	4 – 6	2 – 3	2 – 3	3 – 4	4 – 5

Ba mục tiêu dưới đây được đưa ra để xác định công suất vận hành phù hợp, cụ thể:

- ***Mục tiêu 1:*** Vận hành tối ưu thông qua chi phí nhiên liệu thấp nhất – Để xác định giải pháp vận hành nào là tối ưu nhất mà vẫn đảm bảo chi phí vận hành tối thiểu và chi phí nhiên liệu phải thấp nhất;
- ***Mục tiêu 2:*** Hệ số phát thải khí CO_2 thấp nhất – Để xác định lượng phát thải CO_2 từ giải pháp vận hành nào đáp ứng được chính sách giảm phát thải khí nhà kính của Chính phủ Việt Nam;
- ***Mục tiêu 3:*** Tổn thất năng lượng thấp nhất – Để xác định giải pháp vận hành khai thác tối ưu nhất nguồn năng lượng mà vẫn đảm bảo đáp ứng các điều kiện vận hành an toàn, ổn định của lưới điện;

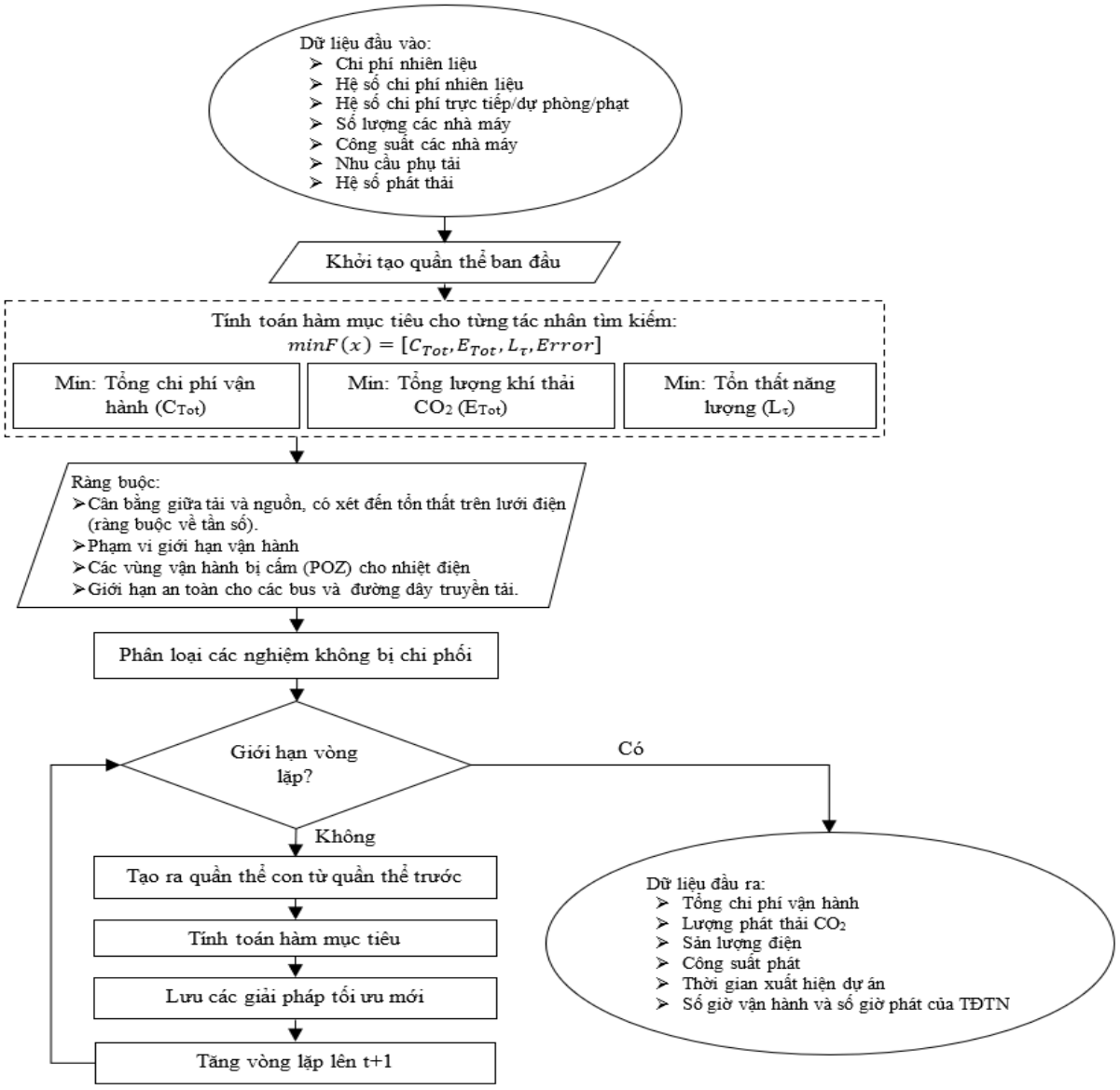
Tuy nhiên, ba mục tiêu này tồn tại mối quan hệ xung đột trong quá trình vận hành hệ thống điện. Cụ thể, việc tối thiểu hóa chi phí nhiên liệu thường ưu tiên sử dụng các nguồn phát giá rẻ nhưng đổi lại có mức phát thải CO_2 cao. Ngược lại, nếu muốn giảm phát thải lại đòi hỏi huy động các nguồn năng lượng sạch hơn với chi phí vận hành lớn và không ổn định. Đồng thời, mục tiêu giảm tổn thất năng lượng thường yêu cầu phân bổ công suất theo hướng tối ưu dòng công suất trên lưới, nhưng khó thỏa mãn yêu cầu của hai mục tiêu còn lại. Do đó không thể tối ưu riêng lẻ từng mục tiêu mà cần áp dụng thuật toán tối ưu đa mục tiêu, với đường cong Pareto được sử dụng để biểu diễn mối quan hệ đánh đổi giữa các hàm, từ đó xác định phương án vận hành tối ưu TĐTN phù hợp nhất, đảm bảo sự hài hòa giữa chi phí nhiên liệu, phát thải CO_2 và tổn thất năng lượng. Qua đó đáp ứng đồng thời cả ba mục tiêu về kinh tế, môi trường và kỹ thuật vận hành lưới điện.

[2] Các thuật toán PSO, GWO, CS và SFS đều có biến thể đa mục tiêu (MOPSO, MOGWO, MOCS,…) có thể mở rộng số lượng mục tiêu tương tự MO-GA. Số liệu trong bảng phản ánh mức độ phổ biến trong các nghiên cứu ứng dụng thực tế được khảo sát, không phải giới hạn lý thuyết của thuật toán.

Bằng cách sử dụng phần mềm PDPAT II (Power Development Planning Assistant Tool), mục tiêu 1 và 2 sẽ xác định vai trò của nhà máy TĐTN trong hệ thống điện và đóng góp của nhà máy đối với làm giảm chi phí vận hành hệ thống thông qua giảm chi phí nhiên liệu cũng như giảm phát thải khí CO_2; và mục tiêu thứ 3 sẽ phân tích đánh giá chế độ làm việc tối ưu cho nhà máy TĐTN trong hệ thống điện có cơ cấu tỷ trọng nguồn NLTT lớn.

b) Phương pháp luận và Mô hình thuật toán:

❖ *Mô hình thuật toán:*



Hình 3.7. Lưu đồ bài toán Tối ưu đa mục tiêu của Thủy điện tích năng

❖ *Các kịch bản tính toán:*

Để xác định chi phí tối ưu, mô hình "tính toán tối ưu hóa chi phí cực tiểu" và thuật toán mới nêu trên được sử dụng để xây dựng module tự tạo trên phần mềm PDPAT II [124]. Trong nghiên cứu này sẽ áp dụng thuật toán Tối ưu đa mục tiêu Di truyền để tính toán và xác định thời điểm vận hành của nhà máy TĐTN, cũng như vai trò của nhà máy trong cơ cấu nguồn điện của Việt Nam. Các chi phí sản xuất điện được tính toán (bỏ qua

các chi phí ngoại sinh, chi phí huy động tổ máy,…), chỉ tập trung phân tích chi phí nhiên liệu và tổng mức chi phí đầu tư cho hệ thống điện với 03 phương án:

- ***Phương án 1:*** Vận hành hệ thống điện không có nhà máy TĐTN, hệ thống thực hiện huy động các nguồn điện như nhiệt điện than (600 MW), khí LNG (600 MW),… ở các khu vực khác để đáp ứng nhu cầu phụ tải;
- ***Phương án 2:*** Vận hành hệ thống điện có nhà máy TĐTN với công suất 1.200 MW;
- ***Phương án 3:*** Đầu tư xây dựng nhà máy LNG với công suất 1.200 MW;

c) Nguyên tắc tìm kiếm Tối ưu đa mục tiêu Di truyền:

Trong bài toán tối ưu đa mục tiêu, mức độ quan trọng của từng mục tiêu là ngang nhau. Nếu muốn chọn một giải pháp chỉ thỏa mãn một mục tiêu, đòi hỏi phải có sự cân nhắc kỹ càng (đánh đổi) với các mục tiêu khác. Điều này là để ngăn chặn việc chọn một giải pháp tối ưu chỉ thỏa mãn một mục tiêu duy nhất mà bỏ qua các mục tiêu khác [119]. Do đó, cách để định nghiệm tối ưu thỏa mãn nhiều mục tiêu nhất có thể trong Tối ưu đa mục tiêu là:

- Tìm một tập hợp các nghiệm nằm trên Pareto-Optimal Front (POS);
- Tìm một tập hợp các nghiệm đủ đa dạng để thể hiện toàn bộ phạm vi của POS.

3.4.2.4. Các thông số dữ liệu đầu vào:

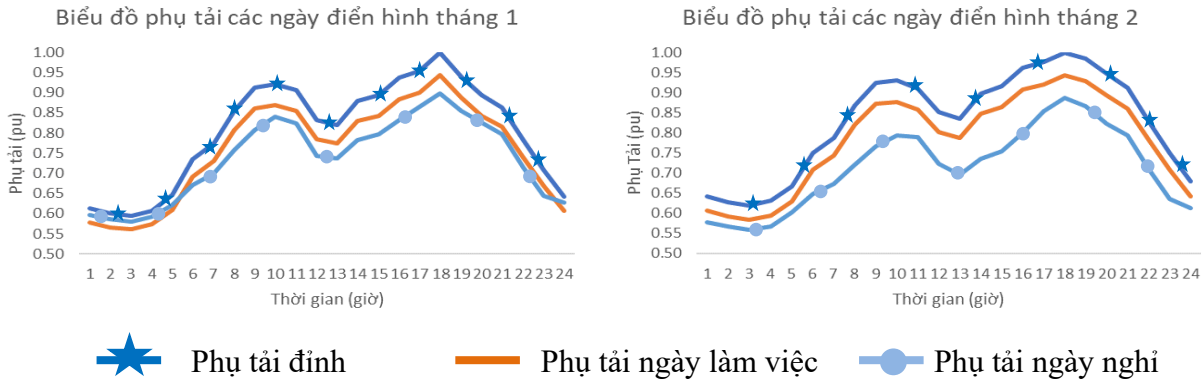
a) Các thông số về kinh tế - kỹ thuật và tiêu chuẩn tối ưu cho từng loại hình nguồn (Theo Quy hoạch Điện VIII hiệu chỉnh):

- Xác suất sự cố đối với NĐ khí là 3 – 4%, NĐ than 7 – 10% tùy theo thế hệ các tổ máy; đối với thủy điện (cùng với độ dao động của lưu lượng nước về hồ chứa) là 2%.
- Hệ số chiết khấu 10%. Khấu hao áp dụng phương pháp đường thẳng.
- Các nhà máy thủy điện, nhiệt điện được mô phỏng đơn vị hóa theo gam công suất thực tế của nhà máy.
- Các nguồn điện gió do có quy mô nhỏ và công suất rất khác nhau, do đó được mô phỏng thành các mô đun công suất phù hợp với công suất các nhà máy, phạm vi dao động công suất và điện năng được lấy theo tốc độ gió trung bình tại một số điểm khảo sát điển hình theo từng vùng mà nhà máy vận hành. Hệ số công suất hoạt động nằm trong dải 30 - 35% (điện gió trên bờ), điện gió ngoài khơi khoảng 45% vào năm 2030 và 50% năm 2045.
- Tương tự, các nguồn điện mặt trời được mô phỏng thành các mô đun công suất của các nhà máy thực tế. Cường độ bức xạ điển hình được lấy theo giờ trong các tháng điển hình làm cơ sở tính khả năng phát và vận hành của các nhà máy. Hệ số công suất của ĐMT sẽ tính khoảng 25% vào 2030 và 28% vào 2045. Ngoài ra, các nguồn điện mặt trời mái nhà phân tán sẽ được gom thành 01 nhà máy và công suất vận hành phụ thuộc vào cường độ bức xạ đầu vào như các nhà máy điện mặt trời.
- Thời gian vận hành các loại nhà máy:
  - Thủy điện lớn có T_{max} trung bình khoảng 3.500 – 4.500h, thủy điện nhỏ có T_{max} trung bình khoảng 3.000h.

- Nhiệt điện than có T_{max} trung bình khoảng 5.000 – 6.000h.
- Nhiệt điện khí công nghệ TBKHH có T_{max} trung bình thấp hơn nhiệt điện than, đạt khoảng 4.500 – 5.000h.
- Nhiệt điện khí công nghệ động cơ đốt trong và TBK chu trình đơn (nguồn linh hoạt) có T_{max} đạt khoảng 800-1.500h.
- Điện gió Onshore + Nearshore có T_{max} trung bình khoảng 2.500 – 3.500h, điện gió offshore có T_{max} trung bình khoảng 4.500h.
- Điện mặt trời có T_{max} trung bình tùy theo từng vùng: khu vực Tây Bắc khoảng 1.300 – 1.400h; Bắc Trung Bộ khoảng 1.300h; Trung Trung Bộ 1.500h; Tây Nguyên 1.600h; Nam Trung Bộ và Nam Bộ là 1.650-1.720h.
- Điện sinh khối có T_{max} khoảng 3.000 – 5.000h, như vậy các nhà máy nhiệt điện sẽ có T_{max} hàng năm thấp hơn so với quy định truyền thống khi phát triển NLTT quy mô lớn (gió và mặt trời): Nhiệt điện than đạt 5.000 – 6.000h, TBKHH đạt 4.500 – 5.000h/năm.

b) Mô hình phụ tải:

Phụ tải cả nước được chia thành 06 vùng phụ tải tương ứng với công suất cực đại của từng vùng được cho trong Bảng 3.5:



a. Phụ tải mùa mưa *b. Phụ tải mùa khô*

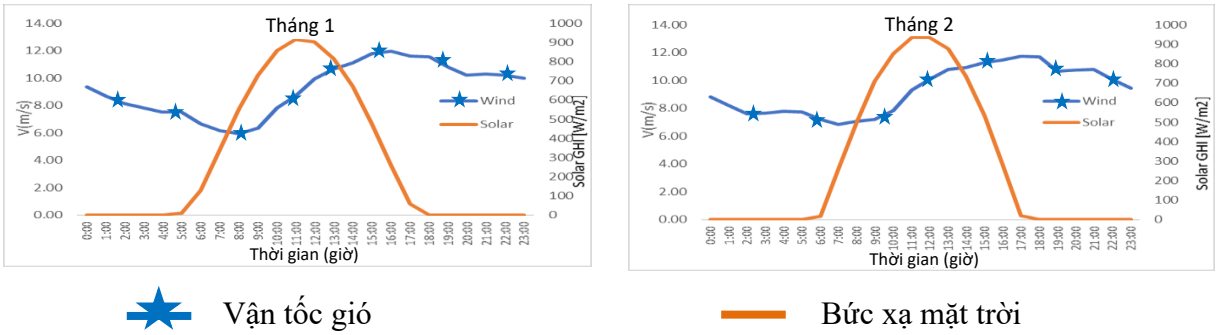
Hình 3.8. Biểu đồ phụ tải điển hình tháng 1 và 2 khu vực Nam Trung Bộ

Bảng 3.5. 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

c) Mô hình các loại nguồn NLTT:

Công suất phát và sản lượng của các nguồn NLTT (khu vực dự án):



Hình 3.9. Dữ liệu tính toán các nguồn NLTT điển hình tháng 1 và 2, khu vực Nam Trung Bộ

d) Phân vùng hệ thống điện liên kết:

Bảng 3.6. Giới hạn truyền tải P_{max} cho các năm

STT	Chiều truyền tải	2025 – 2029 (MW)	2030 – 2045 (MW)
1	Bắc Bộ - Bắc Trung Bộ	6.000	10.555
2	Bắc Trung Bộ - Trung Trung Bộ	4.000	6.460
3	Trung Trung Bộ - Tây Nguyên	6.000	7.403
4	Trung Trung Bộ - Nam Trung Bộ	500	2.768
5	Tây Nguyên - Nam Bộ	6.000	8.752
6	Nam Trung Bộ - Nam Bộ	10.700	16.251
7	Tây Nguyên - Nam Trung Bộ	800	4.070

e) Phân tích về chi phí nhiên liệu hệ thống:

Xem xét đánh giá chi phí với phương án có/không có TĐTN (huy động các nguồn khác trong hệ thống để đáp ứng nhu cầu phụ tải hiện có) và phương án đầu tư nhà máy LNG nhằm so sánh chi phí nhiên liệu giữa 03 phương án (chi tiết tại Phụ lục II, mục 9 – trang 170).

f) Phân tích về Hệ số phát thải CO_2:

Để đánh giá sản lượng phát thải CO_2 của một dự án chuẩn bị được xây dựng (hoặc chưa hoạt động) có gây ảnh hưởng tới môi trường hay không, *Hệ số phát thải* sẽ được sử dụng làm cơ sở để so sánh và đánh giá [125], [126]. Giả định rằng sản lượng điện của nhà máy TĐTN bằng tổng sản lượng điện của hai nhà máy điện than và điện khí (2x600MW), cụ thể:

1. *Nhà máy nhiệt điện than:*

- Sử dụng than Bitum có nhiệt trị Q_{bitum}= 24.400 kJ/kg= 5.828 kCal/kg;
- Hiệu suất nồi hơi là 88% (Giả định giá trị này được tối ưu tốt cho nhà máy);
- Hiệu suất chu trình hơi nước: 38% => Hiệu suất chuyển đổi tổng thể là 88%*38% = 33,44%;
- Nhà máy sử dụng khoảng 265 tấn than cho 1 MWh điện.

2. *Nhà máy điện LNG:*

- Sử dụng khí tự nhiên có nhiệt trị $Q_{natural\ gas}$ = 40 MJ/m^3:

- Nhà máy sử dụng khoảng 200 m^3 khí tự nhiên cho 1 MWh điện (Nhà máy điện sử dụng công nghệ Tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT), hiệu suất 60%).

3. Công thức tính Hệ số phát thải CO_2 của lưới điện:

$$EF_{EL,m,y} = \frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \quad (3.16)$$

Trong đó:

$EF_{EL,m,y}$ – Hệ số phát thải CO_2 của tổ máy m trong năm y (tCO_2/MWh);

$FC_{i,m,y}$ – Lượng nhiên liệu i tiêu thụ trong tổ máy m, năm y (khối lượng hoặc thể tích);

$NCV_{i,y}$ – Nhiệt trị (nhiệt năng) của nhiên liệu i, năm y (TJ/khối lượng hoặc thể tích);

$EF_{CO_2,i,y}$ – Hệ số phát thải CO_2 của nhiên liệu i, năm y (tCO_2/TJ);

$EG_{m,y}$ – Sản lượng điện thực tế phát lên lưới của tổ máy m, năm y (MWh).

Kết quả Hệ số nhận được sẽ so sánh với Hệ số ngưỡng phát thải của lưới điện Việt Nam năm 2025 do Bộ Nông nghiệp và Môi trường công bố (0,6235 tCO_2/MWh). Nếu Hệ số tính được nhỏ hơn ngưỡng này thì dự án được xem là "Ít phát thải". Từ Hệ số phát thải khí CO_2 nhận được đem nhân với sản lượng điện trong một năm của từng loại nhà máy, thu được Tổng lượng khí CO_2 được thải ra trong năm đó.

g) Các thông số của bơm:

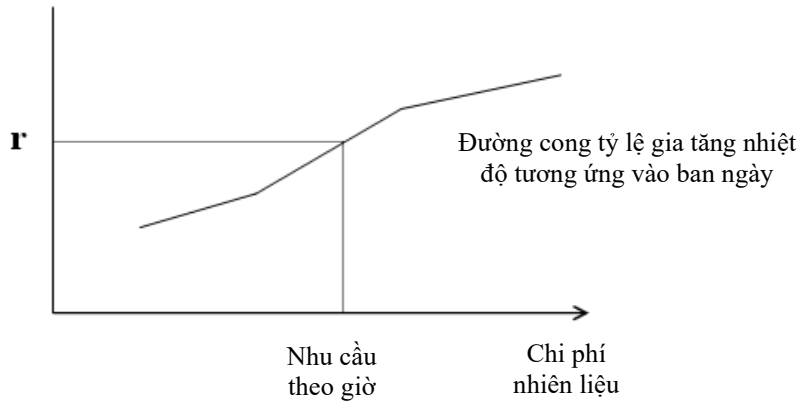
Bảng 3.7. Các thông số của máy bơm [111]

Generator (f = 50Hz)	Motor
P = 300 MW	P = 332 MW
Cos φ = 0,85	Cos φ = 0,95
U = 16,5 kV	U = 16,5 kV

h) Tính toán hàm chi phí nhiên liệu cơ sở:

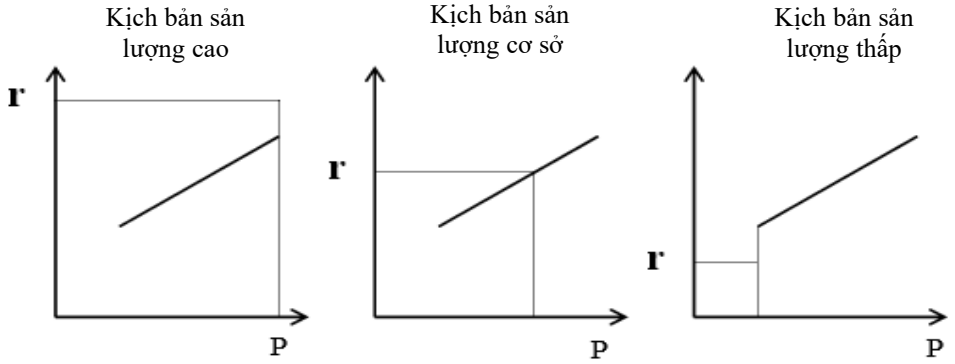
Vì Việt Nam vẫn chưa có nhà máy điện hạt nhân, do đó chỉ xem xét các nguồn nhiệt điện. Sản lượng điện và chi phí nhiên liệu của mỗi loại được tính bằng cách lấy sản lượng được phân bổ của các loại nhiệt điện từ ***Đường cong tỷ lệ gia tăng nhiệt độ*** tương ứng với nhu cầu còn lại, sau khi đã phân bổ năng lượng từ thủy điện truyền thống, thủy điện tích năng và nhiệt điện với khả năng cung cấp hạn chế [124]. Dựa trên các giá trị ước tính, tính toán chi phí nhiên liệu để vận hành bơm nhằm cân bằng cung-cầu và vận hành bơm kinh tế. Quá trình được thực hiện như sau:

- Xác định mức chi phí nhiên liệu gia tăng ***r*** cho nhu cầu hàng giờ từ Đường cong tỷ lệ gia tăng nhiệt độ tương ứng vào ban ngày.



Hình 3.10. Đường cong tỷ lệ gia tăng nhiệt độ

- Xác định sản lượng được phân bổ của các loại nhà máy: Gán mức chi phí nhiên liệu gia tăng ***r*** thu được từ Đường cong tỷ lệ gia tăng nhiệt độ tương ứng vào Đường cong gia tăng chi phí nhiên liệu của các loại để ước lượng sản lượng tạm thời được phân bổ.



Hình 3.11. Gán chi phí nhiên liệu gia tăng r vào Đường cong gia tăng chi phí nhiên liệu

- Ước tính sản lượng mỗi tổ máy: Chia sản lượng được phân bổ của từng loại cho số lượng đơn vị tương đương (với phần dư) để ước lượng sản lượng đơn vị P.

$$Number\ of\ equivalent\ units\ (n) = \frac{Maximum\ available\ output}{Maximum\ output\ of\ each\ unit}$$

- Ước tính sản lượng đầu ra và chi phí nhiên liệu:

$$Electric\ energy\ ouput = P \cdot n_u \quad (3.17)$$

$$Fuel\ cost = (a \cdot P^2 + b \cdot P + c) \cdot n_u \quad (3.18)$$

Trong đó:

P – Công suất phát của tổ máy (MW);

n_u – Số lượng tổ máy tương đương;

a, b, c – Hệ số bậc 2, bậc 1 và tự do của hàm số.

- Xác định mức chi phí nhiên liệu gia tăng **rrr** cho nhu cầu hàng giờ từ đường cong tỷ lệ gia tăng nhiệt độ vào ban đêm; Ước tính sản lượng của mỗi tổ máy; và Ước tính sản lượng điện và chi phí nhiên liệu theo cách tương tự như ban ngày.
- Ước lượng tổn thất khi khởi động/dừng máy: Tổng hợp các tổn thất khi khởi động/dừng máy trong tháng, trong tuần và trong ngày.

i) Tổng chi phí vận hành của dự án:

Mặc dù CAPEX thường được sử dụng làm chỉ tiêu để đánh giá tính khả thi về mặt kinh tế của dự án, tuy nhiên chỉ số này vẫn chưa phản ánh đầy đủ hiệu quả kinh tế của các phương án nguồn điện có công nghệ vận hành khác nhau. Ví dụ, nhà máy TĐTN có CAPEX rất cao nhưng chi phí vận hành – bảo trì thấp và không phát sinh chi phí phát thải CO_2, trong khi đó các nhà máy LNG có CAPEX thấp hơn nhưng lại có chi phí vận hành – bảo trì và nhiên liệu rất lớn trong suốt vòng đời vận hành. Do đó, Luận án sử dụng Tổng chi phí vận hành (TCO) để đánh giá toàn diện hơn. TCO của phương án i được xác định là tổng giá trị hiện tại của chi phí hằng năm trong giai đoạn đánh giá N năm [127]:

$$TCO_i = \sum_{t=1}^{N} \frac{Z_{i,t}}{(1+r)^t} \tag{3.19}$$

Trong đó:

TCO_i – Tổng chi phí vận hành của phương án *i* trong giai đoạn đánh giá, quy về giá trị hiện tại (triệu USD);

N – Số năm của giai đoạn đánh giá (năm);

r – Tỷ suất chiết khấu (%/năm);

$Z_{i,t}$ – Chi phí của phương án *i* trong năm t (triệu USD/năm), xác định theo (3.19a).

$$Z_{i,t} = \underbrace{CAPEX_i \cdot CRF_i + OPEX_i + C_{CO_2,i}}_{Chi\ phí\ cố\ định\ hằng\ năm} + C_{fuel,i,t} \tag{3.19a}$$

Trong đó:

$CAPEX_i$ – Chi phí đầu tư xây dựng ban đầu của phương án *i* (triệu USD), xác định theo (3.19b);

CRF_i – Hệ số thu hồi vốn của phương án *i* [128], xác định theo (3.19b);

$OPEX_i$ – Chi phí vận hành và bảo trì hằng năm của phương án *i* (triệu USD/năm), xác định theo (3.19b);

$C_{CO_2,i}$ – Chi phí phát thải CO_2 quy đổi hằng năm của phương án *i* (triệu USD/năm), xác định theo (3.19b);

$C_{fuel,i,t}$ – Chi phí nhiên liệu hệ thống của phương án *i* trong năm t, xác định từ bài toán tối ưu vận hành (triệu USD/năm).

$$\begin{aligned} CAPEX_i &= C_{unit} \cdot P_{inst} \\ CRF_i &= \frac{r(1+r)^{n_i}}{(1+r)^{n_i}-1} \\ OPEX_i &= C_{O\&M,unit} \cdot P_{inst} \\ C_{CO_2,i} &= Q_{fuel} \cdot EF_{CO_2} \cdot P_{CO_2} \end{aligned} \tag{3.19b}$$

Trong đó:

C_{unit} – Suất đầu tư trên đơn vị công suất (USD/MW);

P_{inst} – Công suất lắp đặt của nguồn điện (MW);

n_i – Đời sống kinh tế của công trình (năm);

$C_{O\&M,unit}$ – Chi phí vận hành và bảo trì trên đơn vị công suất (USD/MW.năm);

C_{fuel} – Chi phí nhiên liệu trong vòng đời dự án (triệu USD);

$C_{CO_2,i}$ – Chi phí phát thải CO_2 quy đổi hằng năm (triệu USD/năm);

Q_{fuel} – Tổng năng lượng nhiệt của nhiên liệu tiêu thụ trong năm (TJ);

EF_{CO_2} – Hệ số phát thải (tCO_2/TJ);

P_{CO_2} – Đơn giá carbon hoặc giá tín chỉ carbon (USD/tCO_2).

Sự quy đổi CAPEX về chi phí hằng năm thông qua hệ số thu hồi vốn CRF cho phép so sánh công bằng các phương án có đời sống kinh tế khác nhau (TĐTN khoảng 40 năm, nhà máy LNG khoảng 25 năm) trong cùng giai đoạn đánh giá. Phần chi phí đầu tư chưa thu hồi sau giai đoạn đánh giá tương ứng với giá trị còn lại của công trình. Đồng thời, tất cả các thành phần chi phí đều được tính trên cùng cơ sở thời gian hằng năm trước khi chiết khấu và cộng dồn.

3.4.2.5. Quy trình thực hiện lưu đồ thuật toán

a) Bước 1 – Thiết lập dữ liệu đầu vào:

Thu thập và khởi tạo các dữ liệu đầu vào cần thiết cho quá trình tối ưu, bao gồm: Chi phí nhiên liệu, Hệ số phát thải CO_2, Số lượng và công suất nhà máy,… Các dữ liệu này tạo thành cơ sở để xây dựng hàm mục tiêu và các điều kiện ràng buộc của bài toán tối ưu.

b) Bước 2 – Khởi tạo quần thể ban đầu:

Sau khi nhập dữ liệu, bài toán tiến hành tạo quần thể ban đầu gồm N_0 cá thể (nghiệm):

$$X_i = [P_1, P_2, \dots, P_n] \tag{3.20}$$

Trong đó:

X_i – Cá thể (nghiệm) thứ *i*;

P_n – Công suất phát của nguồn điện thứ *n* (MW).

Mỗi cá thể đại diện cho một kịch bản phân bổ công suất của các nguồn điện trong hệ thống. Các cá thể được sinh ra ngẫu nhiên nhưng phải thỏa mãn các điều kiện vận hành của hệ thống.

c) Bước 3 – Xây dựng hàm mục tiêu:

Bài toán thực hiện tối ưu đồng thời nhiều mục tiêu:

$$minF(x) = [C_{Tot}, E_{Tot}, L_\tau, Error] \tag{3.21}$$

Trong đó:

$F(x)$ – Hàm đa mục tiêu;

C_{Tot} – Hàm Tổng chi phí vận hành;

E_{Tot} – Hàm Tổng lượng khí thải CO_2;

L_τ – Hàm Tổn thất năng lượng;

$Error$ – Hàm Sai số vận hành.

1. Hàm Tổng chi phí vận hành:

Từ công thức (3.18), hàm Tổng chi phí vận hành (bao gồm chi phí nhiên liệu, chi phí khởi động/dự phòng, chi phí vận hành TĐTN) có dạng như sau:

$$C_{Tot} = \sum_{i=1}^{N_g} \left(a_i \cdot {P_i}^2 + b_i \cdot P_i + c_i \right) \tag{3.22}$$

Trong đó:

N_g – Số lượng nhà máy phát điện lên lưới;

P_i – Công suất của nhà máy thứ *i* (MW);

a_i, b_i, c_i – Hệ số chi phí của nhà máy thứ *i.*

2. Hàm Tổng lượng khí thải CO_2:

Từ công thức (3.16), hàm Tổng lượng khí thải CO_2 có dạng như sau:

$$E_{Tot} = \sum_{j=1}^{N_g} \left(\frac{\sum_i FC_{i,m,y} \cdot NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y}}{EG_{m,y}} \right) \cdot {EG_j}^{N_g} \tag{3.23}$$

Trong đó:

${EG_j}^{N_g}$ – Sản lượng điện của nhà máy thứ *j* trong 01 năm (MWh).

3. Hàm Tổn thất năng lượng:

Hàm Tổn thất năng lượng có dạng như sau:

$$L_\tau = \sum_{i=1}^{N_g} P_i + P_{PSHP} - P_{Load} \tag{3.24}$$

Trong đó:

P_{Load} – Tổng công suất phụ tải của hệ thống (MW);

P_{PSHP} – Công suất của nhà máy TĐTN (MW).

4. Hàm Sai số vận hành:

Hàm Sai số vận hành dùng để đánh giá mức độ vi phạm hoặc sai lệch của hệ thống so với trạng thái mong muốn, có dạng như sau:

$$Error = \lambda_1 |\Delta f| + \lambda_2 |\Delta U| + \lambda_3 |\Delta P_{PSHP}| \tag{3.25}$$

Trong đó:

$\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$– Các hệ số trọng số, xác định mức độ ưu tiên của từng thành phần trong hàm mục tiêu;

$\Delta f = f - f_{ref}$ – Sai lệch tần số hệ thống (Hz);

$\Delta U = U - U_{ref}$ – Sai lệch điện áp tại nút hoặc điểm đấu nối (p.u.);

$\Delta P_{PSHP} = P_{PSHP} - P_{PSHP}^{ref}$ – Sai lệch công suất của nhà máy TĐTN (MW).

d) Bước 4 – Kiểm tra các điều kiện ràng buộc:

Mỗi cá thể (nghiệm) X_i phải thỏa mãn:

1. Cân bằng công suất:

$$P_G + P_{RES} + P_{PSHP} = P_{Load} + P_{Los} \quad (3.26)$$

Trong đó:

P_G– Công suất các nguồn truyền thống (MW);

P_{RES} – Công suất của các nguồn NLTT (MW);

P_{Loss} – Công suất tổn thất của hệ thống (MW).

2. Giới hạn công suất nguồn và trạng thái hồ chứa:

$$P_i^{min} \le P_i \le P_i^{max} \quad (3.27)$$

$$W_{min} \le W_i \le W_{max} \quad (3.28)$$

Trong đó:

$P_i^{min/max}$– Giới hạn công suất của nguồn điện thứ *i* (MW);

$W_{min/max}$ – Giới hạn năng lượng tích trữ trong hồ (MWh).

3. Giới hạn an toàn lưới điện:

Bao gồm giới hạn điện áp nút, giới hạn dòng đường dây, các vùng vận hành cấm của tổ máy phát (vùng rung turbine, chuyển chế độ bơm/phát,…), giới hạn ổn định tần số.

e) Bước 5 – Phân loại các nghiệm không bị chi phối:

Sắp xếp các nghiệm dựa trên tính ưu việt. Một nghiệm được gọi là "không bị chi phối" nếu không có nghiệm nào khác tốt hơn nó ở tất cả các mục tiêu. Quá trình này tạo ra các Đường tối ưu Pareto.

f) Bước 6 – Kiểm tra giới hạn vòng lặp:

Sau quá trình phân loại, bài toán tiến hành kiểm tra các điều kiện dừng nhằm xác định xem quá trình tối ưu đạt yêu cầu hay chưa, gồm các tiêu chí kết thúc sau: Giới hạn về mức độ hội tụ của quần thể; Thời gian tính toán tối đa; Số thế hệ tối đa; Sai số hàm mục tiêu; Điều kiện kết thúc của các vòng lặp lại.

Điều kiện dừng tổng quát:

$$t \ge t_{max} \quad (3.29)$$

Hoặc

$$|F_{t+1} - F_t| \le \varepsilon \quad (3.30)$$

Trong đó:

t– Số thế hệ hiện tại;

t_{max} – Số thế hệ tối đa;

F_t – Giá trị hàm mục tiêu tại thế hệ thứ *t*;

ε – Ngưỡng sai số hội tụ cho phép.

Nếu điều kiện dừng đã đạt, bài toán sẽ kết thúc và xuất ra tập nghiệm Pareto tối ưu cuối cùng. Nếu chưa đạt, chuyển sang bước tạo quần thể mới (N_1).

g) Bước 7 – Thuật toán tiến hóa quần thể:

Sử dụng các phép toán lai ghép và đột biến để tạo ra thế hệ con từ những cá thể tốt nhất của thế hệ trước, sau đó lặp lại quy trình tính toán cho đến khi hội tụ.

h) Bước 8 – Thuật toán tiến hành lưu trữ nghiệm tối ưu:

Các nghiệm Pareto tốt nhất được lưu lại sau mỗi thế hệ để hình thành tập nghiệm tối ưu cuối cùng.

i) Bước 9 – Xuất kết quả tối ưu:

Sau khi kết thúc vòng lặp, bài toán sẽ cung cấp tập nghiệm Pareto cho phép lựa chọn kịch bản phù hợp nhất dựa trên sự đánh đổi giữa:

- Tổng chi phí vận hành thấp nhất;
- Lượng phát thải CO_2 tối thiểu;
- Tổn thất năng lượng ở mức tối thiểu.

3.5. Kết quả tính toán

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

3.5.1.1. Đánh giá hiệu quả kinh tế giữa phương án 1 và phương án 2:

Luận án đánh giá TCO của các phương án trong giai đoạn N = 20 năm (2026 – 2045) theo các công thức (3.19) – (3.19b). Đời sống kinh tế được lấy là 40 năm đối với TĐTN và 25 năm đối với nhà máy LNG (Bảng 12, Phụ lục II – trang 170). PA1 tận dụng các nguồn hiện hữu nên không có CAPEX. Chi phí nhiên liệu hệ thống $C_{fuel,i,t}$ của từng năm được lấy từ kết quả bài toán tối ưu GA.

Tỷ suất chiết khấu cơ sở được chọn là r = 10%/năm, nằm trong giới hạn tỷ suất sinh lợi nội tại tài chính không vượt quá 12% quy định tại Thông tư 12/2025/TT-BCT [128].

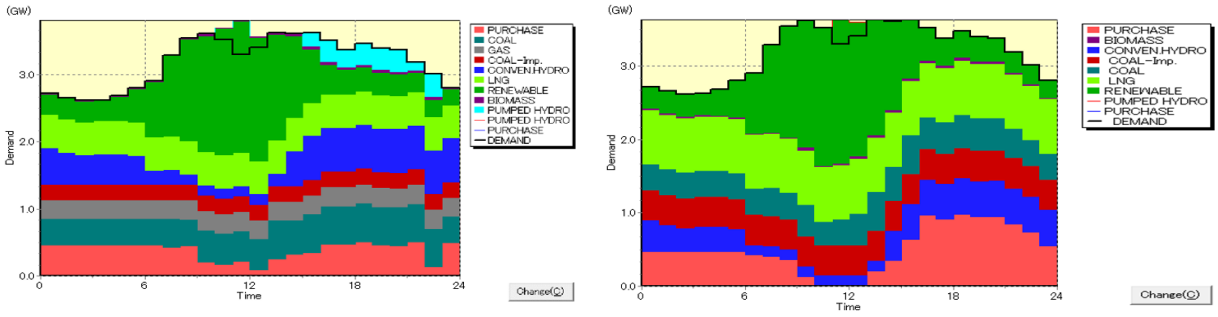
Chi phí phát thải CO_2 của các phương án nhiệt điện phụ thuộc vào điện năng mà các nhà máy này phát ra, tức phụ thuộc vào hệ số công suất (CF) (công thức (4), Phụ lục II – trang 171). Cơ sở xác định CF như sau:

- Các nhà máy nhiệt điện thay thế chỉ phát phần điện năng mà nhà máy TĐTN cung cấp cho hệ thống.
- Điện năng thay thế: $E_{tt} \approx 1.181$ GWh/năm (chi tiết tính toán tại Phụ lục II – trang 172), tương ứng hệ số công suất tương đương $CF = E_{tt}/(P_{inst} \cdot 8.760) = 0{,}11239 \approx 11{,}24\%$.
- Với PA1, điện năng thay thế được giả thiết chia đều cho nhà máy nhiệt điện than và nhà máy LNG. Chỉ phần điện năng thay đổi giữa các phương án mới tạo ra chênh lệch chi phí nhiên liệu và phát thải.

Chi phí phát thải của PA2 bằng 0 với giả thiết điện năng bơm được lấy từ phần công suất NLTT dư thừa vào ban ngày theo chế độ vận hành đã xác định ở trên. Chi tiết tính toán được trình bày tại Phụ lục II, mục 9 – trang 170.

Bảng 3.8. Các thành phần chi phí của PA1 và PA2 (r = 10%)

Thành phần	PA1	PA2
CAPEX (triệu USD)	0	1.044
Đời sống kinh tế n_i (năm)	–	40
CRF	–	0,1023
CAPEX·CRF (triệu USD/năm)	0,0	106,8
OPEX (triệu USD/năm)	50,9	10,4
C_{CO2} (triệu USD/năm)	16,0	0,0
Chi phí cố định hằng năm (triệu USD/năm)	66,9	117,2
Giá trị hiện tại chi phí cố định 20 năm (triệu USD)	569	998
Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu 20 năm (triệu USD)	145.682	145.436



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 3.12. Biểu đồ vận hành trong 1 ngày của phụ tải đỉnh tháng 5 – 2027 (P_{max})

Tại Hình 3.12a thể hiện tình hình huy động các nguồn phát trong 24h. Khi vận hành TĐTN vào giờ cao điểm bắt đầu lúc 4PM công suất phát của nhà máy phủ đỉnh, do đó công suất huy động ở các nguồn điện khác thấp hơn so với Hình 3.12b. Tại Hình 3.12b, công suất huy động từ các nguồn phát là khí LNG và than rất cao để phủ đỉnh phụ tải vào giờ cao điểm thay cho công suất phát của TĐTN. Như vậy khi không có nguồn TĐTN Bác Ái vận hành, chi phí nhiên liệu sẽ tăng cao hơn do phải huy động các nguồn điện đòi hỏi tiêu thụ nhiên liệu như khí LNG, than…

Bảng 3.9 thể hiện chi phí nhiên liệu hệ thống (C_{fuel}), chi phí hằng năm Z theo công thức (3.19a), chênh lệch ΔZ giữa hai phương án và TCO của từng phương án theo công thức (3.19):

Bảng 3.9. Chi phí nhiên liệu hệ thống, chi phí hằng năm và TCO của PA1 và PA2 (r = 10%)

Năm	$C_{fuel,i}$ (Triệu USD)		Z_i (Triệu USD)		$\Delta Z_{PA1-PA2,i}$ (Triệu USD)
	PA1	PA2	PA1	PA2	
2026	9.997	9.982	10.063,9	10.099,2	-35,3
2027	11.386	11.360	11.452,9	11.477,2	-24,3
2028	12.764	12.739	12.830,9	12.856,2	-25,3

Năm	$C_{fuel,i}$ (Triệu USD)		Z_i (Triệu USD)		$\Delta Z_{PA1-PA2,i}$ (Triệu USD)
	PA1	PA2	PA1	PA2	
2029	14.143	14.117	14.209,9	14.234,2	-24,3
2030	15.522	15.495	15.588,9	15.612,2	-23,3
2031	16.442	16.414	16.508,9	16.531,2	-22,3
2032	17.362	17.334	17.428,9	17.451,2	-22,3
2033	18.282	18.253	18.348,9	18.370,2	-21,3
2034	19.202	19.173	19.268,9	19.290,2	-21,3
2035	20.123	20.092	20.189,9	20.209,2	-19,3
2036	20.868	20.835	20.934,9	20.952,2	-17,3
2037	21.612	21.579	21.678,9	21.696,2	-17,3
2038	22.357	22.322	22.423,9	22.439,2	-15,3
2039	23.102	23.066	23.168,9	23.183,2	-14,3
2040	23.847	23.809	23.913,9	23.926,2	-12,3
2041	24.461	24.421	24.527,9	24.538,2	-10,3
2042	25.075	25.033	25.141,9	25.150,2	-8,3
2043	25.689	25.646	25.755,9	25.763,2	-7,3
2044	26.303	26.258	26.369,9	26.375,2	-5,3
2045	26.916	26.870	26.982,9	26.987,2	-4,3
TCO			**146.251**	**146.433**	**-182**

Kết quả tính toán từ Bảng 3.8 và Bảng 3.9 cho thấy:

- Chi phí nhiên liệu hệ thống của PA2 thấp hơn PA1 khoảng 15 – 46 triệu USD/năm và tăng dần theo nhu cầu phụ tải;

- Chi phí đầu tư quy về hằng năm của TĐTN (khoảng 106,8 triệu USD/năm) được bù đắp một phần bởi chi phí O&M, không phát sinh chi phí phát thải;

- Chi phí hằng năm của PA2 cao hơn PA1 khoảng 4 – 35 triệu USD/năm (trung bình khoảng 17,6 triệu USD/năm). Tương ứng, TCO của PA2 (146.433 triệu USD) cao hơn TCO của PA1 (146.251 triệu USD) khoảng 182 triệu USD.

Như vậy, so với phương án tận dụng các nguồn nhiệt điện hiện hữu, chi phí trực tiếp của hai phương án là gần tương đương và PA2 chưa thể hiện lợi thế thuần túy về mặt kinh tế. Tuy nhiên, giá trị của TĐTN được thể hiện qua góc độ kỹ thuật – hệ thống.

3.5.1.2. Đánh giá hiệu quả kinh tế giữa phương án 2 và phương án 3:

Luận án xác định hiệu quả của TĐTN Bác Ái so với phương án đầu tư xây dựng nhà máy LNG cùng quy mô (PA3). Chi phí của nhà máy thay thế bao gồm chi phí đầu tư xây dựng, chi phí nhiên liệu, chi phí quản lý vận hành (O&M) và chi phí phát thải CO_2. Bảng 3.10 dưới đây thể hiện các thành phần chi phí và TCO của hai phương án (chi tiết tính toán tại Phụ lục II, mục 9 – trang 170):

Bảng 3.10. Các thành phần chi phí của PA2 và PA3 (r = 10%)

Thành phần	PA2	PA3
CAPEX (triệu USD)	1.044	744
Đời sống kinh tế n_i (năm)	40	25
CRF	0,1023	0,1102
CAPEX·CRF (triệu USD/năm)	106,8	82,0
OPEX (triệu USD/năm)	10,4	27,8
C_{CO2} (triệu USD/năm)	0,0	8,0
Chi phí cố định hằng năm (triệu USD/năm)	117,2	117,8
Giá trị hiện tại chi phí cố định 20 năm (triệu USD)	998	1.003
Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu 20 năm (triệu USD)	145.436	148.344

Tương tự như trên, công suất phát của TĐTN (Hình 3.12a) phủ đỉnh vào giờ cao điểm, do đó công suất huy động ở các nguồn điện khác thấp hơn so với Hình 3.12b. Tại Hình 3.12b, công suất huy động từ khí LNG để phủ đỉnh phụ tải vào giờ cao điểm thay cho công suất phát của TĐTN. Như vậy, khi không có nguồn TĐTN Bác Ái thì chi phí nhiên liệu sẽ phải tăng cao do phải huy động các nguồn điện sử dụng nhiên liệu khí LNG.

Bảng 3.11 thể hiện chi phí nhiên liệu hệ thống (C_{fuel}), chi phí hằng năm Z, chênh lệch ΔZ giữa hai phương án và TCO của từng phương án:

Bảng 3.11. Chi phí nhiên liệu hệ thống, chi phí hằng năm và TCO của PA2 và PA3 (r = 10%)

Năm	$C_{fuel,i}$ (Triệu USD)		Z_i (Triệu USD)		$\Delta Z_{PA3-PA2,i}$ (Triệu USD)
	PA2	PA3	PA2	PA3	
2026	9.982	10.182	10.099,2	10.299,8	200,6
2027	11.360	11.587	11.477,2	11.704,8	227,6
2028	12.739	12.994	12.856,2	13.111,8	255,6
2029	14.117	14.399	14.234,2	14.516,8	282,6
2030	15.495	15.805	15.612,2	15.922,8	310,6
2031	16.414	16.742	16.531,2	16.859,8	328,6
2032	17.334	17.681	17.451,2	17.798,8	347,6
2033	18.253	18.618	18.370,2	18.735,8	365,6
2034	19.173	19.556	19.290,2	19.673,8	383,6
2035	20.092	20.494	20.209,2	20.611,8	402,6
2036	20.835	21.252	20.952,2	21.369,8	417,6
2037	21.579	22.011	21.696,2	22.128,8	432,6
2038	22.322	22.768	22.439,2	22.885,8	446,6
2039	23.066	23.527	23.183,2	23.644,8	461,6
2040	23.809	24.285	23.926,2	24.402,8	476,6
2041	24.421	24.909	24.538,2	25.026,8	488,6
2042	25.033	25.534	25.150,2	25.651,8	501,6
2043	25.646	26.159	25.763,2	26.276,8	513,6
2044	26.258	26.783	26.375,2	26.900,8	525,6

Năm	$C_{fuel,i}$ (Triệu USD)		Z_i (Triệu USD)		$\Delta Z_{PA3-PA2,i}$ (Triệu USD)
	PA2	PA3	PA2	PA3	
2045	26.870	27.407	26.987,2	27.524,8	537,6
TCO			**146.433**	**149.347**	**2.913**

Kết quả tính toán từ Bảng 3.10 và Bảng 3.11 cho thấy:

- Chi phí cố định hằng năm của PA2 và PA3 gần bằng nhau (117,2 và 117,8 triệu USD/năm): Chi phí đầu tư của nhà máy LNG thấp hơn 300 triệu USD nhưng đời sống kinh tế ngắn hơn, chi phí O&M (hạ tầng kho cảng, tái hóa khí,…) cao gần gấp ba lần và phát sinh chi phí phát thải CO_2.

- Chi phí nhiên liệu hệ thống của PA3 cao hơn PA2 khoảng 200 – 537 triệu USD/năm do phải sử dụng khí LNG nhập khẩu có giá cao để phủ đỉnh mà hiệu suất vận hành chỉ đạt 60%. Do đó, chi phí hằng năm của PA2 thấp hơn PA3 khoảng 201 – 538 triệu USD/năm, và TCO của PA2 thấp hơn PA3 khoảng 2.913 triệu USD giai đoạn 20 năm.

3.5.1.3. Đánh giá ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu (r) tới các phương án:

Tỷ suất chiết khấu r ảnh hưởng trực tiếp đến kết quả so sánh do các phương án có cơ cấu chi phí khác nhau: TĐTN có chi phí đầu tư ban đầu lớn và chi phí vận hành thấp, trong khi các phương án nhiệt điện có chi phí đầu tư thấp hoặc bằng 0 nhưng chi phí vận hành, nhiên liệu và phát thải cao, phát sinh đều đặn trong suốt giai đoạn đánh giá. Khi r tăng, hệ số thu hồi vốn CRF tăng làm chi phí đầu tư quy về hằng năm của TĐTN tăng, đồng thời giá trị hiện tại của các khoản chi phí phát sinh trong tương lai giảm. Do đó cả hai tác động này đều là nhân tố bất lợi cho phương án có vốn đầu tư lớn.

Để đánh giá ảnh hưởng này, TCO của ba phương án (thể hiện trong Bảng 3.12) được tính theo các công thức (3.19) – (3.19b) với r thay đổi từ 6 – 12%/năm, trong đó 12% là giới hạn tỷ suất sinh lợi nội tại tài chính tối đa theo Thông tư 12/2025/TT-BCT [128]. Các thông số khác giữ nguyên như ở mục 3.5.1.1 và 3.5.1.2.

Bảng 3.12. Ảnh hưởng của tỷ suất chiết khấu r đến TCO của các phương án (triệu USD)

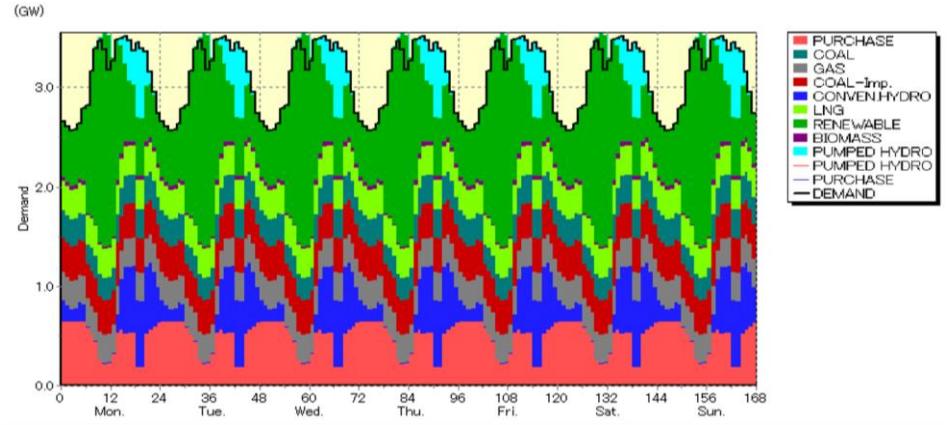
r (%/năm)	$CRF_{TĐTN}$ (n = 40 năm)	CRF_{LNG} (n = 25 năm)	$TCO_{PA1} - TCO_{PA2}$	$TCO_{PA3} - TCO_{PA2}$	Phương án có TCO thấp nhất
6	0,0665	0,0782	199	4.309	PA2
7	0,0750	0,0858	86	3.891	PA2
7,84 (điểm hòa vốn)	**0,0825**	**0,0924**	**0**	**3.577**	**PA1 = PA2**
8	0,0839	0,0937	−15	3.523	PA1
9	0,0930	0,1018	−104	3.199	PA1
10 (cơ sở)	0,1023	0,1102	−182	2.913	PA1
11	0,1117	0,1187	−252	2.661	PA1
12	0,1213	0,1275	−313	2.436	PA1

Tỷ suất chiết khấu hòa vốn r* là giá trị của r tại đó TCO của PA1 và PA2 bằng nhau, tức hai phương án có tổng chi phí như nhau trong giai đoạn đánh giá. Bằng cách tính lặp

TCO của hai phương án với các giá trị r khác nhau, Luận án xác định được r* = 7,8 %/năm. Kết quả ở Bảng 3.12 cho thấy:

- So sánh PA2 với PA1: Khi r < 7,8%, TĐTN có TCO thấp hơn phương án tận dụng nhiệt điện hiện hữu (ví dụ với r = 6%, thấp hơn khoảng 199 triệu USD). Khi r > 7,8%, PA1 có TCO thấp hơn, chênh lệch tăng từ khoảng 15 triệu USD (r = 8%) lên 182 triệu USD (r = 10%) và 313 triệu USD (r = 12%). Chênh lệch này đều nhỏ hơn 0,3% TCO của mỗi phương án, nên có thể xem hai phương án gần tương đương về chi phí trực tiếp. Kết quả so sánh phụ thuộc chủ yếu vào chi phí vốn của dự án TĐTN.

- So sánh PA2 với PA3: TĐTN luôn có TCO thấp hơn nhà máy LNG xây mới trong toàn bộ dải r khảo sát, với mức chênh lệch giảm dần từ khoảng 4.309 triệu USD (r = 6%) xuống 2.436 triệu USD (r = 12%). Điểm hòa vốn giữa hai phương án chỉ xuất hiện khi r ≈ 85%/năm, nằm ngoài phạm vi thực tế. Do đó, ưu thế kinh tế của TĐTN so với nhà máy LNG xây mới không phụ thuộc vào việc lựa chọn tỷ suất chiết khấu.



Hình 3.13. Biểu đồ phụ tải tuần điển hình của phụ tải đỉnh tháng 4 – 2027 ($P_{max\ weekly}$)

Căn cứ vào Bảng 3.13, hệ thống sẽ phải huy động thêm công suất phát từ các nhà máy nhiệt điện than và khí LNG để đáp ứng yêu cầu của hệ thống. Do đó chi phí nhiên liệu sẽ đội lên rất nhiều do áp lực từ chi phí vận hành các nguồn này.

Tổng hợp các kết quả ở trên (đánh giá trên mới chỉ xét các chi phí trực tiếp), có thể thấy lợi ích của PA2 không chỉ được đánh giá trên góc độ kinh tế, mà còn ở các lợi ích hệ thống chưa được lượng hóa trong $Z_{i,t}$, như:

- Nâng cao độ linh hoạt vận hành, khả năng phủ đỉnh – điền đáy và hấp thụ công suất NLTT dư thừa, giảm cắt giảm công suất NLTT;

- Cung cấp quán tính quay, dự phòng và khả năng điều chỉnh tần số, góp phần nâng cao ổn định hệ thống điện như được phân tích trong các kịch bản sự cố ở mục tiếp theo;

- Giảm mức độ phụ thuộc vào biến động giá nhiên liệu nhập khẩu (LNG, than), do chi phí của TĐTN chủ yếu là chi phí đầu tư cố định;

- Đời sống công trình dài (khoảng 40 năm) so với giai đoạn đánh giá 20 năm.

Các lợi ích kỹ thuật – hệ thống này là căn cứ quan trọng bổ sung cho kết quả so sánh kinh tế khi xem xét việc đầu tư nhà máy TĐTN Bác Ái.

Bảng 3.13. 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

3.5.2. Kết quả tính toán phát thải CO_2

Đối với mục tiêu "Giảm thiểu tổng lượng CO_2 phát thải (E_{Tot})", kết quả từ mô hình tối ưu hóa bằng Thuật toán Di truyền cho thấy, nếu không đầu tư vào nhà máy thủy điện tích năng, lượng CO_2 phát thải sẽ đạt gần **400,000 tCO_2/năm** (Kịch bản 1) và khoảng **500 tCO_2/năm** (Kịch bản 3). Điều này làm tăng thêm khó khăn trong việc đạt được mục tiêu của Chính phủ về giảm khí nhà kính vào năm 2050.

Khí LNG dù có lượng phát thải ít hơn rất nhiều so với các nhà máy nhiệt điện than, nhưng do chi phí đáng kể và khi đặt cạnh TĐTN (phát thải bằng 0) thì phương án TĐTN vẫn vượt trội hơn khi xét đến khía cạnh phát thải CO_2.

Bảng 3.14. Dự báo lượng phát thải CO_2 do nhà máy điện than và LNG thải ra 2026 – 2045

Năm	Phương án 2 so với phương án 1			Phương án 2 so với phương án 3	
	Sản lượng điện của nhà máy điện than 600MW – (MWh/năm)	Sản lượng điện của nhà máy điện khí 600MW – (MWh/năm)	Tổng CO_2/năm (tCO_2/năm)	Sản lượng điện của nhà máy điện khí 1200MW – (MWh/năm)	Tổng CO_2/năm (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

3.5.3. Kết quả tính toán tối ưu nguồn năng lượng khi vận hành nhà máy

Với mục tiêu "Giảm thiểu tổn thất công suất (Lτ)" sẽ được thể hiện qua chế độ vận hành nhà máy TĐTN. Dựa trên biểu đồ dự đoán tải theo giờ trong khu vực dự án (Hình 3.12 và Hình 3.13), nhu cầu tải cao điểm là từ 4 giờ chiều đến 9 giờ tối, trong khi nhu cầu tải thấp điểm là từ 11 giờ tối đến 4 giờ sáng và từ 10 giờ sáng đến 1 giờ chiều. Khu vực dự án có đặc điểm là tập trung nhiều nguồn NLTT (nhất là năng lượng mặt trời), có công suất phát điện cao trong các khoảng thời gian có nhu cầu tải thấp.

Kết quả tính toán từ mô hình thuật toán đã chỉ ra những thời điểm kèm theo chế độ vận hành nhà máy để hấp thụ hết nguồn NLTT dư thừa (điền đáy) vào các giai đoạn nhu cầu thấp điểm, và phát lên lưới (phủ đỉnh) khi nhu cầu phụ tải cao điểm trong biểu đồ tải theo ngày và đêm:

- Vào tháng 4 và tháng 5 (tháng có nhiều giờ nắng nhất trong năm):
  - Giờ bơm nước: 6AM – 4PM. Phụ tải thấp, bức xạ mặt trời cao liên tục nhiều giờ. TĐTN Bác Ái vận hành Chế độ bơm để tận dụng nguồn bức xạ này nhằm tích trữ năng lượng;
  - Giờ phát điện: 5PM – 11PM. Phụ tải đạt đỉnh, lúc này bức xạ mặt trời không còn khả dụng, công suất gió vào những tháng này thường yếu, ít ổn định. TĐTN vận hành Chế độ phát để bơm điện năng lên lưới hỗ trợ phủ đỉnh.

- Vào tháng 1, 2, 3, và 11 (tháng có công suất gió cao nhất trong năm):
  - Giờ bơm nước: 5AM – 4PM. Phụ tải thấp, gió biển thổi vào mạnh nhất và thường đạt đỉnh vào đầu/giữa buổi chiều. TĐTN Bác Ái vận hành Chế độ bơm để điền đáy biểu đồ phụ tải;
  - Giờ phát điện: 5PM – 00AM. Phụ tải đạt đỉnh, thời điểm này chỉ có gió từ đất liền thổi ra biển nhưng yếu hơn ban ngày, thường lặng gió hoặc tốc độ thấp. Do đó TĐTN vận hành Chế độ phát.
- Đối với các tháng còn lại trong năm: Công suất mặt trời và gió gần như tương đương nhau. TĐTN Bác Ái thực hiện phủ đỉnh-điền đáy với các khung giờ sau:
  - Giờ bơm nước: 7AM – 3PM.
  - Giờ phát điện: 5PM – 11PM.

Dựa trên phân tích trên, Luận án xác định rằng nhà máy TĐTN yêu cầu khoảng 9 giờ bơm nước mỗi ngày (sử dụng 4 tổ máy bơm) và 7 giờ phát điện mỗi ngày. Thêm vào đó, khung thời gian bơm nước/phát điện phụ thuộc vào sản lượng dư thừa từ các nguồn NLTT và điều kiện vận hành thực tế của từng tháng.

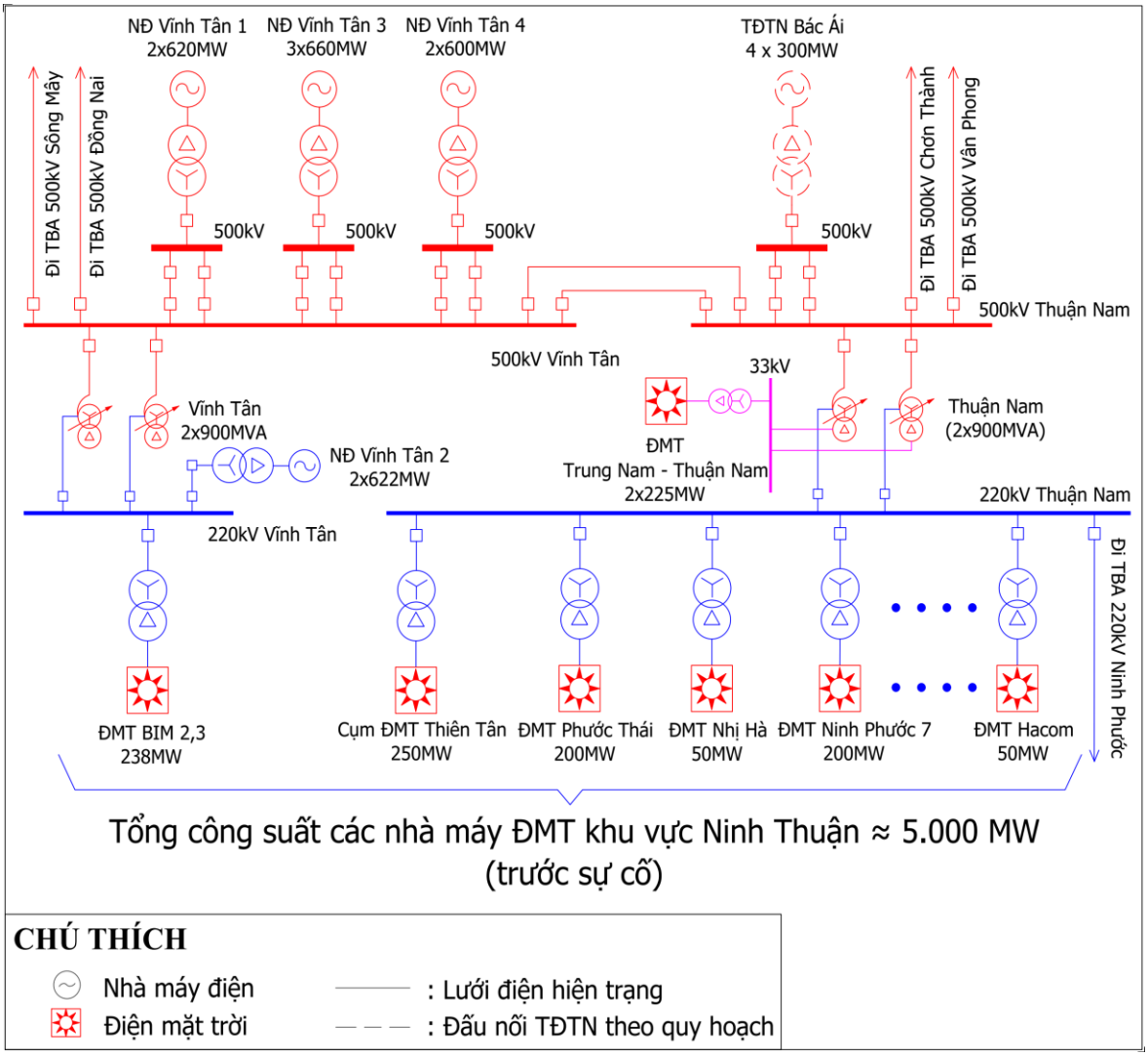
Kết luận: Kết quả từ 03 mục tiêu vận hành tối ưu được đặt ra cho bài toán điều khiển nhà máy TĐTN đã chứng minh được vai trò cực kỳ quan trọng của nhà máy cho sự cân bằng giữa hiệu quả kinh tế, trách nhiệm môi trường và tính an toàn của hệ thống điện nước ta, cụ thể:

- Tối ưu hóa kinh tế thông qua giảm chi phí nhiên liệu: Sự đóng góp của nhà máy TĐTN Bác Ái vào lưới điện giúp giảm thiểu tối đa việc huy động các nguồn nhiệt điện chạy than hoặc khí LNG vốn có chi phí cực kỳ đắt đỏ. Điều này đảm bảo hệ thống luôn vận hành ở mức chi phí sản xuất tối thiểu mà vẫn đáp ứng đầy đủ nhu cầu phụ tải.
- Hiện thực hóa mục tiêu giảm phát thải khí CO_2: Kết quả tối ưu vận hành cung cấp các chỉ số định lượng về khả năng giảm lượng phát thải CO_2 với quy mô rất lớn khi cắt giảm các nhà máy điện than, điện khí. Thông qua việc ưu tiên tích trữ và giải phóng năng lượng sạch, kịch bản tối ưu xác định giải pháp nhà máy TĐTN đạt hệ số phát thải CO_2 thấp nhất (bằng 0). Đây là minh chứng kỹ thuật quan trọng khẳng định vai trò của TĐTN trong việc hỗ trợ Chính phủ thực hiện các cam kết quốc tế về cắt giảm phát thải khí nhà kính và chuyển dịch năng lượng bền vững.
- Nâng cao hiệu suất hệ thống và đảm bảo an ninh năng lượng: TĐTN đóng vai là bộ đệm động lực học giúp hấp thụ các dao động công suất từ NLTT, phủ đỉnh-điền đáy cho biểu đồ phụ tải, duy trì tần số và điện áp trong ngưỡng cho phép, từ đó giảm thiểu nguy cơ sự cố lan truyền trên lưới điện có tỷ trọng nguồn biến đổi cao.

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

3.5.4.1. Kịch bản mây che:

Để làm rõ vai trò của nhà máy TĐTN trong việc cải thiện sự ổn định của hệ thống điện Việt Nam, phần này sẽ áp dụng nhà máy vào tình huống vận hành ổn định tần số sau đây (Hình 3.14): Một đám mây che phủ làm thay đổi cường độ bức xạ mặt trời và gây ra sự thay đổi đáng kể trong công suất phát của nhà máy điện mặt trời dẫn đến dao động tần số và điện áp trong lưới điện.



Hình 3.14. Sơ đồ rút gọn lưới điện 500-220kV khu vực Ninh Thuận

Kịch bản này là sự cố giả định có tính cực đoan, được xây dựng nhằm đánh giá giới hạn khả năng hỗ trợ của nhà máy TĐTN với các dữ liệu như sau:

- Hệ thống mô phỏng là lưới điện 500-220kV khu vực Ninh Thuận (có xét đến quy hoạch nguồn năng lượng tái tạo đến năm 2025), được mô hình hóa trên phần mềm DIgSILENT PowerFactory, phù hợp với Quy hoạch điện VIII (điều chỉnh). Thời điểm tính toán là 11 giờ của ngày điển hình năm 2025, khi phụ tải hệ thống điện Miền Nam khoảng 21.000 – 22.500 MW. Sơ đồ rút gọn của khu vực khảo sát được thể hiện trên Hình 3.14: hai TBA 500/220kV Vĩnh Tân và Thuận Nam (2×900 MVA) liên kết

với hệ thống điện Miền Nam qua các đường dây 500kV đi Sông Mây, Đồng Nai, Chơn Thành và Vân Phong. Nguồn đồng bộ đang vận hành tại khu vực là cụm NĐ Vĩnh Tân 1, 2, 3 và 4 với 09 tổ máy (tổng khoảng 5.664 MW). Nhà máy TĐTN Bác Ái (4×300 MW) đấu nối vào lưới 500kV khu vực qua TBA 500kV Ninh Sơn (Không thể hiện trong Hình 3.14).

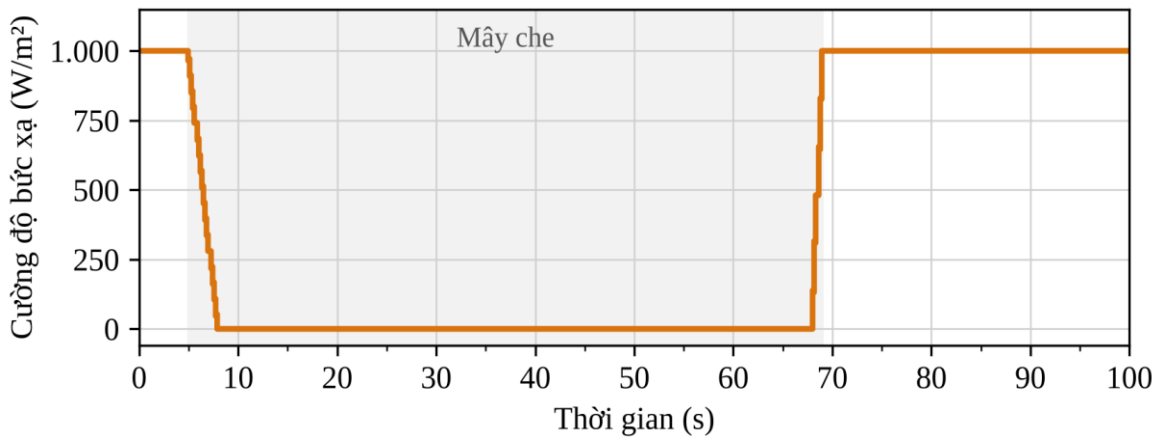
- Cường độ bức xạ tại khu vực giảm từ 1.000 W/m² xuống 0 W/m² chỉ trong khoảng 3 giây (từ giây thứ 5 đến giây thứ 8, tương ứng tốc độ suy giảm khoảng 330 W/m²/s), duy trì ở mức 0 W/m² trong khoảng 60 giây, sau đó phục hồi lên 1.000 W/m² trong khoảng 1 giây (từ giây thứ 68 đến giây thứ 69) (Hình 3.15a);

- Toàn bộ các nhà máy điện mặt trời trong khu vực chịu tác động đồng thời, với tổng công suất phát trước sự kiện khoảng 5.000. Do bức xạ giảm về 0 W/m², mức suy giảm công suất khoảng 5.000 MW (tương ứng tốc độ biến thiên công suất trung bình khoảng 1.670 MW/s), xấp xỉ 22 – 24% phụ tải hệ thống điện Miền Nam tại thời điểm tính toán và gần bằng tổng công suất các nguồn đồng bộ tại khu vực.

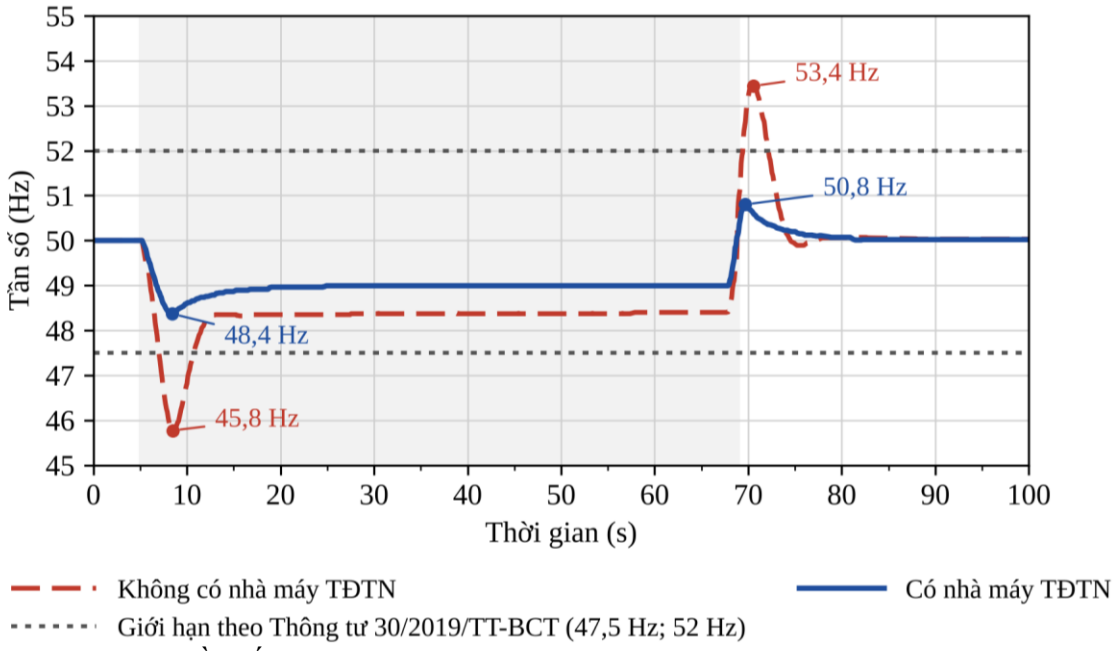
Với quy mô hệ thống điện Việt Nam, việc mất đồng thời khoảng 5.000 MW công suất ĐMT trong vài giây là tình huống rất ít có khả năng xảy ra trên thực tế. Do đó tần số tại thanh cái 500kV Thuận Nam giảm xuống 45,8 Hz phản ánh trường hợp cực đoan và được sử dụng để so sánh tương đối hiệu quả của phương án có và không có nguồn hỗ trợ tần số tại khu vực.

- **Vận hành không có nhà máy TĐTN:** Tần số giảm xuống còn 45,8 Hz. Khi mây tan, tần số tăng lên 53,4 Hz (Hình 3.15b). Các giá trị này không phù hợp theo Thông tư 30/2019 về hệ thống truyền tải điện của Việt Nam, khiến các nhà máy điện mặt trời buộc phải tách khỏi lưới ($f = 45,8$ Hz $< f_{min} = 47,5$ Hz).

Vận hành với nhà máy TĐTN: Với công suất phát gần 1.000 MW đủ để duy trì tần số trong khoảng từ 48,4 Hz – 50,8 Hz (Hình 3.15b). Các giá trị này phù hợp theo Thông tư 30, đảm bảo các nguồn NLTT có thể kết nối với lưới điện ($f_{min} = 47,5$ Hz $< f < f_{max} = 52$ Hz).



a/ Dao động cường độ bức xạ Mặt Trời do mây che phủ



b/ Dao động tần số tại thanh cái 500kV Thuận Nam cho 02 trường hợp vận hành

Hình 3.15. Cường độ bức xạ và dao động tần số tại khu vực TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố

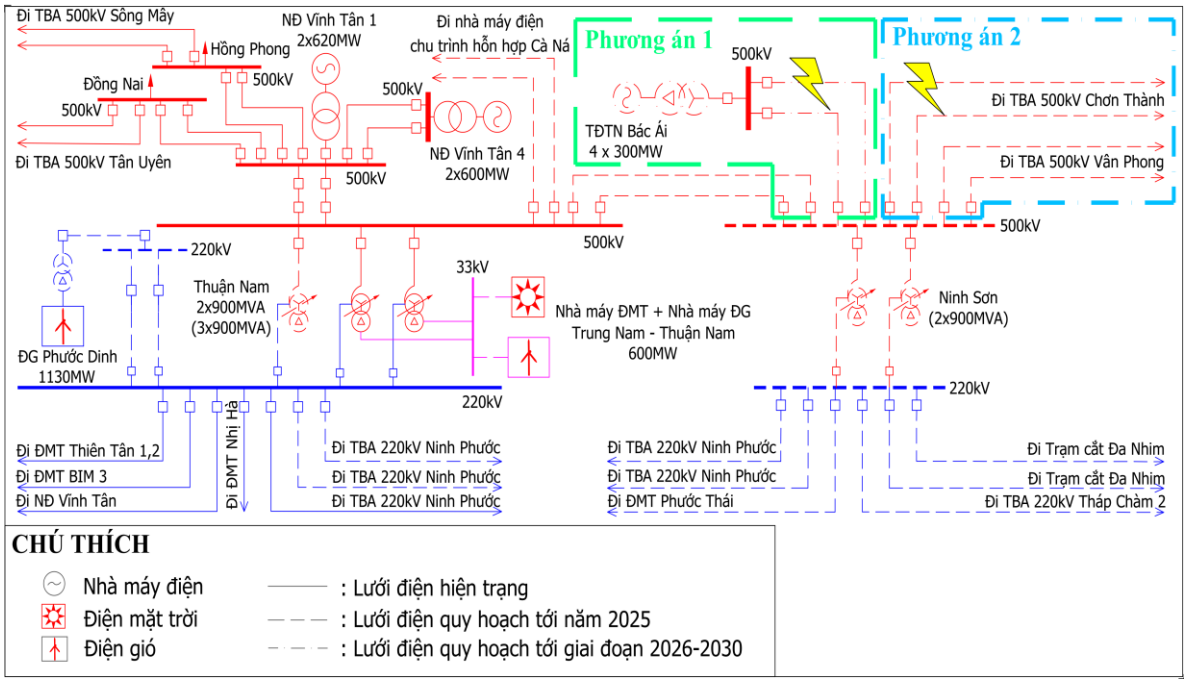
Nhà máy TĐTN đã giúp khôi phục tần số hệ thống về giá trị định mức, tăng cường độ ổn định và an toàn cho toàn hệ thống điện, từ đó ngăn chặn các sự cố dao động tần số nghiêm trọng hơn có thể đe dọa đến hệ thống điện.

3.5.4.2. Kịch bản sự cố:

Nhà máy TĐTN Bác Ái có khả năng phát điện lên lưới và bơm tích lũy, do đó luận án sẽ tính toán ổn định động trong các chế độ: **Chế độ bơm** và **Chế độ phát**.

Với cấu hình lưới đấu nối NMTĐTN Bác Ái đấu nối về thanh cái 500kV TBA 500kV Ninh Sơn không thay đổi trong các giai đoạn, các tính toán xem xét cho các trường hợp cắt loại trừ sự cố trên các đường dây 500kV đấu nối về thanh cái 500kV Ninh Sơn như sau:

- **Phương án 01:** Sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn;
- **Phương án 02:** Sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành.

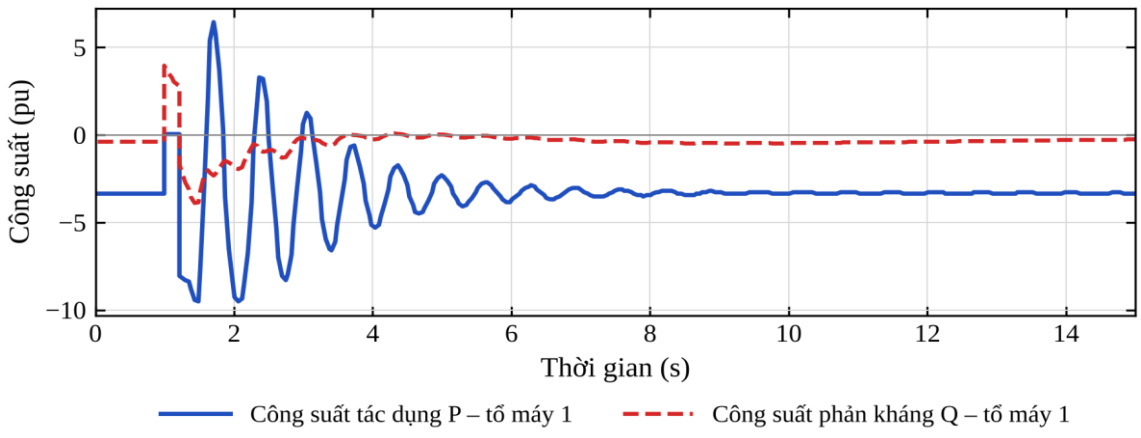


Hình 3.16. Sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn và 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành

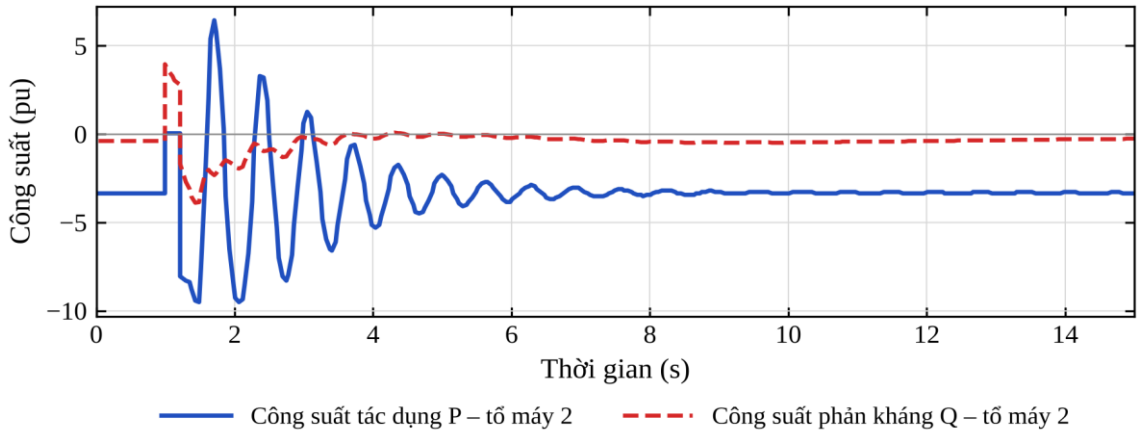
a) Chế độ bơm ban ngày:

Xem xét nhà máy Thủy điện tích năng Bác Ái vận hành ở chế độ bơm ban ngày vào những ngày mưa, kết quả tính toán nhận được như sau:

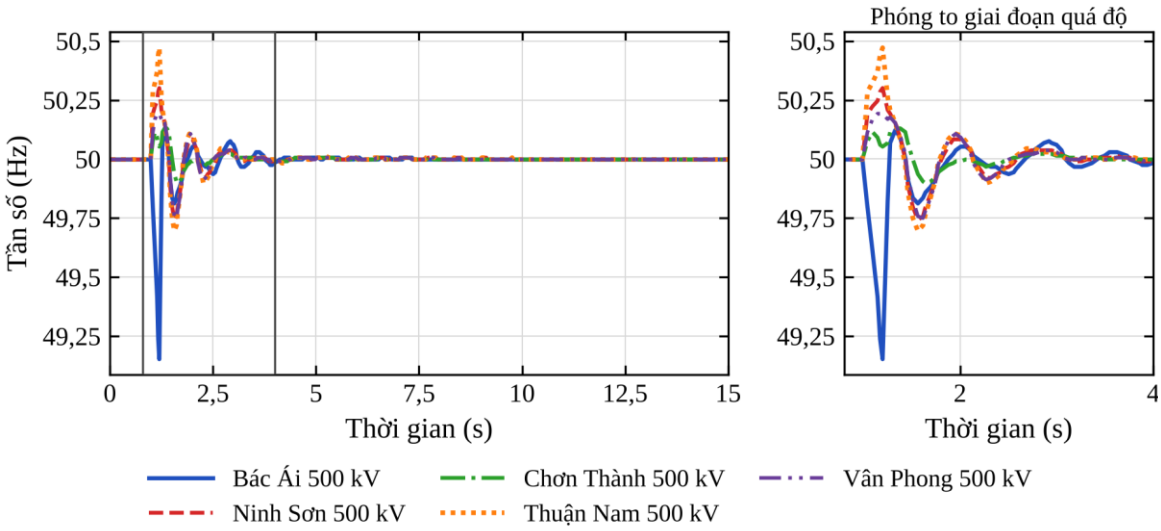
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn (PA 01):



Hình 3.17. Biểu đồ dao động công suất bơm của tổ máy 1 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố

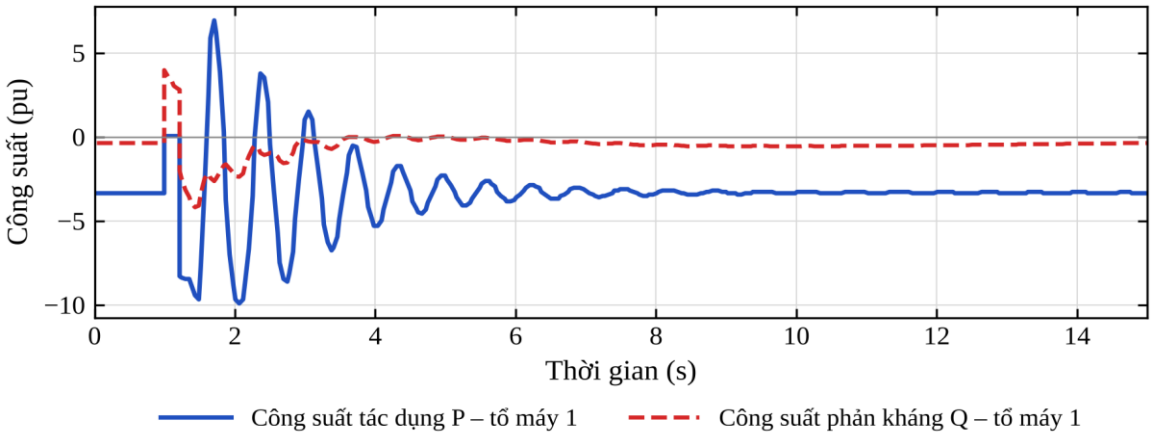


Hình 3.18. Biểu đồ dao động công suất bơm của tổ máy 2 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố

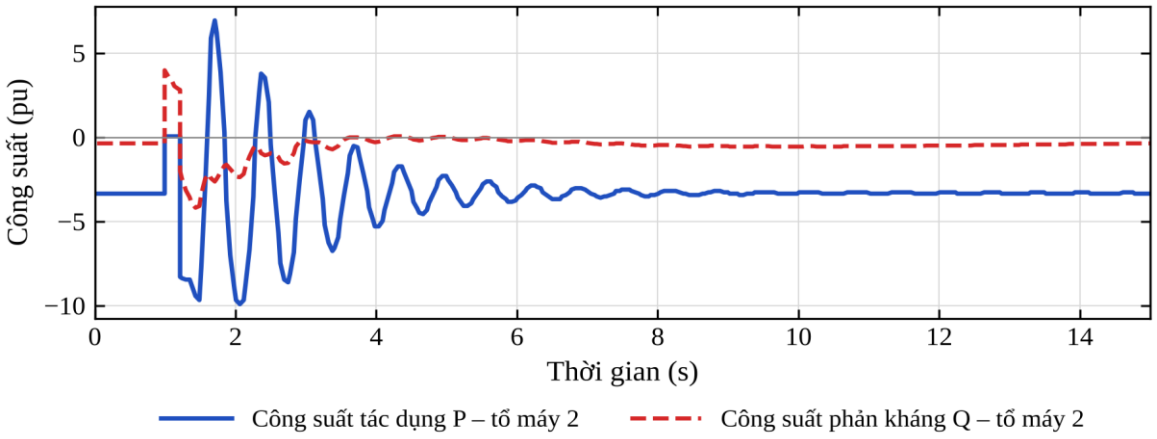


Hình 3.19. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

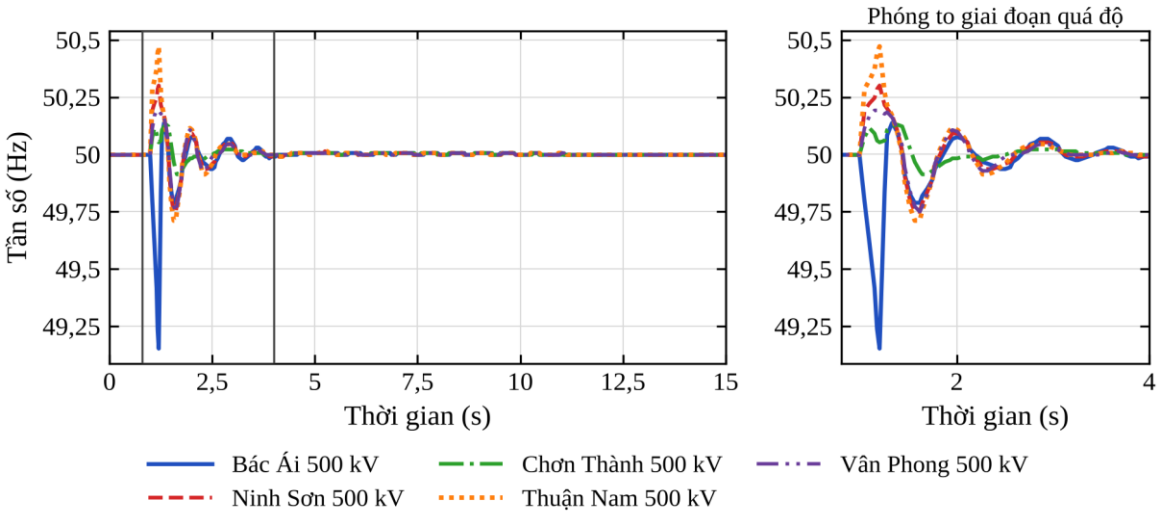
➢ <u>Trường hợp sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành (PA 02):</u>



Hình 3.20. Biểu đồ dao động công suất bơm của tổ máy 1 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố



Hình 3.21. Biểu đồ dao động công suất bơm của tổ máy 2 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố

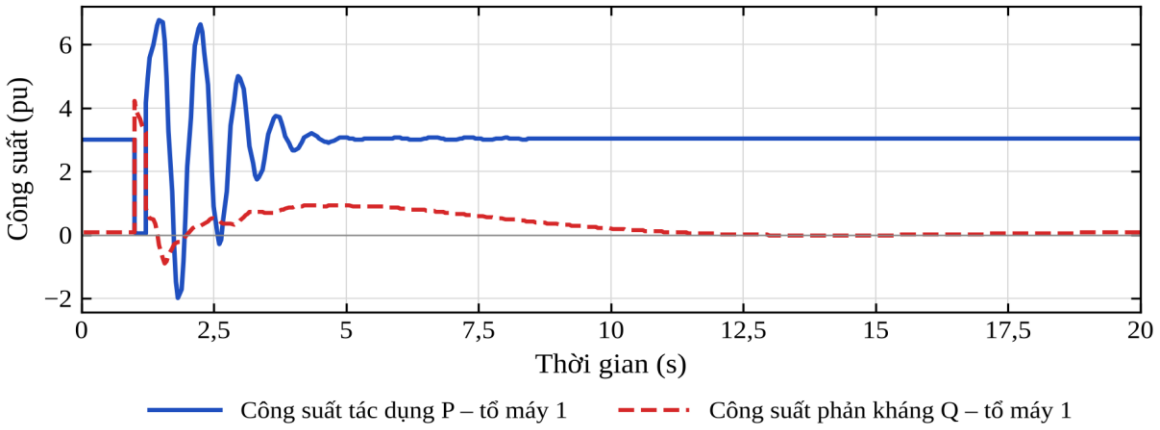


Hình 3.22. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

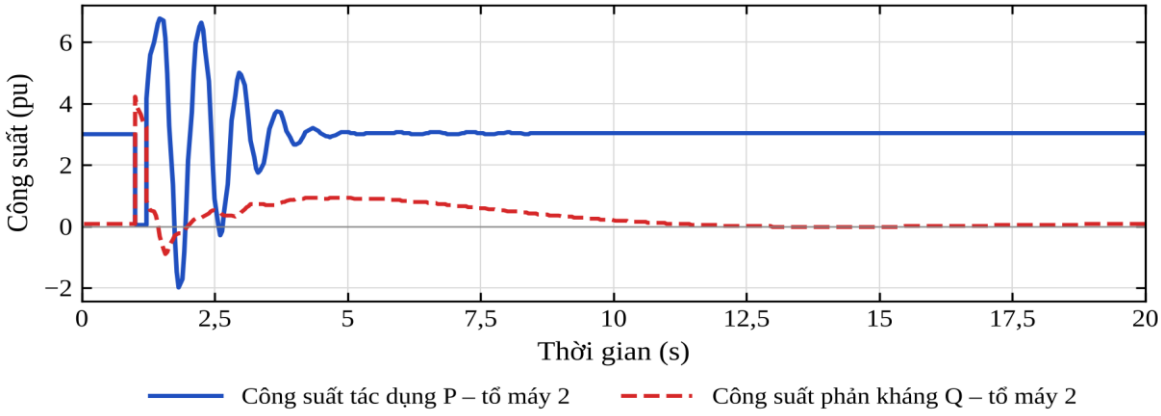
b) Chế độ phát ban đêm:

Xem xét nhà máy Thủy điện tích năng Bác Ái vận hành ở chế độ phát ban đêm vào những ngày mưa, kết quả tính toán nhận được như sau:

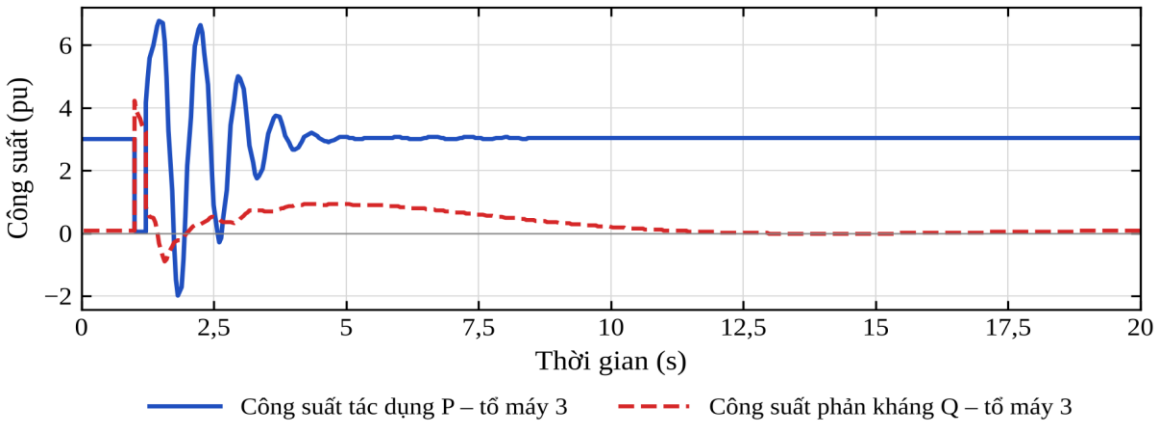
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn (PA 01):



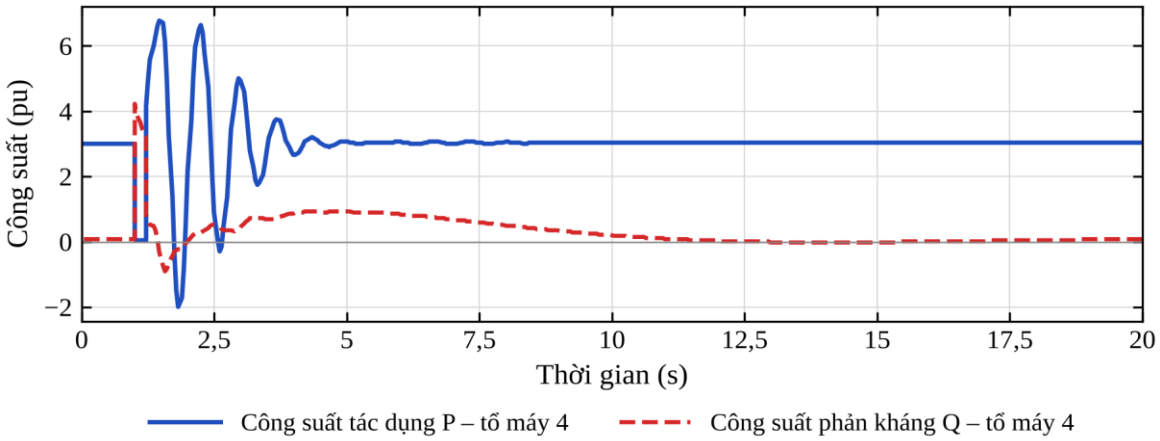
Hình 3.23. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố



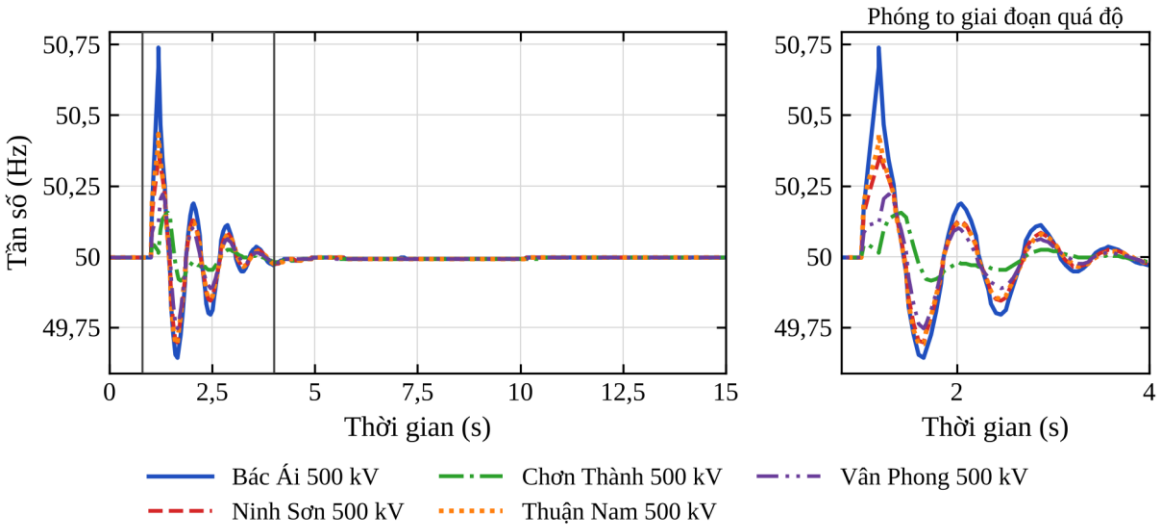
Hình 3.24. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố



Hình 3.25. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố

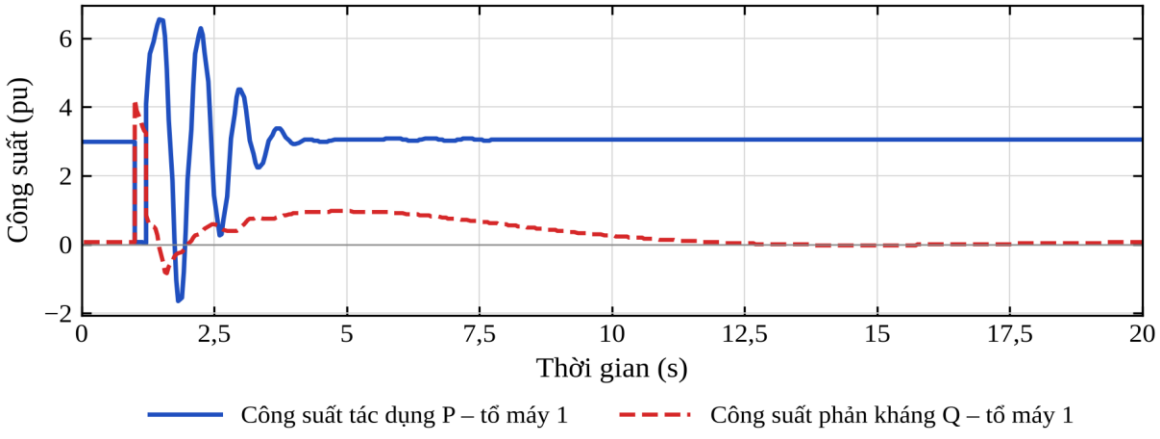


Hình 3.26. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố

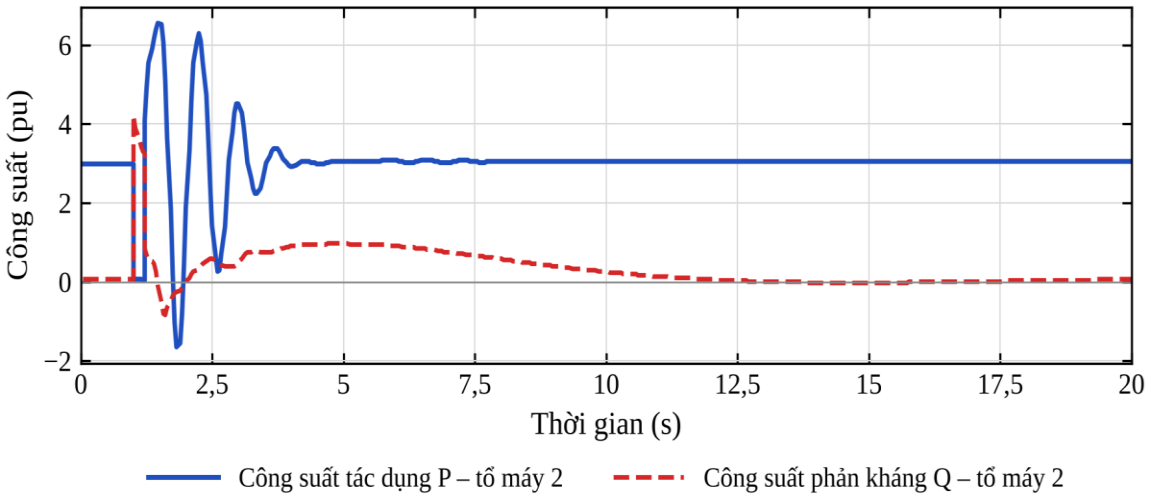


Hình 3.27. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

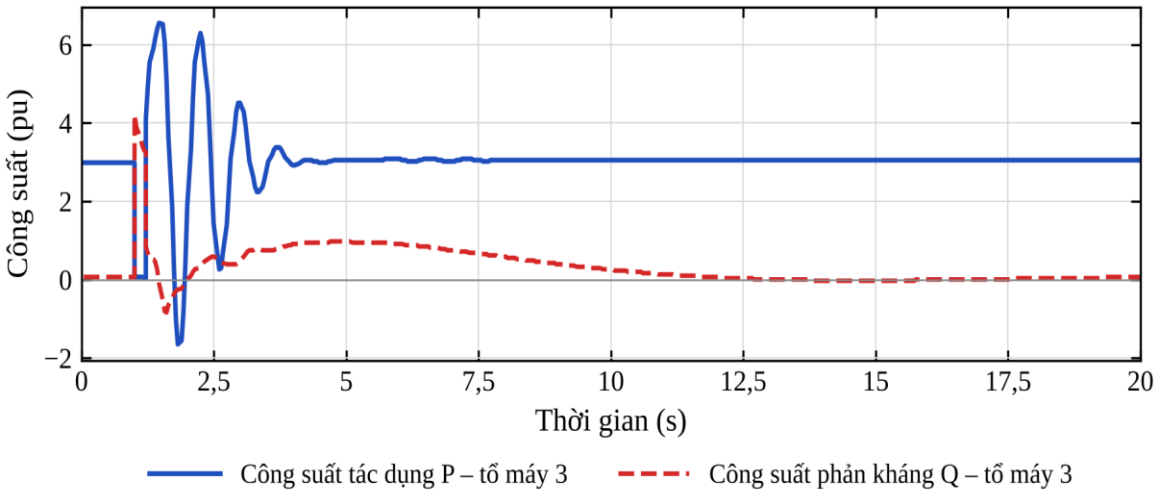
➢ <u>Trường hợp sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành (PA 02):</u>



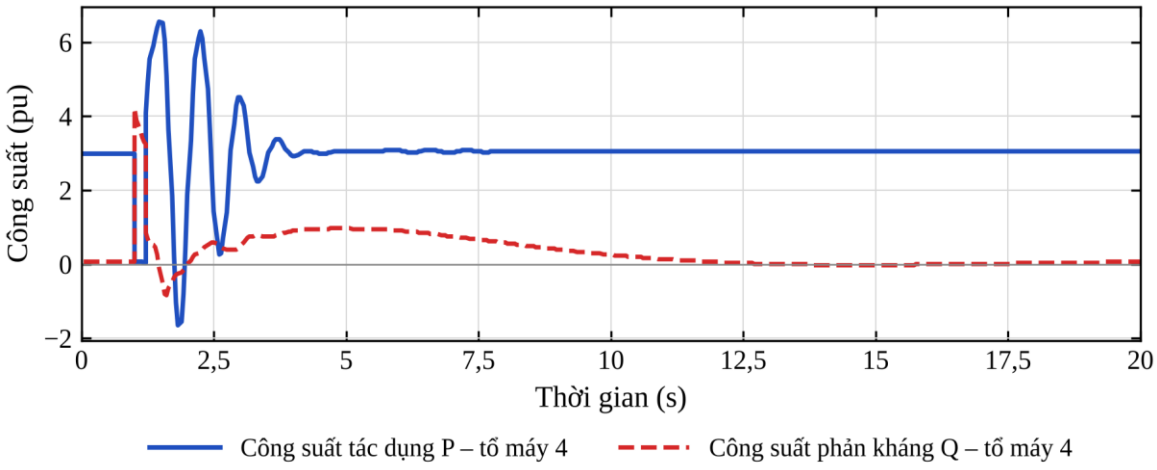
Hình 3.28. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố



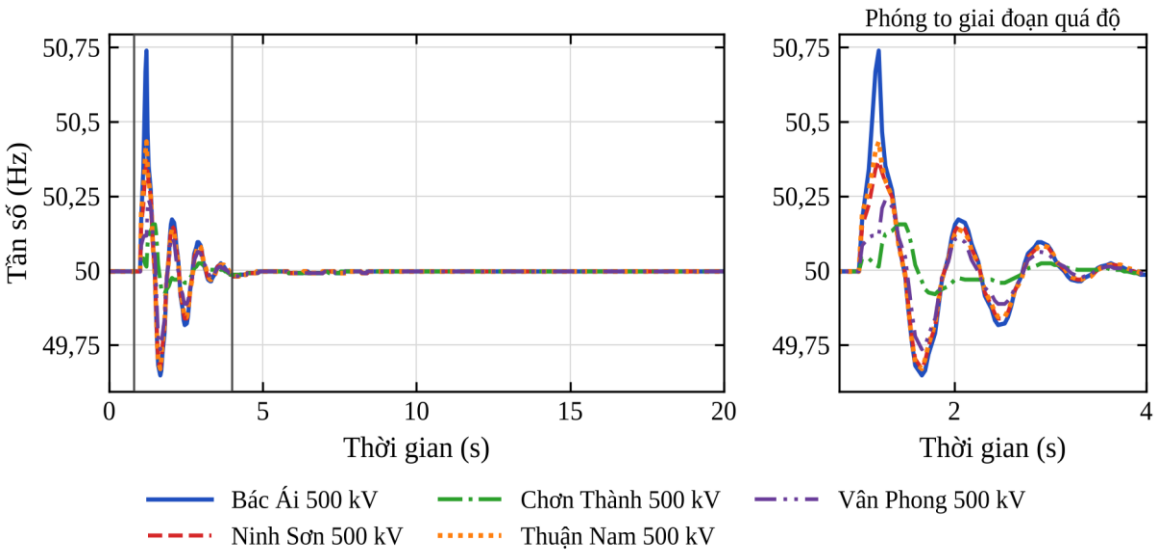
Hình 3.29. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố



Hình 3.30. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố



Hình 3.31. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy TĐTN Bác Ái khi xảy ra sự cố



Hình 3.32. 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:

Kết quả kiểm tra ổn định động cho bốn trường hợp tính toán ở trên được tổng hợp trong bảng dưới đây, đối chiếu với tiêu chuẩn ổn định động (góc lệch rotor không vượt quá 120° kể từ khi loại trừ sự cố – Phụ lục II, mục 1 – trang 165) và yêu cầu duy trì vận hành theo dải tần số, điện áp của Thông tư 03/VBHN-BCT (Phụ lục II, Bảng 19, Bảng 20, mục 11 – trang 192). Giá trị tần số được trích từ các đồ thị dao động tần số tại thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái nêu trên.

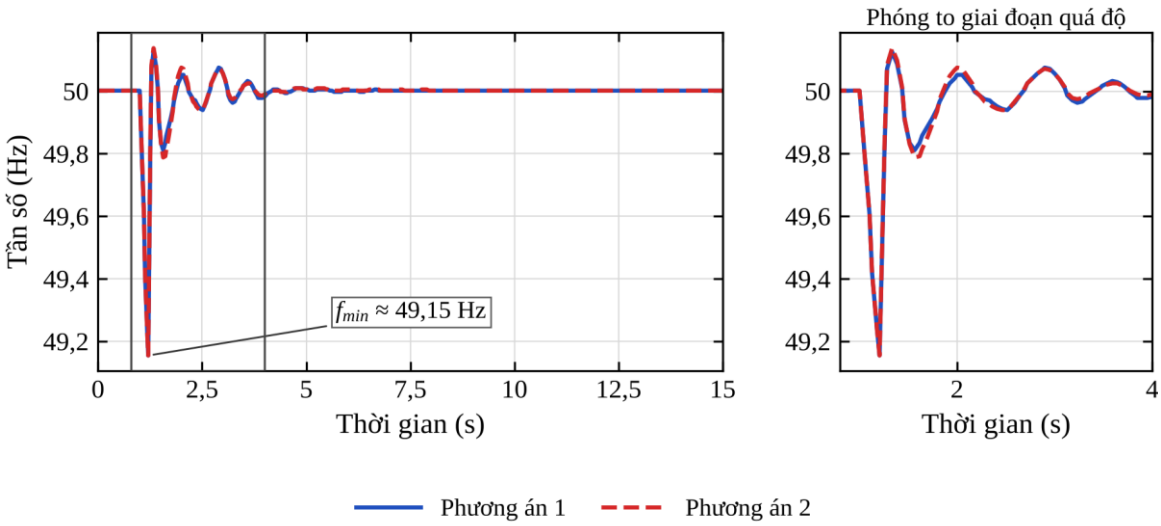
Bảng 3.15. Tổng hợp kết quả kiểm tra ổn định động của nhà máy TĐTN Bác Ái khi ngắn mạch ba pha trên đường dây 500kV

Chế độ vận hành	**Sự cố (đồ thị tần số)**	**Thanh cái 500kV**	**f_{min} (Hz)** *(thời điểm)*	**f_{max} (Hz)** *(thời điểm)*	**Tần số cuối mô phỏng (Hz)**	**Góc rotor (°)** *ban đầu → cực đại; độ lệch Δδ*	**Đánh giá**
Bơm ban ngày	PA 01: Đường dây 500 kV Bác Ái – Ninh Sơn *(Hình 3.19)*	Bác Ái	49,15 *(1,20 s)*	50,12 *(1,33 s)*	50,00	**Tổ máy Bác Ái:** 12,6 → 71,8 $\Delta\delta_{max}$ = 59,2° **Nhà máy khu vực:** $\Delta\delta_{max}$ = 50,7° (Cà Ná) *(PL II – Hình 9, 10)*	Đạt
		Ninh Sơn	49,74 *(1,56 s)*	50,30 *(1,20 s)*	50,00		
		Chơn Thành	49,90 *(1,64 s)*	50,13 *(1,33 s)*	50,00		
		Vân Phong	49,75 *(1,62 s)*	50,19 *(1,15 s)*	50,00		
Bơm ban ngày	PA 02: Đường dây 500 kV Ninh	Bác Ái	49,15 *(1,20 s)*	50,14 *(1,33 s)*	50,00	**Tổ máy Bác Ái:** 12,8 → 76,7 $\Delta\delta_{max}$ = 63,9° **Nhà máy khu vực:**	Đạt
		Ninh Sơn	49,75 *(1,56 s)*	50,30 *(1,20 s)*	50,00		

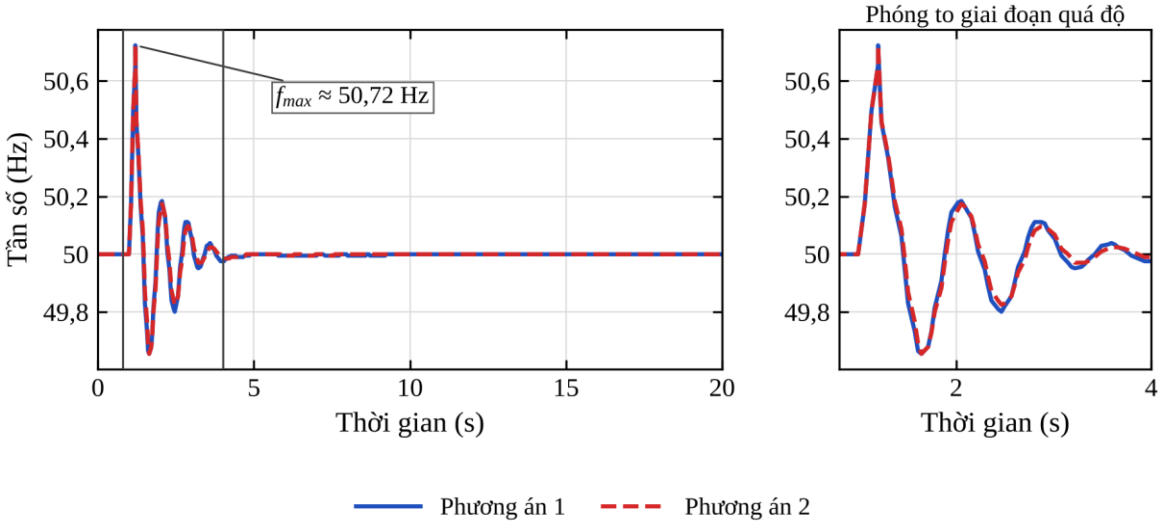
Chế độ vận hành	Sự cố (đồ thị tần số)	Thanh cái 500kV	f_{min} (Hz) *(thời điểm)*	f_{max} (Hz) *(thời điểm)*	Tần số cuối mô phỏng (Hz)	Góc rotor (°) *ban đầu → cực đại; độ lệch Δδ*	Đánh giá
	Sơn – Chơn Thành *(Hình 3.22)*	Chơn Thành	49,91 *(1,64 s)*	50,13 *(1,38 s)*	50,00	$\Delta\delta_{max}$ = 51,1° (Cà Ná) *(PL II – Hình 15, 16)*	
		Vân Phong	49,75 *(1,62 s)*	50,19 *(1,15 s)*	50,00		
Phát ban đêm	PA 01: Đường dây 500 kV Bác Ái – Ninh Sơn *(Hình 3.27)*	Bác Ái	49,64 *(1,66 s)*	50,74 *(1,19 s)*	50,00	**Tổ máy Bác Ái:** 110,9 → 173,1 $\Delta\delta_{max}$ = 62,2° **Nhà máy khu vực:** $\Delta\delta_{max}$ = 51,2° (Cà Ná) *(PL II – Hình 23, 24)*	Đạt
		Ninh Sơn	49,70 *(1,66 s)*	50,37 *(1,19 s)*	50,00		
		Chơn Thành	49,92 *(1,73 s)*	50,16 *(1,42 s)*	50,00		
		Vân Phong	49,75 *(1,66 s)*	50,22 *(1,29 s)*	50,00		
Phát ban đêm	PA 02: Đường dây 500 kV Ninh Sơn – Chơn Thành *(Hình 3.31)*	Bác Ái	49,65 *(1,66 s)*	50,74 *(1,21 s)*	50,00	**Tổ máy Bác Ái:** 111,2 → 174,0 $\Delta\delta_{max}$ = 62,8° **Nhà máy khu vực:** $\Delta\delta_{max}$ = 52,8° (Cà Ná) *(PL II – Hình 31, 32)*	Đạt
		Ninh Sơn	49,67 *(1,66 s)*	50,37 *(1,21 s)*	50,00		
		Chơn Thành	49,92 *(1,80 s)*	50,16 *(1,42 s)*	50,00		
		Vân Phong	49,74 *(1,66 s)*	50,24 *(1,28 s)*	50,00		

Trong cả bốn trường hợp, tần số tại thanh cái 500kV Bác Ái chỉ dao động trong dải 49–51 Hz (dải được phép phát liên tục theo Bảng 20, Phụ lục II) và trở về khoảng 50 Hz trước khi kết thúc mô phỏng. Bên cạnh đó, Cà Ná là nhà máy có góc rotor dao động mạnh nhất trong khu vực ở cả 4 trường hợp nhưng đều không vượt quá 120^0 kể từ khi loại trừ sự cố. Các đồ thị chi tiết về công suất, góc lệch rotor của từng tổ máy và các nhà máy trong khu vực được trình bày tại Phụ lục II, mục 10 – trang 178.

Trường hợp cắt loại trừ sự cố ngắn mạch ba pha liên quan đến nhà máy TĐTN Bác Ái, tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái dao động lớn nhất là 50,73 Hz, rơi vào trường hợp sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Vân Phong (chế độ phát đêm mùa mưa) và thấp nhất là 49,15 Hz rơi vào trường hợp sự cố MBA 500kV-900 MVA TBA 500kV Ninh Sơn (chế độ bơm ngày mùa mưa). Tuy nhiên thời gian duy trì rất ngắn và tồn tại trong thời gian sự cố. Xem xét các tiêu chuẩn về độ lệch tần số, điện áp tại Thông tư số 03/VBHN-BCT cho thấy tần số, điện áp tại các TBA 500kV trong khu vực đều trở về trong giới hạn cho phép vận hành. Do vậy đấu nối nhà máy TĐTN Bác Ái vào lưới đáp ứng các yêu cầu vận hành.



Hình 3.33. 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 3.34. 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

3.6. Kết luận Chương 3

3.6.1. Mục tiêu nghiên cứu

Nghiên cứu tập trung vào vấn đề phát triển quá nhanh của các nguồn NLTT tại Việt Nam đã gây ra những thách thức không nhỏ cho sự ổn định của hệ thống điện do tính không chắc chắn trong sản lượng điện của chúng. Như đã trình bày ở Chương 2, BESS có thể hỗ trợ điều tần sơ cấp nhờ thời gian đáp ứng gần như tức thời và tính linh hoạt cao trong lắp đặt. Tuy nhiên, BESS vẫn tồn tại các hạn chế cố hữu như dung lượng lưu trữ thấp, chi phí đầu tư ban đầu lớn và chi phí thay thế pin theo chu kỳ vận hành. Do đó, Chương 3 tiến hành nghiên cứu sử dụng nhà máy TĐTN như là một giải pháp điều tần/lưu trữ năng lượng khác ngoài BESS, giúp cho quá trình điều khiển tần số được tối ưu hơn trong một hệ thống phối hợp giữa các nguồn NLTT với TĐTN.

3.6.2. Các phương pháp đóng góp chính

3.6.2.1. Thuật toán tối ưu đa mục tiêu Di truyền:

Điểm mới của Luận án này là việc sử dụng Thuật toán Di truyền (GA) để giải quyết bài toán tối ưu hóa đa mục tiêu. Các mục tiêu được tính toán và tối ưu hóa đồng thời bao gồm:

- Tối thiểu hóa chi phí vận hành: Tìm ra giải pháp vận hành hiệu quả nhất với chi phí nhiên liệu thấp nhất.
- Giảm thiểu lượng phát thải CO_2: Đảm bảo giải pháp vận hành phù hợp với chính sách giảm phát thải khí nhà kính của Chính phủ Việt Nam.
- Giảm thiểu tổn thất năng lượng: Chọn giải pháp gây ra ít tổn thất năng lượng nhất trong khi vẫn duy trì các điều kiện vận hành an toàn và ổn định.
- Các ràng buộc: Trong đấy có ràng buộc về cần bằng công suất (Ràng buộc tần số hệ thống điện).

Kết quả của thuật toán cho thấy nhà máy TĐTN Bác Ái là phương án đáp ứng tốt nhất đồng thời các mục tiêu đặt ra về giảm chi phí nhiên liệu, giảm phát thải CO_2 và giảm tổn thất năng lượng so với các phương án nhiệt điện và LNG. Điều này khẳng định rằng giải pháp sử dụng nhà máy TĐTN vẫn rất phù hợp với điều kiện vận hành thực tế và đặc điểm kỹ thuật của lưới điện Việt Nam, thay vì chỉ dựa vào BESS. Về kinh tế, khi tính TCO trên cùng cơ sở thời gian, TĐTN Bác Ái có TCO thấp hơn rõ rệt so với phương án xây mới nhà máy LNG cùng quy mô (khoảng 2.913 triệu USD trong 20 năm, tương ứng 201 – 538 triệu USD/năm). So với phương án tận dụng các nguồn nhiệt điện hiện hữu, TCO của hai phương án gần tương đương (chênh lệch khoảng 182 triệu USD, nghiêng về PA1), lợi thế của TĐTN thể hiện chủ yếu ở độ linh hoạt, khả năng hỗ trợ ổn định hệ thống và giảm phụ thuộc vào giá nhiên liệu. Ưu thế của TĐTN so với nhà máy LNG xây mới được duy trì trong toàn bộ dải tỷ suất chiết khấu thực tế.

3.6.2.2. Đóng góp cụ thể:

Dựa trên các nguyên lý và phương thức điều khiển tương tự như BESS nhưng được mở rộng theo đặc tính công suất – năng lượng của TĐTN, Luận án đóng góp các nội dung quan trọng sau:

- Mô hình hóa TĐTN như một thiết bị lưu trữ năng lượng với công suất lớn, có thể chuyển đổi linh hoạt giữa hai chế độ bơm – phát để tái phân bổ năng lượng trên lưới, đóng vai trò như một bộ điều tần thứ cấp – bậc ba tự nhiên cho hệ thống điện;
- Đề xuất vận hành TĐTN tham gia điều tần bằng cách phát công suất bổ sung khi tần số sụt giảm, tương tự cơ chế điều tần sơ cấp của BESS, nhưng với biên

độ duy trì công suất lâu hơn, hạn chế tình trạng tần số xuống thấp kéo dài;

- TĐTN đóng vai trò là thiết bị điều tần thứ cấp, hỗ trợ quá trình khôi phục tần số sau sự cố mà không làm ảnh hưởng đến tuổi thọ của chính nó - một hạn chế lớn của BESS khi phải thực hiện các chu kỳ sạc/xả liên tục;
- Xây dựng cơ chế phối hợp giữa TĐTN và các nguồn NLTT, cho phép cân bằng công suất trong nhiều điều kiện vận hành khác nhau, từ chế độ vận hành bình thường đến sự cố mất công suất lớn, nhờ đó duy trì biên độ dao động tần số trong giới hạn của Thông tư 30/2019/TT-BCT;
- Chứng minh rằng TĐTN có thể thay thế một phần vai trò của các nhà máy nhiệt điện trong dự phòng quay và điều chỉnh tần số, góp phần giảm phát thải và tăng tỷ trọng các nguồn NLTT khả dụng mà vẫn đảm bảo an ninh cung cấp điện.

3.6.3. Tính mới của mô hình đề xuất

Trong bài toán tối ưu, mục tiêu là tìm ra một giải pháp vận hành TĐTN sao cho hiệu quả nhất nhưng vẫn phải đảm bảo an toàn cho hệ thống. Một trong những ràng buộc quan trọng nhất được là ***ràng buộc về tần số***. Điều này có nghĩa là, dù thuật toán GA có tối ưu hóa chi phí vận hành hay giảm phát thải, mục tiêu cuối cùng vẫn là đảm bảo công suất dự phòng để tần số hệ thống luôn nằm trong giới hạn cho phép ở các tình huống sự cố. Cụ thể, Luận án đã sử dụng thuật toán GA để tìm ra phương án điều chỉnh chế độ bơm/phát nhằm cân bằng công suất trên lưới điện. Việc cân bằng này trực tiếp tác động và duy trì tần số ổn định:

- Khi sản lượng NLTT dư thừa hoặc thiếu, thuật toán sẽ xem xét cân bằng điều chỉnh các tổ máy TĐTN chuyển sang chế độ bơm/phát để cân bằng công suất, từ đó ổn định tần số ở chế độ vận hành tĩnh.
- Trong các tình huống sự cố như giảm đột ngột công suất NLTT (mây che, gió yếu) hoặc ngắn mạch, TĐTN nhanh chóng tăng phát để bù công suất thiếu hụt, ngăn tần số giảm xuống dưới mức cho phép.

Có thể thấy việc đấu nối nhà máy TĐTN Bác Ái hoàn toàn đáp ứng các yêu cầu vận hành, đảm bảo cả về ổn định kỹ thuật và hiệu quả kinh tế so với phương án xây mới nhà máy LNG cho hệ thống điện Việt Nam.

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. Đặt vấn đề

Sự gia tăng nhanh chóng của điện gió và điện mặt trời trong hệ thống điện Việt Nam, mặc dù mang lại lợi ích lớn về năng lượng sạch, nhưng đồng thời tạo ra nhiều thách thức nghiêm trọng cho vận hành hệ thống. Tính ngẫu nhiên, khó dự đoán, biến động theo thời tiết và mang tính gián đoạn cao của các nguồn NLTT, tạo ra những "khoảng trống" trong cân bằng giữa nguồn và phụ tải. Trong bối cảnh đó, TĐTN, pin lưu trữ (BESS) đóng vai trò như một giải pháp cứu cánh cho toàn bộ hệ thống điện nhờ vào khả năng lưu trữ – phát năng lượng để điều tần hệ thống trong nhiều tình huống sự cố. Tuy nhiên bản thân chúng cũng tồn tại những hạn chế như: độ trễ nội tại của nhà máy TĐTN, điều khiển tần số bằng BESS cực kỳ phức tạp, tính chất phi tuyến do tính không chắc chắn của các nguồn NLTT gây ra, sự thay đổi phụ tải thường xuyên trong các sơ đồ điều khiển hệ thống, các nghiên cứu ứng dụng hệ thống hybrid BESS-TĐTN vẫn còn hạn chế,… Để giải quyết những bài toán đó, Chương này sẽ trình bày Chiến lược vận hành phối hợp hệ thống kết hợp giữa TĐTN và BESS, sử dụng trong việc tối ưu biểu đồ phụ tải và nâng cao ổn định hệ thống điện có sự tham gia của nguồn NLTT lớn. Kết quả mô phỏng sẽ chứng minh khả năng bổ trợ lẫn nhau giữa BESS và TĐTN, khắc phục hạn chế từng công nghệ khi vận hành độc lập.

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

Việc tích hợp TĐTN vào lưới điện giúp tăng năng lực đáp ứng khi hệ thống xảy ra dao động công suất hoặc suy giảm tần số. TĐTN có khả năng cung cấp công suất lớn và duy trì trong thời gian dài, từ đó cải thiện rõ rệt hiệu suất của điều tần thứ cấp và bậc ba trong hệ thống điện. Tuy nhiên, hạn chế của TĐTN là yêu cầu thời gian xây dựng dài và độ trễ điều khiển đáng kể, không thích hợp để xử lý các dao động ở thang thời gian vài mili giây đến vài giây. Nếu sử dụng TĐTN làm nhà máy điện điều tần chính thì cần phải trang bị đủ công suất dự phòng, nếu không sẽ không đáp ứng được hiệu quả kinh tế.

Ngược lại, BESS với ưu điểm là tốc độ phản ứng gần như tức thời (vài mili giây), giúp bù đắp những hạn chế về tốc độ phản hồi của các nhà máy TĐTN khi xảy ra sự dao động đột ngột trên lưới. Ngoài ra, BESS có thể hoạt động linh hoạt trong các chế độ sạc/xả, đảm bảo cung cấp hoặc hấp thụ năng lượng khi cần thiết. Điều này không chỉ giảm áp lực lên các nguồn năng lượng truyền thống mà còn giúp tối ưu hóa việc vận hành hệ thống điện, đặc biệt trong giai đoạn chuyển tiếp khi có sự thay đổi công suất lớn từ các nguồn tái tạo như điện mặt trời hay điện gió. Tuy nhiên BESS cũng có những hạn chế về dung lượng lưu trữ thấp, tuổi thọ pin, điều khiển phức tạp,… Do

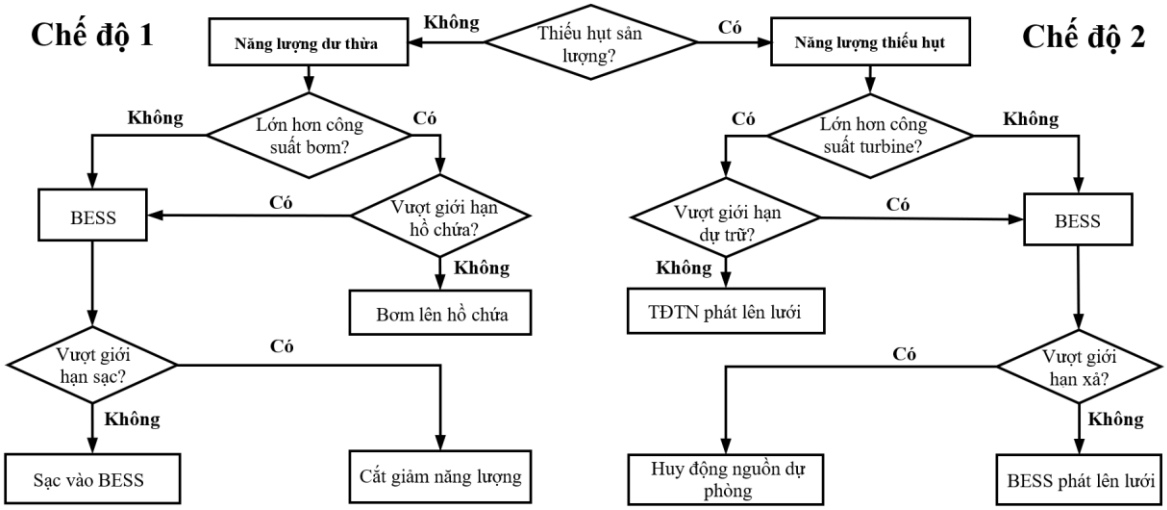
đó BESS thường chỉ phù hợp cho việc điều chỉnh tần số ngắn hạn hoặc trong các tình huống khẩn cấp, trong khi các nhà máy TĐTN vẫn đóng vai trò quan trọng trong việc cung cấp năng lượng ổn định lâu dài. Vì vậy, không một công nghệ nào đủ khả năng thay thế hoàn toàn công nghệ còn lại, và việc phối hợp BESS – TĐTN là xu thế khách quan. Chương này sẽ trình bày một mô hình Chiến lược vận hành phối hợp (COS) BESS-TĐTN:

- BESS xử lý phần nhanh (fast dynamics): Giảm dao động tức thời;
- TĐTN xử lý phần dài hạn (slow dynamics): Tái cân bằng năng lượng và duy trì tần số;
- COS điều phối vai trò tối ưu giữa hai loại công nghệ nhằm đảm bảo an ninh vận hành.

Các mô hình thuật toán tổng quát dùng để tối ưu điều khiển BESS và nhà máy TĐTN sẽ được giới thiệu ở các mục dưới đây:

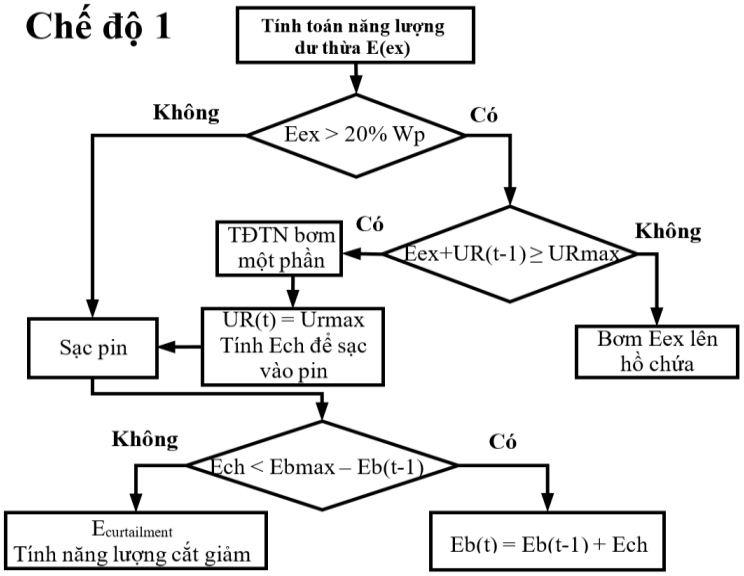
4.2.1. Chiến lược vận hành phối hợp (COS)

Do sản lượng điện của hệ thống các nguồn NLTT là không đồng nhất và khó dự đoán trước, nên cần phải áp dụng COS phù hợp để kiểm soát hoạt động của hệ thống. Hình 4.1 minh họa chiến lược được đề xuất nhằm đưa ra các quyết định liên quan đến việc sử dụng các nguồn NLTT, kiểm soát sạc/xả của hệ thống tích trữ và cân bằng sản xuất/tiêu thụ. Ngoài ra, COS còn giúp mỗi công nghệ đạt được hiệu suất tích trữ tối đa, do đó hệ thống sẽ vận hành hiệu quả, giảm chi phí năng lượng và tối đa hóa độ tin cậy. Dưới đây sẽ xem xét 02 chế độ vận hành cho hệ thống mô phỏng.



Hình 4.1. Chiến lược vận hành phối hợp hệ thống PV – Wind – BESS – TĐTN [129]

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



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

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

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

Trong đó:

$E_p(t)$ – Năng lượng dùng cho bơm để đưa nước lên UR trong thời gian *t*;

$W_p(t)$ – Lưu lượng bơm nước từ máy bơm (m^3/s);

$H(t)$ – Độ cao cột nước của UR (m);

μ_{PSHP} – Hiệu suất tổng của TĐTN, giả định là 80% trong phạm vi mô phỏng;

ρ – Khối lượng riêng của nước (kg/m^3);

G – Gia tốc trọng trường (m/s^2).

Trong trường hợp hồ chứa đã đầy nhưng vẫn còn lượng năng lượng dư thừa, hoặc do không thể bơm tiếp lên hồ chứa do hạn chế kỹ thuật của TĐTN (năng lượng dư còn lại thấp hơn 20% công suất định mức cho phép vận hành của máy bơm), thì chúng sẽ được sạc vào BESS theo phương trình sau:

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

Trong đó:

$E_b(t)$ – Trạng thái sạc (SOC) của BESS trong thời gian *t*;

E_{ch} – Năng lượng được sạc vào BESS;

$E_{res}(t)$ – Tổng năng lượng tạo ra bởi các nguồn NLTT;

η_{inv} – Hiệu suất của bộ nghịch lưu;

η – Hiệu suất của BESS;

E_{bmax} – Dung lượng sạc tối đa cho phép của BESS;

E_{bmin} – 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 (Hình 4.2).

Trong kịch bản cực đoan khi NLTT phát quá lớn và TĐTN/BESS đã bão hòa (UR_{max} và SOC_{max}), hệ thống sẽ kích hoạt chế độ bảo vệ bằng cách cắt giảm công suất nhằm đảm bảo tần số hệ thống không vượt ngưỡng an toàn và tránh hư hại cho các thiết bị.

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

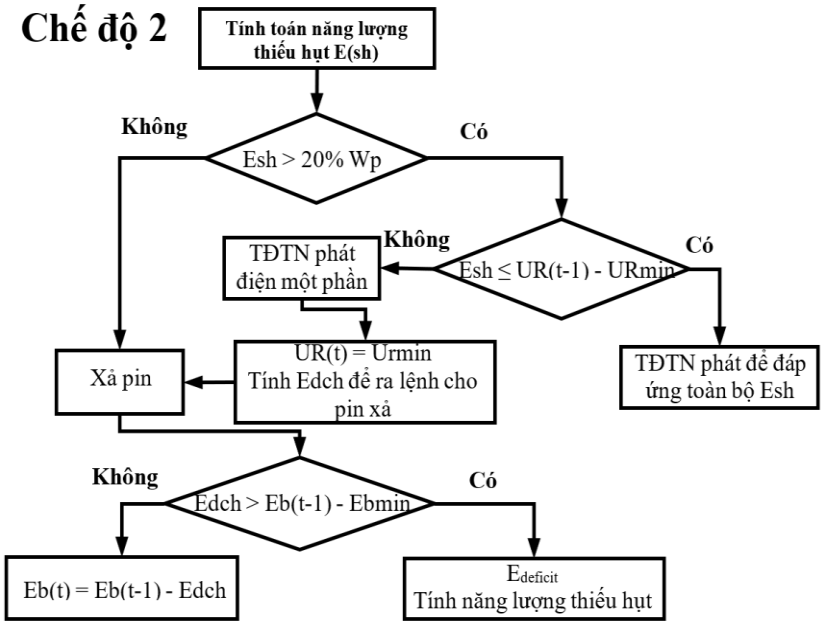
Trong đó:

$E_{curtailment}(t)$ – Năng lượng buộc cắt giảm (ngắt bớt các turbine gió/tấm pin);

$E_p^{max}(t)$ – Năng lượng đã lưu trữ tối đa của TĐTN tại thời điểm *t*;

$E_{ch}^{max}(t)$ – Năng lượng đã sạc tối đa của BESS tại thời điểm *t*.

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



Hình 4.3. Chế độ 2: BESS–TĐTN phát điện đáp ứng 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 có thể bù đủ E_{sh} thì quá trình xả bắt đầu theo phương trình sau:

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

Trong đó:

$E_g(t)$ – Năng lượng của nguồn NLTT phát lên lưới trong thời gian *t*;

$W_g(t)$ – 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 bất cứ phần nào do nước ở hồ chứa phía trên đang ở mức tối thiểu, hoặc do E_{sh} < 20% công suất cho phép vận hành turbine, thì BESS bắt buộc phải bù toàn bộ E_{sh} như là phương án cuối cùng (Hình 4.3).

Khi tổng công suất từ NLTT, TĐTN và BESS vẫn không đủ đáp ứng phụ tải, hệ thống buộc phải thực hiện một trong hai hành động sau:

- Sa thải phụ tải: Cắt bớt các phụ tải không ưu tiên để duy trì ổn định lưới;
- Huy động nguồn dự phòng phía lưới: Huy động các nhà máy nhiệt điện hoặc thủy điện truyền thống tăng công suất để bù vào lượng điện năng còn thiếu theo công thức sau:

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

Trong đó:

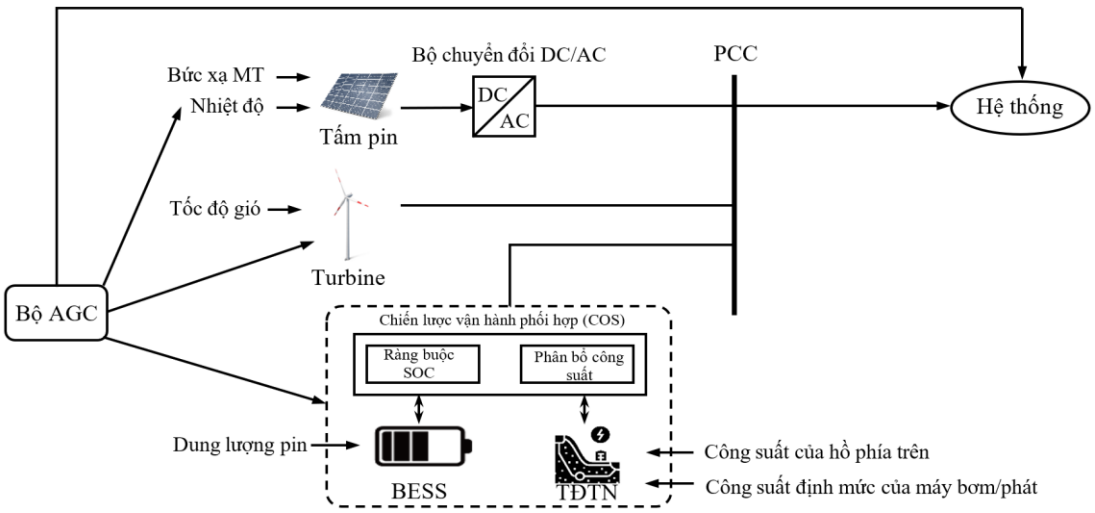
$E_{deficit}(t)$ – Năng lượng thiếu hụt cần được đáp ứng;

$E_g^{max}(t)$ – Năng lượng phát tối đa của TĐTN tại thời điểm *t*;

$E_{dch}^{max}(t)$ – Năng lượng xả tối đa của BESS tại thời điểm *t*.

4.2.2. Mô hình quản lý năng lượng

Hệ thống lưới điện kết hợp giữa điện mặt trời – điện gió – BESS – TĐTN được minh họa trong Hình 4.4, bao gồm các tấm pin mặt trời, turbine gió, hệ thống tích trữ năng lượng (BESS + TĐTN) và hệ thống điện. Hệ BESS – TĐTN được một hệ thống điều khiển triển khai COS dựa trên tình hình lưới điện và trạng thái năng lượng của từng hệ lưu trữ. Tất cả các nguồn được đấu nối vào thanh cái PCC và được một bộ AGC có nhiệm vụ quản lý và điều khiển liên tục theo từng chu kỳ điều độ [129].



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

4.3. Mô hình và Kịch bản tính toán

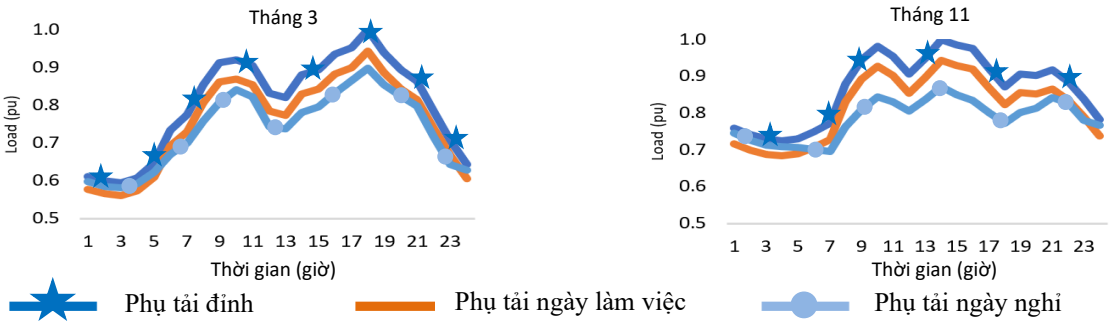
4.3.1. Mô hình tính toán

4.3.1.1. Mô hình phụ tải

Phụ tải cả nước được chia thành 06 vùng phụ tải tương ứng với công suất cực đại của từng vùng được cho trong Bảng 4.1:

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

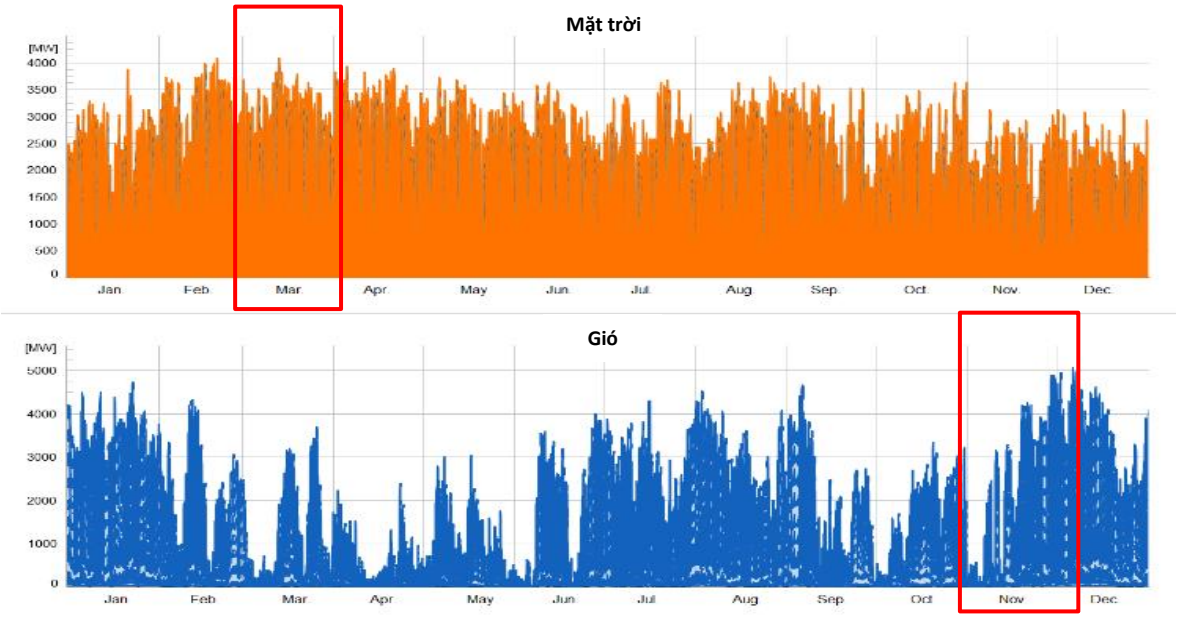


a. Phụ tải tháng 3 *b. Phụ tải tháng 11*

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

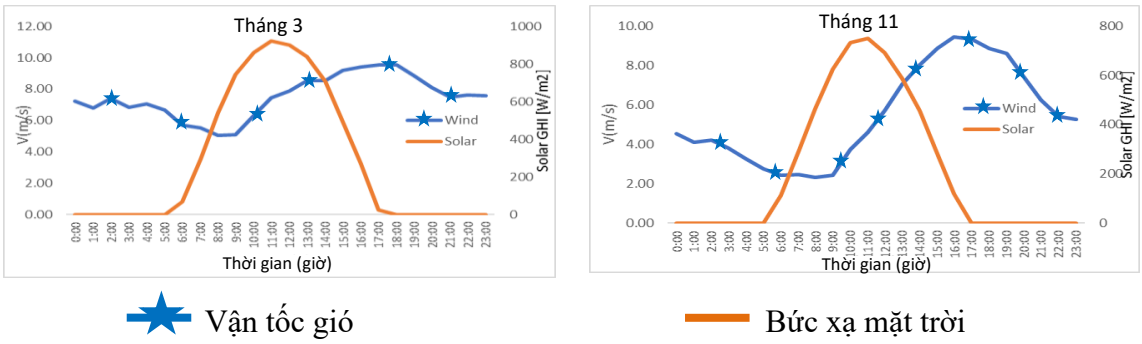
4.3.1.2. Mô hình các nguồn NLTT

Hình 4.6 thể hiện công suất của các nhà máy điện gió và mặt trời phát trong thời gian 1 năm tại khu vực Ninh Thuận – nơi có mật độ tập trung các nguồn NLTT cao nhất ở Việt Nam. Vì tháng 3 có công suất mặt trời đạt đỉnh và tháng 11 có công suất gió đạt đỉnh, do đó sẽ lấy hai tháng này làm ví dụ điển hình để tính toán.



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 thể hiện ở Hình 4.7.

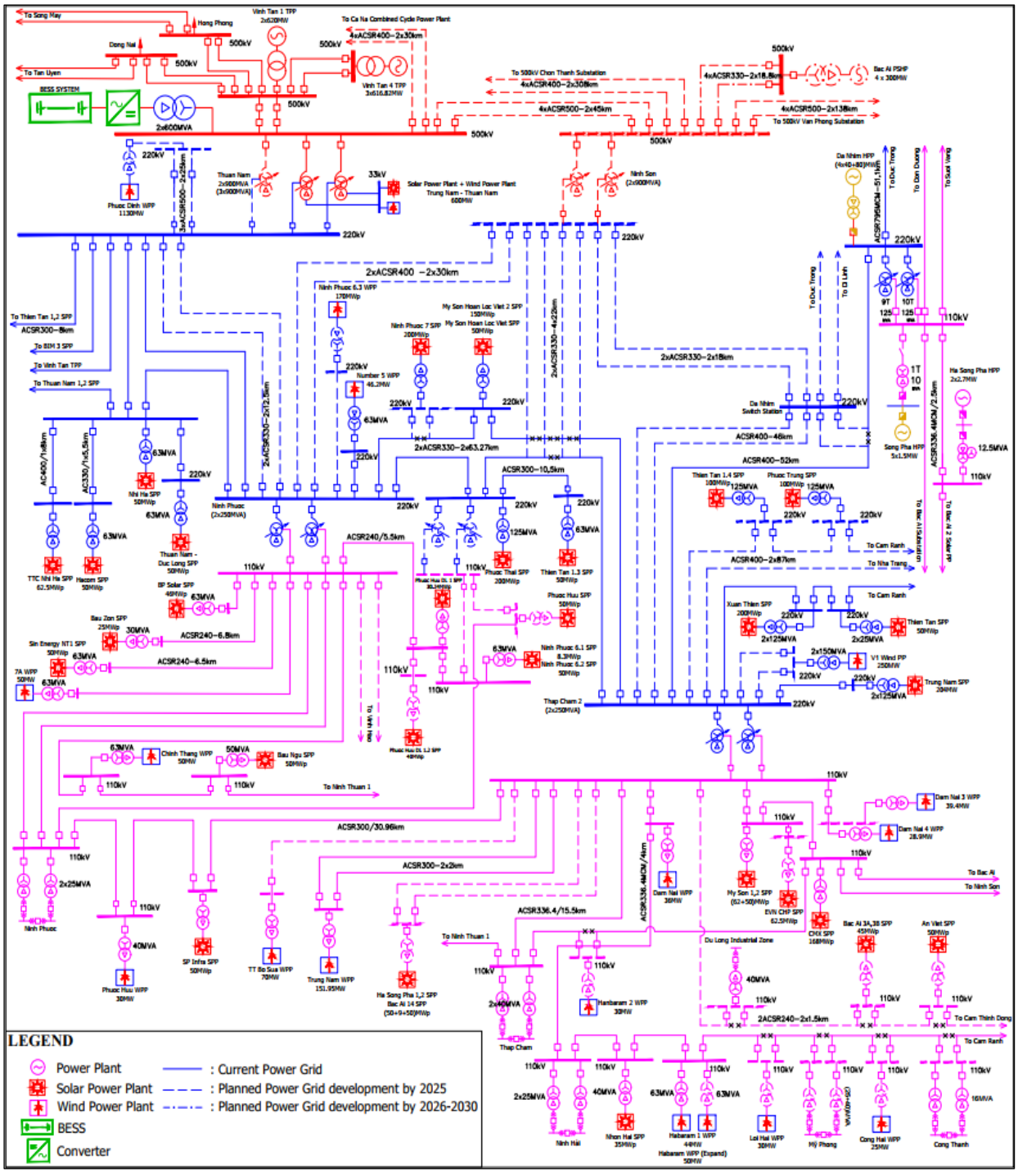


Hình 4.7. Dữ liệu tính toán các nguồn NLTT điển hình tháng 3 và 11 tại Ninh Thuận

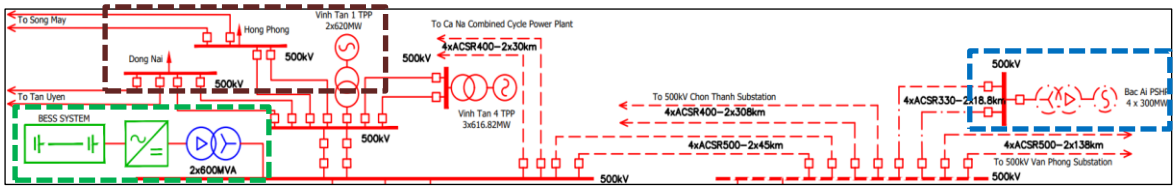
4.3.1.3. Mô hình Lưới điện

Nghiên cứu sẽ mô hình hóa hệ thống gồm nhà máy TĐTN (1.200MW), các nhà máy NLTT (mặt trời, gió) và BESS ở trạng thái nối lưới bằng phần mềm DIgSILENT PowerFactory và áp dụng Mô hình lưới điện khu vực Ninh Thuận (Hình 4.8). Luận án tập trung vào chiến lược điều khiển và vận hành BESS, không đặt mục tiêu giải bài toán tối ưu vị trí lắp đặt. Vị trí đặt BESS (được thể hiện tại Hình 4.8) được chọn gần nhà máy TĐTN Bác Ái và hai đường dây 500kV bị quá tải được khảo sát (Hình 4.9), để BESS có thể trực tiếp tham gia giảm tải cho các đường dây này và phối hợp với TĐTN. Công suất của BESS được rút ra từ kết quả của bài toán cân bằng năng lượng thô, với khoảng giới hạn xét là (100 MW – 2.000 MW), bước nhảy là 100 MW. Xét bài toán đánh giá nhu cầu công suất thì 1.000 MW là phù hợp tại khu vực Ninh Thuận khi có nhà máy TĐTN Bác Ái (1.200 MW). Với mục tiêu là khảo sát sự hỗ trợ của BESS trong chế độ điều tần sơ cấp khi xảy ra sự cố trên lưới, do đó dung lượng

của BESS được giả định là 1.500 MWh với thời gian sạc/xả là 1,5h, công suất 1.000 MW. Các thông số liên quan lưới điện được mô hình hóa và xây dựng phù hợp với các quy định cho hệ thống điện Việt Nam và Quy hoạch điện VIII (điều chỉnh) [6]. Bên cạnh đó, hai đường dây 500kV Vĩnh Tân – Đồng Nai và Vĩnh Tân – Hồng Phong sẽ được chọn để khảo sát vì đây là hai trục đường dây chính truyền tải toàn bộ công suất từ Ninh Thuận về các tỉnh phía Nam (Hình 4.9).



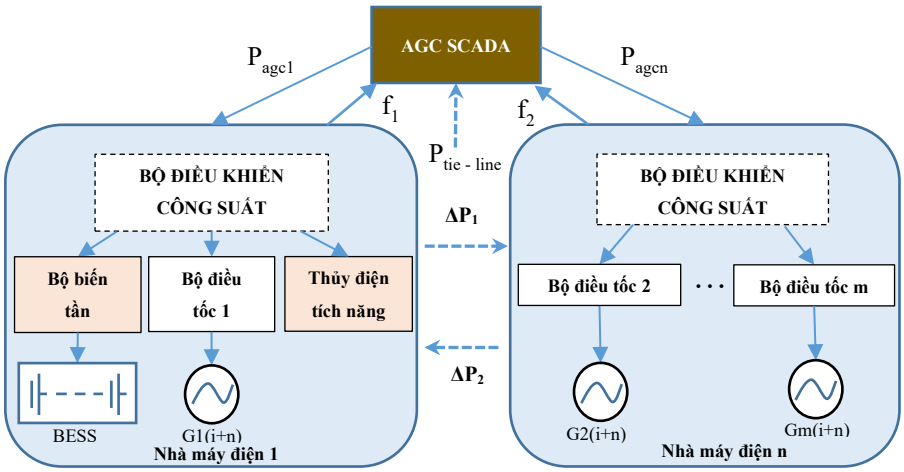
Hình 4.8. Sơ đồ lưới điện khu vực Ninh Thuận được mô phỏng trong DIgSILENT



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

4.3.1.4. Mô hình Điều khiển tần số (Automatic Generation Control – AGC)

Tần số được điều khiển thông qua mô hình điều khiển AGC và hoạt động dựa trên nguyên lý phân bổ trào lưu công suất, bằng cách giảm/tăng (ΔP) trên các đường dây được giám sát và bơm vào công suất tác dụng của BESS nhằm tính toán công suất đầu ra theo thời gian thực của chính BESS. Từ đó, có thể điều khiển trào lưu công suất trên các đường dây được giám sát dựa trên yêu cầu về độ lệch tần số hoặc theo độ lệch công suất đường dây liên kết (Hình 4.10) [130].



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

Công suất phát theo thời gian thực cho mỗi BESS trong một dãy pin nối tiếp được cho bởi phương trình sau:

$$P_{setpoint,i} = P_i \pm \frac{k_i}{\sum k_i} \Delta P \quad (4.7)$$

Trong đó:

$P_{setpoint,i}$ – Công suất phát theo thời gian thực của một BESS tại vị trí thứ *i* sau tăng/giảm (MW);

P_i – Công suất phát thực tế của một BESS tại vị trí thứ *i* (MW);

ΔP – Lượng công suất cần tăng/giảm dựa trên tải thực tế trên đường dây (MW);

k_i – Thông số để tính tỷ lệ phân bố trào lưu công suất trên từng BESS.

Như được minh họa trong Hình 4.10, tín hiệu P_{agci}, $i = 1,...,n$, truyền đến từng nhà máy điện điều chỉnh, được xác định theo Hệ số tham gia α_i của từng nhà máy trong điều tần thứ cấp [130]:

$$P_{agci} = \alpha_i P_{agc} \quad i = 1,2,\dots,n \tag{4.8}$$

Ở Cấp điều khiển nhà máy, tín hiệu P_{PCi} được tạo ra bởi Bộ điều khiển PI của nhà máy điện, được tính như sau:

$$P_{PCi} = K_P^{PC}\left(K_{f,AGC}\Delta f + P_{agci} - \sum_{j=1}^{m}\Delta P_{Tj}\right) + K_I^{PC}\int_{t_1}^{t_2}\left(K_f\Delta f + P_{agci} - \sum_{j=1}^{m}\Delta P_{Tj}\right)dt \tag{4.9}$$

Trong đó:

K_P^{PC} – Hệ số khuếch đại tỷ lệ của Bộ điều khiển PI của nhà máy điện;

K_I^{PC} – Hệ số khuếch đại tích phân của Bộ điều khiển PI của nhà máy điện;

$K_{f,AGC}$ – Hệ số hiệu chỉnh tần số;

$\sum_{j=1}^{m}\Delta P_{Tj}$ – Tổng công suất thay đổi của turbine của các tổ máy phát tham gia điều tần thứ cấp (MW).

Sự phân phối tín hiệu điều khiển P_{Pi} tại Cấp điều khiển nhà máy điện thứ i được thực hiện theo hệ số tham gia β_{ij} của các tổ máy phát thuộc nhà máy điện thứ i trong điều tần thứ cấp:

$$\Delta P_{ij} = \beta_{ij} P_{PCi} \quad i = 1,2,\dots,n; j = 1,2,\dots,m \tag{4.10}$$

Trong đó:

i – Số thứ tự của nhà máy điện;

j – Số thứ tự của tổ máy phát điện thuộc nhà máy điện i;

ΔP_{ij} – Tín hiệu điều khiển từ Bộ điều khiển nhà máy.

Tín hiệu điều khiển $\Delta P_{ij.ref}$ được phân phối đến P_{PCi} theo công thức:

$$P_{PCi} = \sum_{j=1}^{m}\Delta P_{ij} \quad i = 1,2,\dots,n; j = 1,2,\dots,m \tag{4.11}$$

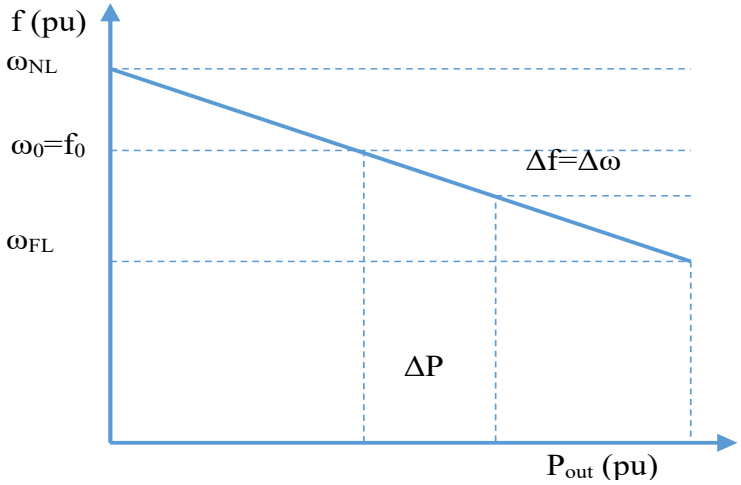
$$P_{agc} = \sum_{i=1}^{n} P_{agci} = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m}\Delta P_{ij} \quad i = 1,2,\dots,n; j = 1,2,\dots,m \tag{4.12}$$

Tín hiệu điều khiển ΔP_{ij} được truyền từ Bộ điều khiển nhà máy đến Bộ điều tốc turbine của tổ máy phát thông qua động cơ thay đổi tốc độ. Tiếp theo, dựa trên tín hiệu điều khiển tham chiếu ΔP_{ij} , Bộ điều tốc turbine tạo ra tín hiệu thay đổi công suất turbine $\Delta P_{t.ij}$. Từ đó, sự thay đổi công suất của các tổ máy phát sẽ khôi phục tần số về giá trị định mức và công suất trao đổi ròng theo lịch trình.

Khi điều tần sơ cấp đã hoàn thành nhiệm vụ, giá trị tần số lúc này đã khác so với giá trị định mức, năng lượng dự trữ của mỗi máy phát cũng đã giảm (do sử dụng hoàn toàn hoặc một phần) và trao đổi công suất giữa các hệ thống điện được kết nối với nhau cũng đã khác so với giá trị được định trước. Vì vậy, điều tần thứ cấp được sử

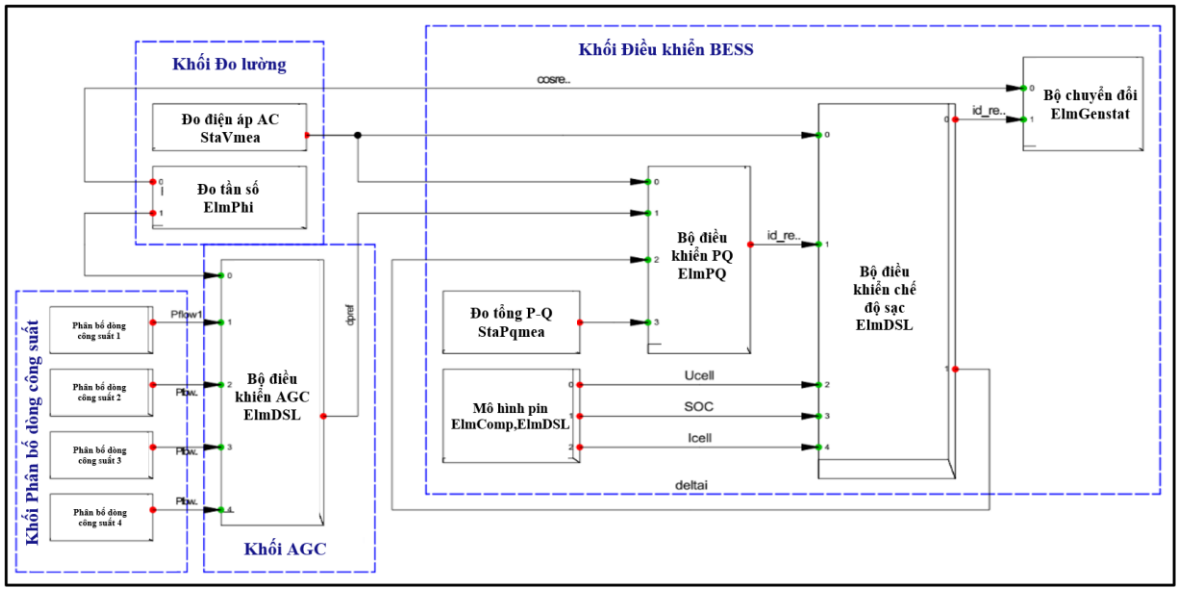
dụng để khôi phục giá trị định mức của tần số, dự trữ của từng máy phát đã sử dụng trước đó và trao đổi công suất giữa các hệ thống điện.

Nếu tần số nhỏ hơn giá trị định mức, hệ thống sẽ lập tức huy động công suất phát bơm lên lưới. Ngược lại nếu tần số lớn hơn giá trị định mức, hệ thống buộc phải cắt giảm một phần công suất phát hoặc tăng tải tiêu thụ (Hình 4.11). Trong điều kiện vận hành bình thường của hệ thống điện, nhu cầu công suất luôn thay đổi liên tục, điều tần thứ cấp sẽ diễn ra liên tục theo cách không ảnh hưởng đến hoạt động của điều tần sơ cấp [6].

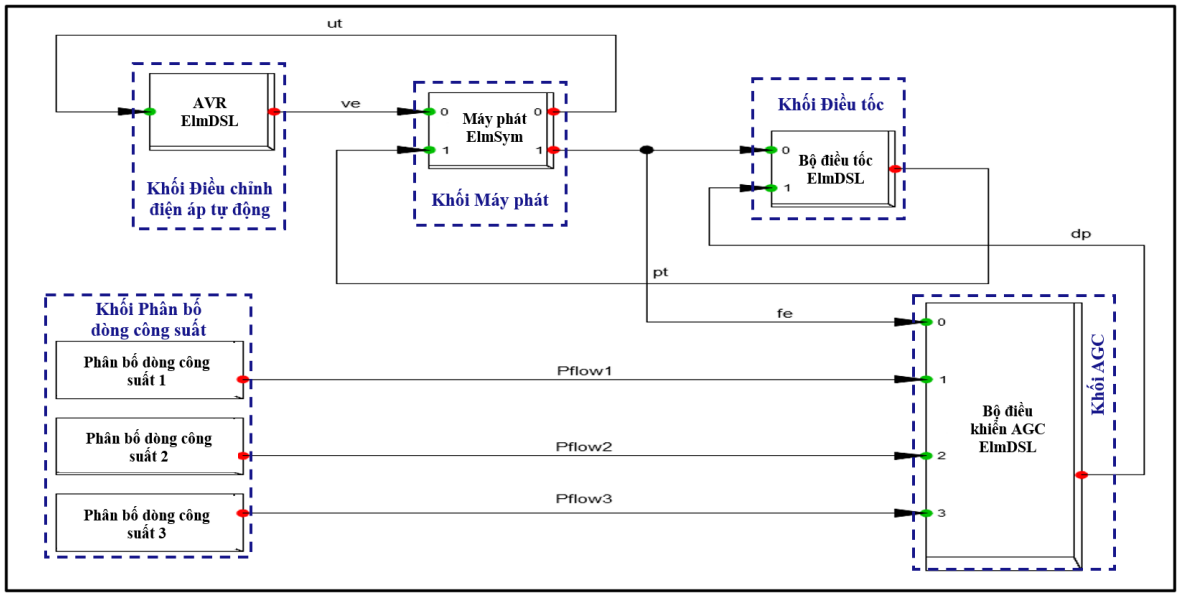


Hình 4.11. Đặc tính điều chỉnh công suất phát của BESS – TĐTN theo tần số

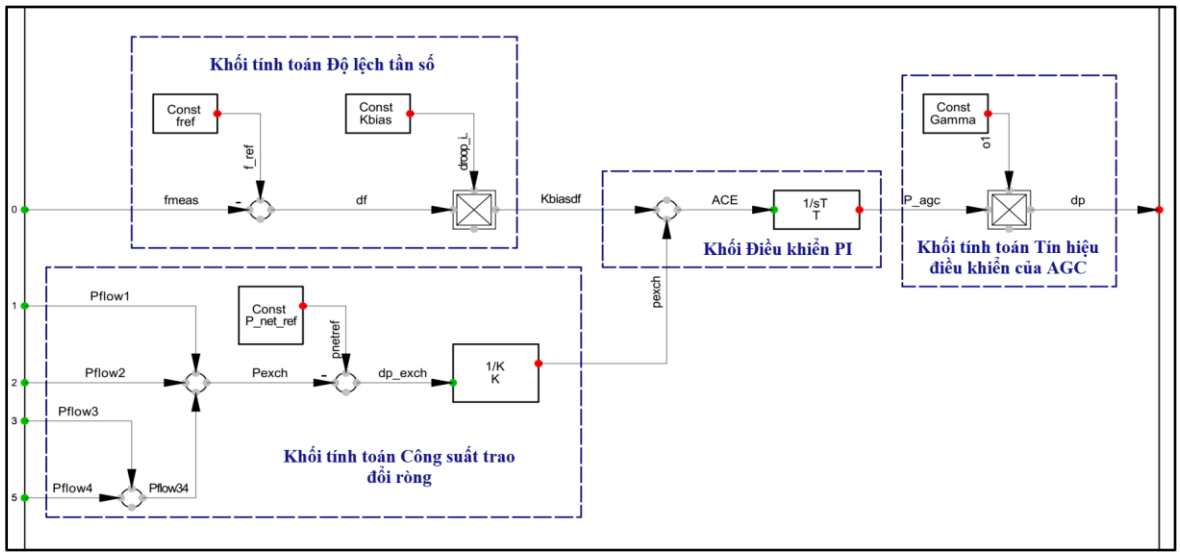
Mô hình AGC được triển khai trên phần mềm DIgSILENT PowerFactory có dạng sơ đồ được thể hiện ở các Hình dưới đây:



Hình 4.12. Mô hình AGC cho BESS trong phần mềm DIgSILENT



Hình 4.13. Mô hình AGC cho nhà máy TĐTN trong phần mềm DIgSILENT



Hình 4.14. Sơ đồ khối mô hình AGC trong phần mềm DIgSILENT

Các khối xác định của AGC (Hình 4.14) bao gồm các khối con sau:

a) Khối tính toán Độ lệch tần số:

Độ lệch tần số (df) và thành phần tần số (K_{bias} df) trong sai số vùng điều khiển (ACE) được xác định như sau:

$$\Delta f = f - f_{ref} \tag{4.13}$$

$$K_{bias}\Delta f = K_{bias} \cdot (f - f_{ref}) \tag{4.14}$$

Trong đó:

f_{ref} – Giá trị đặt tần số (Hz);

K_{bias} – Hệ số độ lệch tần số.

b) Khối tính toán Công suất trao đổi ròng:

Dựa trên các dòng công suất đường dây P_{flow1} , P_{flow2} và P_{flow3} , công suất trao đổi ròng P_{net} được xác định như sau:

$$P_{net} = P_{flow1} + P_{flow2} + P_{flow3} \tag{4.15}$$

Độ lệch của công suất trao đổi ròng dP_{net} so với giá trị tham chiếu $P_{net.ref}$ được tính cho mỗi tổ máy như sau:

$$dP_{net} = \frac{P_{net} - P_{net.ref}}{P_{base}} \tag{4.16}$$

Trong đó:

P_{base} – Tổng công suất cơ sở của các tổ máy phát (MW).

Xét dấu của K_{bias} df và dP_{net}, sai số vùng điều khiển ACE sẽ được tính như sau:

$$ACE = -dP_{net} + K_{bias}d_f \tag{4.17}$$

c) Khối Điều khiển PI:

Giá trị đặt công suất tác dụng của AGC (– P_{agc}) được tính toán có xét đến giới hạn tối thiểu P_{agc_min} và tối đa P_{agc_max} của tín hiệu đầu ra. Bộ điều khiển PI được biểu diễn bằng các phương trình sau:

$$P_{agc.I} = K_I \int_{t_1}^{t_2} ACEdt \tag{4.18}$$

$$P_{agc.P} = K_P ACE \tag{4.19}$$

$$P_{agc} = P_{agc.P} + P_{agc.I} \tag{4.20}$$

$$P_{agc.min} \leq P_{agc} \leq P_{agc.max} \tag{4.21}$$

Trong đó:

$P_{agc.P}$ – Thành phần tỷ lệ của tín hiệu đầu ra Bộ điều khiển PI P_{agc};

$P_{agc.I}$ – Thành phần tích phân của tín hiệu đầu ra Bộ điều khiển PI P_{agc}.

d) Khối tính toán Tín hiệu điều khiển của AGC:

Tín hiệu đầu ra P_{agc} của Bộ điều khiển PI được phân phối cho các tổ máy điều chỉnh như sau:

$$dP_{ij} = \gamma_{ij} \cdot P_{agc} \tag{4.22}$$

Trong đó:

dP_{ij} – Tín hiệu điều khiển hình thành bởi AGC;

γ_{ij} – Hệ số tham gia của tổ máy phát j thuộc nhà máy điện i trong điều tần thứ cấp, với $\gamma_{ij} = \alpha_i \cdot \beta_{ij}$

Sau cùng, các tín hiệu điều khiển dP_{ij} từ AGC sẽ được truyền đến Bộ điều tốc

của tổ máy phát j thuộc nhà máy điện i tham gia điều tần thứ cấp.

4.3.1.5. Mô hình Điều khiển BESS

Luận án sử dụng mô hình điều khiển BESS, đã được trình bày ở Chương 2, Mục 2.5.

4.3.1.6. Mô hình Điều khiển nhà máy TĐTN

Luận án sử dụng mô hình điều khiển nhà máy TĐTN, đã được trình bày ở Chương 3, Mục 3.4.1.

4.3.2. Kịch bản tính toán

Luận án xem xét tính khả thi của Chiến lược vận hành phối hợp BESS – TĐTN với vai trò *Vận hành phối hợp trong biểu đồ phụ tải* và *Ổn định tần số* trong lưới điện tích hợp các nguồn NLTT với quy mô lớn, thông qua 02 kịch bản như sau:

- **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

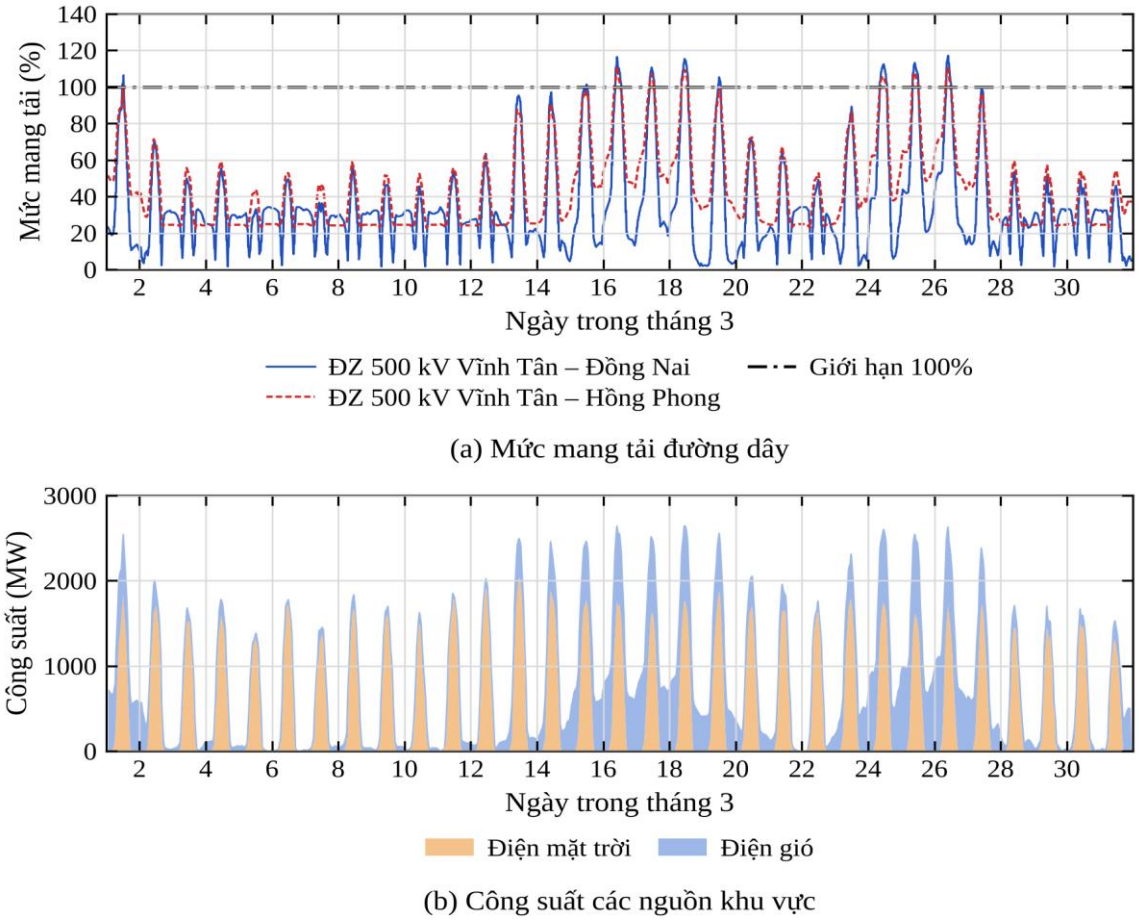
4.4.1. Vai trò phối hợp vận hành trong biểu đồ phụ tải

4.4.1.1. Kết quả tính toán cho Kịch bản 1:

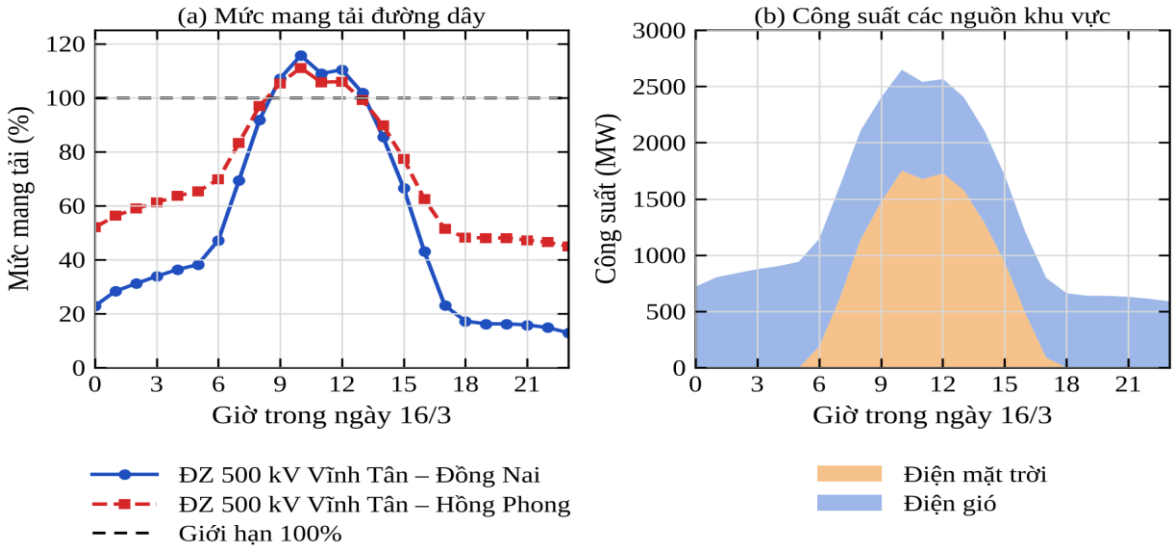
a) Khi không có BESS và TĐTN tham gia

Hình 4.15 cho thấy công suất phát của điện mặt trời cao liên tục trong cả tháng 3, trong khi công suất phát của điện gió chỉ cao trong một khoảng thời gian. Tổng sản lượng điện mặt trời trong tháng là 42 GWh, vượt qua tổng sản lượng điện gió với chỉ có 34 GWh. Do đó hai đường dây được xem xét thường xuyên bị quá tải khi hai nguồn này phát lên lưới, đặc biệt là thời điểm buổi trưa khi mặt trời phát cao nhất.

Xét một ngày điển hình tháng 3 (Hình 4.16), mức mang tải cao nhất của đường dây 500kV Vĩnh Tân – Đồng Nai và Vĩnh Tân – Hồng Phong lần lượt là 116,3% và 111%. Lúc này công suất đỉnh của điện mặt trời là 1.771 MW và điện gió là 886 MW. Sản lượng điện mặt trời và điện gió trong ngày lần lượt là 13,9 GWh và 18,9 GWh.



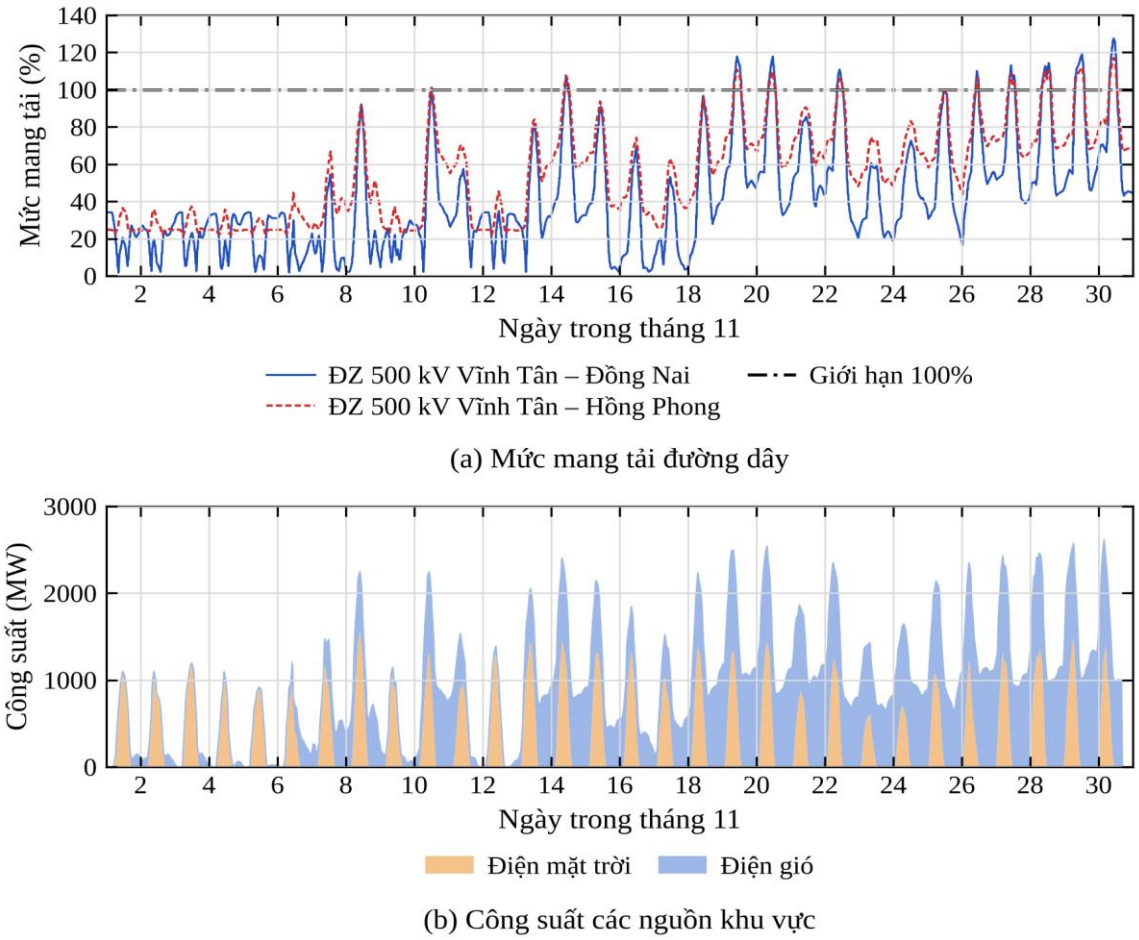
Hình 4.15. Không có BESS và TĐTN – Quá tải đường dây – Tháng 3



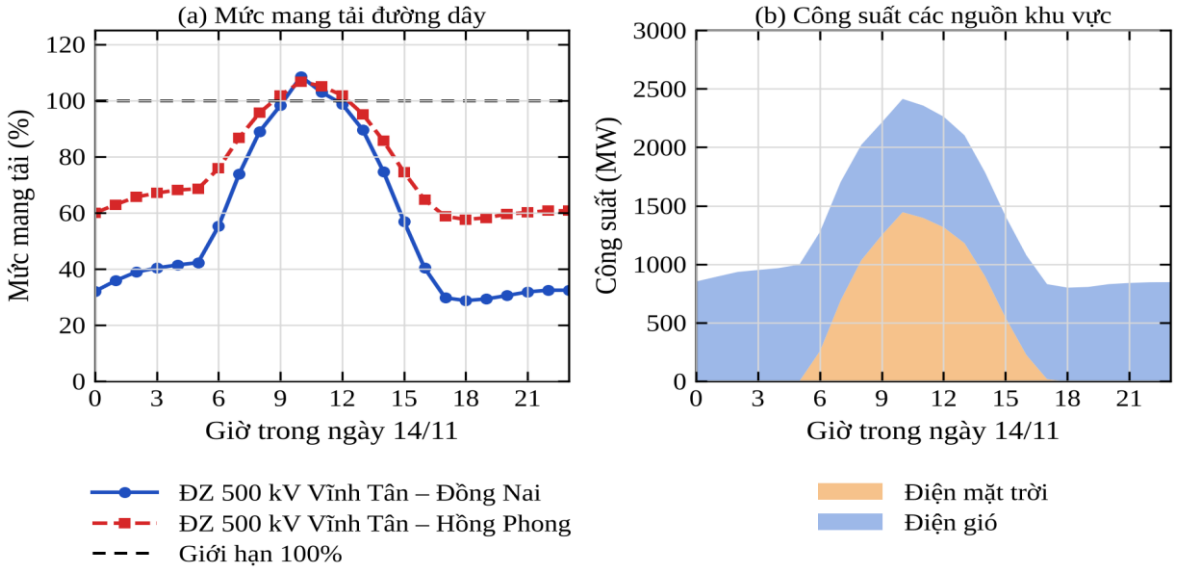
Hình 4.16. Mức mang tải của hai đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 3

Hình 4.17 cho thấy công suất phát của điện mặt trời nhìn chung đều dưới 1.500 MW, tuy nhiên công suất phát của điện gió cao đáng kể, nhất là những tuần cuối của tháng. Tổng sản lượng điện mặt trời chỉ đạt 36 GWh, kém hơn so với tổng sản lượng điện gió là 45 GWh. Mặc dù thấp hơn so với tháng 3, tuy nhiên hai đường dây truyền tải vẫn bị quá tải trong một vài thời điểm điện gió phát cao liên tục.

Xét một ngày điển hình tháng 11 (Hình 4.18), mức mang tải cao nhất của đường dây 500kV Vĩnh Tân – Đồng Nai và Vĩnh Tân – Hồng Phong lần lượt là 117,8% và 117%. Công suất đạt đỉnh của điện mặt trời là 1.471 MW và điện gió là 951 MW. Sản lượng điện mặt trời và điện gió trong ngày lần lượt là 10,2 GWh và 21,5 GWh.



Hình 4.17. Không có BESS và TĐTN – Quá tải đường dây – Tháng 11

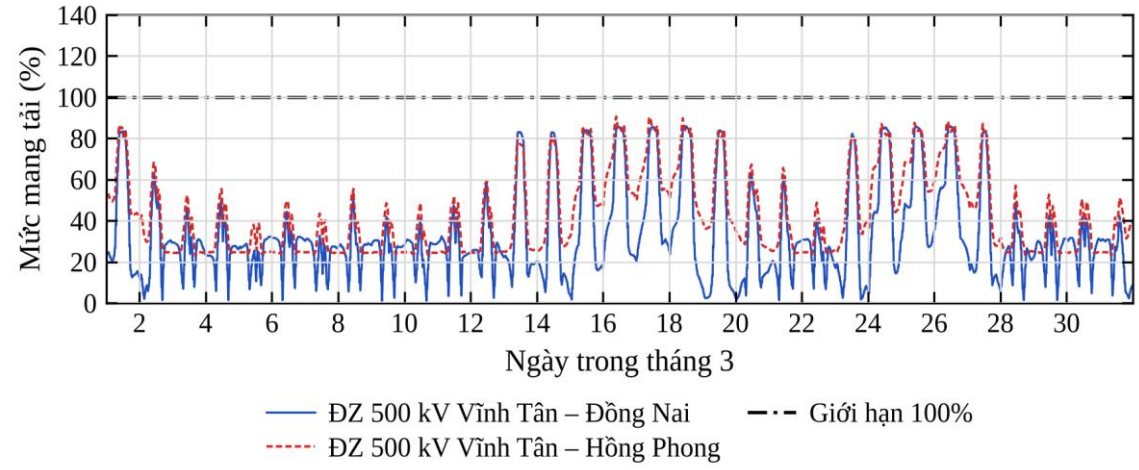


Hình 4.18. Mức mang tải của hai đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 11

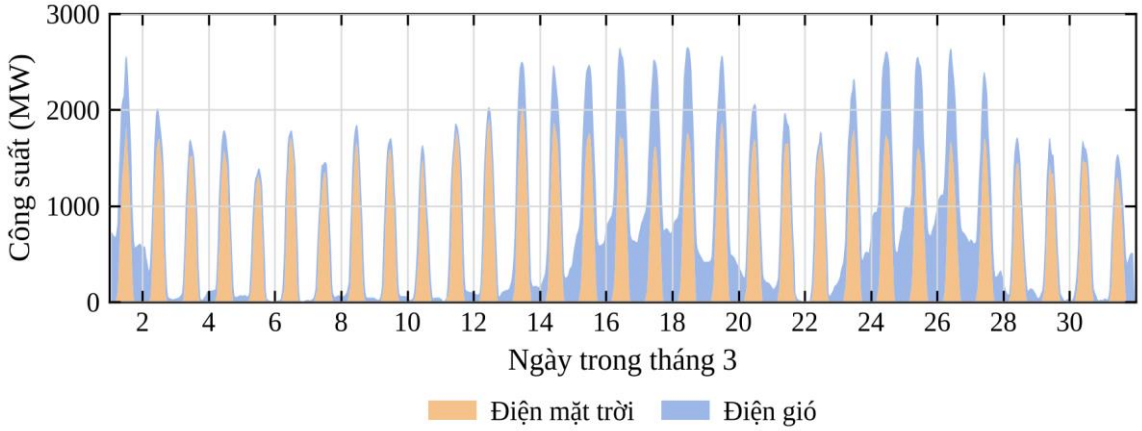
b) Khi có BESS và TĐTN tham gia

Hình 4.19 cho thấy BESS – TĐTN phối hợp vận hành nhịp nhàng trong từng giai đoạn: BESS phát lên lưới khi công suất điện gió thấp, sau đó hấp thụ một lượng công suất mặt trời để sạc lại. TĐTN tiếp nối vai trò của BESS tiến hành hấp thụ lượng công suất còn lại để san đỉnh vào các giờ cao điểm điện mặt trời, hỗ trợ phủ đáy biểu đồ phụ tải nếu BESS đã phát hết. Do đó hai đường dây 500kV không còn bị quá tải.

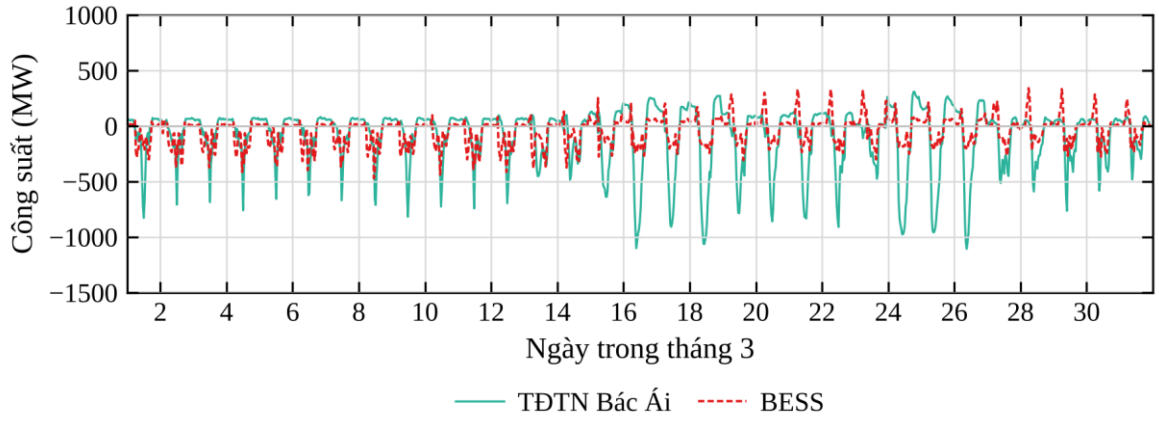
Khi BESS và TĐTN tham gia điều tiết trong ngày điển hình tháng 3, mức mang tải cao nhất trên đường dây 500kV Vĩnh Tân – Hồng Phong chỉ còn 90,5% và không còn bị quá tải. Sự tham gia điều tiết biểu đồ phụ tải của TĐTN với công suất bơm đạt đỉnh là 1.113 MW và công suất sạc của BESS là 193 MW. Sản lượng bơm và phát của TĐTN trong ngày lần lượt là 4,68 GWh và 3,28 GWh. Sản lượng sạc và xả của BESS trong ngày lần lượt là 0,81 GWh và 0,73 GWh (Hình 4.20).



(a) Mức mang tải đường dây

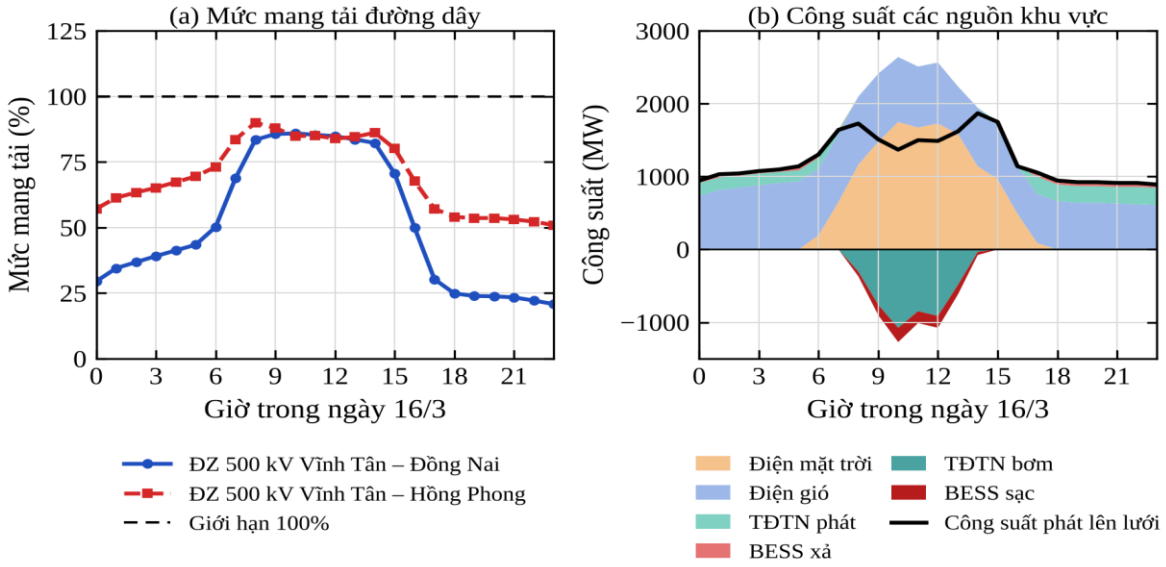


(b) Công suất các nguồn khu vực



(c) Công suất TĐTN Bác Ái và BESS (dương: phát; âm: bơm/sạc)

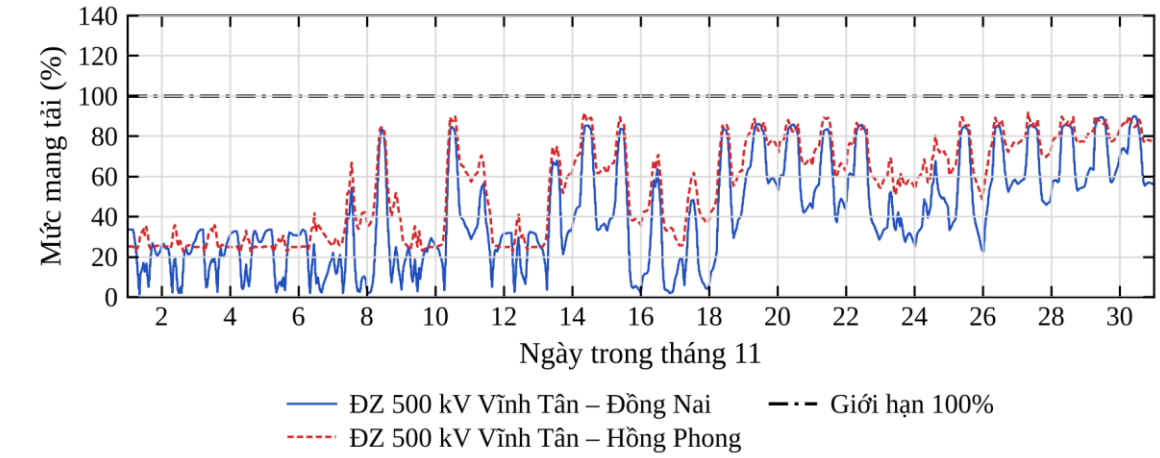
Hình 4.19. Có BESS và TĐTN – Không xảy ra quá tải đường dây – Tháng 3



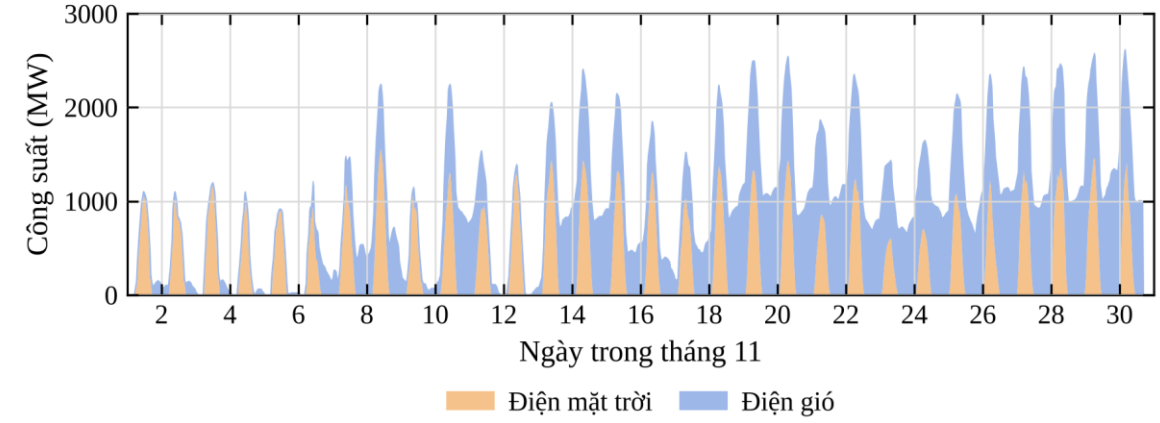
Hình 4.20. Mức mang tải của hai đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 3

Tương tự như tháng 3, lưới điện vận hành TĐTN kết hợp BESS trong điều tiết năng lượng tái tạo trong tháng 11, không còn xảy ra tình trạng bị quá tải trong hầu hết các thời điểm điện gió có sản lượng cao (Hình 4.21).

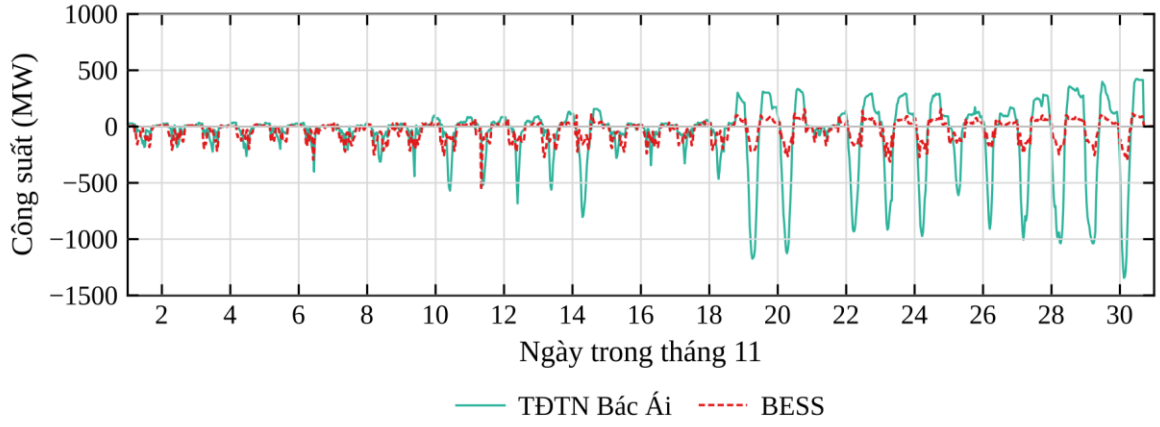
Mức mang tải cao nhất trên đường dây 500kV Vĩnh Tân – Hồng Phong chỉ còn 91,5%. TĐTN với công suất bơm đạt đỉnh là 821 MW và công suất sạc của BESS là 143 MW. Sản lượng bơm/phát của TĐTN trong ngày lần lượt là 3 GWh và 2,1 GWh. Sản lượng sạc/xả của BESS trong ngày là 0,52 GWh và 0,47 GWh (Hình 4.22).



(a) Mức mang tải đường dây

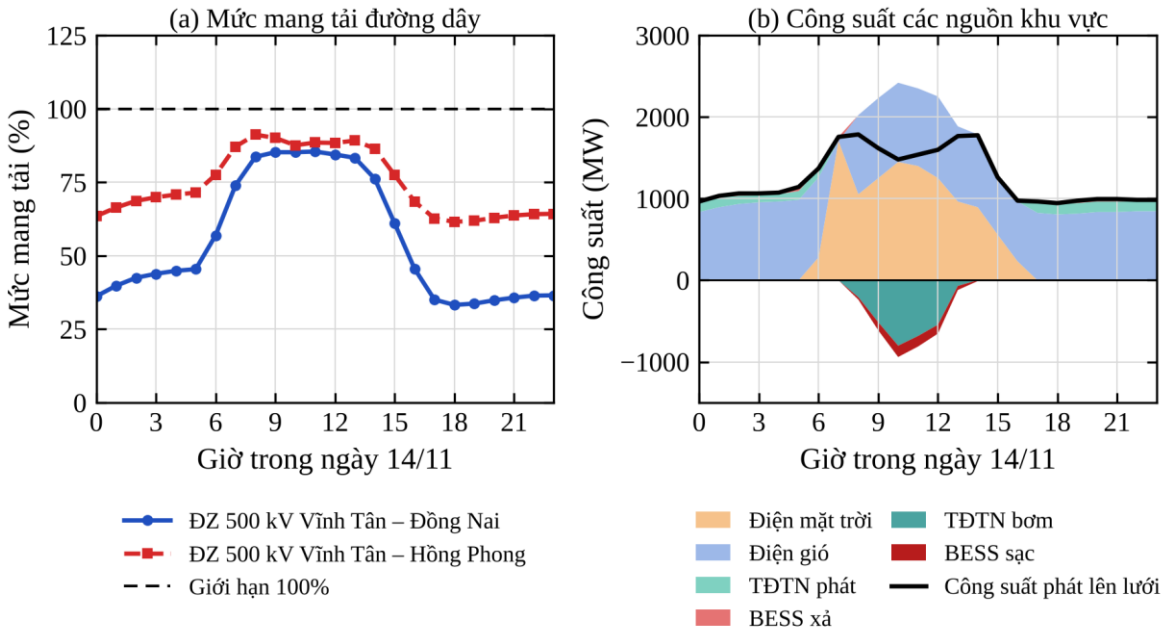


(b) Công suất các nguồn khu vực



(c) Công suất TĐTN Bác Ái và BESS (dương: phát; âm: bơm/sạc)

Hình 4.21. Có BESS và TĐTN – Không xảy ra quá tải đường dây – Tháng 11



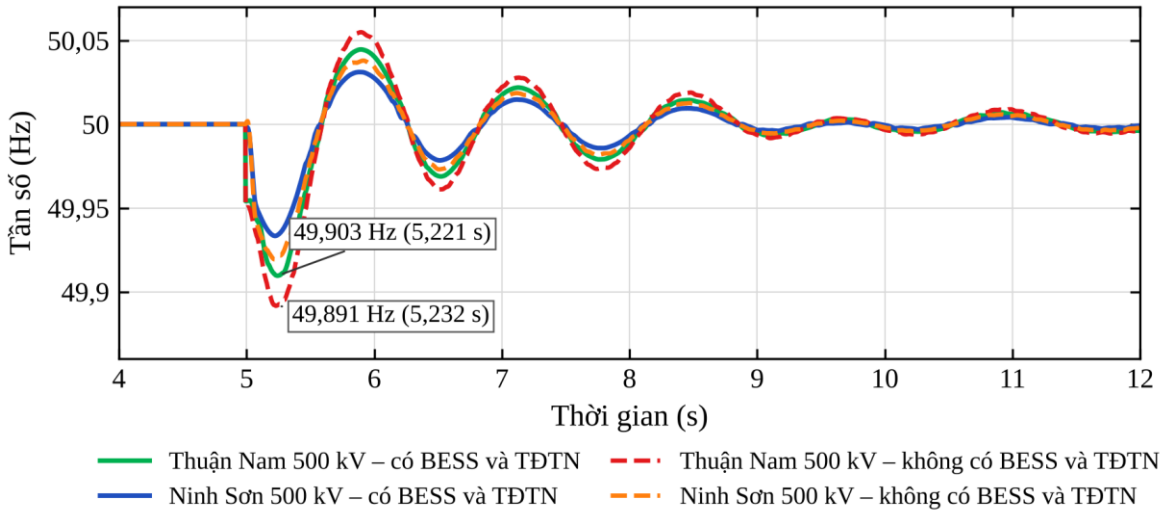
Hình 4.22. Mức mang tải của hai đường dây 500kV được khảo sát – Tháng 11

4.4.2. Vai trò ổn định tần số lưới điện

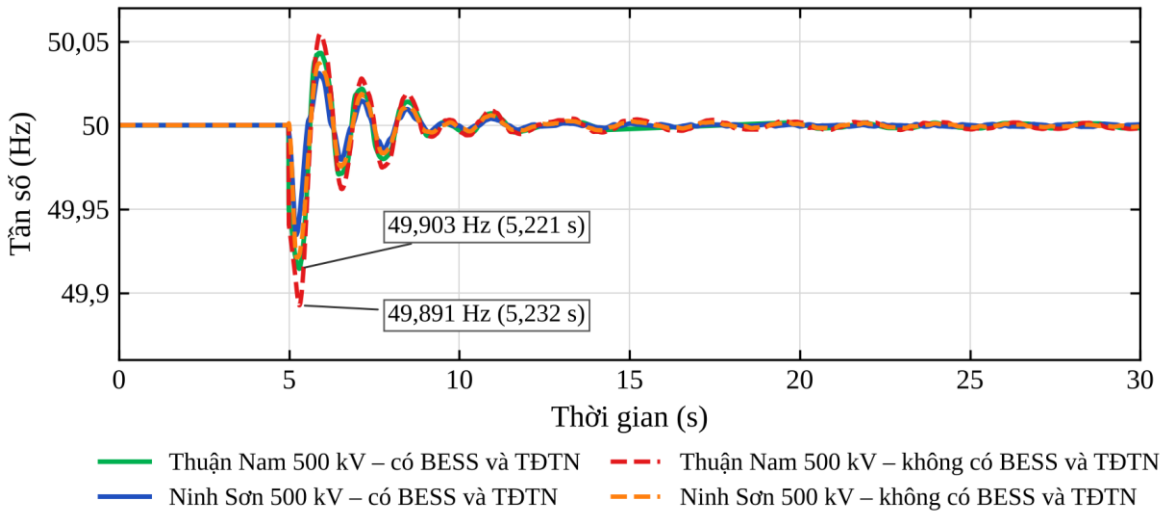
4.4.2.1. Kết quả tính toán cho Kịch bản 2:

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

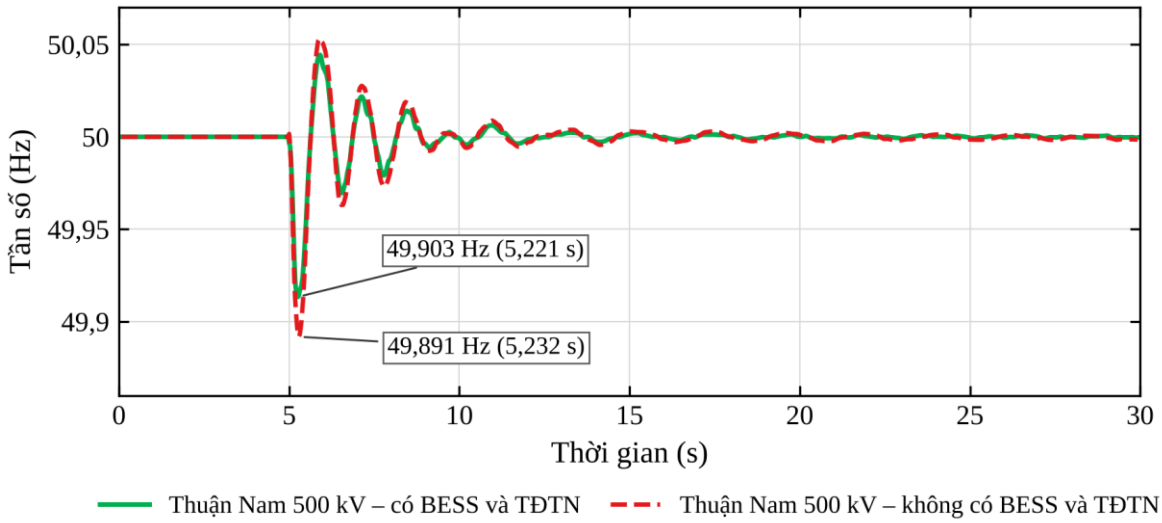
Hình 4.23, Hình 4.24 và Hình 4.25 thể hiện dao động tần số trên các thanh cái 500kV khi xảy ra sự cố. Tại giây thứ 5, thanh cái 500kV Ninh Sơn gặp sự cố ngắn mạch thoáng qua, tần số của chính nó và thanh cái Thuận Nam gần đó đều đồng loạt dao động. Khi không có BESS và TĐTN tham gia điều tần mà chỉ hoàn toàn dựa vào các nhà máy nhiệt điện truyền thống để khôi phục, tần số phục hồi chậm hơn và có biên độ dao động lớn.



Hình 4.23. Dao động tần số trên các thanh cái 500kV (xét đến 12s)



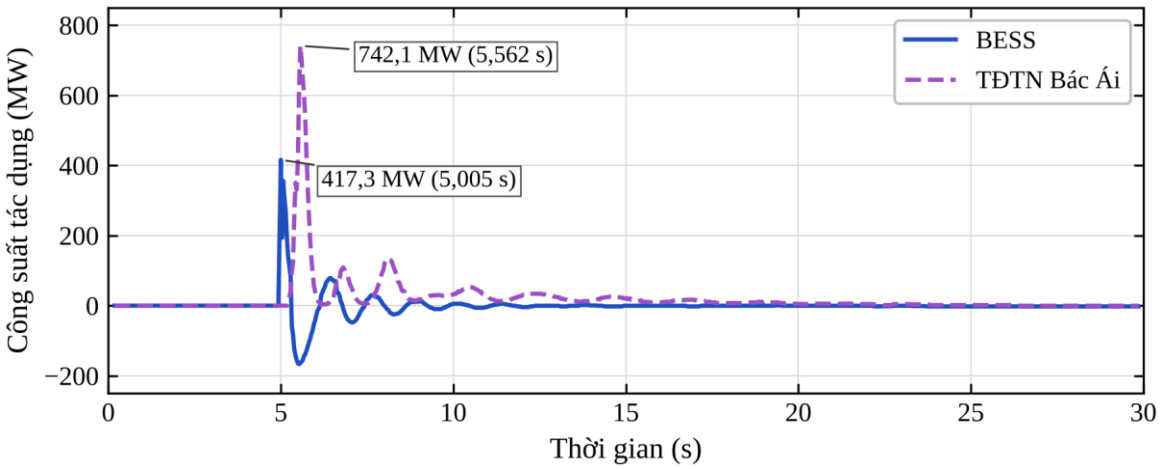
Hình 4.24. Dao động tần số trên các thanh cái 500kV (xét đến 30s)



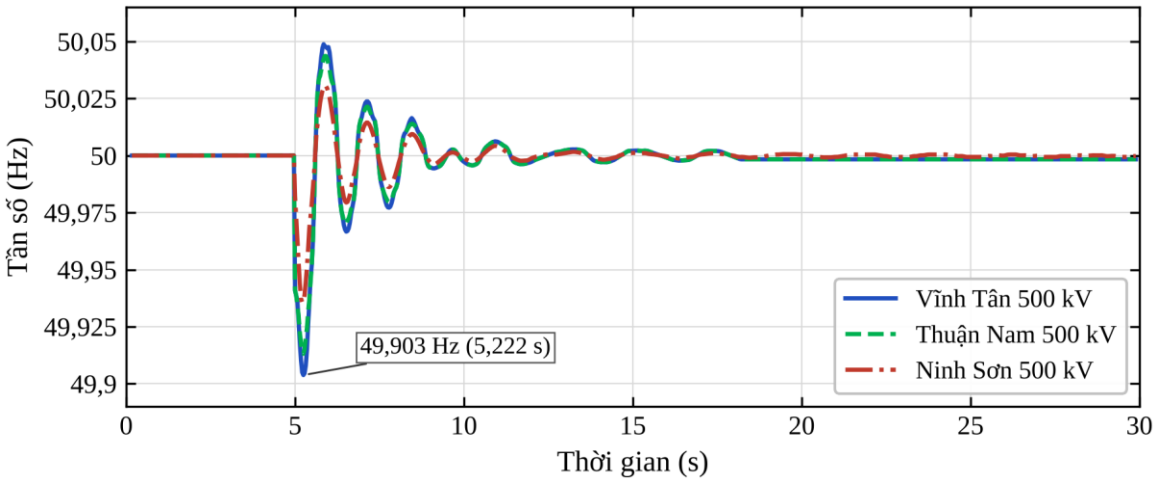
Hình 4.25. Dao động tần số trên thanh cái 500kV Thuận Nam

b) Khi có sự phối hợp của BESS – TĐTN

BESS – TĐTN sẽ tiến hành phát – sạc để ổn định tần số (Hình 4.26a): BESS lập tức phát 417,3 MW để kìm hãm tốc độ giảm của tần số, không để chúng giảm quá sâu. Tiếp đó TĐTN phát 742,1 MW nhằm kéo tần số lên, trong khi BESS giảm phát để ngăn không cho tần số vọt lên quá cao. Khi tần số lưới tăng cao hơn 50 Hz, TĐTN ngay lập tức giảm phát, đồng thời BESS hấp thụ phần năng lượng dư thừa để hạ tần số và để sạc cho BESS. Quá trình được lặp lại tuần tự như vậy đến khi tần số lưới trở về trạng thái ổn định (Hình 4.23, Hình 4.24, Hình 4.25 và Hình 4.26b).



a/ BESS – TĐTN phối hợp điều tần



b/ Dao động tần số tại các thanh cái 500kV sau khi BESS-TĐTN kết thúc điều tần

Hình 4.26. Biểu đồ đáp ứng tần số trong quá trình điều tần của BESS – PSHP

4.4.3. Đánh giá kết quả tính toán

Các kết quả của hai kịch bản tính toán được tổng hợp thành các chỉ tiêu định lượng trong hai bảng dưới đây.

Bảng 4.2. Tổng hợp kết quả KB 1 – Vai trò phối hợp trong biểu đồ phụ tải

Chỉ tiêu (ngày điển hình)	Tháng 3 – không BESS, TĐTN	Tháng 3 – có COS	Tháng 11 – không BESS, TĐTN	Tháng 11 – có COS
Mang tải cực đại đường dây 500kV Vĩnh Tân – Đồng Nai (%)	116,3	85	117,8	90
Mang tải cực đại đường dây 500kV Vĩnh Tân – Hồng Phong (%)	111,0	90,5	117,0	91,5
Công suất đỉnh điện mặt trời / điện gió trong ngày (MW)	1.771 / 886	1.771 / 886	1.471 / 951	1.471 / 951
Điện năng điện mặt trời / điện gió trong ngày (GWh)	13,9 / 18,9	13,9 / 18,9	10,2 / 21,5	10,2 / 21,5
Công suất bơm cực đại TĐTN (MW)	–	1.113	–	821
Công suất sạc cực đại BESS (MW)	–	193	–	143
Điện năng bơm / phát TĐTN trong ngày (GWh)	–	4,68 / 3,28	–	3,00 / 2,10
Điện năng sạc / xả BESS trong ngày (GWh)	–	0,81 / 0,73	–	0,52 / 0,47

Với chiến lược COS, mức mang tải cực đại của đường dây 500kV Vĩnh Tân – Hồng Phong giảm 20,5% (từ 111% xuống 90,5%) trong ngày điển hình tháng 3 và

25,5% (từ 117,0% xuống 91,5%) trong ngày điển hình tháng 11. Mức mang tải cực đại của đường dây 500kV Vĩnh Tân – Đồng Nai giảm 31,3% (từ 116,3% xuống 85%) trong ngày điển hình tháng 3 và 27,8% (từ 117,8% xuống 90%) trong ngày điển hình tháng 11. Từ đó giúp hai đưa đường dây về dưới mức mang tải định mức trong cả hai mùa có đặc điểm nguồn NLTT khác nhau: tháng 3 với điện mặt trời chiếm ưu thế và tháng 11 với điện gió chiếm ưu thế.

Bảng 4.3. Tổng hợp kết quả KB 2 – Ngắn mạch thoáng qua tại thanh cái 500kV Ninh Sơn

Chỉ tiêu	Không phối hợp BESS – TĐTN	Có phối hợp BESS – TĐTN (COS)	Mức cải thiện
Tần số cực tiểu tại thanh cái 500kV Thuận Nam (Hz)/thời điểm (s)	49,891 / 5,232	49,903 / 5,221	Độ lệch tần số cực đại giảm từ 0,109 Hz xuống 0,097 Hz (≈ 11%)
Tần số cực đại sau sự cố tại thanh cái 500kV Thuận Nam (Hz)/thời điểm (s)	≈ 50,055 / 5,89	≈ 50,045 / 5,89	Độ vọt lố giảm từ ≈ 0,055 Hz xuống ≈ 0,045 Hz (≈ 18%)
RoCoF trung bình từ thời điểm sự cố đến tần số cực tiểu (Hz/s)	≈ 0,47	≈ 0,44	Giảm ≈ 7%
Thời gian xác lập về dải 50 ± 0,05 Hz (s)	≈ 6,0 (≈ 1,0 s sau sự cố)	≈ 5,4 (≈ 0,4 s sau sự cố)	Rút ngắn ≈ 0,6 s; tần số không còn vượt ra ngoài dải ±0,05 Hz sau đáy đầu tiên
Công suất hỗ trợ cực đại (MW) / thời điểm (s)	–	BESS: 417,3 / 5,005; TĐTN: 742,1 / 5,562	–

4.4.4. Phân tích cơ chế phối hợp BESS – TĐTN

Cơ chế phân chia năng lượng trong ngày: Trong Kịch bản 1, TĐTN hấp thụ khoảng 85% tổng điện năng dư thừa được tích trữ ($TĐTN_{bơm}/(TĐTN_{bơm}+ BESS_{sạc})$ = 4,68/(4,68+0,81) GWh trong tháng 3; 3,00/(3,00+0,52) GWh trong tháng 11), với công suất bơm cực đại gấp khoảng 5,8 lần công suất sạc cực đại của BESS. Tỷ số điện năng phát/bơm trong ngày của TĐTN khoảng 70% (3,28/4,68 và 2,10/3,00), của BESS khoảng 90% (0,73/0,81 và 0,47/0,52). Như vậy có thể thấy, COS giao phần năng lượng lớn, mang tính dịch chuyển theo giờ cho TĐTN (dung lượng lớn, chi phí vận hành thấp), còn BESS với hiệu suất cao hơn đảm nhận phần năng lượng nhỏ và các biến động ngắn hạn. Cách phân chia này vừa tận dụng ưu thế của từng thiết bị, vừa hạn chế số chu kỳ sạc/xả sâu của BESS, góp phần kéo dài tuổi thọ pin.

Cơ chế phân vai theo thang thời gian: Kết quả Kịch bản 2 cho thấy BESS đạt công suất hỗ trợ cực đại 417,3 MW chỉ sau khoảng 5 ms kể từ thời điểm sự cố (t = 5,005 s), trong khi TĐTN đạt công suất cực đại 742,1 MW tại t = 5,562 s, chậm hơn BESS khoảng 0,56 s. Như vậy, BESS đảm nhận giai đoạn đầu ngay sau sự cố, kìm hãm tốc độ suy giảm tần số; TĐTN đảm nhận giai đoạn phục hồi với công suất lớn; sau đó BESS chuyển sang hấp thụ công suất dư để hạn chế quá điều chỉnh và nạp lại

SOC. Đây chính là cơ chế phân vai mà chiến lược COS được trình bày ở mục 4.2.1, phù hợp với đặc tính của từng thiết bị: BESS đáp ứng ở mức mili giây nhưng dung lượng lại hạn chế, còn TĐTN có công suất và dung lượng lớn nhưng không thể đáp ứng tức thời.

So sánh khi vận hành riêng lẻ: Ở Chương 2, BESS vận hành độc lập cải thiện rõ RoCoF và tần số cực tiểu nhưng bị giới hạn bởi dung lượng và SOC khi sự cố kéo dài. Ở Chương 3, TĐTN vận hành độc lập có khả năng điều tiết năng lượng lớn nhưng cần thời gian chuyển chế độ từ vài phút đến vài chục phút. Khi phối hợp theo COS, hai thiết bị bù trừ cho nhau: BESS che phủ khoảng thời gian TĐTN chưa kịp đáp ứng, còn TĐTN giảm yêu cầu dung lượng đối với BESS (Bảng 4.4).

Bảng 4.4. So sánh hiệu quả điều tần khi vận hành riêng lẻ và phối hợp BESS – TĐTN

Hình thức vận hành	Lưới điện / kịch bản	Kết quả (trích từ các Chương của Luận án)	Đặc điểm, hạn chế
Chỉ vận hành BESS (Chương 2)	Lưới 500/220kV Tây Nguyên – Kịch bản 4, 5 (thiếu hụt công suất); Kịch bản 6 (dư công suất)	f_{min} tại EaNam: 48,55 → 49,07 Hz (KB 4); 48,71 → 49,18 Hz (KB 5) khi sử dụng mô hình BESS đề xuất f_{max} (KB 6): 50,258 Hz (mô hình CBEST: 50,271 Hz)	Đáp ứng ở mức mili giây và cải thiện f_{min} khoảng 0,5 Hz. Tuy nhiên bị giới hạn bởi dung lượng và SOC khi thiếu hụt công suất kéo dài
	IEEE 39-Bus – Kịch bản 2 (tách tổ máy G6, mất 650 MW)	Không có BESS: f_{min} = 48,86 Hz (dưới ngưỡng 49 Hz) Có BESS: tần số được nâng trở lại và giữ trong giới hạn cho phép	BESS chuyển từ điều tần sơ cấp (xả) sang thứ cấp (sạc) theo SOC
Chỉ vận hành TĐTN (Chương 3)	Lưới Ninh Thuận – kịch bản mây che phủ ĐMT	Không có TĐTN: 45,8 – 53,4 Hz (vượt dải cho phép 47,5 – 52 Hz) Có TĐTN (phát gần 1.000 MW): 48,5 – 50,8 Hz	Công suất, dung lượng lớn; thời gian chuyển chế độ bơm ↔ phát từ vài phút đến vài chục phút
	Lưới Ninh Thuận – ngắn mạch 3 pha đường dây 500kV (Bảng 3.15)	Tần số tại thanh cái Bác Ái: 49,15 – 50,74 Hz, trở về ≈ 50,00 Hz Độ lệch góc rotor lớn nhất của tổ máy Bác Ái: 59,2° – 63,9°	Đảm bảo ổn định động và tham gia điều tần qua bộ điều tốc
Phối hợp BESS – TĐTN theo COS (Chương 4)	Lưới Ninh Thuận – Kịch bản 2 (ngắn mạch thoáng qua tại thanh cái 500kV Ninh Sơn)	Thuận Nam: f_{min} 49,891 → 49,903 Hz; f_{max} ≈ 50,055 → ≈ 50,045 Hz RoCoF trung bình ≈ 0,47 → ≈ 0,44 Hz/s Thời gian xác lập (±0,05 Hz): ≈ 1,0 s → ≈ 0,4 s sau sự cố BESS phát 417,3 MW tại 5,005 s, TĐTN phát 742,1 MW tại 5,562 s	BESS đáp ứng trước khoảng 0,56 s, che phủ khoảng thời gian TĐTN chưa kịp tăng công suất; TĐTN đảm nhận phần công suất lớn

Các kết quả nêu trên được thiết lập trong những điều kiện tính toán xác định, bao gồm: (i) biểu đồ phụ tải và công suất NLTT của hai ngày điển hình đại diện cho mùa khô (tháng 3) và mùa mưa (tháng 11); (ii) một kịch bản sự cố ngắn mạch thoáng qua tại thanh cái 500kV Ninh Sơn; (iii) quy mô công suất và dung lượng BESS được giữ cố định; và (iv) công suất phát của các nguồn NLTT được giả thiết là biết trước (dự báo chính xác). Do đó, các chỉ tiêu định lượng thu được phản ánh hiệu quả của chiến lược COS trong phạm vi các giả thiết này. Việc đánh giá ảnh hưởng của sai số dự báo

công suất NLTT, quy mô công suất – dung lượng BESS cũng như của các dạng sự cố khác (mất tổ máy phát, sự cố kéo dài, sự cố tại các vị trí khác trên lưới) đến hiệu quả của chiến lược đề xuất sẽ được tiếp tục nghiên cứu trong các công trình tiếp theo.

4.4.5. Hiệu quả kinh tế - kỹ thuật của chiến lược phối hợp BESS – TĐTN

Về kỹ thuật, COS loại bỏ tình trạng quá tải trên hai đường dây 500kV khu vực Ninh Thuận (mang tải cực đại giảm từ 111–117,8% xuống dưới 91,5%), do đó giảm nhu cầu cắt giảm công suất NLTT vì lý do quá tải lưới, đồng thời cải thiện tần số cực tiểu và quá trình phục hồi tần số khi có sự cố.

Về kinh tế, kết quả tính toán ở mục 3.5.1 cho thấy, khi quy đổi các thành phần chi phí về cùng cơ sở thời gian, phương án đầu tư TĐTN Bác Ái có tổng chi phí vận hành TCO trong 20 năm (r = 10%/năm) thấp hơn phương án đầu tư nhà máy LNG mới cùng quy mô khoảng 2.913 triệu USD. So với phương án tận dụng các nguồn nhiệt điện than và LNG hiện hữu, TCO của hai phương án gần tương đương (chênh lệch khoảng 182 triệu USD), và TĐTN có TCO thấp hơn khi tỷ suất chiết khấu nhỏ hơn khoảng 7,8 %/năm. Khi kết hợp với BESS, phần chi phí đầu tư tăng thêm của BESS có thể được bù đắp bởi các lợi ích như giảm quá tải lưới, tăng sản lượng NLTT được hấp thụ và giảm nhu cầu dự phòng quay từ các nhà máy nhiệt điện.

4.5. Kết luận Chương 4

4.5.1. Mục tiêu nghiên cứu

Chương 4 đã đề xuất, xây dựng, mô phỏng và đánh giá hiệu quả mô hình Chiến lược vận hành phối hợp (COS) với sự hỗ trợ của phần mềm DIgSILENT PowerFactory, mang lại lời giải cho bài toán vận hành tối ưu hệ thống kết hợp giữa nhà máy TĐTN và BESS. Thuật toán đã giúp khai thác tối đa ưu điểm của từng công nghệ trong bối cảnh tỷ lệ thâm nhập của các nguồn NLTT tại Việt Nam tăng rất cao. Mô hình COS giúp: Giảm dao động tần số, từ đó cải thiện RoCoF; Giảm quá tải đường dây truyền tải do biến động từ các nguồn NLTT; Tối ưu hóa phân bổ công suất, giảm thiểu vấn đề cắt giảm công suất NLTT; Nâng cao an ninh vận hành hệ thống điện.

4.5.2. Các phương pháp đóng góp chính

4.5.2.1. Chiến lược vận hành phối hợp:

Luận án đã xây dựng một khung điều khiển phối hợp mới giữa BESS và TĐTN dựa trên các tín hiệu dư thừa (E_s)/thiếu hụt (E_d) năng lượng từ các nguồn NLTT. COS quyết định thời điểm:

- BESS sạc/xả nhằm đắp ứng công suất nhanh trong thời gian ngắn;
- TĐTN bơm/phát để cân bằng phụ tải trong các chu kỳ năng lượng dài hơn, đồng thời tái phân bổ công suất trên lưới.

Chiến lược này giúp hệ thống khai thác tối đa sản lượng của nguồn NLTT, giảm bớt sự lãng phí năng lượng dư thừa do cắt giảm nguồn – tải và duy trì tần số ổn định trong nhiều chế độ vận hành khác nhau.

4.5.2.2. Mô hình năng lượng và thuật toán điều phối:

Dựa trên đặc tính công suất – năng lượng của hai hệ thống lưu trữ, Chương 4 đóng góp các nội dung quan trọng sau:

- Xây dựng mô hình năng lượng tích hợp gồm PV – gió – BESS – TĐTN – phụ tải theo cấu trúc Thanh cái DC – Lưới AC, phù hợp với hệ thống điện nước ta;
- Thuật toán điều phối năng lượng giữa BESS – TĐTN dựa trên mức dư thừa (E_s)/thiếu hụt (E_d), giúp lựa chọn thiết bị phù hợp cho từng thời điểm vận hành;
- Tối ưu hóa sử dụng năng lượng BESS cho các dịch vụ điều tần nhanh, đồng thời dùng TĐTN để cân bằng dài hạn, ngăn tình trạng BESS bị cạn/đầy SOC kéo dài, ảnh hưởng tới tuổi thọ của pin;
- Xây dựng cơ chế vận hành ưu tiên: TĐTN xử lý (E_s/E_d) lớn, dài hạn; BESS chịu trách nhiệm cho (E_s/E_d) nhỏ, ngắn hạn và các dao động nhanh. Hai công nghệ này phối hợp nhịp nhàng trong các trường hợp sự cố nghiêm trọng, cũng như tăng cường hấp thụ sản lượng NLTT.

4.5.2.3. Đóng góp cụ thể:

- Phân tích chi tiết hiệu quả của mô hình BESS-TĐTN, chứng minh sự phối hợp giúp giảm quá tải các đường dây 500kV tại khu vực Ninh Thuận;
- Mô phỏng và đánh giá hiệu quả điều tần phối hợp: Tần số phục hồi nhanh hơn, biên độ dao động nhỏ hơn so với khi chỉ sử dụng BESS hoặc TĐTN;
- Đề xuất cơ chế BESS phản ứng nhanh để hạn chế sụt giảm tần số ban đầu, trong khi TĐTN đảm nhận quá trình phục hồi tần số sau sự cố, giúp giữ tần số trong giới hạn quy định của Thông tư 30/2019/TT-BCT;
- Chứng minh mô hình đề xuất giúp tối ưu hóa sử dụng NLTT, giảm áp lực vận hành cho từng thiết bị, kéo dài tuổi thọ pin, tăng hiệu quả công suất của TĐTN.

4.5.3. Tính mới của mô hình đề xuất

Mô hình vận hành phối hợp BESS-TĐTN mang lại nhiều điểm mới so với các cách tiếp cận truyền thống:

- Luận án đề xuất kết hợp hai loại hình lưu trữ có thời gian đáp ứng khác nhau vào một khung điều khiển thống nhất, tận dụng khả năng đáp ứng nhanh của BESS và khả năng lưu trữ lớn của TĐTN không những giúp tăng cường khả năng điều tần, điều áp cho hệ thống điện, mà còn phù hợp với lưới điện Việt Nam trong bối cảnh tỷ trọng các nguồn NLTT đang ngày một gia tăng;
- Cơ chế điều phối E_s/E_d giúp phân chia rõ ràng vai trò của từng hệ thống nhằm

tối ưu hóa năng lượng và duy trì tần số trong mọi chế độ vận hành;

- Mô hình mô phỏng chi tiết lưới điện khu vực Ninh Thuận với mật độ các nguồn NLTT dày đặc, chứng minh khả năng giảm quá tải và nâng cao rõ rệt hiệu quả hấp thụ NLTT;
- Khả năng duy trì ổn định tần số khi xảy ra sự cố vận hành, nhờ BESS bù nhanh công suất và TĐTN ổn định lại tần số ở pha phục hồi – một sự kết hợp mà từng công nghệ riêng lẻ không thể đạt được;
- Xác nhận tính khả thi kỹ thuật và kinh tế của mô hình là phù hợp với định hướng phát triển hệ thống điện và các cơ chế thị trường điện Việt Nam.

Có thể khẳng định rằng TĐTN và BESS đóng vai trò quan trọng, không chỉ tối ưu được biểu đồ phụ tải mà còn nâng cao khả năng ổn định tần số một cách nhanh chóng, bổ trợ cho nhau trong việc duy trì tính liên tục và ổn định của hệ thống điện khi tích hợp các nguồn NLTT ở quy mô lớn.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

1. Kết luận

Trên cơ sở mục đích nghiên cứu đã đặt ra, luận án đã tập trung giải quyết bài toán vận hành ổn định hệ thống điện có tỷ trọng lớn các nguồn NLTT, với trọng tâm là khai thác hiệu quả hai dạng lưu trữ năng lượng quan trọng: BESS và nhà máy thủy TĐTN. Các kết quả nghiên cứu đạt được không chỉ có ý nghĩa khoa học mà còn mang giá trị ứng dụng trực tiếp cho công tác vận hành lưới điện Việt Nam, cụ thể như sau:

Về đánh giá tác động của NLTT đến ổn định hệ thống: Luận án đã làm rõ cơ chế suy giảm quán tính hệ thống, sự gia tăng RoCoF và nguy cơ mất ổn định tần số khi tỷ trọng NLTT tăng cao, đồng thời đánh giá thực trạng vận hành lưới điện Việt Nam trong bối cảnh này. Kết quả phân tích cho thấy, các hệ thống lưu trữ năng lượng không còn là giải pháp tùy chọn mà đã trở thành yêu cầu bắt buộc để duy trì độ ổn định và an toàn vận hành lưới điện trong giai đoạn chuyển dịch năng lượng hiện nay. Đây là cơ sở lý luận quan trọng cho các đề xuất kỹ thuật ở những chương tiếp theo.

Về mô hình điều khiển BESS: Mô hình điều khiển độ sụt giảm phi tuyến thích ứng có xét phản hồi SOC được đề xuất ở Chương 2 đã chứng minh khả năng giảm RoCoF trung bình khoảng 23 – 52% so với khi không có BESS, đồng thời cải thiện tần số cực trị và điều chỉnh SOC hiệu quả hơn so với mô hình CBEST hiện đang được sử dụng phổ biến, thông qua kết quả mô phỏng trên cả hệ thống chuẩn IEEE-39 Bus và lưới điện thực tế 500/220kV khu vực Tây Nguyên. Đáng chú ý, mô hình đề xuất đáp ứng đầy đủ các yêu cầu kỹ thuật của Thông tư 25/2016/TT-BCT, cho thấy đây là giải pháp có thể áp dụng ngay vào thực tiễn vận hành BESS tại Việt Nam mà không cần điều chỉnh khung pháp lý hiện hành.

Về mô hình điều khiển tối ưu TĐTN: Bằng việc xây dựng và giải bài toán tối ưu đa mục tiêu (Tối ưu chi phí vận hành – Giảm phát CO_2 – Khai thác tối đa nguồn NLTT) bằng thuật toán Di truyền, luận án đã xác định được chế độ bơm/phát tối ưu cho nhà máy TĐTN Bác Ái. Kết quả không chỉ chứng minh vai trò phủ đỉnh – điền đáy hiệu quả của TĐTN trong biểu đồ phụ tải hệ thống, mà còn khẳng định khả năng phản ứng nhanh của nhà máy nhằm bù đắp thiếu hụt công suất và ngăn chặn sụt giảm tần số dưới ngưỡng cho phép khi xảy ra sự cố nghiêm trọng từ nguồn NLTT. Đây là một khả năng rất lớn mà các nguồn điện truyền thống khó đáp ứng với tốc độ tương đương.

Về chiến lược vận hành phối hợp BESS – TĐTN: Mô hình Chiến lược vận hành phối hợp (COS) đề xuất ở Chương 4 khi áp dụng thử nghiệm cho lưới điện khu vực Ninh Thuận – nơi có mật độ các dự án NLTT dày đặc – đã cho thấy hiệu quả kép: vừa tối ưu hóa biểu đồ phụ tải và giảm quá tải đường dây truyền tải, vừa hạn chế đáng kể tình trạng cắt giảm công suất NLTT, đồng thời duy trì ổn định tần số trong các

tình huống sự cố nghiêm trọng. Đây là minh chứng cho thấy việc phối hợp đồng thời hai công nghệ lưu trữ có đặc tính đáp ứng bổ trợ lẫn nhau (BESS phản ứng nhanh với các biến động ngắn hạn – TĐTN đảm nhiệm cân bằng năng lượng trong thời gian dài) mang lại hiệu quả vượt trội so với sử dụng riêng lẻ từng công nghệ. Mô hình này hoàn toàn có thể nhân rộng cho các khu vực có điều kiện tương tự như Tây Nguyên hay Nam Trung Bộ.

Có thể thấy rằng, các kết quả nghiên cứu của luận án đã đáp ứng đầy đủ các mục tiêu nghiên cứu ban đầu, đồng thời cung cấp cơ sở khoa học và kỹ thuật thiết thực, góp phần thúc đẩy việc khai thác, ứng dụng và phát triển bền vững các nguồn NLTT tại Việt Nam trong giai đoạn tới.

Tuy nhiên, Luận án vẫn còn một số nội dung chưa được khai thác đầy đủ, đang trong quá trình nghiên cứu và phân tích: Sự suy hao dung lượng pin theo thời gian vận hành; Hạn chế của kết quả khi kiểm chứng bằng số liệu vận hành thực tế; Kiểm chứng cơ chế phối hợp điều khiển BESS – TĐTN trên nền tảng thời gian thực (mô phỏng có phần cứng trong vòng lặp – HIL), có xét độ trễ truyền thông giữa hai nhà máy và sai số dự báo công suất NLTT; Khảo sát có hệ thống ảnh hưởng của các mức tốc độ biến thiên công suất (ramp rate) của nguồn NLTT đối với nhà máy TĐTN; Bài toán tối ưu vị trí – dung lượng BESS kết hợp đánh giá kinh tế đầy đủ (CAPEX/OPEX, suy giảm dung lượng pin); Bài toán về hiệu quả kinh tế đầy đủ (bao gồm phân tích độ nhạy giá nhiên liệu, chi phí suy giảm dung lượng BESS,...) khi đầu tư BESS/TĐTN;... Do giới hạn của Luận văn mà những vấn đề này sẽ được NCS đào sâu vào phân tích ở những nghiên cứu sau.

2. Kiến nghị

2.1. Khuyến nghị kỹ thuật cho đơn vị điều độ

Từ những kết quả đạt được, Luận án xin đề xuất một số khuyến nghị kỹ thuật mang tính ứng dụng thực tiễn, làm cơ sở tham khảo cho Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia (NSMO) trong công tác vận hành và xây dựng quy định kỹ thuật liên quan đến hệ thống lưu trữ năng lượng:

Thứ nhất, mô hình điều khiển độ sụt giảm phi tuyến thích ứng được đề xuất ở Chương 2, với ưu điểm giảm RoCoF so với khi không có BESS, cải thiện tần số cực trị và khả năng điều chỉnh SOC so với mô hình CBEST hiện hành, đồng thời đáp ứng đầy đủ yêu cầu của Thông tư 25/2016/TT-BCT có thể được xem xét như một tài liệu tham khảo kỹ thuật khi NSMO xây dựng hoặc cập nhật các quy định về đấu nối và vận hành BESS, đặc biệt tại những khu vực có tốc độ thay đổi tần số cao do tích hợp nguồn NLTT lớn.

Thứ hai, khung vận hành SOC trong phạm vi 20-80% cùng cơ chế phản hồi SOC được Luận án đề xuất nên được cân nhắc lồng ghép vào các lệnh điều độ thực tế đối

với BESS, nhằm hài hòa giữa yêu cầu đáp ứng tần số tức thời và mục tiêu kéo dài tuổi thọ vận hành của hệ thống pin.

Thứ ba, kết quả của bài toán tối ưu đa mục tiêu ở Chương 3 đã xác định chế độ bơm/phát tối ưu cho nhà máy TĐTN Bác Ái trên cơ sở đồng thời cân nhắc chi phí vận hành, phát thải CO_2 và mức độ khai thác tối đa tiềm năng các nguồn NLTT. Đây có thể được NSMO sử dụng làm căn cứ tham khảo trong quá trình xây dựng biểu đồ huy động nguồn theo giờ cao điểm và thấp điểm, thay vì chỉ dựa trên kinh nghiệm điều độ như hiện nay.

Thứ tư, đối với các khu vực có mật độ nguồn NLTT cao tương tự như Ninh Thuận, Luận án khuyến nghị NSMO ưu tiên nghiên cứu triển khai cơ chế điều phối tự động giữa BESS và TĐTN theo mô hình Chiến lược vận hành phối hợp (COS) đã đề xuất ở Chương 4, qua đó góp phần giảm thiểu nguy cơ quá tải đường dây và hạn chế tình trạng cắt giảm công suất nguồn NLTT gây lãng phí.

2.2. Hướng nghiên cứu tiếp theo

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

- Nghiên cứu tích hợp các công nghệ lưu trữ năng lượng khác như: Hydrogen, Lưu trữ bằng khí nén (Compressed Air Energy Storage – CAES), Siêu tụ điện vào hệ thống điện có tỷ trọng cao các nguồn NLTT.
- Nghiên cứu phát triển và ứng dụng các thuật toán sử dụng AI và Deep Learning vào điều khiển BESS, TĐTN nhằm cải thiện hiệu suất và giảm thiểu tổn thất điện năng.
- 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.
- Nghiên cứu đánh giá tác động của mô hình Điều khiển phân cấp lên lưới điện quốc gia khi áp dụng vào những nơi có mật độ cao các nguồn NLTT như Tây Nguyên hoặc 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.

DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] International Energy Agency (IEA), "Renewable Energy Market Update - Outlook for 2022 and 2023," *IEA*, May 2022, Accessed: Oct. 03, 2026. [Online]. Available: https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-may-2022

[2] Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), "Báo cáo thường niên 2024," Báo cáo kỹ thuật (lưu hành nội bộ), Hà Nội, Jan. 2024.

[3] IRENA, "Data: Installed capacity for different renewable technologies (2024)," Our World in Data. Accessed: Mar. 11, 2025. [Online]. Available: https://ourworldindata.org/grapher/installed-global-renewable-energy-capacity-by-technology?time=earliest..2024

[4] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), "Solar Eclipse March 2015: The Successful stress test of Europe's power grid - More Ahead," Policy Brief, Brussels, Belgium, Jul. 2015.

[5] T. N. Do *et al.*, "Vietnam's solar and wind power success: Policy implications for the other ASEAN countries," *Energy for Sustainable Development*, vol. 65, pp. 1–11, 2021, doi: 10.1016/j.esd.2021.09.002.

[6] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023 phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050," Hà Nội, May 2023.

[7] N. Hatziargyriou *et al.*, "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.

[8] IRENA, "Data: Installed global renewable energy capacity by technology (2025)," Our World in Data. Accessed: Mar. 11, 2025. [Online]. Available: https://ourworldindata.org/grapher/installed-global-renewable-energy-capacity-by-technology

[9] Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (EVNNLDC), "Báo cáo tổng kết vận hành hệ thống điện quốc gia năm 2020," Báo cáo kỹ thuật (lưu hành nội bộ), Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Hà Nội, Jan. 2021.

[10] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/3/2016 phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011–2020 có xét đến năm 2030," Hà Nội, Mar. 2016.

[11] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định số 1264/QĐ-TTg ngày 01/10/2019 phê duyệt Nhiệm vụ lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2045," Hà Nội, Oct. 2019.

[12] Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), "Báo cáo: Các xu thế Khoa học Công nghệ ứng dụng trong Hệ thống điện có tỉ trọng năng lượng tái tạo cao," Báo cáo chuyên đề, Hà Nội, 2024.

[13] S. C. Johnson, D. J. Papageorgiou, D. S. Mallapragada, T. A. Deetjen, J. D. Rhodes, and M. E. Webber, "Evaluating rotational inertia as a component of grid reliability with high penetrations of variable renewable energy," *Energy*, vol. 180, pp. 258–271, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.216.

[14] P. Kundur, *Power system stability and control*. NY: McGraw-Hill, 1994.

[15] U. Tamrakar, D. Shrestha, M. Maharjan, B. Bhattarai, T. Hansen, and R. Tonkoski, "Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions," *Applied Sciences*, vol. 7, no. 7, p. 654, 2017, doi: 10.3390/app7070654.

[16] P. M. S. Carvalho, P. F. Correia, and L. A. F. Ferreira, "Distributed Reactive Power Generation Control for Voltage Rise Mitigation in Distribution Networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 766–772, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2008.919203.

[17] Australian Energy Market Operator (AEMO), "Black system South Australia 28 September 2016 - Final Report," Melbourne, VIC, Australia, Mar. 2017. [Online]. Available: www.aemo.com.au

[18] California ISO, California PUC, and California Energy Commission, "Preliminary Root Cause Analysis: Mid-August 2020 Heat Storm," Report, Sacramento, CA, USA, Oct. 2020.

[19] C. W. King, J. Zarnikau, and E. Funkhouser, “The Timeline and Events of the February 2021 Texas Electric Grid Blackouts,” Report, The University of Texas at Austin Energy Institute, Austin, TX, USA, Jul. 2021.

[20] Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (EVNNLDC), “Báo cáo tổng kết vận hành hệ thống điện quốc gia năm 2021,” Báo cáo kỹ thuật (lưu hành nội bộ), Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Hà Nội, Jan. 2022.

[21] A. A. Ahmed, A. Alsharif, and Y. F. Nassar, “Recent Advances in Energy Storage Technologies,” *International Journal of Electrical Engineering and Sustainability (IJEES)*, vol. 1, no. 1, pp. 9–17, 2023.

[22] P. Haidl, A. Buchroithner, B. Schweighofer, M. Bader, and H. Wegleiter, “Lifetime Analysis of Energy Storage Systems for Sustainable Transportation,” *Sustainability*, vol. 11, no. 23, p. 6731, 2019, doi: 10.3390/su11236731.

[23] S. Sharma, A. Verma, Y. Xu, and B. K. Panigrahi, “Robustly Coordinated Bi-Level Energy Management of a Multi-Energy Building Under Multiple Uncertainties,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 3–13, 2021, doi: 10.1109/TSTE.2019.2962826.

[24] R. Sioshansi, P. Denholm, J. Arteaga, S. Awara, S. Bhattacharjee, and A. Botterud, “Energy-Storage Modeling: State-of-the-Art and Future Research Directions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 2, pp. 860–875, 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3104768.

[25] D. Oertel, “Energy storage systems – current status and outlook,” Working Report, Office of Technology Assessment at the German Bundestag (TAB), Berlin, Germany, Feb. 2008.

[26] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.

[27] D. Gilfillan and J. Pittock, “Pumped Storage Hydropower for Sustainable and Low-Carbon Electricity Grids in Pacific Rim Economies,” *Energies (Basel).*, vol. 15, no. 9, 2022, doi: 10.3390/en15093139.

[28] Y. Yoo and Y. Ha, “Market attractiveness analysis of battery energy storage systems in Indonesia, Malaysia, the Philippines, Thailand, and Vietnam,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 191, p. 114095, 2024, doi: 10.1016/j.rser.2023.114095.

[29] Lei Xie, “2024 World Hydropower Outlook,” International Hydropower Association (IHA), Jun. 2024. Accessed: Jun. 29, 2026. [Online]. Available: https://www.hydropower.org/publications/2024-world-hydropower-outlook

[30] B. Wang, J. Feng, S. Cao, and H. Zhang, “Energy Storage Industry White Paper 2024,” Technical Report, China Energy Storage Alliance (CNESA), 2024.

[31] National Development and Reform Commission (NDRC) and National Energy Administration (NEA), “14th Five-Year Plan for Modern Energy System,” Technical Report, Beijing, China, 2022.

[32] U.S. Department of Energy, “Hydropower vision: A new chapter for America’s 1st renewable electricity source,” Technical Report, Wind and Water Power Technologies Office, Washington DC, 2016.

[33] U.S. Energy Information Administration (EIA), “Battery storage in the United States: An update on market trends,” Technical Report, U.S. Department of Energy, 2025.

[34] European Association for Storage of Energy (EASE), “European market monitor on energy storage (EMMES 8.0),” Technical Report, Brussels, Belgium, 2024.

[35] REPowerEU, “Affordable, secure and sustainable energy for Europe.” Accessed: Jun. 29, 2026. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_en

[36] Snowy Hydro Ltd., “Snowy 2.0 Project Overview.” Accessed: Jun. 29, 2026. [Online]. Available: https://www.snowyhydro.com.au/snowy-20/about/

[37] Australian Energy Market Operator (AEMO), “2024 Integrated System Plan for the National Electricity Market,” Technical Report, Melbourne, VIC, Australia, 2024.

[38] Ministry of Economy; Trade and Industy, “Battery and Power Supply Industry Strategy,” Report, Tokyo, Japan, 2026.

[39] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg, and P. Rodríguez, “Control of Power Converters in AC Microgrids,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 11, pp. 4734–4749, 2012, doi: 10.1109/TPEL.2012.2199334.

[40] Working Group Prime Mover and Energy Supply, “Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 167–179, 1992, doi: 10.1109/59.141700.

[41] H. Abdi, B. Mohammadi-ivatloo, S. Javadi, A. R. Khodaei, and E. Dehnavi, “Energy Storage Systems,” in *Distributed Generation Systems*, Elsevier, 2017, ch. 7, pp. 333–368. doi: 10.1016/B978-0-12-804208-3.00007-8.

[42] M. S. Guney and Y. Tepe, “Classification and assessment of energy storage systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 1187–1197, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.102.

[43] Z. Topalović, R. Haas, A. Ajanović, and M. Sayer, “Prospects of electricity storage,” *Renewable Energy and Environmental Sustainability*, vol. 8, no. 2, pp. 1–14, 2023, doi: 10.1051/rees/2022016.

[44] T. N. T. Nam, H.-T. Yang, and D. M. Quan, “Integrated Transient Stability Analysis with Multi-Large-Scale Solar Photovoltaic in Distribution Network,” *Journal of Science & Technology*, vol. 147, pp. 40–45, 2020.

[45] N. H. V. Phuong, N. B. Nam, H. Van Luat, V. Q. Hai, L. Q. Cuong, and T. D. M. Duc, “Strategy for power control of battery storage system: PhuQuy Island study case,” *Journal of Science and Technology – The University of DaNang*, vol. 19, no. 4.2, pp. 12–17, 2021.

[46] P. T. X. Hoa and T. T. N. Ha, “Thiết kế và phân tích phương pháp điều khiển chia công suất cho các bộ nghịch lưu trong Microgrid độc lập,” *Tạp chí Phát triển Khoa học & Công nghệ: Kỹ thuật & Công nghệ*, vol. 1, no. 3, pp. 5–16, 2018.

[47] Đ. T. Việt, L. C. Quyền, and T. V. Thành, "Lựa chọn thiết bị để hỗ trợ ổn định hệ thống điện khi đấu nối nhà máy điện mặt trời công suất lớn," *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng*, vol. 1, no. 122, pp. 115–119, 2018.

[48] Đ. T. Việt, L. C. Quyền, and T. V. Thành, "Nghiên cứu giải pháp lưu trữ năng lượng điện mặt trời khu vực tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận," *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng*, vol. 19, no. 9, pp. 24–30, 2021.

[49] D. T. Viet, V. Van Phuong, M. Q. Duong, M. P. Khanh, A. Kies, and B. Schyska, "A Cost-Optimal Pathway to Integrate Renewable Energy into the Future Vietnamese Power System," in *2018 4th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD)*, IEEE, Dec. 2018, pp. 144–149. doi: 10.1109/GTSD.2018.8595637.

[50] M. Schlott *et al.*, "PyPSA-VN: An open model of the Vietnamese electricity system," in *Proceedings of 2020 5th International Conference on Green Technology and Sustainable Development, GTSD 2020*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Nov. 2020, pp. 253–258. doi: 10.1109/GTSD50082.2020.9303096.

[51] M. Q. Duong, D. T. Viet, T. N. T. Nam, G. Sava, and A. Kies, "A comparative study of wind turbine generators operating perfomance: A case study for the Vietnamese Ninh Thuan - Grid," *Bulletin of the Polytechnic Institute of Iaşi*, vol. 63, no. 3, pp. 17–32, 2017.

[52] L. N. An and T. Q. Tuan, "Dynamic Programming for Optimal Energy Management of Hybrid Wind–PV–Diesel–Battery," *Energies (Basel).*, vol. 11, no. 11, p. 3039, 2018, doi: 10.3390/en11113039.

[53] P. M. Cong, T. Q. Tuan, A. Hably, S. Bacha, and L. N. An, "Optimal Sizing Of Battery Energy Storage System For An Islanded Microgrid," in *IECON 2018-44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Washington, DC, United States, Oct. 2018. doi: 10.1109/IECON.2018.8591391.

[54] L. N. Giap *et al.*, "Research on the Role of Bac Ai Pumped Storage Hydropower in the Operation of Vietnam's Power System in 2030 with a High Proportion of Renewable

Energy," *Engineering, Technology and Applied Science Research*, vol. 14, no. 5, pp. 16565–16572, 2024, doi: 10.48084/etasr.8238.

[55] B. V. Huy, T. T. Chưởng, and Q. Đ. Cường, "Nghiên cứu và mô phỏng hệ năng lượng mặt trời có kho điện lai ghép giữa siêu tụ và pin Lithium," *TNU Journal of Science and Technology*, vol. 228, no. 14, pp. 214–221, 2023, doi: 10.34238/tnu-jst.8852.

[56] M. N. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Y. Dong, and K. P. Wong, "Coordinated control of grid-connected photovoltaic reactive power and battery energy storage systems to improve the voltage profile of a residential distribution feeder," *IEEE Trans. Industr. Inform.*, vol. 10, no. 2, pp. 967–977, 2014, doi: 10.1109/TII.2014.2299336.

[57] W. W. Tso, C. D. Demirhan, C. F. Heuberger, J. B. Powell, and E. N. Pistikopoulos, "A hierarchical clustering decomposition algorithm for optimizing renewable power systems with storage," *Appl. Energy*, vol. 270, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115190.

[58] P. García-Triviño, L. M. Fernández-Ramírez, A. J. Gil-Mena, F. Llorens-Iborra, C. A. García-Vázquez, and F. Jurado, "Optimized operation combining costs, efficiency and lifetime of a hybrid renewable energy system with energy storage by battery and hydrogen in grid-connected applications," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 48, pp. 23132–23144, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.09.140.

[59] T. Cheng *et al.*, "Adaptive robust method for dynamic economic emission dispatch incorporating renewable energy and energy storage," *Complexity*, vol. 2018, 2018, doi: 10.1155/2018/2517987.

[60] S. Guo, Y. He, H. Pei, and S. Wu, "The multi-objective capacity optimization of wind-photovoltaic-thermal energy storage hybrid power system with electric heater," *Solar Energy*, vol. 195, pp. 138–149, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2019.11.063.

[61] A. Nagarajan and R. Ayyanar, "Design and Strategy for the Deployment of Energy Storage Systems in a Distribution Feeder With Penetration of Renewable Resources," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1085–1092, 2015, doi: 10.1109/TSTE.2014.2330294.

[62] A. M. Abdelshafy, J. Jurasz, H. Hassan, and A. M. Mohamed, “Optimized energy management strategy for grid connected double storage (pumped storage-battery) system powered by renewable energy resources,” *Energy*, vol. 192, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116615.

[63] H. Wang, S. Liao, C. Cheng, B. Liu, Z. Fang, and H. Wu, “Short-term scheduling strategies for hydro-wind-solar-storage considering variable-speed unit of pumped storage,” *Appl. Energy*, vol. 377, p. 124336, 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.124336.

[64] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 5th ed. NY, USA: McGraw Hill, 2011.

[65] F. Teng, Y. Mu, H. Jia, J. Wu, P. Zeng, and G. Strbac, “Challenges on primary frequency control and potential solution from EVs in the future GB electricity system,” *Appl. Energy*, vol. 194, pp. 353–362, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.05.123.

[66] F. Teng, M. Aunedi, D. Pudjianto, and G. Strbac, “Benefits of demand-side response in providing frequency response service in the future GB power system,” *Front. Energy Res.*, vol. 3, 2015, doi: 10.3389/fenrg.2015.00036.

[67] M. G. Ippolito, R. Musca, and G. Zizzo, “Analysis and simulations of the primary frequency control during a system split in continental europe power system,” *Energies (Basel).*, vol. 14, no. 5, 2021, doi: 10.3390/en14051456.

[68] S. Alqahtani, A. Shaher, A. Garada, and L. Cipcigan, “Impact of the High Penetration of Renewable Energy Sources on the Frequency Stability of the Saudi Grid,” *Electronics (Switzerland)*, vol. 12, no. 6, 2023, doi: 10.3390/electronics12061470.

[69] A. Saxena and R. Shankar, “Improved load frequency control considering dynamic demand regulated power system integrating renewable sources and hybrid energy storage system,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, p. 102245, 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102245.

[70] R. Aljarrah, B. B. Fawaz, Q. Salem, M. Karimi, H. Marzooghi, and R. Azizipanah-Abarghooee, “Issues and Challenges of Grid-Following Converters Interfacing Renewable Energy Sources in Low Inertia Systems: A Review,” *IEEE Access*, vol. 12, no. 99, pp. 5534–5561, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3349630.

[71] J. Yu, S. Liao, and J. Xu, “Frequency control strategy for coordinated energy storage system and flexible load in isolated power system,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 966–979, 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.02.133.

[72] K. M. Kotb, M. F. Elmorshedy, H. S. Salama, and A. Dán, “Enriching the stability of solar/wind DC microgrids using battery and superconducting magnetic energy storage based fuzzy logic control,” *J. Energy Storage*, vol. 45, p. 103751, 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103751.

[73] A. Naderipour, A. R. Ramtin, A. Abdullah, M. H. Marzbali, S. A. Nowdeh, and H. Kamyab, “Hybrid energy system optimization with battery storage for remote area application considering loss of energy probability and economic analysis,” *Energy*, vol. 239, p. 122303, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122303.

[74] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems - An overview,” *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.09.017.

[75] X. Xie, Y. Guo, B. Wang, Y. Dong, L. Mou, and F. Xue, “Improving AGC Performance of Coal-Fueled Thermal Generators Using Multi-MW Scale BESS: A Practical Application,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 3, pp. 1769–1777, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2599579.

[76] P. C. Kjar and R. Larke, “Experience with primary reserve supplied from energy storage system,” in *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE’15 ECCE-Europe)*, IEEE, Sep. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/EPE.2015.7311788.

[77] N. Kawakami and Y. Iijima, “Overview of battery energy storage systems for stabilization of renewable energy in Japan,” in *2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, IEEE, Nov. 2012, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICRERA.2012.6477391.

[78] M. Killer, M. Farrokhseresht, and N. G. Paterakis, “Implementation of large-scale Li-ion battery energy storage systems within the EMEA region,” *Appl. Energy*, vol. 260, p. 114166, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114166.

[79] M. M. Gulzar, A. Iqbal, D. Sibtain, and M. Khalid, “An Innovative Converterless Solar PV Control Strategy for a Grid Connected Hybrid PV/Wind/Fuel-Cell System Coupled With Battery Energy Storage,” *IEEE Access*, vol. 11, pp. 23245–23259, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3252891.

[80] M. Taghvaei, M. Gilvanejad, and M. Sedighizade, “Cooperation of large-scale wind farm and battery storage in frequency control: An optimal Fuzzy-logic based controller,” *J. Energy Storage*, vol. 46, p. 103834, 2022, doi: 10.1016/j.est.2021.103834.

[81] P. Mercier, R. Cherkaoui, and A. Oudalov, “Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1469–1477, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2022997.

[82] Y. Gu, K. Zhuang, J. Zhang, and J. Xie, “Adaptive Control Strategy for Primary Frequency Regulation of BESS in Wind Farm,” in *2024 9th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, IEEE, Apr. 2024, pp. 623–629. doi: 10.1109/ACPEE60788.2024.10532512.

[83] J. W. Shim, G. Verbic, H. Kim, and K. Hur, “On Droop Control of Energy-Constrained Battery Energy Storage Systems for Grid Frequency Regulation,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 166353–166364, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2953479.

[84] K. S. El-Bidairi, H. D. Nguyen, T. S. Mahmoud, S. D. G. Jayasinghe, and J. M. Guerrero, “Optimal sizing of Battery Energy Storage Systems for dynamic frequency control in an islanded microgrid: A case study of Flinders Island, Australia,” *Energy*, vol. 195, p. 117059, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117059.

[85] J. Teh and C.-M. Lai, “Reliability impacts of the dynamic thermal rating and battery energy storage systems on wind-integrated power networks,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 20, p. 100268, 2019, doi: 10.1016/j.segan.2019.100268.

[86] L. Maeyaert, L. Vandevelde, and T. Döring, “Battery Storage for Ancillary Services in Smart Distribution Grids,” *J. Energy Storage*, vol. 30, p. 101524, 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101524.

[87] C. K. Das *et al.*, “Optimal sizing of a utility-scale energy storage system in transmission networks to improve frequency response,” *J. Energy Storage*, vol. 29, p. 101315, 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101315.

[88] H. Alsharif, M. Jalili, and K. N. Hasan, “Power system frequency stability using optimal sizing and placement of Battery Energy Storage System under uncertainty,” *J. Energy Storage*, vol. 50, p. 104610, 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104610.

[89] S.-J. Lee *et al.*, “Coordinated Control Algorithm for Distributed Battery Energy Storage Systems for Mitigating Voltage and Frequency Deviations,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1713–1722, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2429919.

[90] D. Kaczorowska, P. Janik, L. Jasinski, J. Rezmer, and V. Suresh, “Power flow control algorithm in a microgrid with energy storage,” *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, vol. 1, no. 7, pp. 118–121, 2021, doi: 10.15199/48.2021.07.23.

[91] W. Kang *et al.*, “Distributed Reactive Power Control and SOC Sharing Method for Battery Energy Storage System in Microgrids,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 60707–60720, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2910352.

[92] C. E. Okafor and K. A. Folly, “Optimal placement of BESS in a power system network for frequency support during contingency,” *Energy Reports*, vol. 10, pp. 3681–3695, 2023, doi: 10.1016/j.egyr.2023.10.017.

[93] J. Morren, J. Pierik, and S. W. H. de Haan, “Inertial response of variable speed wind turbines,” *Electric Power Systems Research*, vol. 76, no. 11, pp. 980–987, 2006, doi: 10.1016/j.epsr.2005.12.002.

[94] L. V. Dai and P. H. Thanh, “A Feasible MPPT Algorithm for the DC/DC Boost Converter,” *International journal of electrical and computer engineering systems*, vol. 14, no. 6, pp. 713–724, 2023, doi: 10.32985/ijeces.14.6.11.

[95] Y. Wang and B. Ren, “Fault Ride-Through Enhancement for Grid-Tied PV Systems With Robust Control,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, no. 3, pp. 2302–2312, 2018, doi: 10.1109/TIE.2017.2740858.

[96] D.-H. Yoon, "A Study on the Development of a Novel ESS Simulation Model for Transmission-Level Power-System Analysis," *Energies (Basel).*, vol. 15, no. 23, p. 9243, 2022, doi: 10.3390/en15239243.

[97] W. Y. Choi, K. S. Kook, and G. R. Yu, "Control Strategy of BESS for Providing Both Virtual Inertia and Primary Frequency Response in the Korean Power System," *Energies (Basel).*, vol. 12, no. 21, p. 4060, 2019, doi: 10.3390/en12214060.

[98] Siemens PTI, "PSS/E-Model Library (34th Edition)," Schenectady, NY, USA, 2019.

[99] J. Falcão, R. Castro, and J. M. Ferreira de Jesus, "Frequency control during transients in offshore wind parks using battery energy storage systems," *Journal of Marine Engineering & Technology*, vol. 15, no. 2, pp. 57–68, 2016, doi: 10.1080/20464177.2016.1180025.

[100] L. Van Dai, "A Novel Protection Method to Enhance the Grid-Connected Capability of DFIG based on Wind Turbines," *IETE J. Res.*, vol. 70, no. 2, pp. 2047–2063, 2024, doi: 10.1080/03772063.2022.2163925.

[101] L. Van Dai, X. Li, Y. Li, T. L. T. Dong, and L. C. Quyen, "An Innovative Control Strategy to Improve the Fault Ride-Through Capability of DFIGs Based on Wind Energy Conversion Systems," *Energies (Basel).*, vol. 9, no. 2, p. 69, 2016, doi: 10.3390/en9020069.

[102] T. V. Thanh, D. T. Viet, L. C. Quyen, L. Van Dai, and N. T. Hieu, "A Solution to Enhance Operational Effectiveness of the Renewable Energy Sources and Power System Transmission Lines in Vietnam," in *2022 6th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD)*, IEEE, Jul. 2022, pp. 693–699. doi: 10.1109/GTSD54989.2022.9989150.

[103] G. Andersson *et al.*, "Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1922–1928, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.857942.

[104] Bộ Công Thương, "Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30/11/2016 quy định hệ thống điện truyền tải," Hà Nội, Nov. 2016.

[105] W. Bogenrieder, “2.6. Pumped storage power plants,” in *Renewable Energy*, Springer Berlin Heidelberg, 2006, pp. 165–196. doi: 10.1007/10858992_7.

[106] European Association for Storage of Energy (EASE), “Pumped Hydro Storage,” *Technology Factsheet – Mechanical Energy Storage*. Brussels, Belgium, 2016.

[107] G. Ardizzon, G. Cavazzini, and G. Pavesi, “A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 31, pp. 746–761, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.12.043.

[108] J. P. Deane, E. J. McKeogh, and B. P. O. Gallachoir, “Derivation of Intertemporal Targets for Large Pumped Hydro Energy Storage With Stochastic Optimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2147–2155, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2236111.

[109] O. Palizban and K. Kauhaniemi, “Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications,” *J. Energy Storage*, vol. 6, pp. 248–259, 2016, doi: 10.1016/j.est.2016.02.001.

[110] U.S. Department of Energy, “Pumped Storage Hydropower.” Accessed: Mar. 06, 2025. [Online]. Available: https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower

[111] Ban Chiến lược Phát triển, “Vận hành hệ thống điện khi có nhà máy thủy điện tích năng, xét trường hợp cụ thể với Bác Ái,” Báo cáo chuyên đề, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Hà Nội, Nov. 2021.

[112] S. Speidel and T. Bräunl, “Leaving the grid - The effect of combining home energy storage with renewable energy generation,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 1213–1224, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.325.

[113] J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir, and E. J. McKeogh, “Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 4, pp. 1293–1302, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2009.11.015.

[114] M. A. Bidgoli, H. A. Mohammadpour, and S. M. T. Bathaee, “Advanced Vector Control Design for DFIM-Based Hydropower Storage for Fault Ride-Through Enhancement,”

IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 30, no. 4, pp. 1449–1459, 2015, doi: 10.1109/TEC.2015.2437953.

[115] T. Al Shidhani, A. Ioannou, and G. Falcone, "Multi-Objective Optimisation for Power System Planning Integrating Sustainability Indicators," *Energies (Basel).*, vol. 13, no. 9, p. 2199, 2020, doi: 10.3390/en13092199.

[116] R. Kyomugisha, C. M. Muriithi, and M. Edimu, "Multiobjective optimal power flow for static voltage stability margin improvement," *Heliyon*, vol. 7, no. 12, pp. 1–17, 2021, doi: 10.1016/j.heliyon.2021.e08631.

[117] T. V. Thanh *et al.*, "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.

[118] C. A. Coello, "Evolutionary multi-objective optimization: a historical view of the field," *IEEE Comput. Intell. Mag.*, vol. 1, no. 1, pp. 28–36, 2006, doi: 10.1109/MCI.2006.1597059.

[119] K. Deb, *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*, 1st ed. New York: John Wiley & Sons, 2001.

[120] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, and A. Lewis, "Grey Wolf Optimizer," *Advances in Engineering Software*, vol. 69, pp. 46–61, 2014, doi: 10.1016/j.advengsoft.2013.12.007.

[121] X.-S. Yang and S. Deb, "Cuckoo search: recent advances and applications," *Neural Comput. Appl.*, vol. 24, no. 1, pp. 169–174, 2014, doi: 10.1007/s00521-013-1367-1.

[122] J. Kennedy, "Particle Swarm Optimization," in *Encyclopedia of Machine Learning*, C. Sammut and G. I. Webb, Eds., Boston, MA: Springer US, 2011, pp. 760–766. doi: 10.1007/978-0-387-30164-8_630.

[123] H. Salimi, "Stochastic Fractal Search: A powerful metaheuristic algorithm," *Knowl. Based. Syst.*, vol. 75, pp. 1–18, 2015, doi: 10.1016/j.knosys.2014.07.025.

[124] Tokyo Electric Power Company (TEPCO), "Power Development Planning Assist Tool (PDPAT II): Operation Manual," *Tokyo, Japan*.

[125] United Nations Framework Convention on Climate Change, “Methodological Tool 07: Tool to calculate the emission factor for an electricity system (Ver.7.0),” CDM Executive Board, Bonn, Germany, 2018.

[126] United Nations Framework Convention on Climate Change, “Methodological Tool: Determining the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems (Ver.3.0),” CDM Executive Board, Bonn, Germany, 2020.

[127] W. Short, D. Packey, and T. Holt, “A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies,” Mar. 1995. doi: 10.2172/35391.

[128] Bộ Công thương, “Thông tư số 12/2025/TT-BCT ngày 01/02/2025 về Phương pháp xác định giá dịch vụ phát điện; Nguyên tắc tính giá điện để thực hiện dự án điện lực; Nội dung chính của hợp đồng mua bán điện,” Hà Nội, Feb. 2025.

[129] M. Guezgouz, J. Jurasz, B. Bekkouche, T. Ma, M. S. Javed, and A. Kies, “Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, p. 112046, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112046.

[130] V. Pavlovsky and A. Steliuk, “Modeling of Automatic Generation Control in Power Systems,” in *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, 1st ed., F. M. Gonzalez-Longatt and J. L. Rueda, Eds., New York, USA: Springer, 2014, ch. 7, pp. 157–173. doi: 10.1007/978-3-319-12958-7_7.

[131] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, and H. R. Pota, “Investigation of critical parameters for power systems stability with dynamic loads,” in *IEEE PES General Meeting*, IEEE, 2010, pp. 1–6. doi: 10.1109/PES.2010.5590220.

[132] U.S. Energy Information Administration (EIA), “Capital Cost and Performance Characteristics for Utility-Scale Electric Power Generating Technologies,” Technical Report, U.S. Department of Energy, 2024.

[133] World Bank Group, “State and Trends of Carbon Pricing 2024,” Technical Report, International Bank for Reconstruction and Development, 2024.

PHỤ LỤC I

Bảng 1. Phân bố công suất các nguồn phát trong hệ thống IEEE 39-Bus được sửa đổi

Thanh cái		2	6	10	19	20	22	23	25	29	39
Máy phát	**Tên**	PV3	G2	G3	G4	G5	G6	WT1	PV2	PV1	G1
	Công suất (MW)	250	527	650	632	508	650	1,000	1,200	600	1,000
Tổng công suất phát của hệ thống: $\sum P_{sys}$ (MW)										6,363	
Tổng công suất phát của điện mặt trời và điện gió: $\sum P_{PV+WT}$ (MW)										2,650	
Tổng công suất phụ tải: $\sum P_{load}$ (MW) [131]										6,097	
Tỷ lệ các nguồn NLTT trong hệ thống: $\frac{\sum P_{PV+WT}}{\sum P_{sys}} \times 100\%$										41,65%	

Bảng 2. Nhu cầu phụ tải

Phụ tải	**Thanh cái**	**P (MW)**	**Q (MVAr)**
03	03	322,0	2,4
04	04	500,0	184,0
07	07	233,8	84,0
08	08	522,0	176,0
12	12	7,5	88,0
15	15	320,0	153,0
16	16	329,0	32,3
18	18	158,0	30,0
20	20	628,0	103,0
21	21	274,0	115,0
23	23	247,5	84,6
24	24	308,6	-92,0
25	25	224,0	47,2
26	26	139,0	17,0
27	27	281,0	75,5
28	28	206,0	27,6
29	29	283,5	26,9
31	31	9,2	4,6
39	39	1104,0	250,0

Bảng 3. Phân phối công suất máy phát

Máy phát	**Thanh cái**	**Loại thanh cái**	**P (MW)**
G1	39	Power-Voltage	1.000,0
G2	31	Slack	N.A.
G3	32	Power-Voltage	650,0
G4	33	Power-Voltage	632,0
G5	34	Power-Voltage	508,0
G6	35	Power-Voltage	650,0
PV1	38	Power-Voltage	600,0
PV2	37	Power-Voltage	1.200,0
PV3	30	Power-Voltage	250,0
WTG1	36	Power-Voltage	1.000,0

Bảng 4. Dữ liệu đường dây (100 MVA)

Từ thanh cái	Đến thanh cái	R (p.u.)	X (p.u.)	C (p.u.)
01	39	0,0010	0,0250	0,7500
03	04	0,0013	0,0213	0,2214
03	18	0,0011	0,0133	0,2138
04	05	0,0008	0,0128	0,1342
04	14	0,0008	0,0129	0,1382
05	06	0,0002	0,0026	0,0434
05	08	0,0008	0,0112	0,1476
06	07	0,0006	0,0092	0,1130
06	11	0,0007	0,0082	0,1389
07	08	0,0004	0,0046	0,0780
08	09	0,0023	0,0363	0,3804
09	39	0,0010	0,0250	1,2000
10	11	0,0004	0,0043	0,0729
10	13	0,0004	0,0043	0,0729
13	14	0,0009	0,0101	0,1723
14	15	0,0018	0,0217	0,3660
15	16	0,0009	0,0094	0,1710
16	17	0,0007	0,0089	0,1342
16	19	0,0016	0,0195	0,3040
16	21	0,0008	0,0135	0,2548
16	24	0,0003	0,0059	0,0680
17	18	0,0007	0,0082	0,1319
17	27	0,0013	0,0173	0,3216
21	22	0,0008	0,0140	0,2565
26	27	0,0014	0,0147	0,2396
26	28	0,0043	0,0474	0,7802

Bảng 5. Dữ liệu đường dây trong mô hình PowerFactory với điện áp 345kV

Đường dây	Từ thanh cái	Đến thanh cái	Chiều dài (km)	R' Ω/km	X' Ω/km	C' µF/km
01 – 39	01	39	99,18750	0,01200000	0,300	0,0168514
03 – 04	03	04	84,50775	0,01830986	0,300	0,0058386
03 – 18	03	18	52,76775	0,02481203	0,300	0,0090296
04 – 05	04	05	50,78400	0,01875000	0,300	0,0058892
04 – 14	04	14	51,18075	0,01860465	0,300	0,0060177
05 – 06	05	06	10,31550	0,02307692	0,300	0,0093763
05 – 08	05	08	44,43600	0,02142857	0,300	0,0074026
06 – 07	06	07	36,50100	0,01956522	0,300	0,0068993

Đường dây	Từ thanh cái	Đến thanh cái	Chiều dài (km)	R' Ω/km	X' Ω/km	C' µF/km
06 – 11	06	11	32,53350	0,02560976	0,300	0,0095149
07 – 08	07	08	18,25050	0,02608696	0,300	0,0095247
08 – 09	08	09	144,02025	0,01900826	0,300	0,0058864
09 – 39	09	39	99,18750	0,01200000	0,300	0,0269622
10 – 11	10	11	17,06025	0,02790698	0,300	0,0095230
10 – 13	10	13	17,06025	0,02790698	0,300	0,0095230
13 – 14	13	14	40,07175	0,02673267	0,300	0,0095825
14 – 15	14	15	86,09475	0,02488479	0,300	0,0094740
15 – 16	15	16	37,29450	0,02872340	0,300	0,0102184
16 – 17	16	17	35,31075	0,02359551	0,300	0,0084699
16 – 19	16	19	77,36625	0,02461538	0,300	0,0087569
16 – 21	16	21	53,56125	0,01777778	0,300	0,0106018
16 – 24	16	24	23,40825	0,01525424	0,300	0,0064740
17 – 18	17	18	32,53350	0,02560976	0,300	0,0090353
17 – 27	17	27	68,63775	0,02254335	0,300	0,0104420
21 – 22	21	22	55,54500	0,01714286	0,300	0,0102914
26 – 27	26	27	58,32225	0,02857143	0,300	0,0091555
26 – 28	26	28	188,05950	0,02721519	0,300	0,0092457

Bảng 6. Dữ liệu MBA (100 MVA)

Từ thanh cái	Đến thanh cái	R (p.u.)	X (p.u.)	Độ lớn nấc MBA (p.u.)	Góc nấc MBA (deg)
12	11	0,0016	0,0435	1,0060	0,00
12	13	0,0016	0,0435	1,0060	0,00
6	31	0,0000	0,0250	1,0700	0,00
10	32	0,0000	0,0200	1,0700	0,00
19	33	0,0007	0,0142	1,0700	0,00
20	34	0,0009	0,0180	1,0090	0,00
22	35	0,0000	0,0143	1,0250	0,00
19	20	0,0007	0,0138	1,0600	0,00

Bảng 7. Dữ liệu MBA trong mô hình PowerFactory

MBA	Từ thanh cái	Đến thanh cái	Sr (MVA)	Ur HV (kV)	Ur LV (kV)	R (p.u.)	X (p.u.)	Z (p.u.)	uk (%)	ukr (%)
12 – 11	12	11	300	345,0	138,0	0,0048	0,1305	0,1306	13,05882	0,480000
12 – 13	12	13	300	345,0	138,0	0,0048	0,1305	0,1306	13,05882	0,480000
06 – 31	06	31	700	345,0	16,5	0,0000	0,1750	0,1750	17,50000	0,000000
10 – 32	10	32	800	345,0	16,5	0,0000	0,1600	0,1600	16,00000	0,000000
19 – 33	19	33	800	345,0	16,5	0,0056	0,1136	0,1137	11,37379	0,560000

MBA	Từ thanh cái	Đến thanh cái	Sr (MVA)	Ur HV (kV)	Ur LV (kV)	R (p.u.)	X (p.u.)	Z (p.u.)	uk (%)	ukr (%)
20 – 34	20	34	2 x 300	230,0	16,5	0,0054	0,1080	0,1081	10,81349	0,540000
22 – 35	22	35	800	345,0	16,5	0,0000	0,1144	0,1144	11,44000	0,000000
19 – 20	19	20	1000	345,0	230,0	0,0070	0,1380	0,1382	13,81774	0,700000

Bảng 8. Dữ liệu các tổ máy phát (100 MVA)

Tổ máy	H (s)	Ra (p.u.)	x'd (p.u.)	x'q (p.u.)	xd (p.u.)	xq (p.u.)	T'd0 (s)	T'q0 (s)	xl (p.u.)	x" (p.u.)	T"d0 (s)	T"q0 (s)
1	500,0	0,0000	0,0060	0,0080	0,0200	0,0190	7,000	0,700	0,0030	0,0040	0,050	0,035
2	30,3	0,0000	0,0697	0,1700	0,2950	0,2820	6,560	1,500	0,0350	0,0500	0,050	0,035
3	35,8	0,0000	0,0531	0,0876	0,2495	0,2370	5,700	1,500	0,0304	0,0450	0,050	0,035
4	28,6	0,0000	0,0436	0,1660	0,2620	0,2580	5,690	1,500	0,0295	0,0350	0,050	0,035
5	26,0	0,0000	0,1320	0,1660	0,6700	0,6200	5,400	0,440	0,0540	0,0890	0,050	0,035
6	34,8	0,0000	0,0500	0,0814	0,2540	0,2410	7,300	0,400	0,0224	0,0400	0,050	0,035

Bảng 9. Dữ liệu các tổ máy phát trong mô hình PowerFactory (x" = x"d = x"q)

Tổ máy	Sr (MVA)	H (s)	Ra (p.u.)	x'd (p.u.)	x'q (p.u.)	xd (p.u.)	xq (p.u.)	T'd0 (s)	T'q0 (s)	xl (p.u.)	x" (p.u.)	T"d0 (s)	T"q0 (s)
1	10.000	5,000	0,0000	0,6000	0,8000	2,0000	1,9000	7,000	0,7000	0,3000	0,4000	0,050	0,035
2	700	4,329	0,0000	0,4879	1,1900	2,0650	1,9740	6,560	1,5000	0,2450	0,3500	0,050	0,035
3	800	4,475	0,0000	0,4248	0,7008	1,9960	1,8960	5,700	1,5000	0,2432	0,3600	0,050	0,035
4	800	3,575	0,0000	0,3488	1,3280	2,0960	2,0640	5,690	1,5000	0,2360	0,2800	0,050	0,035
5	300	4,333	0,0000	0,3960	0,4980	2,0100	1,8600	5,400	0,4400	0,1620	0,2670	0,050	0,035
6	800	4,350	0,0000	0,4000	0,6512	2,0320	1,9280	7,300	0,4000	0,1792	0,3200	0,050	0,035

Bảng 10. Dữ liệu các Bộ điều chỉnh điện áp tự động trong mô hình PowerFactory

Tổ máy	Ka = K_A	Ta = T_A	Vrmin = V_{Rmin}	Vrmax = V_{Rmax}	Ke = K_E	Te = T_E	Kf = K_F	Tf = T_F	Se1 = C_1	Se2 = C_2	E1 = EX_1	E1 = EX_2
2	6,2	0,05	-1,0	1,0	-0,6330	0,405	0,0570	0,500	0,660	0,880	3,036437	4,048583
3	5,0	0,06	-1,0	1,0	-0,0198	0,500	0,0800	1,000	0,130	0,340	2,342286	3,123048
4	5,0	0,06	-1,0	1,0	-0,0525	0,500	0,0800	1,000	0,080	0,314	2,868069	3,824092
5	40,0	0,02	-10,0	10,0	1,0000	0,785	0,0300	1,000	0,070	0,910	3,926702	5,235602
6	5,0	0,02	-1,0	1,0	-0,0419	0,471	0,0754	1,246	0,064	0,251	3,586801	4,782401
7	40,0	0,02	-6,5	6,5	1,0000	0,730	0,0300	1,000	0,530	0,740	2,801724	3,735632
8	5,0	0,02	-1,0	1,0	-0,0470	0,528	0,0854	1,260	0,072	0,282	3,191489	4,255319
9	40,0	0,02	-10,5	10,5	1,0000	1,400	0,0300	1,000	0,620	0,850	4,256757	5,675676
10	5,0	0,06	-1,0	1,0	-0,0485	0,250	0,0400	1,000	0,080	0,260	3,546099	4,728132

PHỤ LỤC II: CÁC KỊCH BẢN SỰ CỐ VÀ DỮ LIỆU ĐẦU VÀO CỦA NHÀ MÁY TĐTN BÁC ÁI

1. Kịch bản sự cố

Thông thường có 8 loại sự cố chính là đứt dây 1, 2 hoặc 3 pha, ngắn mạch 1 pha, 2 pha và 2 pha chạm đất, 3 pha và 3 pha chạm đất. Tuy nhiên trong thực tế vận hành cũng như kinh nghiệm nghiên cứu của các nước tiên tiến trên thế giới người ta chỉ xét đến 2 trường hợp: ngắn mạch ba pha (là trường hợp nặng nhất) và ngắn mạch một pha chạm đất (là trường hợp tiêu biểu hay xảy ra nhất). Đối với Luận án này sẽ khảo sát với trường hợp ngắn mạch 3 pha vĩnh cửu, điểm sự cố nằm gần thanh cái TĐTN Bác Ái, nhằm đánh giá khả năng phản ứng của hệ thống đối với trường hợp ngắn mạch nặng nề nhất, nếu hệ thống vẫn duy trì ổn định ở chế độ sự cố này thì chắc chắn hệ thống sẽ luôn ổn định đối với trường hợp sự cố 1 pha.

Trình tự mô phỏng tính toán ổn định động theo các bước sau:

- Mô phỏng chế độ xác lập trước khi xảy ra sự cố (chạy chế độ xác lập từ 0 giây đến 1 giây).
- Mô phỏng ngắn mạch ba pha xảy ra trên đường dây ở thời điểm t = 1 giây bằng cách thay điện dẫn tại điểm ngắn mạch bằng điện dẫn sự cố.
- Hệ thống rơ le bắt đầu hoạt động gây ra cắt các máy cắt ở hai đầu của đường dây ngắn mạch tách pha sự cố ra.
- Sự cố được giải trừ ở thời điểm t=1+t0 giây (t0 - thời gian giải trừ sự cố phụ thuộc vào cấp điện áp và tác động nhanh chậm của hệ thống rơ le bảo vệ và các máy cắt sử dụng). Thông thường trong các hệ thống điện hiện đại, thời gian loại trừ sự cố ở cấp điện áp 500kV thường 80ms. Tuy nhiên luận án đề nghị sử dụng thời gian tồn tại sự cố đến 200ms để khảo sát khả năng duy trì ổn định của hệ thống cũng như giới hạn truyền tải của các đường dây 500kV đấu nối đến TBA với hàm ý cố gắng đánh nặng chế độ sự cố để xác định chắc chắn hệ thống luôn giữ được ổn định.
- Tính toán thêm đến thời điểm t=20 giây để đánh giá độ ổn định.

Tiêu chuẩn ổn định động được kiểm tra qua góc lệch tương đối giữa các sức điện động của tất cả các máy phát điện trong hệ thống theo yêu cầu:

- Góc lệch giữa roto máy phát và điện áp đầu cực không vượt quá 1200
- 20sec sau khi sự cố được loại trừ, biên độ dao động của góc pha máy phát không vượt quá 15% biên độ của dao động đầu tiên.
- 5sec sau khi sự cố được loại trừ, điện áp tại điểm sự cố phải được phục hồi đến giá trị 75% so với giá trị trước thời điểm sự cố.

Trong Phụ lục sẽ đưa ra dao động góc lệch của các máy phát điện trong khu vực như nhà

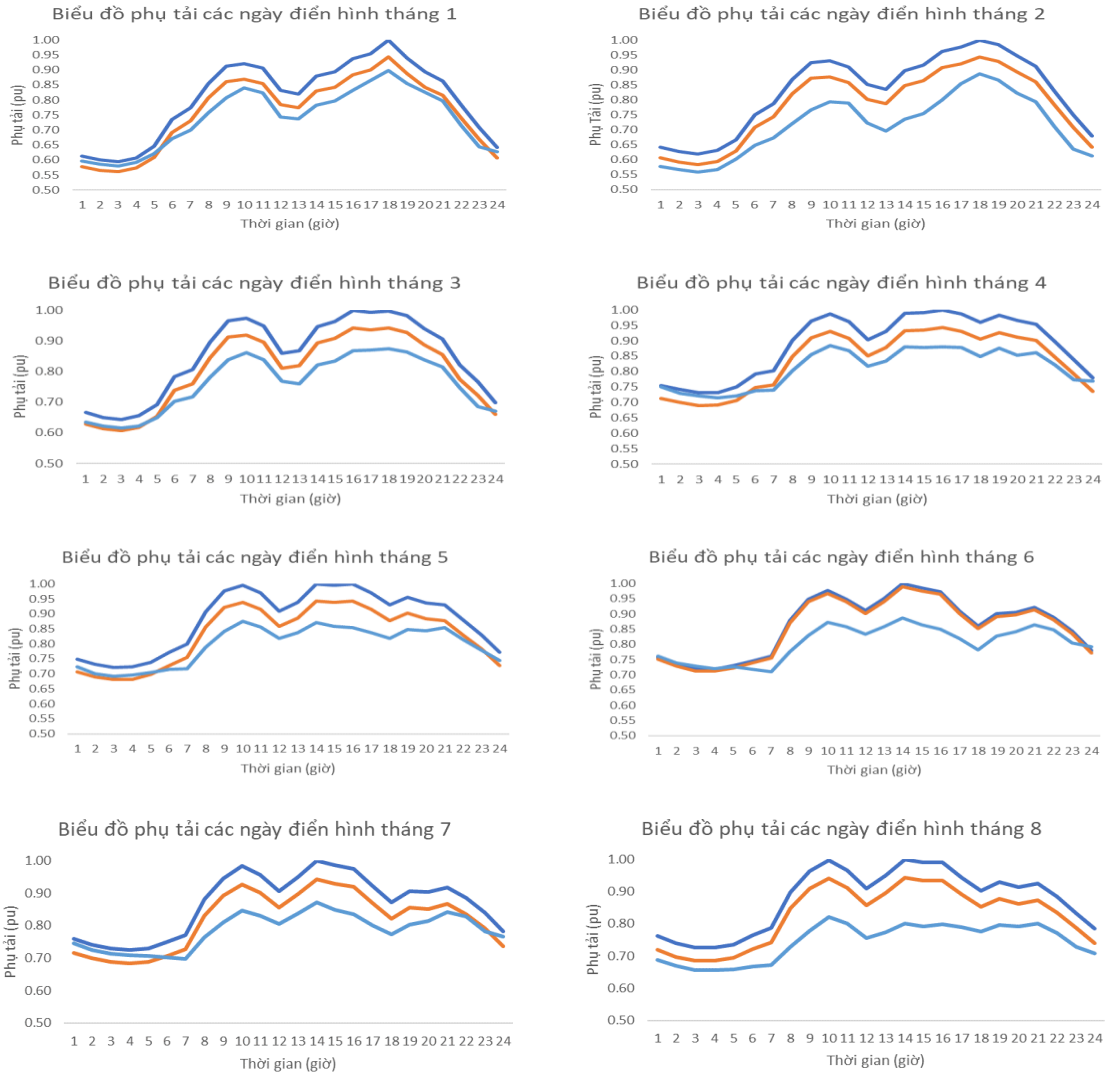
máy nhiệt điện Vĩnh Tân I, II, III, IV và nhà máy TBKHH Cà Ná.

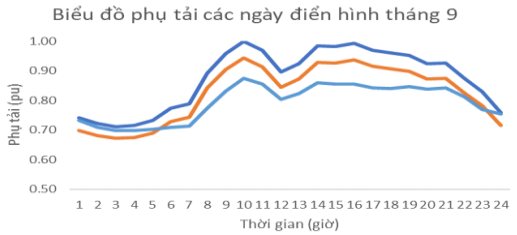
Nhà máy TĐTN Bác Ái có khả năng phát điện lên lưới và bơm tích lũy, do đó luận án sẽ tính toán ổn định động trong các chế độ: ***Chế độ bơm*** và ***Chế độ phát***.

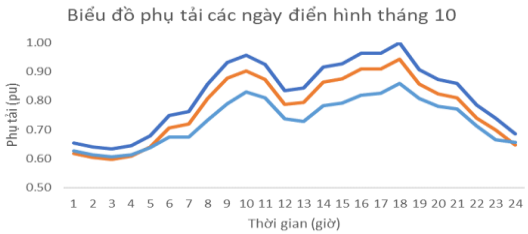
Với cấu hình lưới đấu nối NMTĐTN Bác Ái đấu nối về thanh cái 500kV TBA 500kV Ninh Sơn không thay đổi trong các giai đoạn, các tính toán xem xét cho các trường hợp cắt loại trừ sự cố trên các đường dây 500kV đấu nối về thanh cái 500kV Ninh Sơn như sau:

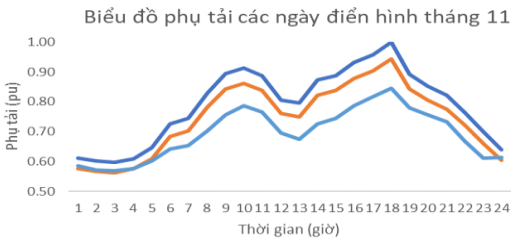
- Sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn;
- Sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành.

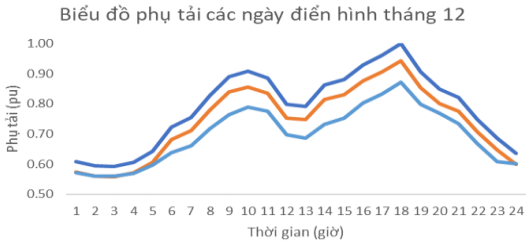
2. Mô hình phụ tải









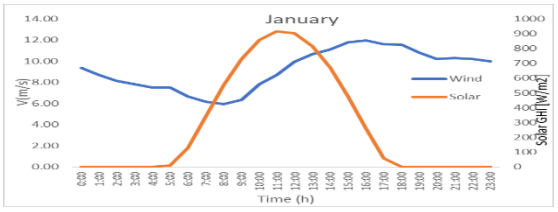


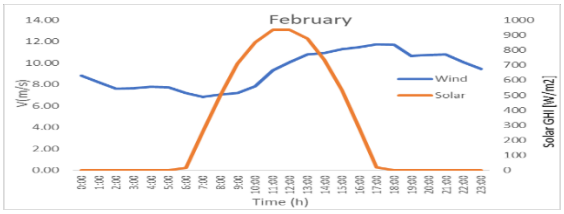
Phụ tải đỉnh Phụ tải ngày làm việc Phụ tải ngày nghỉ

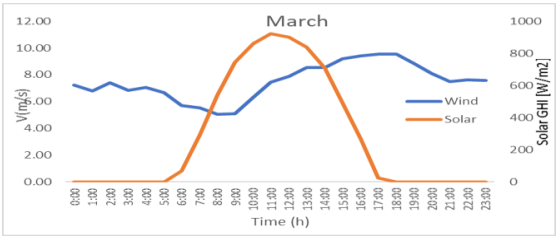
a. Phụ tải mùa mưa b. Phụ tải mùa khô

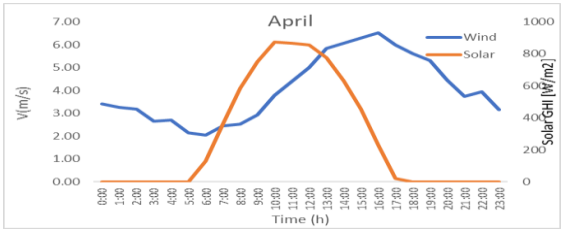
Hình 1. Biểu đồ phụ tải điển hình tháng 1 và 2 khu vực Nam Trung Bộ

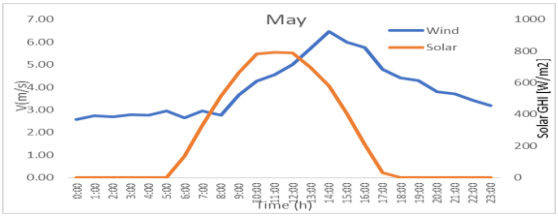
3. Mô hình các loại nguồn NLTT

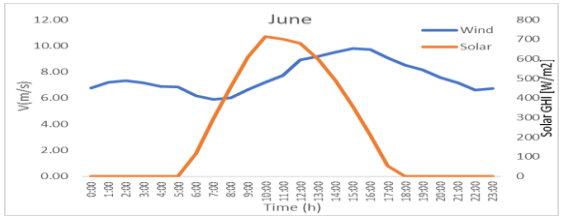


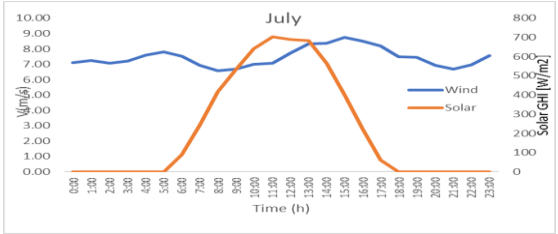


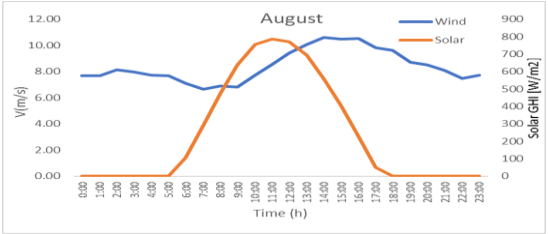


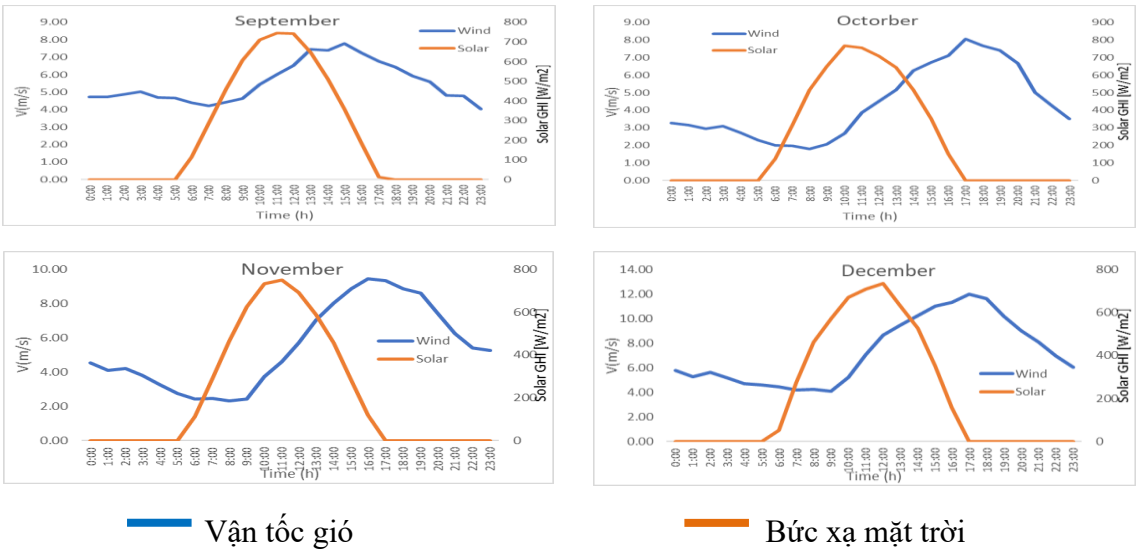






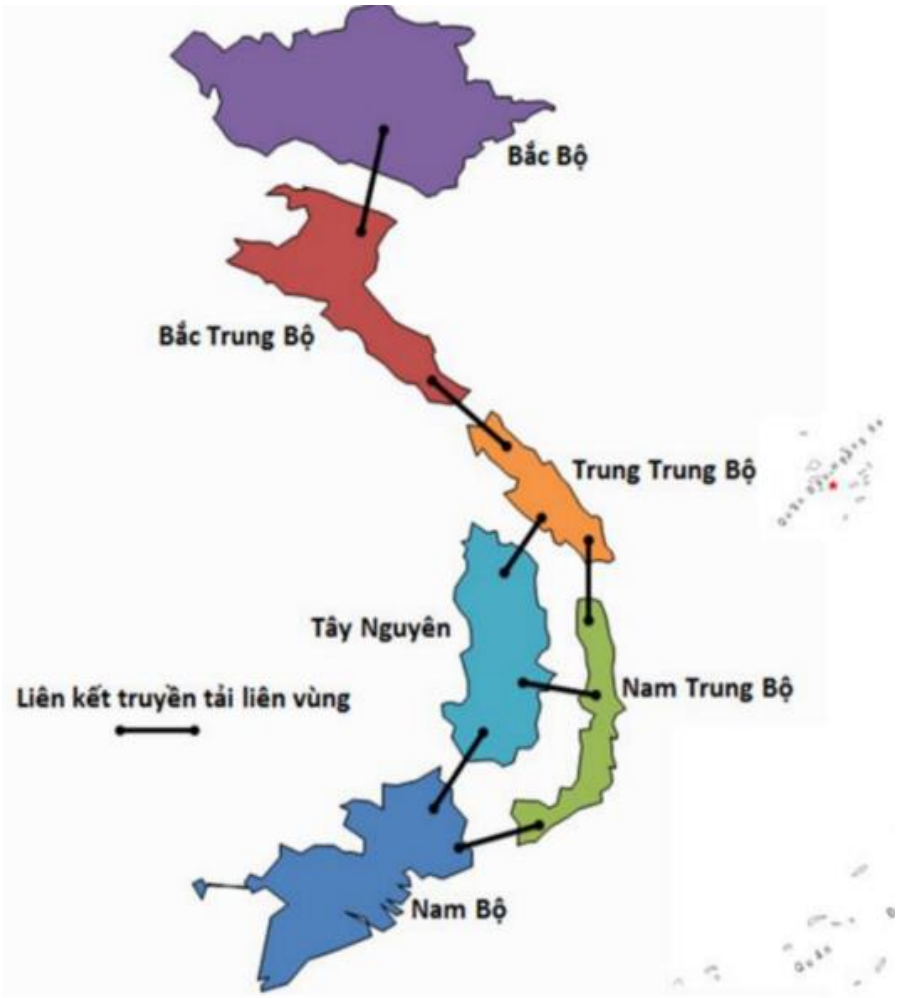






Hình 2. Dữ liệu tính toán các nguồn NLTT điển hình, khu vực Nam Trung Bộ

4. Phân vùng hệ thống điện liên kết



Hình 3. Phân vùng hệ thống điện thực hiện tính toán

5. Chi phí nhiên liệu hệ thống

Bảng 11. Chi phí nhiên liệu (than, biomass,...)[6]

Loại nhiên liệu	2025 (USD/GJ)	2030 (USD/GJ)	2040 (USD/GJ)	2050 (USD/GJ)
Than trong nước (4b-5)	3,24	3,51	3,63	3,74
Than trong nước (6)	3,18	3,44	3,55	3,67
Than trong nước (7)	3,12	3,37	3,48	3,6
Than nhập khẩu	3,43	3,9	4,02	4,14
Trấu	2,54	2,69	2,69	2,69
Rơm rạ	5,42	5,42	5,42	5,42
Bã mía	0,23	0,26	0,35	0,38
Gỗ	2,13	2,33	2,33	2,33
Khí Đông Nam Bộ	9,45	10,73	10,82	10,82
Khí Tây Nam Bộ	9,36	11,17	11,26	11,26
Khí Lô B	10,31	10,31	10,31	10,31
Khí CVX	8,57	8,57	8,57	8,57
LNG	10,41	11,17	11,26	11,23
Dầu FO	9,36	13,08	15,25	15,25
Dầu DO	16,55	23,13	26,98	26,98

6. Chi phí đầu tư

Chi phí đầu tư nhà máy turbine khí chu trình đơn thay thế sẽ được tính toán trên cơ sở suất đầu tư (trước thuế VAT) của 1kW công suất thay thế.

Giả thiết rằng nếu không đầu tư xây dựng nhà máy TĐTN Bác Ái mà đầu tư xây dựng nhà máy turbine khí chu trình đơn (có cùng quy mô) để phủ đỉnh biểu đồ phụ tải, thì công suất lắp đặt của nhà máy nhiệt điện gọi là công suất thay thế.

Công suất thay thế được xác định như sau:

$$N_{tt} = N_{t\text{đ}} \times K_n \quad (1)$$

Trong đó:

$N_{t\text{đ}}$ – Công suất làm việc của nhà máy TĐTN trong biểu đồ phụ tải HTĐ Việt Nam;

K_n – Hệ số chuyển đổi công suất có tính đến sự khác nhau về tổn thất, tự dùng, sự cố, bảo dưỡng thường xuyên giữa nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện.

7. Chi phí nhiên liệu:

Chi phí nhiên liệu của nhà máy turbine khí chu trình đơn thay thế được tính dựa trên phần năng lượng tiết kiệm được ở nhà máy nhiệt điện do xây dựng nhà máy thủy điện tích năng, gọi là năng lượng thay thế. Năng lượng này xác định như sau:

$$E_{tt} = E_{t\text{đ}} \times K_e \quad (2)$$

Trong đó:

$E_{tđ}$ – Năng lượng của nhà máy TĐTN tham gia vào HTĐ Việt Nam, phụ thuộc vào kết quả dự báo và cân bằng công suất, năng lượng;

K_e – Hệ số chuyển đổi công suất có tính đến sự khác nhau về tổn thất, tự dùng giữa nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện.

8. Chi phí quản lý vận hành (O&M)

Bao gồm lương cho công nhân, kỹ thuật viên quản lý, vận hành, chi phí tu sửa thường xuyên và định kỳ cho công trình. Chi phí này được tính bằng tỷ lệ % vốn đầu tư. Giá nhiên liệu của nhà máy nhiệt điện khí được lấy theo dự báo của QHĐ VIII như tại Bảng 12.

Bảng 12. Tổng hợp các chỉ tiêu của nhà máy nhiệt điện thay thế

Thông số kỹ thuật	TĐTN Bác Ái	NĐ.Tuabin khí chu trình đơn
N_{lm}	1.200MW	
K_n		1,125
K_e		1,04
Tổn thất và điện tự dùng	1,0%	4,0%
Suất tiêu hao nhiên liệu		7.600 BTU/kWh
Giá mua/bán	0,042/0,11 USD/kWh	
O&M trên đơn vị công suất	8,7 kUSD/MW (1%)	23,2 kUSD/MW (3.7%)
Hiệu suất	70%	33%
Đời sống dự án	40 năm	25 năm
Suất đầu tư	870 kUSD/MW	620 kUSD/MW

9. Tính toán Tổng chi phí vận hành

Tổng chi phí vận hành (TCO) được xác định theo các công thức (3.19) – (3.19b) ở Chương 3, trong đó các thành phần chi phí hằng năm được tính như sau:

$$CAPEX = C_{unit} \cdot P_{inst}$$
$$OPEX = C_{O\&M,unit} \cdot P_{inst} \quad (3)$$
$$C_{CO_2} = Q_{fuel} \cdot EF_{CO_2} \cdot P_{CO_2}$$

Trong đó:

C_{unit} – Suất đầu tư trên đơn vị công suất (USD/MW);

P_{inst} – Công suất lắp đặt của nguồn điện (MW);

$C_{O\&M,unit}$ – Chi phí vận hành và bảo trì trên đơn vị công suất (USD/MW.năm);

Q_{fuel} – Tổng năng lượng nhiệt của nhiên liệu tiêu thụ trong năm (TJ);

EF_{CO_2} – Hệ số phát thải (tCO_2/TJ)

P_{CO_2} – Đơn giá carbon hoặc giá tín chỉ carbon (USD/tCO_2).

a) CAPEX:

Suất đầu tư trên đơn vị công suất và CAPEX của ba phương án được cho trong Bảng sau:

Bảng 13. Suất đầu tư trên đơn vị công suất và CAPEX của từng phương án

TT	Phương án	C_{unit} (USD/MW)	CAPEX (triệu USD)
1	Không đầu tư xây mới, tận dụng các nguồn điện than (600 MW), khí LNG (600 MW) hiện hữu	0	0
2	Đầu tư xây dựng nhà máy TĐTN với công suất 1.200 MW	870.000	1.044
3	Đầu tư xây dựng nhà máy LNG với công suất 1.200 MW	620.000	744

b) OPEX:

Chi phí O&M trên đơn vị công suất của ba phương án được cho trong Bảng sau:

Bảng 14. Chi phí O&M trên đơn vị công suất của từng phương án

TT	Phương án	$C_{O\&M,unit}$ (USD/MW)
1	Không đầu tư xây mới, tận dụng các nguồn điện than (600 MW), khí LNG (600 MW) hiện hữu	Than: 61.600 [132] LNG: 23.200
2	Đầu tư xây dựng nhà máy TĐTN với công suất 1.200 MW	8.700
3	Đầu tư xây dựng nhà máy LNG với công suất 1.200 MW	23.200

Chi phí OPEX hằng năm cho từng phương án:

Bảng 15. Chi phí OPEX hằng năm của từng phương án

PA	Công thức	$OPEX_i$ (triệu USD)
1	$OPEX_{PA1} = (61.600 \cdot 600 + 23.200 \cdot 600) \cdot 10^{-6}$	50,88
2	$OPEX_{PA2} = 8.700 \cdot 1.200 \cdot 10^{-6}$	10,44
3	$OPEX_{PA3} = 23.200 \cdot 1.200 \cdot 10^{-6}$	27,84

c) C_{CO_2}:

Tổng năng lượng nhiệt của nhiên liệu tiêu thụ được tính bằng công thức sau:

$$Q_{fuel} = \frac{E_{fuel} \cdot 3,6}{\eta_{fuel}}$$
$$E_{fuel} = P_{inst} \cdot CF \cdot 8760 \quad (4)$$

Trong đó:

E_{fuel} – Điện năng phát do nhiên liệu sinh ra trong một năm (MWh);

3,6 – Hệ số chuyển đổi MWh ra GJ;

η_{fuel} – Hiệu suất nhà máy (%);

CF – Hệ số công suất của nhà máy (%).

Bảng dưới đây trình bày các tham số được sử dụng khi tính toán C_{CO_2} cho nhà máy nhiệt điện than và nhà máy LNG:

Bảng 16. Giá trị từng tham số khi tính toán cho C_{CO_2}

Tham số	Than bitum	LNG
η_{fuel}	33,44% (Chương 3 – Mục 3.4.2.4 – f)	60% (Chương 3 – Mục 3.4.2.4 – f)
$EF_{CO_2,i,y}$	94,6 tCO_2/TJ ([125], [126])	56,1 tCO_2/TJ ([125], [126])
CF	11,24% (Điện năng thay thế)	11,24% (Điện năng thay thế)
P_{CO_2}	20 USD/tCO_2 ([133])	

Với cơ sở xác định CF theo điện năng thay thế, chi phí phát thải CO_2 hằng năm của nhà máy nhiệt điện than và nhà máy LNG cho phương án 1 và phương án 3 được xác định theo hai bước như sau:

Bước 1 – Xác định hệ số công suất tương đương từ điện năng thay thế:

Điện năng mà nhiệt điện phải phát để thay thế TĐTN được xác định theo công thức (2), với $E_{TĐTN}$ = 1.136 GWh/năm (Bảng 3.13) và K_e = 1,04 (Bảng 12):

$$E_{tt} = K_e \cdot E_{TĐTN} = 1{,}04 \cdot 1.136.000 = 1.181.440\ (MWh/năm)$$

$$CF = \frac{E_{tt}}{P_{inst} \cdot 8760} = \frac{1.181.440}{1.200 \cdot 8760} = 0{,}11239 \approx 11{,}24\ \%$$

Bước 2 – Tính điện năng, tổng năng lượng nhiệt và chi phí phát thải CO_2:

Phương án 1 (nhà máy than 600 MW và nhà máy LNG 600 MW, cùng hệ số CF):

$$E_{coal} = E_{LNG} = P_{inst} \cdot CF \cdot 8760 = 600 \cdot 0{,}1124 \cdot 8760 = 590.720\ (MWh)$$

$$Q_{coal} = \frac{590.720 \cdot 3{,}6}{0{,}3344} = 6.359{,}4\ (TJ)$$

$$Q_{LNG} = \frac{590.720 \cdot 3{,}6}{0{,}6} = 3.544{,}3\ (TJ)$$

$$C_{CO_2} = (6.359{,}4 \cdot 94{,}6 + 3.544{,}3 \cdot 56{,}1) \cdot 20 \cdot 10^{-6} \approx 16{,}01\ (triệu\ USD/năm)$$

Phương án 3 (nhà máy LNG 1.200 MW):

$$E_{LNG} = 1.200 \cdot 0{,}1124 \cdot 8760 = 1.181.440\ (MWh)$$

$$Q_{LNG} = \frac{1.181.440 \cdot 3{,}6}{0{,}6} = 7.088{,}6\ (TJ)$$

$$C_{CO_2} = 7.088{,}6 \cdot 56{,}1 \cdot 20 \cdot 20 \cdot 10^{-6} \approx 7{,}95\ (triệu\ USD)$$

Như vậy, với cùng hệ số CF tương đương, tổng điện năng do nhiệt điện thay thế phát ra ở cả hai phương án đều bằng điện năng thay thế E_{tt}. Chênh lệch chi phí phát thải chỉ do khác biệt về hiệu suất và hệ số phát thải giữa nhà máy than và nhà máy LNG.

d) TCO:

Bảng dưới đây tổng hợp các thành phần chi phí và TCO (r = 10%, N = 20 năm) cho ba phương án:

Bảng 17. Các thành phần chi phí và TCO cho từng phương án (r = 10%)

Thành phần	PA1	PA2	PA3
CAPEX (triệu USD)	0	1.044	744
Đời sống kinh tế n_i (năm)	–	40	25
CRF	–	0,1023	0,1102
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 hằng năm (triệu USD/năm)	66,9	117,2	117,8
Giá trị hiện tại chi phí cố định 20 năm (triệu USD)	569	998	1.003
Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu 20 năm (triệu USD)	145.682	145.436	148.344
TCO (triệu USD)	146.251	146.433	149.347

Các giá trị trong Bảng 17 được xác định như sau:

Chi phí cố định hằng năm:

Chi phí cố định hằng năm của phương án i là tổng các thành phần không phụ thuộc vào năm tính toán trong công thức (3.19a):

$$F_i = CAPEX_i \cdot CRF_i + OPEX_i + C_{CO_2,i} \quad (5)$$

Trong đó:

F_i – Chi phí cố định hằng năm của phương án i (triệu USD/năm).

Hệ số thu hồi vốn của TĐTN và nhà máy LNG:

$$CRF_{TĐTN} = \frac{0,1 \cdot 1,1^{40}}{1,1^{40} - 1} = \frac{0,1 \cdot 45,259}{44,259} = 0,10226$$

$$CRF_{LNG} = \frac{0,1 \cdot 1,1^{25}}{1,1^{25} - 1} = \frac{0,1 \cdot 10,835}{9,835} = 0,11017$$

Chi phí cố định hằng năm của từng phương án:

$F_{PA1} = 0 + 50,88 + 16,01 = 66,89$ (*triệu USD/năm*)

$F_{PA2} = 1.044 \cdot 0,10226 + 10,44 + 0 = 106,76 + 10,44 = 117,20$ (*triệu USD/năm*)

$F_{PA3} = 744 \cdot 0,11017 + 27,84 + 7,95 = 81,97 + 27,84 + 7,9 = 117,76$ (*triệu USD/năm*)

Giá trị hiện tại chi phí cố định 20 năm:

Do chi phí cố định không đổi theo năm, giá trị hiện tại của chi phí cố định trong giai đoạn N = 20 năm được xác định bằng cách nhân với hệ số chiết khấu chuỗi đều (AF):

$$NPC_{F,i} = \sum_{t=1}^{N} \frac{F_i}{(1+r)^t} = F_i \cdot AF$$
$$AF = \frac{(1+r)^N - 1}{r(1+r)^N} \quad (6)$$

Trong đó:

$NPC_{F,i}$ – Giá trị hiện tại chi phí cố định trong 20 năm của phương án *i* (triệu USD);

AF – Hệ số chiết khấu chuỗi đều (hệ số giá trị hiện tại của dòng tiền đều), bằng nghịch đảo của hệ số thu hồi vốn với n = N.

Do đó:

$$AF = \frac{1,1^{20} - 1}{0,1 \cdot 1,1^{20}} = \frac{6,7275 - 1}{0,67275} = 8,5136$$

$$NPC_{F,PA1} = 66,89 \cdot 8,5136 \approx 569\ (triệu\ USD)$$

$$NPC_{F,PA2} = 117,20 \cdot 8,5136 \approx 998\ (triệu\ USD)$$

$$NPC_{F,PA3} = 117,76 \cdot 8,5136 \approx 1.003\ (triệu\ USD)$$

Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu 20 năm:

Chi phí nhiên liệu hệ thống thay đổi theo từng năm (kết quả bài toán tối ưu GA, Bảng 3.9 và Bảng 3.11) nên được chiết khấu riêng cho từng năm (DF_t):

$$NPC_{fuel,i} = \sum_{t=1}^{N} \frac{C_{fuel,i,t}}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{N} C_{fuel,i,t} \cdot DF_t$$
$$DF_t = \frac{1}{(1+r)^t} \quad (7)$$

Trong đó:

$NPC_{fuel,i}$ – Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu hệ thống trong 20 năm của phương án *i* (triệu USD);

$C_{fuel,i,t}$ – Chi phí nhiên liệu hệ thống của phương án *i* trong năm t (triệu USD/năm), t = 1 tương ứng năm 2026;

DF_t – Hệ số chiết khấu của năm t, dùng để quy một khoản chi phí phát sinh ở năm t về giá trị hiện tại.

Kết quả tính toán theo từng năm được cho trong Bảng 18.

Bảng 18. Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu hệ thống theo từng năm (r = 10%)

Năm	t	DF_t	$C_{fuel,PA1} \cdot DF_t$	$C_{fuel,PA2} \cdot DF_t$	$C_{fuel,PA3} \cdot DF_t$
2026	1	0,9091	9.088,2	9.074,5	9.256,4
2027	2	0,8264	9.409,9	9.388,4	9.576,0
2028	3	0,7513	9.589,8	9.571,0	9.762,6
2029	4	0,6830	9.659,9	9.642,1	9.834,7
2030	5	0,6209	9.637,9	9.621,2	9.813,7
2031	6	0,5645	9.281,1	9.265,3	9.450,4
2032	7	0,5132	8.909,5	8.895,1	9.073,1
2033	8	0,4665	8.528,7	8.515,2	8.685,4
2034	9	0,4241	8.143,5	8.131,2	8.293,7
2035	10	0,3855	7.758,3	7.746,3	7.901,3
2036	11	0,3505	7.314,1	7.302,5	7.448,7
2037	12	0,3186	6.886,2	6.875,7	7.013,4
2038	13	0,2897	6.476,0	6.465,9	6.595,1
2039	14	0,2633	6.083,5	6.074,0	6.195,4
2040	15	0,2394	5.708,8	5.699,7	5.813,6
2041	16	0,2176	5.323,4	5.314,7	5.420,9
2042	17	0,1978	4.961,0	4.952,6	5.051,8
2043	18	0,1799	4.620,4	4.612,7	4.704,9
2044	19	0,1635	4.300,8	4.293,4	4.379,2
2045	20	0,1486	4.000,9	3.994,1	4.073,9
Tổng		**8,5136**	**145.682**	**145.436**	**148.344**

Ghi chú: C_{fuel} lấy theo Bảng 3.9 và Bảng 3.11, Chương 3.

Tổng chi phí vận hành TCO:

Từ các công thức (3.19), (5), (6) và (7), TCO của phương án *i* bằng tổng giá trị hiện tại chi phí cố định và giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu:

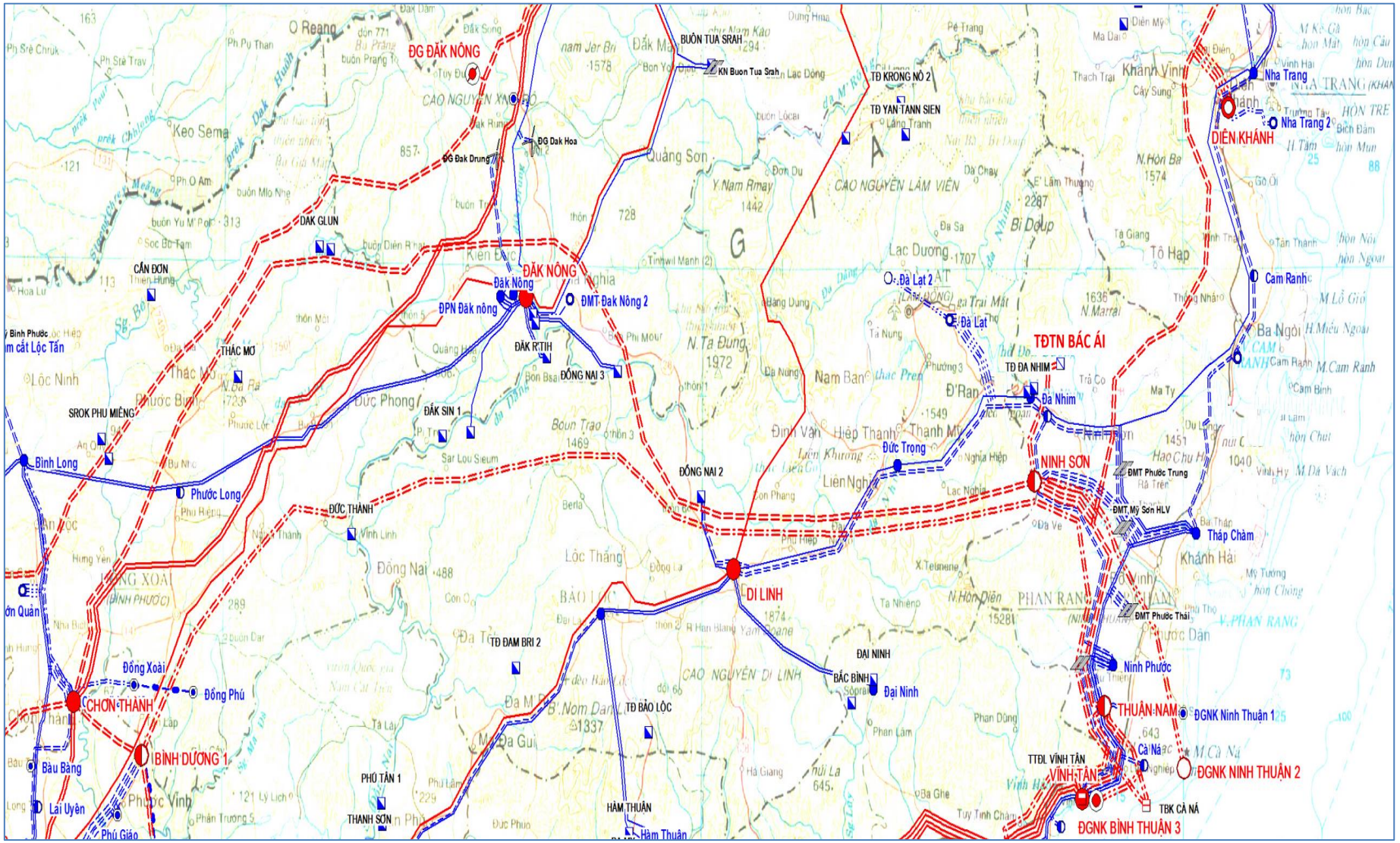
$$TCO_i = NPC_{F,i} + NPC_{fuel,i} \quad (8)$$

Do đó:

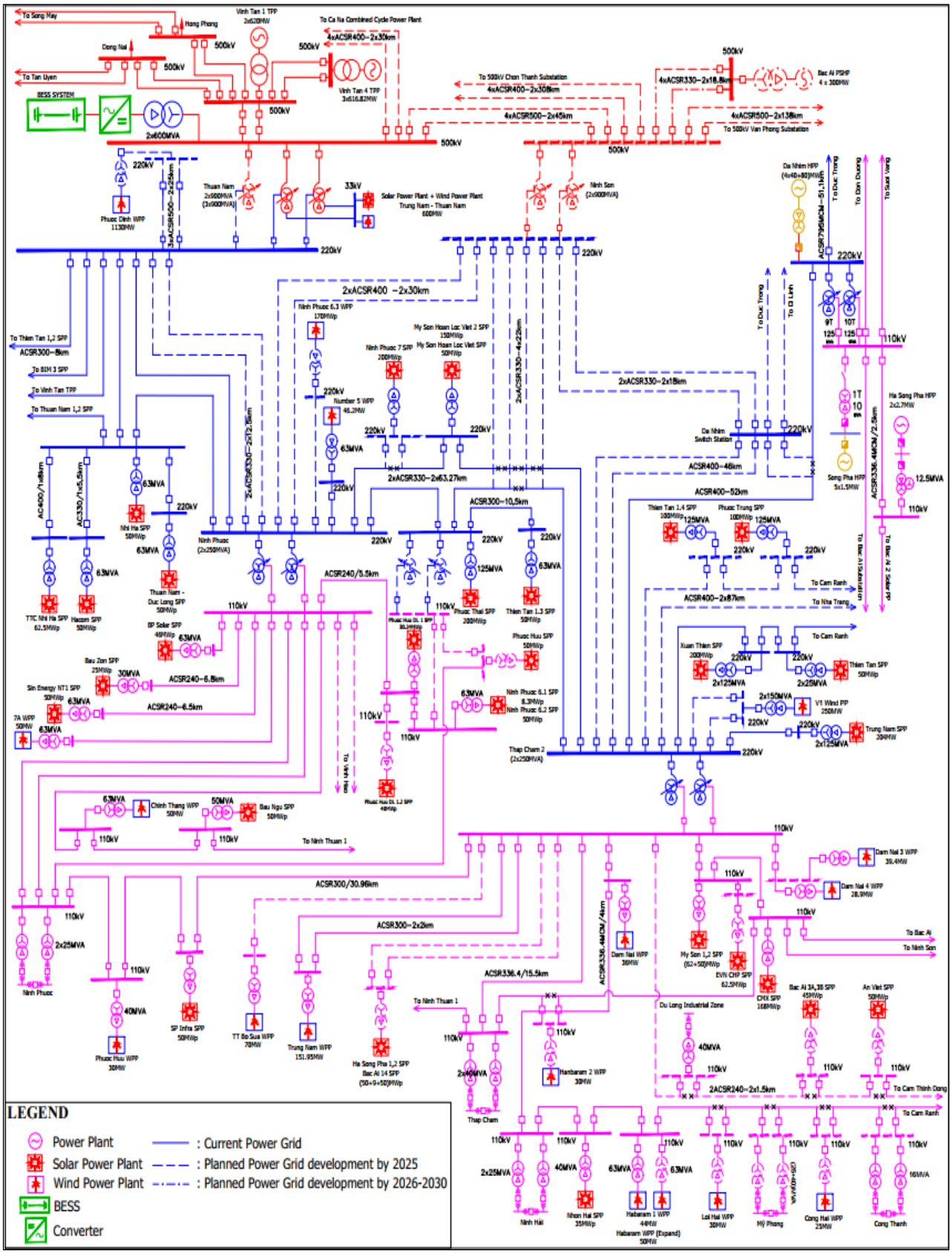
$TCO_{PA1} = 569 + 145.682 \approx 146.251$ (*triệu USD*)

$TCO_{PA2} = 998 + 145.436 \approx 146.433$ (*triệu USD*)

$TCO_{PA3} = 1.003 + 148.344 \approx 149.347$ (*triệu USD*)



Hình 4. Bản đồ địa dư khu vực nhà máy TĐTN Bác Ái



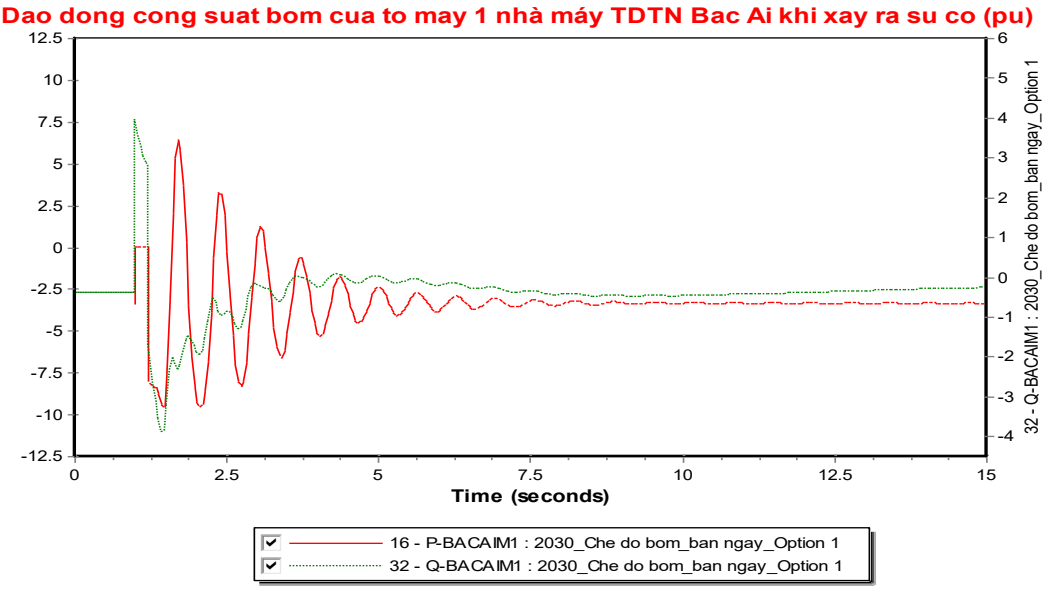
Hình 5. Sơ đồ liên kết lưới điện nhà máy TĐTN Bác Ái

10. Kết quả tính toán

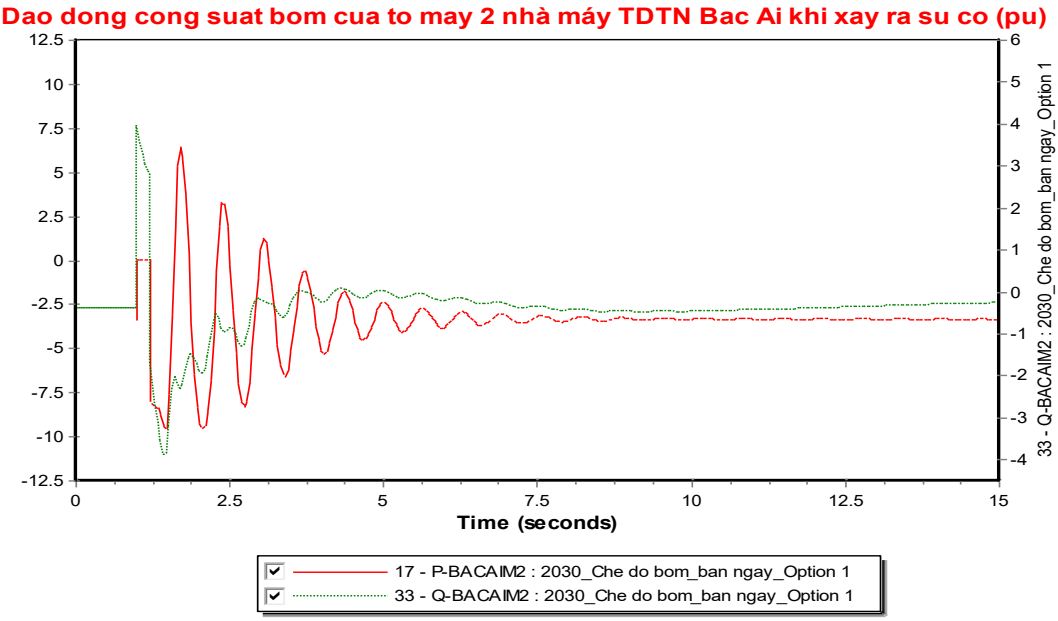
a) Chế độ bơm:

Xem xét nhà máy Thủy điện tích năng Bác Ái vận hành ở chế độ bơm ban ngày vào những ngày mưa, kết quả tính toán nhận được như sau:

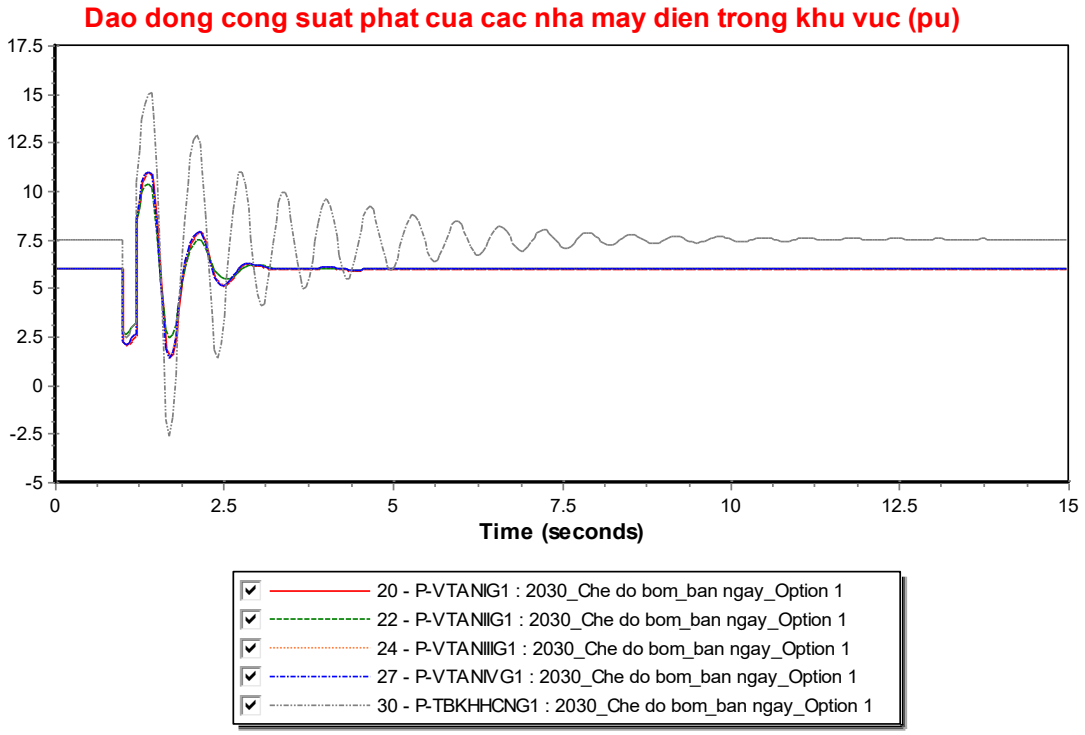
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn (Option 1):



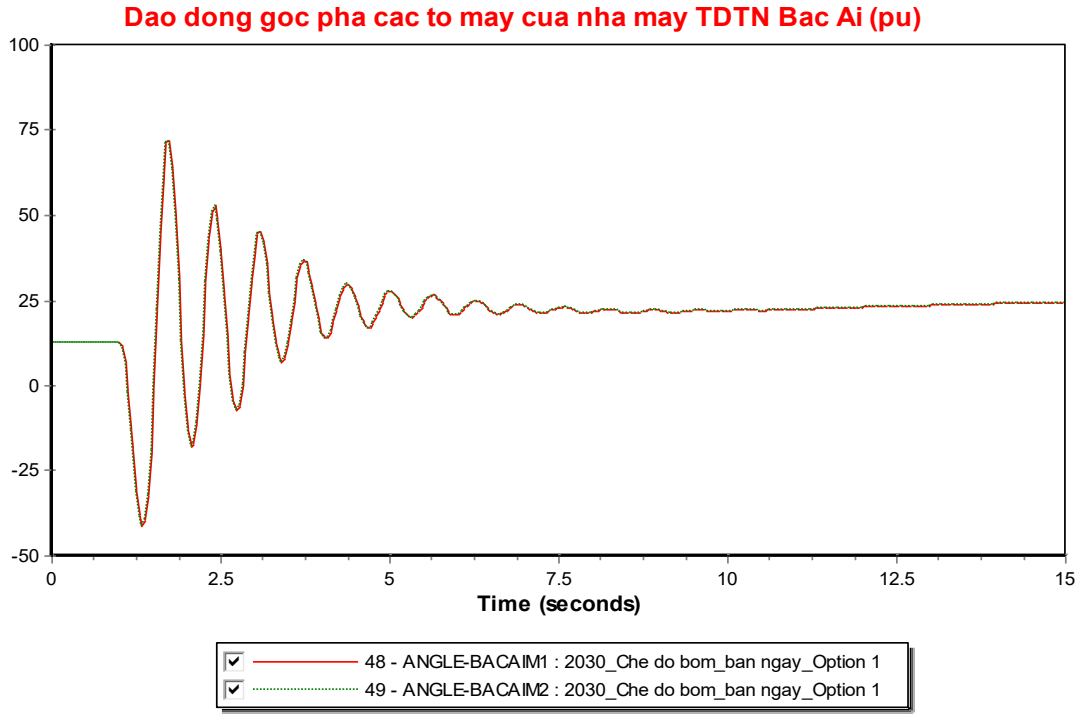
Hình 6. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



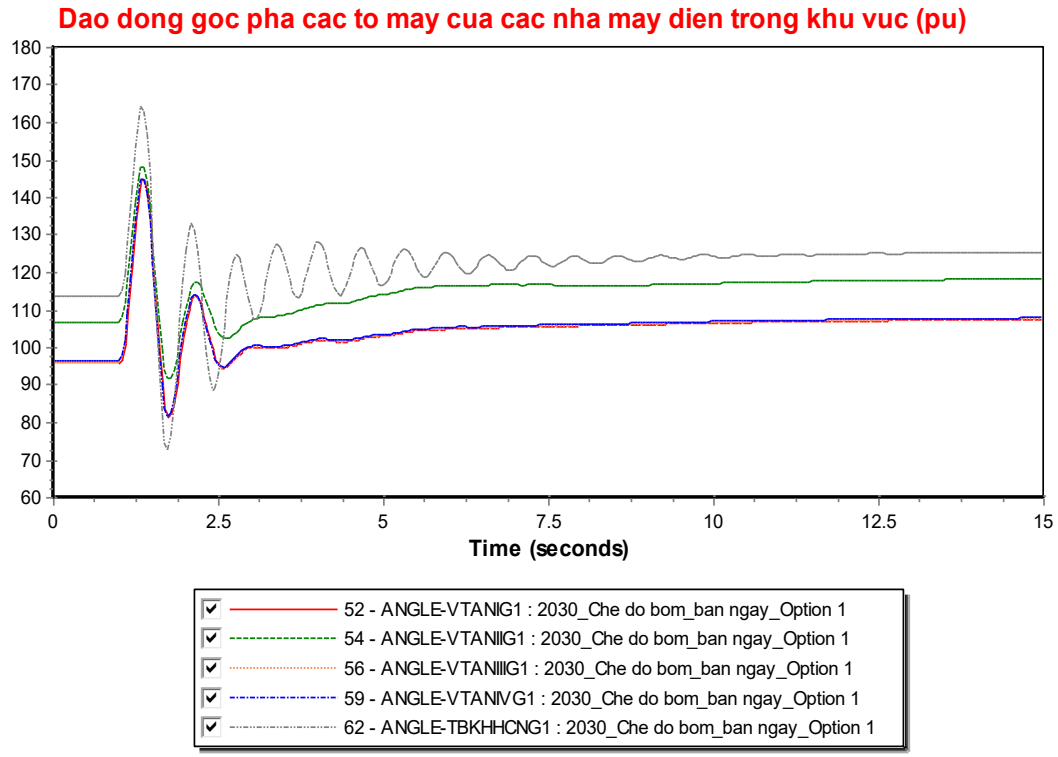
Hình 7. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



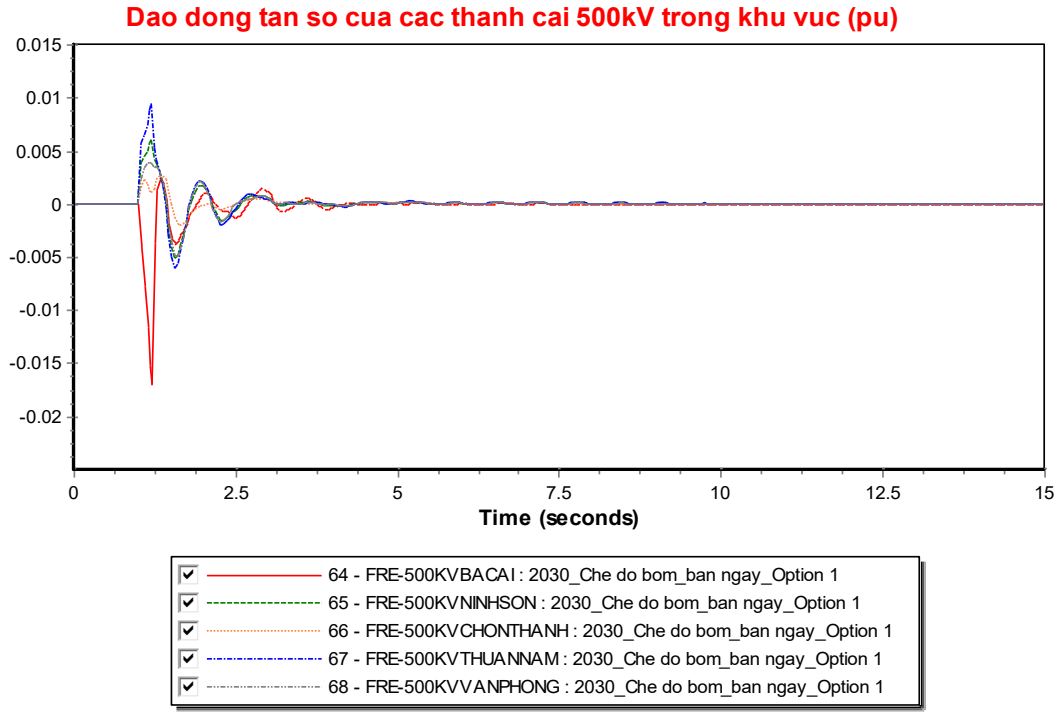
Hình 8. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố



Hình 9. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố

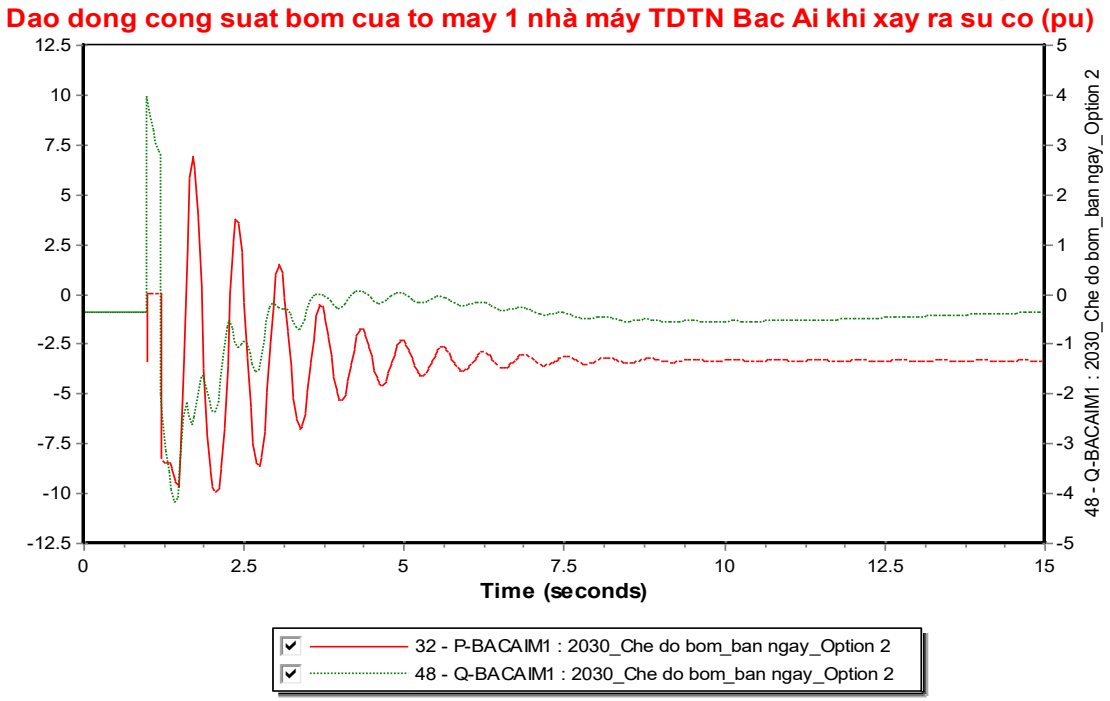


Hình 10. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố

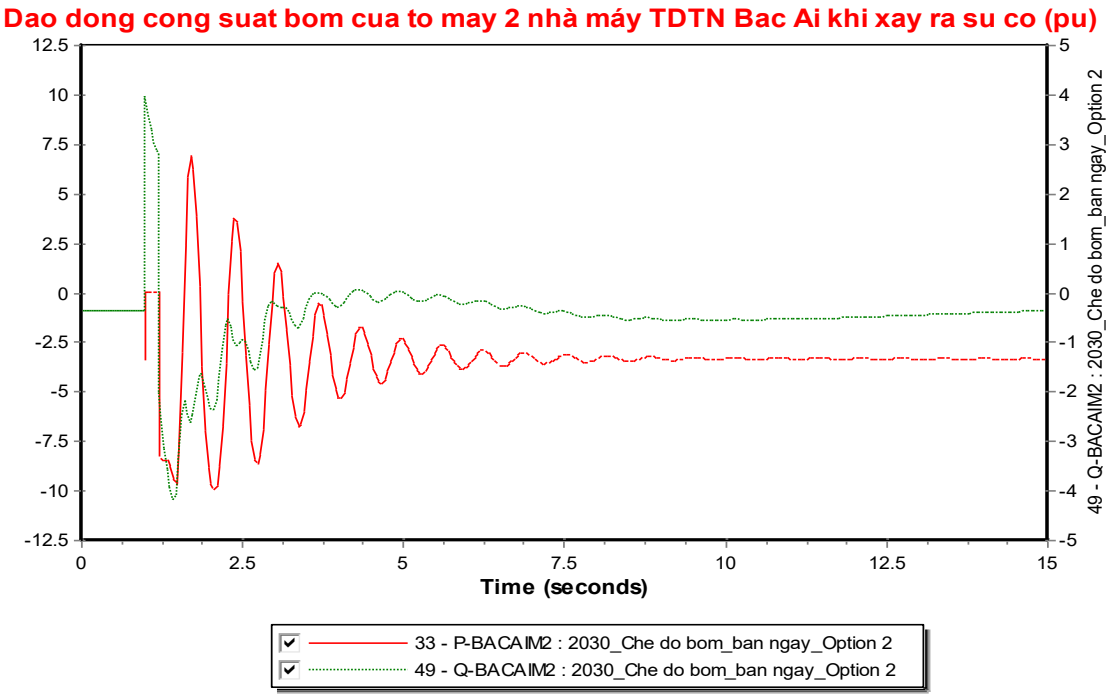


Hình 11. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

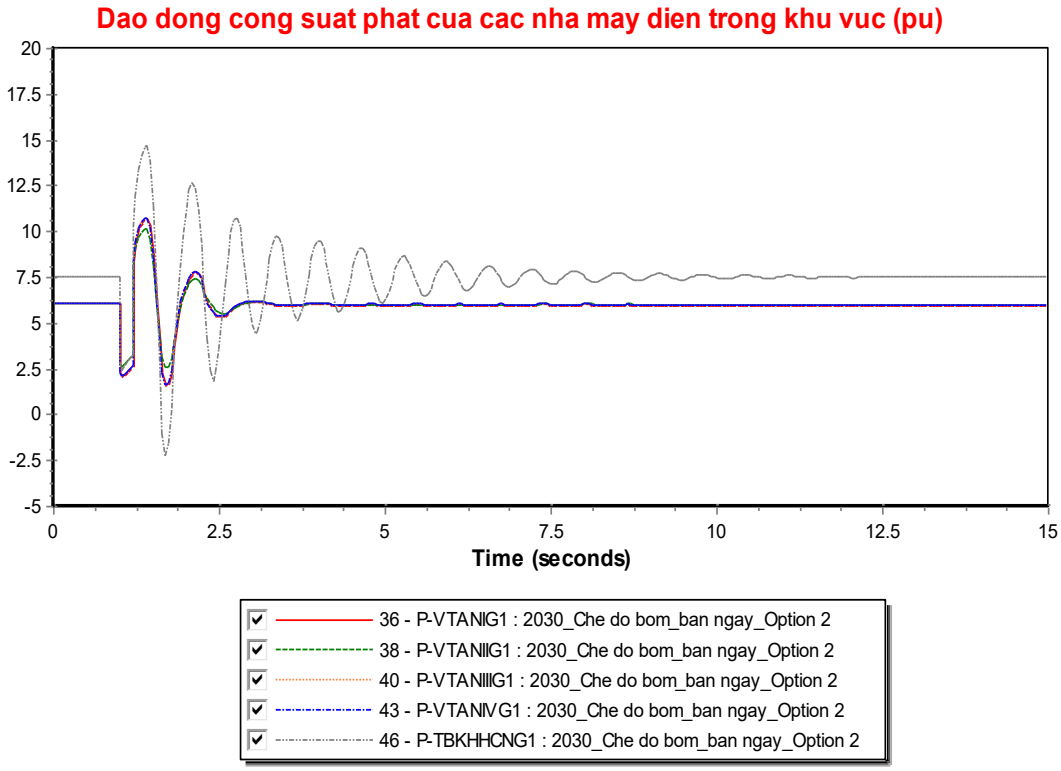
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành (Option 2):



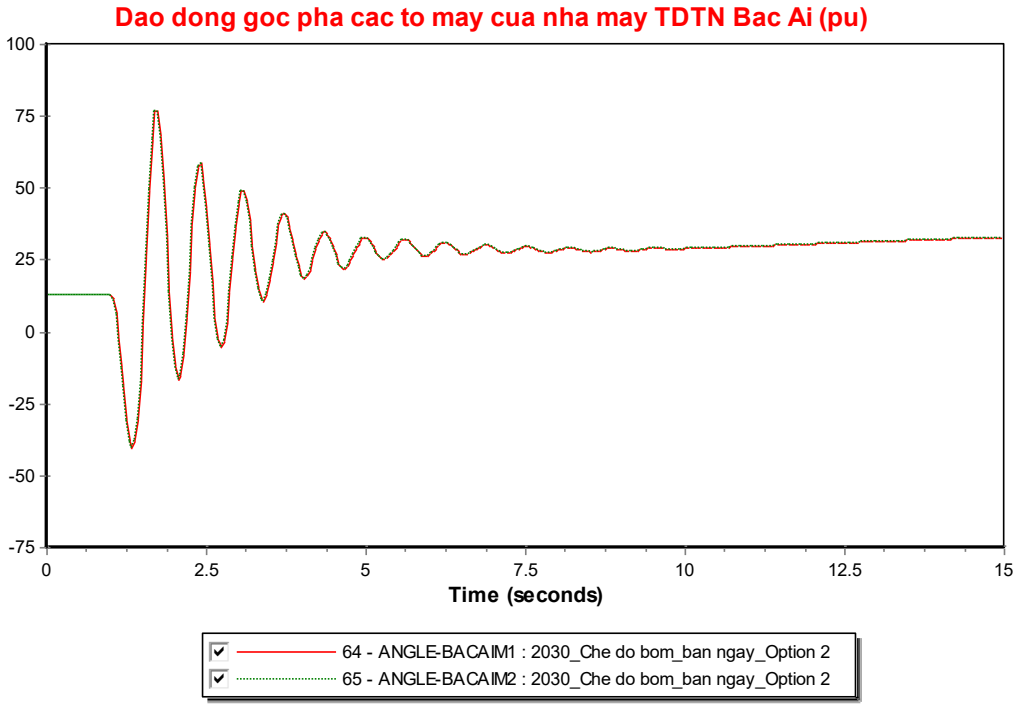
Hình 12. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



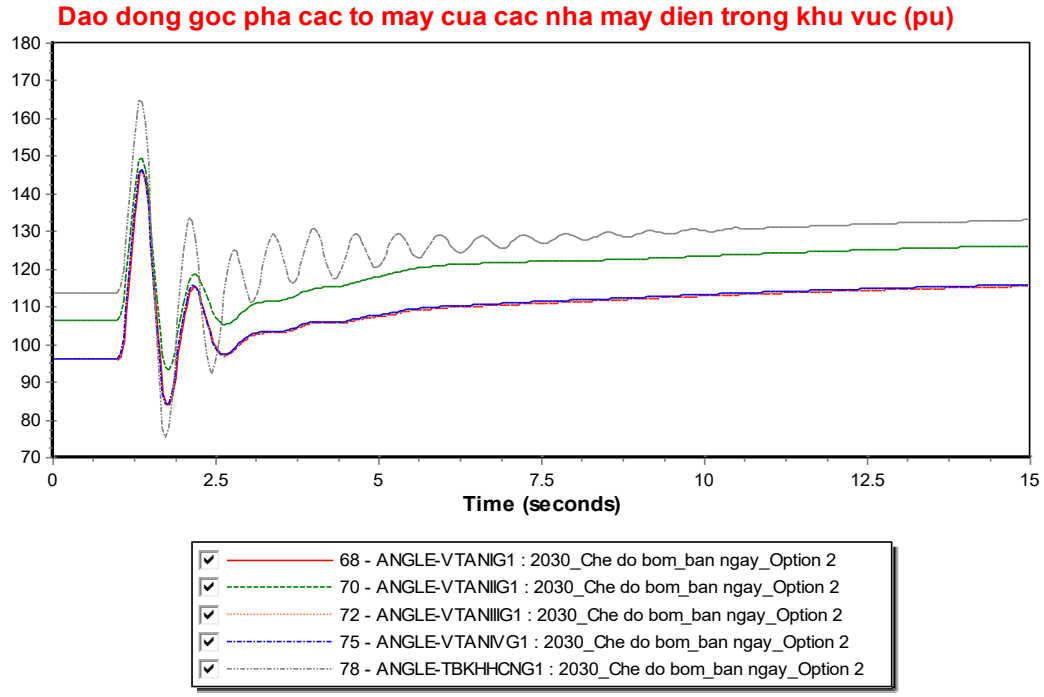
Hình 13. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



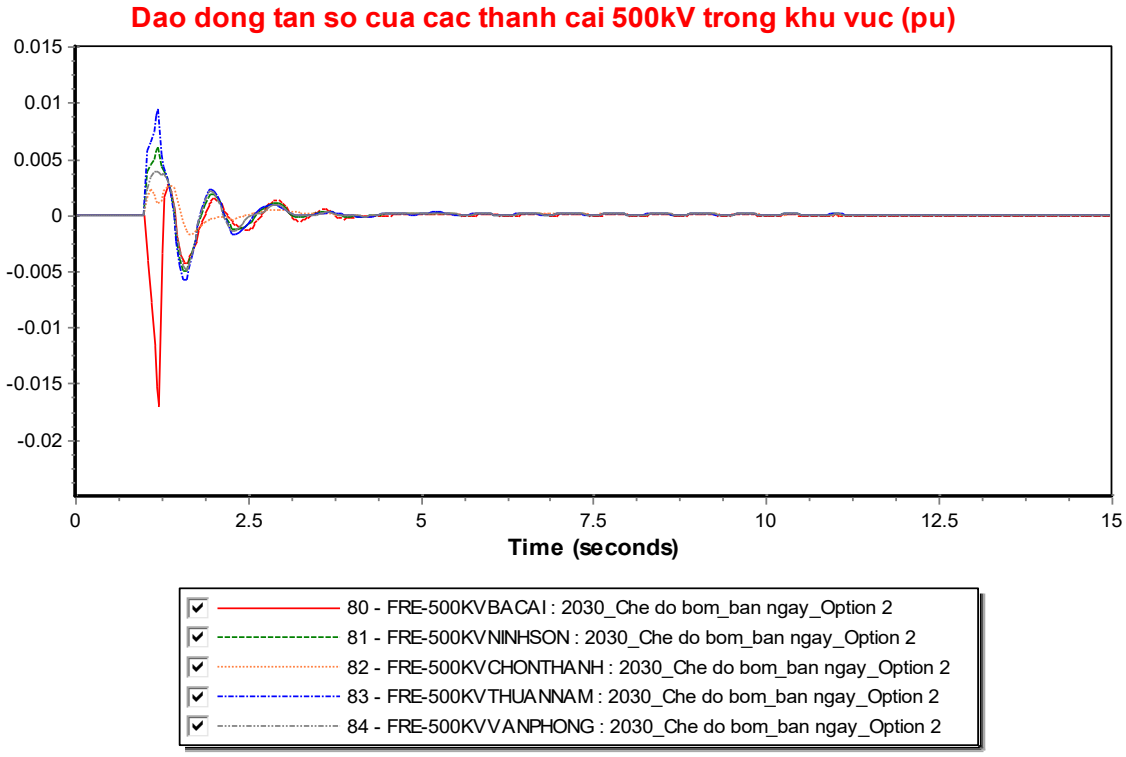
Hình 14. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố



Hình 15. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



Hình 16. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố

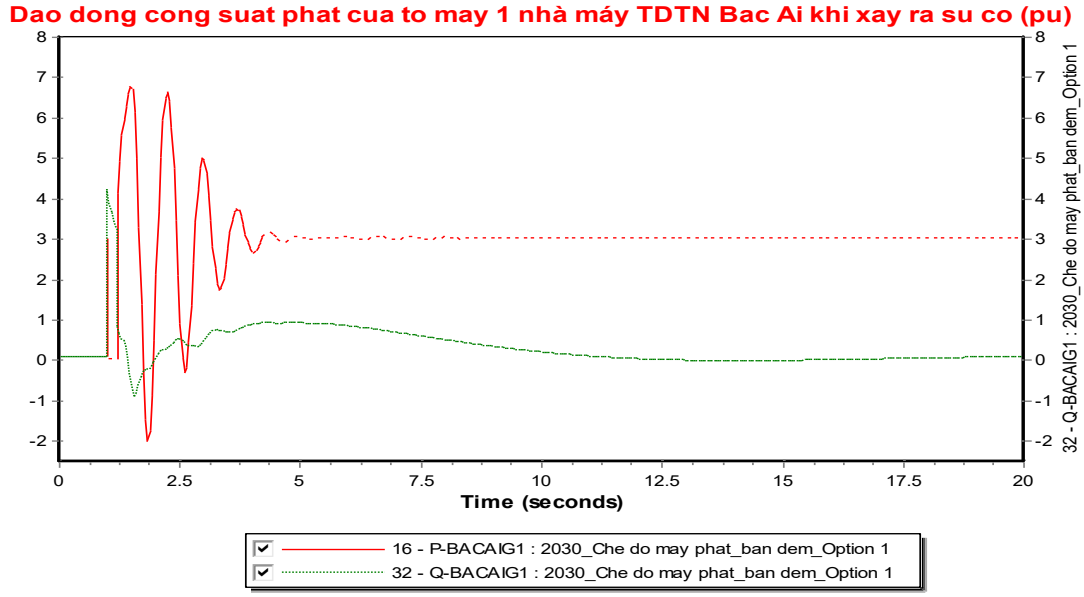


Hình 17. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

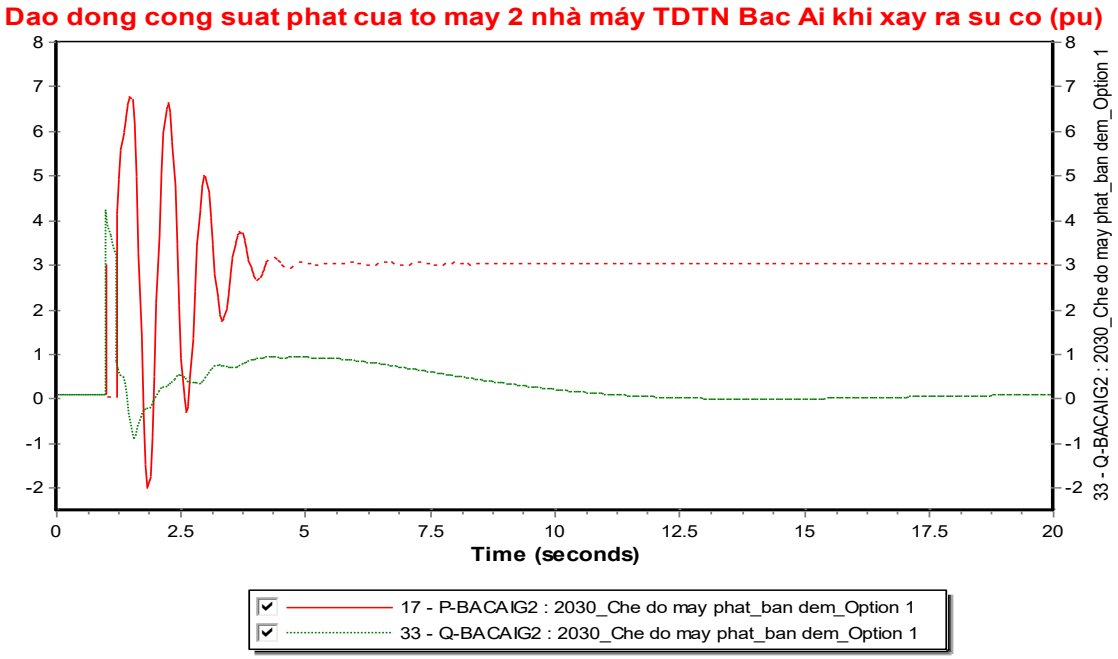
b) Chế độ phát:

Xem xét nhà máy Thủy điện tích năng Bác Ái vận hành ở chế độ phát ban đêm vào những ngày mưa, kết quả tính toán nhận được như sau:

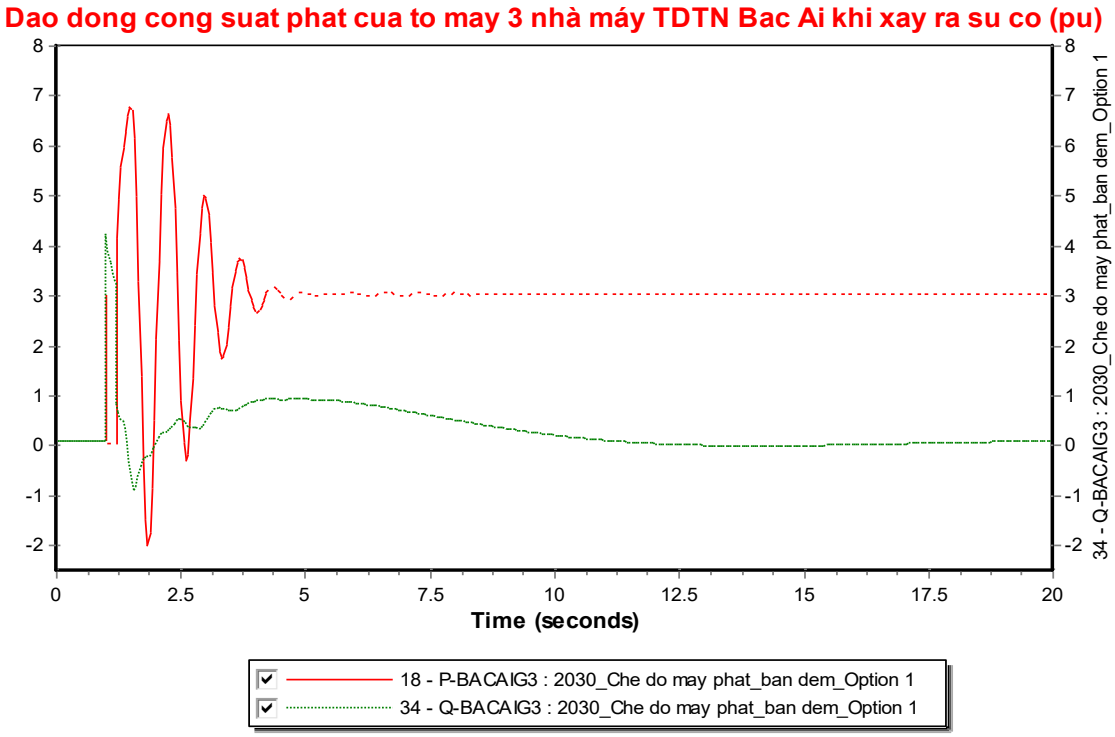
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn (Option 1):



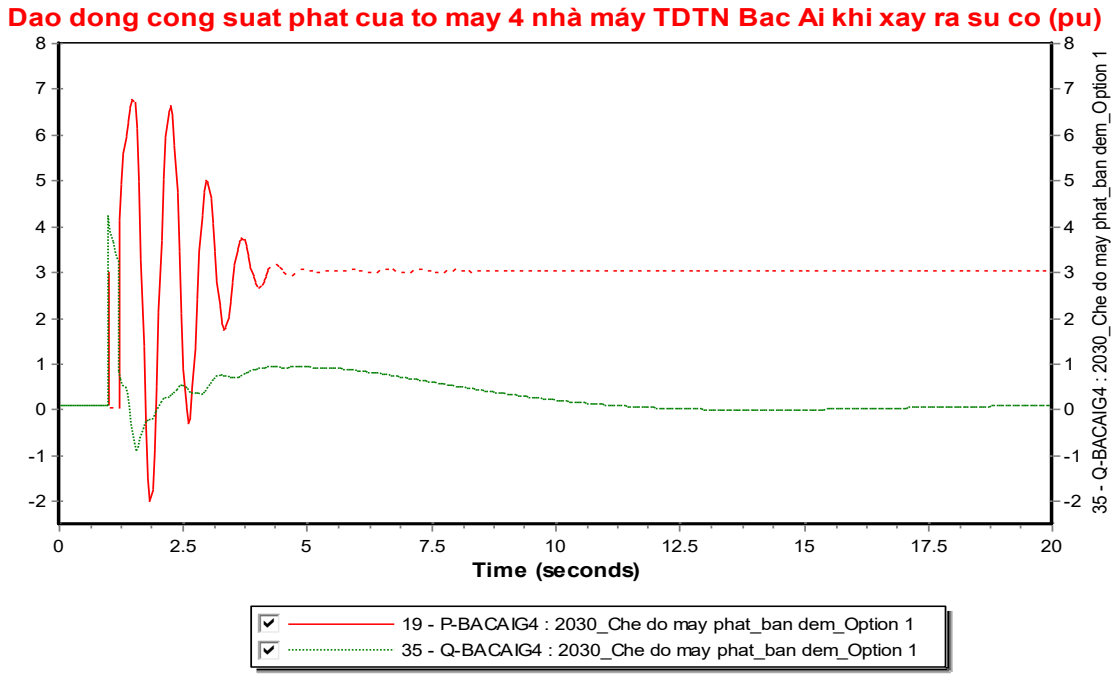
Hình 18. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



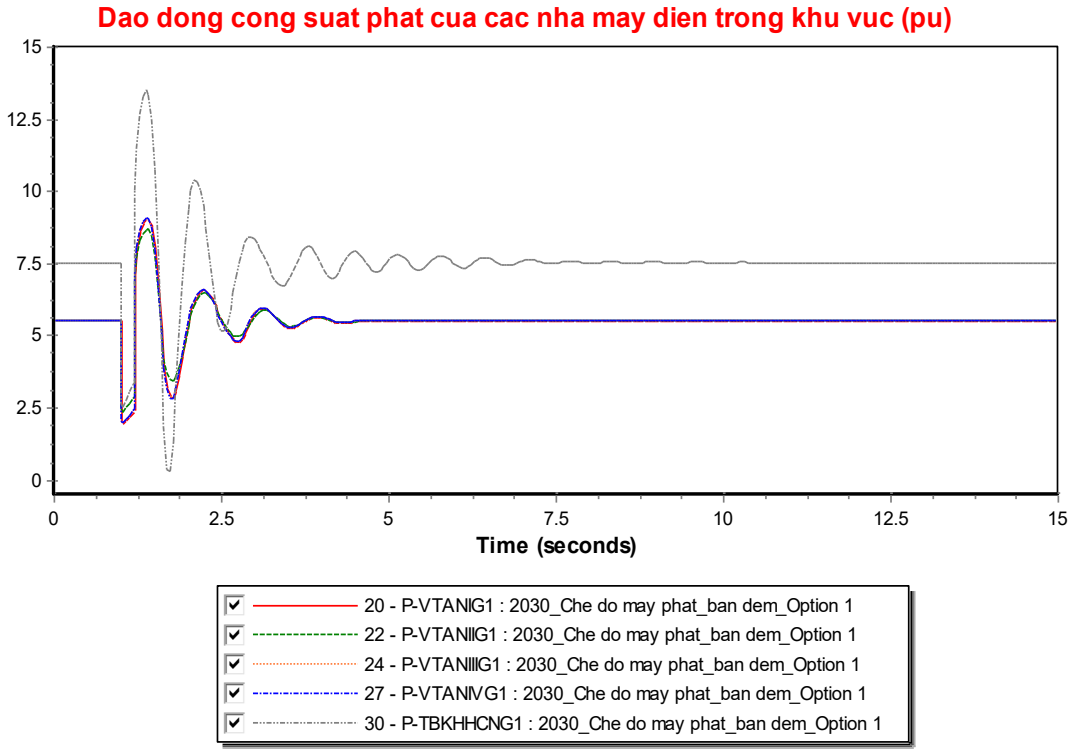
Hình 19. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



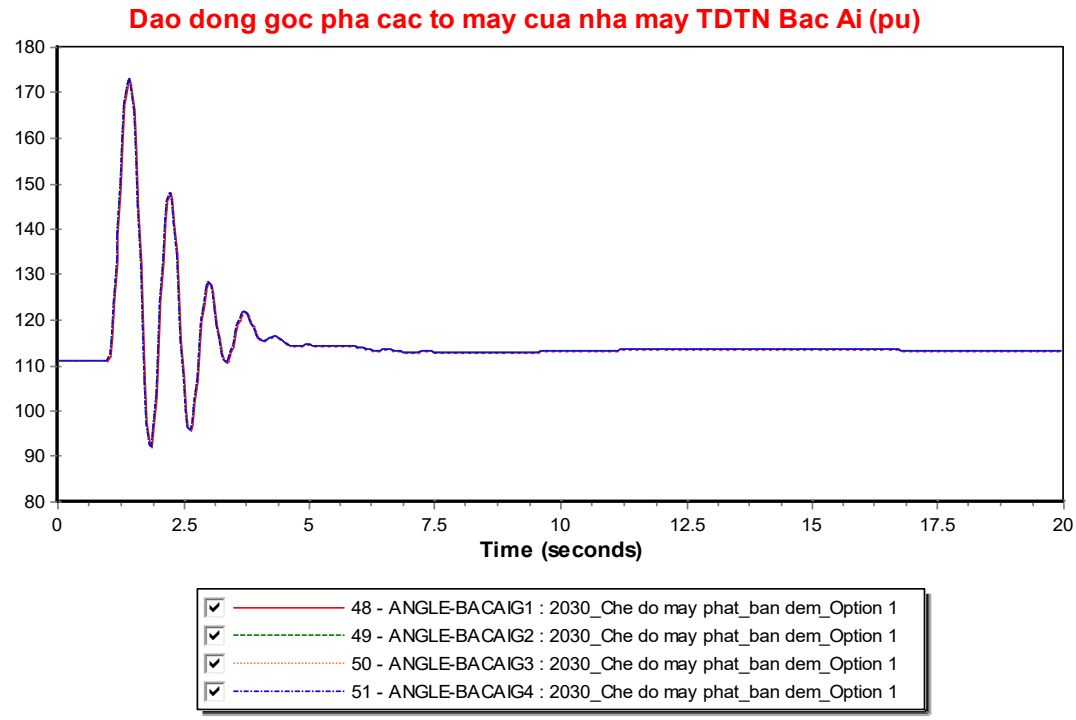
Hình 20. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



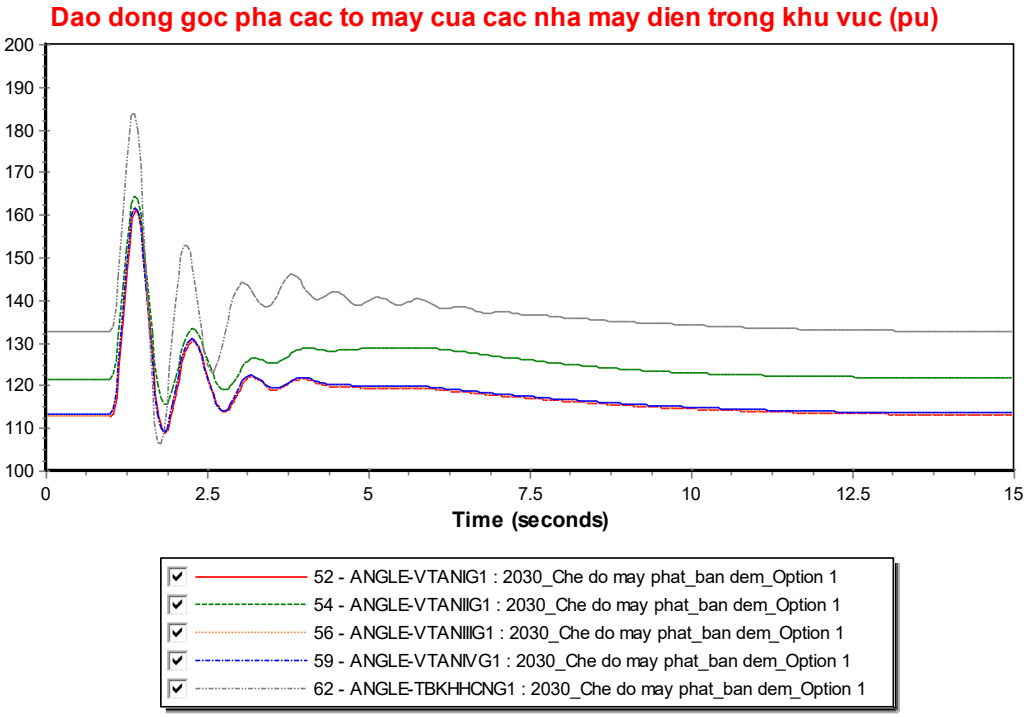
Hình 21. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



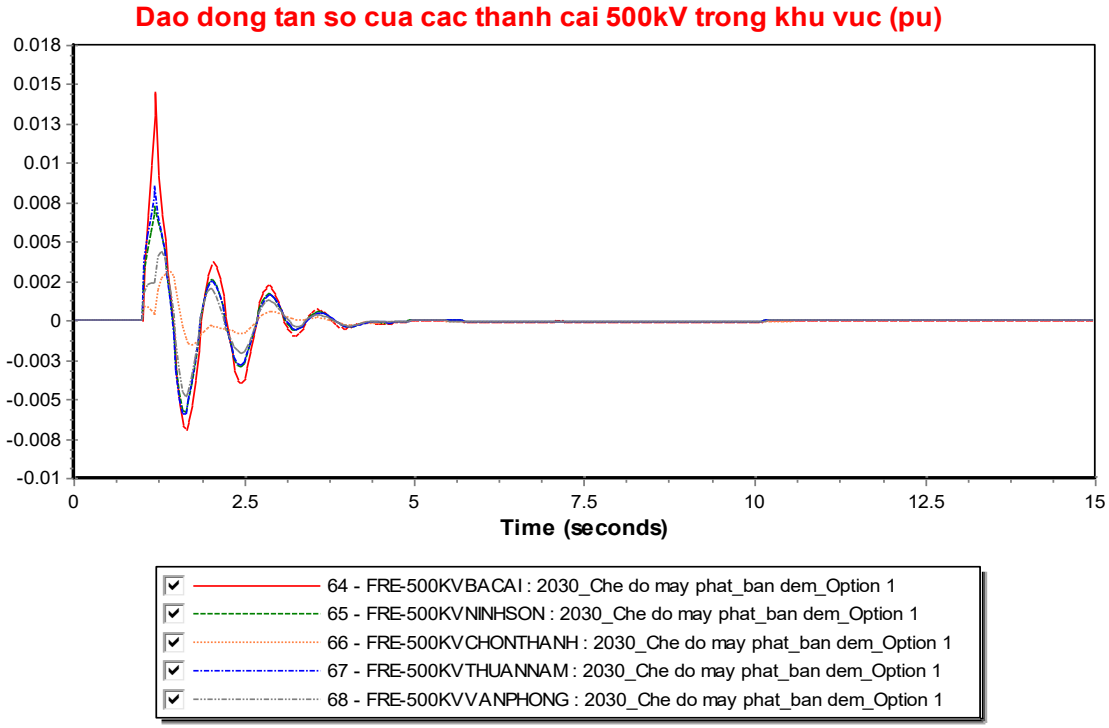
Hình 22. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố



Hình 23. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố

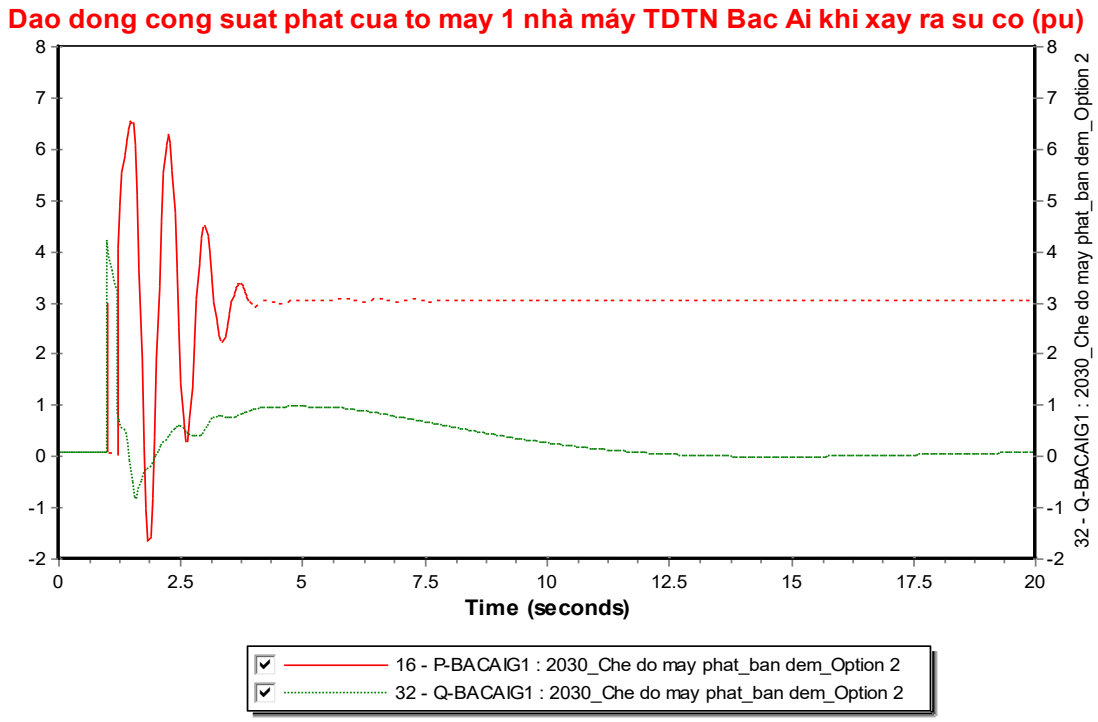


Hình 24. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố

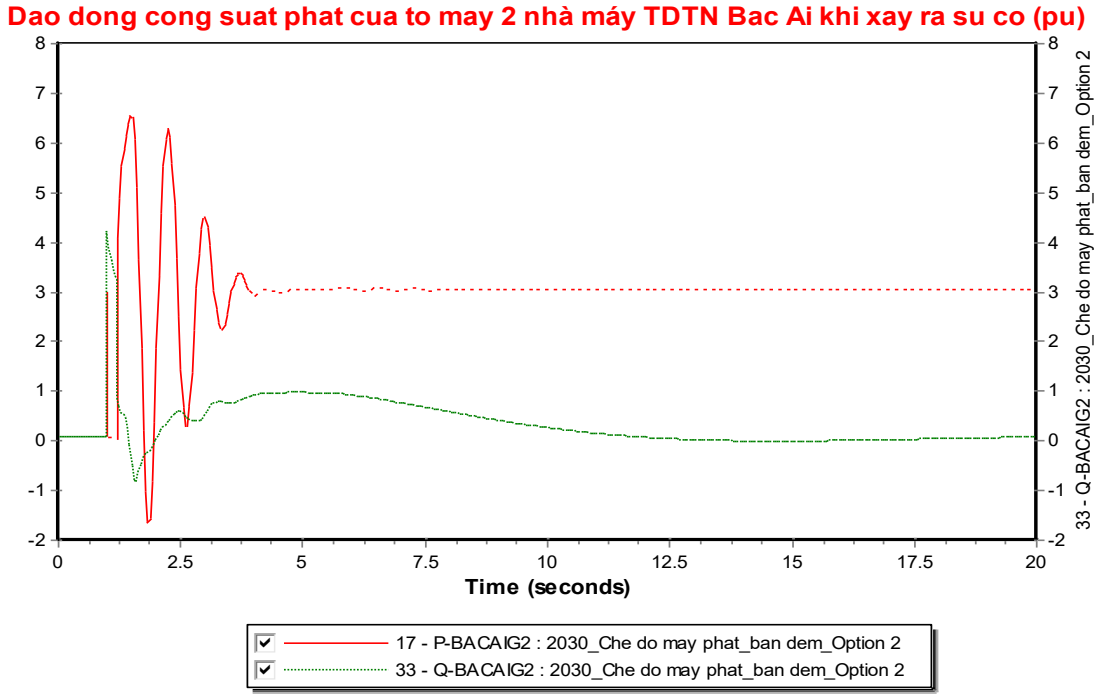


Hình 25. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố

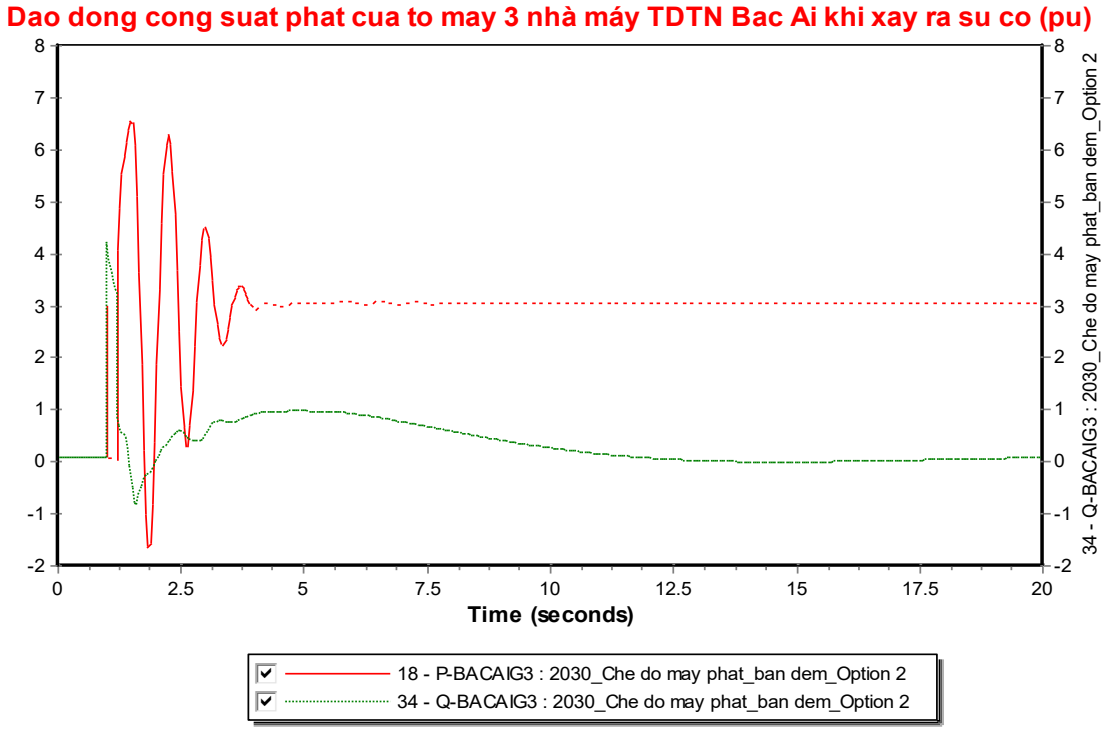
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành (Option 2):



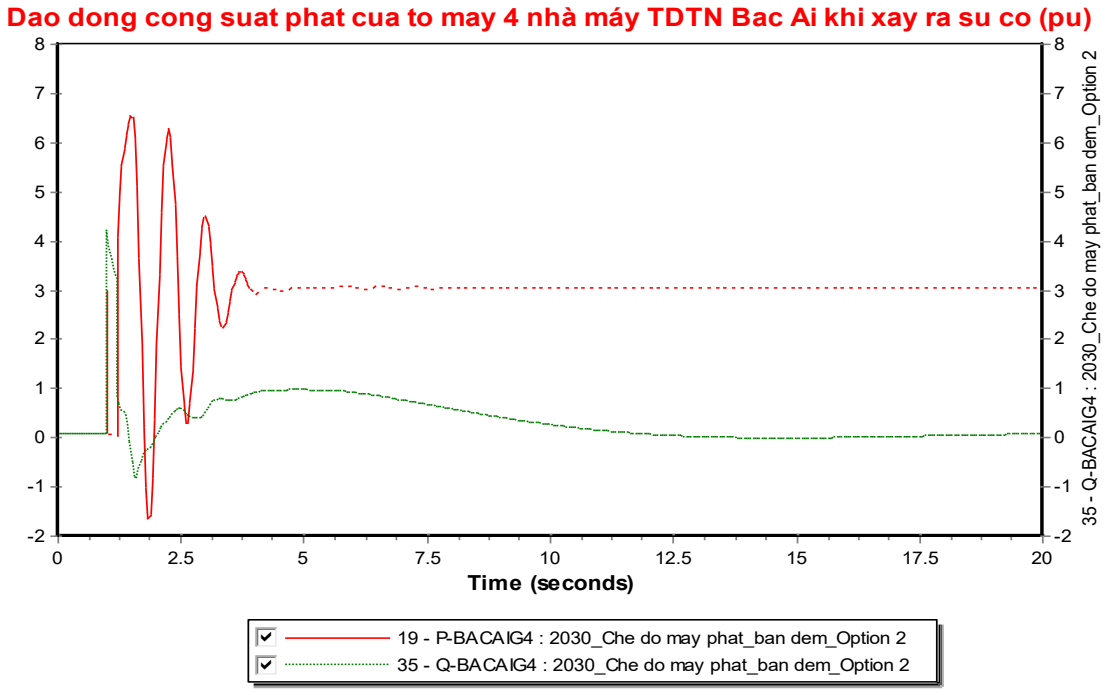
Hình 26. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



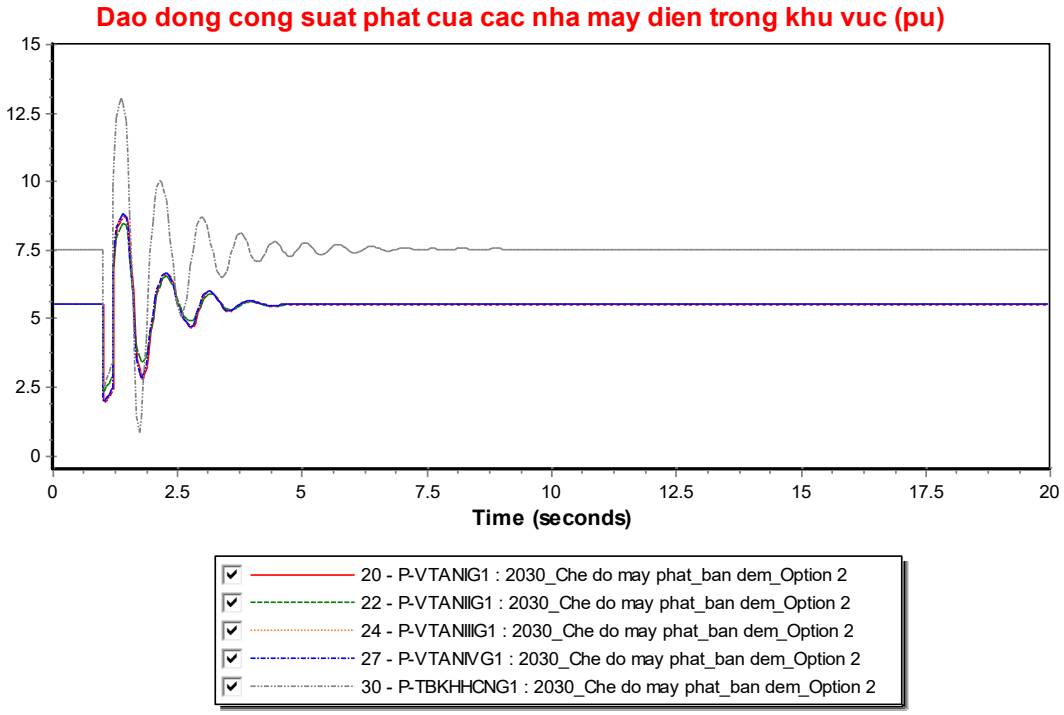
Hình 27. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



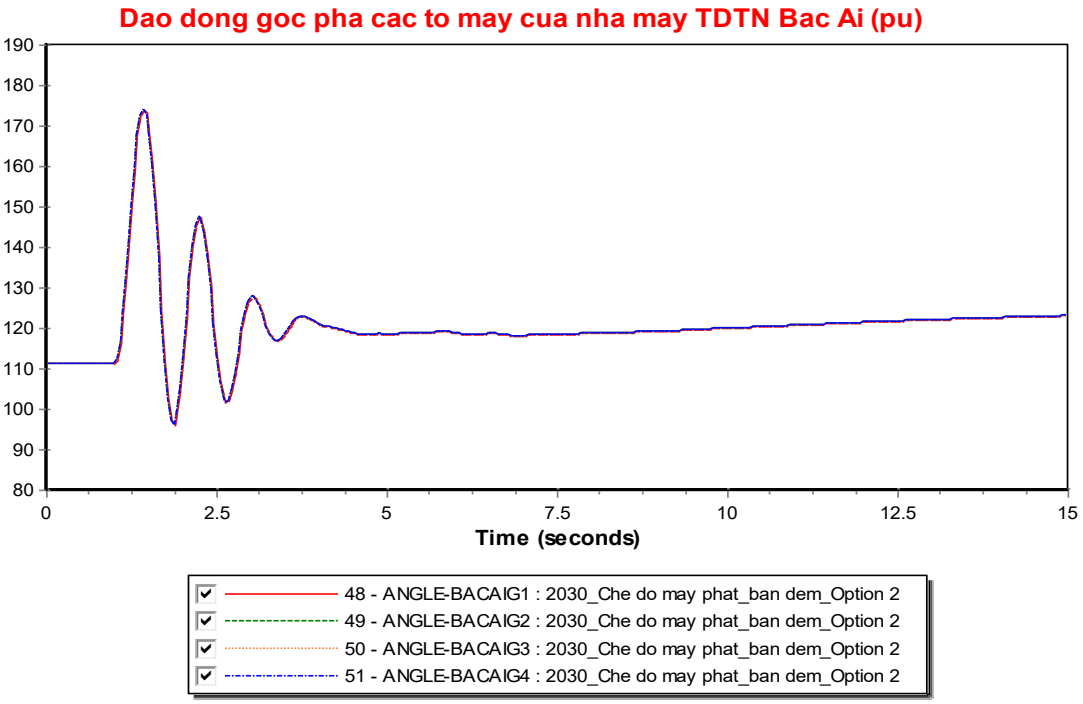
Hình 28. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



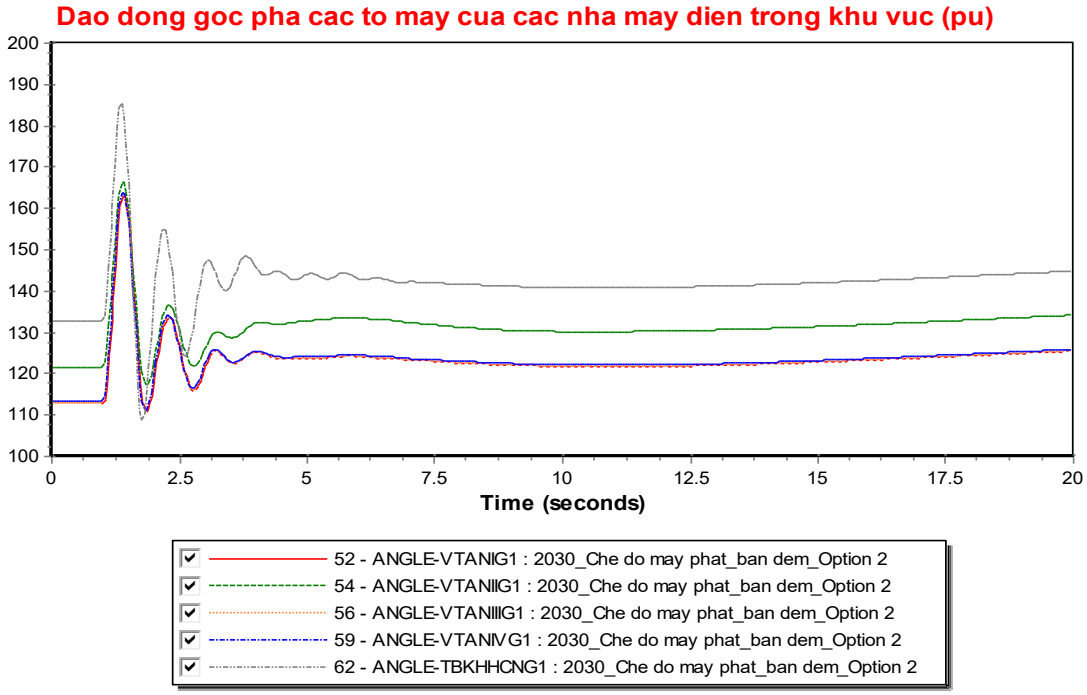
Hình 29. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



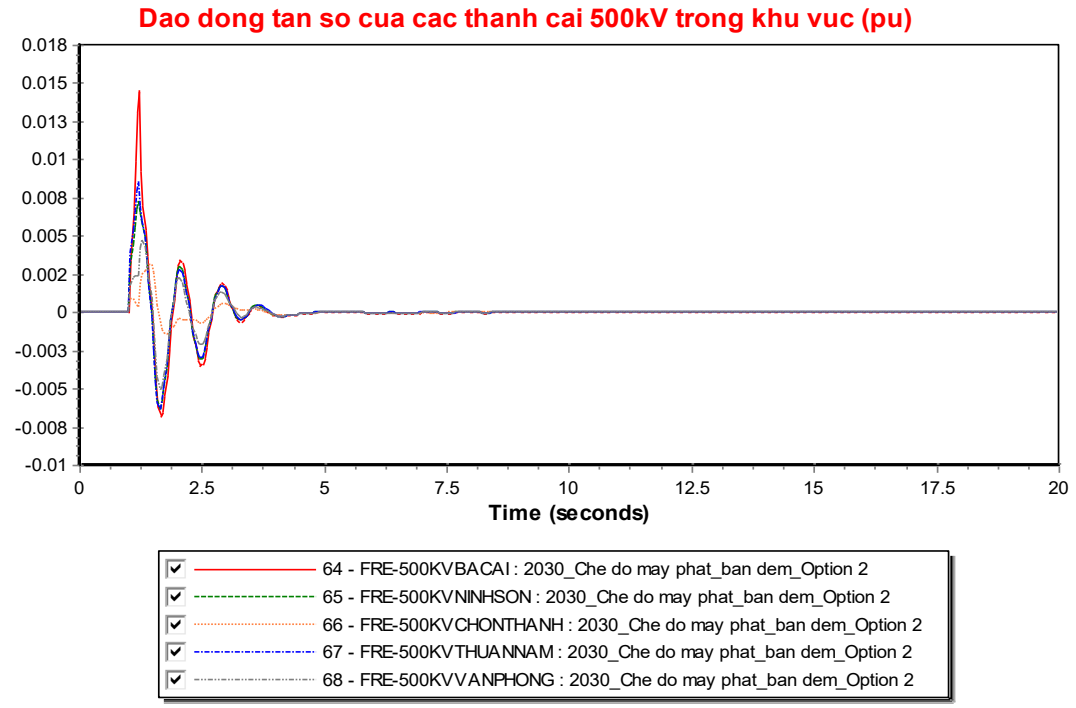
Hình 30. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố



Hình 31. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố



Hình 32. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố



Hình 33. 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

11. Kết luận

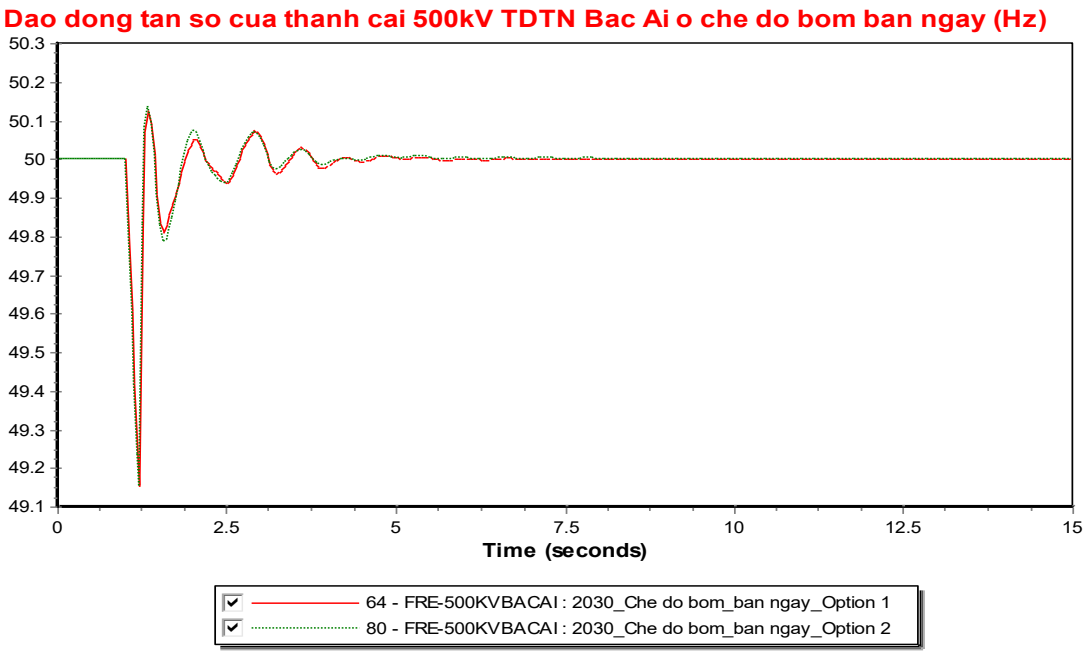
Theo thông tư số 03/VBHN-BCT của Bộ Công Thương về đấu nối NMTĐ, điện áp duy trì trong khoảng 0,9pu đến 1,1pu thì vẫn cho vận hành bình thường. Điện áp từ 1,1pu đến 1,15pu cho phép duy trì trong 3sec.

Bảng 19. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy thủy điện tương ứng với các điện áp của hệ thống điện

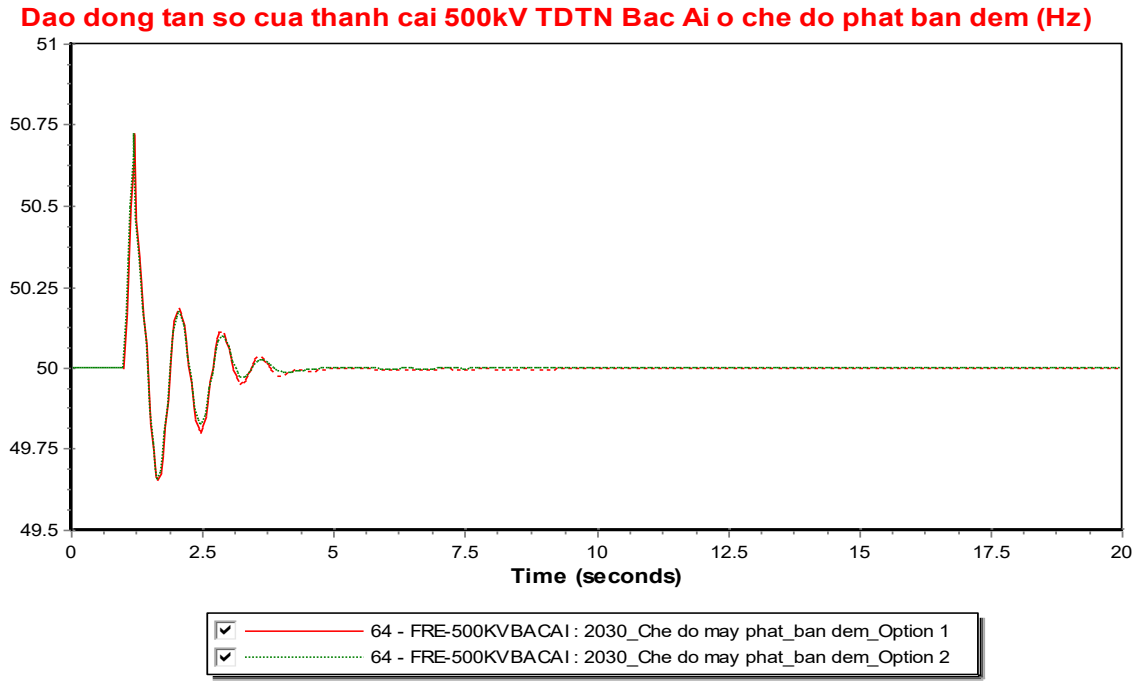
TT	Dải điện áp của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
1	Từ 0,9 pu đến 1,1 pu	Phát liên tục
2	Từ 1,1 pu đến 1,15 pu	03 giây
3	Từ 1,15 pu đến 1,2 pu	0,5 giây

Bảng 20. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy thủy điện tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

TT	Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
1	Từ 46 Hz đến 47,5 Hz	20 giây
2	Từ 47,5 Hz đến 48,0 Hz	10 phút
3	Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút
4	Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục
5	Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút
6	Trên 51,5 Hz đến 52 Hz	03 phút



Hình 34. 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 35. 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

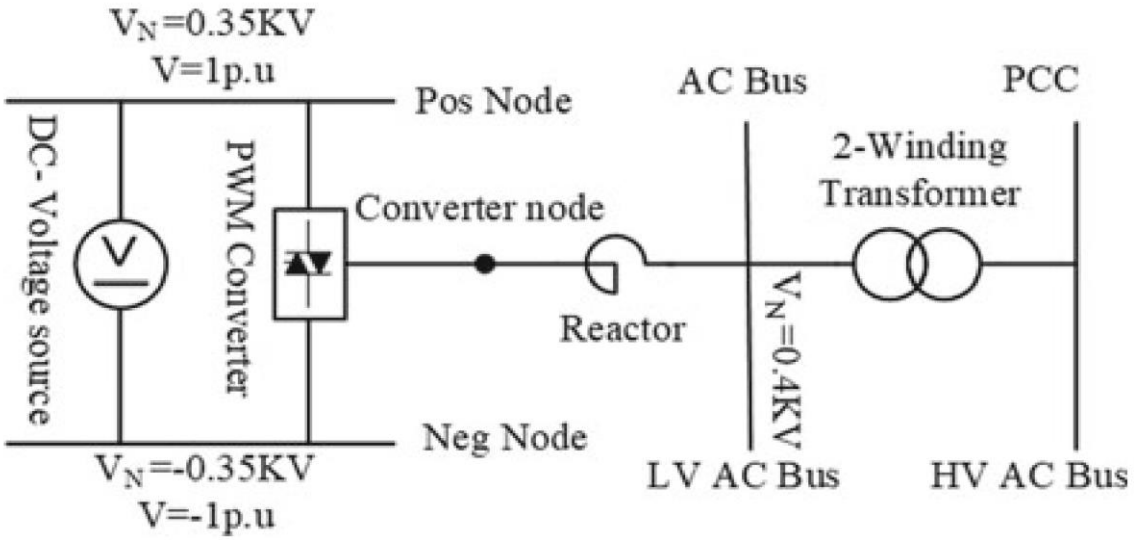
Trường hợp cắt loại trừ sự cố ngắn mạch ba pha liên quan đến nhà máy TĐTN Bác Ái, tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái dao động lớn nhất 50,73Hz rơi vào trường hợp sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Vân Phong chế độ phát đêm mùa mưa và thấp nhất là 49,15Hz rơi vào trường hợp sự cố MBA 500kV-900MVA TBA 500kV Ninh Sơn chế độ bơm ngày mùa mưa. Tuy nhiên thời gian duy trì rất thấp và tồn tại trong thời gian sự cố.

Xem xét các tiêu chuẩn về độ lệch tần số, điện áp mà Thông tư số 03/VBHN-BCT đưa ra được liệt kê ở các bảng trên cho thấy tần số, điện áp tại các TBA 500kV trong khu vực đều trở về nằm trong giới hạn cho phép vận hành. Do vậy đấu nối nhà máy TĐTN Bác Ái vào lưới đáp ứng các yêu cầu vận hành.

PHỤ LỤC III: CÁC MÔ HÌNH LIÊN QUAN ĐƯỢC TRIỂN KHAI TRONG DIgSILENT PowerFactory

1. Model of PV

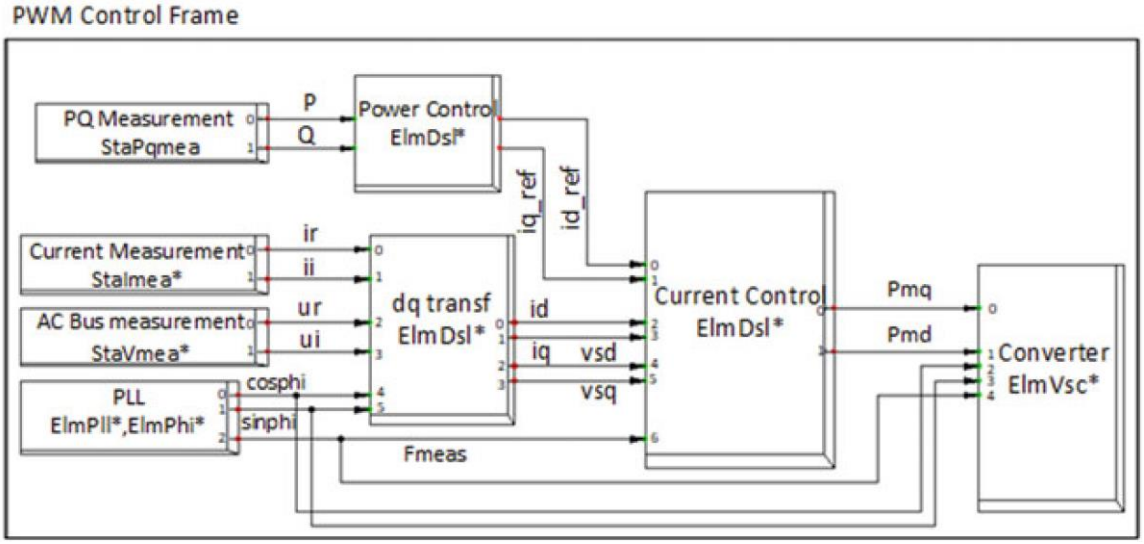
Để mô hình hóa chính xác một nhà máy điện mặt trời quy mô lớn (LS-PVPP – Large scale PV power plant) trong PowerFactory, mảng PV và Bộ điều khiển biến tần (tức Bộ điều khiển PQ tách biệt – Decoupled PQ Controller) cần được khiển khai trong *Ngôn ngữ mô phỏng động DIgSILENT (DSL)* nhằm mô phỏng chính xác cơ chế vận hành "động" của LS-PVPP. Dựa trên Hình 36, việc triển khai các tài nguyên dữ liệu này trong DSL sẽ được mô tả trong các tiểu mục dưới đây (Bộ nghịch lưu có điện áp định mức phía DC là 0,7 kV và điện áp định mức phía AC là 0,4 kV). Cấu trúc mô hình LS-PVPP được xây dựng theo [94].



Hình 36. Sơ đồ một sợi của LS-PVPP trong PowerFactory

1.1. Mô hình Bộ điều khiển PQ tách biệt

Vì LS-PVPP được kết nối với lưới điện cao áp, nên nó sẽ rất cần vai trò của điều khiển công suất tác dụng và công suất phản kháng để có thể cải thiện độ ổn định của hệ thống. Đề đáp ứng mục tiêu đó, Bộ điều khiển PQ tách biệt đã được tạo ra và triển khai trong môi trường DSL của phần mềm PowerFactory. Hình 37 thể hiện khung tổng hợp và mô hình tổng hợp của bộ điều khiển này *(ElmComp)*, bao gồm một số thành phần sẽ được trình bày dưới đây.



Hình 37. Khung tổng hợp trong môi trường DSL

1.1.1. Khối PLL (Phase Locked Loop)

Trong Bộ điều khiển PQ, điện áp của thanh cái AC và dòng điện đầu ra của Bộ nghịch lưu cần được chuyển đổi từ hệ tọa độ *abc*- sang hệ tọa độ *dq*-. Vì vậy, *PLL(ElmPhi_pll)* được sử dụng để đo điện áp tại thanh cái AC và tính toán tần số hệ thống *(F_{meas})* cũng như góc pha của điện áp thanh cái AC, gồm cos(φ) và sin(φ).

1.1.2. Khối đo công suất PQ (PQ Measurement)

Theo Hình 37, Bộ đo công suất PQ được sử dụng để đo công suất tác dụng và công suất phản kháng *(P, Q)* đi qua thanh cái AC. Các giá trị công suất đo được sẽ đem so sánh với các giá trị tham chiếu *(P_{ref}, Q_{ref})* để điều khiển các tín hiệu P_{md} và Q_{mq}.

1.1.3. Khối đo dòng điện (Current Measurement)

Theo Hình 37, Bộ đo dòng điện được dùng để đo dòng điện đi qua phía AC của Bộ nghịch lưu. Các đầu ra của mô hình này là i_r và i_i, tương ứng với phần thực và phần ảo của dòng điện đo được.

1.1.4. Khối đo điện áp thanh cái AC (AC BUS V Measurement)

Dựa theo Hình 37, khối này dùng để đo điện áp tại thanh cái AC. Các đầu ra của mô hình này là u_r và u_i tương ứng với phần thực và phần ảo của điện áp tại thanh cái AC.

1.1.5. Bộ biến đổi *dq* (*dq* Transf)

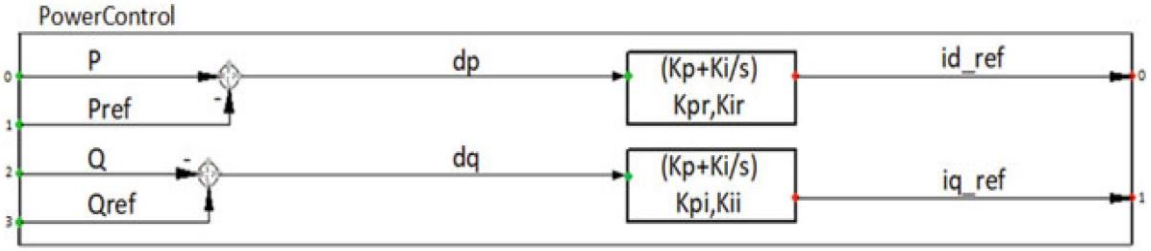
Thành phần này sử dụng góc pha của điện áp tại thanh cái AC (tức cos(φ) và sin(φ)) để chuyển đổi điện áp và dòng điện từ hệ tọa độ *abc*- sang hệ tọa độ *dq*-. Mã DSL được sử dụng để khởi tạo và thực hiện mô hình này như sau:

```
inc(vsd)=(ur*cosphi+ui*sinphi)*sqrt(2/3)                    !1
inc(vsq)=(-ur*sinphi+ui*cosphi)*sqrt(2/3)                   !2
inc(id)=-(ir*cosphi+ii*sinphi)*sqrt(2)                      !3
inc(iq)=-(-ir*sinphi+ii*cosphi)*sqrt(2)                     !4
vsd=(ur*cosphi+ui*sinphi)*sqrt(2/3)                         !5
vsq=(-ur*sinphi+ui*cosphi)*sqrt(2/3)                        !6
id=-(ir*cosphi+ii*sinphi)*sqrt(2)                           !7
iq=-(-ir*sinphi+ii*cosphi)*sqrt(2)                          !8
```

Cần lưu ý rằng vì mô hình đo điện áp đo giá trị RMS của điện áp dây-dây (u_r và u_i), nên hệ số *sqrt(2/3)* được sử dụng tại dòng 5-6 sẽ dùng để tính biên độ của điện áp dây-đất, và từ đó tính các giá trị V_{sd} và V_{sq}. Tương tự, vì mô hình đo dòng điện đo giá trị RMS của dòng điện (i_r và i_i), nên hệ số *sqrt(2/3)* được sử dụng tại dòng 7-8 sẽ dùng để tính các giá trị i_d và i_q.

1.1.6. Khối điều khiển công suất (Power Control)

Trong điều khiển công suất, công suất tác dụng và công suất phản kháng *(P, Q)* đi qua thanh cái AC được so sánh với giá trị tham chiếu *(P_{ref}, Q_{ref})*, và phần chênh lệch giữa chúng *(dp, dq)* sẽ là giá trị đầu vào cho các Bộ điều khiển PI. Đầu ra của các Bộ điều khiển này là i_{d_ref} và i_{q_ref}. Hình 38 thể hiện cách triển khai điều khiển công suất trong ngôn ngữ DSL.



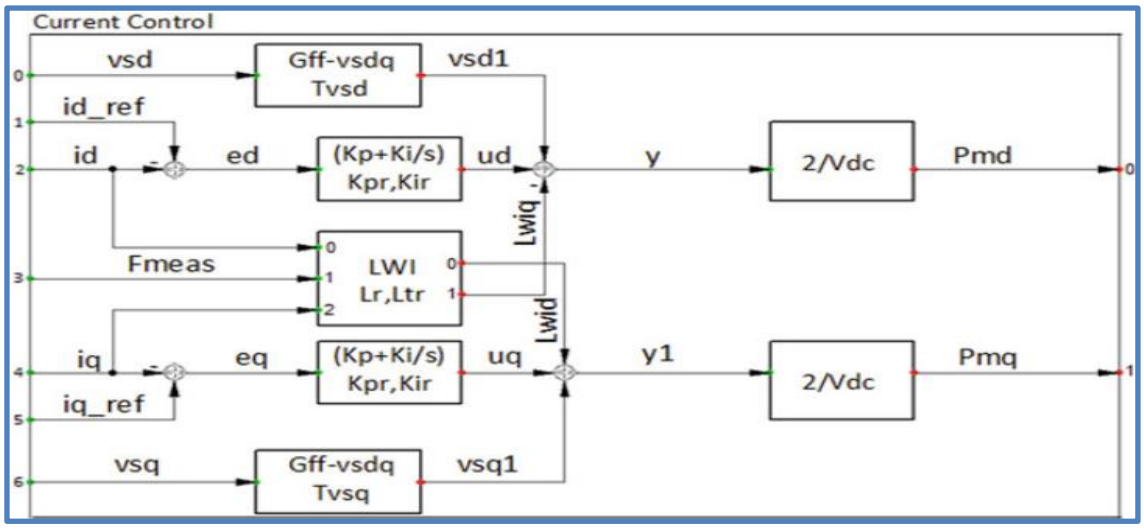
Hình 38. Sơ đồ Bộ điều công suất trong môi trường DSL

Quá trình khởi tạo của mô hình này như sau:

```
inc(xp)=id_ref                                              !1
inc(xq)=iq_ref                                              !2
inc0(Pref)=P                                                !3
inc0(Qref)=Q                                                !4
```

1.1.7. Khối điều khiển dòng điện (Current Control)

Bộ điều khiển dòng điện được sử dụng để tính P_{md} và P_{mq} nhằm giúp LS-PVPP phát ra lượng công suất đã được chỉ định trước *(P_{ref}, Q_{ref})*. Mô hình được triển khai trong ngôn ngữ DSL như được thể hiện ở Hình 39.



Hình 39. Sơ đồ Bộ điều dòng điện trong môi trường DSL

Quá trình khởi tạo của mô hình này như sau:

```
inc(xr)=Pmd*(0.7/2)-vsd1+Lwiq                                    !1
inc(xi)=Pmq*(0.7/2)-vsq1-Lwid                                    !2
inc(id_ref)=id                                                   !3
inc(iq_ref)=iq                                                   !4
inc(xvsd)=vsd                                                    !5
inc(xvsq)=vsq                                                    !6
vardef(Tvsd)='s';'feed-forward filter Time Constant-d axis'      !7
vardef(Tvsq)='s';'feed-forward filter Time Constant-q axis'      !8
vardef(Lr)='mH';'Inductance of the series reactor'               !9
vardef(Ltr)='mH';'Inductance of the transformer'                 !10
!2/Vdc=2/0.7=2.8571428571428571428571428571429                   !11
```

1.1.8. Bộ chuyển đổi (Converter)

Trong PowerFactory, Bộ nghịch lưu DC-AC có thể được điều khiển bởi nhiều biến khác nhau như P_{md}, P_{mq} hoặc P_{mr}, P_{mi}. P_{md} và P_{mq} (các biến đầu ra của Current Control) sẽ điều khiển điện áp phía AC như sau:

$$V_{t_L}^{max} = \frac{V_{dc}}{2}\sqrt{P_{md}^2 + P_{mq}^2}\,; \qquad \angle V_{t_{LG}} = \varphi + \delta$$
$$V_{t_{LL}}^{RMS} = \frac{\sqrt{3}\cdot V_{dc}}{2\sqrt{2}}\sqrt{P_{md}^2 + P_{mq}^2}\,; \qquad \angle V_{t_{LG}} = \varphi + \delta + 30^0 \quad (1)$$

Trong đó:

$\delta = tan^{-1}(P_{mq}/P_{md})$;

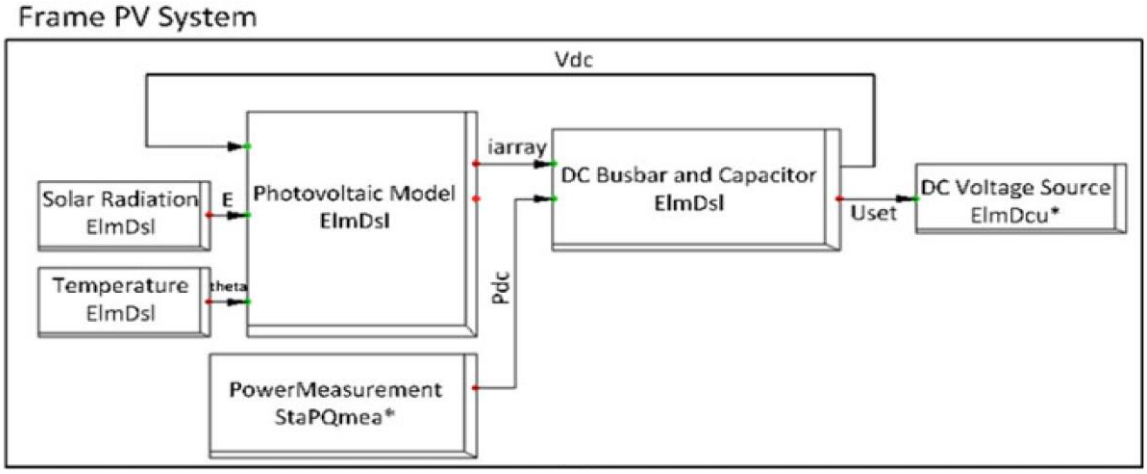
φ – Góc pha điện áp của thanh cái AC được tính bởi PLL;

V_{dc} – Điện áp phía DC.

Cần lưu ý rằng, vector điện áp đầu ra $\overrightarrow{V_t}$ sớm pha hơn vector điện áp hệ thống $\overrightarrow{V_s}$ một góc δ.

1.2. Mô hình hóa mảng PV trong môi trường DSL

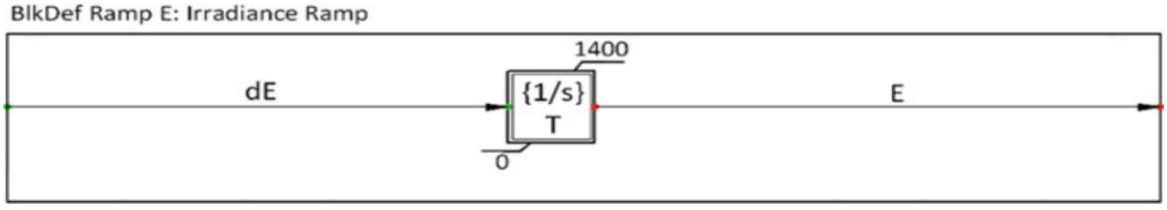
Để mô phỏng chính xác cơ chế vận hành, cần mô hình hóa ảnh hưởng của nhiệt độ và bức xạ mặt trời, cũng như bộ điều khiển của Bộ nghịch lưu đến điện áp và dòng điện đầu ra của các mảng PV *(V_{dc}* và *I_{dc})*. Vì vậy, mô hình PV đã được triển khai trong DSL nhằm mô phỏng hành vi "động" của các mảng PV. Hình 40 thể hiện khung tổng hợp của các mảng PV.



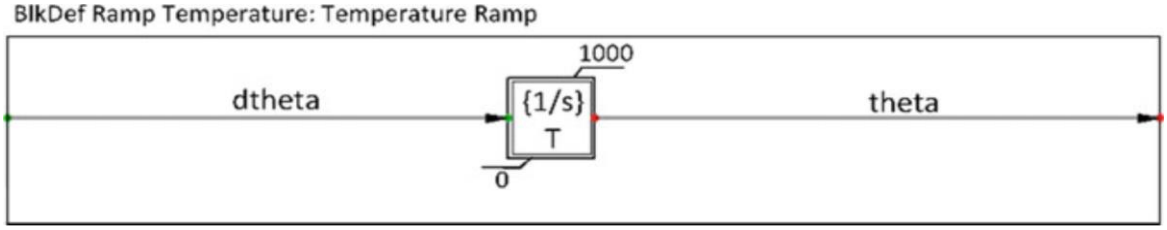
Hình 40. Khung tổng hợp các mảng PV trong môi trường DSL

1.2.1. Mô hình Bức xạ mặt trời và Nhiệt độ (Solar Radiation and Temperature)

Hình 41 và Hình 42 thể hiện các mô hình của bức xạ mặt trời và nhiệt độ, trong đó khi *dE* và *dT (dtheta)* mang giá trị dương hoặc âm, thì cường độ bức xạ và nhiệt độ **sẽ** tăng hoặc giảm tương ứng. Cần lưu ý rằng, điều kiện tiêu chuẩn được lấy là E = 1000 W/m² và T = 25 °C.



Hình 41. Cấu trúc của khối bức xạ mặt trời



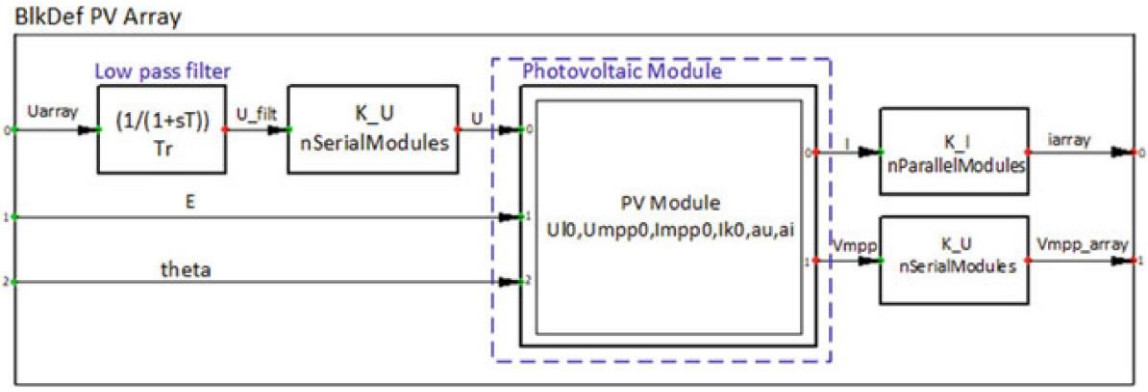
Hình 42. Cấu trúc của khối nhiệt độ

Việc khởi tạo cho các mô hình bức xạ mặt trời và nhiệt độ như sau:

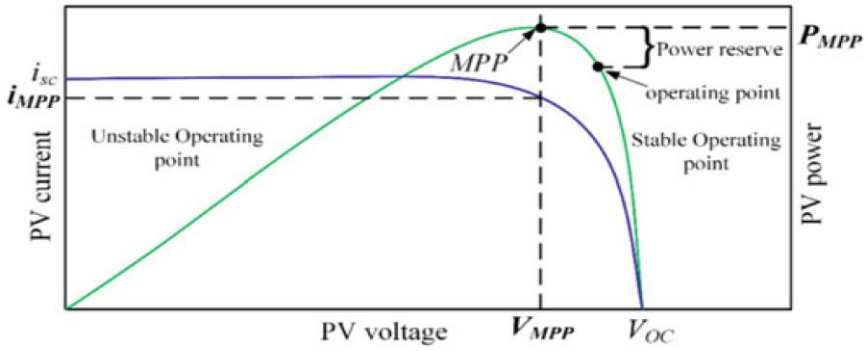
```
! The initialisation of solar radiation
inc(xrmp)=E
inc(dE)=0
vardef(E)='W/m²';'Irradiance'
vardef(dE)='W/(m²*s)';'Change of Irradiance per s'
!The initialisation of temperature
inc(xrmp)=theta
inc(dtheta)=0
inc(theta)=25
vardef(theta)='°C';'Temperature'
vardef(dtheta)='°C/s';'Change of Temperature per s'
```

1.2.2. Mô hình Quang điện (Photovoltaic Model)

Cấu trúc của mô hình được minh họa trong Hình 43. Thành phần chonhs của mô hình mà *mô-đun PV*, vốn có sẵn trong Thư viện (Global Library) của phần mềm PowerFactory. Điện áp đầu ra của mảng PV (U_{array}, được truyền qua một Bộ lọc thông thấp để loại bỏ các thành phần tần số cao) sẽ được chia cho số lượng mô-đun nối tiếp *(nSerialModules)* để tính toán Điện áp đầu ra của mỗi mô-đun *(U)*. Sau đó, giá trị điện áp này cùng với Cường độ bức xạ mặt trời *(E)* và Nhiệt độ *(T)* sẽ được sử dụng làm giá trị đầu vào của mô-đun PV để tính toán Dòng điện đầu ra của mỗi mô-đun *(I)* và Điện áp tại điểm có công suất cực đại của mô-đun PV *(V_{MPP})*. Hình 44 thể hiện các đường đặc tính I-V và P-V, trong đó tất cả các điểm vận hành nằm ở bên phải điểm công suất cực đại (MPP) đều là các điểm vận hành ổn định, và hệ thống PV có thể hoạt động trong vùng này. Cuối cùng, số lượng mô-đun nối tiếp *(nSerialModules)* và mô-đun song song *(nParallelModules)* sẽ được dùng để tính dòng điện đầu ra *(i_{array})* và V_{MPP} của toàn bộ mảng PV.



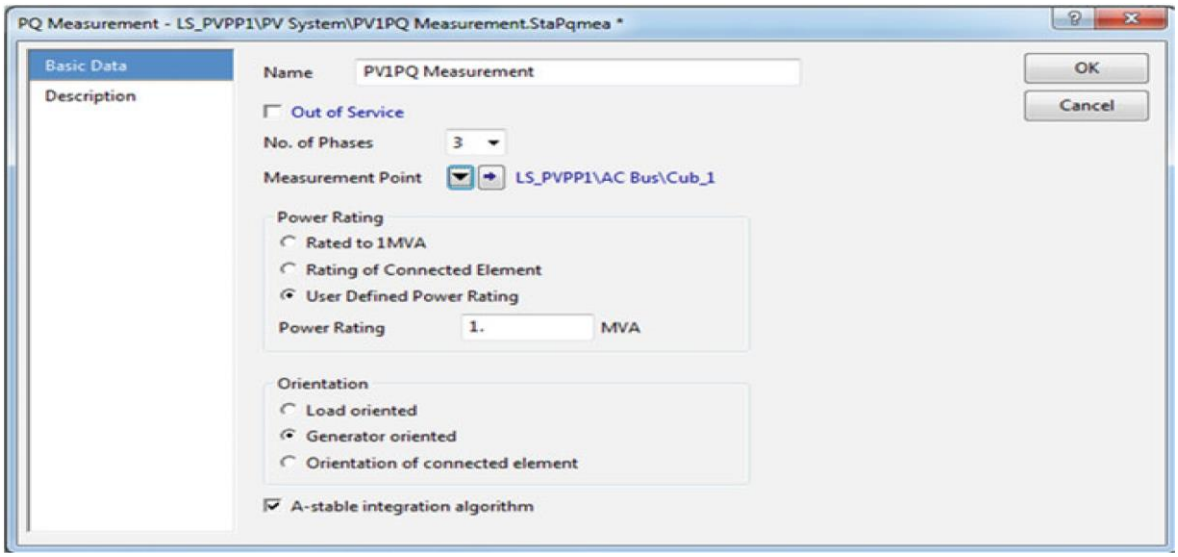
Hình 43. Mô hình mảng PV trong môi trường DSL



Hình 44. Đường cong đặc tính I-V và P-V của một PV

1.2.3. Khối đo công suất (Power Measurement)

Khối này được sử dụng để đo công suất tác dụng phía DC của Bộ nghịch lưu và gửi giá trị này đến *Mô hình thanh cái DC và tụ điện*. Trong trường hợp này, khi bỏ qua tổn thất của Bộ nghịch lưu (vốn nhỏ hơn đáng kể so với công suất đầu vào), thì *Mô hình đo công suất* (Hình 45) sẽ đo công suất đầu ra của Bộ nghịch lưu phía AC, ký hiệu là P_{dc}.



Hình 45. Cửa sổ giao diện của Khối đo công suất cho hệ thống LS-PVPP thử nghiệm

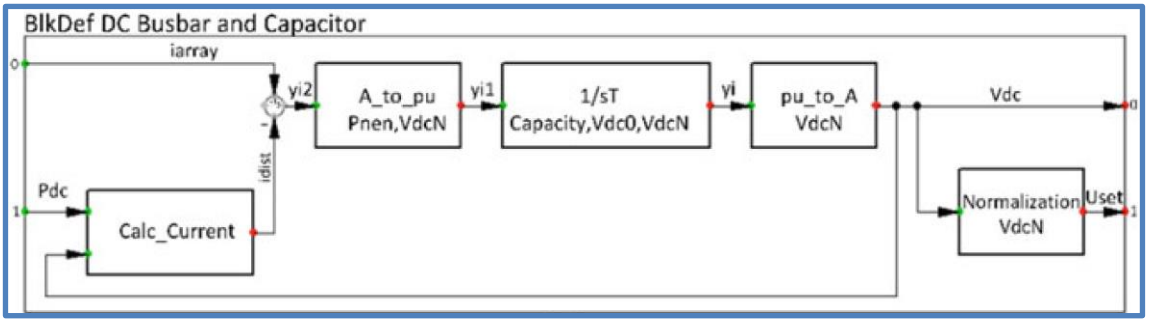
1.2.4. Mô hình thanh cái DC và tụ điện (DC Bus and Capacitor Model)

Điện áp của tụ DC thay đổi theo phương trình sau:

$$i_{array} - i_{dc} = C\frac{dV_{dc}}{dt}; \qquad i_{dc} = \frac{P_{dc}}{V_{dc}} \tag{2}$$

V_{dc} được tính toán từ phương trình (2). Trong mô hình này, U_{set} là điện áp phía DC đã được chuẩn hóa, các tham số của thanh cái DC và tụ điện được sử dụng để mô phỏng nhà máy LS-PVPP trong hệ thống thử nghiệm Phần khởi tạo của mô hình như sau:

```
vardef(Capacity)='s';'of capacitor on DC busbar'
vardef(Vdc0)='V';'Initial DC-voltage'
vardef(VdcN)='kV';'Nominal DC Voltage'
vardef(Pnen)='MW';'Rated Power'
vardef(Vdc)='V';'DC busbar voltage'
inc(Vdc)=VdcN
inc(iv)=Pdc/Vdc0*1000000
```



Hình 46. Mô hình thanh cái DC và tụ điện, hệ thống LS-PVPP thử nghiệm

1.2.5. Nguồn điện áp DC (DC Voltage Source)

Khối này nhận U_{set} (điện áp đầu ra của nguồn điện áp DC ở đơn vị per unit – p.u.) từ *Mô hình thanh cái DC và tụ* và tạo ra V_{dc} .

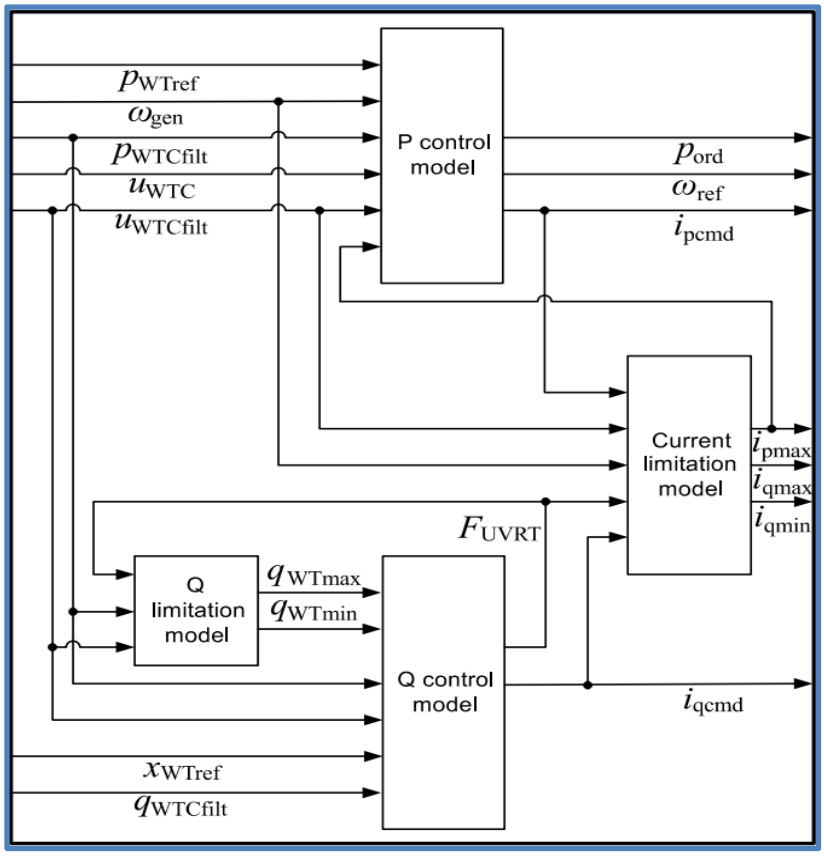
2. Model of Wind

Turbine gió Loại 3 (Type 3 WT) tương ứng với cấu trúc turbine gió sử dụng máy phát điện cảm ứng kích từ - động cơ hai nguồn cấp (DFIG). Cấu tạo chung của mô hình Type 3 WT cấu thành từ năm mô hình động học chính, thể hiện ở Hình 47b (Cấu trúc mô hình và chiến lược FRT của DFIG được kế thừa từ [100], [101]):

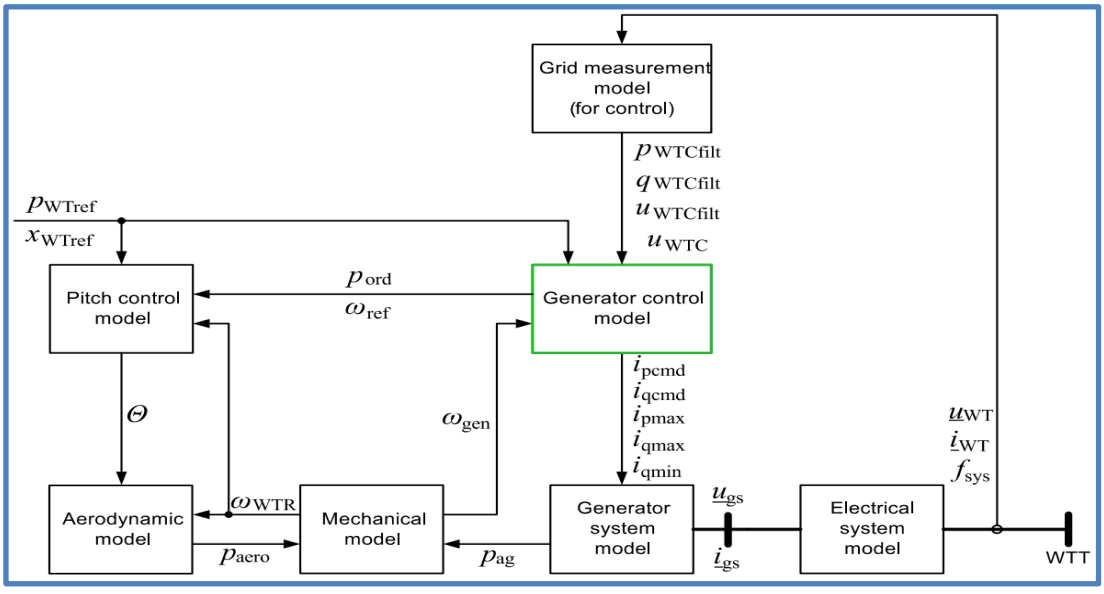
1. Mô hình điều khiển góc cánh (Pitch Control Model);
2. Mô hình khí động học (Aerodynamic Model);
3. Mô hình cơ học (Mechanical Model);
4. Mô hình hệ thống máy phát (Generator System Control);
5. Mô hình điều khiển máy phát (Generator Control Model);

Trong đó, *Mô hình điều khiển máy phát* gồm bốn thành phần con:

- Mô hình điều khiển công suất tác dụng (P Control Model);
- Mô hình điều khiển công suất phản kháng (Q Control Model);
- Mô hình giới hạn công suất phản kháng (Q Limitation Model);
- Mô hình giới hạn dòng (Current Limitation Model).



a/ Cấu tạo Mô hình điều khiển máy phát



b/ Cấu tạo mô hình Type 3 WT

Hình 47. Cấu trúc các mô-đun của Turbine gió loại 3 và Mô hình điều khiển máy phát

2.1. Triển khai Type 3 WT trong DSL

Mô hình mô phỏng turbine gió loại 3 được xây dựng theo tiêu chuẩn IEC 61400-27-1, cụ thể:

2.1.1. Khung tổng hợp của mô hình Type 3 WT

Các *Slot* chứa mô hình điều khiển động học của turbine gió, cũng như thiết bị điện dùng để kết nối các mô hình này với lưới điện. Các Slot này không chứa thông tin toán học như các phương trình hay macros tiêu chuẩn (như Bộ khuếch đại – Gain, Giới hạn – Limiter hoặc các hàm logic), mà có vai trò chỉ định tên của các tín hiệu đầu vào và đầu ra. Hình 48 minh họa *Khung tổng hợp (.BlkDef)* của turbine gió loại 3 được xây dựng dựa trên cấu trúc tổng thể đã được mô tả trong Hình 48.

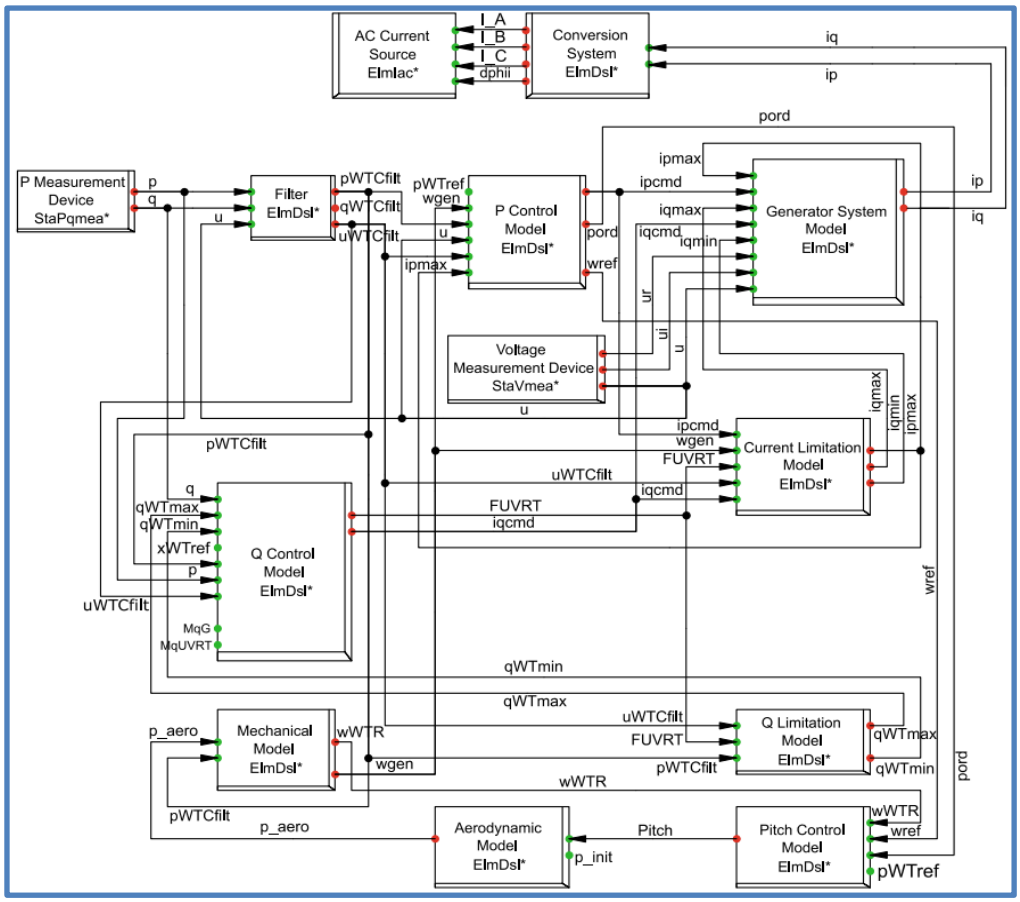
Theo Hình 48, có tổng cộng 13 *Slots* trong *Khung tổng hợp (.BlkDef)*, trong đó 8 *Slots* chính là các mô hình điều khiển chính mô phỏng cơ chế vận hành của một turbine gió loại 3 xây dựng bằng ngôn ngữ DSL:

1. Mô hình điều khiển góc cánh (Pitch Control Model);
2. Mô hình khí động học (Aerodynamic Model);
3. Mô hình cơ học (Mechanical Model);
4. Mô hình giới hạn công suất phản kháng (Q Limitation Model);
5. Mô hình điều khiển công suất phản kháng (Q Control Model);
6. Mô hình giới hạn dòng (Current Limitation Model);
7. Mô hình điều khiển công suất tác dụng (P Control Model);
8. Mô hình hệ thống máy phát (Generator System Control).

Ngoài 8 mô hình trên, Khung tổng hợp còn bao gồm:

- *AC Current Source*: Dùng để kết nối mô hình turbine gió với lưới điện;
- *Conversion System* và *Filter Models*: Sử dụng để điều chỉnh tín hiệu đầu ra từ mô hình turbine gió theo chuẩn IEC;

Voltage Measurement Device và *P Measurement Device*: Dùng để đo điện áp, công suất tác dụng và công suất phản kháng, từ đó gửi các tín hiệu này đến các mô hình điều khiển tương ứng. Các loại tín hiệu này không theer được ấy trực tiếp từ các tham số tính toán của AC Current Source.



Hình 48. Khung tổng hợp của mô hình Turbine gió loại 3

2.1.2. Các khối mô hình

2.1.2.1. Mô hình khí động học (Aerodynamic Model)

Mô hình khí động học được sử dụng là mô hình một chiều, bỏ qua ảnh hưởng của tốc độ quay rotor, nhưng có xét đến góc nghiêng cánh quạt *(pitch angle)*. Công suất khí động học đầu ra *(p_aero)* được tính bằng công thức sau:

$$p_aero = p_init - K_a \cdot Pitch \cdot (Pitch - Pitch_wo) \quad (3)$$

Trong đó:

p_aero – Công suất khí động học đầu ra, phụ thuộc vào tốc độ gió;

p_init – Công suất gió Mô hinhd ban đầu, giá trị này do người dùng thiết lập;

K_a – Hệ số khuếch đại khí động học;

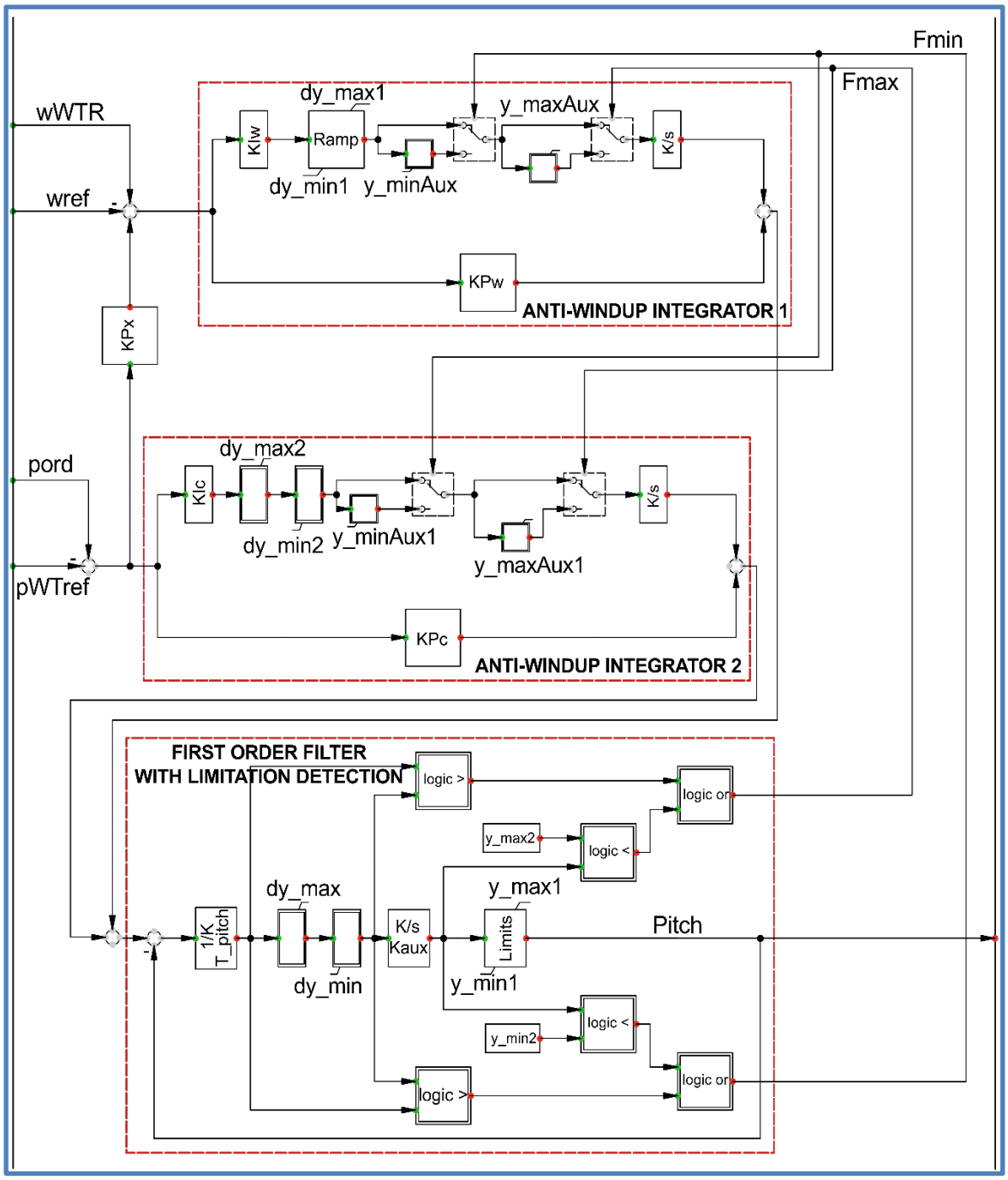
$Pitch$ – Góc nghiêng của cánh turbine, giá trị được cấp bởi Mô hình điều khiển góc cánh (Pitch Control Model);

$Pitch_wo$ – Giá trị góc nghiêng ban đầu.

Từ phương trình cho thấy, giá trị Pitch càng lớn thì giá trị p_aero càng nhỏ. Mô

hình khí động học sẽ cung cấp p_aero cho *Mô hình cơ học (Mechanical Model)*, từ đó sẽ tạo ra dòng công suất tác dụng được bơm lên hệ thống với giá trị bằng với giá trị công suất tác dụng được thiết lập bởi người dùng trong cả *Mô hình điều khiển công suất tác dụng (P Control Model)* và Mô hình điều khiển góc cánh, tức là bằng với giá trị công suất tác dụng tham chiếu *(pWTref)*.

2.1.2.2. Mô hình điều khiển góc cánh (Pitch Control Model)



Hình 49. Mô hình điều khiển góc cánh trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory

Mô hình được minh họa trong Hình 49, dùng để tính toán góc nghiêng cần thiết nhằm điều chỉnh sự chênh lệch giữa lệnh công suất *(pord)* từ Mô hình điều khiển công suất tác dụng và giá trị công suất tác dụng tham chiếu (pWTref), cũng như sự chênh lệch giữa tốc độ quay của rotor turbine (*wWTR* – được tính bởi Mô hình cơ học) và tốc độ quay tham chiếu (*wref* – lấy từ Mô hình điều khiển công suất tác dụng). Góc nghiêng cánh được điều chỉnh sao cho phải đạt được giá trị công suất tác dụng đã cho trước, đồng thời tránh sự gia tăng đột ngột của tốc độ rotor. Quá trình này được thực hiện thông qua hai bộ điều khiển PI là *Bộ tích phân chống quá giới hạn (Anti-Windup Integrators)* nhằm tránh tình trạng tín hiệu đầu ra bị mất kiểm soát khi giá trị Pitch đạt quá cao hay quá thấp. Các bộ tích phân sẽ ngừng tăng nếu tín hiệu *Fmax* = 1 hoặc ngừng giảm nếu *Fmin* = 1.

2.1.2.3. Mô hình cơ học (Mechanical Model)

Mô hình cơ học được triển khai dưới dạng *mô hình hai khối lượng (two-mass model)*, đại diện cho phía tốc độ thấp và phía tốc độ cao, minh học Hình 50. Trục turbine gió được mô phỏng như một lò xo kết nối với một bộ giảm chấn, được biểu diễn thông qua *Hệ số độ cứng truyền động (K_drt)* và *Hệ số giảm chấn truyền động (C_drt)*. Rotor của turbine gió và máy phát điện được biểu diễn bằng các hằng số quán tính tương ứng. Mối quan hệ giữa các tham số này được biểu diễn bằng các phương trình sau:

$$2H_WTR \cdot \frac{dwWTR}{dt} = T_{WTR} - K_drt \cdot (\theta_{gen} - \theta_{WTR}) - C_drt \cdot (wWTR - wgen) \quad (4)$$

$$2H_gen \cdot \frac{dwgen}{dt} = -T_{gen} + K_drt \cdot (\theta_{gen} - \theta_{WTR}) + C_drt \cdot (wWTR - wgen) \quad (5)$$

Trong đó:

H_WTR – Hằng số quán tính của rotor turbine gió;

H_gen – Hằng số quán tính của máy phát điện;

K_drt – Hệ số độ cứng truyền động;

C_drt – Hệ số giảm chấn truyền động;

T_{WTR} – Mô-men xoắn khí động học;

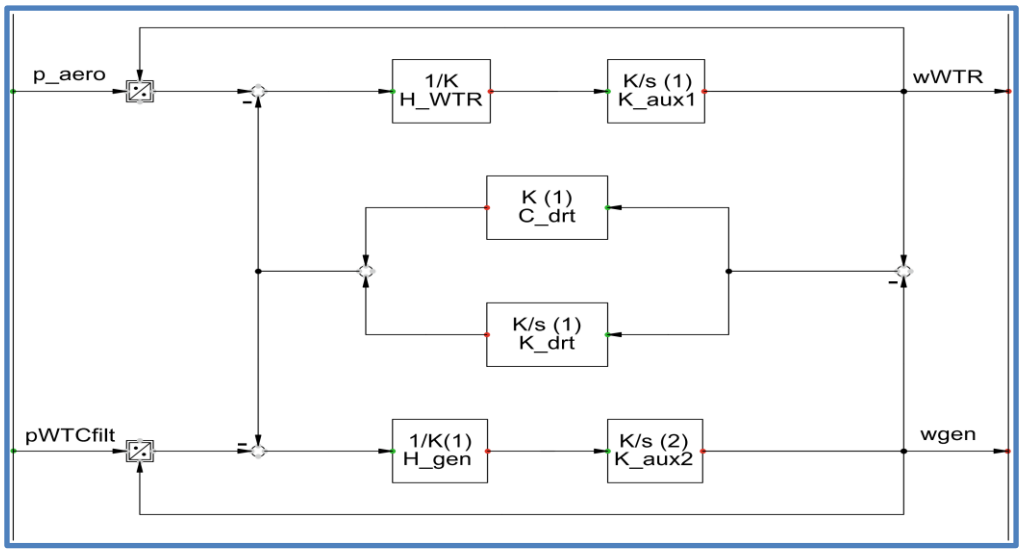
T_{gen} – Mô-men xoắn điện;

θ_{WTR} – Góc của rotor turbine;

θ_{gen} – Góc của máy phát điện;

$wWTR$ – Tốc độ quay của rotor turbine;

$wgen$ – Tốc độ quay của máy phát điện.



Hình 50. Mô hình cơ học trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory

Trong các giai đoạn quá độ, khi turbine gió phải chịu sự mất cân bằng mô-men xoắn, các phương trình này sẽ mô phỏng sự tăng tốc của rotor và sự giảm tốc độ quay của máy phát nhằm cân bằng hai phía của trục truyền động. Tốc độ quay của rotor turbine *(wWTR)* và của máy phát *(wgen)* sẽ là tín hiệu đầu ra của Mô hình cơ học, trong khi đó *công suất tác dụng đã lọc được đo tại đầu cực của turbine (pWTCfilt)* và *công suất khí động học (p_aero)* là tín hiệu đầu vào cần thiết cho mô hình.

2.1.2.4. Mô hình điều khiển công suất tác dụng (P Control Model)

Bộ điều khiển PI mô-men xoắn *(Torque PI)* – tiểu mô hình quan trọng nhất trong Mô hình điều khiển P – được thiết kế để tính toán giá trị mô-men xoắn cần thiết nhằm khắc phục sai lệch giữa *tốc độ quay của máy phát (wgen)* và *tốc độ quay tham chiếu (wref)*. Giá trị wref được lấy từ bảng tra cứu cung cấp tốc độ quay tham chiếu dựa trên công suất tác dụng đo được tại các đầu cực của turbine sau khi đã được lọc *(pWTCfilt)*.

Đầu ra của Torque PI, cùng với điện áp đo được *(u)*, giá trị dòng công suất tác dụng tối đa (*ipmax* – lấy từ Mô hình giới hạn dòng) và wgen, sẽ tạo thành *lệnh công suất (pord)* từ bộ điều khiển của turbine gió. Như đã đề cập trước đó, pord chính là tín hiệu đầu vào của Mô hình điều khiển góc cánh.

Ngoài ra, *pWTref* cũng là một tín hiệu đầu vào trong việc tính toán giá trị mô-men xoắn, còn *lệnh dòng công suất tác dụng (ipcmd)* là một tín hiệu đầu ra khác từ Mô hình điều khiển P, và sẽ trở thành đầu vào của Mô hình hệ thống máy phát (Generator System Control). Giá trị *wref* vừa ảnh hưởng đến quá trình tính toán mô-men xoắn, đồng thời cũng là tín hiệu đầu vào của Mô hình điều khiển góc cánh.

2.1.2.5. Mô hình điều khiển công suất phản kháng (Q Control Model)

Mô hình có khả năng hoạt động ở 05 chế độ điều khiển phản kháng của turbine gió, tùy vào giá trị của chế độ điều khiển *(MqG)*:

- Điều khiển điện áp;
- Điều khiển công suất phản kháng;
- Điều khiển công suất phản kháng trong mạch hở (open-loop);
- Điều khiển hệ số công suất;
- Điều khiển hệ số công suất trong mạch hở (open-loop);

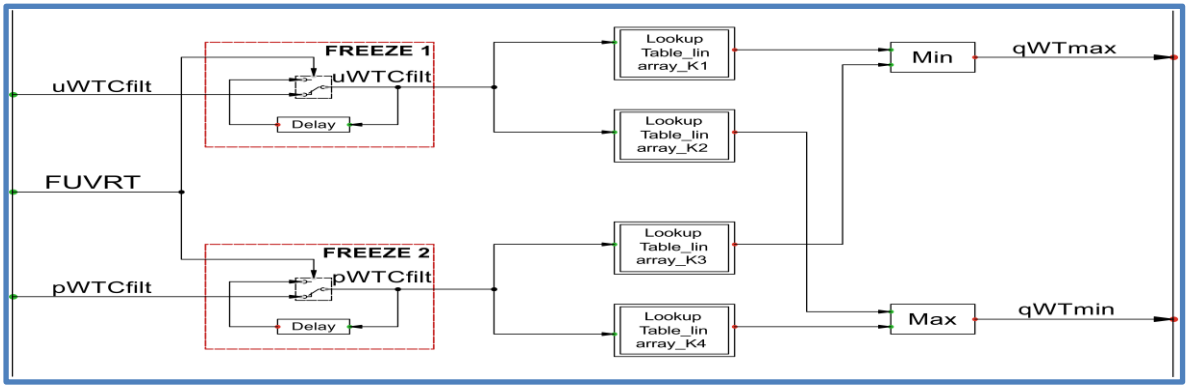
Khi vận hành ở chế độ điều khiển công suất phản kháng, người dùng có thể thiết lập giá trị đặt cho công suất phản kháng tại đầu cực của turbine *(xWTref)*. Mô hình điều khiển Q sẽ điều khiển *lệnh dòng công suất phản kháng (iqmcd)* – tín hiệu đầu vào của Mô hình hệ thống máy phát và Mô hình giới hạn dòng (Hình 15) – để đảm bảo turbine gió cung cấp công suất phản kháng theo giá trị *xWTref.*

Chế độ điều khiển chịu điện áp thấp *(MqUVRT)* sẽ thiết lập lượng dòng công suất phản kháng được bơm vào khi xảy ra sự cố sụt áp. Tín hiệu iqmcd cũng phụ thuộc vào *FUVRT (the under-voltage ride-through flag signal)*, có nhiệm vụ điều chỉnh giá trị của iqmcd tùy theo trạng thái vận hành của turbine: vận hành bình thường, trong và sau sự cố.

2.1.2.6. Mô hình giới hạn công suất phản kháng (Q Limitation Model)

Mô hình giới hạn Q (Hình 51) có nhiệm vụ cung cấp cho Mô hình điều khiển Q giá trị công suất phản kháng cực đại *(qWTmax)* và cực tiểu *(qWTmin)* tại các đầu cực của turbine. Đây là các giá trị "động", tức là chúng có thể thay đổi trong suốt quá trình mô phỏng. Sự biến thiên này phụ thuộc vào 03 yếu tố:

- FUVRT;
- pWTCfilt;
- uWTCfilt (điện áp đo được tại đầu cực của turbine gió sau khi lọc).



Hình 51. Mô hình giới hạn Q trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory

2.1.2.7. Mô hình giới hạn dòng (Current Limitation Model)

Mô hình sẽ thiết lập các giá trị giới hạn lớn nhất và nhỏ nhất của dòng công suất phản kháng được phép, cũng như giá trị lớn nhất của dòng công suất tác dụng – lần lượt là *iqmax, iqmin và ipmax*. Các biến đầu ra của mô hình này phụ thuộc vào các thông số sau: uWTCfilt, ipcmd, iqcmd, wgen, và FUVRT. Chiến lược giới hạn dòng khi xảy ra sự cố điện áp thấp được xây dựng theo [100], [101].

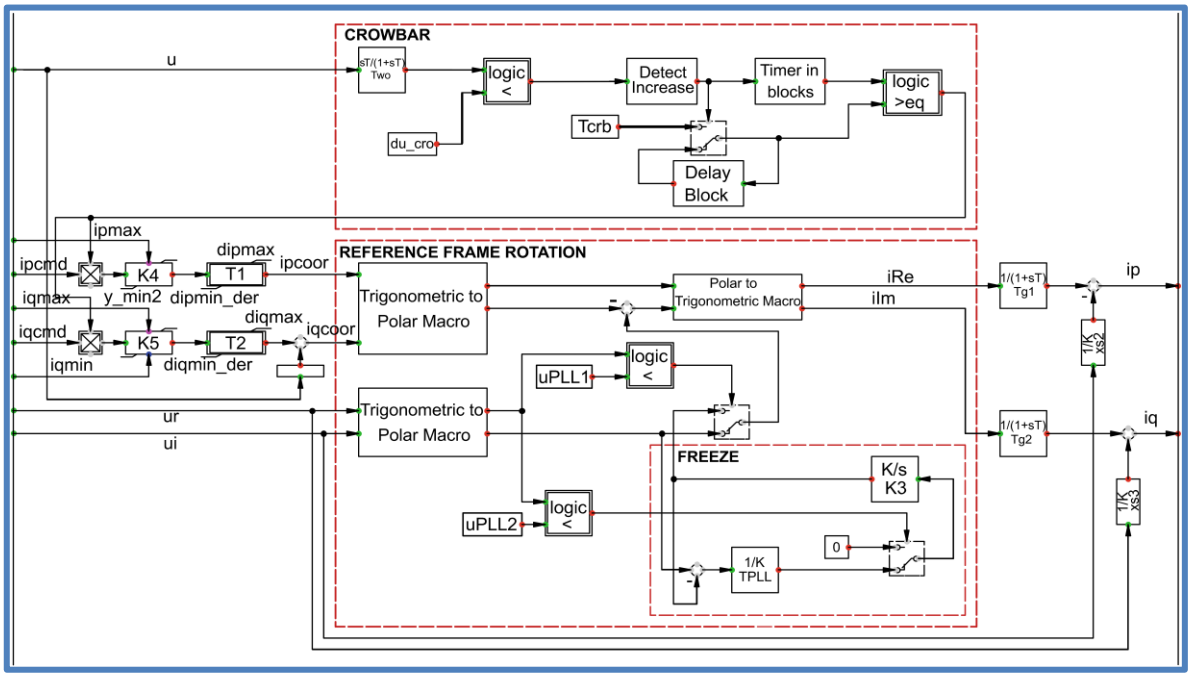
2.1.2.8. Mô hình hệ thống máy phát (Generator System Model)

Hệ thống máy phát được chia thành 02 thành phần:

- Hệ thống crowbar;
- Hệ tọa độ quay tham chiếu (Reference Frame Rotation);

Hệ thống crowbar sẽ nhân tín hiệu lệnh dòng công suất tác dụng và phản kháng (ipcmd và iqcmd) với giá trị 0 khi điện áp đo được *(u)* giảm xuống dưới một ngưỡng nhất định, tức khi xảy ra sự cố sụt áp. Trong trường hợp như vậy, máy phát sẽ hoạt động giống như một máy phát không đồng bộ rotor dạng lồng sóc.

Hệ tọa độ quay tham chiếu có nhiệm vụ điều phối pha của dòng điện theo pha của điện áp đo được, từ đó cung cấp cho thiết bị AC Current Source giá trị cuối cùng của dòng công suất tác dụng *(ip)* và dòng công suất phản kháng *(iq)*. Tuy nhiên, các tín hiệu đầu ra này từ hệ thống máy phát chuẩn IEC lại được biểu diễn ở dạng tọa độ chữ nhật, trong khi thiết bị AC Current Source yêu cầu tín hiệu đầu vào là biên độ và pha của dòng điện cho các pha A, B và C. Vì lý do đó, một mô hình Chuyển đổi Hệ tọa độ (Conversion System) sẽ được sử dụng.



Hình 52. Mô hình hệ thống máy phát trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory

2.1.2.9. Mô hình hệ thống chuyển đổi hệ tọa độ (Conversion System Model)

Hệ thống được xây dựng dựa trên một hợp các phương trình chuyển đổi các giá trị dòng công suất tác dụng (ip) và dòng công suất phản kháng (iq) sang hệ tọa độ cực của dòng điện, với độ lớn được đo bằng đơn vị kA. Trong mô hình AC Current Source, do có thể điều khiển độc lập độ lớn và pha của 03 pha dòng điện nên các tín hiệu đầu vào cần được xác định là:

- I_A, I_B, I_C: Độ lớn dòng điện ở từng pha;
- $\varphi_A, \varphi_B, \varphi_C$: Góc pha tương ứng với từng pha;

Tuy nhiên, do các mô hình turbine gió chỉ tập trung vào phân tích hệ thống điện ba pha cân bằng thứ tự thuận nên: Độ lớn dòng điện ở cả ba pha là như nhau (phương trình 6) và Các góc pha của ba pha luôn lệch nhau 120^0.

$$I_A = I_B = I_C \tag{6}$$

Dựa trên tài liệu kỹ thuật của mô hình AC Current Source, góc pha $\varphi_A, \varphi_B, \varphi_C$ được tính bằng công thức sau (Giá trị $phii$ bằng 0 do tần số hệ thống không thay đổi trong suốt quá trình mô phỏng):

$$phii = 0 \tag{7}$$

$$\varphi_A = phii + dphii = dphii \tag{8}$$

$$\varphi_B = \varphi_A - 120^0 = dphii - 120^0 \tag{9}$$

$$\varphi_C = \varphi_A + 120^0 = dphii + 120^0 \tag{10}$$

2.1.2.10. Mô hình bộ lọc (Filter Model)

Mô hình sử dụng *các khối trễ bậc nhất (first-order delay blocks)* để lọc giá trị của công suất tác dụng *(p)*, công suất phản kháng *(q)* và điện áp *(u)*. Các tín hiệu đầu ra sau khi lọc là:

- *pWTCfilt*: Công suất tác dụng đã lọc;
- *qWTCfilt*: Công suất phản kháng đã lọc;
- *uWTCfilt*: Điện áp đã lọc

2.2. Thiết lập điều kiện khởi tạo

Mô hình cơ học được sử dụng làm ví dụ cho quá trình khởi tạo trong phần mềm. Điều kiện khởi tạo được thiết lập trong "Equation" của Mô hình cơ học hai khối lượng như sau:

```
! ### Definition of Parameters and Initial Conditions of the Two-Mass
Mechanical Model ###
vardef(H_WTR) = 's';'Inertia constant of WT rotor'!Definition of Parameters
vardef(H_gen) = 's';'Inertia constant of electrical generator'
vardef(K_drt) = 'p.u.';'Drive train stiffness coefficient'
vardef(C_drt) = 'p.u.';'Drive train damping coefficient'

inc(wWTR) = wgen !Initial Condition of Unknow Output Signal

inc(x) = wWTR !Initial Conditions of State Variables
inc(x1) = wgen
inc(x2)= (pWTCfilt/wgen)
```

Mô hình khí động học được khởi tạo như sau:

```
! ### Definition of Parameters and Initial Conditions of the Aerodynamic
Model ###
vardef(Pitch_wo) = 'deg';'Inertia pitch angle'!Definition of Parameters
vardef(K_a) = '-';'Aerodynamic gain'

inc(p_aero) = 1 !Initial Condition of Unknow Signals
inc(p_init) = 1
inc(Pitch) = sqrt((p_init-p_aero)/K_a)
```

3. Model of PSHP

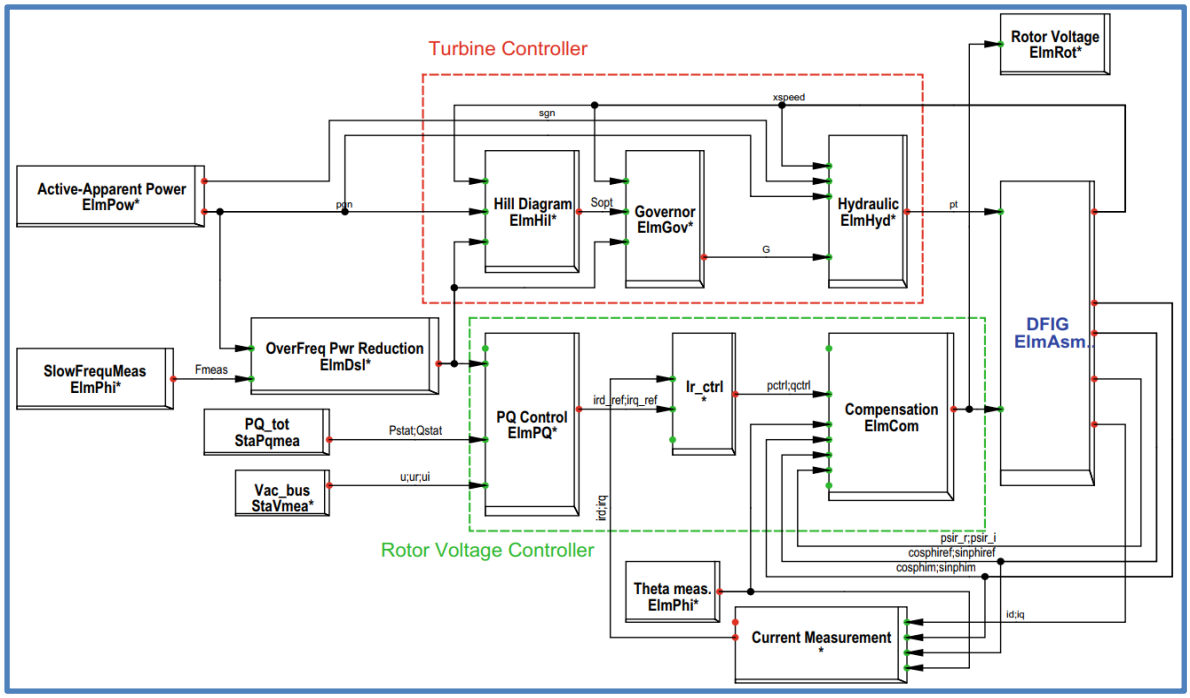
3.1. Xây dựng mô hình nhà máy TĐTN trên phần mềm DIgSILENT

3.1.1. Mô hình nhà máy TĐTN có tốc độ thay đổi được (VS-PSHP)

Một số khối (ví dụ: DFIG) được chọn từ thư viện có sẵn, trong khi các khối khác được sử dụng để tạo ra các mô hình chung và liên kết với các định nghĩa mô hình tương ứng. Hình 53 minh họa mô hình của Turbine thủy lực (HT) và hệ thống DFIG/MSC, được xây dựng như một mô hình tổng hợp và bao gồm các thành phần:

16. DFIG (ElmAsm): Mô hình tiêu chuẩn của DFIG và MSC trong PowerFactory;
17. Bộ đo dòng điện: Chuyển đổi hệ quy chiếu theo hướng điện áp stator;
18. Ir_ctrl: Bộ điều khiển dòng điện;
19. Vac_gen (StaVmea): Đo điện áp stator;
20. Vac_bus (StaVmea): Đo điện áp thanh cái;
21. PQ_tot (StaPqmea): Đo tổng công suất tác dụng và phản kháng của máy;
22. PQ control (ElmPQ): Bộ điều khiển công suất tác dụng và phản kháng của MSC;
23. Theat_meas (ElmPhi): Đo góc pha.
24. Hill diagram (ElmHil): Biểu đồ đường đặc tính hiệu suất, tính toán tốc độ tham chiếu.

25. Over Freq Pwr Reduction: Ngăn chặn sự gia tăng công suất khi tần số vượt quá mức giới hạn;
26. Slow Freq Meas (ElmPhi): Đo tần số;
27. Rotor Voltage (ElmRot): Điện áp rotor;
28. Hydraulic (ElmHyd): Mô hình hệ thống thủy lực;
29. Compensation (ElmCom): Bộ bù;
30. Protection (ElmPro): Bảo vệ thanh cái, bao gồm bảo vệ Crowbar.



Hình 53. Sơ đồ mô hình hệ thống VS-PSHP

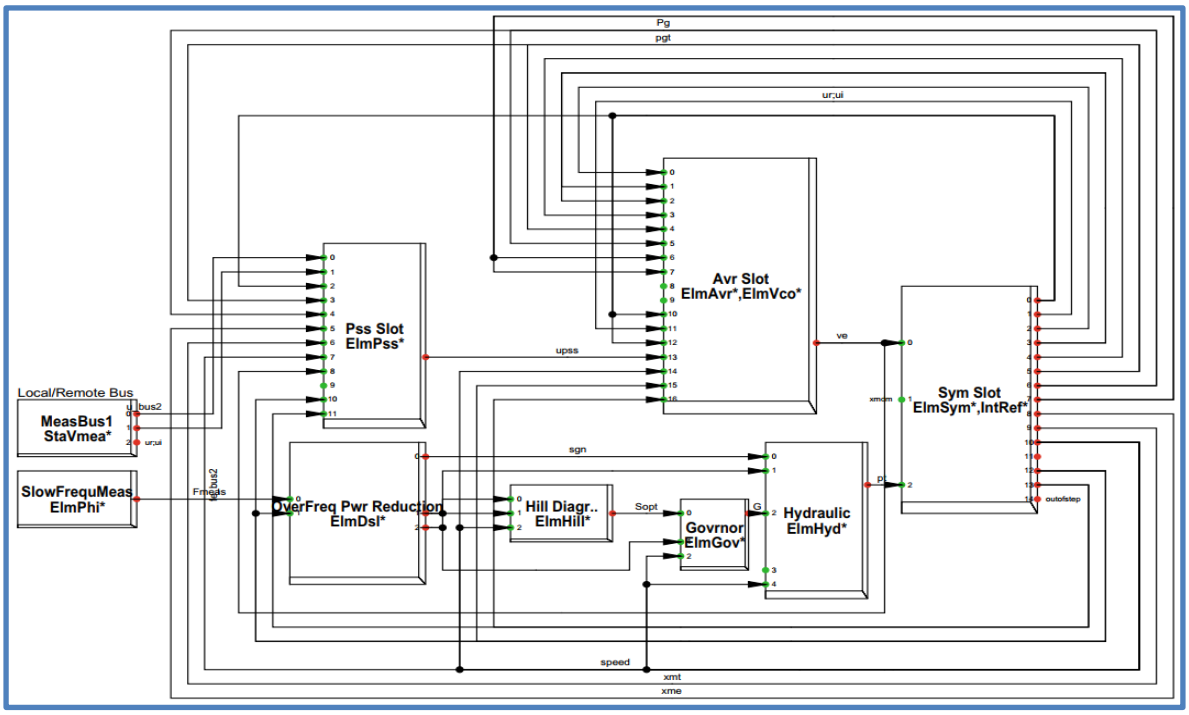
Các biến trong Hình 53 bao gồm:

10. Pt: Công suất của Turbine thủy lực (HT) theo đơn vị p.u.;
11. usr, usi: Phần thực và phần ảo của điện áp rotor theo đơn vị p.u.;
12. xspeed: Tốc độ định mức của rotor theo đơn vị p.u.;
13. pgn: Công suất định mức của HT tính theo kW;
14. sgn: Công suất biểu kiến của DFIG tính theo kVA;
15. sinphim, cosphim: Giá trị sin và cos của góc rotor;
16. sinphi, cosphi: Giá trị sin và cos của góc công suất;
17. psir_r, psir_i: Phần thực và phần ảo của từ thông qua rotor theo đơn vị p.u;
18. i_{rd}, i_{rq}: Dòng điện của rotor theo trục d-q theo đơn vị p.u.

3.1.2. Mô hình nhà máy TĐTN có tốc độ cố định (FS-PSHP)

Hình 54 minh họa mô hình tổng hợp của FS-PSHP. Vì đã có sẵn mô hình tích hợp cho máy phát đồng bộ, bộ điều tốc thủy lực và các phần tử khác (ngoại trừ biểu

đồ hiệu suất *hill diagram*), do đó không cần phải định nghĩa lại các phần tử này.



Hình 54. Sơ đồ mô hình hệ thống FS-PSHP

3.1.3. Mô hình Turbine thủy lực (HT)

Phạm vi thay đổi tốc độ của VS-PSHP phụ thuộc vào hai yếu tố chính:

- Cải thiện hiệu suất ở chế độ turbine;
- Mức độ tham gia của VS-PSHP trong điều khiển tần số ở chế độ bơm.

Ngoài ra, kích thước của Bộ chuyển đổi cũng được xác định dựa trên phạm vi thay đổi tốc độ của máy. Việc cải thiện hiệu suất trong chế độ turbine được thể hiện thông qua biểu đồ đường đặc tính hiệu suất của HT, được mô tả dưới đây

Các đường cong hiệu suất của turbine Francis được cung cấp bởi nhà sản xuất hoặc nhà thiết kế HT cho một số tốc độ nhất định, thể hiện hiệu suất tại các điểm vận hành khác nhau. Đối với một turbine Francis điển hình, biểu đồ hiệu suất được biểu diễn dưới dạng các giá trị đơn vị N_{11}–Q_{11}. Tuy nhiên, trong luận án này, đường cong hiệu suất được sử dụng dưới dạng N_{11}–P_{11}. Các giá trị đơn vị: Công suất (P_{11}); Tốc độ (N_{11}) và Lưu lượng xả (Q_{11}) này được xác định như sau:

$$\begin{cases} P_{11} = \dfrac{P}{D_1^2\sqrt{H_p{}^3}} \\ N_{11} = \dfrac{D_1 n_q}{\sqrt{H_p}} \\ Q_{11} = \dfrac{Q}{D_1^2\sqrt{H_p}} \end{cases} \quad (1)$$

Trong đó:

D_1 – Đường kính của turbine, m;

Q – Lưu lượng, m^3/s;

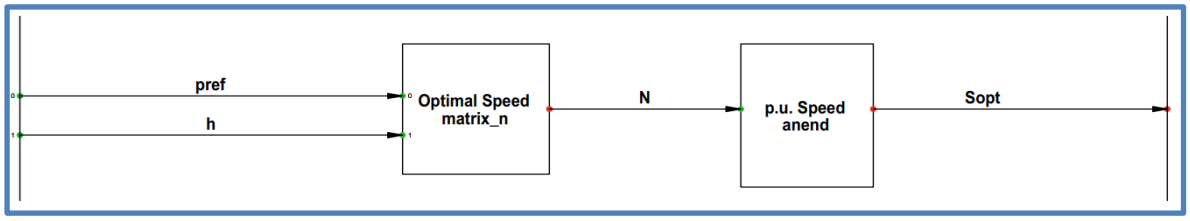
n_q – Tốc độ quay của turbine, vòng/phút;

P – Công suất đầu vào của turbine, kW;

H_p – Chiều cao cột áp, m.

Từ các công thức trên, có thể đạt được hiệu suất tối đa của VS-PSHP bằng cách giảm tốc độ, khi mà cả cột nước và công suất đầu ra của tổ máy đều thấp trong chế độ turbine. Nói cách khác, tốc độ tối thiểu của VS-PSHP được xác định dựa trên phân tích chi phí của việc cải thiện hiệu suất trong chế độ tải một phần của turbine. Ngoài ra, phạm vi thay đổi công suất trong chế độ bơm cũng là một thông số ảnh hưởng đến phạm vi thay đổi tốc độ cần thiết [114].

Hình 55 minh họa mô hình của quá trình tính toán tốc độ tham chiếu của FS-PSHP, được gọi là *hill diagram slot*. Như đã đề cập, đường cong biểu đồ hiệu suất P_{11}–N_{11} của HT (do nhà thiết kế cung cấp) cho thấy hiệu suất tại các điểm vận hành khác nhau. Trước tiên, tốc độ rotor và công suất tác dụng được chuyển đổi thành công suất đơn vị (P_{11}) và tốc độ đơn vị (N_{11}). Các thông số được xác định trong mô hình này bao gồm: Công suất tham chiếu (*pref*); Tốc độ định mức của rotor (*xspeed*); Đường kính trong (*D*); Chiều cao cột áp tĩnh (*H*). Căn cứ vào các điểm vận hành tối ưu trên biểu đồ hiệu suất, vận tốc tối ưu ($N\text{-}_{11o}$) được tính toán. Sau đó $N\text{-}_{11o}$ được chuyển đổi thành tốc độ rotor tham chiếu (*Sopt*).



Hình 55. Sơ đồ mô hình tính toán tốc độ tham chiếu của FS-PSHP

3.2. Hỗ trợ công suất phản kháng

Đường cong P-Q của một tổ máy không chỉ cần thiết cho việc thiết kế Bộ điều khiển của nhà máy, mà còn cực kỳ quan trọng đối với dòng công suất của lưới điện. Một tổ máy FS được trang bị *salient pole SM* chỉ có thể điều chỉnh công suất phản kháng của nhà máy thông qua hệ thống kích từ, bằng cách điều chỉnh điện áp đầu ra của máy. Ngược lại, tổ máy VS sử dụng DFIG có thể điều chỉnh công suất phản kháng bằng cuộn stator hoặc bằng MSC và GSC. Mặc dù việc sử dụng đồng thời stator của DFIG và GSC có thể là một giải pháp giúp tiết kiệm chi phí điều khiển công suất phản kháng, nhưng nếu không được điều phối hợp lý, nó có thể làm xuất hiện dòng phản kháng tuần hoàn giữa GSC và stator. Vì GSC không được đưa vào mô hình DFIG, nên hệ số công suất của GSC được giả định bằng 1 (tức GSC chỉ trao đổi công suất tác dụng, không phát hoặc tiêu thụ công suất phản kháng) khi vẽ đường cong P-Q. Nói cách khác, trong nghiên cứu này DFIG chỉ có thể phát công suất phản kháng từ phía stator. Cách tiếp cận này cho phép người dùng DIgSILENT định nghĩa DFIG như một nút PV trong mô phỏng. Dòng công suất phản kháng và tác dụng của DFIG được thể hiện trong Bảng 21.

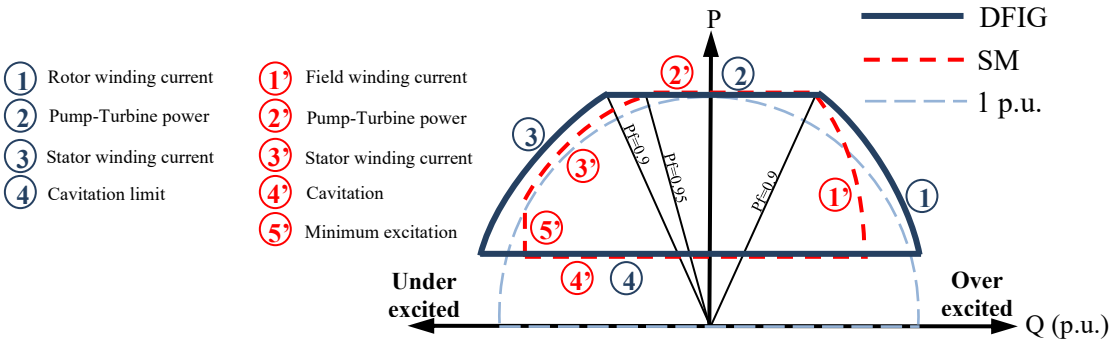
Bảng 21. Dòng điện định mức của DFIG theo đơn vị p.u.

Hệ số công suất của stator và GSC lần lượt là 0.9 và 1.0			
Dòng	**Tác dụng**	**Phản kháng**	**Biểu kiến**
Đơn vị (p.u.)	1.000	0.484	1.111
Stator (p.u.)	0.935	0.484	1.503
MSC/rotor (p.u.)	0.935	0.734	1.189
GSC (p.u.)	0.0785	0.000	0.0785

Hình 56 minh họa biểu đồ khả năng dòng điện tác dụng - phản kháng của DFIG so với SM. Đối với các tổ máy VS, vận hành quá kích từ (over-excited) bị giới hạn bởi dòng điện định mức của MSC (tức là dòng điện rotor). Trong khi đó, đối với các tổ máy FS, dòng điện định mức của cuộn kích từ giới hạn vận hành quá kích từ. Cần lưu ý rằng TĐTN dựa trên DFIG có thể điều khiển công suất phản kháng thông qua cả dây quấn stator và GSC. Mặt khác, tổng dòng điện biểu kiến của GSC được thiết kế dựa trên quy tắc tổng vector của dòng điện tác dụng và phản kháng. Điều này có nghĩa là khả năng trao đổi công suất phản kháng của GSC phụ thuộc vào điểm vận hành tốc độ rotor, tức là công suất đầu ra thực tế của TĐTN. Nếu cần cung cấp công suất phản kháng khi nhà máy đang phát công suất thực tối đa, thì GSC phải được thiết kế với kích thước lớn hơn (over-sized).

Trong PowerFactory, tất cả các mô hình động và biến số như điện áp lưới, công suất tác dụng, công suất phản kháng, mức tải,... đều được khởi tạo ở trạng thái vận hành ổn định, sau đó được đưa vào bài toán load flow. Vì vậy, trước khi chạy mô

phỏng miền thời gian, cần đảm bảo rằng trạng thái load flow đã được cấu hình chính xác. Các phương trình khởi tạo cho từng khối của VS-PSHP được xác định như sau:



Hình 56. So sánh biểu đồ dòng điện tác dụng – phản kháng của DFIG và SM ở chế độ phát

3.3. Governor Block

```
inc(x)      =0
inc(x1)     =x4
inc(x2)     =x1*R_t
inc(x4)     =G
inc(xspeed)=Sopt
inc(Sopt)   =1
inc(G)      =pref
```

3.4. Hydraulic Block

```
inc(pturb) = (x-Q_nl)*h
inc(x)     = sqrt(H_s/(f_p1+f_p2+1/(G*G)))
inc(x1)    = x
inc(x2)    = H_s-x*x*f_p2
inc(h)     = pow((x/G),2)
inc0(G)    = 1
```

3.5. Active Power Reduction Block

```
inc(x1)       =yi1
inc(x)        =Fmeas
inc(pref_out)=pref
inc(pgn)      =P
vardef(P)     ='KW';'Rated Active Power'
```

3.6. Hill Diagram Block

```
inc(pturb) = (x-Q_nl)*h
inc(x)     = sqrt(H_s/(f_p1+f_p2+1/(G*G)))
inc(x1)    = x
inc(x2)    = H_s-x*x*f_p2
inc(h)     = pow((x/G),2)
inc0(G)    = 1
```

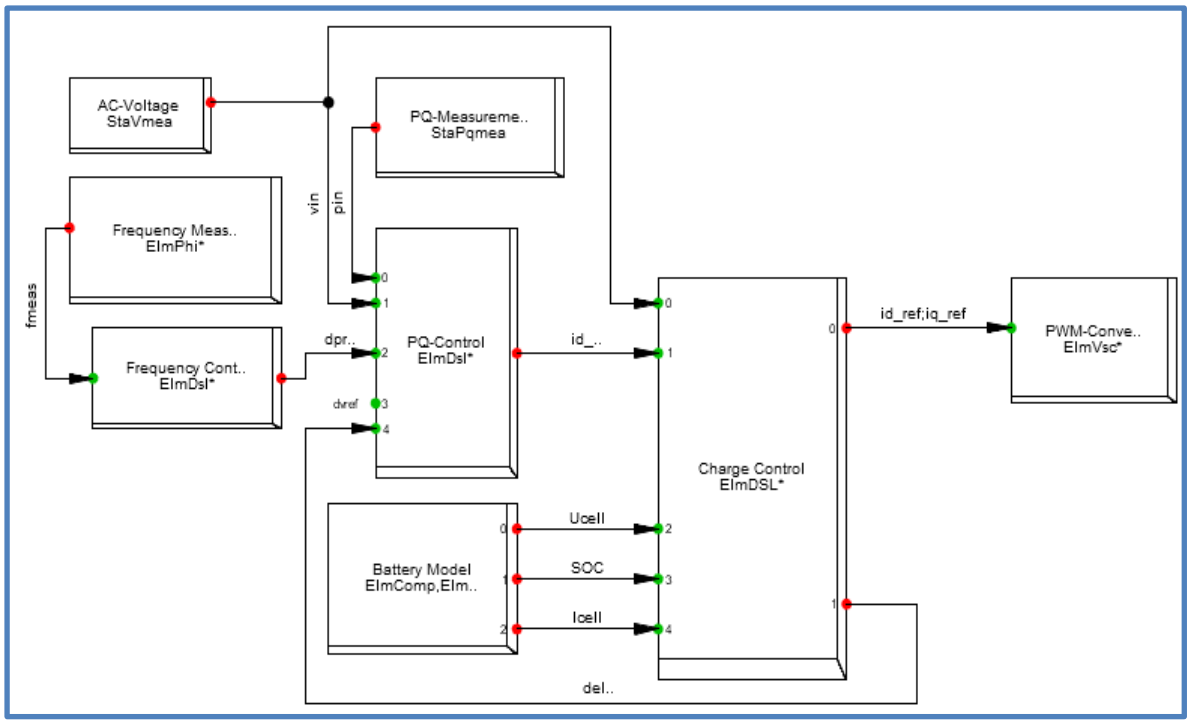
4. Model of BESS

4.1. Xây dựng mô hình BESS trên phần mềm DIgSILENT

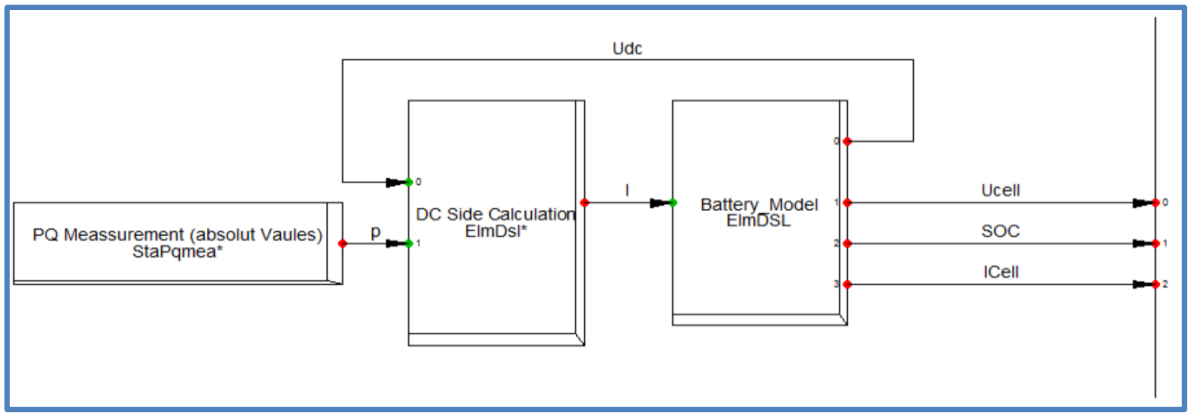
Trong sơ đồ một sợi, BESS được biểu diễn dưới dạng một máy phát tĩnh (static generator). Các mô hình của bộ điều khiển cũng như của pin được tập hợp trong các mô hình hợp thành (composite models). Bộ điều khiển được đặt trong mô hình hợp thành *BESS-Control*, trong khi mô hình của pin được đặt trong mô hình hợp thành *Battery*.

Mô hình hợp thành cho bộ điều khiển có thể được truy cập thông qua liên kết *Plant Model* trên trang **Basic Data** của máy phát tĩnh hoặc thông qua **Data Manager** trong lưới điện đang sử dụng. Mô hình hợp thành BESS-Control được tạo ra từ khung *BatteryCntrl Frame*, minh họa tại Hình 57. Tương tự, mô hình hợp thành Battery được tạo ra từ khung *Frame Battery*, được minh họa tại Hình 58.

Các slot thành phần được mô tả ngắn gọn trong Bảng 22 và Hình 58. Mỗi slot có thể được điền bởi một mô hình DSL, một thiết bị đo lường, hoặc một phần tử trong PowerFactory, chẳng hạn như một máy phát tĩnh. Tất cả các thiết bị đo lường đều được kết nối hoặc trực tiếp tới terminal, hoặc tới cubicle – phần tử kết nối máy phát tĩnh với terminal. Cách tiếp cận này đảm bảo rằng toàn bộ thiết bị đo lường được kết nối chính xác sau khi đưa mô hình vào bằng cách sử dụng mẫu (template).



Hình 57. Mô hình hợp thành BESS-Control trong BatteryCntrl Frame

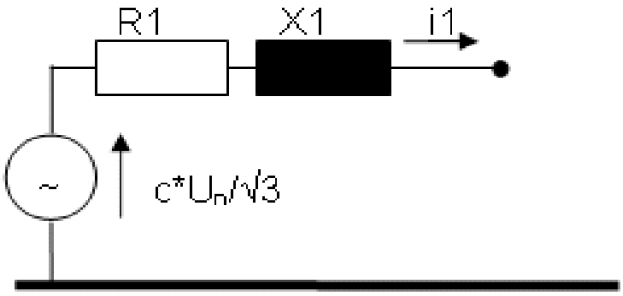


Hình 58. Mô hình hợp thành Battery trong Frame Battery

Bảng 22. Mô tả các thành phần trong BatteryCntrl Frame

Tên thành phần	Mô tả	Loại yêu cầu
Converter	Liên kết đến máy phát tĩnh (Hình 65), đại diện cho bộ nghịch lưu.	*.ElmGenstat
PQ – Control	Điều khiển công suất tác dụng và phản kháng của bộ nghịch lưu.	DSL – Model
Frequency Control	Tính toán giá trị tham chiếu cho công suất tác dụng dựa trên tần số.	DSL – Model
PQ – Measurement	Thiết bị đo PQ (phản hồi).	*.StaPqmea
Frequency Measurement	Đo tần số để cấp dữ liệu cho Frequency Control.	*.ElmPhi

Tên thành phần	Mô tả	Loại yêu cầu
AC – Voltage	Thiết bị đo điện áp xoay chiều để phát hiện sự cố và hỗ trợ điều áp.	*.StaVmea
Charge Control	Xác định xem pin có cần sạc hay không.	DSL – Model
Battery Model	Liên kết đến mô hình hợp thành Battery.	*.ElmComp

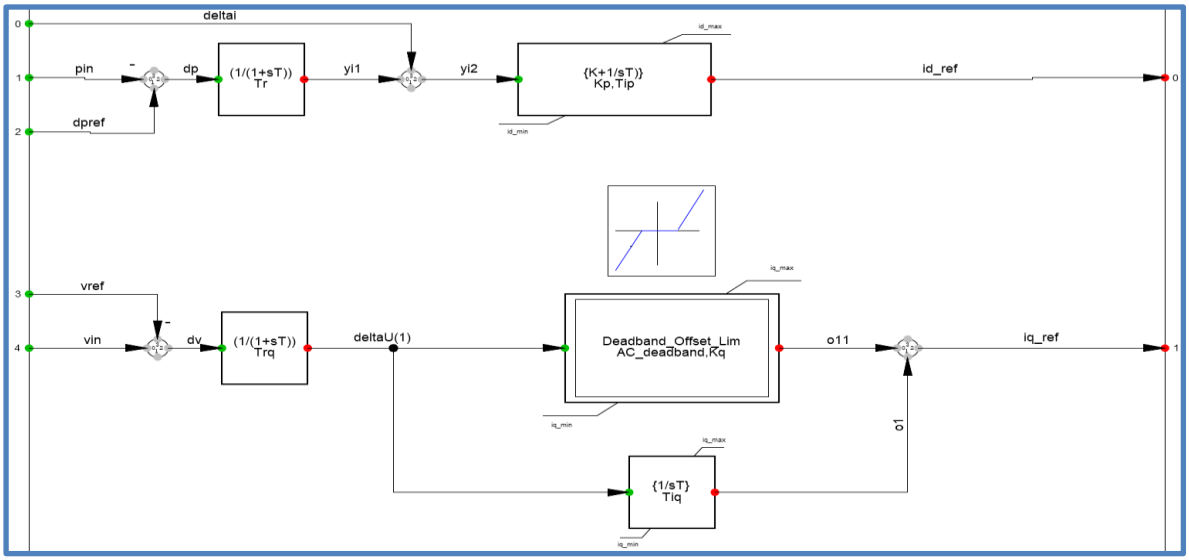


Hình 59. Mô hình máy phát tĩnh tương đương cho Static Converter

4.2. Các thành phần chính

4.2.1. PQ – Control

Mô hình PQ – Control được biểu biễn trong PowerFactory có dạng như minh họa Hình 60.



Hình 60. Mô hình PQ – Control

Các phương trình khởi tạo cho PQ – Control được xác định như sau:

```
inc(xp)          =id_ref
inc(xpr)         =0
inc(xq)          =iq_ref
```

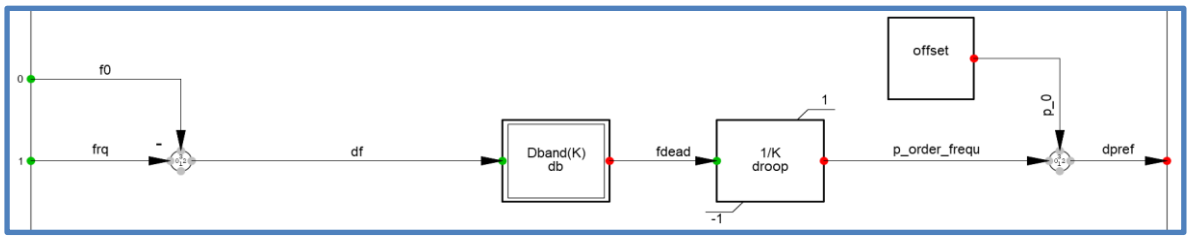
```
inc(xqr)            =0
inc(deltai)         =0
inc(vref)           =vin
inc(dpref)          =0
vardef(Tr)          ='s';'Filter time constant, active path'
vardef(Trq)         ='s';'Filter time constant, reactive path'
vardef(Kp)          ='pu';'Proporional gain - id-PI-controller'
vardef(Tip)         ='s';'Integrator time constant -id-PI-contr.'
vardef(Kq)          ='pu';'Proporional gain for AC-voltg. support'
vardef(AC_deadband)='pu';'deadband for proportional gain'
vardef(Tiq)         ='s';'Integrator time constant -iq-I-contrl.'
```

4.2.2. Frequency Control

Mô hình Frequency Control được biểu biễn trong PowerFactory có dạng như minh họa Hình 61.

Các phương trình khởi tạo cho Frequency Control được xác định như sau:

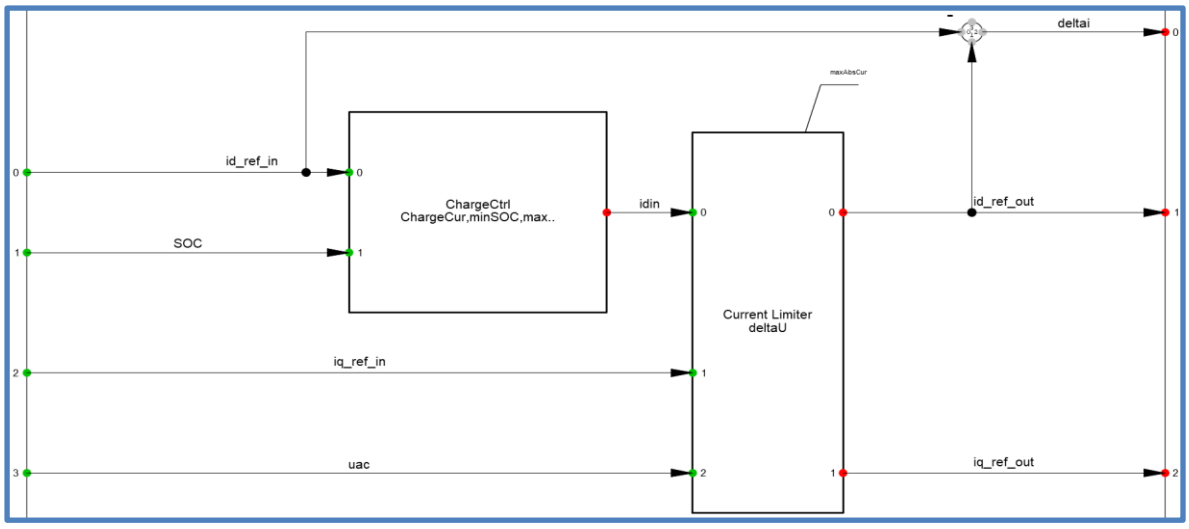
```
inc(p0)    =dpref
inc0(f0)   =frq
!inc(xfilt)  =0
inc0(dpref)  =0
vardef(db)   ='pu';'deadband for frequ. control'
vardef(droop)=;'0.02/0.04 -> full active power within 1Hz/2Hz'
```



Hình 61. Mô hình Frequency Control

4.2.3. Charge Control

Mô hình Charge Control được biểu biễn trong PowerFactory có dạng như minh họa Hình 62.



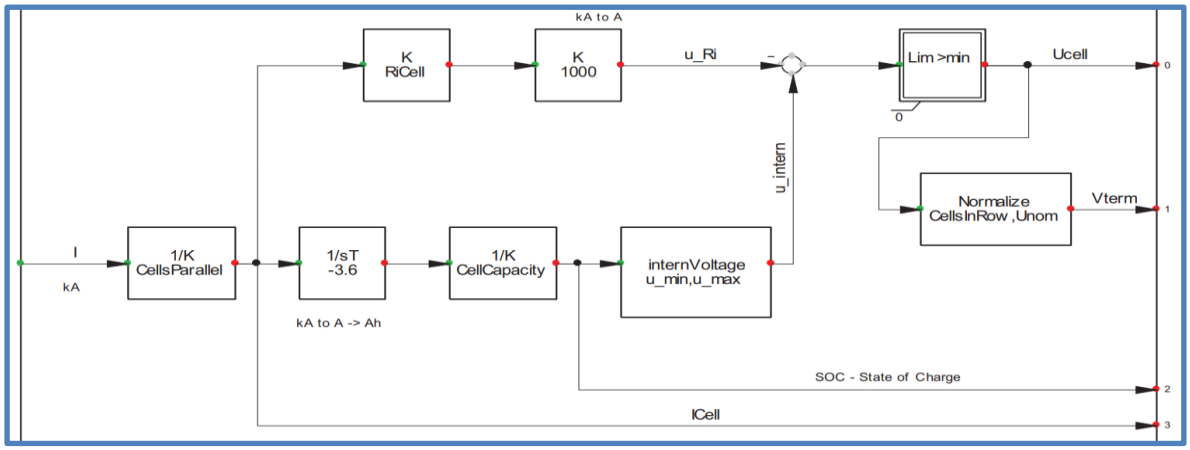
Hình 62. Mô hình Charge Control

Các phương trình khởi tạo cho Charge Control được xác định như sau:

```
inc(id_ref_in)    =id_ref_out
inc(iq_ref_in)    =iq_ref_out
inc(deltai)       =0
inc0(SOC)         =0.8
inc0(uac)         =1
vardef(ChargeCur)='pu';'min charging current';
vardef(maxSOC)    ='pu';'maximal SOC, charging will be stopped';
vardef(minSOC)    ='pu';'minimal SOC, discharging will be stopped';
vardef(deltaU)    ='pu';'threshold for iq preference';
```

4.2.4. Battery Model

Mô hình Battery được biểu biễn trong PowerFactory có dạng như Hình 63.



Hình 63. Mô hình Battery Model

Việc triển khai mô hình pin được thực hiện trong DSL (Hình 63). Chỉ cần dòng

DC làm tín hiệu đầu vào cho mô hình. Mô hình xuất ra điện áp DC đầu ra, trạng thái sạc (SOC) và cả điện áp từng cell DC (DC-cell-voltage), dữ liệu này cần thiết cho bộ Charge Control.

Bảng 23. Các thông số trong Battery Model

Tên thông số	Đơn vị	Mô tả
u_min	V	Điện áp của cell khi đã xả hết điện.
u_max	V	Điện áp của cell khi đã được sạc đầy.
CellCapacity	Ah	Dung lượng của một cell tại dòng xả được sử dụng (theo định luật Peukert).
CellsParallel	Int	Số lượng cell mắc song song (làm tăng tổng dung lượng).
CellsInRow	Int	Số lượng cell mắc nối tiếp (làm tăng điện áp đầu ra).
RiCell	Ohm	Điện trở trong của mỗi cell (giá trị trung bình).
Unom	kV	Điện áp định mức của thanh góp DC được kết nối.
SOC0	Int	Trạng thái sạc tại thời điểm bắt đầu mô phỏng.

Bộ tích phân (1/sT) dùng để tính toán tổng lượng dòng điện vào và ra của pin cần một điều kiện ban đầu (SOC0). Giá trị này là một phần của các tham số mô hình. Trong quá trình khởi tạo, giả định rằng pin không thực hiện quá trình sạc hoặc xả. Do đó, công suất tác dụng trao đổi của BESS bằng 0 trong bài toán phân bố công suất (load flow).

Trong phần mềm PowerFactory, pin được hiển thị trong sơ đồ một sợi như một nguồn DC. Để áp dụng điện áp đầu ra từ mô hình pin (Hình 63) cho nguồn DC này, cần sử dụng một khung DSL (DSL-frame) như đã minh họa ở Hình 58.

5. Model of CBEST

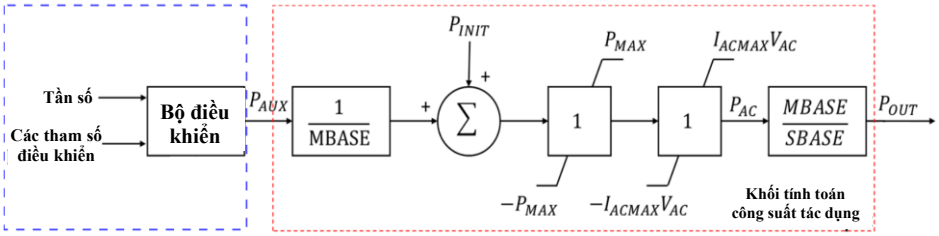
Mục này trình bày chi tiết cấu trúc các khối của mô hình CBEST (EPRI) được sử dụng làm mô hình đối chứng tại mục 2.4 Chương 2.

5.1.1.1. Điều khiển SOC của CBEST:

Sơ đồ "Điều khiển SOC của CBEST" được cấu thành từ 03 khối con, gồm: Khối tính toán công suất tác dụng; Khối tính toán năng lượng lưu trữ của BESS và Khối tính toán SOC của BESS.

a) Khối tính toán công suất tác dụng:

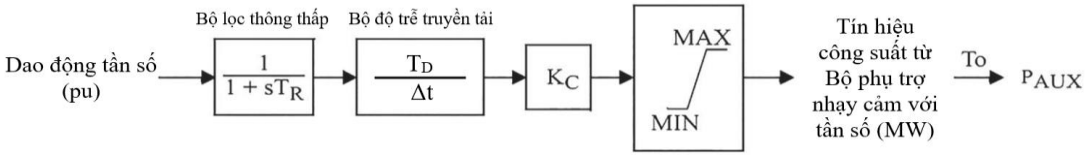
Khối này được thể hiện là một mô hình động của CBEST, nó mô tả một số đặc tính động của BESS:



Hình 64. Sơ đồ khối mô hình "động" điều khiển công suất tác dụng của CBEST [97]

Toàn bộ cấu trúc này có thể được chia nhỏ thành 02 sơ đồ con như sau:

❖ *Sơ đồ điều khiển công suất phụ trợ P_{AUX}:*



Hình 65. Sơ đồ khối mô hình "động" điều khiển công suất phụ trợ P_{AUX} [99]

P_{AUX} là tín hiệu đầu vào cho mô hình pin. Trong trường hợp này, vì chức năng của BESS là hạn chế các dao động của tần số tại thanh cái có pin đấu nối, nên một mô hình phụ trợ nhạy cảm với tần số (frequency-sensitive auxiliary model) sẽ được sử dụng với vai trò là một bộ điều khiển tỷ lệ với hệ số khuếch đại K_C [99], áp đặt công suất đầu ra theo độ lệch tần số so với giá trị định mức.

Công suất đầu ra của bộ điều khiển được gửi đến mô hình CBEST qua tín hiệu P_{AUX}, có độ lớn tỷ lệ với độ lệch tần số tại thanh cái nơi pin được đấu nối. Ngoài ra, sơ đồ còn có một Bộ lọc thông thấp – Low pass filter (hằng số thời gian T_R), một Bộ độ trễ truyền tải – Transport Delay (hằng số thời gian T_D) và một Bộ giới hạn đầu ra – Ouput limiter (các giới hạn được đặt theo giới hạn công suất tác dụng của mô hình phân bố công suất tải của BESS). Trong trường hợp xảy ra nhiễu loạn trong lưới điện, độ lệch tần số tại thanh cái có BESS đấu nối sẽ mang giá trị dương. Do đó, tín hiệu P_{AUX} và hệ số khuếch đại của bộ điều khiển K_C đều mang giá trị âm. Hằng số thời gian T_D lấy giá trị là 1 ms, bằng với bước thời gian của các mô phỏng được thực hiện. Tương tự, hằng số thời gian T_R cũng lấy giá trị 1 ms, đại diện cho Bộ lọc thông thấp (Low-Pass Filter) với tần số cut-off là 1 kHz.

❖ *Sơ đồ điều khiển công suất đầu ra P_{OUT}:*

Sơ đồ này mô phỏng các giới hạn công suất mà BESS có thể sạc/xả (biểu diễn bởi P_{MAX} và $-P_{MAX}$), giới hạn dòng điện xoay chiều của Bộ chuyển đổi (biểu diễn bởi I_{ACMAX} và $-I_{ACMAX}$). Mục tiêu của khối này là xác định công suất tác dụng đầu ra của BESS dựa trên giá trị công suất khởi tạo P_{INIT} và công suất phụ trợ P_{AUX}, cụ thể:

1. Tín hiệu P_{AUX}, P_{INIT} được đưa vào hệ thống;
2. Tính toán Công suất đưa vào (P) theo công thức sau:

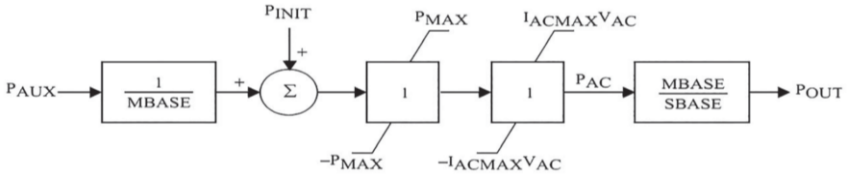
$$P = \frac{P_{AUX}}{M_{BASE}} + P_{INIT} \quad (1)$$

Trong đó:

P_{AUX} – Công suất phụ trợ (MW);

P_{INIT} – Công suất khởi tạo trước khi có điều khiển (MW);

M_{BASE} – Công suất cơ sở của BESS (MW hoặc MVA tùy vào hệ mô hình đang xét).



Hình 66. Sơ đồ khối mô hình điều khiển công suất tác dụng mà BESS có thể phát (P_{OUT}) [99]

3. Giới hạn công suất đầu ra theo [-P_{MAX}; P_{MAX}]

Đảm bảo rằng công suất đưa vào không vượt quá giới hạn vật lý của BESS:

$$-P_{MAX} \leq P \leq P_{MAX} \quad (2)$$

4. Tính toán Công suất AC (P_{AC}) có thể phát

Công suất bị giới hạn bởi dòng AC tối đa [-I_{ACMAX}; I_{ACMAX}] và điện áp V_{AC} của Bộ chuyển đổi:

$$-I_{ACMAX} \cdot V_{AC} \leq P_{AC} \leq I_{ACMAX} \cdot V_{AC} \quad (3)$$

5. Chuẩn hóa lại theo công suất cơ sở để có Công suất đầu ra (P_{OUT})

$$P_{OUT} = P_{AC} \cdot \frac{M_{BASE}}{S_{BASE}} \quad (4)$$

Trong đó:

P_{AC} – Công suất AC khả dụng (MW);

S_{BASE} – Công suất cơ sở của toàn hệ thống (MVA);

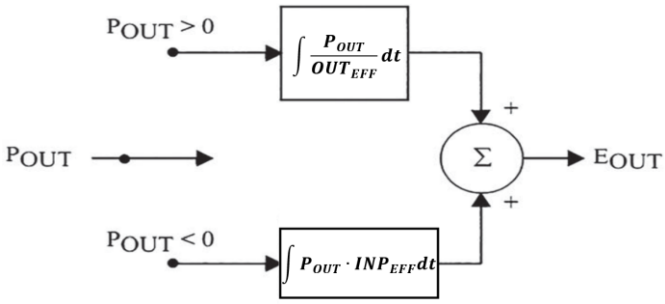
$\frac{M_{BASE}}{S_{BASE}}$ – Hệ số quy đổi giữa BESS với hệ thống điện.

Đây là công suất tác dụng mà BESS có thể phát lên lưới.

b) Khối tính toán năng lượng lưu trữ của BESS:

Mục tiêu của sơ đồ này là tính toán tổng năng lượng (E_{OUT}) đi vào/đi ra khỏi BESS bằng cách tích phân công suất đầu ra (P_{OUT}) theo thời gian [99], có tính đến tổn hao trong quá trình lưu trữ và thu hồi năng lượng (biểu diễn bằng IN_{EFF} và OUT_{EFF} tương ứng). Khi P_{OUT} mang dấu dương tức pin đang ở trạng thái xả, và khi mang dấu âm tức pin đang ở trạng thái sạc:

1. Nhận giá trị P_{OUT} từ *Khối tính toán công suất tác dụng*;
2. Kiểm tra điều kiện sạc/xả:
   - Nếu $P_{OUT} > 0$ (BESS đang xả);
   - Nếu $P_{OUT} < 0$ (BESS đang sạc).
3. Xác định E_{OUT} tại thời điểm đang xét (sạc/xả):



Hình 67. Sơ đồ khối mô hình tính toán năng lượng lưu trữ mà BESS có thể phát (E_{OUT})[99]

Gộp hai nhánh tương ứng với hai chế độ vận hành (sạc/xả) để tạo ra một biến năng lượng tích lũy E_{OUT} duy nhất. Chỉ một nhánh vận hành tại một thời điểm:

$$E_{OUT} = \int \begin{cases} \dfrac{P_{OUT}}{OUT_{EFF}} dt, & P_{OUT} > 0 \\ (P_{OUT} \cdot INP_{EFF}) dt, & P_{OUT} < 0 \end{cases} (MWh) \quad (5)$$

(6)

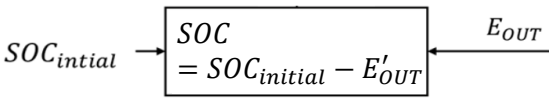
Trong đó:

P_{OUT} – Công suất đầu ra (MW);

OUT_{EFF} – Hiệu suất chuyển đổi khi BESS xả năng lượng (%);

INP_{EFF} – Hiệu suất chuyển đổi khi BESS sạc năng lượng (%).

c) Khối tính toán SOC của BESS:



Hình 68. Khối mô hình tính toán Trạng thái sạc của BESS [99]

Vai trò của khối này là quản lý và cập nhật liên tục dung lượng còn lại của BESS dựa trên SOC theo năng lượng đã trao đổi ở Khối E_{OUT}:

1. Nhận giá trị E_{OUT} từ *Khối tính toán năng lượng lưu trữ của BESS*;
2. Cập nhật trạng thái SOC tương ứng với lượng năng lượng đã trao đổi:

$$SOC = SOC_{initial} - E'_{OUT} = SOC_{initial} - \frac{E_{OUT}}{E_{rated}} \quad (7)$$

Trong đó:

$SOC_{initial}$ – Trạng thái sạc ban đầu (%);

E_{OUT} – Năng lượng được rút ra/sạc lại vào BESS (MWh);

E_{rated} – Dung lượng danh định của BESS (MWh);

Giá trị của SOC sẽ thay đổi phụ thuộc vào P_{OUT}, cụ thể:

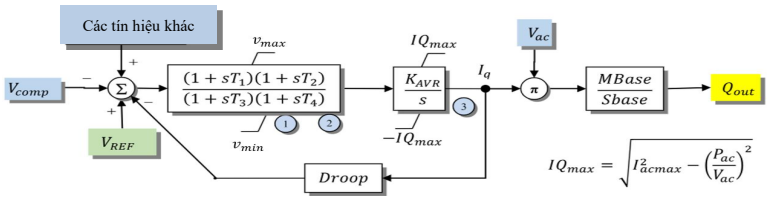
- Nếu $P_{OUT} > 0$ (BESS đang xả) => SOC giảm dần do năng lượng bị tiêu hao khi BESS xả điện ($SOC_{min} = 0\%$);
- Nếu $P_{OUT} < 0$ (BESS đang sạc) => SOC tăng dần do năng lượng được tích trữ lại khi BESS sạc điện.

3. Cung cấp SOC cho Bộ điều khiển

Giá trị SOC được phản hồi lại cho khối "Bộ điều khiển", giúp hệ thống quyết định:

- Khi nào ngừng xả điện để tránh làm cạn kiệt SOC;
- Khi nào ngừng sạc điện để tránh vượt quá dung lượng tối đa của BESS;
- Điều chỉnh công suất dựa trên mức SOC để bảo vệ tuổi thọ của pin.

5.1.1.2. Điều khiển Công suất phản kháng:



Hình 69. Sơ đồ điều khiển công suất phản kháng Q_{out} [98]

Mục tiêu của khối này là điều chỉnh công suất phản kháng nhằm hỗ trợ điện áp cho hệ thống, cụ thể:

1. So sánh điện áp hệ thống V_{comp} với giá trị tham chiếu V_{REF}:

$$\Delta V = V_{REF} - V_{comp} \tag{8}$$

Trong đó:

ΔV – Sai lệch điện áp giữa V_{comp} và V_{REF} (V).

2. Bộ điều khiển điện áp (AVR)

Bộ điều khiển với đặc tính truyền, được giới hạn bởi tốc độ của nó $[v_{min}\ ;\ v_{max}]$:

$$v_{min} \leq \frac{(1+sT_1)(1+sT_2)}{(1+sT_3)(1+sT_4)} \leq v_{max} \tag{9}$$

Trong đó:

T_1, T_2, T_3, T_4 – Các hằng số thời gian (s);

s – Toán tử Laplace;

v_{min}, v_{max} – Giới hạn tốc độ của Bộ điều khiển AVR.

- Xét $(1 + sT_1)(1 + sT_2)$ → Bộ hiệu chỉnh pha (Lead Compensation):
  - Giúp tăng tốc độ phản hồi của Bộ điều khiển;
  - Cải thiện độ ổn định tạm thời và tăng cường đáp ứng động;
- Xét $(1 + sT_3)(1 + sT_4)$ → Bộ lọc thông thấp (Low-Pass Filter):
  - Giúp giảm biên độ của nhiễu tần số cao;
  - Giúp Bộ AVR vận hành mượt mà hơn, tránh bị dao động quá mức;
- v_{max} quyết định tốc độ điều chỉnh tối đa của AVR, tránh thay đổi điện áp quá nhanh gây mất ổn định;
- v_{min} giúp AVR tránh bị điều khiển quá chậm, không thể phản ứng linh hoạt với sự thay đổi điện áp khi có sự cố.

3. Xác định dòng điện I_q thông qua Bộ AVR có hệ số khuếch đại là $\frac{K_{AVR}}{S}$;
4. Áp dụng giới hạn dòng điện AC [$-IQ_{max}$; IQ_{max}]
   - Dòng điện bị giới hạn trong phạm vi:

$$-IQ_{max} \leq I_q \leq IQ_{max} \tag{10}$$

   - Giá trị IQ_{max} được tính theo dòng AC tối đa với công thức sau:

$$IQ_{max} = \sqrt{I_{acmax}^2 - \left(\frac{P_{ac}}{V_{ac}}\right)^2} \tag{11}$$

5. Khối Droop điều chỉnh dòng I_q bằng cách nhận tín hiệu V_{AC} từ hệ thống và so sánh với V_{REF} để tính toán độ chênh lệch điện áp;
   - Khi V_{AC} giảm xuống dưới V_{REF}, hệ thống tự động tăng Q_{out} để hỗ trợ điện áp;
   - Nếu nhiều BESS hoạt động trong lưới điện, khối Droop giúp chia sẻ công suất phản kháng mà không cần các giao thức liên lạc giữa các thiết bị;
6. Tính công suất phản kháng đầu ra Q_{out}:

$$Q_{out} = \frac{I_q \cdot M_{base}}{S_{base}} \tag{12}$$