

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP
CAPSTONE PROJECT

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN
CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN
ĐỀ TÀI

MÔ HÌNH TOÁN ĐÁNH GIÁ AN NINH CUNG
CẤP ĐIỆN TRONG QUY HOẠCH ĐIỆN

Giảng viên hướng dẫn	: TS. Lê Hồng Lâm
Cán bộ hướng dẫn	: Ths. Lê Quang Sơn
Sinh viên thực hiện 1	: Trương Kim Thắng
Mã số sinh viên	: 105200177
Lớp	: 20DCLC1
Sinh viên thực hiện 2	: Lê Văn Tiến
Mã số sinh viên	: 105200180
Lớp	: 20DCLC1
Sinh viên thực hiện 3	: Lê Hữu Quốc Anh
Mã số sinh viên	: 105200187
Lớp	: 20DCLC2

Đà Nẵng, 06/2025

TÓM TẮT

Tên đề tài: Mô hình toán đánh giá an ninh cung cấp điện trong quy hoạch điện.

TT	Sinh viên thực hiện	Số thẻ sinh viên	Lớp sinh hoạt	Ngành
1	Trương Kim Thắng	105200177	20DCLC1	Kỹ thuật điện
2	Lê Văn Tiến	105200180	20DCLC1	Kỹ thuật điện
3	Lê Hữu Quốc Anh	105200187	20DCLC2	Kỹ thuật điện

Độ tin cậy của hệ thống phát điện là một yếu tố quan trọng trong kế hoạch dài hạn cho việc mở rộng công suất trong tương lai để đảm bảo rằng tổng công suất lắp đặt đủ để hỗ trợ nhu cầu phụ tải. Đồ án này đề cập chương trình phát triển nguồn điện để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống. Đồ án bao gồm 5 chương:

Chương 1: Tổng quan chương trình Quy hoạch điện VIII.

Chương 2: Các tiêu chí và phương pháp tính toán độ tin cậy của nguồn điện.

Chương 3: Xây dựng mô hình thuật toán phương pháp mô phỏng Monte Carlo.

Chương 4: Kết quả mô phỏng độ tin cậy của nguồn điện và một số giải pháp nâng cao độ tin cậy của hệ thống điện Việt Nam.

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

TT	Sinh viên thực hiện	Số thẻ sinh viên	Lớp sinh hoạt	Ngành
1	Trương Kim Thắng	105200177	20DCLC1	Kỹ thuật điện
2	Lê Văn Tiến	105200180	20DCLC1	Kỹ thuật điện
3	Lê Hữu Quốc Anh	105200187	20DCLC2	Kỹ thuật điện

1. Tên đề tài đồ án:

Mô hình toán đánh giá an ninh cung cấp điện trong quy hoạch điện.

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

3. Các số liệu và dữ liệu ban đầu:

Dự báo nguồn và phụ tải đến năm 2050 theo Quy hoạch điện VIII.

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

a. Phần chung:

TT	Họ tên sinh viên	Nội dung
1	Trương Kim Thắng	- Viết báo cáo thuyết minh. - Thiết kế slide thuyết trình. - Tìm hiểu về chương trình Quy hoạch điện VIII. - Tìm hiểu về phần mềm DIgSILENT PowerFactory. - Nghiên cứu về phương pháp mô phỏng Monte – Carlo.
2	Lê Văn Tiến	
3	Lê Hữu Quốc Anh	

b. Phần riêng:

TT	Họ và tên sinh viên	Nội dung
1	Trương Kim Thắng	- Tìm hiểu về module Generation Adequacy Analysis trong DIgSILENT PowerFactory. - Mô phỏng đánh giá độ tin cậy trên DIgSILENT và MATLAB. - Đề xuất các giải pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.
2	Lê Văn Tiến	- Nghiên cứu về độ tin cậy cung cấp điện và các phương pháp tính toán độ tin cậy. - Xây dựng thuật toán đánh giá độ tin cậy của nguồn điện sử dụng phương pháp Monte – Carlo.

3	Lê Hữu Quốc Anh	- Tìm hiểu tổng quan hiện trạng điện lực quốc gia. - Nghiên cứu dự báo nhu cầu phụ tải điện đến năm 2050. - Tìm hiểu định hướng phát triển nguồn điện trong tương lai.
---	-----------------	--

5. Các bản vẽ, đồ thị (ghi rõ các loại và kích thước bản vẽ): (không có)
6. Họ tên người hướng dẫn: TS. Lê Hồng Lâm, Ths. Lê Quang Sơn.
7. Ngày giao nhiệm vụ đồ án: 16/2/2025.
8. Ngày hoàn thành đồ án: 10/06/2025.

Đà Nẵng, ngày tháng 06 năm 2025

Trưởng Bộ môn Hệ Thống Điện

Người hướng dẫn



TS. Lê Hồng Lâm

TS. Lê Hồng Lâm Ths. Lê Quang Sơn

LỜI CẢM ƠN

Trước tiên, nhóm em xin bày tỏ lòng biết ơn sâu sắc đến quý Thầy Cô Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng nói chung và các Thầy Cô Khoa Điện nói riêng đã tận tình giảng dạy, truyền đạt kiến thức và tạo điều kiện thuận lợi để nhóm hoàn thành chương trình học tập cũng như thực hiện đồ án tốt nghiệp này.

Đặc biệt, nhóm chúng em bày tỏ lòng biết ơn chân thành đến TS. Lê Hồng Lâm – Khoa Điện – Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng cùng với sự hỗ trợ của Ths. Lê Quang Sơn – Vụ Tài chính Kinh tế ngành – Bộ Tài Chính đã tận tình hướng dẫn, góp ý chuyên môn, động viên và hỗ trợ nhóm em trong suốt quá trình thực hiện đồ án. Những kiến thức và kinh nghiệm quý báu đó là hành trang vô giá giúp nhóm em hoàn thiện đồ án này.

Mặc dù đã nỗ lực hết mình, nhưng do hạn chế về kiến thức và kinh nghiệm thực tiễn, đồ án không tránh khỏi những thiếu sót. Chúng em rất mong nhận được sự góp ý của quý Thầy Cô và các bạn để có thể hoàn thiện hơn trong tương lai.

Chúng em xin gửi lời cảm ơn đến các Thầy Cô phản biện và các Thầy Cô trong hội đồng bảo vệ đồ án đã dành thời gian để nhận xét và giúp đỡ chúng em trong quá trình bảo vệ đồ án.

Chúng em xin chân thành cảm ơn!

Đà Nẵng, ngày tháng 06 năm 2025
Nhóm sinh viên thực hiện

Lê Hữu Quốc Anh Lê Văn Tiến Trương Kim Thắng

CAM ĐOAN

Nhóm chúng em xin cam đoan đây là công trình nghiên cứu của nhóm và được hoàn thành dưới sự hướng dẫn của TS. Lê Hồng Lâm tại Khoa Điện, Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng và Ths. Lê Quang Sơn – Vụ Tài chính Kinh tế ngành – Bộ Tài Chính cũng như có tham khảo một số tài liệu được liệt kê trong danh mục tài liệu tham khảo. Các số liệu, kết quả nêu trong đồ án là trung thực không vi phạm bản quyền của bất kì công trình nào khác.

Nếu có gì sai sót nhóm xin chịu hoàn toàn trách nhiệm.

Đà Nẵng, ngày tháng 06 năm 2025
Nhóm sinh viên thực hiện

Lê Hữu Quốc Anh Lê Văn Tiến Trương Kim Thắng

MỤC LỤC

TÓM TẮT.....	ii
NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP	iii
LỜI CẢM ƠN.....	v
CAM ĐOAN.....	vi
MỤC LỤC	vii
DANH MỤC BẢNG	x
DANH MỤC HÌNH ẢNH.....	xi
DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT.....	xiii
LỜI MỞ ĐẦU	1
CHƯƠNG 1:TỔNG QUAN CHƯƠNG TRÌNH QUY HOẠCH ĐIỆN VIII.....	2
1.1. Bối cảnh ban hành	2
1.1.1. Hiện trạng điện lực quốc gia	2
1.1.2. Lý do ban hành.....	4
1.2. Dự báo nhu cầu điện	4
1.2.1. Dự báo nhu cầu điện năm 2025.....	4
1.2.2. Dự báo nhu cầu điện giai đoạn đến năm 2050	5
1.3. Chương trình phát triển nguồn điện	6
1.4. Kết luận	8
CHƯƠNG 2:CÁC TIÊU CHÍ VÀ PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN ĐỘ TIN CẬY CỦA NGUỒN ĐIỆN	9
2.1. Tổng quan về độ tin cậy.....	9
2.2. Độ tin cậy của các phần tử	10
2.2.1. Phần tử không phục hồi.....	10
2.2.1.1. Độ tin cậy	10
2.2.1.2. Cường độ hỏng hóc	11
2.2.1.3. Thời gian làm việc an toàn trung bình	14
2.2.2. Phần tử phục hồi.....	15
2.2.2.1. Thông số dòng hỏng hóc	15
2.2.2.2. Thời gian làm việc an toàn trung bình	16
2.2.2.3. Thời gian phục hồi Trung bình.....	17

2.2.2.4.	Thời gian trung bình giữa hai lần sự cố liên tiếp	18
2.2.2.5.	Hệ số sẵn sàng và không sẵn sàng	18
2.3.	Độ tin cậy nguồn điện	18
2.3.1.	Mô hình máy phát điện	19
2.3.2.	Mô hình hệ thống phát điện	21
2.3.2.1.	Phương pháp xác suất.....	21
2.3.2.2.	Phương pháp không gian trạng thái.....	23
2.3.3.	Các chỉ tiêu độ tin cậy của nguồn điện	24
2.3.3.1.	Xác suất thiếu hụt công suất (LOLP_Loss-of Load Probability).....	24
2.3.3.2.	Kỳ vọng thiếu hụt công suất (LOLE_Loss-of Load Expectation)	25
2.3.3.3.	Kỳ vọng điện năng không được cung cấp (EENS_ Expected Energy Not Supplied)	25
2.4.	Chỉ tiêu độ tin cậy của nguồn điện trong quy hoạch điện VIII	25
2.5.	Các phương pháp tính toán độ tin cậy.....	26
2.6.	Kết luận.....	29
CHƯƠNG 3:MÔ HÌNH THUẬT TOÁN PHƯƠNG PHÁP MÔ PHỎNG MONTE CARLO.....		30
3.1.	Khái niệm về phương pháp Monte Carlo	30
3.1.1.	Quan hệ giữa đại lượng ngẫu nhiên U và đại lượng T	30
3.1.2.	Tạo số ngẫu nhiên phân bố đều.....	31
3.1.3.	Ước lượng thời gian vận hành an toàn, thời gian sửa chữa của phần tử...32	
3.2.	Mô hình tổ máy.....	32
3.3.	Mô hình phụ tải	36
3.4.	Thuật toán đánh giá độ tin cậy của nguồn điện sử dụng phương pháp Monte-Carlo.....	37
3.4.1.	Bài toán đánh giá độ tin cậy nguồn điện theo mô phỏng Monte Carlo....38	
3.4.2.	Mô hình thuật toán	38
CHƯƠNG 4:KẾT QUẢ MÔ PHỎNG ĐỘ TIN CẬY CỦA NGUỒN ĐIỆN VÀ MỘT SỐ GIẢI PHÁP NÂNG CAO ĐỘ TIN CẬY CỦA HTĐ VIỆT NAM		41
4.1.	Số liệu đầu vào.....	41
4.1.1.	Dữ liệu nguồn điện.....	41
4.1.2.	Dữ liệu phụ tải đỉnh.....	43
4.2.	Giới thiệu tổng quan phần mềm DIgSILENT Power Factory	45
4.2.1.	Giới thiệu chung.....	45

4.2.1.1.	Ứng dụng của phần mềm DIgSILENT	45
4.2.1.2.	Các chức năng của phần mềm	45
4.2.2.	Áp dụng module Generation Adequacy Analysis trong phần mềm DIgSILENT Power Factory để tính toán và đánh giá độ tin cậy của nguồn điện ..	53
4.3.	Kết quả mô phỏng tính độ tin cậy của nguồn điện và nhận xét	55
4.3.1.	Giai đoạn 2025	55
4.3.2.	Giai đoạn 2030	56
4.3.1.	Giai đoạn 2035	57
4.3.2.	Giai đoạn 2040	58
4.3.3.	Giai đoạn 2045	59
4.3.4.	Giai đoạn 2050	60
4.4.	Một số giải pháp nâng cao độ tin cậy cho HTĐ	61
4.4.1.	Giải pháp về quy hoạch và phát triển nguồn lưới điện	61
4.4.1.1.	Xây dựng đồng bộ và đúng tiến độ các dự án phát triển nguồn lưới điện trong thời gian tới	62
4.4.1.2.	Phát triển nguồn điện hợp lý theo nhu cầu phụ tải và vùng miền	62
4.4.1.3.	Phát triển lưới điện truyền tải	63
4.4.1.4.	Tăng cường liên kết hệ thống điện với các nước láng giềng.....	64
4.4.2.	Giải pháp về ứng dụng công nghệ trong nâng cao độ tin cậy hệ thống	64
4.4.2.1.	Tăng cường bù công suất phản kháng	64
4.4.2.2.	Ứng dụng lưới điện thông minh	65
4.4.2.3.	Ứng dụng hệ thống lưu trữ năng lượng	66
4.4.2.4.	Tích hợp các hệ thống lưới điện vi mô (Micro Grid) vào hệ thống ...	67
4.4.3.	Giải pháp về vận hành và quản lý phụ tải	69
4.4.3.1.	Điều chỉnh phụ tải Demand Response (DR)	69
4.4.3.2.	Tối ưu hóa chiến lược vận hành nguồn năng lượng tái tạo	71
4.4.3.3.	Áp dụng các quy chuẩn vận hành cho nguồn năng lượng tái tạo	72
KẾT LUẬN		74
TÀI LIỆU THAM KHẢO		75

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1.1 Quy mô công suất hệ thống điện Việt Nam đến cuối năm 2024.....	2
Bảng 1.2 Điện sản xuất và nhập khẩu toàn hệ thống năm 2024 (triệu kWh).....	3
Bảng 1.3 Dự báo nhu cầu điện thương phẩm theo miền các giai đoạn đến 2025 (KB cơ sở)	5
Bảng 1.4 Dự báo nhu cầu điện thương phẩm theo miền các giai đoạn đến 2050 (KB cao)	6
Bảng 4.1 Công suất đặt nguồn điện - phụ tải cơ sở (MW).....	41
Bảng 4.2 Biểu đồ phụ tải đỉnh toàn quốc các năm dự báo (Đơn vị MW).....	43
Bảng 4.3 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2025.	55
Bảng 4.4 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2030.	56
Bảng 4.5 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2035	57
Bảng 4.6 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2040.	58
Bảng 4.7 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2045.	59
Bảng 4.8 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2050.	60

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1.1 Biểu đồ quy mô công suất của hệ thống điện Việt Nam cuối năm 2024.	3
Hình 2.1 Các đường cong quan hệ FTt , fTt và Rt	13
Hình 2.2 Đường cong cường độ hồng học theo thời gian	14
Hình 2.3 Phần phục hồi: Lịch sử vận hành (a) và sơ đồ trạng thái (b).....	15
Hình 2.4 Các cấp độ nghiên cứu độ tin cậy của hệ thống điện	19
Hình 2.5 Mô hình hai trạng thái của tổ máy phát.....	19
Hình 2.6 Mô hình 4 trạng thái của tổ máy phát theo IEEE	20
Hình 2.7 Sơ đồ trạng thái hệ thống gồm 4 máy phát điện giống nhau.....	23
Hình 2.8 Mô hình hệ thống nguồn gồm 4 máy phát điện giống nhau.....	23
Hình 2.9 Đồ thị phụ tải đỉnh tích lũy	24
Hình 3.1 Quan hệ giữa đại lượng ngẫu nhiên U và đại lượng T	30
Hình 3.2 Mô hình tổ máy phát 2 trạng thái	33
Hình 3.3 Quá trình trình tự “lên”-“xuống” của tổ máy có 2 trạng thái	34
Hình 3.4 Mô hình tổ máy phát 3 trạng thái	35
Hình 3.5 Quá trình trình tự của tổ máy có 3 trạng thái	35
Hình 3.6 Đường cong phụ tải tích lũy	36
Hình 3.7 Mô hình HTĐ tính toán sử dụng trong mô phỏng Monte-Carlo	37
Hình 3.8 Sơ đồ khối thuật toán mô phỏng Monte-Carlo	40
Hình 4.1 Biểu đồ cơ cấu công suất đặt nguồn điện – phụ tải cơ sở NQ81 (%).....	42
Hình 4.2 Biểu đồ phụ tải đỉnh toàn quốc các năm dự báo – phụ tải cơ sở NQ81 (MW)	44
Hình 4.3 Kí hiệu thanh góp	46
Hình 4.4 Cài đặt thông số cho thanh góp	47
Hình 4.5 Kí hiệu máy phát	47
Hình 4.6 Cài đặt tên máy phát và kiểu nhà máy.....	48
Hình 4.7 Cài đặt loại máy phát.....	48
Hình 4.8 Cài đặt thông số máy phát	49
Hình 4.9 Cài đặt công suất máy phát.....	49
Hình 4.10 Cài biểu tượng máy biến áp, đường dây và phụ tải.....	50
Hình 4.11 Cài đặt thông số máy biến áp	50
Hình 4.12 Các thông số cần cài đặt trong mục tạo loại máy biến áp mới.....	51

Hình 4.13 Cài đặt thông số đường dây	51
Hình 4.14 Cài đặt thông số loại đường dây	52
Hình 4.15 Cài đặt thông số phụ tải	52
Hình 4.16 Cài đặt thời gian	54
Hình 4.17 Cài đặt số lần lặp mô phỏng	54
Hình 4.18 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2025	55
Hình 4.19 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2030	56
Hình 4.20 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2035	57
Hình 4.21 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2040	58
Hình 4.22 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2045	59
Hình 4.23 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2050	60

DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT

EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
NLTT	Năng lượng tái tạo
NĐ	Nhiệt điện
ĐMT	Điện mặt trời
JETP	Chuyển đổi năng lượng công bằng (Just Energy Transition Partnership)
HTĐ	Hệ thống điện
MFD	Máy phát điện
BQĐK	Bảo quản định kỳ
BDĐK	Bảo dưỡng định kỳ
MTTF	Thời gian làm việc an toàn trung bình (Mean Time To Failure)
MTBF	Thời gian trung bình giữa hai lần sự cố liên tiếp (Mean Time Between Failures)
ĐTC	Độ tin cậy
LOLP	Xác suất thiếu hụt công suất (Loss Of Load Probability)
LOLE	Kỳ vọng thiếu hụt công suất (Loss Of Load Expectation)
FOR	Cường độ cắt điện cưỡng bức (Forced Outage Rate)
LNG	Khí thiên nhiên hóa lỏng (Liquefied Natural Gas)
ĐG	Điện gió
EENS	Kỳ vọng điện năng không được cung cấp (Expected Energy Not Supplied)
DR	Điều chỉnh phụ tải (Demand Response)
TBKHH	Tuabin khí hỗn hợp

LỜI MỞ ĐẦU

1. Mục đích thực hiện đề tài

Việt Nam là một trong những nước có nhu cầu sử dụng điện đang tăng cao để phục vụ sự nghiệp công nghiệp hoá đất nước. Tuy nhiên, hệ thống điện của nước ta hiện nay chủ yếu vẫn đang sử dụng nguồn nhiên liệu hóa thạch là than, dầu và khí cho phát điện. Trong khi đó Việt Nam có lợi thế có tiềm năng lớn về năng lượng gió và mặt trời. Thêm vào đó, giá thành sản xuất điện của các nguồn năng lượng tái tạo đã giảm rất nhanh, tạo tính cạnh tranh của các loại hình sản xuất điện này với các nguồn điện truyền thống. Vì vậy chúng em đã tính toán đề cập chương trình phát triển nguồn điện để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống.

2. Mục tiêu đề tài

Tối ưu hóa hệ thống và đánh giá khả năng cung cấp điện từ đó đề xuất phát triển các nguồn điện mới bao gồm cả năng lượng tái tạo và năng lượng truyền thống.

3. Đối tượng nghiên cứu

Trong nghiên cứu này nhóm đánh giá xác suất mất tải (LOLP) và kỳ vọng mất tải (LOLE) được mô phỏng để đánh giá các hiệu ứng độ tin cậy của hệ thống đối với các thông số hệ thống như tỷ lệ mất điện bắt buộc được thử nghiệm trên chỉ số LOLP và chỉ số LOLE.

4. Phương pháp nghiên cứu

Sử dụng phần mềm DlgSILENT để mô phỏng và phân tích khả năng cung cấp điện, xây dựng các kịch bản phát triển hệ thống. Thực hiện các bài toán đánh giá độ tin cậy của hệ thống điện để tính toán và đề xuất giải pháp.

5. Nội dung chính của đồ án bao gồm các chương

Mở đầu

Chương 1: Tổng quan chương trình Quy hoạch điện VIII.

Chương 2: Các tiêu chí và phương pháp tính toán độ tin cậy của nguồn điện.

Chương 3: Xây dựng mô hình thuật toán phương pháp mô phỏng Monte Carlo.

Chương 4: Kết quả mô phỏng độ tin cậy của nguồn điện và một số giải pháp nâng cao độ tin cậy của hệ thống điện Việt Nam.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN CHƯƠNG TRÌNH QUY HOẠCH ĐIỆN VIII

1.1. Bối cảnh ban hành

1.1.1. Hiện trạng điện lực quốc gia

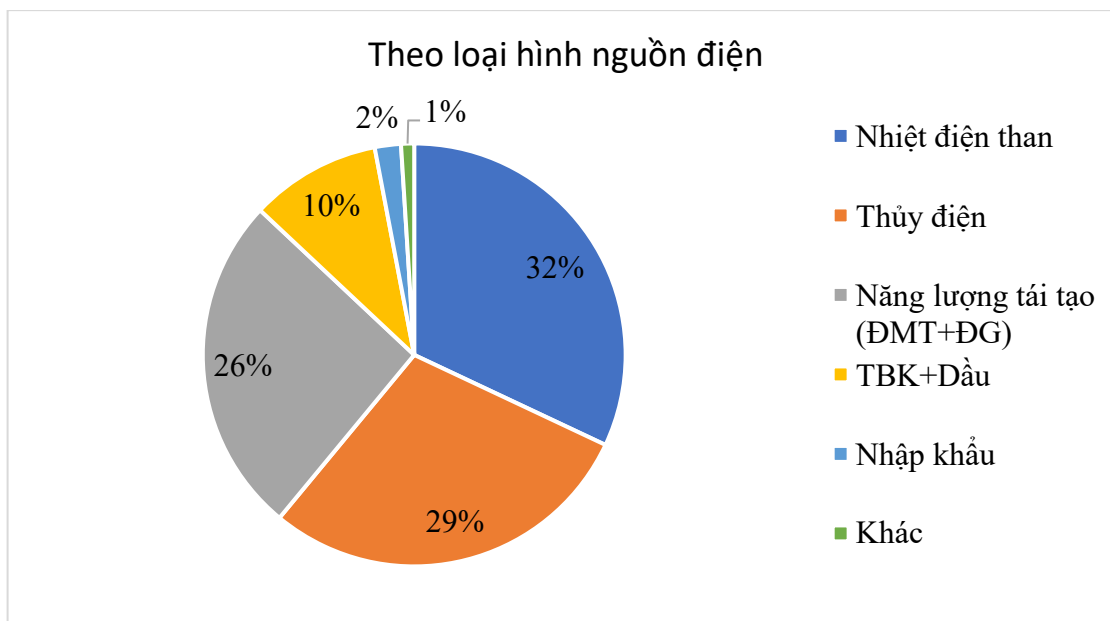
Trong xã hội hiện đại ngày nay, điện năng đóng vai trò thiết yếu và không thể thiếu trong mọi hoạt động sản xuất, sinh hoạt và phát triển kinh tế - xã hội. Đứng sau sự vận hành ổn định và liên tục của nguồn điện chính là một mạng lưới kỹ thuật phức tạp bao gồm phát điện, truyền tải và phân phối điện năng. Hệ thống điện Việt Nam là một trong những hệ thống có tốc độ tăng trưởng cao trên thế giới. Năm 2024, ngành điện Việt Nam ghi nhận sự tăng trưởng mạnh mẽ về sản lượng điện, đồng thời tiếp tục đối mặt với các thách thức trong cân đối nguồn cung, cơ cấu phát điện và phát triển hạ tầng truyền tải.

a) Quy mô hệ thống điện

Tính đến cuối năm 2024 tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống đạt khoảng 82.400 MW, tăng khoảng 1.500 MW so với năm 2023. Trong đó các nguồn điện năng lượng tái tạo (điện gió, mặt trời) là 21.447 MW, chiếm tỷ trọng 26%. Công suất đặt của các nhà máy điện thuộc EVN chỉ còn 38%. Quy mô hệ thống điện Việt Nam đứng đầu khu vực ASEAN về công suất nguồn điện.

Công suất	Toàn quốc	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
Nhu cầu công suất lớn nhất (Pmax) – MW				
Pmax 2025	48.955	25.456	5.169	21.425
Pmax 2025	54.510	28.351	5.590	23.890
Tổng công suất nguồn điện đến cuối năm 2024 (MW)				
Tổng	82.387	29.230	17.986	35.170
Thủy điện	23.664	13.385	7.915	2.364
Nhiệt điện than	26.757	14.738	1.505	10.514
NĐ khí, dầu	8.653			8.653
NLTT (ĐG + MT)	21.447	593	7.338	13.516
Nhập khẩu	1.222	341	881	0
Nguồn khác	644	174	347	123

Bảng 1.1 Quy mô công suất hệ thống điện Việt Nam đến cuối năm 2024



Hình 1.1 Biểu đồ quy mô công suất của hệ thống điện Việt Nam cuối năm 2024.

Sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu toàn hệ thống năm 2024 đạt 308,73 tỷ kWh, tăng 9,9% so với năm 2023. Trong đó, sản lượng điện của các nhà máy điện thuộc EVN và các công ty con của EVN chiếm 40,3%, các nhà máy điện ngoài EVN 59,7%.

TT	Loại nguồn	Năm 2023	Năm 2024	So sánh năm 2023(%)
1	Thủy điện	80.621	88.723	110,0
2	Nhiệt điện than	129.764	152.775	117,7
3	Tua bin khí	26.362	21.827	82,8
4	Nhiệt điện dầu	1.250	175	14,0
5	Nhập khẩu	4.220	5.144	121,9
6	NL tái tạo:	38.145	39.641	103,9
	Điện gió	11.586	12.747	110,0
	Điện mặt trời	25.692	25.862	100,7
	Sinh khối	868	1032	118,9
7	Nguồn khác	452	446	98,7
	TỔNG	280.814	308.732	109,9

Bảng 1.2 Điện sản xuất và nhập khẩu toàn hệ thống năm 2024 (triệu kWh).

Tổn thất điện năng toàn EVN năm 2024 ước tính đạt 6,05%. Độ tin cậy cung cấp điện của Tập đoàn và các đơn vị trong năm 2024 tiếp tục được cải thiện, trong đó chỉ số SAIDI ước giảm còn 230,7 phút, giảm 4,29 phút so năm 2023 và vượt mục tiêu kế hoạch đầu năm (304 phút). Năng suất lao động bình quân năm 2024 của toàn EVN ước đạt 3,33 triệu kWh/người, tăng khoảng 10% so với thực hiện năm 2023.

b) Ảnh hưởng của kinh tế đến sự phát triển của ngành Điện Việt Nam năm 2025

Trong bối cảnh mục tiêu tăng trưởng GDP đạt trên 8% và nhu cầu điện tăng 12–13% so với 2024, ngành điện đối mặt với áp lực lớn về đảm bảo nguồn cung.

EVN đã tập trung huy động mọi nguồn lực, nâng cao độ tin cậy và sẵn sàng trong toàn bộ chuỗi sản xuất – truyền tải – phân phối điện. Đồng thời, phối hợp chặt chẽ với các tập đoàn nhà nước để đảm bảo đủ nhiên liệu, siết chặt kỷ luật vận hành, chuẩn bị vật tư dự phòng, đặc biệt trong mùa khô 2025. Tập đoàn cũng đẩy nhanh tiến độ các dự án điện trọng điểm nhằm bảo đảm cấp điện ổn định cho các sự kiện chính trị – xã hội quan trọng trong năm.

1.1.2. Lý do ban hành

Dù có tốc độ phát triển nhanh như vậy nhưng trong tương lai ngành điện Việt Nam sẽ phải đối mặt với nhiều thách thức và yêu cầu mới trong lĩnh vực năng lượng đặc biệt là điện lực, nhằm đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế, bảo đảm an ninh năng lượng, và thực hiện các cam kết quốc tế về biến đổi khí hậu. Có thể kể đến một số thách thức lớn như sau:

- Tăng trưởng kinh tế kéo theo nhu cầu sử dụng điện liên tục tăng nhanh.
- Nguồn năng lượng sơ cấp đang dần cạn kiệt và khả năng cung cấp nguồn năng lượng sơ cấp hạn chế, dẫn đến tiếp tục phải nhập khẩu nhiên liệu với khối lượng ngày càng lớn.
- Một số nguồn điện truyền thống (đặc biệt là nhiệt điện than) gây ô nhiễm, tiêu tốn nhiều tài nguyên và ngày càng khó triển khai do yếu tố môi trường và xã hội.
- Xây dựng nhiều nguồn điện không theo sát quy hoạch, phân bố trên vùng miền mất cân đối dẫn đến tăng thêm lượng điện truyền tải, tổn thất truyền tải còn cao.

Để vượt qua những khó khăn, thách thức đó và đảm bảo được độ tin cậy, cung cấp điện ổn định mà vẫn đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội, an ninh quốc phòng của đất nước, cần thiết phải xây dựng Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII). Việc thiết kế một chiến lược phát triển nguồn điện bài bản, dài hạn và bền vững được xem là nền tảng để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, thực hiện các cam kết quốc tế, đồng thời hỗ trợ tăng trưởng kinh tế bền vững.

1.2. Dự báo nhu cầu điện

1.2.1. Dự báo nhu cầu điện năm 2025

Nhu cầu tiêu thụ điện năng là chỉ tiêu quan trọng phản ánh mức độ phát triển kinh tế - xã hội, cũng như hiệu quả hoạt động sản xuất, tiêu dùng và đầu tư. Trong bối cảnh Việt Nam hướng đến mục tiêu tăng trưởng GDP khoảng 6,5–8% trong năm 2025, việc dự báo chính xác nhu cầu phụ tải điện giúp ngành điện quốc gia chuẩn bị kế hoạch cung ứng, đầu tư và vận hành hệ thống hiệu quả, an toàn, và ổn định.

Năm 2025 được dự báo sẽ là năm có mức tăng trưởng tiêu thụ điện cao nhất trong 5 năm gần đây, theo EVN, dự báo nhu cầu điện sẽ đạt khoảng 347,5 tỷ kWh, tăng trưởng 12–13% so với năm 2024. Phụ tải cực đại (Pmax) dự kiến đạt khoảng 54.300 MW, tăng khoảng 10% đặt ra yêu cầu cấp thiết đối với ngành điện trong việc đảm bảo đủ nguồn, lưới và nhiên liệu để đáp ứng nhu cầu. Việc dự báo chính xác phụ tải điện là tiền đề để xây dựng kịch bản vận hành hợp lý, giữ vững an ninh năng lượng quốc gia.

1.2.2. Dự báo nhu cầu điện giai đoạn đến năm 2050

Ta có bảng tổng hợp kết quả dự báo nhu cầu điện theo 6 vùng, 3 miền theo từng kịch bản:

Điện thương phẩm							
Miền/năm	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Miền Bắc	tỷ kWh	143,8	219,4	301,4	378,9	445,5	506,3
Miền Trung	tỷ kWh	33,9	51,0	69,2	85,9	99,7	111,9
Miền Nam	tỷ kWh	157,3	234,7	315,5	387,9	446,1	495,8
Tổng	tỷ kWh	335,0	505,2	686,1	852,7	991,4	1114,1
Tỷ trọng							
Miền Bắc	%	42,9%	43,4%	43,9%	44,4%	44,9%	45,4%
Miền Trung	%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,0%
Miền Nam	%	47,0%	46,5%	46,0%	45,5%	45,0%	44,5%
Tổng	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Tăng trưởng bình quân giai đoạn							
Miền/GĐ	Đơn vị	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
Miền Bắc	%/năm	9,34%	8,81%	6,56%	4,68%	3,29%	2,59%
Miền Trung	%/năm	9,05%	8,53%	6,28%	4,42%	3,03%	2,33%
Miền Nam	%/năm	8,86%	8,33%	6,09%	4,22%	2,84%	2,14%
Tổng	%/năm	9,08%	8,56%	6,31%	4,45%	3,06%	2,36%

Bảng 1.3 Dự báo nhu cầu điện thương phẩm theo miền các giai đoạn đến 2025 (KB cơ sở)

Điện thương phẩm							
Miền/năm	Đơn vị	2025	2030	2035	2040	2045	2050

Miền Bắc	tỷ kWh	144,1	220,0	316,4	411,6	495,6	573,9
Miền Trung	tỷ kWh	33,9	51,1	72,5	93,0	110,5	126,4
Miền Nam	tỷ kWh	157,1	234,1	328,7	417,4	490,5	554,4
Tổng	tỷ kWh	335,0	505,2	717,5	922,0	1096,6	1254,6
Tỷ trọng							
Miền Bắc	%	43,5%	43,5%	44%	44,6%	45,2%	45,7%
Miền Trung	%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%	10,1%
Miền Nam	%	46,9%	46,3%	45,8%	45,3%	44,7%	44,2%
Tổng	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Tăng trưởng bình quân giai đoạn							
Miền/GĐ	Đơn vị	2021- 2025	2026- 2030	2031- 2035	2036- 2040	2041- 2045	2046- 2050
Miền Bắc	%/năm	9,36%	8,83%	7,54%	5,40%	3,78%	2,98%
Miền Trung	%/năm	9,06%	8,54%	7,25%	5,12%	3,51%	2,71%
Miền Nam	%/năm	8,83%	8,31%	7,02%	4,89%	3,28%	2,48%
Tổng	%/năm	9,08%	8,56%	7,27%	5,14%	3,53%	2,73%

Bảng 1.4 Dự báo nhu cầu điện thương phẩm theo miền các giai đoạn đến 2050 (KB cao)

1.3. Chương trình phát triển nguồn điện

Ngành sản xuất điện thì lượng phát thải CO_2 tối đa cho phép là khoảng 240 triệu tấn vào năm 2030 và chỉ còn khoảng 30 triệu tấn vào năm 2050. Lượng phát thải vào năm 2050 đối với ngành sản xuất điện chỉ đủ cho phát thải từ khoảng 8 GW nguồn điện khí trong nước. Do việc ưu tiên sử dụng hết nguồn khí trong nước nên ngành điện cần phải có giải pháp để giảm lượng phát thải CO_2 của các nhà nhiệt điện than, nhiệt điện khí LNG về “0” năm 2050.

- Phát triển nguồn điện năng lượng tái tạo và nguồn điện hạt nhân.
- Tăng mạnh tỷ trọng năng lượng tái tạo: phát triển điện mặt trời, điện gió (trên bờ và ngoài khơi), sinh khối, điện rác...
- Giảm dần nhiệt điện than, không phê duyệt các dự án mới sau 2030; loại bỏ dần sau 2045.
- Chuyển đổi nhiên liệu cho các nhà máy.
- Nhiệt điện than, khí sang sử dụng sinh khối, amoniac xanh, hydro xanh Cải tiến lưới điện: phát triển lưới điện thông minh, tăng cường lưu trữ năng lượng (pin, thủy điện tích năng) và hệ thống truyền tải tích hợp nguồn phân tán.

Trên cơ sở các kịch bản đã tính toán được, định hướng phát triển nguồn điện của quy hoạch như sau:

a) Không gian phát triển nguồn điện

- Miền Bắc:
 - Bố trí các nhà máy điện than nhập khẩu, nhà máy điện sử dụng LNG tại khu vực duyên hải.
 - Phát triển điện gió trên bờ (trung du, miền núi) và ngoài khơi vịnh Bắc Bộ.
 - Thủy điện miền núi; điện mặt trời phân tán ở đô thị, khu công nghiệp.
- Miền Trung:
 - Bố trí các nhà máy điện khí nội và LNG tại khu vực duyên hải miền Trung và Nam Trung Bộ.
 - Phát triển thủy điện miền núi; điện gió trên bờ và ngoài khơi, điện mặt trời ở khu vực tiềm năng.
- Miền Nam:
 - Bố trí các nhà máy điện khí nội và LNG tại khu vực ven biển Đông và Tây Nam Bộ.
 - Điện gió trên bờ, gần bờ, điện mặt trời lòng hồ, mặt nước và phân tán tại đô thị, khu công nghiệp.

b) Định hướng phát triển các loại hình nguồn điện

- Năng lượng tái tạo:
 - Phát triển mạnh: điện gió (bờ & ngoài khơi), điện mặt trời, sinh khối, rác thải.
 - Ưu tiên phát triển tại chỗ (đặc biệt ở miền Bắc) để giảm truyền tải xa.
 - Khuyến khích điện gió, ĐMT tiêu thụ tại chỗ, không đấu nối vào lưới.
 - Hướng tới kết hợp ĐMT và pin lưu trữ khi giá thành phù hợp.
- Thủy điện:
 - Khai thác hợp lý trên cơ sở bảo vệ môi trường, an ninh nguồn nước.
 - Mở rộng chọn lọc các nhà máy hiện có, tận dụng hồ thủy lợi.
 - Phát triển thủy điện tích năng, pin lưu trữ để điều hòa phụ tải.
- Điện gió ngoài khơi cho sản xuất nhiên liệu mới & xuất khẩu:
 - Sản xuất hydro/amoniac xanh.
 - Xuất khẩu điện gió ngoài khơi (không nối lưới quốc gia), quy mô ~3.000 – 4.000 MW đến năm 2030.
- Nguồn điện nhập khẩu:
 - Nhập khẩu từ Lào ~5.000 – 8.000 MW đến năm 2030, ưu tiên miền Bắc.
 - Nhập từ Trung Quốc: ~2.000 MW từ 2026 qua hệ thống Back-to-Back.

- Trung tâm năng lượng sạch:
 - Phát triển ở các vùng có tiềm năng điện gió, điện mặt trời, kết hợp thủy điện tích năng, pin lưu trữ để cấp điện an toàn, ổn định.
- Nhiệt điện than và khí:
 - ❖ Than:
 - Duy trì các dự án đã có, dừng các nhà máy >40 năm nếu không chuyển đổi nhiên liệu.
 - Ngưng hoàn toàn nhiệt điện than vào năm 2050.
 - ❖ Khí:
 - Phát triển từ khí nội và LNG nhập khẩu.
 - Định hướng chuyển sang hydro xanh khi điều kiện cho phép.
- Nguồn điện hạt nhân:
 - Xem xét thúc đẩy các hoạt động nghiên cứu, chuẩn bị các nguồn lực nhằm phát triển điện hạt nhân khi có điều kiện thuận lợi về công nghệ và chi phí sản xuất điện.

1.4. Kết luận

Quy hoạch điện VIII đã được xây dựng đảm bảo một cách khách quan, khoa học, đáp ứng yêu cầu chất lượng, tuân thủ chặt chẽ trình tự, thủ tục trong lập, thẩm định và phê duyệt quy hoạch.

Đề án đã tuân thủ các văn kiện của Đảng, Nhà nước về định hướng chiến lược phát triển kinh tế xã hội, chiến lược phát triển năng lượng, quy hoạch tổng thể quốc gia, bám sát và tiếp thu đầy đủ các chỉ đạo của Thường trực Chính phủ, Lãnh đạo Chính phủ, ý kiến góp ý của các bộ, ngành, các địa phương, các tổ chức, hiệp hội trong và ngoài nước có liên quan...

Đảm bảo tính chính xác, hợp lý.

Quy hoạch chương trình phát triển nguồn và lưới điện phù hợp nhu cầu, đảm bảo đủ điện cho phát triển kinh tế, chi phí hợp lý, cân bằng giữa nguồn – phụ tải – lưới.

Có tính động, linh hoạt để thích nghi với bối cảnh mới và cam kết phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.

CHƯƠNG 2: CÁC TIÊU CHÍ VÀ PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN ĐỘ TIN CẬY CỦA NGUỒN ĐIỆN

2.1. Tổng quan về độ tin cậy

Độ tin cậy của hệ thống điện được hiểu là khả năng của hệ thống đảm bảo việc cung cấp đầy đủ và liên tục điện năng cho các hộ tiêu thụ với chất lượng hợp chuẩn.

Độ tin cậy của các phần tử là yếu tố quyết định độ tin cậy của hệ thống. Có hai loại phần tử: phần tử không phục hồi và phần tử phục hồi. Trong hệ thống điện thì các phần tử được xem là các phần tử phục hồi. Với hệ thống nói chung và hệ thống điện nói riêng độ tin cậy được định nghĩa chung có tính chất kinh điển như sau:

Độ tin cậy là xác suất làm việc tốt của một thiết bị trong một chu kỳ dưới các điều kiện vận hành đã được thử nghiệm.

Đối với hệ thống điện, độ tin cậy được đánh giá thông qua khả năng cung cấp điện liên tục và đảm bảo chất lượng điện năng.

Độ sẵn sàng là xác suất để hệ thống hay phần tử hoàn thành hoặc sẵn sàng hoàn thành nhiệm vụ trong thời điểm bất kỳ.

Độ sẵn sàng cũng là xác suất để hệ thống ở trạng thái tốt trong thời điểm bất kỳ và được tính bằng tỉ số giữa thời gian hệ thống ở trạng thái tốt và tổng thời gian hoạt động. Ngược lại với độ sẵn sàng là độ không sẵn sàng, đó là xác suất để hệ thống hay phần tử ở trạng thái hỏng.

Đối với hệ thống điện, độ sẵn sàng (hay độ tin cậy) hoặc độ không sẵn sàng chưa đủ để đánh giá độ tin cậy trong các bài toán cụ thể, do đó phải sử dụng thêm nhiều chỉ tiêu khác cũng có tính xác suất để đánh giá.

Hệ thống điện và các phần tử:

Hệ thống là tập hợp những phần tử tương tác trong một cấu trúc nhất định nhằm thực hiện một nhiệm vụ xác định, có sự điều khiển thống nhất sự hoạt động cũng như sự phát triển.

Trong HTĐ các phần tử là máy phát điện, MBA, đường dây... nhiệm vụ của HTĐ là sản xuất và truyền tải phân phối điện năng đến các hộ tiêu thụ. Điện năng phải đảm bảo các chỉ tiêu chất lượng pháp định như điện áp, tần số, và độ tin cậy hợp lý (ĐTC không phải là một chỉ tiêu pháp định, nhưng xu thế phải trở thành một chỉ tiêu pháp định với mức độ hợp lý nào đó).

HTĐ phải được phát triển một cách tối ưu và vận hành với hiệu quả kinh tế cao nhất. Về mặt ĐTC, HTĐ là một hệ phức tạp, thể hiện ở các điểm:

- Số lượng các phần tử rất lớn.
- Cấu trúc phức tạp.
- Rộng lớn trong không gian.
- Phát triển không ngừng theo thời gian.
- Hoạt động phức tạp.

Vì vậy HTĐ thường được quản lý phân cấp, để có thể quản lý, điều khiển phát triển, cũng như vận hành một cách hiệu quả.

HTĐ là hệ thống phục hồi, các phần tử của nó có thể bị hỏng sau khi được phục hồi lại đưa vào hoạt động.

Phần tử là một bộ phận tạo thành hệ thống mà trong quá trình nghiên cứu ĐTC, nó được xem như là một tổng thể không chia cắt được (ví dụ như linh kiện, thiết bị...) mà độ tin cậy cho trước, hoặc dựa trên những số liệu thống kê. Phần tử ở đây có thể hiểu theo một cách rộng rãi hơn. Bản thân phần tử cũng có thể cấu trúc phức tạp, nếu xét riêng nó là một hệ thống.

Đa số phần tử của hệ thống là phần tử phục hồi. Tính phục hồi của phần tử thể hiện khả năng ngăn ngừa phát triển và loại trừ sự cố như sách lược Bảo quản định kỳ (BQĐK) hoặc sửa chữa phục hồi khi sự cố.

2.2. Độ tin cậy của các phần tử

2.2.1. Phần tử không phục hồi

2.2.1.1. Độ tin cậy

Độ tin cậy (ĐTC) của một phần tử (hoặc của một hệ thống) là xác suất để phần tử (hay hệ thống) đó thực hiện đầy đủ chức năng yêu cầu (làm việc an toàn) trong suốt thời gian khảo sát, đảm bảo các chỉ tiêu vận hành theo quy định trong các điều kiện vận hành nhất định.

Đối với phần tử không phục hồi ta chỉ quan tâm đến sự cố xảy ra, và sau đó không sửa chữa được. Tuổi thọ - hay còn gọi là thời gian làm việc an toàn - của phần tử, ký hiệu là T , là khoảng thời gian tính từ lúc bắt đầu làm việc cho đến khi hỏng hóc xảy ra. Vì sự cố xảy ra ngẫu nhiên nên T là một đại lượng ngẫu nhiên liên tục. Theo lý thuyết xác suất nó được đặc trưng bằng hàm phân bố xác suất $F_T(t)$ được định nghĩa như sau:

$$F_T(t) = P(T \leq t) \quad (2.1)$$

Trong đó: t là thời điểm khảo sát; $P(T \leq t)$ là xác suất của sự kiện $(T \leq t)$

Mật độ phân bố xác suất của đại lượng thời gian vận hành an toàn T là:

Hàm mật độ phân bố của t là:

$$f_T(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P[t < T \leq t + \Delta t] \quad (2.2)$$

Theo lý thuyết xác suất, các đại lượng trên có quan hệ sau:

$$\begin{aligned} F_T(t) &= \int_0^t f_T(t) dt \\ f_T(t) &= \frac{dF_T(t)}{dt} \\ \int_0^\infty f_T(t) dt &= 1 \end{aligned} \quad (2.3)$$

Như vậy độ tin cậy của phần tử là xác suất để phần tử đó làm việc an toàn trong suốt khoảng thời gian từ 0 đến thời điểm t cho trước, do vậy có thể biểu diễn độ tin cậy theo biểu thức sau:

$$R(t) = P(T > t) \quad (2.4)$$

Đó là xác suất để TGPV t lớn hơn T , nghĩa là xác suất để phần tử bị hỏng hóc ở sau thời điểm T khảo sát. Biểu thức trên chỉ ra rằng muốn vận hành an toàn trong khoảng thời gian T thì giá trị của T phải không lớn hơn khoảng thời gian qui định. Theo lý thuyết xác suất, từ (2.1) đến (2.4) ta có :

$$\begin{aligned} R(t) &= 1 - F_T(t) \\ R(t) &= \int_0^\infty f_T(t) dt \\ \frac{dR(t)}{dt} &= -f_T(t) \end{aligned} \quad (2.5)$$

Độ tin cậy biến thiên trong khoảng từ 0 đến 1, với điều kiện $R(0) = 1$ (ở thời điểm ban đầu phần tử làm việc tốt) và $R(\infty) = 0$ (phần tử nhất định bị hỏng ở thời gian vô cùng).

2.2.1.2. Cường độ hỏng hóc

Một hàm số khác để mô tả độ tin cậy của phần tử là hàm số cường độ hỏng hóc $\lambda(t)$. Với giá trị Δt vô cùng nhỏ thì $\lambda(t)\Delta t$ là xác suất của sự kiện: phần tử sẽ bị hỏng trong khoảng thời gian $(t, t + \Delta t)$ với điều kiện đến thời điểm t phần tử vẫn còn vận hành an toàn:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P[t < T \leq t + \Delta t / T > t] \quad (2.6)$$

Nhận thấy biểu thức $P[t < T \leq t + \Delta t / T > t]$ là xác suất có điều kiện dạng $P(A/B)$, là xác suất phần tử hư hỏng trong khoảng thời gian từ t đến $(t + \Delta t)$ (gọi là sự kiện A) nếu phần tử đó làm việc tốt đến thời điểm t (sự kiện B).

Theo lý thuyết xác suất, xác suất của sự kiện giao giữa 2 sự kiện A và B:

$$P(A \cap B) = P(A).P(B/A) = P(B).P(A/B)$$

hay là

$$P(A/B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)}$$

với trường hợp đang xét $A \subset B$ thì $P(A/B) = P(A)/P(B)$, nên biểu biểu thức (2.6) có thể viết lại như sau:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \frac{P[(t < T \leq t + \Delta t)]}{P[T > t]} \quad (2.7)$$

Từ (2.2), (2.4) và (2.5) có thể biết (2.7) lại như sau:

$$\lambda(t) = \frac{f_T(t)}{R(t)} = \frac{f_T(t)}{1 - F_T(t)} \quad (2.8)$$

Biểu thức trên biểu thị mối quan hệ giữa 4 đại lượng: hàm phân bố xác suất $F_T(t)$ và mật độ xác suất $f_T(t)$ của đại lượng ngẫu nhiên T, cường độ hỏng hóc $\lambda(t)$ và độ tin cậy $R(t)$ của phần tử.

Từ (2.5) và (2.8) ta có:

$$\begin{aligned} \frac{dR(t)}{dt} &= -f_T(t) = -\lambda(t)R(t) \\ \frac{dR(t)}{R(t)} &= -\lambda(t)dt \end{aligned} \quad (2.9)$$

Lấy tích phân hai vế từ $t = 0$ đến t , và thay $R(0) = 1$ vào ta được:

$$\ln R(t) \Big|_0^t = \ln R(t) = - \int_0^t \lambda(t)dt \quad (2.10)$$

Suy ra độ tin cậy của phần tử:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t)dt} \quad (2.11)$$

Biểu thức (2.11) cho phép tính được ĐTC của phần tử không phức hồi khi đã biết cường độ hỏng hóc. Cường độ hỏng hóc này xác định được nhờ phương pháp thống kê quá trình hỏng hóc của phần tử trong quá khứ.

Từ các biểu thức ở trên, có thể thấy mỗi hàm số $F_T(t)$, $f_T(t)$, $R(t)$ và $\lambda(t)$ đều có thể được biểu diễn theo một trong ba hàm còn lại. Vì vậy để mô tả phần tử không phức hồi chỉ cần sử dụng một hàm số bất kỳ, thông thường là cường độ hỏng hóc $\lambda(t)$.

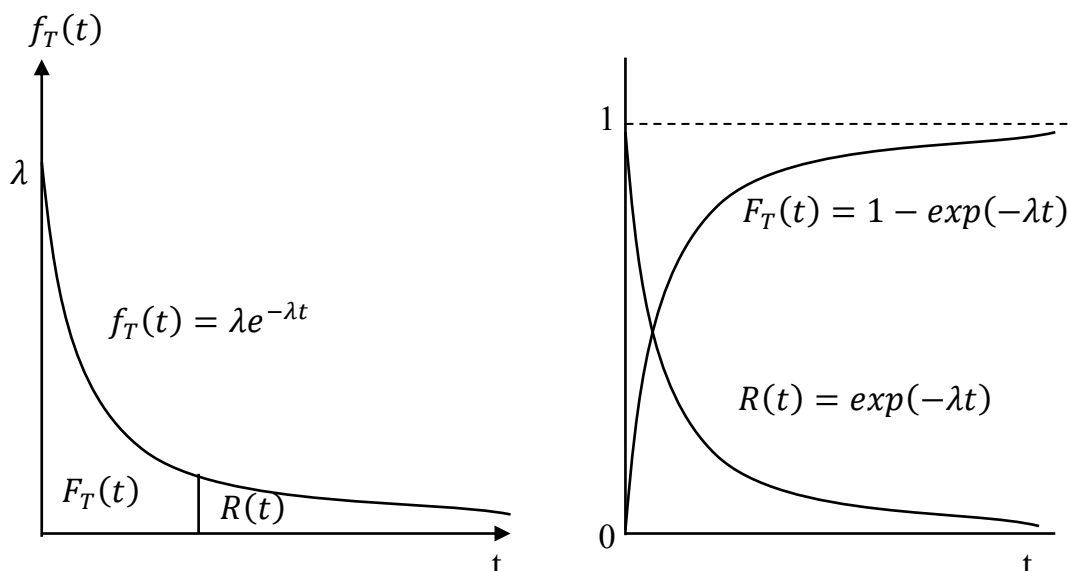
Đối với các phần tử trong hệ thống điện, nhờ có biện pháp bảo dưỡng định kỳ nên cường độ hỏng hóc thường được xem bằng hằng số $\lambda(t) = \lambda$, khi đó độ tin cậy được tính theo biểu thức sau:

$$R(t) = e^{-\lambda t} = \exp(-\lambda t) \quad (2.12)$$

Thời gian làm việc an toàn T là đại lượng ngẫu nhiên có phân bố mũ có hàm phân bố xác suất và hàm mật độ phân bố xác suất lần lượt là:

$$F_T(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad \text{và} \quad f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.13)$$

Trên hình 3.1 biểu diễn đồ thị hàm mật độ xác suất $f_T(t)$, hàm số phân bố công suất $F_T(t)$ và hàm số độ tin cậy $R(t)$ theo thời gian.



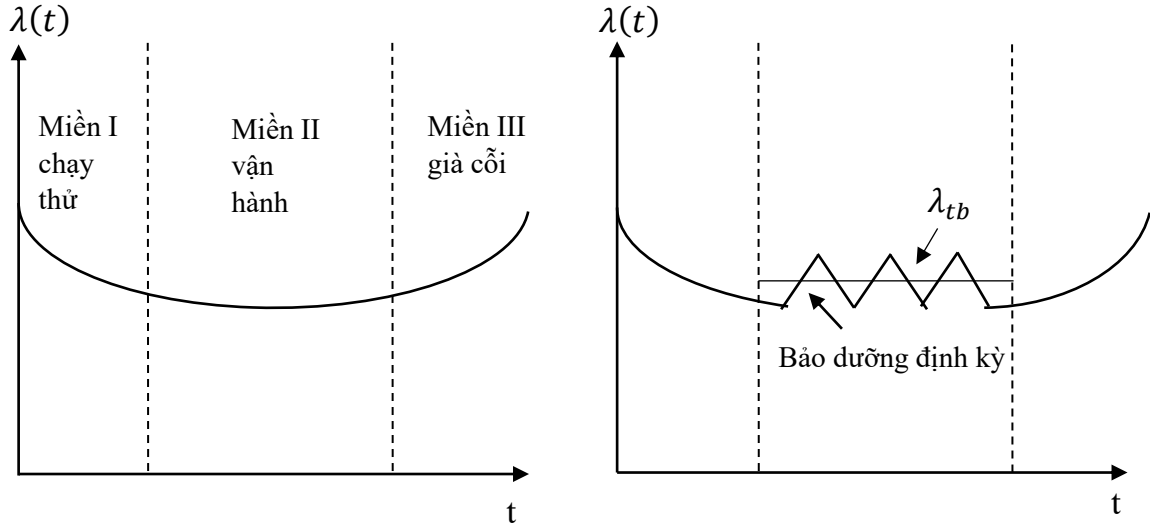
Hình 2.1 Các đường cong quan hệ $F_T(t)$, $f_T(t)$ và $R(t)$

Nếu thời gian làm việc an toàn có phân bố mũ thì phần tử có tính chất là: Xác suất để cho phần tử bị hỏng trong bất kỳ khoảng thời gian $(t, t + \Delta t)$ nào cũng đều như nhau, không phụ thuộc vào thời điểm t miễn là tại thời điểm t phần tử còn làm việc tốt; và chỉ khi có phân bố mũ phần tử mới có tính chất này.

Theo nhiều số liệu thống kê, quan hệ của cường độ hỏng hóc theo thời gian của nhiều phần tử thường có dạng hình chấu như Hình 2.2. Đường cong cường độ hỏng hóc $\lambda(t)$ theo thời gian được chia làm 3 miền:

- Miền I: Mô tả thời kỳ "chạy thử". Những hỏng hóc ở giai đoạn này thường do lắp ráp, vận chuyển. Tuy giá trị cường độ hỏng hóc ở giai đoạn này cao nhưng thời gian kéo dài ít và giảm dần. Thực tế nhờ chế tạo, nghiệm thu có chất lượng nên giá trị cường độ hỏng hóc ở giai đoạn này có thể giảm nhiều.
- Miền II: Mô tả giai đoạn sử dụng bình thường, và là giai đoạn chủ yếu của tuổi thọ các phần tử. Ở giai đoạn này, các sự cố xảy ra ngẫu nhiên, đột ngột do nhiều nguyên nhân khác nhau, vì vậy thường giả thiết cường độ hỏng hóc bằng hằng số.
- Miền III: Mô tả giai đoạn già cỗi của phần tử theo thời gian, cường độ hỏng hóc tăng nhanh; tất yếu là xảy ra sự cố khi t tiến đến vô cùng.

Trịhóc luôn luôn là hàm tăng nên cần phải áp dụng các biện pháp bảo dưỡng định kỳ (BĐĐK) để phục hồi độ tin cậy cho các phần tử. Sau khi sửa chữa và bảo dưỡng định kỳ phần tử được giả thiết xem như tốt trở lại giống ban đầu, nên cường độ hỏng hóc sẽ biến thiên quanh giá trị trung bình. Vì vậy khi xét thời gian dài làm việc ta có thể xem $\lambda(t) = \lambda_{tb} = const$ để tính toán độ tin cậy.



Hình 2.2 Đường cong cường độ hỏng hóc theo thời gian

2.2.1.3. Thời gian làm việc an toàn trung bình

Thời gian làm việc an toàn trung bình của phần tử không phục hồi, được ký hiệu là T_{LV} hay MTTF (Mean Time To Failure), là giá trị trung bình của đại lượng thời gian làm việc an toàn T . Vì đại lượng ngẫu nhiên này có hàm mật độ xác suất là $f(t)$ nên theo lý thuyết xác suất thời gian làm việc an toàn trung bình được tính theo biểu thức sau:

$$T_{LV} = E(T) = \int_0^{\infty} t f_T(t) dt \quad (2.14)$$

Từ (2.5) ta có:

$$T_{LV} = - \int_0^{\infty} t \frac{dR(t)}{dt} dt = - \int_0^{\infty} t dR(t)$$

Áp dụng phương pháp phân tích từng phần và chú ý $R(0) = 1$, $R(\infty) = 0$, ta tính được:

$$T_{LV} = -tR(t) \Big|_0^{\infty} + \int_0^{\infty} R(t) dt = \int_0^{\infty} R(t) dt$$

T_{LV} bằng diện tích giới hạn giữa đường cong $R(t)$ và các trục tọa độ. Với giả thiết cường độ hỏng hóc bằng hằng số λ , có thể suy ra thời gian làm việc trung bình bằng:

$$T_{LV} = \frac{1}{\lambda} \quad (2.15)$$

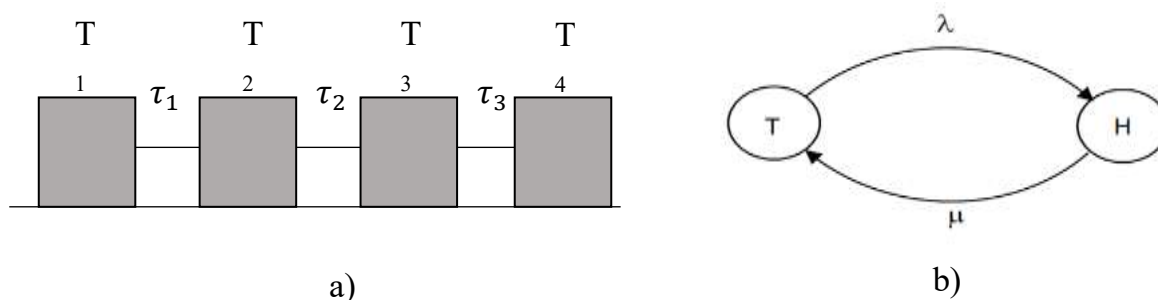
Cường độ hỏng hóc thường có đơn vị là 1/năm, khi đó T_{LV} có đơn vị là năm. Từ biểu thức (2.15) cho thấy hai đại lượng T_{LV} và λ có quan hệ với nhau, vì vậy các phần tử không phức hồi có thể được mô hình hóa bằng chỉ một thông số, hoặc T_{LV} hoặc λ .

2.2.2. Phần tử phức hồi

Đối với những phần tử phức hồi, trong thời gian sử dụng nếu bị sự cố sẽ được sửa chữa và phần tử được phục hồi. Để đơn giản thường giả thiết là sau khi phục hồi phần tử có độ tin cậy giống như khi chưa xảy ra sự cố. Những kết luận đã xét ở mục phần tử không phức hồi đều đúng với phần tử có phục hồi khi xét hành vi của nó trong khoảng thời gian đến lần sự cố đầu tiên. Nhưng khi xét từ lần sự cố đầu tiên sẽ phải dùng những mô hình khác. Khác với trường hợp phần tử không phức hồi chỉ cần mô tả bằng một thông số, đối với các phần tử phức hồi phải mô tả bằng ít nhất hai thông số độ tin cậy liên quan đến quá trình hỏng - phục hồi.

2.2.2.1. Thông số dòng hỏng hóc

Hình 2.3a mô tả lịch sử vận hành của một phần tử phức hồi. Ban đầu phần tử làm việc sau khoảng thời gian T_1 , thì bị hỏng hóc, thời gian sửa chữa là τ_1 ; sau đó phần tử được đưa vào vận hành trở lại và sau khoảng thời gian T_2 lại bị hỏng, và được sửa chữa mất khoảng thời gian τ_2 ; cứ thế tiếp tục. Quá trình ‘làm việc tốt - sửa chữa (hỏng)’ cứ tiếp diễn liên tiếp theo chu kỳ, được biểu diễn bằng sơ đồ trạng thái như ở Hình 2.3b. Thời gian làm việc an toàn T và thời gian sửa chữa sự cố t đều là những đại lượng ngẫu nhiên, với hàm phân bố xác suất lần lượt là $F_T(t)$ và $F_t(t)$.



Hình 2.3 Phần phục hồi: Lịch sử vận hành (a) và sơ đồ trạng thái (b)

Thông số dòng hỏng hóc được định nghĩa sau:

$$L_T(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P[t < T \leq t + \Delta t] \quad (2.16)$$

$P[t < T \leq t + \Delta t]$ là xác suất để phần tử bị hỏng trong khoảng thời gian từ t đến $(t + \Delta t)$. So với cường độ hỏng hóc ở biểu thức (2.6), ở đây không đòi hỏi điều kiện phần tử phải làm việc tốt từ đầu đến thời điểm t , mà chỉ cần đến thời điểm t phần tử đang

còn làm việc, điều kiện này luôn luôn đúng vì phần tử là phục hồi. Như vậy, $L(t)\Delta t$ là xác suất để hỏng hóc xảy ra trong khoảng thời gian từ t đến $(t + \Delta t)$ với Δt đủ nhỏ.

Cường độ chuyển trạng thái từ trạng thái làm việc an toàn (T) sang trạng thái hỏng (H) được định nghĩa bằng:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P[t < T \leq t + \Delta t / T > t] \quad (2.17)$$

Đây chính là cường độ hỏng hóc trong biểu thức (2.6). Khi Δt đủ nhỏ, biểu thức (2.17) có thể viết lại dưới dạng gần đúng:

$$\lambda(t)\Delta t \approx P[t < T \leq t + \Delta t / T > t] \quad (2.18)$$

Áp dụng công thức xác suất có điều kiện:

$$P(A/B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)}$$
$$\lambda(t)\Delta t \approx \frac{P\{[t < T \leq t + \Delta t] \cap [T > t]\}}{P[T > t]} = \frac{P[t < T \leq t + \Delta t]}{P[T > t]}$$

Từ biểu thức (2.16) ta suy ra:

$$\lambda(t)\Delta t \approx \frac{L(t)\Delta t}{P[T > t]}$$
$$L(t) \approx P_T(t) \cdot \lambda(t) \quad (2.19)$$

Với $P_T(t)$ là xác suất trạng thái làm việc an toàn của phần tử. Thực tế đối với các phần tử hệ thống điện thì xác suất này thường gần bằng 1, nên để đơn giản trong tính toán thường xem thông số dòng hỏng hóc và cường độ hỏng hóc là một.

$$L(t) \approx \lambda(t) = \lambda \quad (2.20)$$

Vì vậy thời gian vận hành an toàn T của phần tử là đại lượng ngẫu nhiên có phân bố hàm mũ.

2.2.2.2. Thời gian làm việc an toàn trung bình

Đối với phần tử phục hồi, thời gian làm việc an toàn T là đại lượng ngẫu nhiên liên tục, có hàm phân phối xác suất là $F_T(t)$ và hàm mật độ xác suất $f_T(t)$. Giả thiết T có phân bố mũ với hàm mật độ xác suất và hàm phân phối xác suất lần lượt bằng:

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} ; F_T(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

Khi đó thời gian làm việc an toàn trung bình T_{LV} (hoặc ký hiệu MTTF) sẽ bằng:

$$T_{LV} = E(T) = \frac{1}{\lambda} \quad (2.21)$$

Trong thực tế cường độ sự cố được xem là số lần trung bình sự cố xảy ra trong 1 năm và có đơn vị là [1/năm], do vậy thời gian T_{LV} có đơn vị là (năm).

2.2.2.3. Thời gian phục hồi Trung bình

Thời gian phục hồi (sửa chữa) trung bình (mean down-time), ký hiệu T_{SC} hoặc T_R , là giá trị kỳ vọng toán của đại lượng ngẫu nhiên τ như đã trình bày ở Mục 2.2.2.1. Để đơn giản ta xem đại lượng thời gian phục hồi τ cũng tuân theo luật phân bố mũ:

$$f_T(t) = \mu e^{-\mu t}; F_T(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad (2.22)$$

Khi đó tương tự đối với xác suất làm việc an toàn $R(t) = e^{-\lambda t}$, ta có thể biểu thị xác suất ở trong khoảng thời gian t phần tử đang ở trạng thái sự cố, nghĩa là sửa chữa chưa xong - dưới dạng:

$$H(t) = e^{-\mu t} \quad (2.23)$$

Và xác suất để ở thời điểm t phần tử đã được sửa chữa sự cố xong:

$$G(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad (2.24)$$

Nhận thấy $G(t)$ cũng chính là hàm phân bố xác suất $F_u(t)$ trong biểu thức (2.22).

Thời gian phục hồi (sửa chữa) trung bình được tính theo biểu thức sau:

$$T_{SC} = E(\tau) = \frac{1}{\mu} \quad (2.25)$$

Hằng số $T_{SC} = 1/\mu$ được gọi là cường độ phục hồi. Trong thực tế μ thường có đơn vị là giờ (h), nhưng trong tính toán thì cường độ phục hồi μ phải có cùng đơn vị như cường độ hỏng hóc là 1/năm. Do vậy cần phải qui đổi như sau:

$$\mu = \frac{8760}{T_{SC} [h]} \quad [1/năm] \quad (2.26)$$

Cũng cần lưu ý rằng cường độ phục hồi μ chỉ có ý nghĩa tương đương về mặt toán học với λ , chứ không có ý nghĩa vật lý là số lần sửa chữa trong 1 năm. Số lần sửa chữa phải bằng số lần hỏng hóc. Phần tử nào có cường độ phục hồi càng lớn thì thời gian sửa chữa trung bình càng nhỏ, nghĩa là phần tử đó càng dễ sửa chữa và nhanh chóng được đưa vào làm việc trở lại sau khi bị hỏng hóc.

2.2.2.4. Thời gian trung bình giữa hai lần sự cố liên tiếp

Thời gian trung bình giữa hai lần sự cố liên tiếp hay thời gian chu kỳ trung bình, ký hiệu là T_{ck} hoặc MTBF (Mean Time Between Failures), là tổng thời gian làm việc an toàn trung bình và thời gian phục hồi trung bình:

$$T_{CK} = T_{LV} + T_{SC} \quad (2.27)$$

2.2.2.5. Hệ số sẵn sàng và không sẵn sàng

Hệ số sẵn sàng (Availability), Ký hiệu A, được định nghĩa bằng phân lượng thời gian phần tử làm việc an toàn trên thời gian khảo sát, thường là 1 năm:

$$A = \frac{\text{Tổng thời gian (h) phần tử vận hành an toàn trong 1 năm}}{8760} \quad (2.28)$$

Ngược với hệ số sẵn sàng là hệ số không sẵn sàng (Unavailability), ký hiệu U, được định nghĩa bằng phân lượng thời gian phần tử bị hỏng và đang sửa chữa trên thời gian khảo sát 1 năm:

$$U = \frac{\text{Tổng thời gian sửa chữa (h) do hỏng hóc trong 1 năm}}{8760} \quad (2.29)$$

Như đã trình bày ở Mục 2.2.2.1, quá trình vận hành của phần tử được tính trung bình thành quá trình có tính chu kỳ, với thời gian chu kỳ là MTBT nên số sẵn sàng và không sẵn sàng có thể viết lại như sau:

$$\begin{aligned} A &= \frac{T_{LV}}{T_{LV} + T_{SC}} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \\ U &= \frac{T_{SC}}{T_{LV} + T_{SC}} = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \end{aligned} \quad (2.30)$$

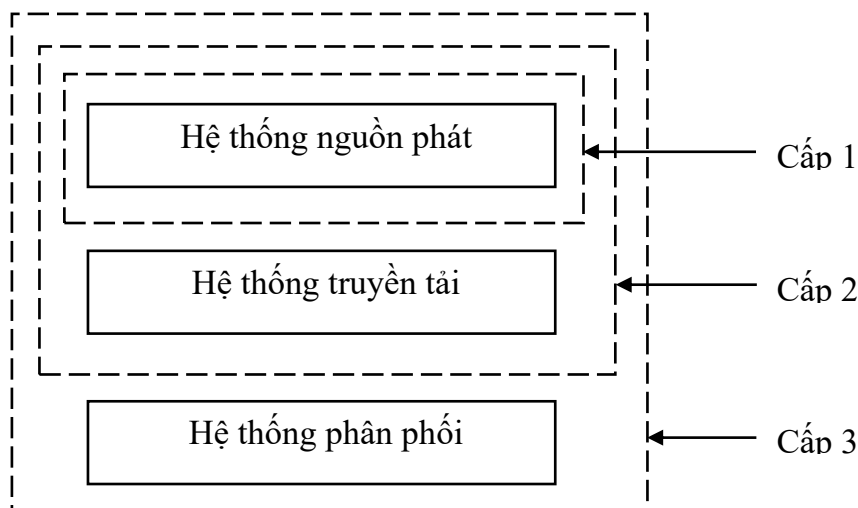
Độ sẵn sàng chính là xác suất trạng thái phần tử làm việc an toàn khi thời gian $t \rightarrow \infty$, gọi là xác suất duy trì. Vì vậy độ sẵn sàng A được xem là xác suất làm việc tốt của phần tử nếu ta chỉ quan tâm đến hoạt động của phần tử trong thời gian dài hạn (long-term).

2.3. Độ tin cậy nguồn điện

Hệ thống điện gồm 3 khâu chức năng chính là nguồn phát, hệ thống truyền tải và hệ thống phân phối. Vì vậy việc tính toán độ tin cậy được phân thành các cấp độ như mô tả trên Hình 2.4 .

- Cấp độ 1: Hệ thống nguồn phát
- Cấp độ 2: Hệ thống nguồn phát và hệ thống truyền tải.
- Cấp độ 3: Hệ thống nguồn phát, hệ thống truyền tải và hệ thống phân phối.

Khi nghiên cứu độ tin cậy ở cấp độ 1 ta chỉ quan tâm đến các máy phát điện trong hệ thống và phân tích khả năng công suất phát của các nhà máy có đủ cung cấp cho nhu cầu phụ tải của hệ thống hay không. Hệ thống truyền tải và hệ thống phân phối không được xem xét trong cấp độ tính toán này. Kết quả tính độ tin cậy ở cấp độ 1 phục vụ cho bài toán quy hoạch lắp đặt, mở rộng các nhà máy trong hệ thống và bài toán tính toán công suất dự trữ vận hành trong hệ thống khi xét đến các sự cố ngẫu nhiên và khả năng huy động của các tổ máy.

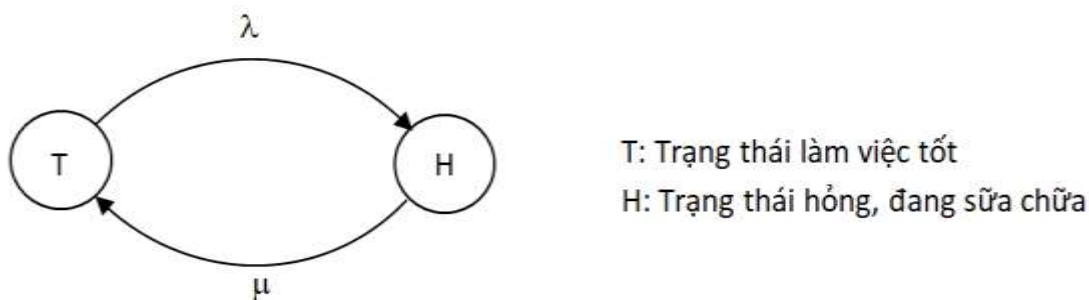


Hình 2.4 Các cấp độ nghiên cứu độ tin cậy của hệ thống điện

Khái niệm độ tin cậy của hệ thống nguồn điện được xây dựng nhằm mục đích xem xét khả năng thiếu công suất nguồn điện do sự cố các tổ máy phát hoặc một phần tử truyền tải công suất nguồn.

Mô hình giải quyết bài toán dự trữ công suất đặt trong quy hoạch phát triển hệ thống điện, lập kế hoạch vận hành, bảo dưỡng các nhà máy điện, xác định công suất dự trữ nóng trong vận hành.

2.3.1. Mô hình máy phát điện



Hình 2.5 Mô hình hai trạng thái của tổ máy phát

- Đại lượng đầu vào quan trọng nhất khi nghiên cứu độ tin cậy của nguồn điện là xác suất hỏng hóc của các tổ máy phát

Xác suất hỏng hóc của máy phát sẽ được lấy bằng độ không sẵn sàng

$$\bar{A} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{T_{sc}}{T_{sc} + T_{lv}} \quad (2.31)$$

Trong đó:

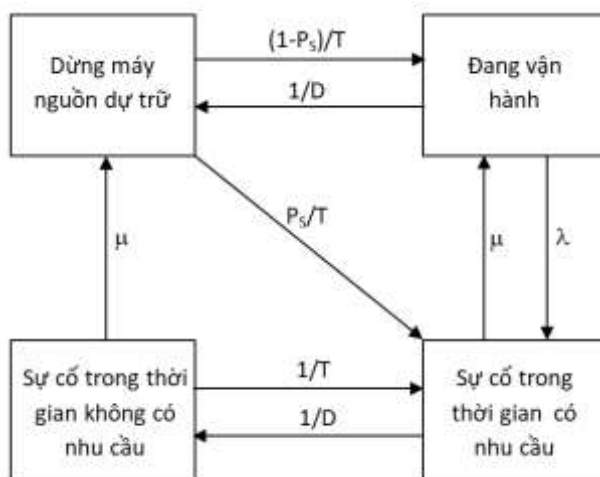
T_{sc} : là thời gian tổ máy bị phát bị cắt điện do sự cố, bằng thời gian trung bình sửa chữa sự cố;

T_{lv} : là thời gian làm việc an toàn trung bình của tổ máy phát; $T_{lv} = 1/\lambda$

- Cường độ cắt điện cưỡng bức FOR (Forced Outage Rate)

$$FOR = \bar{A} = \frac{\text{thời gian tổ máy phát bị cắt do sự cố}}{\text{thời gian làm việc} + \text{thời gian tổ MF bị cắt do sự cố}} \quad (2.32)$$

Trong trường hợp chu kỳ vận hành của máy phát tương đối dài, thì việc sử dụng chỉ tiêu FOR để mô tả xác suất không sẵn sàng làm việc của tổ máy phát trong tương lai là hoàn toàn thích hợp. Nhưng khi chu kỳ làm việc ngắn, ví dụ như máy phát ít vận hành, hay chỉ chạy vào những giờ phụ tải đỉnh thì mô hình nói trên không còn phù hợp. So với trường hợp phát công suất định mức lâu dài thì ở những trường hợp này số giờ làm việc của máy phát ngắn hơn nhiều và phải nhiều lần thực hiện thao tác dừng máy, khởi động máy. Các yếu tố này cần phải được xem xét khi tính toán độ không sẵn sàng, IEEE đã đề xuất mô hình 4 trạng thái như *Hình 2.6*.



Hình 2.6 Mô hình 4 trạng thái của tổ máy phát theo IEEE

T là thời gian trung bình tắt nguồn dự trữ giữa các giai đoạn có nhu cầu; D là thời gian vận hành trung bình khi có nhu cầu; P_s là xác suất mở máy không thành công

- Nếu xét đến trường hợp các tổ máy phát bị giảm công suất phát ta sử dụng thời gian tương đương sự cố nguồn:

$$EFOR = \bar{A} = \frac{\text{thời gian sự cố MF} + \text{thời gian sự cố tương đương}}{\text{thời gian làm việc} + \text{thời gian sự cố MF}} \quad (2.33)$$

2.3.2. Mô hình hệ thống phát điện

2.3.2.1. Phương pháp xác suất

❖ Lập bảng xác suất công suất bị cắt sự cố của nhà máy điện

Khi đánh giá xác suất thiếu hụt công suất cấp cho phụ tải (Loss of loads) của nguồn điện thì mô hình đơn giản thường được sử dụng là bảng xác suất các trạng thái công suất phát của hệ thống nguồn bị cắt giảm do sự cố các tổ máy. Bảng này liệt kê các sự kiện sự cố các tổ máy; mỗi một sự kiện ứng với một mức công suất bị cắt giảm của nguồn điện và xác suất xảy ra sự kiện đó. Trong trường hợp đơn giản hệ thống gồm những tổ máy phát hoàn toàn giống nhau, mỗi tổ có độ sẵn sàng A và độ không sẵn sàng, thì xác suất của các mức công suất bị cắt có thể được tính dễ dàng theo luật phân phối nhị thức.

Xác suất của sự kiện sự cố g trong số n tổ máy của hệ thống, ký hiệu là $P_n(g)$, được tính theo công thức sau:

- Xác suất của sự kiện sự cố g trong số n tổ máy của hệ thống, ký hiệu là $P_n(g)$, được tính công thức sau:

$$P_n(g) = C_n^g \bar{A}^g (1 - \bar{A})^{n-g} = C_n^g \bar{A}^g A^{n-g} \quad (2.34)$$

Trong đó C_n^g là tổ hợp chập g của n phần tử :

$$C_n^g = \frac{n!}{g! (n - g)!} \quad (2.35)$$

Sự kiện sự cố g tổ máy là sự kiện công suất phát của nguồn điện bị cắt cường bức một lượng bằng tổng công suất đặt của g tổ máy.

Trong nhiều trường hợp tính toán, sử dụng xác suất tích lũy sẽ tiện lợi hơn xác suất trạng thái riêng phần. Xác suất tích lũy của sự kiện sự cố g tổ máy phát được định nghĩa là xác suất của sự kiện công suất phát của nhà máy $C \leq c_g$. Sự kiện này cũng chính là sự kiện công suất phát bị cắt $K \geq K_g$

$P[C \leq c_g] = P[K \geq K_g]$ được tính:

$$P[C \leq c_g] = P[C \leq c_{g+1}] + P[C = c_g]$$

Hoặc:

$$P[K \geq K_g] = P[K \geq K_{g+1}] + P[K = K_g] \quad (2.36)$$

❖ Thuật toán hồi quy để xây dựng mô hình công suất khả phát của nguồn điện

Trường hợp 1: Không xét đến trạng thái tổ máy giảm công suất phát do hỏng hóc một phần

Trong trường hợp này các tổ máy chỉ có hai trạng thái: phát toàn bộ công suất định mức, hoặc cắt cường bức toàn bộ công suất phát (sự cố)

Sau khi ghép thêm vào hệ thống 1 tổ máy phát có công suất định mức C (MW) và độ sẵn sàng U , thì xác suất tích lũy của trạng thái công suất X (MW) bị cắt – Ký hiệu $P(X)$, ta có biểu thức hồi quy như sau:

$$P[K_g \geq X] = P(X) = (1 - U) \times P'(X) + U \times P'(X - C) \quad (2.37)$$

Trong đó: $P'(X)$, $P(X)$ lần lượt là xác suất tích lũy của sự kiện công suất phát bị cắt X (MW) trước và sau khi tổ máy C (MW) được ghép thêm vào hệ thống. Điều kiện đầu của biểu thức là: $P'(X) = 1$ nếu $X \leq 0$; và $P'(X) = 0$ nếu $X > 0$

Trường hợp 2: máy phát có các trạng thái giảm công suất phát do hỏng hóc một phần

Trường hợp tổ máy phát có nhiều trạng thái phát công suất khác nhau, nghĩa là có xét đến các trạng thái máy phát bị cắt giảm ở các mức độ khác nhau do hỏng hóc không hoàn toàn.

$$P[K_g \geq X] = P(X) = \sum_{i=1}^n p_i P'(X - K_i) \quad (2.39)$$

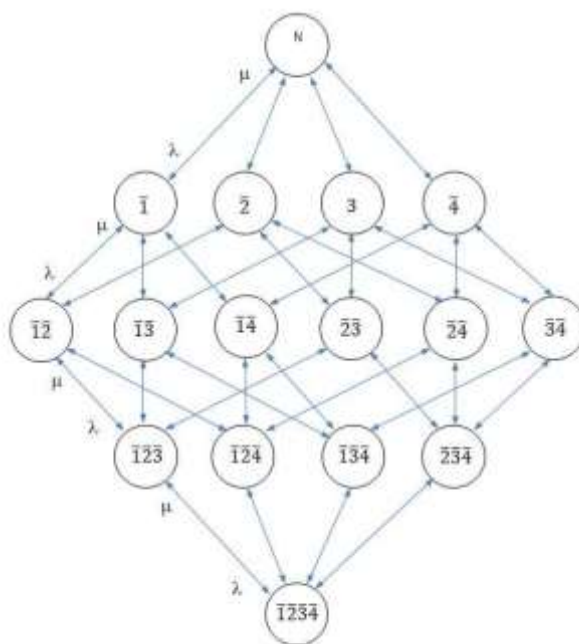
Trong đó:

n là số trạng thái phát công suất của tổ máy mới ghép thêm vào hệ thống

K_i là công suất bị cắt ứng với trạng thái thứ i của tổ máy phát mới ghép thêm, với $i = 1 \rightarrow n$;

p_i là xác suất trạng thái thứ i của tổ máy phát mới ghép thêm, với $i = 1 \rightarrow n$;

2.3.2.2. Phương pháp không gian trạng thái



Hình 2.7 Sơ đồ trạng thái hệ thống gồm 4 máy phát điện giống nhau

Trên đây đã trình bày phương pháp mô hình hóa nguồn điện bằng cách lập bảng xác suất các trạng thái phát công suất của các tổ máy trong hệ thống dựa trên lý thuyết xác suất các sự kiện.

Theo lý thuyết phương pháp trạng thái ta có thể lập sơ đồ trạng thái cho hệ thống như ở Hình 2.7, gồm các trạng thái sau:

Trạng thái N là trạng thái làm việc bình thường, không có tổ máy nào bị hỏng;

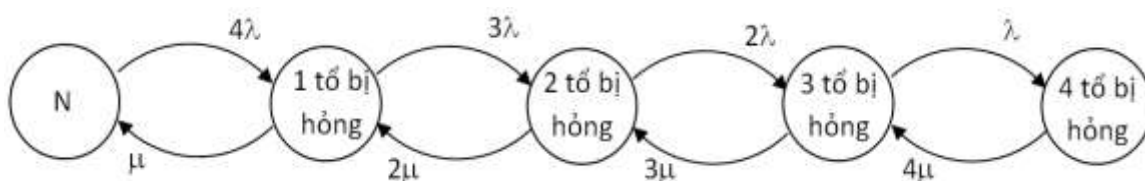
Trạng thái một tổ máy bị hỏng: gồm các trạng thái $\bar{1}$, $\bar{2}$, $\bar{3}$, $\bar{4}$; (trong đó $\bar{i}$ là ký hiệu cho trạng thái tổ máy thứ i bị sự cố, với $i = 1 \rightarrow 4$);

Trạng thái 2 tổ máy bị hỏng: gồm các trạng thái $\bar{1}\bar{2}$, $\bar{1}\bar{3}$, $\bar{1}\bar{4}$, $\bar{2}\bar{3}$, $\bar{2}\bar{4}$, và $\bar{3}\bar{4}$;

Trạng thái 3 tổ máy bị hỏng: gồm các trạng thái $\bar{1}\bar{2}\bar{3}$, $\bar{1}\bar{2}\bar{4}$, $\bar{1}\bar{3}\bar{4}$, $\bar{2}\bar{3}\bar{4}$;

Trạng thái 4 tổ máy bị hỏng: là trạng thái $\bar{1}\bar{2}\bar{3}\bar{4}$,

Bằng phương pháp hợp nhất các trạng thái có mức công suất khả phát giống nhau), mô hình trạng thái Hình 2.7 được biến đổi thành mô hình đơn giản chỉ còn 5 trạng thái như Hình 2.8, trên đó có thể hiện các cường độ chuyển giữa các trạng thái.



Hình 2.8 Mô hình hệ thống nguồn gồm 4 máy phát điện giống nhau

Trường hợp tổng quát, nếu số tổ máy là n và gọi g là trạng thái g tổ máy bị sự cố, theo biểu thức (2.40) xác suất trạng thái g sẽ bằng:

$$p_g = C_n^g \bar{A}^g A^{n-g} \quad (2.40)$$

Trong đó: $\bar{A}$ là độ không sẵn sàng, $A = 1 - \bar{A}$ là độ sẵn sàng của mỗi tổ máy, và:

$$C_n^g = \frac{n!}{g!(n-g)!} \quad (2.41)$$

- Tần suất của trạng thái là:

$$f_g = p_g(\lambda_{g+} + \lambda_{g-}) \quad (2.42)$$

Trong đó:

λ_{g+} là cường độ chuyển trạng thái từ trạng thái g (g tổ máy bị sự cố) sang các trạng thái có trị số g bé hơn (số tổ máy sự cố bé hơn, công suất phát lớn hơn)

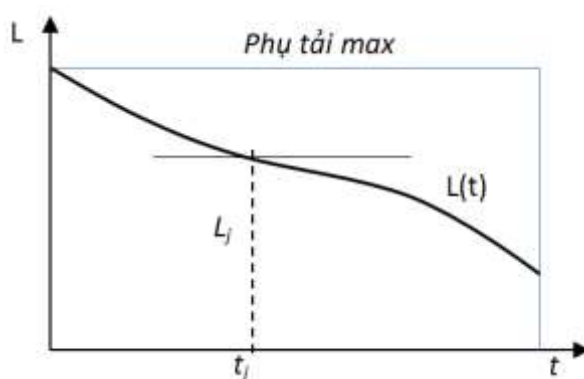
λ_{g-} là cường độ chuyển từ trạng thái g sang các trạng thái có trị số g lớn hơn (số tổ máy sự cố lớn hơn, công suất phát bé hơn).

$$\lambda_{g+} = g\mu \text{ và } \lambda_{g-} = (n-g)\lambda$$

2.3.3. Các chỉ tiêu độ tin cậy của nguồn điện

2.3.3.1. Xác suất thiếu hụt công suất (LOLP_Loss-of-Load Probability)

LOLP (Loss Of Load Probability): Đây là chỉ số xác suất cơ bản nhất, chỉ số này xác định xác suất công suất phụ tải lớn hơn công suất khả phát của hệ thống nguồn điện. Nhược điểm của chỉ tiêu này xác định thiếu công suất cho phụ tải mà không định lượng được cụ thể thiếu bao nhiêu vì với cùng một giá trị LOLP, lượng công suất nguồn thiếu hụt có thể là nhỏ hơn 1MW hoặc lớn hơn 1000MW hoặc lớn hơn nhiều 1000MW.



Hình 2.9 Đồ thị phụ tải đỉnh tích lũy

Xác suất thiếu hụt công suất (LOLP) được tính:

$$LOLP = \sum_j (P[C = C_j]P[L > C_j]) = \sum_j \frac{p_j \cdot t_j \%}{100} \quad (2.43)$$

Trong đó:

$P[C = C_j] = P_j$ là xác suất của sự kiện j với công suất còn phát được bằng C_j ;

$P[L > C_j]$ là xác suất của sự kiện phụ tải đỉnh vượt quá công suất phát C_j , được tính $t_j\%/100$ dựa vào đồ thị phụ tải tích lũy ($t_j\%$ được tính theo đơn vị %).

2.3.3.2. Kỳ vọng thiếu hụt công suất (LOLE_Loss-of Load Expectation)

LOLE (Loss Of Load Expectation): Đây là chỉ số mang tính xác suất được sử dụng rộng rãi để xác định công suất nguồn trong tương lai. Là số ngày trung bình trong năm công suất phụ tải đỉnh ngày lớn hơn công suất khả phát của hệ thống nguồn điện hoặc có thể là số giờ trong năm công suất phụ tải lớn hơn công suất khả phát của hệ thống nguồn điện. Chỉ số này xác định số ngày (hoặc số giờ) xảy ra thiếu công suất nguồn. Ý nghĩa vật lý của LOLE không đồng nhất với LOLP mặc dù giá trị của hai chỉ tiêu này có liên quan trực tiếp với nhau. Hiện nay chỉ số này được sử dụng rộng rãi để đánh giá độ tin cậy hệ thống nguồn điện.

Kỳ vọng thiếu hụt công suất (LOLE) được tính:

$$LOLE = \sum_{i=1}^{365} P_i(C_{g-i} < L_i) = 365 \times LOLP \quad \text{ngày/năm} \quad (2.44)$$

Trong đó: $P_i(C_{g-i} < L_i)$ là xác suất thiếu hụt công suất trong ngày thứ i . (giá trị này được lấy trong bảng xác suất tích lũy công suất bị cắt giảm của các nhà máy)

2.3.3.3. Kỳ vọng điện năng không được cung cấp (EENS_Expected Energy Not Supplied)

Kỳ vọng điện năng không được cung cấp được tính:

$$EENS = \sum_i P_i \cdot E_i \quad (2.45)$$

Trong đó: E_i : năng lượng không cung cấp ở trạng thái i , P_i : xác suất trạng thái i

2.4. Chỉ tiêu độ tin cậy của nguồn điện trong quy hoạch điện VIII

Tiêu chí độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống: Trong các kỳ QHĐ VII và QHĐ VII ĐC, độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống được đánh giá qua giá trị LOLE (số giờ kỳ vọng xảy ra thiếu hụt công suất nguồn cấp cho phụ tải đỉnh), giá trị LOLE được lựa chọn trong quy hoạch phát triển nguồn điện là thấp hơn 24 giờ/năm, tương

đương với độ tin cậy là 99,73%. Việt Nam sẽ phấn đấu trở thành nước có thu nhập trung bình cao vào năm 2025 và thu nhập cao theo tiêu chuẩn của ngân hàng thế giới vào năm 2035. Vì vậy trong QHĐ VIII, để phù hợp tiến trình phát triển kinh tế - xã hội, Đề án đề xuất tăng tiêu chí độ tin cậy cung cấp điện so với QHĐ VII ĐC. Dự kiến trong dài hạn đến năm 2030, 2050, phần đầu LOLE toàn hệ thống nguồn điện không lớn hơn 12 giờ/năm, tương đương với độ tin cậy 99,86%.

2.5. Các phương pháp tính toán độ tin cậy

Để đánh giá ĐTC của các sơ đồ cung cấp điện, ta cần phải khảo sát những chỉ tiêu định lượng cơ bản về ĐTC của các sơ đồ nối điện khác nhau của hệ cung cấp điện. Các chỉ tiêu đó là: Xác suất làm việc an toàn $P(t)$ của hệ trong thời gian khảo sát, thời gian trung bình T giữa các lần sự cố, hệ số sẵn sàng A của hệ, thời gian trung bình sửa chữa sự cố, thời gian trung bình sửa chữa định kỳ, ...

Có 4 cách tiếp cận để đánh giá độ tin cậy cung cấp điện trong thiết kế và quy hoạch

Cách tiếp cận tiên định: các phương án quy hoạch phải thỏa mãn yêu cầu kiểm tra khả năng làm việc theo các kịch bản sự cố định trước.

Cách tiếp cận xác suất dựa theo rủi ro của hệ thống: đánh giá chỉ số độ tin cậy trên cơ sở phân tích phản ứng của hệ thống trong phạm vi thông số cho phép hay không

Cách tiếp cận xác suất dựa theo ảnh hưởng tới khách hàng: đánh giá chỉ số độ tin cậy trên cơ sở gián đoạn dịch vụ cung cấp điện đối với khách hàng

Phân tích chi phí/lợi ích: mức độ hợp lý của độ tin cậy được đánh giá trên cơ sở cân bằng giữa vấn đề vốn đầu tư cho phương án thiết kế và thiệt hại kinh tế do mất điện

Các phương pháp phổ biến hiện nay thường dùng để giải tích ĐTC của hệ thống điện là:

a) Phương pháp đồ thị - giải tích

❖ Nội dung phương pháp:

Phương pháp này bao gồm việc lập sơ đồ độ tin cậy, áp dụng phương pháp giải tích bằng đại số Boole và lý thuyết xác suất các tập hợp để tính toán độ tin cậy. Sơ đồ độ tin cậy của hệ thống xây dựng trên cơ sở phân tích ảnh hưởng của hỏng hóc phần tử đến hỏng hóc hệ thống.

❖ Ưu, nhược điểm của phương pháp:

Phương pháp có ưu điểm là: thích hợp đối với các hệ thống điện có cấu trúc đơn giản và đặc biệt hiệu quả trong việc phân tích, đánh giá độ tin cậy của hệ thống không phức hồi.

Nhược điểm của phương pháp là: đối với các hệ thống điện có cấu trúc phức tạp, việc xây dựng sơ đồ độ tin cậy, tính toán đẳng trị các phần tử hệ thống thành các phần

tử tương đương gặp nhiều khó khăn. Hơn nữa, sơ đồ độ tin cậy chỉ lập được với giả thiết phần tử chỉ có hai trạng thái là hỏng và tốt, do đó đánh giá độ tin cậy hệ thống cũng chỉ có hai trạng thái là hỏng và tốt.

b) Phương pháp không gian trạng thái

❖ Nội dung phương pháp:

Trong phương pháp này, hệ thống được diễn tả bởi các trạng thái hoạt động và khả năng chuyển giữa các trạng thái đó.

Trạng thái hệ thống được xác định bởi tổ hợp các trạng thái của các phần tử. Mỗi tổ hợp trạng thái của phần tử cho một trạng thái của hệ thống. Phần tử có thể có nhiều trạng thái khác nhau như: trạng thái tốt, trạng thái hỏng, trạng thái bảo dưỡng định kỳ... Do đó, mỗi sự thay đổi trạng thái của phần tử đều làm cho hệ thống chuyển sang một trạng thái mới.

❖ Ưu, nhược điểm của phương pháp:

Ưu điểm của phương pháp là: có thể xét các phần tử có nhiều trạng thái khác nhau, tính được xác suất và tần suất trạng thái.

Nhược điểm của phương pháp là:

- Tính toán phức tạp;
- Trong hầu hết các bài toán đánh giá độ tin cậy, phương pháp phải giả thiết thời gian làm việc và thời gian phục hồi của các phần tử tuân theo luật phân bố mũ để có thể áp dụng quá trình Markov;
- Thường chỉ thích hợp cho các hệ thống điện nhỏ và vừa.

Phương pháp không gian trạng thái phối hợp với phương pháp đồ thị - giải tích được áp dụng có hiệu quả cho các bài toán độ tin cậy lưới điện. Riêng các bài toán về độ tin cậy của công suất nguồn điện, phương pháp chủ yếu là phương pháp không gian trạng thái.

c) Phương pháp cây hỏng hóc

❖ Nội dung phương pháp:

Cây hỏng hóc mô tả bằng đồ thị quan hệ nhân quả giữa các dạng hỏng hóc trong hệ thống, giữa hỏng hóc hệ thống và các hỏng hóc thành phần trên cơ sở hàm đại số Boole. Cơ sở cuối cùng để tính toán là các hỏng hóc cơ bản của các phần tử.

Cây hỏng hóc cho phép đánh giá hệ thống về chất lượng cũng như về số lượng trên quan điểm độ tin cậy. Về mặt chất lượng, cây hỏng hóc cho hình ảnh rõ ràng về nguyên nhân, cách thức xảy ra hỏng hóc và các hành vi của hệ thống.

❖ Ưu, nhược điểm của phương pháp:

Phương pháp có ưu điểm là: hiệu quả để nghiên cứu độ tin cậy của các hệ thống phức tạp. Quá trình thành lập cây hỏng học cho thấy những hỏng học và các điểm yếu nhất của hệ thống. Cây hỏng học cũng giúp phát hiện ra các sự kết hợp hỏng học mà có thể không nhận ra là nguyên nhân của hỏng học hệ thống.

Nhược điểm của phương pháp là:

- Việc thành lập cây hỏng học đòi hỏi nhiều thời gian phân tích, xem xét cẩn thận cấu tạo, chức năng hoạt động của từng phần tử hệ thống và ảnh hưởng của chúng đến hỏng học hệ thống;
- Tương tự như phương pháp đồ thị - giải tích, phương pháp cây hỏng học giả thiết phần tử chỉ có hai trạng thái là hỏng và tốt, do đó đánh giá độ tin cậy hệ thống cũng chỉ có hai trạng thái là hỏng và tốt.

Phương pháp cây hỏng học thích hợp với việc đánh giá độ tin cậy của nhà máy điện.

d) Phương pháp Monte-Carlo

❖ Nội dung phương pháp:

Monte-Carlo là phương pháp mô phỏng hoạt động của các phần tử trong hệ thống như một quá trình ngẫu nhiên, dùng để đánh giá độ tin cậy dựa trên cơ sở tiến hành hàng loạt các thí nghiệm về độ tin cậy của các phần tử trong hệ thống. Trong mỗi loạt thí nghiệm, độ tin cậy của từng phần tử được đánh giá theo trị số ngẫu nhiên P (hoặc Q) đặc trưng cho xác suất làm việc (hoặc hỏng học) của phần tử. Số ngẫu nhiên được hình thành nhờ một bộ phận phát số ngẫu nhiên có giá trị trong khoảng $[0,1]$. Nó tạo ra lịch sử hoạt động (lịch sử đồ) của phần tử và của hệ thống một cách nhân tạo trên máy tính điện tử, sau đó sử dụng các phương pháp đánh giá thống kê để phân tích, rút ra các kết luận về độ tin cậy của phần tử và hệ thống.

❖ Ưu, nhược điểm của phương pháp:

Phương pháp có ưu điểm là:

- Dễ sử dụng, có thể áp dụng cho các hệ thống rất phức tạp mà các phương pháp khác không áp dụng được;
- Trong trường hợp các thông số độ tin cậy là bất định, tức là biến thiên trong một miền nào đó với hàm phân bố cho trước, thì phương pháp Monte-Carlo là phương pháp duy nhất không thể thay thế;
- Tính được phân bố xác suất của các chỉ tiêu độ tin cậy cần tính toán, trong khi đó các phương pháp giải tích chỉ tính được giá trị trung bình của chúng;
- Tính được ảnh hưởng của các hoạt động vận hành đến độ tin cậy của hệ thống;
- Tính được ảnh hưởng của điều kiện thủy văn (chế độ nước của các hồ chứa) đến độ tin cậy.

Nhược điểm của phương pháp là: đòi hỏi khối lượng tính toán lớn, tuy nhiên bất lợi này ngày càng được khắc phục bởi nhờ khả năng xử lý với tốc độ cao của máy tính hiện nay.

2.6. Kết luận

Để đánh giá độ tin cậy hệ thống điện, có bốn cách tiếp cận được sử dụng, đó là: cách tiếp cận tiền đỉnh, cách tiếp cận xác suất dựa theo rủi ro của hệ thống, cách tiếp cận xác suất dựa theo ảnh hưởng tới khách hàng, phân tích chi phí/lợi ích..

Có bốn phương pháp phổ biến hiện dùng trong cách tiếp cận xác suất để đánh giá độ tin cậy hệ thống điện là: phương pháp đồ thị - giải tích, phương pháp không gian trạng thái, phương pháp cây hỏng hóc, phương pháp mô phỏng Monte-Carlo.

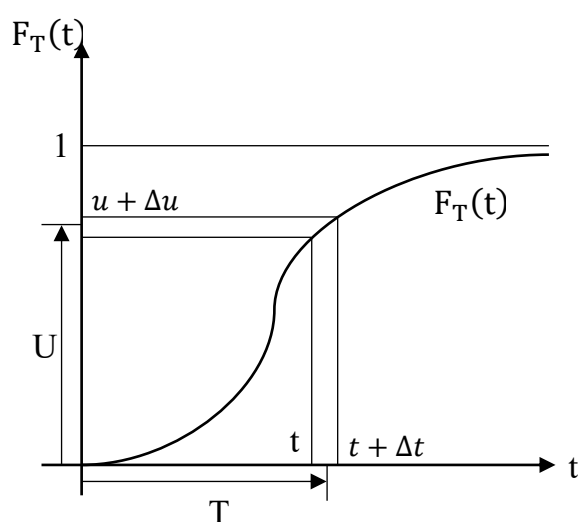
Trên cơ sở những ưu điểm nổi trội của phương pháp mô phỏng Monte-Carlo kết hợp với các mức nghiên cứu độ tin cậy hệ thống điện, đề tài đề xuất hướng nghiên cứu sử dụng phương pháp mô phỏng Monte-Carlo để tính toán, đánh giá độ tin cậy: Xác suất thiếu hụt công suất (LOLP_Loss-of Load Probability), Kỳ vọng thiếu hụt công suất (LOLE_Loss-of Load Expectation, Kỳ vọng điện năng không được cung cấp (EENS_Expected Energy Not Supplied) của nguồn điện.

CHƯƠNG 3: XÂY DỰNG MÔ HÌNH THUẬT TOÁN PHƯƠNG PHÁP MÔ PHỎNG MONTE CARLO

3.1. Khái niệm về phương pháp Monte Carlo

Về bản chất, phương pháp Monte Carlo là dạng đặc biệt của phương pháp thử nghiệm thống kê, trong đó các phép thử được tạo ra trên máy tính thông qua việc sử dụng các "số ngẫu nhiên".

3.1.1. Quan hệ giữa đại lượng ngẫu nhiên U và đại lượng T



Hình 3.1 Quan hệ giữa đại lượng ngẫu nhiên U và đại lượng T

Với mỗi giá trị t của T sẽ có một giá trị u thỏa mãn $u = F_T(t)$. Như vậy, tập hợp các giá trị u sẽ tạo ra một biến ngẫu nhiên U phụ thuộc vào đại lượng T như mô tả trên Hình 3.1.

Hàm phân bố của đại lượng ngẫu nhiên U được xác định như sau: Theo định nghĩa của đại lượng U như trên ta có:

$$P[u < U \leq u + \Delta u] = P[t < T \leq t + \Delta t] \quad (3.1)$$

Vì T có hàm phân phối xác suất là $F_T(t)$ nên theo tính chất của hàm phân phối ta có:

$$P[t < T \leq t + \Delta t] = F_T(t + \Delta t) - F_T(t) \quad (3.2)$$

Như trên Hình 1 ta nhận thấy rằng:

$$F_T(t + \Delta t) - F_T(t) = \Delta u \quad (3.3)$$

Do đó kết hợp các biểu thức (1) và (2) ta được:

$$[u < U \leq u + \Delta u] = \Delta u \quad (3.4)$$

Biểu thức này chứng tỏ rằng đại lượng ngẫu nhiên U có phân bố đều trong khoảng từ 0 đến 1, với hàm mật độ xác suất là $f_U(t) = 1$. Như vậy khi chọn ngẫu nhiên một giá trị u trong tập hợp số ngẫu nhiên U có phân phối đều trong khoảng $(0,1)$, ta sẽ có một giá trị t tương ứng được tính theo biểu thức biến đổi ngược từ hàm $F_T(u)$:

$$t = F_T^{-1}(u)$$

Ứng với một tập hợp số u phân bố đều trong khoảng $(0,1)$ thì các giá trị t sẽ tạo ra một tập hợp các số ngẫu nhiên T có hàm phân phối xác suất là $F_T(t)$.

3.1.2. Tạo số ngẫu nhiên phân bố đều

Trong kỹ thuật mô phỏng việc quan trọng là làm sao để tạo ra một dãy số ngẫu nhiên phân bố đều có giá trị nằm trong khoảng $(0,1)$. Có nhiều thuật toán để tạo ra số ngẫu nhiên này, sau đây là một phương pháp thường dùng. Bộ phát số ngẫu nhiên do M. Greenberger đề xuất vào năm 1961 được định nghĩa như sau:

$$x_{i+1} = ax_i + c \pmod{m} \quad (3.5)$$

Trong đó:

x là dãy số ngẫu nhiên;

x_{i+1} là số ngẫu nhiên mới;

x_i là giá trị của số ngẫu nhiên được dùng để tạo ra số mới x_{i+1} ;

m là modulo (số dư), $m > 0$;

a là hệ số nhân, với $0 < a < m$;

c là gia số, $0 \leq c < m$;

x_0 là số ban đầu (seed), $0 \leq x_0 < m$.

Theo (3.5) dãy số ngẫu nhiên phân bố đều x được tự động tạo ra cho đến khi nào giá trị x_{i+1} vẫn còn nhỏ hơn m . Sau khi có được dãy số ngẫu nhiên x , ta sẽ tìm được dãy số ngẫu nhiên U có phân bố đều trong khoảng $(0,1)$ bằng cách chia dãy số x cho m :

$$u_i = \frac{x_i}{m}$$

Ví dụ chọn các thông số sau: $m = 2^{35}$, $a = 5^{15}$, $c = 1$ và $x_0 = 10^{10}$

Thực tế ta có thể sử dụng các phần mềm chuyên dụng, ví dụ như Matlab, để tạo ra dãy số ngẫu nhiên phân bố đều này.

3.1.3. Ước lượng thời gian vận hành an toàn, thời gian sửa chữa của phần tử

Trong mô phỏng Monte Carlo đối với hệ thống điện, các đại lượng ngẫu nhiên thời gian vận hành an toàn, thời gian sửa chữa của mỗi phần tử được tạo ra bằng cách dùng các số ngẫu nhiên u phân phối đều trong khoảng $(0,1)$ và biến đổi ngược từ u thành thời gian t theo biểu thức (3.4) dựa vào hàm phân phối xác suất của đại lượng thời gian.

Xét biến ngẫu nhiên thời gian làm việc an toàn của phần tử, ký hiệu T và có luật phân bố mũ với tham số λ . Hàm mật độ xác suất $f(t)$ và hàm phân phối xác suất $F(t)$ như sau:

$$F_T(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad \text{và} \quad f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (3.7)$$

Biến số t được giải từ biểu thức (3.4) và (3.7):

$$\begin{aligned} t &= G(F(t)) = \frac{1}{\lambda} \ln \left(\frac{1}{1 - F(t)} \right) \\ t &= F^{-1}(u) = \frac{1}{\lambda} \ln \left(\frac{1}{1 - u} \right) \end{aligned} \quad (3.8)$$

3.2. Mô hình tổ máy

Mỗi tổ máy phát, đặc biệt là các tổ máy nhiệt điện công suất lớn, thường có vài mức công suất khác nhau. Tuy nhiên, xem xét tổ máy với trạng thái công suất toàn bộ hay từng phần không phải là vấn đề quá quan trọng. Cách tiếp cận cơ bản nhất là xem xét tổ máy có 2 trạng thái “lên” (công suất toàn bộ) và “xuống” (công suất bằng 0). Trạng thái nhị phân của tổ máy có các đặc trưng sau:

c : Công suất lắp đặt của tổ máy, MW

m : Thời gian làm việc trung bình của tổ máy (thời gian ở trạng thái “lên”)

r : Thời gian ngừng trung bình của tổ máy (thời gian ở trạng thái “xuống”)

Khi đó mô hình tổ máy được biểu diễn dưới dạng:

$$P(\text{công suất phát} = c) = \frac{m}{m + r} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (3.9)$$

$$P(\text{công suất phát} = 0) = \frac{r}{m + r} = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (3.10)$$

Ở đây:

$$\lambda = 1/m$$

$$\mu = 1/r$$

λ được gọi là cường độ hỏng hóc và μ là cường độ phục hồi. Ứng với cường độ phục hồi μ là thời gian phục hồi hoàn toàn (hay còn gọi là thời gian sửa chữa) r .

Phương trình (3.9) chính là độ không sẵn sàng (*unavailability*) của tổ máy và có tên gọi truyền thống là “tỷ lệ ngừng máy bắt buộc” (*Forced Outage Rate – FOR*), tức là tỉ số giữa cường độ hỏng hóc và tổng cường độ hỏng hóc với cường độ phục hồi.

$$FOR = \bar{A} = \frac{\text{thời gian tổ máy phát bị cắt do sự cố}}{\text{thời gian làm việc} + \text{thời gian tổ MF bị cắt do sự cố}} \quad (3.11)$$

Mô hình hóa các trạng thái trong mô phỏng Monte-Carlo là tương đối đơn giản cho một tổ máy có 2 trạng thái, bằng cách như sau:

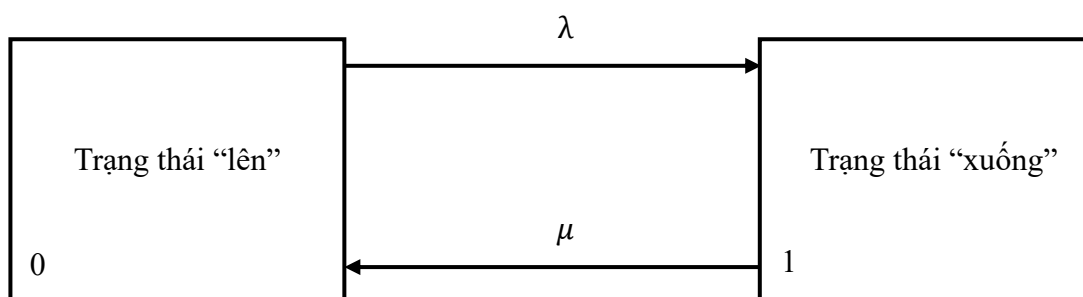
- + Tạo ra 1 số ngẫu nhiên U trong khoảng $[0,1]$;
- + So sánh giá trị U với giá trị FOR của tổ máy. Nếu $U < FOR$, tổ máy ở trạng thái “xuống” và ngược lại nếu $U \geq FOR$, tổ máy ở trạng thái “lên”.

Nguyên lý này có thể mở rộng cho tổ máy có nhiều trạng thái. Ví dụ, xem xét một tổ máy có thêm trạng thái công suất giảm với xác suất trạng thái công suất “công suất giảm” tương ứng – $P(\text{công suất giảm})$. 1 số ngẫu nhiên U lại được tạo ra và so sánh:

- + Nếu $U < P(\text{xuống})$ thì tổ máy sẽ ở trạng thái “xuống”;
- + Nếu $P(\text{xuống}) < U < [P(\text{xuống}) + P(\text{công suất giảm})]$ thì tổ máy ở trạng thái “công suất giảm”;
- + Nếu $U > [P(\text{xuống}) + P(\text{công suất giảm})]$ thì tổ máy ở trạng thái “lên”.

Cách mô hình hóa các trạng thái của tổ máy phát như trên được áp dụng cho quá trình mô phỏng Monte-Carlo kiểu lấy mẫu không theo trình tự. Khi thứ tự quá trình của tổ máy được xem xét (mô phỏng Monte-Carlo kiểu lấy mẫu theo trình tự) thì thời khoảng của trạng thái là cần thiết và được đề cập dưới đây.

Thời khoảng của trạng thái



Hình 3.2 Mô hình tổ máy phát 2 trạng thái

Xét một tổ máy có 2 trạng thái: Trạng thái “lên” và trạng thái “xuống” như Hình 3.2. Giả thiết rằng thời gian ở trạng thái “lên”, tức thời gian làm việc của tổ máy (TTF) và thời gian ở trạng thái “xuống”, tức thời gian sửa chữa của tổ máy (TTR) đều tuân theo luật phân bố mũ. Ta có giá trị ngẫu nhiên của TTF và TTR được xác định như sau:

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln U_1 \quad (3.12)$$

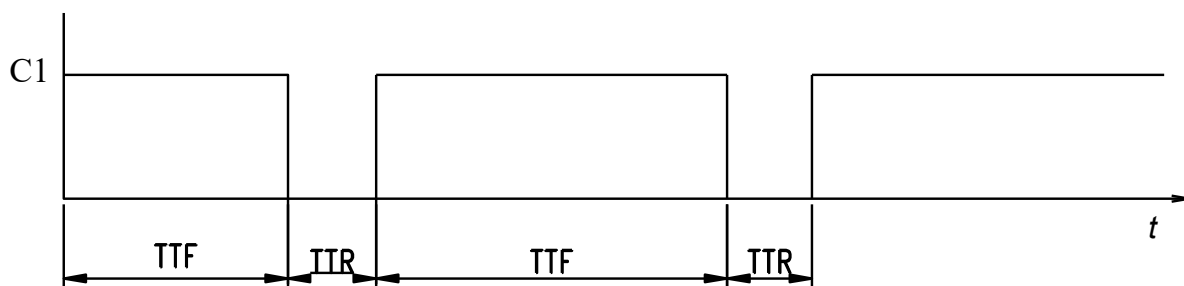
$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln U_2 \quad (3.13)$$

Trong đó:

U_1, U_2 là 2 số ngẫu nhiên trong khoảng $[0,1]$.

Một trình tự của quá trình “lên” - “xuống” hay các vòng “làm việc” - “sửa chữa” của tổ máy được thiết lập như sau:

Giả thiết ở thời điểm $t = 0$, tổ máy bắt đầu làm việc. Ta cần xác định thời điểm tổ máy bị hỏng, tức cần xác định thời gian làm việc TTF. Ta rút thăm một số ngẫu nhiên U_1 , thay vào (3.11) tính được TTF. Như vậy sau thời gian TTF, tổ máy rơi vào tình trạng “xuống” phải sửa chữa. Tổ máy sẽ phục hồi sau bao lâu, để trả lời câu hỏi này ta rút số ngẫu nhiên U_2 , thay vào (3.12) tính được TTR. Như vậy sau thời gian TTR, tổ máy phục hồi xong và trở lại trạng thái làm việc. Ta lại tiếp tục xác định thời gian làm việc ... và cứ như vậy ta lập được một quá trình trình tự “lên” - “xuống” của tổ máy, minh họa như Hình 3.3.



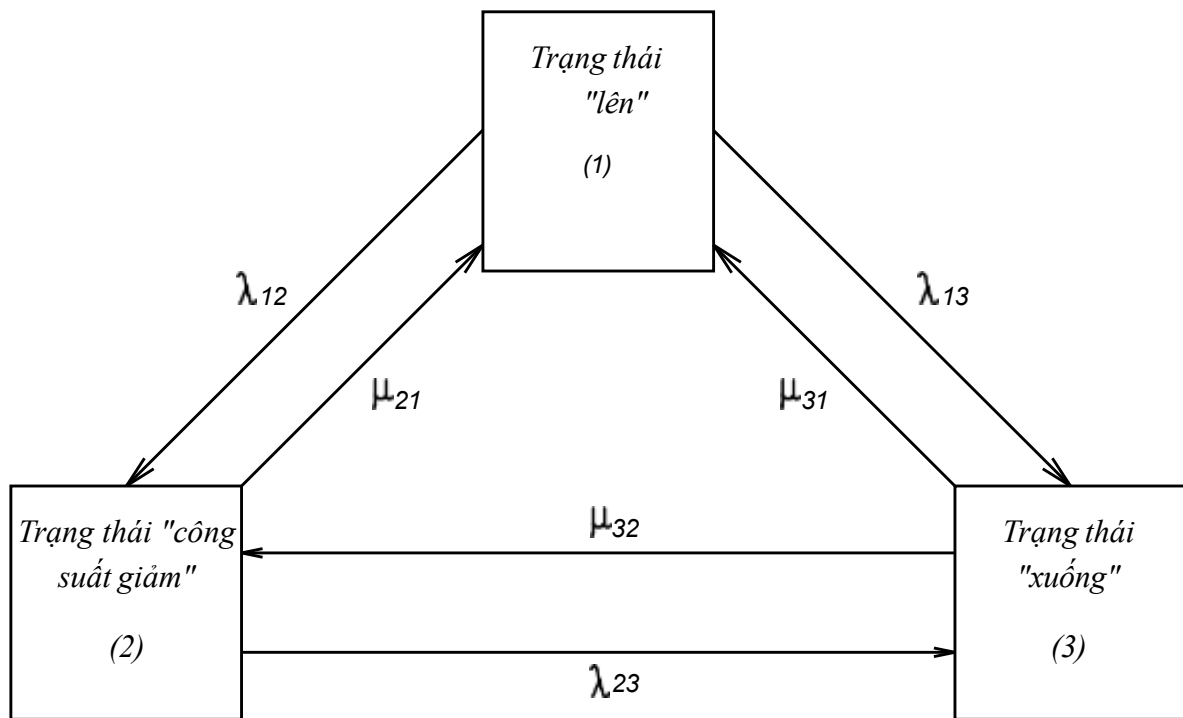
Hình 3.3 Quá trình trình tự “lên”- “xuống” của tổ máy có 2 trạng thái

Đối với tổ máy có nhiều trạng thái, việc xác định thời gian tổ máy ở từng trạng thái cũng tương tự như trên, tức là: với mỗi trạng thái, ta rút thăm một số ngẫu nhiên U_i , sau đó thay vào hàm tính thời gian tương ứng để xác định khoảng thời gian mà tổ máy tồn tại ở trạng thái đó.

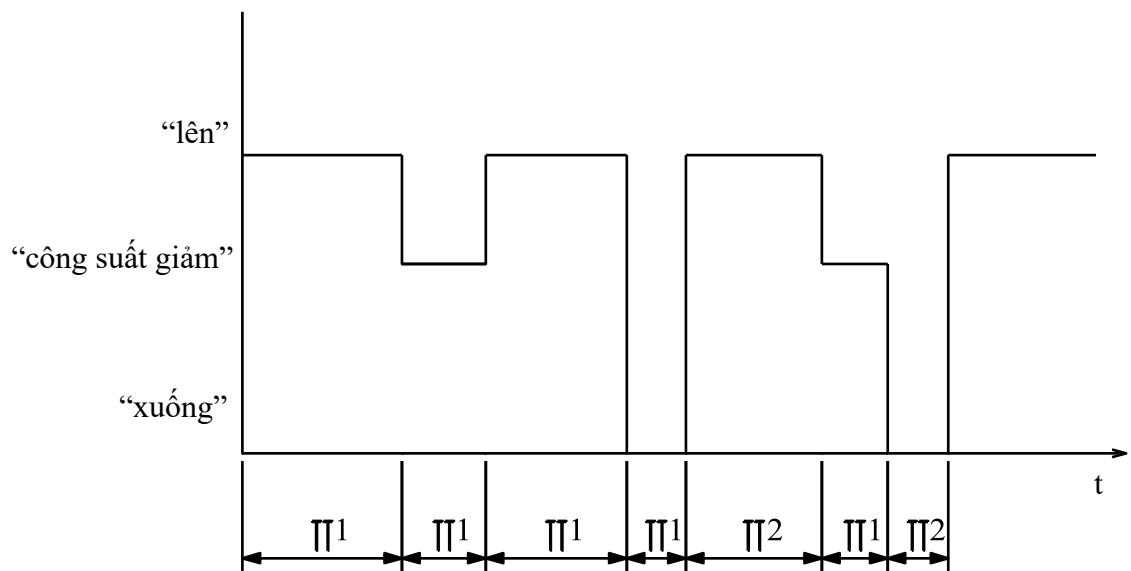
Ví dụ, xem xét một tổ máy có thêm trạng thái “công suất giảm” (Hình 3.3).

Giả thiết ở thời điểm $t = 0$, tổ máy ở trạng thái “lên” (trạng thái 1), 2 số ngẫu nhiên được tạo ra. Một số xác định thời gian chuyển từ trạng thái 1 sang trạng thái 2 (trạng thái “công suất giảm”) là TT_{12} , một số xác định thời gian chuyển từ trạng thái 1 sang trạng thái 3 (trạng thái “xuống”) là TT_{13} . Nếu $TT_{12} < TT_{13}$ thì tổ máy sẽ chuyển sang trạng thái 2 sau một khoảng thời gian TT_{12} . Nếu $TT_{12} > TT_{13}$ thì tổ máy sẽ chuyển sang trạng thái 3 sau một khoảng thời gian TT_{13} . Phụ thuộc vào liệu tổ máy được mô phỏng ở trạng thái 2 hay trạng thái 3, các số ngẫu nhiên được tạo ra sau đó sẽ xác định tổ máy tồn tại trong trạng thái nào với khoảng thời gian bao lâu và trạng thái tiếp theo mà tổ

máy sẽ gặp. Nguyên tắc này có thể áp dụng cho tổ máy có chứa bất kỳ số lượng các trạng thái. Hình 3.4 minh họa cho 1 quá trình trình tự của tổ máy có 3 trạng thái đã xem xét Hình 3.3



Hình 3.4 Mô hình tổ máy phát 3 trạng thái



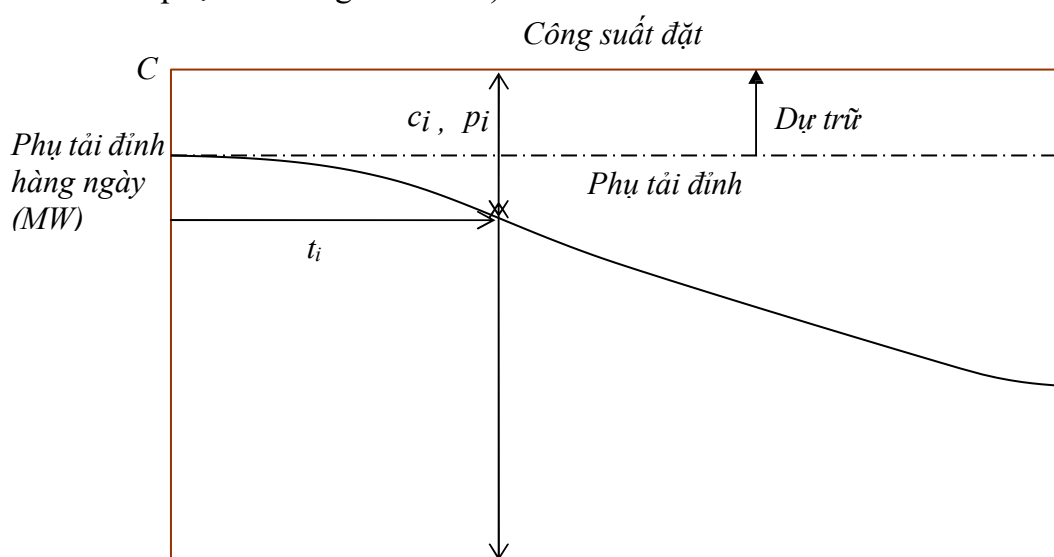
Hình 3.5 Quá trình trình tự của tổ máy có 3 trạng thái

3.3. Mô hình phụ tải

Người ta thường dùng hai mô hình phụ tải trong mô phỏng Monte Carlo để tính toán độ tin cậy hệ thống, đó là: mô hình phụ tải theo thứ tự thời gian và mô hình phụ tải không theo thứ tự thời gian.

Mô hình phụ tải theo thứ tự thời gian liệt kê các mức tải theo trình tự thời gian mà chúng xảy ra hoặc dự kiến xảy ra. Mô hình tải này được sử dụng để đại diện cho phụ tải đỉnh ngày (nhận 365 giá trị mỗi năm), hoặc đại diện cho phụ tải hàng giờ (thậm chí là nửa giờ), nhận 8760 giá trị (hoặc 17520)/ mỗi năm.

Mô hình phụ tải không theo thứ tự thời gian tính các mức phụ tải theo thứ tự giảm dần để hình thành một mô hình phụ tải tích lũy. Mô hình phụ tải này (Hình 3.9) được biết đến như một đường cong biến đổi phụ tải đỉnh ngày, nếu phụ tải đỉnh hàng ngày được sử dụng (hay còn gọi là biểu đồ phụ tải đỉnh ngày kéo dài) hoặc như là đường cong khoảng thời gian phụ tải, nếu phụ tải hàng giờ (hoặc nửa giờ) được sử dụng (hay còn gọi là biểu đồ phụ tải đỉnh giờ kéo dài).



Thời gian phụ tải đỉnh cao hơn giá trị phụ tải tương ứng với 365 ngày

Hình 3.6 Đường cong phụ tải tích lũy

Trong đó:

p_i - xác suất của trường hợp công suất thiếu hụt bằng c_i

t_i - chỉ số ngày trong năm có phụ tải đỉnh lớn hơn giá trị công suất tương ứng ở trục tung.

a) Mô hình phụ tải theo thứ tự thời gian:

a1. Theo cơ sở ngày:

Trong cách tiếp cận này, phụ tải được mô phỏng theo từng ngày trong năm. Dữ liệu đầu vào có thể được cung cấp theo hai cách:

- Nhập trực tiếp giá trị phụ tải đỉnh của từng ngày (tổng cộng 365 giá trị).

- Sử dụng mô hình phân cấp gồm: phụ tải đỉnh năm, tỷ lệ phụ tải theo tuần, và tỷ lệ phụ tải theo từng ngày trong tuần.

Từ các dữ liệu này, phụ tải của từng ngày trong năm sẽ được xác định. Quá trình mô phỏng thường sử dụng phương pháp Monte-Carlo để phản ánh tính ngẫu nhiên và biến động của phụ tải theo ngày.

a2. Theo cơ sở giờ:

Tương tự như cách tiếp cận theo ngày, mô hình phụ tải theo giờ cho phép mô phỏng chi tiết hơn, ở mức từng giờ trong năm (tổng cộng 8.760 giá trị). Dữ liệu đầu vào có thể được nhập trực tiếp hoặc xác định theo các bước phân cấp:

- Từ phụ tải đỉnh năm, xác định tỷ lệ phụ tải theo tuần.
- Từ phụ tải theo tuần, tiếp tục chia theo ngày, sau đó là theo từng giờ trong ngày.

Cách tiếp cận này cung cấp đầu vào chính xác và chi tiết cho các mô hình mô phỏng, đặc biệt khi kết hợp với thuật toán Monte-Carlo để đánh giá xác suất và độ tin cậy của phụ tải trong hệ thống.

b) Mô hình phụ tải không theo thứ tự thời gian:

Khác với các mô hình mô phỏng theo trình tự ngày hoặc giờ, mô hình phụ tải không theo thứ tự thời gian sử dụng đường cong phụ tải tích lũy để mô phỏng sự biến thiên của phụ tải mà không gắn với mốc thời gian cụ thể. Đây là cách tiếp cận mang tính thống kê, tập trung vào phân bố xác suất của các mức phụ tải.

Dữ liệu đầu vào của mô hình bao gồm:

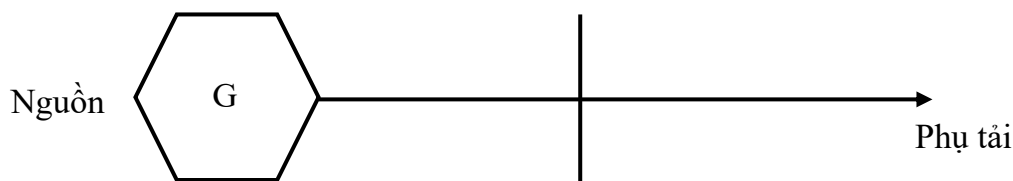
- Số mức phụ tải cần xét.
- Giá trị của từng mức phụ tải.
- Xác suất tích lũy tương ứng với mỗi mức tải.

Trong quá trình mô phỏng, phương pháp Monte-Carlo được sử dụng để chọn ngẫu nhiên mức phụ tải tương ứng với mỗi lần thử, dựa trên phân bố xác suất đã định. Kết quả thu được là giá trị phụ tải đại diện cho một trạng thái phụ tải cụ thể trong không gian xác suất.

Cách mô hình này thường được sử dụng trong các bài toán phân tích xác suất hệ thống điện khi không yêu cầu mô phỏng chi tiết theo trình tự thời gian.

3.4. Mô hình thuật toán đánh giá độ tin cậy của nguồn điện sử dụng phương pháp Monte-Carlo

Đây là dạng bài toán không tính đến ràng buộc về các đường dây truyền tải, sử dụng mô hình với giả thiết rằng tất cả các tổ máy và tất cả các phụ tải được nối vào cùng một nút. Giả thiết này giúp cho quá trình phân tích, tính toán, lập trình,... trở nên dễ dàng hơn để tính các chỉ tiêu tin cậy theo phương pháp xác suất



Hình 3.7 Mô hình HTĐ tính toán sử dụng trong mô phỏng Monte-Carlo

3.4.1. Bài toán đánh giá độ tin cậy nguồn điện theo mô phỏng Monte Carlo

a) Các số liệu đầu vào

a1. Các số liệu nguồn điện:

- + Công suất tổ máy g: C_g ;
- + Giá trị FOR của các tổ máy: FOR_g ;
- + Số tổ máy ($g = 1, NG$).

a2. Các số liệu phụ tải:

- + Số mức tải của NM;
- + Các giá trị mức phụ tải: L_m ($m = 1..NM$);
- + Xác suất tích lũy ứng với mức phụ tải: P_m ($m = 1..NM$).

a3. Các số liệu về điều kiện dừng mô phỏng:

- + Số lần mô phỏng tối đa: NS_{max} ;
- + Sai số cho trước: ϵ .

b) Các số liệu đầu ra: là các chỉ tiêu đánh giá độ tin cậy hệ thống điện

- + Xác suất mất tải: LOLP;
- + Kỳ vọng mất tải: LOLE (ngày/năm).

3.4.2. Mô hình thuật toán

Thủ tục mô phỏng được thực hiện theo các bước sau:

- + Bước 0: Gán các giá trị $H = 0$, $N = 0$; Nhập I (H: số lần thiếu công suất, N: số lần mô phỏng, I: số lần đặt mô phỏng monte carlo);
- + Bước 1: Tạo 1 số ngẫu nhiên U trong khoảng $[0,1]$;
- + Bước 2: Nếu $U < FOR$, thì tổ máy ở trạng thái “xuống”, giá trị công suất là $CG = 0$ và ngược lại nếu $U \geq FOR$, thì tổ máy ở trạng thái “lên” và nhận công suất $CG = C_1$;
- + Bước 3: Lặp lại các bước 1 và 2 cho M tổ máy, nhận được các giá trị công suất của M tổ máy;
- + Bước 4: Công suất nguồn của hệ thống $C = \sum_1^M CG_g$
- + Bước 5: So sánh 2 giá trị công suất nguồn và phụ tải. Nếu nguồn < tải thì số lần

thiếu công suất $H = H + 1$;

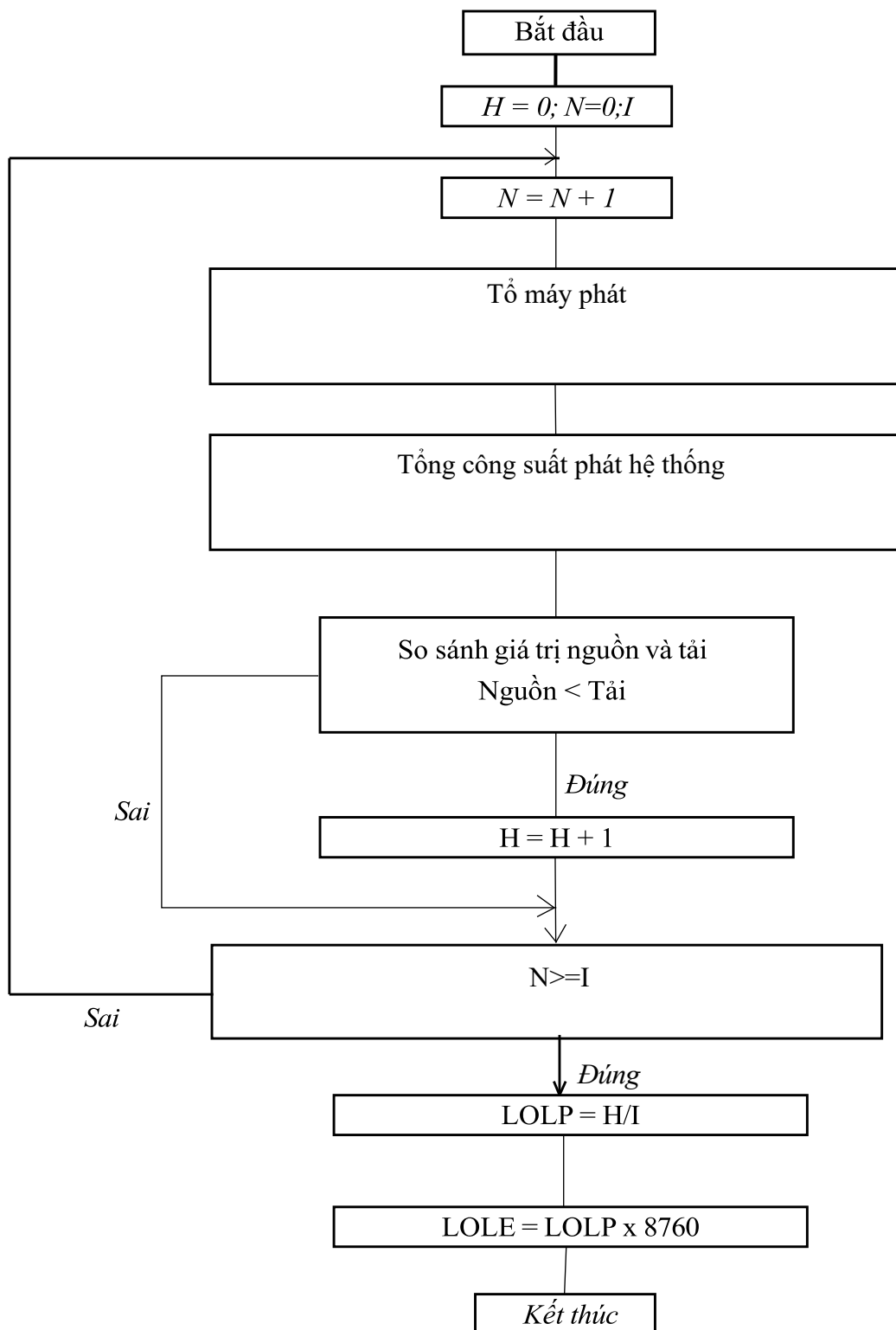
+ Bước 6: Số lần mô phỏng $N = N + 1$;

+ Bước 7: Lặp lại các bước từ 1 đến 10 cho đến khi xuất hiện điều kiện dừng thuật toán

+ Bước 8: Tính giá trị $LOLP = (\text{số lần thiếu công suất} / \text{số lần mô phỏng}) = H/I$

+ Bước 9: Tính giá trị $LOLE = LOLP \times 8760$

Sơ đồ thuật toán mô phỏng Monte Carlo (Tham khảo từ luận văn thạc sĩ của tác giả Phạm Vũ Long) như sau:



Hình 3.8 Sơ đồ khối thuật toán mô phỏng Monte-Carlo

CHƯƠNG 4: KẾT QUẢ MÔ PHỎNG ĐỘ TIN CẬY CỦA NGUỒN ĐIỆN VÀ MỘT SỐ GIẢI PHÁP NÂNG CAO ĐỘ TIN CẬY CỦA HTĐ VIỆT NAM

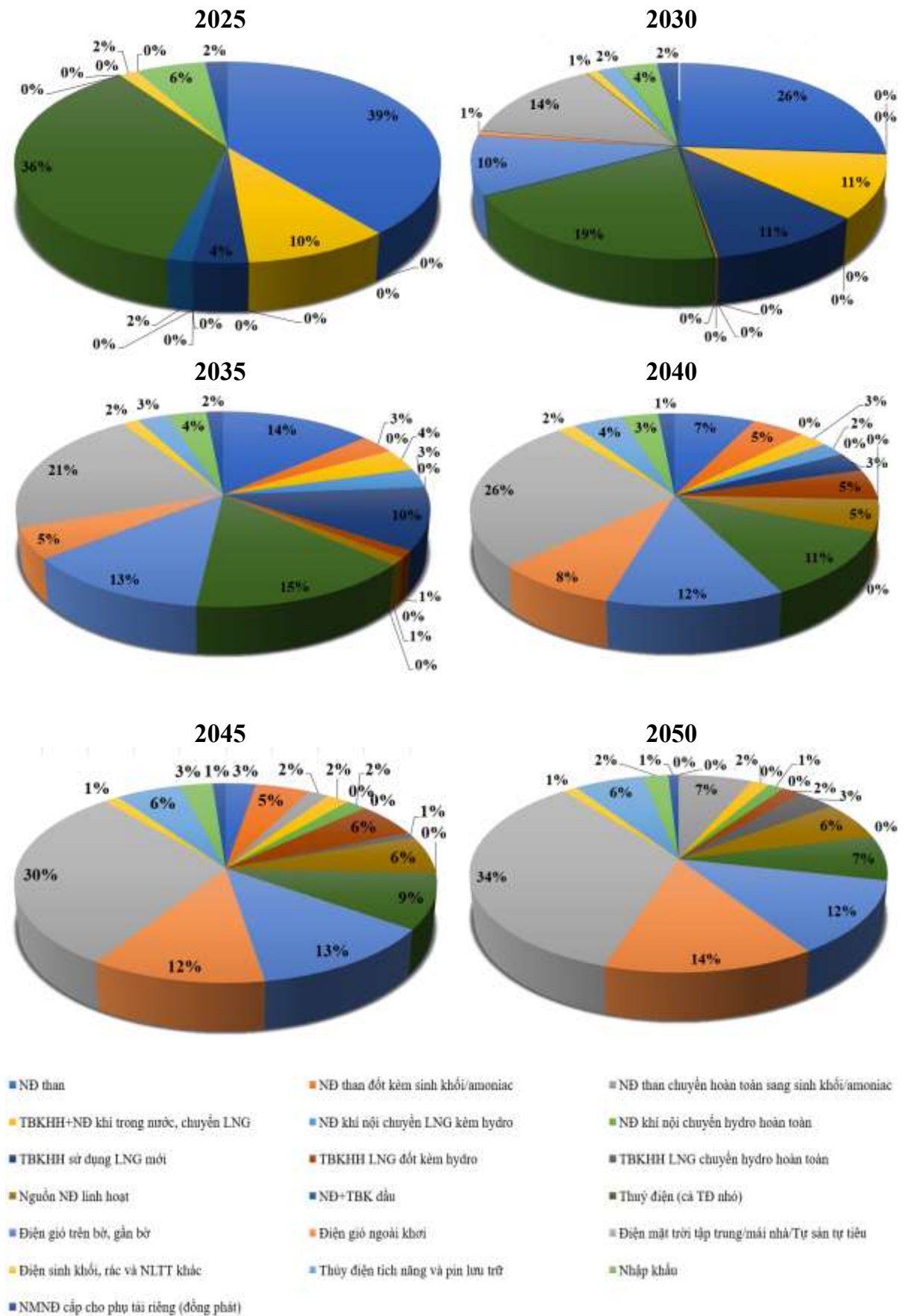
4.1. Số liệu đầu vào

4.1.1. Dữ liệu nguồn điện

Danh mục các loại hình nhà máy điện trong hệ thống nguồn điện Việt Nam đến năm 2050 được lập trên cơ sở: thống kê hiện trạng hệ thống nguồn điện Việt Nam; Định hướng phát triển nguồn điện trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030 Tầm nhìn đến năm 2050.

Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2035	2040	2045	2050
NĐ than	28757	36927	29937	22137	10435	0
NĐ than đốt kèm sinh khối/amoniac	0	0	6990	14790	18642	0
NĐ than chuyển hoàn toàn sang sinh khối/amoniac	0	0	0	0	6990	32432
TBKHH+NĐ khí trong nước, chuyển LNG	7076	14930	7900	7900	7900	7900
NĐ khí nội chuyển LNG kèm hydro	0	0	7030	7030	0	0
NĐ khí nội chuyển hydro hoàn toàn	0	0	0	0	7030	7030
TBKHH sử dụng LNG mới	2700	14850	22700	9800	0	0
TBKHH LNG đốt kèm hydro	0	0	2700	15600	21900	9000
TBKHH LNG chuyển hydro hoàn toàn	0	0	0	0	3500	16400
Nguồn NĐ linh hoạt	0	300	2700	15900	24000	30900
NĐ+TBK dầu	1221	0	0	0	0	0
Thủy điện (cả TĐ nhỏ)	26795	27346	33354	34414	35139	36016
Điện gió trên bờ, gần bờ	0	13925	28000	36900	49150	60050
Điện gió ngoài khơi	0	1000	11000	25500	45500	70000
Điện mặt trời tập trung/mái nhà/Tự sản tự tiêu	0	19691	46166	77666	116124	168594
Điện sinh khối, rác và NLTT khác	1180	1430	3290	4960	5210	6015
Thủy điện tích năng và pin lưu trữ	50	2700	6000	13500	22500	30650
Nhập khẩu	4453	5000	7742	10242	11042	11042
NMND cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	1450	2700	3300	4500	4500	4500
Nhu cầu toàn quốc (Pmax)	59318	90512	119389	147095	169509	185187
Tổng công suất đặt toàn quốc	104989	140799	218809	300839	389562	490529

Bảng 4.1 Công suất đặt nguồn điện - phụ tải cơ sở (MW)

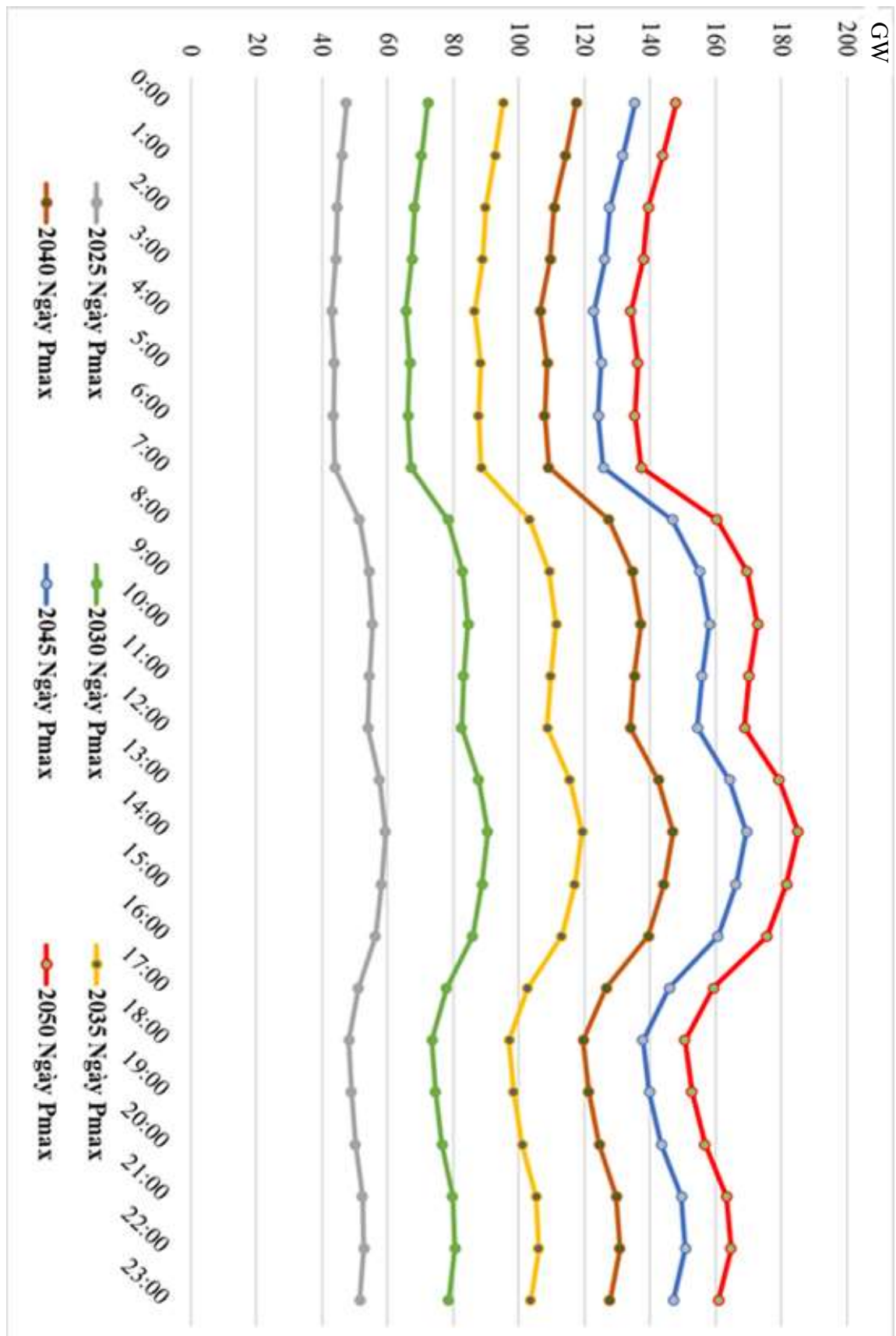


Hình 4.1 Biểu đồ cơ cấu công suất đặt nguồn điện – phụ tải cơ sở NQ81 (%)

4.1.2. Dữ liệu phụ tải đỉnh

Giờ	2025	2030	2035	2040	2045	2050
0:00	47.402	72.325	95.332	117.529	135.416	147.969
1:00	46.121	70.37	92.756	114.352	131.756	143.969
2:00	44.713	68.223	89.925	110.862	127.734	139.576
3:00	44.219	67.469	88.931	109.637	126.323	138.033
4:00	43.003	65.613	86.486	106.622	122.85	134.238
5:00	43.828	66.788	88.331	108.721	125.167	136.351
6:00	43.525	66.326	87.719	107.968	124.3	135.407
7:00	44.015	67.157	88.52	109.131	125.74	137.396
8:00	51.392	78.414	103.358	127.423	146.816	160.426
9:00	54.317	82.875	109.239	134.673	155.169	169.554
10:00	55.381	84.5	111.38	137.313	158.211	172.877
11:00	54.552	83.235	109.712	135.257	155.842	170.289
12:00	54.08	82.514	108.762	134.086	154.493	168.814
13:00	57.492	87.72	115.625	142.546	164.24	179.465
14:00	59.318	90.512	119.389	147.095	169.509	185.187
15:00	58.206	88.809	117.06	144.316	166.28	181.694
16:00	56.284	85.877	113.195	139.551	160.789	175.694
17:00	51.085	77.945	102.74	126.662	145.938	159.467
18:00	48.261	73.636	97.06	119.658	137.87	150.65
19:00	48.947	74.682	98.439	121.359	139.829	152.791
20:00	50.254	76.677	101.069	124.602	143.565	156.873
21:00	52.351	79.876	105.286	129.8	149.554	163.418
22:00	52.789	80.545	106.167	130.886	150.806	164.785
23:00	51.529	78.623	103.634	127.763	147.207	160.854
Điện nhận (GWh)	378.321	566.991	765.797	945.937	1.092.158	1.224.254
Pmax (MW)	59.318	90.512	147.095	147.095	169.509	185.187

Bảng 4.2 Biểu đồ phụ tải đỉnh toàn quốc các năm dự báo (Đơn vị MW)



Hình 4.2 Biểu đồ phụ tải đỉnh toàn quốc các năm dự báo – phụ tải cơ sở NQ81 (GW)

Nhu cầu công suất hệ thống điện Việt Nam dự báo đến năm 2050 là **185.187 MW** (Định hướng phát triển nguồn điện trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030 Tầm nhìn đến năm 2050). Phụ tải hệ thống điện Việt Nam năm 2025 đến 2050 đưa vào tính toán độ tin cậy hệ thống nguồn điện được mô tả bằng đồ thị phụ tải đỉnh toàn quốc các năm dự báo.

4.2. Giới thiệu tổng quan phần mềm DigSILENT Power Factory

4.2.1. Giới thiệu chung

Phần mềm tính toán PowerFactory, được viết bởi DigSILENT, là một công cụ kỹ thuật hỗ trợ máy tính để phân tích hệ thống truyền tải, phân phối và hệ thống điện công nghiệp. Nó được thiết kế như một gói phần mềm tích hợp và tương tác tiên tiến dành riêng cho hệ thống điện và phân tích điều khiển nhằm đạt các mục tiêu chính của việc lập kế hoạch và tối ưu hóa vận hành.

DigSILENT, do Martin Schmiegel thành lập năm 1985, đã phát triển thành sản xuất phần mềm phân tích hệ thống điện hạng nhất quốc tế “Made in Germany”. Digsilent là một công ty tư nhân hoàn toàn độc lập nằm ở Gomaringen gần Stuttgart, Đức, nơi các văn phòng mới đã đi vào hoạt động từ đầu năm 2002. Digsilent là từ viết tắt của “Digital SimuLation of Electrical Networks”.

4.2.1.1. Ứng dụng của phần mềm DigSILENT

Power Factory cung cấp một nền tảng để mô hình hóa và mô phỏng các hệ thống máy phát, truyền tải, phân phối và công nghiệp.

Ngoài ra còn có các chức năng như:

- Tính toán trào lưu công suất.
- Đánh giá độ tin cậy.
- Mô phỏng RMS/EMT.
- Đánh giá trạng thái (State Estimation).
- Phân tích các chế độ đột biến (Contingency Analysis).
- Tính toán ổn định của hệ thống.

Bên cạnh đó, Power Factory cũng hỗ trợ một tập hợp các giao diện với các phần mềm khác (MATLAB, Python...) để trao đổi dữ liệu và điều khiển từ xa.

4.2.1.2. Các chức năng của phần mềm

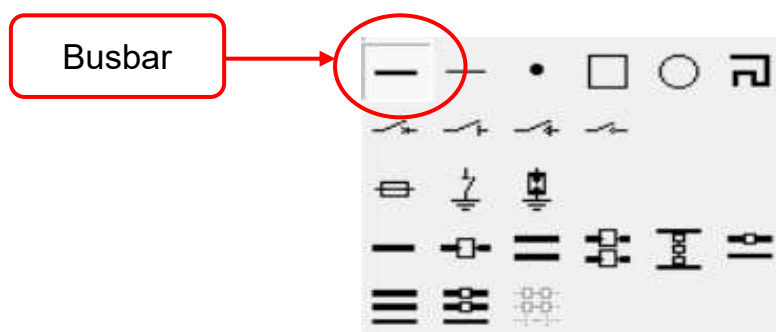
- Phân tích dòng tải, cho phép chia lưới và hỗn hợp các mạng AC và / hoặc DC 3 pha.
- Phân tích mạng điện áp thấp.
- Phân tích ngắn mạch, cho mạng xoay chiều nối lưới và hỗn hợp 1-, 2- và 3 pha.

- Phân tích sóng hài.
- Mô phỏng RMS (mô phỏng miền thời gian để phân tích độ ổn định).
- Mô phỏng EMT (mô phỏng miền thời gian của quá độ điện từ).
- Nhận dạng thông số mô hình.
- Phân tích dự phòng.
- Phân tích độ tin cậy.
- Phân tích tính thích hợp của thể hệ.
- Dòng công suất tối ưu.
- Phân tích bảo vệ.

4.2.2. Hướng dẫn cài đặt một số thông số trong phần mềm DlgSILENT PowerFactory

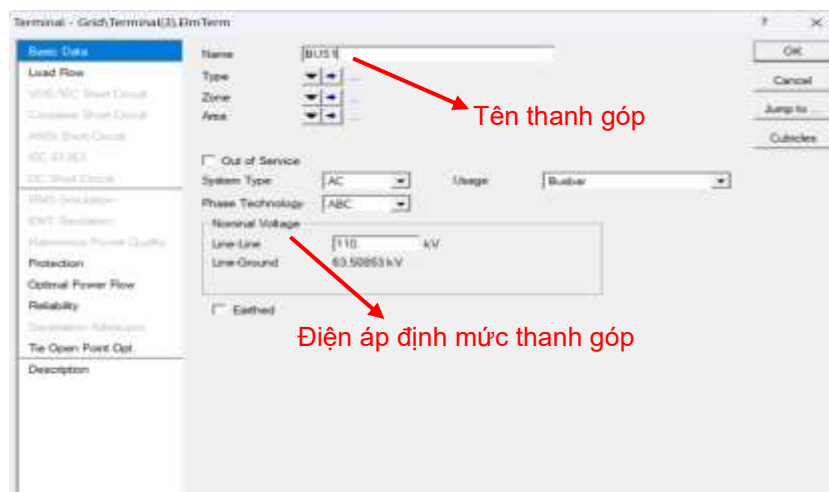
4.2.2.1. Cài đặt thanh góp Busbar

Trên thanh công cụ bên phải, tìm biểu tượng Busbar (hình thanh ngang), Nhấp vào biểu tượng, sau đó click vào vùng vẽ để chèn vào sơ đồ.



Hình 4.3 Kí hiệu thanh góp

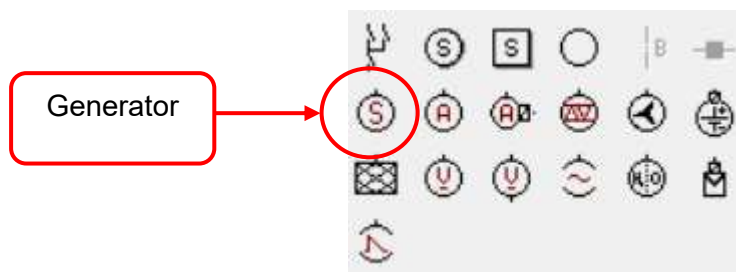
Sau khi chọn thanh góp, ta cài đặt thông số cho thanh góp bằng các **Double-click** vào biểu tượng thanh góp vừa chèn, hộp thoại cài đặt sẽ hiện ra.



Hình 4.4 Cài đặt thông số cho thanh góp

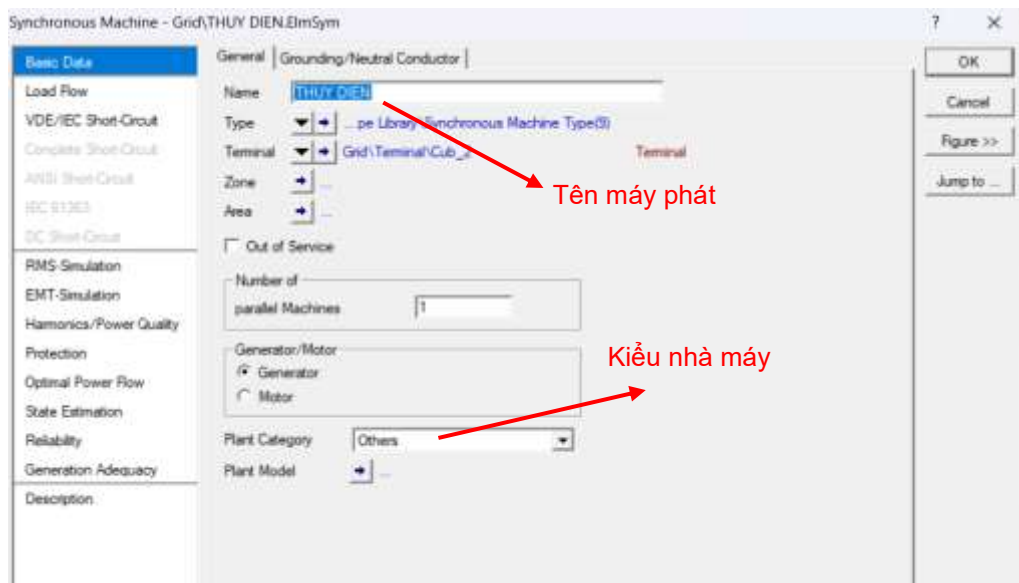
4.2.2.2. Cài đặt Máy phát:

Trong cửa sổ Graphic Page, chọn biểu tượng Generator (thường là một biểu tượng hình tròn có chữ “S”). Có thể chọn loại: Synchronous Generator, Asynchronous Generator, hoặc các model đặc biệt hơn. Thường sử dụng ElmGenstat (generator đơn giản, máy phát đồng bộ không điều khiển) hoặc ElmSym (máy phát đồng bộ chi tiết hơn). Click vào sơ đồ để đặt vị trí máy phát.



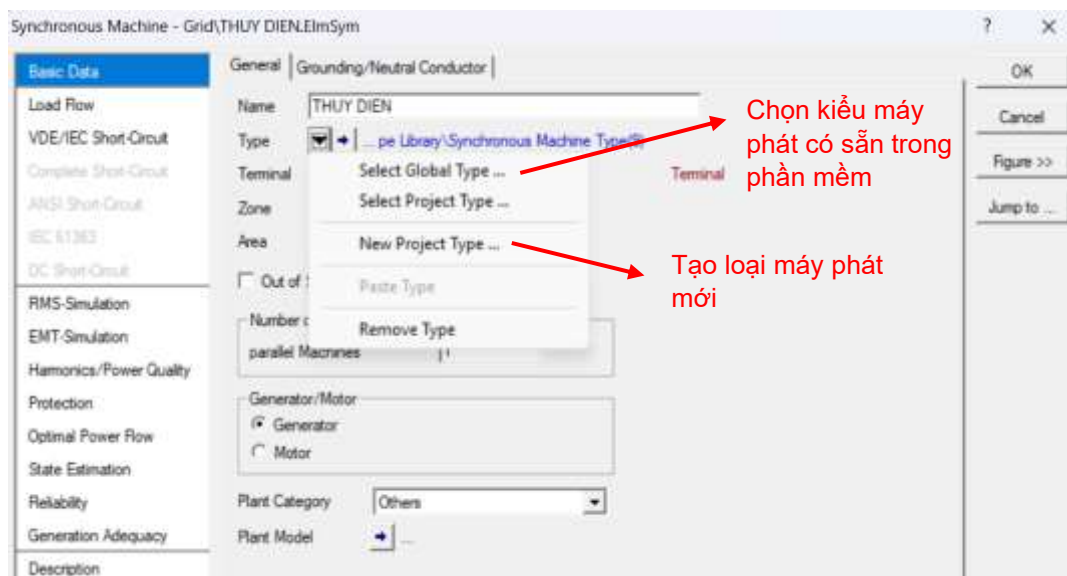
Hình 4.5 Kí hiệu máy phát

Để cài đặt máy phát đồng bộ cho các máy phát thủy điện, nhiệt điện thì ta có loại máy phát đồng bộ và không đồng bộ....cài đặt thông số máy phát như sau:



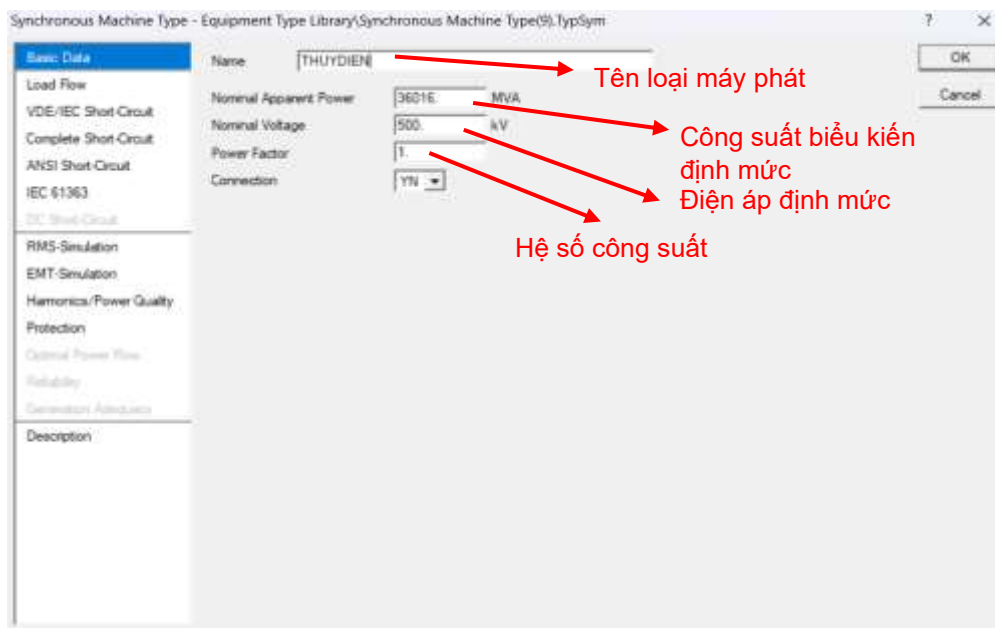
Hình 4.6 Cài đặt tên máy phát và kiểu nhà máy

Tại mục **Basic Data > Type > Chọn New Project Type** để cài đặt mới các thông số cho loại máy phát, ngoài ra có thể chọn **Global Type** để chọn các thông số có sẵn của phần mềm.



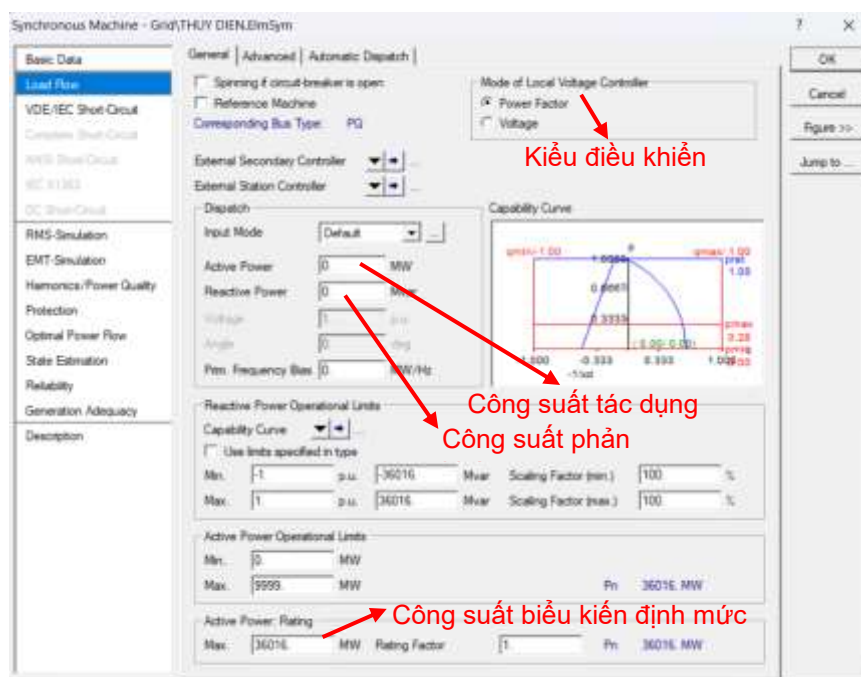
Hình 4.7 Cài đặt loại máy phát

Cài đặt lần lượt các mục công suất biểu kiến đỉnh mức, điện áp định mức và hệ số công suất như hình dưới:



Hình 4.8 Cài đặt thông số máy phát

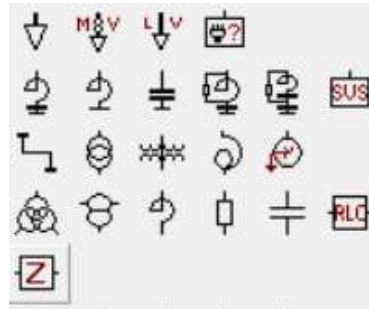
Tiếp theo, ở mục **Load Flow** ta cài đặt công suất tác dụng của máy phát ở mục **Active Power**, công suất phản kháng của máy phát ở mục **Reactive Power**. Ở mục **Mode of Local Voltage Controller** ta chọn **PV** hoặc **PQ**. Tích chọn **Reference Machine** nếu đây là máy phát cân bằng công suất và tần số (thường 1 hệ thống sử dụng 1 máy phát loại này) còn được gọi là **SL: Slack**.



Hình 4.9 Cài đặt công suất máy phát

4.2.2.3. Cài đặt Máy biến áp, phụ tải và đường dây :

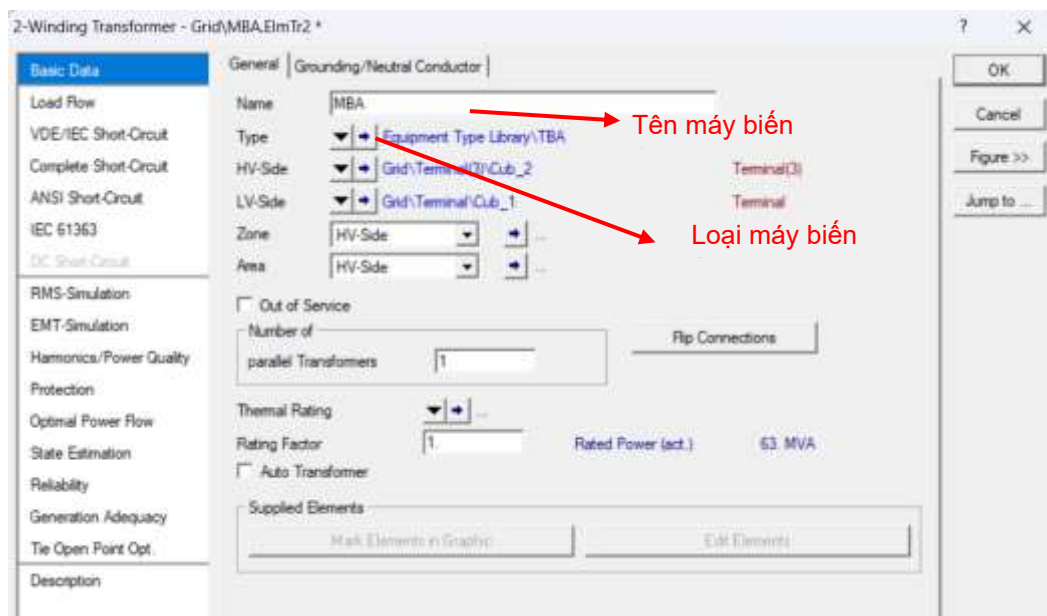
Biểu tượng của máy biến áp, phụ tải và đường dây



Hình 4.10 Cài biểu tượng máy biến áp, đường dây và phụ tải...

a) Cài đặt máy biến áp:

Tương tự như cài đặt máy phát ta cũng có đặt tên (Name), chọn loại (Type). Khi cài đặt mới máy biến áp (New Project Type) ta cài đặt các thông số như: công suất máy biến áp, điện áp các phía.



Hình 4.11 Cài đặt thông số máy biến áp

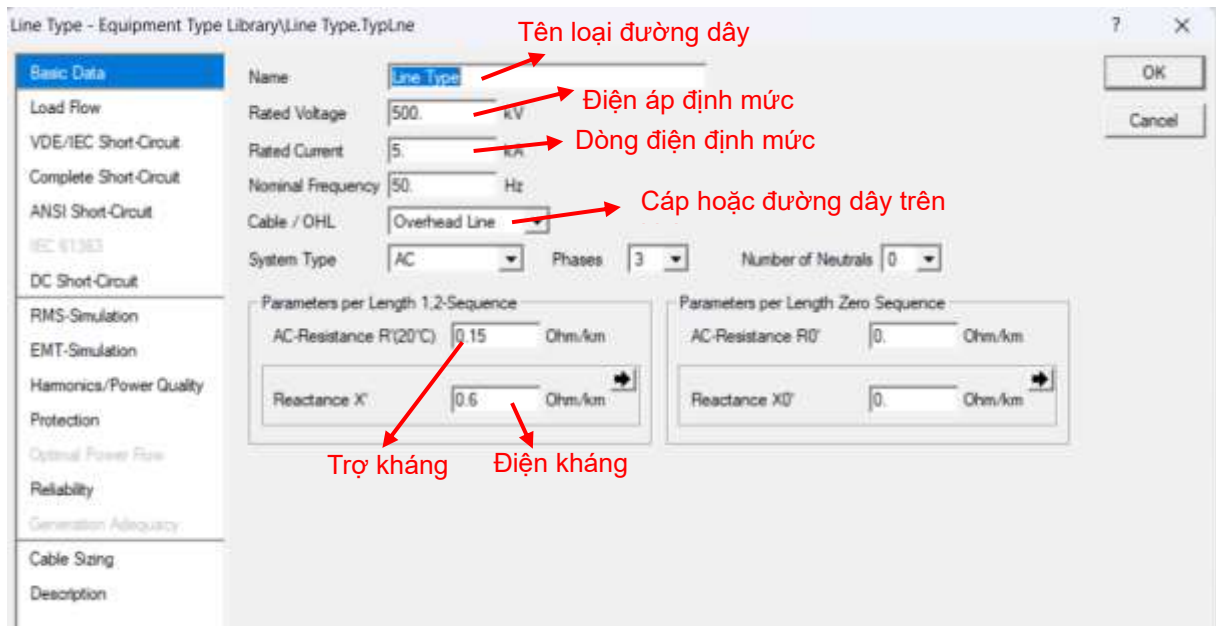
Hình 4.12 Các thông số cần cài đặt trong mục tạo loại máy biến áp mới

b) Cài đặt đường dây:

Sau khi vẽ được đường dây thì click đúp vào đường dây, sẽ xuất hiện hộp thoại và ta cài đặt các thông số: tên đường dây, loại dây, số đường dây, chiều dài, điện áp...

Resulting Values	
Rated Current (act.)	5 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0.6184658 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	75.96375 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.15 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0.6 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0 A
Earth Factor, Magnitude	0.3333333
Earth Factor, Angle	180 deg

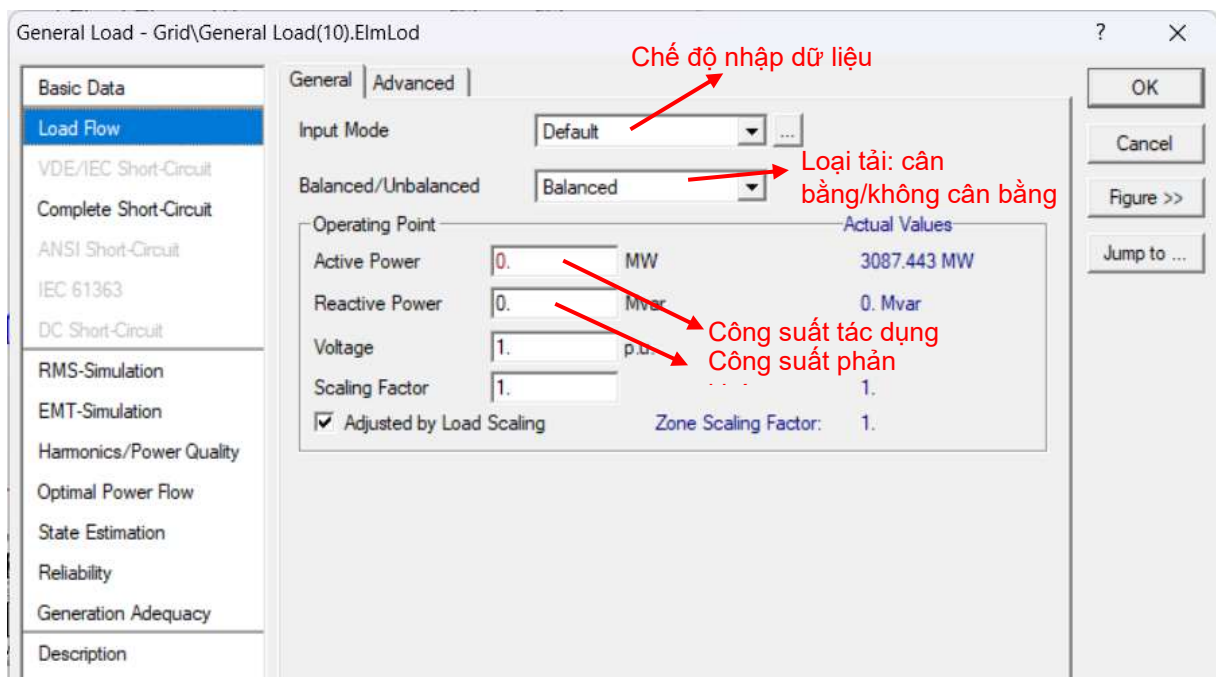
Hình 4.13 Cài đặt thông số đường dây



Hình 4.14 Cài đặt thông số loại đường dây

c) Cài đặt phụ tải:

Để cài đặt phụ tải, trước tiên ta chọn biểu tượng phụ tải để vẽ trên lưới, sau đó click đúp vào biểu tượng đã vẽ và tiến hành cài đặt các thông số như hình dưới:



Hình 4.15 Cài đặt thông số phụ tải

4.2.3. Áp dụng module Generation Adequacy Analysis trong phần mềm DIgSILENT Power Factory để tính toán và đánh giá độ tin cậy của nguồn điện

Generation Adequacy Analysis là một module quan trọng được sử dụng để đánh giá khả năng đáp ứng nhu cầu phụ tải của hệ thống điện trong các kịch bản hoạt động khác nhau. Mục tiêu chính là để đánh giá hệ thống điện có đủ nguồn phát để cung cấp điện liên tục và ổn định trong các kịch bản hoạt động khác nhau hay không. Module này thường được sử dụng trong các nghiên cứu về đánh giá độ tin cậy cung cấp điện, phân tích rủi ro hệ thống hay trong quy hoạch phát triển nguồn,...

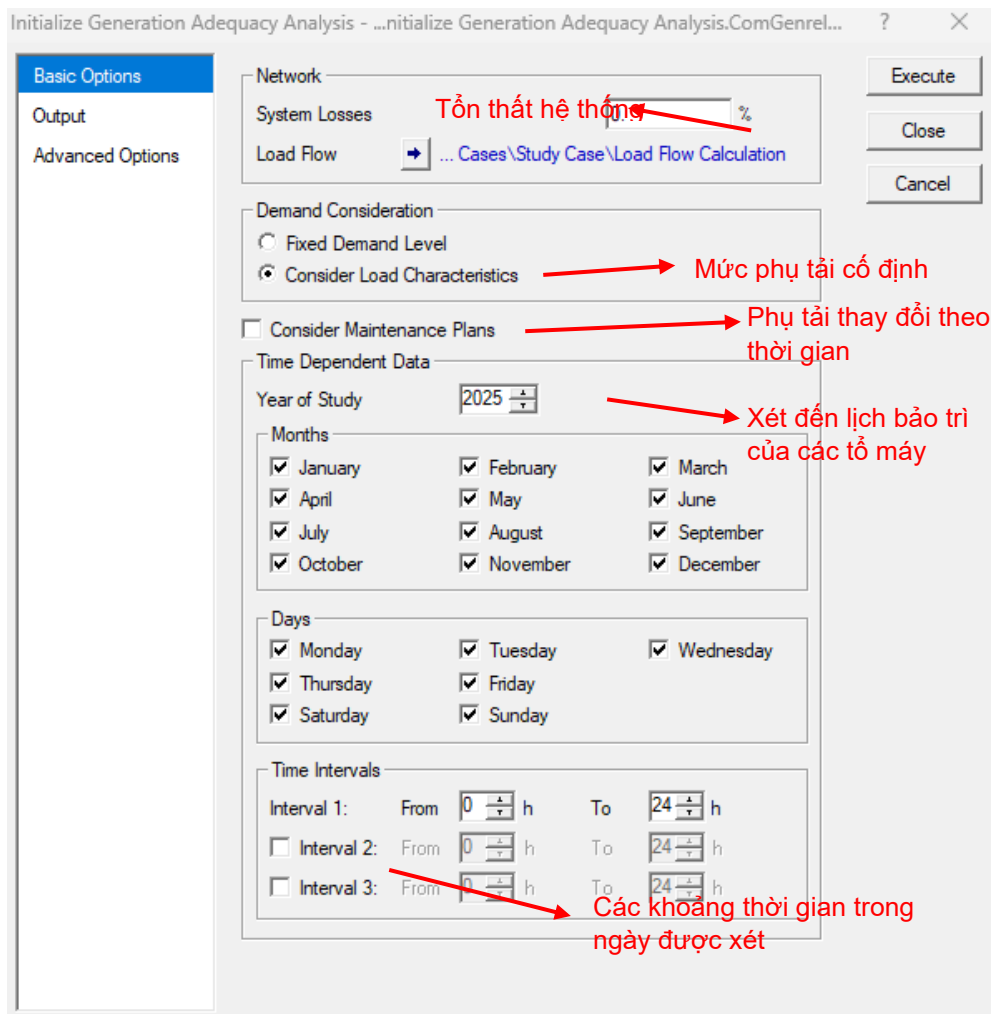
Các chỉ số đầu vào:

- Dữ liệu về nguồn: Công suất định mức, xác suất xảy ra sự cố, kế hoạch bảo trì,...
- Dữ liệu về phụ tải: Biểu đồ phụ tải, giá trị phụ tải cực đại,...
- Dữ liệu mô phỏng: Số lần lặp, tổn thất công suất hệ thống,...

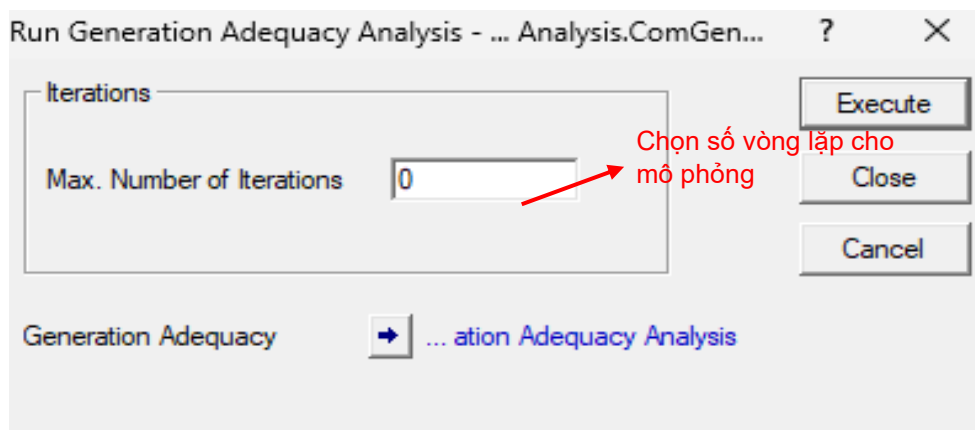
Các chỉ số đầu ra:

- Loss of Load Probability (LOLP): Xác suất mất tải.
- Expected Demand Not Supplied (EDNS): Nhu cầu phụ tải kỳ vọng không được đáp ứng.

Từ các kết quả phân tích dự trên module Generation Adequacy Analysis có thể giúp đưa ra các quyết định về đầu tư thêm nguồn mới để đảm bảo cung cấp điện, cách phân bổ nguồn dự phòng để nâng cao độ tin cậy hay lựa chọn cấu hình nguồn – tải tối ưu dựa trên độ tin cậy và chi phí.



Hình 4.16 Cài đặt thời gian



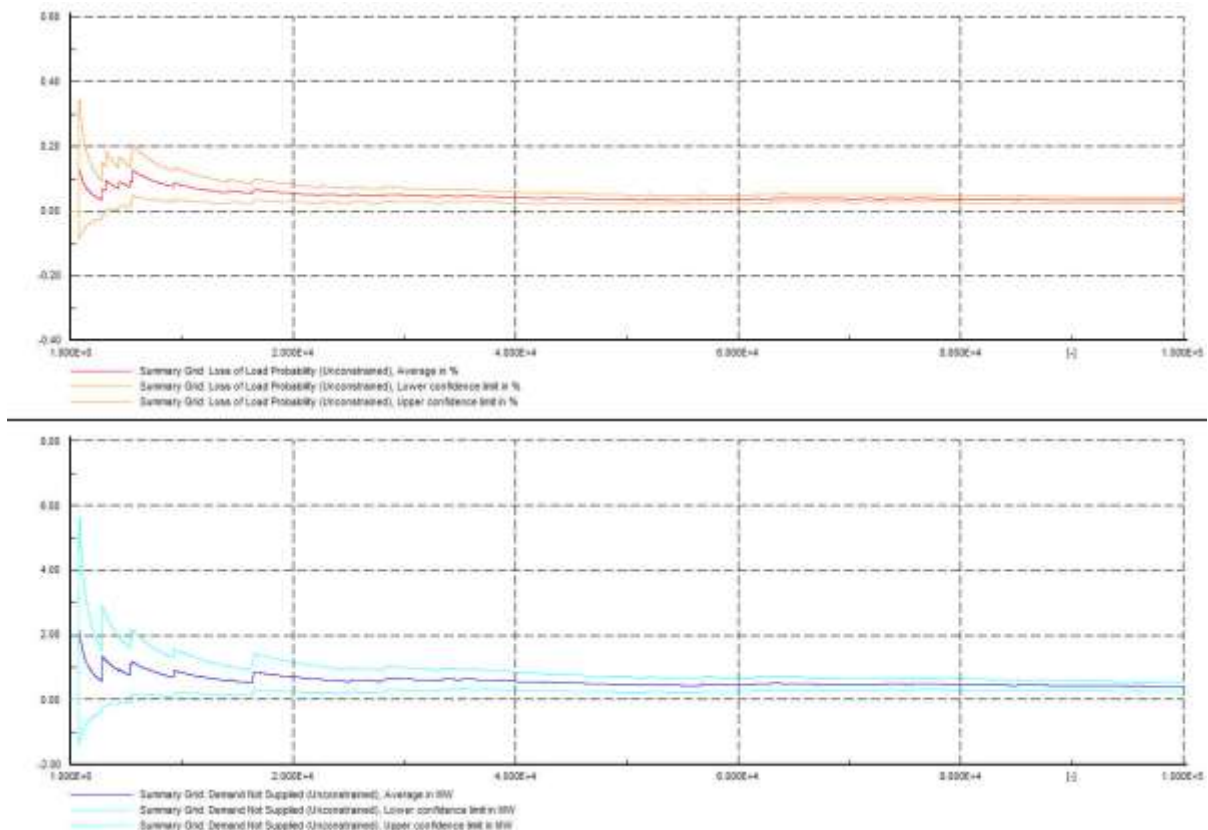
Hình 4.17 Cài đặt số lần lặp mô phỏng

4.3. Kết quả mô phỏng tính độ tin cậy của nguồn điện và nhận xét

4.3.1. Giai đoạn 2025

	Kết quả mô phỏng trên DIgSILENT	Kết quả mô phỏng trên Matlab
LOLP (%)	0.035	0.022
LOLE (Giờ/năm)	3.066	1.93

Bảng 4.3 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2025.



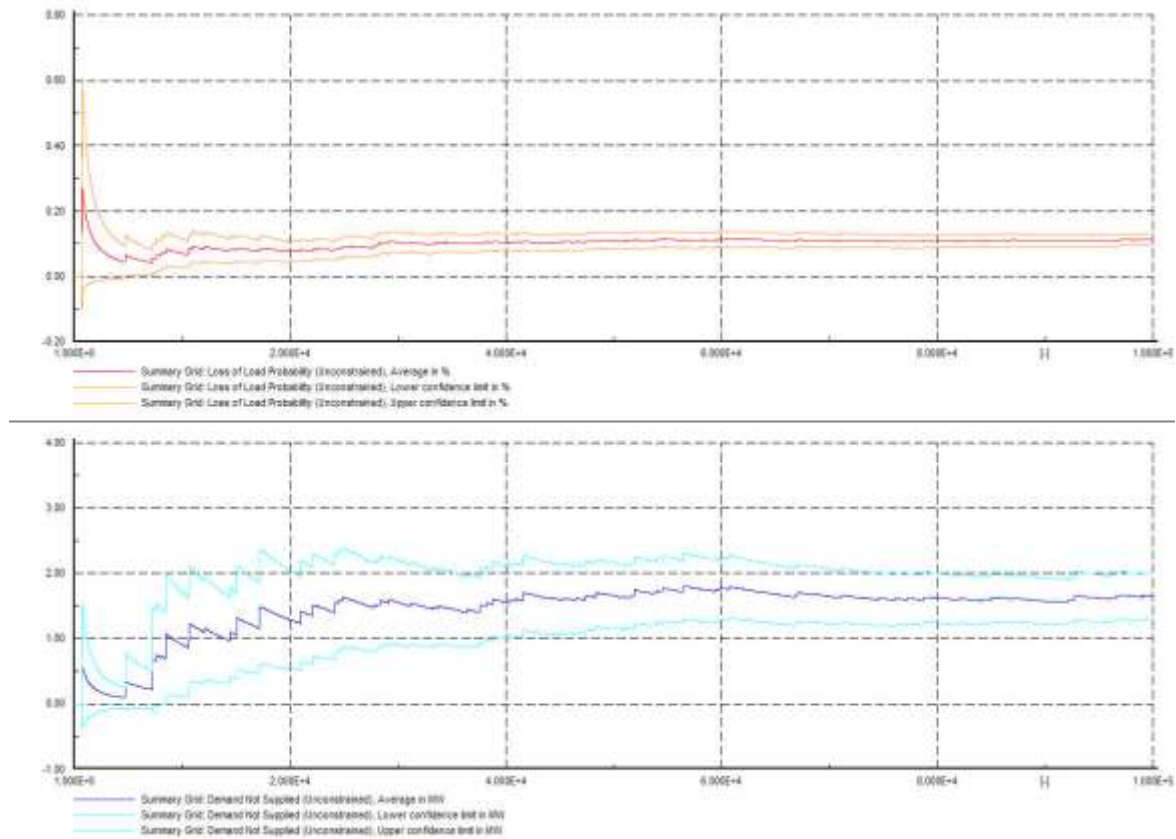
Hình 4.18 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2025

Nhận xét: Các chỉ số đều nằm trong giới hạn cho phép, hệ thống có độ tin cậy cao. Từ đồ thị, ta có thể thấy đường giới hạn trên và dưới của LOLP hội tụ nhanh cho thấy tính ổn định và độ tin cậy của phương pháp đánh giá.

4.3.2. Giai đoạn 2030

	Kết quả mô phỏng trên DIgSILENT	Kết quả mô phỏng trên Matlab
LOLP (%)	0.16	0.166
LOLE (Giờ/năm)	14.016	14.54

Bảng 4.4 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2030.



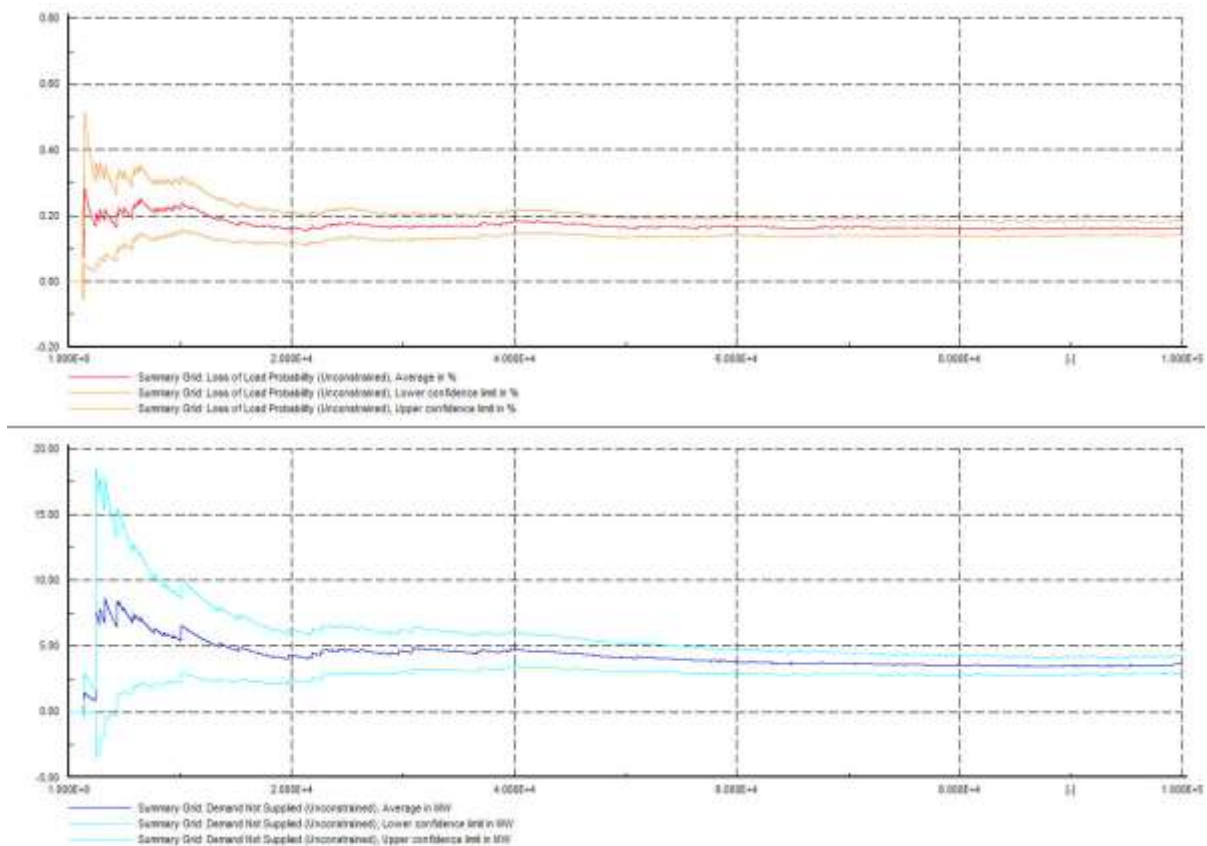
Hình 4.19 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2030

Nhận xét: Các chỉ số có tăng so với năm 2025 nhưng vẫn nằm trong giới hạn cho phép, hệ thống có độ tin cậy cao. Từ đồ thị, ta có thể thấy đường giới hạn trên và dưới của LOLP hội tụ nhanh cho thấy tính ổn định và độ tin cậy của phương pháp đánh giá.

4.3.1. Giai đoạn 2035

	Kết quả mô phỏng trên DIGSILENT	Kết quả mô phỏng trên Matlab
LOLP (%)	0.165	0.112
LOLE (Giờ/năm)	14.454	9.81

Bảng 4.5 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2035



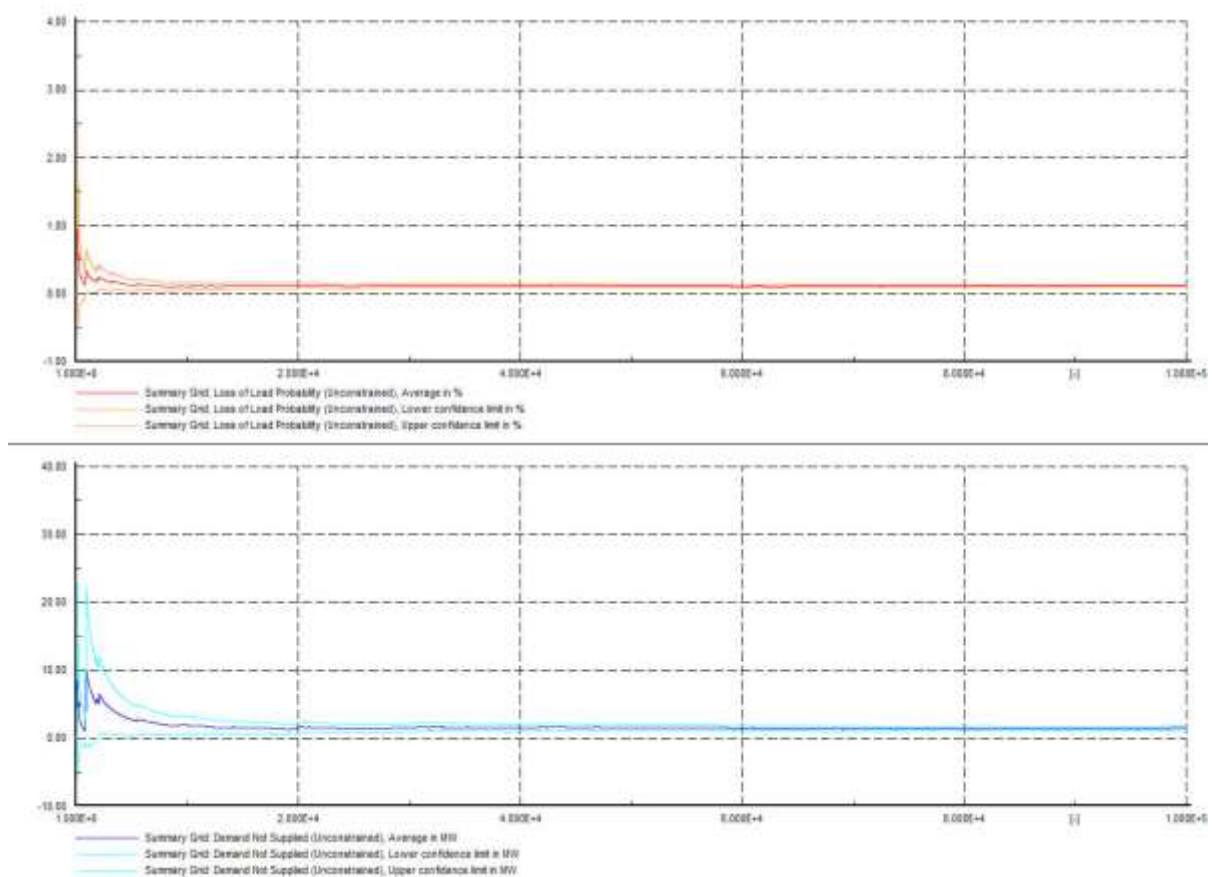
Hình 4.20 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2035

Nhận xét: Các chỉ số có tăng so với năm 2030 nhưng vẫn nằm trong giới hạn cho phép, hệ thống có độ tin cậy cao. Từ đồ thị, ta có thể thấy đường giới hạn trên và dưới của LOLP hội tụ nhanh cho thấy tính ổn định và độ tin cậy của phương pháp đánh giá.

4.3.2. Giai đoạn 2040

	Kết quả mô phỏng trên DIgSILENT	Kết quả mô phỏng trên Matlab
LOLP (%)	0.123	0.137
LOLE (Giờ/năm)	10.7748	12

Bảng 4.6 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2040.



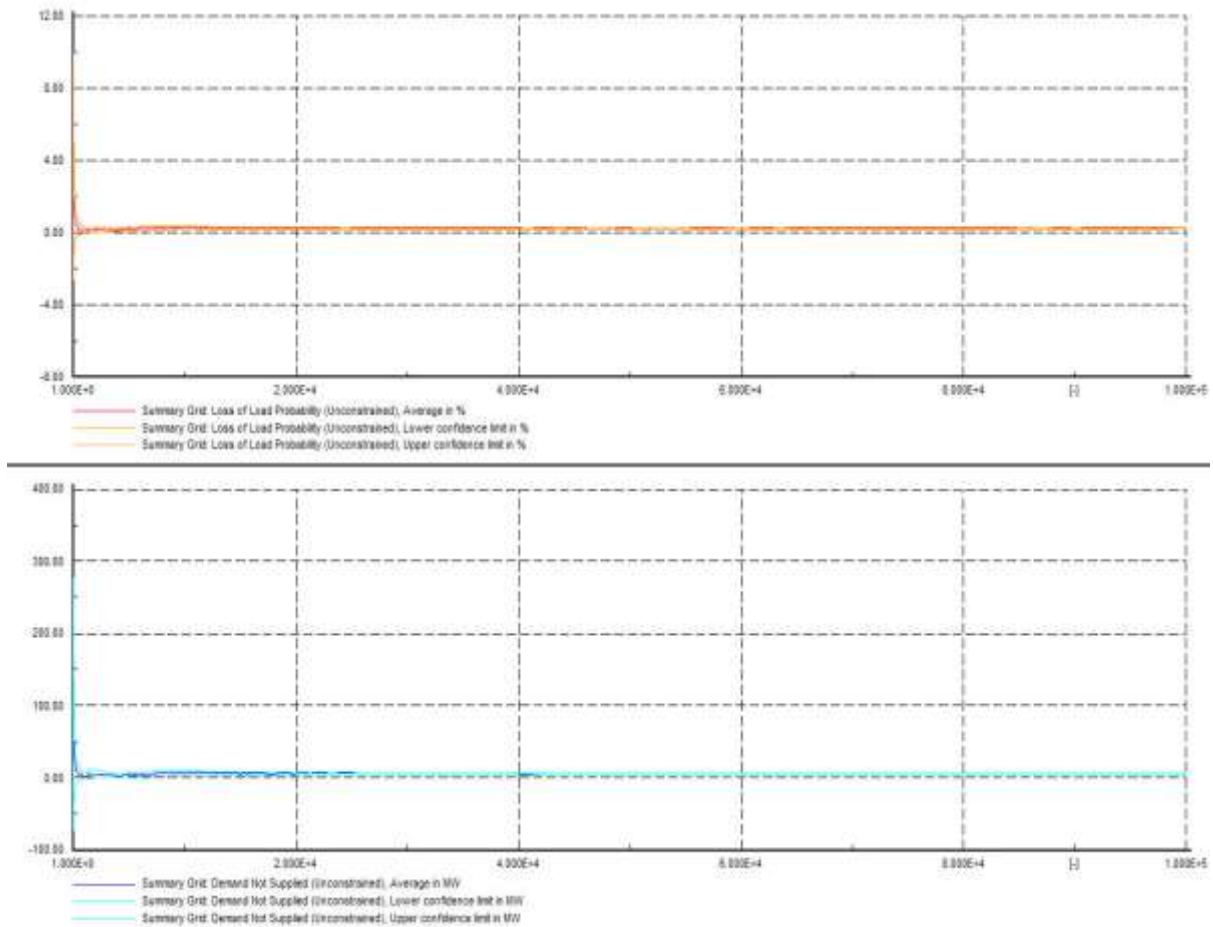
Hình 4.21 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2040

Nhận xét: Các chỉ số có tăng so với năm 2035 nhưng vẫn nằm trong giới hạn cho phép, hệ thống có độ tin cậy cao. Từ đồ thị, ta có thể thấy đường giới hạn trên và dưới của LOLP hội tụ nhanh cho thấy tính ổn định và độ tin cậy của phương pháp đánh giá.

4.3.3. Giai đoạn 2045

	Kết quả mô phỏng trên DIgSILENT	Kết quả mô phỏng trên Matlab
LOLP (%)	0.265	0.133
LOLE (Giờ/năm)	23.214	11.65

Bảng 4.7 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2045.



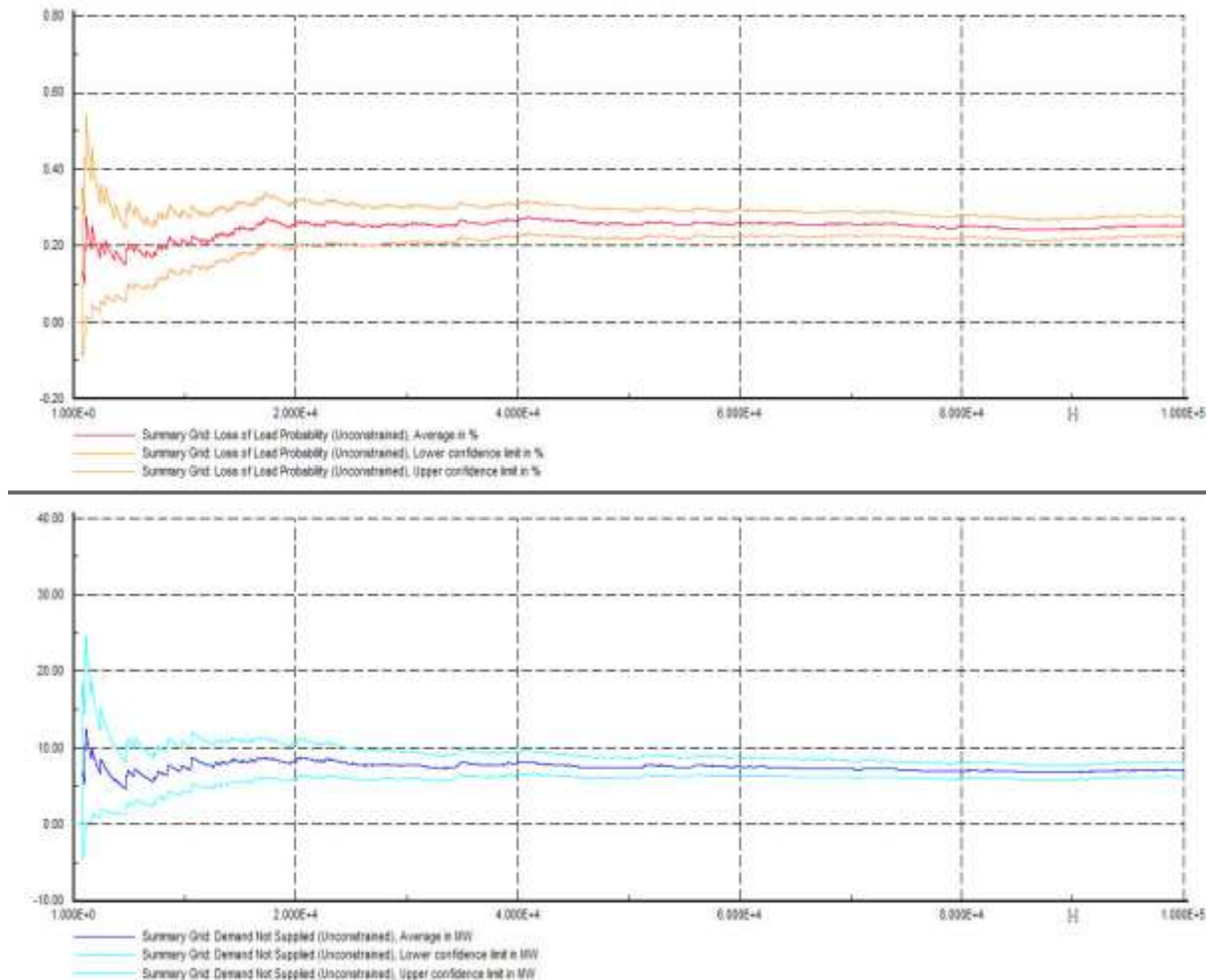
Hình 4.22 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2045

Nhận xét: Các chỉ số tăng cao so với năm 2040 và nằm ngoài phạm vi theo số liệu quy hoạch dài hạn của quy hoạch điện VIII. Vì vậy cần có 1 số giải pháp để đảm bảo độ tin cậy và giảm nguy cơ thiếu điện diện rộng. Từ đồ thị, ta cũng có thể thấy đường giới hạn trên và dưới của LOLP hội tụ nhanh cho thấy tính ổn định và độ tin cậy của phương pháp đánh giá.

4.3.4. Giai đoạn 2050

	Kết quả mô phỏng trên DIgSILENT	Kết quả mô phỏng trên Matlab
LOLP (%)	0.263	0.13
LOLE (Giờ/năm)	23.0388	11.39

Bảng 4.8 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2050.



Hình 4.23 Kết quả mô phỏng giai đoạn 2050

Nhận xét: Các chỉ số vẫn nằm ngoài phạm vi theo quy hoạch dài hạn của quy hoạch điện VIII. Vì vậy cần có 1 số giải pháp để đảm bảo độ tin cậy và giảm nguy cơ thiếu điện diện rộng. Từ đồ thị, ta cũng có thể thấy đường giới hạn trên và dưới của LOLP hội tụ nhanh cho thấy tính ổn định và độ tin cậy của phương pháp đánh giá.

4.4. Một số giải pháp nâng cao độ tin cậy cho HTĐ

Trong bối cảnh hệ thống điện ngày càng phức tạp, với sự gia tăng mạnh mẽ của nguồn năng lượng tái tạo và nhu cầu phụ tải không ngừng tăng cao, yêu cầu về độ đáng tin cậy cung cấp điện trở thành một trong những tiêu chí kỹ thuật quan trọng nhất trong quy hoạch, thiết kế và vận hành hệ thống điện. Độ đáng tin cậy của hệ thống không chỉ phản ánh khả năng cung cấp điện mà còn ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả kinh tế, an ninh năng lượng và sự hài lòng của khách hàng sử dụng điện.

Theo Quy hoạch điện VIII, đến năm 2030, hệ thống điện Việt Nam phải đáp ứng nhiều tiêu chí kỹ thuật khắt khe hơn so với giai đoạn trước, trong đó nổi bật là:

- Đảm bảo lưới điện truyền tải đạt tiêu chí N-1 trên toàn quốc, N-1-1 tại Hà Nội và TP.HCM.
- Kết nối năng lượng tái tạo phải đáp ứng Grid Code, bao gồm khả năng hỗ trợ điện áp, tần số và khả năng chịu sự cố (ride-through).
- Điện áp tại các trạm biến áp phải được duy trì trong giới hạn cho phép 100% từ năm 2030.
- Tăng cường các giải pháp lưu trữ năng lượng, điều khiển tự động hóa, dự báo chính xác công suất NLTT, điều độ linh hoạt và điều chỉnh phụ tải (Demand Response) để tăng tính thích nghi và độ linh hoạt của hệ thống điện.

Để thực hiện các mục tiêu này thì cần phải triển khai thực hiện đồng bộ các giải pháp kỹ thuật, từ khâu quy hoạch phát triển nguồn – lưới điện, đến ứng dụng công nghệ hiện đại trong giám sát, điều khiển, cũng như tối ưu hóa quá trình vận hành và quản lý phụ tải. Các giải pháp cần vừa đảm bảo tính khả thi về mặt kỹ thuật – kinh tế, vừa phù hợp với đặc điểm lưới điện Việt Nam đang phát triển theo mô hình phân tán, đa nguồn và chịu ảnh hưởng mạnh bởi các biến động từ nguồn năng lượng tái tạo. Từ đó ta có thể chia thành ba nhóm giải pháp chính để nâng cao độ tin cậy:

- Giải pháp về quy hoạch và phát triển nguồn lưới điện
- Giải pháp về ứng dụng khoa học công nghệ trong nâng cao độ tin cậy hệ thống
- Giải pháp về vận hành hệ thống và quản lý phụ tải.

4.4.1. Giải pháp về quy hoạch và phát triển nguồn lưới điện

Trong hệ thống điện, quy hoạch hợp lý và phát triển đồng bộ nguồn lưới là yếu tố then chốt để đảm bảo cung cấp điện ổn định. Thiếu cân đối giữa nguồn và phụ tải theo vùng hay hạ tầng lưới yếu có thể gây quá tải, mất điện cục bộ hoặc phải cắt giảm

nguồn tái tạo do không truyền tải được. Tình trạng này đã xảy ra tại nhiều khu vực phát triển nhanh. Do đó, cần có định hướng rõ ràng cho quy hoạch và đầu tư đồng bộ nguồn lưới. Bên cạnh đó, tăng cường liên kết lưới với các nước láng giềng như Lào, Campuchia, Trung Quốc cũng góp phần nâng cao độ tin cậy và đảm bảo cung cấp điện trong các tình huống khẩn cấp.

4.4.1.1. Xây dựng đồng bộ và đúng tiến độ các dự án phát triển nguồn lưới điện trong thời gian tới

Việc đầu tư không đồng bộ giữa các nhà máy điện và lưới truyền tải đã dẫn đến nhiều hệ lụy trong quá khứ như: không giải tỏa được công suất, cắt giảm công suất năng lượng tái tạo, hoặc quá tải lưới cục bộ gây mất điện. Trên thực tế, nhiều dự án điện tại Việt Nam đã từng bị chậm tiến độ do các nguyên nhân như vướng mắc về thủ tục đất đai, đền bù giải phóng mặt bằng, thiếu vốn, hoặc không hoàn thành hồ sơ kỹ thuật đúng hạn.

Theo Quy hoạch điện VIII, nhu cầu tăng trưởng điện năng tiêu thụ đến năm 2030 đòi hỏi phải bổ sung hàng chục GW công suất mới, trong đó bao gồm cả nguồn truyền thống và năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, việc xây dựng nhiều nhà máy điện sẽ không có ý nghĩa nếu lưới điện truyền tải không được phát triển tương ứng để giải tỏa công suất. Do đó, yêu cầu xây dựng đồng bộ và đúng tiến độ cả nguồn và lưới là điều kiện tiên quyết để đảm bảo độ đáng tin cậy cung cấp điện.

Giải pháp đặt ra là cần rút ngắn thời gian chuẩn bị đầu tư, đẩy nhanh phê duyệt kỹ thuật – môi trường – tài chính cho các dự án điện. Đồng thời, cần xây dựng cơ chế pháp lý mạnh mẽ để xử lý nghiêm các dự án chậm tiến độ. Các hình thức như chuyển giao dự án, thay đổi chủ đầu tư, hoặc thu hồi dự án nếu không triển khai đúng cam kết phải được áp dụng quyết liệt. Đối với các khu vực khu vực phụ tải trọng điểm (như Hà Nội, TP.HCM, các khu công nghiệp lớn), cần ưu tiên bố trí nguồn lực để đảm bảo tiến độ đầu tư không bị gián đoạn.

4.4.1.2. Phát triển nguồn điện hợp lý theo nhu cầu phụ tải và vùng miền

Việc quy hoạch nguồn điện theo không gian địa lý ảnh hưởng rất lớn đến độ đáng tin cậy và hiệu quả vận hành hệ thống. Tình trạng nguồn ở một nơi – phụ tải ở nơi khác khiến lưới điện phải truyền tải xa, làm tăng tổn thất điện năng, giảm hiệu suất cung cấp và tăng nguy cơ quá tải, sụt áp hoặc mất ổn định trong các tình huống sự cố. Thực tế tại Việt Nam thời gian qua, vì điều kiện thời tiết thuận lợi nên nguồn NLTT phát triển mạnh tại khu vực Nam Trung Bộ, Tây Nguyên, nhưng nhu cầu phụ tải tiêu thụ lại tập trung chủ yếu ở miền Bắc và miền Nam, dẫn đến áp lực rất lớn cho lưới truyền tải liên vùng.

Trong Quy hoạch điện VIII, định hướng đã được điều chỉnh lại theo hướng phát triển "cân bằng hơn" giữa các vùng miền, đặc biệt ưu tiên các nguồn điện gần phụ tải. Các nguồn phân tán như điện mặt trời áp mái, nguồn diesel dự phòng tại khu công nghiệp, hoặc trạm sạc tích hợp pin lưu trữ... cũng được khuyến khích nhằm giảm tải cho lưới chính, tăng độ đáng tin cậy cấp điện tại chỗ.

Giải pháp đề xuất bao gồm: xem xét bố trí các cụm nguồn truyền thống (than, khí, thủy điện) hợp lý tại các trung tâm phụ tải, tăng tỷ trọng nguồn tại miền Bắc (đang có nguy cơ thiếu công suất trong mùa khô), giảm bớt áp lực truyền tải Bắc Nam. Đồng thời, kết hợp quy hoạch phát triển đô thị và khu công nghiệp với quy hoạch nguồn điện để đảm bảo có dự phòng cấp điện tại chỗ, tránh hiện tượng đuổi theo phụ tải như trước đây.

4.4.1.3. Phát triển lưới điện truyền tải

Trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ điện ngày càng tăng cao, quy mô ngày càng phức tạp thì việc phát triển lưới điện truyền tải là một trong những giải pháp quan trọng nhằm đảm bảo độ đáng tin cậy cung cấp điện cho hệ thống. Lưới truyền tải được coi là xương sống của ngành điện, đảm nhiệm vai trò truyền tải điện năng từ các nhà máy điện đến các nơi tiêu thụ và đóng vai trò quan trọng trong việc điều tiết công suất giữa các vùng miền.

Theo QHĐ VIII, từ năm 2030, 100% lưới điện truyền tải phải đạt tiêu chí N-1, và riêng các vùng phụ tải đặc biệt quan trọng như TP.HCM, Hà Nội phải đạt tiêu chí N-1-1. Điều này đòi hỏi các đơn vị quy hoạch – đầu tư cần bố trí các mạch vòng, dự phòng đường dây, tăng cường khả năng chuyển tải linh hoạt, và hạn chế tối đa các nút độc đạo trong lưới. Tăng cường đầu tư và mở rộng các đường dây truyền tải, triển khai các mạch vòng nội vùng giúp nâng cao độ linh hoạt trong vận hành và khả năng phục hồi lưới nhanh chóng sau sự cố. Sự phát triển mạnh mẽ của năng lượng tái tạo tại khu vực miền Trung và miền Nam trong những năm gần đây, trong khi những trung tâm phụ tải lớn lại tập trung ở miền Bắc. Sự phân bố nguồn – tải không đồng đều này đòi hỏi phải có một hệ thống truyền tải điện đủ mạnh để truyền tải công suất liên vùng. Vì vậy cần phải đầu tư xây dựng các đường dây siêu cao áp là 1 vấn đề cấp bách. Ngoài ra việc xây dựng các nhà máy điện nhưng chưa có đường truyền tải kịp thời đã dẫn đến việc công suất không thể phát lên lưới, do đó cần xem xét đảm bảo sự phát triển song hành đồng bộ của cả nguồn – tải – lưới. Gần đây, dự án đường dây 500kV mạch 3 (Quảng Trạch – Phố Nối) hoàn thành đã giúp tăng cường liên kết hệ thống điện miền Bắc và miền Trung, bổ sung công suất cho miền Bắc, giảm tải cho các đường dây 500kV hiện tại và đảm bảo tiêu chí N-1 cho lưới điện, nâng cao độ đáng tin cậy cho hệ thống điện quốc gia.

4.4.1.4. Tăng cường liên kết hệ thống điện với các nước láng giềng

Việc kết nối hệ thống điện với một hệ thống điện khác sẽ giúp nâng cao độ đáng tin cậy do khả năng hỗ trợ công suất khi xảy ra mất cân bằng lưới nội bộ. Ở các quốc gia, việc liên kết cho phép trao đổi điện năng, hỗ trợ lưới yếu hay tận dụng tối đa nguồn năng lượng tái tạo và giảm chi phí dự phòng.

Hiện tại, Việt Nam đã có một số đường dây truyền tải liên kết với Lào, Campuchia và Trung Quốc, tuy nhiên công suất truyền tải còn thấp. Do đó, việc định hướng mở rộng các tuyến đường dây truyền tải xuyên biên giới được đề ra nhằm giảm áp lực cho hệ thống truyền tải trong nước. Cụ thể cần quy hoạch các tuyến đường dây liên kết biên giới, phát triển các trạm biến áp xuyên biên giới và tối ưu hóa cấu hình liên kết. Ngoài ra, phải đồng bộ tiêu chuẩn kỹ thuật và vận hành vì mỗi quốc gia có thể vận hành theo tiêu chuẩn riêng, việc đồng bộ là tất yếu để liên kết với nhau. Việc liên kết lưới xuyên quốc gia có thể làm tăng tính phức tạp của hệ thống. Vì vậy cũng cần có các biện pháp bảo vệ lưới và đảm bảo an toàn tối đa khi có sự cố.

Gần đây, việc đưa vào hoạt động dự án đường dây 500 kV Monsoon (Lào) – Thanh Mỹ (Việt Nam) đã giúp tăng cường độ đáng tin cậy cung cấp điện cho hệ thống đặc biệt vào các đợt cao điểm nắng nóng hoặc khi xảy ra sự cố, giảm áp lực về đầu tư nguồn điện trong nước trong giai đoạn hiện tại và hơn nữa góp phần chuyển dịch cơ cấu năng lượng sạch phù hợp với định hướng phát triển trong quy hoạch điện VIII. Tóm lại, việc tăng cường liên kết hệ thống điện với các nước láng giềng cần đầu tư về hạ tầng truyền tải, đồng bộ hóa tiêu chuẩn vận hành cũng như các yếu tố bảo vệ. Đây là một giải pháp chiến lược cho hệ thống trong dài hạn.

4.4.2. Giải pháp về ứng dụng công nghệ trong nâng cao độ tin cậy hệ thống

4.4.2.1. Tăng cường bù công suất phản kháng

Công suất phản kháng đóng vai trò rất quan trọng trong hệ thống điện xoay chiều, nó đóng vai trò thiết yếu trong việc duy trì điện áp ổn định và đảm bảo ổn định cho vận hành hệ thống. Khi hệ thống bị thiếu hụt công suất phản kháng thì sẽ gây ra hiện tượng sụt áp nghiêm trọng ở các khu vực phía cuối đường dây hay tại các khu vực có lưới điện yếu. Ngược lại việc dư thừa công suất phản kháng cũng có thể gây ra hiện tượng điện áp tăng quá mức gây nguy cơ hư hỏng cho các thiết bị trong hệ thống. Trong bối cảnh lưới điện hiện nay, khi tỷ trọng nguồn năng lượng tái tạo ngày càng tăng cao, đặc tính của các bộ nghịch lưu (inverter) là không phát hoặc giới hạn công suất phản kháng. Vì thế khiến cho việc điều tiết công suất phản kháng trở nên phức tạp. Ở nước ta, có nhiều vùng có tiềm năng phát triển năng lượng tái tạo lớn như Tây Nguyên, Ninh Thuận, Bình

Thuận,... đang có xu hướng phát triển nguồn tái tạo mạnh mẽ nhưng cơ sở hạ tầng truyền tải và khả năng bù công suất phản kháng còn hạn chế. Vì vậy, việc tăng cường bù công suất phản kháng là hết sức cấp thiết để nâng cao độ đáng tin cậy cung cấp điện cho hệ thống.

Để thực hiện, ta có thể đề xuất một số cách như lắp đặt các tụ bù ngang và các tụ bù dọc cho các tuyến đường dây dài để tránh hiện tượng sụt áp do tổn thất điện áp; sử dụng các kháng bù để hấp thụ công suất phản kháng trên lưới khi phụ tải thấp để tránh hiện tượng tăng quá mức điện áp gây hư hỏng cho các thiết bị trên lưới; triển khai đưa vào sử dụng các thiết bị bù tĩnh và các thiết bị bù có điều khiển tại các nút quan trọng trong hệ thống, các nút có dao động điện áp lớn; tối ưu hóa điều khiển dòng kích từ máy phát AVR (Automatic Voltage Regulator) để điều khiển dòng kích từ giúp thu và phát công suất phản kháng linh hoạt. Ngoài ra có thể xây dựng mô hình bù công suất phản kháng theo thời gian thực, ứng dụng trí tuệ nhân tạo để dự báo mức bù công suất phản kháng cần thiết. Các biện pháp giúp ổn định điện áp ở cả chế độ vận hành bình thường và khi có sự cố, tạo điều kiện thuận lợi để đưa năng lượng tái tạo lên lưới mà không gây mất ổn định.

4.4.2.2. Ứng dụng lưới điện thông minh

Trong bối cảnh hệ thống điện đang đối mặt với nhiều khó khăn như:

- Các nguồn năng lượng tái tạo ngày càng phát triển nhanh chóng
- Sự bùng nổ của nguồn điện phân tán
- Hệ thống truyền tải trải dài làm tăng tổn thất công suất, nguy cơ mất ổn định hệ thống
- Cam kết giảm phát thải, tiết kiệm năng lượng cùng với các yêu cầu vận hành linh hoạt.

Trong khi đó, lưới điện truyền thống hiện nay vận hành một cách thiếu linh hoạt, khả năng giám sát và điều khiển hạn chế, khó tích hợp với các nguồn năng lượng tái tạo, tổn thất điện năng còn cao và khả năng phát hiện nhanh các điểm sự cố còn hạn chế và khắc phục sau sự cố còn yếu. Cùng với những khó khăn trên, lưới điện thông minh là một xu thế tất yếu giúp nâng cao hiệu quả vận hành và tăng cường độ tin cậy cung cấp điện.

Mô hình lưới điện thông minh bao gồm:

- Các thiết bị cảm biến và đóng cắt thông minh
- Hệ thống SCADA/EMS/DMS nâng cao
- Các hệ thống lưu trữ năng lượng
- Cơ sở hạ tầng truyền thông và công nghệ thông tin

- Hệ thống đo lường và giám sát
- Bảo mật hệ thống
- Kết nối với khách hàng

Lưới điện thông minh là mô hình được tích hợp công nghệ đo lường, truyền thông phân tích dữ liệu, điều khiển tự động vào toàn bộ quy trình từ khâu phát điện, truyền tải, phân phối đến các hộ tiêu thụ. Điều này cho phép lưới điện có thông tin điều khiển hai chiều giữa các nhà máy, lưới và hộ tiêu thụ. Các thiết bị trong lưới có khả năng thu thập dữ liệu theo thời gian thực, từ đó cho phép các trung tâm điều độ hoặc các trung tâm điều khiển có thể theo dõi và đưa ra quyết định chính xác, kịp thời trong vận hành và xử lý sự cố, giúp phản ứng linh hoạt với bất kì các sự cố xảy ra trên lưới. Khả năng tự động trong việc phát hiện và cô lập sự cố nhanh chóng là một trong những lợi ích nổi bật của lưới điện thông minh. Thay vì cần thời gian để xác định nguyên nhân sự cố rồi xử lý thủ công gây mất diện rộng thì có thể sử dụng các thiết bị đóng cắt thông minh cô lập vùng sự cố, góp phần đảm bảo cung cấp điện liên tục cho các khu vực lân cận. Ngoài ra, nhờ vào hệ thống đo lường và giám sát, phân tích dữ liệu giúp sớm phát hiện được các hiện tượng bất thường xảy ra trên lưới từ đó nhanh chóng đưa ra các biện pháp xử lý, sớm ngăn chặn mất điện. Ở nước ta, hiện nay năng lượng tái tạo ngày càng phổ biến, lưới điện thông minh có thể dự báo năng lượng phát lên, giám sát sản lượng điện đầu vào đồng thời kết hợp với các bộ lưu trữ năng lượng phòng khi điều kiện thời tiết thay đổi làm mất công suất đột ngột gây mất ổn định cho lưới.

Thực tế hiện nay, ngành điện đã và đang triển khai cụ thể như đã xây dựng các trung tâm điều khiển từ xa, mở rộng phạm vi tự động hóa trạm biến áp không người trực, lắp đặt các thiết bị đo đếm từ xa giúp quản lý tiêu thụ điện của hộ tiêu thụ. Tuy nhiên, việc triển khai lưới điện thông minh vẫn còn nhiều thách thức như phần lớn lưới điện vẫn còn lạc hậu không thể triển khai các thiết bị thông minh, chi phí đầu tư cao. Vì vậy, trước hết cần triển khai lưới điện thông minh ở những khu tập trung phụ tải lớn và quan trọng, khu vực phát triển mạnh về năng lượng tái tạo hoặc những khu vực thường xuyên xảy ra các sự cố nhằm tối ưu vận hành hệ thống và đảm bảo nâng cao độ đáng tin cậy cung cấp điện. Đây là nền tảng để phát triển các mô hình lưới điện trong tương lai, hướng tới xây dựng nền kinh tế xanh và phát triển bền vững.

4.4.2.3. Ứng dụng hệ thống lưu trữ năng lượng

Trong bối cảnh hiện tại, khi tỉ trọng năng lượng tái tạo trong hệ thống ngày càng cao, các nguồn năng lượng tái tạo có đặc tính dao động, không ổn định làm cho hệ thống khó cân bằng cung – cầu theo thời gian thực. Trong một hệ thống điện, việc đảm bảo cân bằng giữa cung – cầu phải liên tục. Với một hệ thống điện tỉ trọng năng lượng tái tạo

ngày càng cao thì việc cân bằng chỉ thông qua việc điều chỉnh công suất các nguồn phát sẽ gây ra một số khó khăn do các nguồn năng lượng tái tạo như mặt trời chỉ có vào ban ngày và phụ thuộc vào thời tiết hay điện gió cũng phải phụ thuộc vào thời tiết. Vì vậy một trong những giải pháp quan trọng trong xu hướng hiện đại hóa lưới điện là ứng dụng các hệ thống lưu trữ năng lượng. Hệ thống tích trữ năng lượng đóng vai trò quan trọng giúp:

- Tích trữ năng lượng lúc hệ thống thừa nguồn và phát điện trở lại lên lưới khi hệ thống thiếu nguồn hoặc phụ tải lớn
- Hỗ trợ ổn định tần số và điện áp
- Tăng khả năng điều độ nguồn năng lượng tái tạo và giảm áp lực cho lưới truyền tải.

Hiện nay, nước ta đang thử nghiệm một số dự án pin lưu trữ (BESS) quy mô nhỏ tại các khu công nghiệp, các trung tâm thương mại hay các khu vực có nhiều nguồn năng lượng tái tạo hay công trình thủy điện tích năng Bắc Ái đã được phê duyệt, các dự án được kỳ vọng sẽ nâng cao độ ổn định cho lưới điện. Tuy nhiên, có những khó khăn như chi phí đầu tư cao, lưới điện còn hạn chế hay thiếu cơ chế thị trường để huy động trả công cho các dịch vụ lưu trữ,... Vì vậy trong thời gian tới cần phải đưa ra các giải pháp nhằm khắc phục như:

- Đẩy nhanh tiến độ đầu tư các dự án thủy điện tích năng lớn
- Đẩy mạnh nghiên cứu và thử nghiệm tích hợp hệ thống pin lưu trữ các quy mô khác nhau vào lưới điện
- Xây dựng cơ chế thị trường hợp lý để khuyến khích đầu tư vào lưu trữ.

Việc ứng dụng hệ thống lưu trữ năng lượng là một trong những giải pháp mang tính chiến lược lâu dài giúp đảm bảo cho lưới điện vận hành linh hoạt và an toàn, đảm bảo độ đáng tin cậy cung cấp điện trong tình hình phát triển nhanh chóng của các nguồn năng lượng tái tạo. Giúp cho lưới điện Việt Nam tiến tới mô hình vận hành thông minh và bền vững trong tương lai.

4.4.2.4. Tích hợp các hệ thống lưới điện vi mô (Micro Grid) vào hệ thống

Trong bối cảnh hệ thống điện đang phải chịu nhiều áp lực do sự phát triển nhanh chóng của các nguồn năng lượng tái tạo phân tán, trong khi lưới điện chưa nâng cấp đồng bộ để hấp thụ hiệu quả nguồn năng lượng này. Tại các khu vực hay xảy ra thiên tai sự cố, các trung tâm phụ tải quan trọng, các trung tâm dữ liệu lớn hay những vùng biên giới hải đảo xa xôi việc đảm bảo độ đáng tin cậy cung cấp điện là bắt buộc. Từ đó, việc nghiên cứu, phát triển và ứng dụng mô hình Micro Grid được xem là một trong những

giải pháp công nghệ then chốt giúp nâng cao độ đáng tin cậy cho hệ thống điện quốc gia.

Micro Grid là một hệ thống điện phân tán, có khả năng hoạt động tách biệt độc lập hoặc kết nối với lưới điện chính tùy theo điều kiện vận hành. Micro Grid bao gồm các thành phần như:

- Các nguồn điện cục bộ
- Hệ thống lưu trữ năng lượng
- Bộ điều khiển trung tâm
- Phụ tải

Điểm đặc biệt ở Micro Grid chính là khả năng vận hành linh hoạt ở cả hai chế độ nối lưới hoặc tách biệt độc lập. Trong chế độ vận hành bình thường, Micro Grid kết nối với lưới chính giúp giảm tải cho lưới bằng các nguồn tại chỗ, giảm tổn thất truyền tải cho lưới và còn có thể phát lại năng lượng dư thừa lên lưới thông qua các bộ điều khiển hai chiều. Khi xảy ra sự cố hoặc mất điện từ lưới chính, Micro Grid có khả năng tự động cô lập ra khỏi lưới chính, duy trì cung cấp điện cục bộ tránh gây mất điện cho các phụ tải quan trọng, đây là yếu tố cực kỳ quan trọng giúp cung cấp điện liên tục và ổn định. Ngoài ra, Micro Grid giúp giảm thiểu tình trạng cắt giảm năng lượng tái tạo dư thừa.

Việc ứng dụng mô hình Micro Grid mang lại những lợi ích to lớn như:

- Tăng cường việc khai thác và hấp thu năng lượng tái tạo, giảm phát thải CO₂
- Đảm bảo cung cấp điện liên tục cho các phụ tải quan trọng trong các tình huống
- Đảm bảo an ninh năng lượng tại chỗ, giảm áp lực lên lưới truyền tải
- Tạo tiền đề cho việc hình thành đô thị thông minh và phát triển kinh tế
- Khuyến khích tự chủ năng lượng ở các xã vùng cao, biên giới,...
- Nâng cao độ đáng tin cậy và khả năng chống chịu của hệ thống điện trước những thiên tai hay biến đổi khí hậu.

Bên cạnh đó, việc triển khai và ứng dụng mô hình Micro Grid ở nước ta còn nhiều khó khăn như:

- Chi phí đầu tư ban đầu cao
- Các tiêu chuẩn đầu nối và vận hành, các tiêu chuẩn kỹ thuật và cơ sở hạ tầng điều khiển còn hạn chế
- Thiếu các cơ chế về thị trường điện trong việc tham gia thị trường và các dịch vụ phụ trợ.

Qua đó, cần xây dựng các cơ chế khuyến khích tài chính, hỗ trợ đầu tư và ban hành các tiêu chuẩn, cơ chế về thị trường. Với xu thế phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo phân tán như hiện nay cùng với việc đảm bảo vận hành linh hoạt và đáng đáng

tin cậy cho hệ thống thì Micro Grid là xu hướng tất yếu, một phần không thể thiếu trong tương lai. Góp phần nâng cao độ đáng tin cậy đặc biệt trong thời kỳ chuyển dịch năng lượng hướng tới một lưới điện thông minh và phát triển bền vững.

4.4.3. Giải pháp về vận hành và quản lý phụ tải

Trong bối cảnh hệ thống điện đang đứng trước nhiều thách thức lớn về cân bằng cung cầu, đảm bảo vận hành ổn định và đáp ứng tiêu chí phát triển bền vững, việc nâng cao độ đáng tin cậy cung cấp điện không chỉ phụ thuộc vào việc đầu tư phát triển nguồn điện hay lưới truyền tải mà còn đòi hỏi phải có các giải pháp vận hành linh hoạt và tối ưu hóa hệ thống hiện hữu, trong đó nhóm giải pháp liên quan đến vận hành hệ thống và quản lý phụ tải đóng vai trò hết sức quan trọng. Việc điều độ, kiểm soát nguồn – tải theo thời gian thực là yếu tố quan trọng nhất để giữ cho lưới ổn định tần số, điện áp và giúp cho hệ thống linh hoạt hơn trong việc xử lý các sự cố bất ngờ hay những thay đổi lớn đối với phụ tải. Các nguồn năng lượng tái tạo ngày càng chiếm tỉ trọng lớn và phát triển mạnh đồng thời phụ tải cũng ngày càng phát triển nhanh chóng thì cần có một số giải pháp để vận hành hiệu quả và kiểm soát phụ tải là điều cấp bách.

Thực tế hiện nay, lưới điện Việt Nam hoạt động theo mô hình điều độ tập trung, khả năng dự báo phụ tải còn nhiều hạn chế gây khó khăn cho công tác vận hành và làm tăng nguy cơ quá tải dẫn đến việc phải liên tục cắt điện. Sự mất cân đối giữa phát và tiêu thụ không chỉ gây lãng phí nguồn lực mà còn làm giảm hiệu quả, tiềm ẩn các rủi ro cho hệ thống. Qua đó, việc điều phối công suất từ phía nguồn lẫn phía tải hết sức quan trọng. Hệ thống cần được vận hành linh hoạt, các nguồn có thể nhanh chóng thay đổi công suất theo yêu cầu điều độ và phụ tải có thể chủ động điều chỉnh nhu cầu tiêu thụ theo tình hình hệ thống.

4.4.3.1. Điều chỉnh phụ tải Demand Response (DR)

Demand Response là một giải pháp vận hành hiện đại, trong đó các khách hàng tiêu thụ điện được khuyến khích điều chỉnh mức độ tiêu thụ điện trong một khoảng thời gian nhất định. Việc điều chỉnh có thể là cắt giảm tiêu thụ, trì hoãn nhu cầu sử dụng hoặc chuyển sang dùng các nguồn dự phòng tại chỗ, qua đó giúp hệ thống có thể tiết kiệm chi phí vận hành và duy trì ổn định hệ thống. Không giống như việc điều chỉnh truyền thống mang tính thụ động, DR linh hoạt hơn theo thời gian thực. Cùng với đó, DR gắn liền với các chính sách khuyến khích kinh tế cho khách hàng.

Mục tiêu chính của DR là nâng cao độ đáng tin cậy hệ thống và khả năng điều độ linh hoạt thông qua sự chủ động, thay đổi linh hoạt theo thời gian thực của phụ tải. Các lợi ích nổi bật của DR như:

- Giảm áp lực cung cấp điện trong giờ cao điểm
- Tăng tính linh hoạt trong việc vận hành hệ thống
- Giảm áp lực cho hệ thống truyền tải
- Hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo
- Chủ động việc quản lý tiêu thụ và tiết kiệm chi phí
- Tạo nền tảng cho thị trường điện cạnh tranh.

Các hình thức phổ biến của DR đang được triển khai bao gồm:

- Demand Response theo giá là hình thức khách hàng thay đổi mức tiêu thụ dựa trên cơ chế biến động giá điện theo thời gian. Các cơ chế giá bao gồm áp dụng giá điện khác nhau vào các khung giờ trong ngày, giá điện thay đổi liên tục theo thị trường và áp dụng giá điện cao hơn trong những khung giờ cao điểm. Qua đó giúp tăng hiệu quả thị trường, cắt đỉnh phụ tải và khuyến khích sử dụng điện trong khung giờ thấp điểm.

- Demand Response theo khuyến nghị là hình thức khách hàng sẽ nhận được một khoản hỗ trợ tài chính nếu cam kết giảm tiêu thụ theo yêu cầu từ các đơn vị điều độ. Các cơ chế bao gồm việc thỏa thuận giữa bên bán điện và khách hàng sử dụng về việc giảm tiêu thụ khi cần thiết, điều khiển phụ tải qua tín hiệu từ các nhà cung cấp. Qua đó giúp tăng tính chủ động trong vận hành linh hoạt hệ thống và khuyến khích các hộ tiêu thụ tham gia vào vận hành hệ thống.

- Demand Response khẩn cấp là hình thức được sử dụng khi hệ thống đối mặt với nguy cơ mất ổn định nên việc cắt giảm phụ tải thường là bắt buộc hay cũng có thể là cắt giảm có kiểm soát qua lệnh của điều độ. Demand Response khẩn cấp thường đi kèm với các cơ chế bồi thường tổn thất cho cắt giảm công suất và ưu tiên khôi phục phụ tải.

Hiện nay, DR ở nước ta vẫn đang thử nghiệm với một số phụ tải công nghiệp lớn, các khách hàng đồng ý giảm tiêu thụ trong giờ cao điểm hoặc khi hệ thống khó khăn để nhận lại các ưu đãi về giá hay các chính sách hỗ trợ. Tuy nhiên vẫn còn gặp nhiều khó khăn như thiếu cơ sở hạ tầng đo đếm và giám sát, thiếu cơ chế chính sách rõ ràng hay việc nhận thức của người dân về DR còn hạn chế. Việc triển khai DR tại nước ta vẫn đang trên tinh thần tự nguyện. Tuy vậy, việc triển khai DR tại nước ta có triển vọng và tiềm năng rất lớn do nước ta khách hàng công nghiệp và thương mại chiếm tỉ trọng rất lớn. Cùng với việc phát triển lưới điện thông minh sẽ tạo điều kiện cho việc triển khai DR với quy mô lớn, sẽ tạo điều kiện cho việc cân bằng công suất trong hệ thống mà có thể tạm thời sẽ không phải đầu tư thêm nguồn hay hạ tầng truyền tải. Trong thời gian tới, cần phải xây dựng các tiêu chuẩn kỹ thuật, các cơ chế thị trường, nhận thức cho khách hàng, đầu tư phát triển cơ sở hạ tầng thông minh để tạo điều kiện tích hợp DR với

lưới điện thông minh trong tương lai là những bước đi quan trọng để triển khai DR theo quy mô lớn.

4.4.3.2. Tối ưu hóa chiến lược vận hành nguồn năng lượng tái tạo

Sự phát triển của các nguồn năng lượng tái tạo đã góp phần phát triển nguồn điện, đảm bảo an ninh năng lượng và giảm phát thải nhà kính bảo vệ môi trường. Tuy nhiên, đặc tính vận hành của các nguồn năng lượng tái tạo là một thách thức lớn trong khâu điều độ và vận hành hệ thống vì tính gián đoạn, không ổn định và phụ thuộc vào thời tiết. Các nguồn năng lượng tái tạo khó có thể điều chỉnh theo ý muốn dẫn đến sản lượng phát ra thay đổi liên tục. Sự gia tăng đột biến các nguồn năng lượng tái tạo nếu không có chiến lược vận hành có thể gây ra các hiện tượng như quá áp, thay đổi tần số hay phải cắt giảm bớt công suất phát. Do đó, việc xây dựng tối ưu các chiến lược vận hành nguồn năng lượng tái tạo là điều cấp thiết để đảm bảo độ đáng tin cậy, tối ưu hiệu suất khai thác năng lượng và hiệu quả kinh tế cho hệ thống. Để đạt được mục tiêu này cần phải thực hiện các giải pháp như tối ưu hóa việc lập kế hoạch phát điện, ứng dụng AI trong dự báo sản lượng nguồn tái tạo, kết hợp với các hệ thống lưu trữ năng lượng và các cơ chế thị trường khuyến khích vận hành hiệu quả.

Việc dự báo chính xác sản lượng phát của các nguồn năng lượng tái tạo trong thời gian rất ngắn làm đầu vào cho công tác điều độ đòi hỏi phải kết hợp các mô hình học máy kết hợp với dữ liệu thời tiết và sản lượng phát, theo dõi tức thời các trạng thái phát của các nguồn để đưa ra các lệnh điều chỉnh kịp thời trong công tác điều độ. Bên cạnh đó, chiến lược vận hành cần phải kết hợp với các nguồn truyền thống để thực hiện nhanh việc cân bằng công suất bù đắp cho sự thiếu ổn định của các nguồn tái tạo.

Việc kết hợp với các hệ thống lưu trữ năng lượng cũng vô cùng quan trọng nhằm hấp thụ công suất dư thừa và phát ra vào các giờ cao điểm. Các hệ thống lưu trữ kết hợp với các nguồn tái tạo và hệ thống điều độ trung tâm giúp phát huy tối đa hiệu quả, hỗ trợ điều chỉnh tần số và điện áp cho hệ thống. Ngoài ra, việc xây dựng các cơ chế chính sách cũng rất cần thiết, tạo động lực cho các nhà máy năng lượng tái tạo vận hành theo hướng có lợi chung cho hệ thống. Các nhà máy được khuyến khích tham gia giảm phát vào thời điểm hệ thống quá tải sẽ được hỗ trợ tài chính hay sẽ được ưu tiên huy động công suất trong các thời điểm khác. Qua đó, sẽ tăng được tính chủ động của các nguồn tái tạo, giảm gánh nặng cho hệ thống điều độ trung tâm.

Hiện nay, xu hướng nghiên cứu phát triển và ứng dụng các mô hình nhà máy điện ảo (VPP) giúp tập hợp nhiều nguồn phân tán, các hệ thống lưu trữ dưới sự điều hành qua các nền tảng số. VPP cho phép điều độ công suất tập trung, dự báo chính xác và kiểm soát vận hành theo thời gian thực. Điều này giúp tối ưu hóa hiệu suất phát điện của các

nguồn NLTT, giảm tình trạng cắt giảm công suất do quá tải cục bộ, đồng thời hỗ trợ các dịch vụ phụ trợ như điều chỉnh tần số, điện áp, cân bằng công suất trong hệ thống điện. Lợi ích lớn nhất của VPP là khả năng điều phối công suất theo cụm, kết hợp các nguồn gió, mặt trời có chu kỳ khác nhau cùng với hệ thống lưu trữ, từ đó nâng cao độ đáng tin cậy vận hành. Ngoài ra, VPP giúp các nguồn nhỏ lẻ – vốn không đủ điều kiện tham gia thị trường điện – có thể kết nối lại với nhau để giao dịch điện năng như một nhà máy lớn. Điều này không chỉ tạo ra cơ chế thị trường cạnh tranh lành mạnh mà còn khuyến khích đầu tư vào năng lượng tái tạo ở quy mô nhỏ. Bên cạnh đó, khi kết hợp với phụ tải điều chỉnh, VPP còn tăng cường tính linh hoạt cho hệ thống, giúp giảm nhu cầu đầu tư vào các nhà máy điện truyền thống chỉ để dự phòng.

4.4.3.3. Áp dụng các quy chuẩn vận hành cho nguồn năng lượng tái tạo

Sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn năng lượng tái tạo đã tạo ra những thay đổi trong cấu trúc và vận hành hệ thống điện quốc gia. Tuy nhiên, với đặc tính của các nguồn năng lượng tái tạo như công suất phát không ổn định, khó dự báo. Vì vậy, việc áp dụng của quy chuẩn vận hành kỹ thuật cho các nguồn năng lượng tái tạo một yêu cầu cấp thiết. Đây là cơ sở để đảm bảo rằng các nhà máy điện năng lượng tái tạo phải tuân thủ các tiêu chí kỹ thuật nhất định khi hòa lưới, đồng thời tham gia có trách nhiệm vào vận hành hệ thống điện quốc gia. Từ đó đem lại các lợi ích như:

- Tăng cường khả năng tích hợp vào lưới
- Đồng nhất các tiêu chuẩn thiết kế, kết nối và bảo vệ cho hệ thống năng lượng tái tạo
- Hỗ trợ công tác quy hoạch và điều độ hiệu quả

Các quy chuẩn kỹ thuật được đề xuất vận hành cho nguồn tái tạo như:

- Khả năng hỗ trợ điện áp: Các nguồn tái tạo cần có khả năng điều khiển công suất phản kháng và hỗ trợ điều chỉnh điện áp tại điểm đấu nối đặc biệt trong các điều kiện bất thường hay khi có sự cố xảy ra,...
- Khả năng hỗ trợ tần số: Các nguồn tái tạo hiện đại cần có khả năng tham gia vào điều chỉnh tần số hệ thống, thông qua các chức năng như hỗ trợ tần số sơ cấp hay duy trì công suất đầu ra phù hợp khi tần số lệch khỏi giá trị định mức,...
- Khả năng ride-through: Đây là khả năng duy trì kết nối với lưới điện khi xảy ra các sự cố trên lưới, yêu cầu các nguồn tái tạo không được ngắt khỏi lưới khi xảy ra sự cố ngắn hạn mà phải tiếp tục hoạt động ổn định để hỗ trợ phục hồi hệ thống điện.

- Yêu cầu về tỷ lệ ngắn mạch (Short Circuit Ratio) tại điểm đấu nối vào lưới: Tỷ lệ ngắn mạch tại điểm đấu nối (SCR) là chỉ tiêu quan trọng phản ánh độ mạnh của lưới điện tại vị trí đấu nối nguồn tái tạo. Để đảm bảo tính ổn định và vận hành an toàn, các yêu cầu về SCR tối thiểu thường được đưa ra,. Hiện nay, một điểm đấu nối được xem là đủ mạnh để kết nối nguồn tái tạo nếu có $SCR > 3$.
- Kết nối với các trung tâm điều khiển: các nguồn tái tạo phải có khả năng kết nối, giao tiếp và tuân thủ lệnh điều khiển từ các trung tâm điều độ hệ thống hoặc trung tâm điều khiển nhà máy. Điều này đảm bảo tính đồng bộ, khả năng giám sát, điều khiển từ xa và vận hành phối hợp giữa các nguồn điện với lưới quốc gia.

Hiện nay, nước ta đã ban hành các thông tư và quy chuẩn về vận hành hệ thống điện nhưng cần phải triển khai các quy chuẩn vận hành riêng cho nguồn năng lượng tái tạo trong bối cảnh các nguồn tái tạo đang phát triển nhanh chóng như hiện nay. Qua đó giảm thiểu tối đa các tác động từ các nguồn tái tạo đến hệ thống.

KẾT LUẬN

Đề tài: “Mô hình toán đánh giá an ninh cung cấp điện trong quy hoạch điện”.

Trong bối cảnh nền kinh tế Việt Nam đang phát triển nhanh chóng, nhu cầu tiêu thụ điện tăng cao cả về quy mô và chất lượng. Hệ thống điện quốc gia không chỉ cần đủ công suất mà còn phải đảm bảo khả năng cung cấp điện ổn định, liên tục và có độ tin cậy cao, đặc biệt trong điều kiện chuyển dịch năng lượng mạnh mẽ, với tỷ trọng ngày càng lớn của các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, tác động của biến đổi khí hậu, và yêu cầu cấp thiết về giảm phát thải khí nhà kính.

Đồ án đã tập trung giải quyết bài toán với các nội dung trọng tâm như sau:

- Phân tích tổng quan hệ thống điện, các yếu tố ảnh hưởng đến khả năng cung cấp điện bao gồm: cấu trúc nguồn-tải, sự phân bố theo vùng miền, xu hướng phát triển đến năm 2050,...
- Mô phỏng và phân tích các chỉ số để đánh giá độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống bao gồm: LOLP, LOLE, EDNS,...
- Phân tích kết quả và đưa ra các đề xuất nhằm nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cho hệ thống bao gồm các giải pháp về quy hoạch, ứng dụng công nghệ và nâng cao vận hành và quản lý phụ tải.

Một số hạn chế của đề tài:

- Do hạn chế về thời gian và dữ liệu, đồ án chỉ đánh giá độ tin cậy dựa trên một mô hình tổng thể nguồn và tải.
- Thiếu phân tích về kinh tế và chi phí đầu tư.
- Vì chỉ đánh giá tổng thể nguồn và tải nên kết quả chỉ để đánh giá việc có đủ nguồn để cung cấp nhằm đảm bảo độ tin cậy hay không.

Đồ án đã tiếp cận bài toán quy hoạch hệ thống điện theo hướng hiện đại, không chỉ dừng ở cân bằng công suất mà còn đánh giá định lượng khả năng cung cấp điện thông qua các chỉ số độ tin cậy như LOLP, LOLE, EDNS. Dù còn một số giới hạn về dữ liệu và mô phỏng, đồ án đã đặt nền tảng tốt cho các nghiên cứu chuyên sâu hơn trong đánh giá độ tin cậy và quy hoạch phát triển hệ thống điện bền vững.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Bộ Công Thương. Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2050. Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, 2025.
- [2] Bộ Công Thương. Thông tư 07/2025/TT-BCT – Quy định về thực hiện quản lý nhu cầu điện, 2025.
- [3] Bộ Công Thương. Thông tư 40/2014/TT-BCT – Quy định quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia, 2014
- [4] Trần Bách. Lưới và hệ thống lưới điện I–II. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 1999.
- [5] Trần Tấn Vinh, Trịnh Trung Hiếu. Độ tin cậy trong hệ thống điện. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2023.
- [6] Phạm Vũ Long, Trần Kỳ Phúc. “Luận văn thạc sĩ Nghiên cứu xây dựng thuật toán đánh giá độ tin cậy hệ thống điện Việt Nam sử dụng phương pháp mô phỏng Monte Carlo”. Trường Đại học Bách khoa Hà Nội, 2011.
- [7] Nguyễn Đức Tuyên. “Lưới điện thông minh: Xu hướng phát triển quốc tế và các giải pháp tiềm năng cho Việt Nam”. Báo cáo tại VEPG Technical Working Group 3 Meeting, 2022.
- [8] Đặng Công Thuật. “Ứng dụng thuật toán Metropolis–Hasting của phương pháp Xích Markov Monte Carlo trong phân tích độ tin cậy”. Tạp chí Khoa học và Công nghệ Đại học Đà Nẵng, 11(108), 53–58, 2016.
- [9] Nguyễn Văn Thê, Trần Bách. “Luận văn thạc sĩ Tính toán, phân tích, đánh giá độ tin cậy hệ thống nguồn điện Việt Nam khi xuất hiện nhà máy điện hạt nhân”. Trường Đại học Bách khoa Hà Nội, 2010.
- [10] F. Coroiu, C. Velicescu, and C. Barbulescu, “Probabilistic and Deterministic Load Flows Methods in Power Systems Reliability Estimation”, “Politehnica” University of Timisoara, Romania, 2011. 10.1109/eurocon.2011.5929279
- [11] M. J. A. Husain Saleh, S. A. A. H. Abdulla, I. S. Qamber, and A. M. A. A. Altaweel, “LOLP and LOLE Calculation for Smart Cities Power Plants”. 2019 International Conference on Innovation and Intelligence for Informatics, Computing, and Technologies (3ICT), Bahrain, 2019. 10.1109/3ict.2019.8910296
- [12] J. M. Tavares and F. N. da Silva, “Impact of a Battery Storage System in Finite Networks with Wind Energy Contribution”. 2nd International Conference of TEMA: Mobilizing Projects, Aveiro, Portugal, 2019.
https://www.researchgate.net/publication/344954719_Impact_of_a_battery_storage_system_in_finite_networks_with_wind_energy_contribution
- [13] A. K. Yadav and V. Mahajan, “Reliability Improvement of Power System Network With Optimal Transmission Switching”, 2019 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy (PESGRE), 2019. 10.1109/icesip46348.2019.8938283