

BÁO CÁO NGÀNH ĐIỆN

Tháng 04/2024

CHUYỂN DỊCH CƠ CẤU NĂNG LƯỢNG VÀ TỰ DO HÓA NGÀNH ĐIỆN

“...Ngành Điện Việt Nam đang bước vào giai đoạn chuyển dịch cơ cấu năng lượng theo xu hướng chung của thế giới. Tuy nhiên, việc giữ cho ngành Điện đi theo đúng định hướng phát triển nhưng vẫn phải đảm bảo cung ứng nguồn điện sẽ là một thách thức khó khăn trong giai đoạn sắp tới. Cùng với đó, ngành Điện cũng đang phải tiếp tục đẩy nhanh quá trình tự do hóa thị trường điện nhằm hướng tới một thị trường điện cạnh tranh, hiệu quả và minh bạch...”

Đậu Đức Nam

Chuyên viên phân tích

Email: namdd@fpts.com.vn

Tel: 19006446 - Ext: 4304

Nguyễn Thị Kim Chi

Giám đốc phân tích đầu tư

Người phê duyệt báo cáo

TIÊU ĐIỂM

NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI

- **Ngành Điện với vai trò là một ngành hàng thiết yếu luôn duy trì được mức tăng trưởng ổn định hàng năm.** Sản lượng ngành Điện thế giới luôn duy trì tăng trưởng ổn định quanh mức 3,5%/năm. Nhu cầu tiêu thụ đang tăng trưởng cao tại các quốc gia đang phát triển ở khu vực Châu Á – TBD với sự phát triển mạnh của lĩnh vực công nghiệp. Trong tương lai, xu hướng điện hóa khí được đẩy mạnh, đặc biệt là trong lĩnh vực giao thông – vận tải, sẽ là động lực quan trọng thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ điện.
- **Ngành Điện đóng vai trò quan trọng và chịu nhiều tác động trong quá trình chuyển dịch cơ cấu năng lượng.** Sự phát triển của các nguồn điện tái tạo thay thế cho các nguồn điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch và điện khí hóa trong tiêu thụ năng lượng là các bước quan trọng trong quá trình chuyển dịch cơ cấu năng lượng và quá trình này tạo ra nhiều tác động tới các công nghệ phát điện nói riêng và ngành điện nói chung.
- **Thị trường nhiên liệu trải qua một giai đoạn nhiều biến động và có tác động lớn tới ngành điện.** Những bất ổn về kinh tế vĩ mô và căng thẳng chính trị leo thang đã dẫn tới tình trạng thiếu hụt nhiên liệu trên toàn thế giới và khiến giá các loại nhiên liệu leo thang. Sức ép về chi phí khiến cho giá điện tại nhiều quốc gia/khu vực tăng lên mức chưa từng có trong lịch sử.
- **Xu hướng tự do hóa thị trường điện vẫn đang tiếp tục diễn ra.** Ngành Điện với nhiều tính chất đặc thù luôn được hình thành dưới dạng thị trường độc quyền liên kết theo chiều dọc. Tuy nhiên, nhiều quốc gia phát triển đã xây dựng và vận hành thành công thị trường điện cạnh tranh, loại bỏ sự độc quyền và phát triển thị trường điện một cách tự do, minh bạch và hiệu quả hơn. Nhờ những mô hình thành công trên mà ngày càng có nhiều quốc gia hướng tới việc xây dựng và phát triển thị trường điện cạnh tranh.

NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

- **Nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam luôn tăng trưởng cao và ổn định.** Việt Nam luôn thuộc top những quốc gia có tốc độ tăng trưởng sản lượng điện cao nhất trên thế giới và luôn duy trì được mức tăng trưởng ổn định với mức bình quân từ 8 - 10%/năm.
- **Điện tái tạo đang phát triển mạnh mẽ tại Việt Nam.** Tương tự như xu hướng chung của thế giới thì các nguồn điện tái tạo cũng đang phát triển rất mạnh tại Việt Nam. Thậm chí Việt Nam còn là một trong những quốc gia có sự phát triển nguồn điện tái tạo nhanh nhất trên thế giới. Tuy nhiên, việc phát triển quá nóng các nguồn điện này cũng đã đem lại nhiều hệ lụy cho ngành Điện.
- **Ngành Điện bắt đầu dần phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu nhập khẩu.** Việt Nam hiện đã khai thác gần hết tiềm năng của các nguồn tài nguyên năng lượng và đang bắt đầu phải gia tăng việc nhập khẩu các nguồn nhiên liệu để có thể đáp ứng được nhu cầu tiêu thụ điện.
- **Việt Nam đang gặp nhiều thách thức trong phát triển nguồn cung điện.** Việc phát triển nguồn cung điện phải đáp ứng nhiều mục tiêu, vừa phải đáp ứng đủ nhu cầu tiêu thụ với chi phí thấp nhất, vừa phải tận dụng tối ưu nguồn tài nguyên và còn phải đáp ứng mục tiêu về cắt giảm khí thải. Do đó, việc phát triển nguồn cung điện trong giai đoạn sắp tới sẽ gặp rất nhiều thách thức.
- **Thị trường điện Việt Nam chưa hoàn thiện và đang phát triển chậm hơn so với lộ trình đề ra.** Thị trường điện Việt Nam đang ở cấp độ cạnh tranh bán buôn nhưng thị trường bán buôn vẫn chưa hoàn chỉnh. Thị trường điện vẫn còn tính độc quyền cao, chưa hoạt động hoàn toàn theo cơ chế thị trường mà vẫn đang phụ thuộc nhiều vào các kế hoạch vận hành. Nhiều sự thay đổi sẽ cần được thực hiện để thị trường điện tiến đến cấp độ cạnh tranh bán lẻ, qua đó cũng sẽ tạo ra nhiều tác động đối với ngành điện và hoạt động sản xuất điện nói riêng.

KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ VÀO NGÀNH

Khả năng đầu tư vào ngành điện hiện chỉ đang giới hạn trong khâu sản xuất điện, do đó chúng tôi chỉ đưa ra khuyến nghị đầu tư cho các doanh nghiệp trong khâu sản xuất. Triển vọng của khâu sản xuất điện luôn có sự phân hóa giữa các nguồn điện. Tùy vào thời gian đầu tư, triển vọng của các nguồn điện sẽ khác nhau, cụ thể:

- Trong ngắn hạn: Chúng tôi đánh giá triển vọng **KHẢ QUAN** đối với nhóm **nhịệt điện than** nhờ hưởng lợi từ El Nino và giá than điều chỉnh giảm. **Nhiệt điện khí** là nhóm có triển vọng **KÉM KHẢ QUAN** nhất trong ngắn hạn do sản lượng khí suy giảm và giá khí đang duy trì ở mức cao.

- Trong trung hạn: Chúng tôi đánh giá triển vọng **KHẢ QUAN** đối với nhóm **nhịệt điện khí** và **điện gió** với sự tăng trưởng mạnh về công suất phát điện của các nguồn điện này.

- Trong dài hạn: Chúng tôi đánh giá triển vọng **KHẢ QUAN** đối với nhóm **điện tái tạo**, lĩnh vực được định hướng phát triển mạnh trong QHĐ VIII nhờ tiềm năng kỹ thuật lớn và giá thành đang có xu hướng giảm. **Nhiệt điện than** là nhóm có triển vọng **KÉM KHẢ QUAN** nhất do sẽ phải đối mặt với những quy định về môi trường khắt khe hơn.

MỤC LỤC

A. NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI.....	7
I. TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI	7
1. Tổng quan về điện và chuỗi giá trị ngành Điện	7
2. Tổng quan về hệ thống điện và thị trường điện	9
II. CHUỖI GIÁ TRỊ NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI.....	10
1. Đầu vào: Nhiên liệu hóa thạch vẫn chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu đầu vào.....	10
2. Sản xuất điện: cạnh tranh giữa các công nghệ sản xuất điện thông qua các yếu tố: đặc điểm vận hành, giá thành sản xuất và mức độ phát thải.	17
3. Đầu ra: tiêu thụ điện nhiều nhất từ lĩnh vực công nghiệp.....	26
III. Tình hình cung – cầu và xu hướng phát triển ngành Điện thế giới	29
1. Nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng ổn định, gắn liền với tăng trưởng kinh tế và kỳ vọng tăng trưởng nhờ xu hướng điện khí hóa	29
2. Nguồn cung điện: Xu hướng chuyển dịch cơ cấu năng lượng trong ngành điện	30
3. Thay đổi trong hệ thống điện khi tỷ trọng các nguồn điện gián đoạn tăng lên	34
IV. Thị trường điện trên thế giới.....	35
1. Quá trình tự do hóa của ngành Điện trên thế giới.....	35
2. Cấu trúc thị trường điện	37
B. NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM.....	41
I. Chuỗi giá trị ngành Điện Việt Nam	41
1. Đầu vào: Nguồn tài nguyên nội địa đa dạng nhưng đang dần khai thác hết và bắt đầu phụ thuộc vào nguồn tài nguyên nhập khẩu.	42
2. Sản xuất điện	53
3. Truyền tải điện: áp lực truyền tải tăng lên theo tăng trưởng của khâu sản xuất điện.....	64
4. Phân phối và bán lẻ điện:	66
5. Đầu ra: Tiêu thụ điện.....	68
II. Tình hình cung – cầu ngành Điện Việt Nam	70
1. Tăng trưởng tiêu thụ và hiệu quả sử dụng điện tại Việt Nam.....	70
2. Tình hình phát triển nguồn điện tại Việt Nam.....	71
3. Tình hình cung – cầu điện theo miền.....	72
III. Môi trường kinh doanh	74
1. Thành phần tham gia ngành điện: Tỷ trọng nguồn vốn tư nhân gia tăng trong khâu sản xuất điện, các khâu còn lại vẫn độc quyền bởi EVN.	74
2. Thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam	75
3. Cơ quan quản lý: EVN và Bộ Công Thương là 2 đơn vị chủ chốt quản lý ngành Điện	81
4. Một số văn bản quy phạm pháp luật ngành Điện	82
IV. Mức độ cạnh tranh trong ngành.....	82

C. TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM.....	84
I. Triển vọng ngành Điện.....	84
1. Nhu cầu tiêu thụ điện hồi phục trong ngắn hạn và duy trì tăng trưởng cao trong trung và dài hạn	84
2. Triển vọng của các nguồn điện trong ngắn, trung và dài hạn	85
3. Triển vọng tự do hóa thị trường điện	89
II. Khuyến nghị đầu tư vào ngành.....	90
1. Khuyến nghị đầu tư.....	90
2. Rủi ro đầu tư	90
D. CẬP NHẬT CÁC DOANH NGHIỆP TRONG NGÀNH ĐIỆN	91
I. Quy mô của các doanh nghiệp đang niêm yết.....	91
II. Cập nhật tình hình kết quả kinh doanh các doanh nghiệp.....	92
III. Một số chỉ tiêu tài chính nổi bật	93
1. Tỷ suất lợi nhuận: Biên lợi nhuận thủy điện & NLTT cao hơn đáng kể so với nhiệt điện.....	93
2. Vòng quay tổng tài sản: Nhiệt điện có vòng quay nhanh hơn.....	94
3. Tỷ lệ đòn bẩy: Tỷ lệ trung bình ngành đã giảm về mức thấp.....	94
4. Hiệu quả sử dụng vốn: ROE các doanh nghiệp ổn định ở mức 10 – 15%	94
IV. Một số doanh nghiệp niêm yết nổi bật.....	95
1. Tổng Công ty Phát điện 3 (HSX: PGV)	95
2. Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (HSX: POW)	96
3. Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng (HSX: HND)	98
4. Công ty Cổ phần Điện lực dầu khí Nhơn Trạch 2 (HSX: NT2).....	99
5. Công ty Cổ phần Điện Gia Lai (HSX: GEG).....	100
E. PHỤ LỤC.....	102
I. Phụ lục 1: Các công nghệ sản xuất điện	102
II. Phụ lục 2: Chi phí sản xuất điện.....	115
III. Phụ lục 3: Thị trường điện cạnh tranh.....	121

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

BP	Công ty Dầu khí Anh quốc
CAN	Giá công suất thị trường điện
CfD	Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác
EPTC	Công ty mua bán điện
ERAV	Cục điều tiết Điện lực
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FMP	Giá toàn phần thị trường điện
IEA	International Energy Agency
IPP	Các nhà máy phát điện độc lập
LCOE	Chi phí sản xuất điện quy dẫn
LNG	Khí hóa lỏng
MOIT	Bộ Công Thương
NLDC (A0)	Trung tâm điều độ Hệ thống điện Quốc gia – A ₀
NPT	Tổng Công ty truyền tải điện Quốc gia Việt nam
P_c	Giá điện hợp đồng
PVN	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
Q_c	Sản lượng điện hợp đồng
SMP	Giá điện năng thị trường điện
TFEC	Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng
TKV	Tập đoàn Công nghiệp Than – khoáng sản Việt Nam
TPES	Tổng cung năng lượng sơ cấp
VCGM	Thị trường phát điện cạnh tranh
VREM	Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh
VWEM	Thị trường bán buôn điện cạnh tranh

Quy đổi đơn vị:

1 GW = 1.000 MW = 1.000.000 KW

1 PWh = 10³ TWh = 10⁶ GWh = 10⁹ MWh = 10¹² kWh

1 toe ≈ 11.630 kWh ≈ 39,65 mmBTU ≈ 10.000.000 kcal

1 Gtoe = 1.000 Mtoe = 1.000.000.000 toe

A. NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI

I. TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI

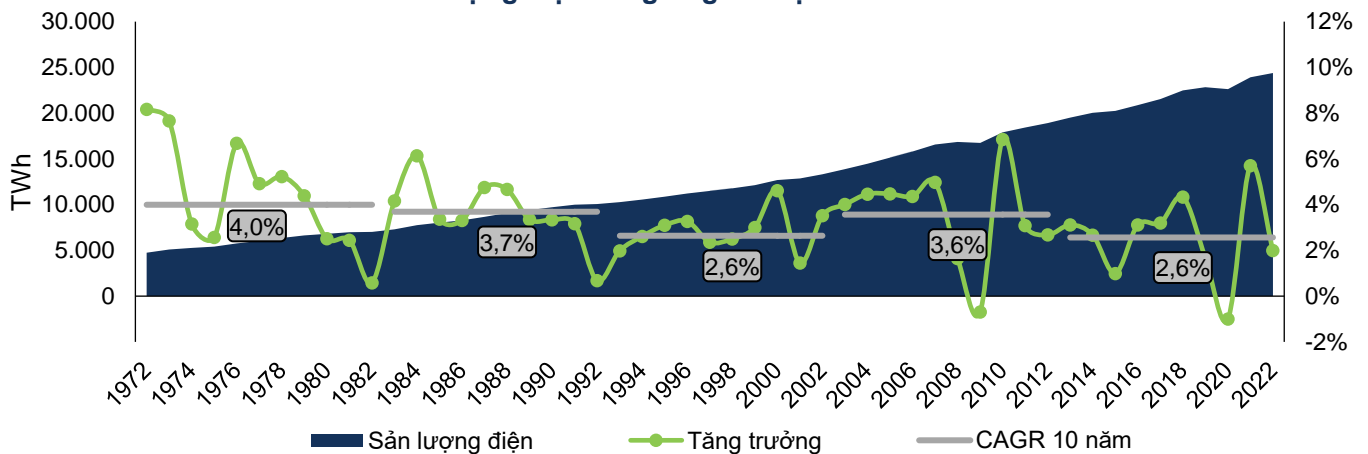
1. Tổng quan về điện và chuỗi giá trị ngành Điện

Điện hay điện năng là nguồn năng lượng tạo ra bởi dòng điện, dùng cung cấp cho các thiết bị điện và giúp cho các thiết bị điện hoạt động. Hiện nay các thiết bị điện đã phát triển rất đa dạng, phục vụ cho hầu hết mọi hoạt động của con người, từ các hoạt động sản xuất, kinh doanh cho tới các hoạt động sinh hoạt, đời sống. Nhờ đó, điện năng đã trở thành một loại hàng hóa đặc biệt, thiết yếu, không thể thiếu đối với con người.

Sản phẩm điện có 2 đơn vị đo lường quan trọng là: (1) công suất, đơn vị W là lượng điện tạo ra tại một thời điểm và (2) sản lượng, đơn vị Wh là lượng điện tạo ra trong một khoảng thời gian. Dòng điện được sử dụng trong ngành điện là dòng điện xoay chiều, có 2 thông số kỹ thuật quan trọng thể hiện chất lượng điện là: tần số (đơn vị Hz) và điện áp (đơn vị V).

Ngành Điện là ngành công nghiệp thực hiện việc sản xuất và cung cấp điện. Nhờ tính chất tính chất thiết yếu của sản phẩm điện năng nên ngành điện luôn duy trì được mức tăng trưởng ổn định trong suốt hơn 50 năm với CAGR 3,5%/năm.

Sản lượng điện thế giới giai đoạn 1972 - 2022



Biểu đồ 1 – Nguồn: IEA

Chuỗi giá trị ngành Điện thế giới gắn liền với chuỗi giá trị ngành năng lượng.

Chuỗi giá trị của ngành điện thế giới bao gồm:

- **Đầu vào** của ngành điện là các nguồn năng lượng sơ cấp. Mỗi nguồn năng lượng được sử dụng cho một công nghệ sản xuất điện khác nhau. Các nguồn năng lượng sơ cấp được sử dụng phổ biến trong ngành điện là: than, khí, năng lượng tái tạo và năng lượng hạt nhân.

- **Hệ thống điện** là nơi sản xuất và cung cấp điện cho các khách hàng. Các hệ thống điện thường được chia thành 4 khâu, bao gồm: sản xuất điện, truyền tải điện, phân phối điện và bán lẻ điện. Thị trường điện, hoạt động song song hệ thống điện, là nơi để thương mại hóa các hoạt động mang tính vật lý trong hệ thống điện.

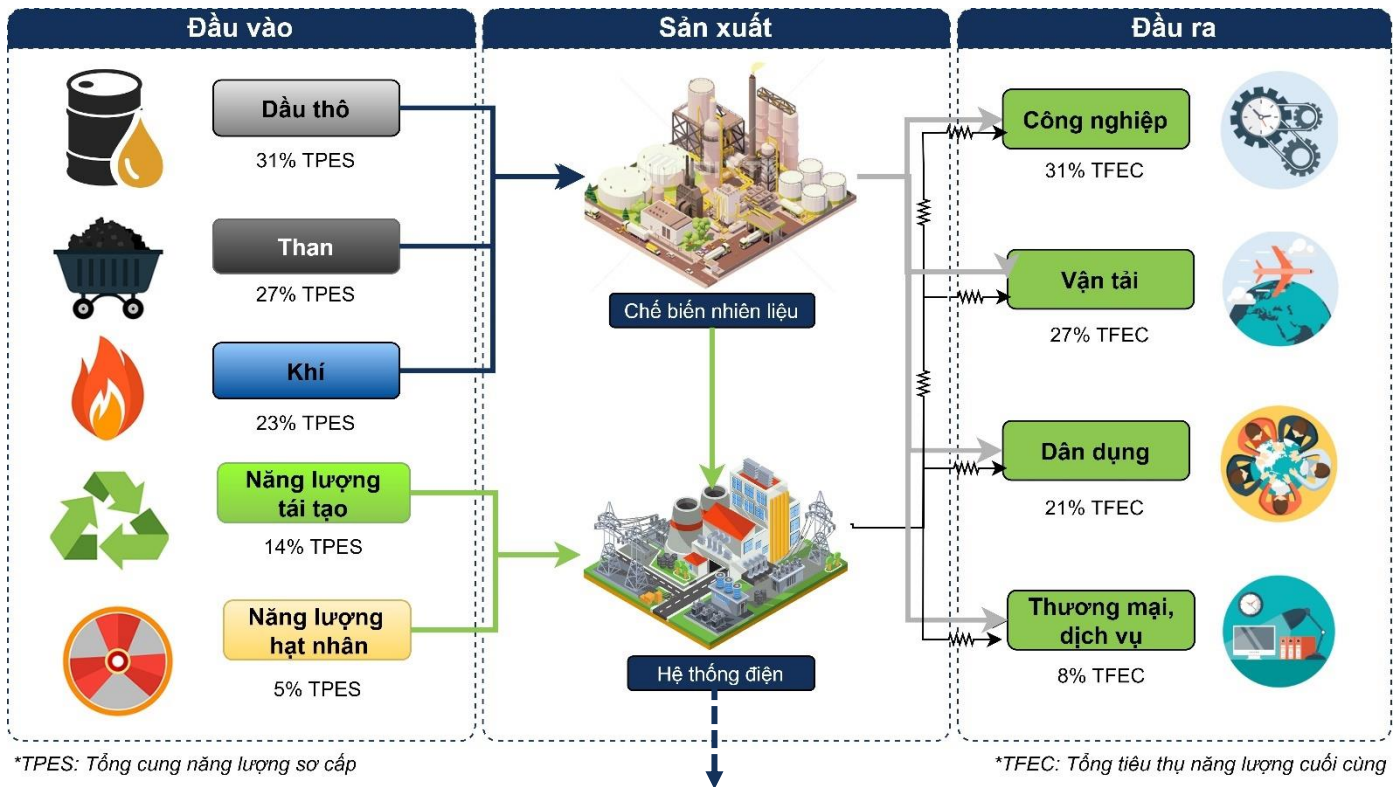
- **Đầu ra** là các khách hàng tiêu thụ điện. Các khách hàng tiêu thụ điện nói riêng và tiêu thụ năng lượng nói chung thường chia thành các nhóm bao gồm: công nghiệp, sinh hoạt dân dụng, thương mại – dịch vụ, ...

Ngành điện là một mắt xích quan trọng trong chuỗi giá trị ngành năng lượng, sử dụng 30% tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (TPES) và đáp ứng cho 21% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC). Các tỷ lệ này đều đang có xu hướng tăng lên nhờ vào quá trình **điện khí hóa**, cho thấy vai trò của ngành điện trong ngành năng lượng đang ngày càng trở nên quan trọng hơn.

Sự phát triển của ngành điện nói chung và các công nghệ phát điện nói riêng chịu ảnh hưởng lớn bởi các phân ngành năng lượng khác, những ngành có vai trò là đầu vào của ngành điện. Trong đó, những yếu tố như: trữ

lượng và sản lượng khai thác, tình hình cung – cầu, diễn biến giá/chi phí khai thác, ... của các nguồn năng lượng là những yếu tố quan trọng có tác động lớn tới ngành điện.

Chuỗi giá trị ngành năng lượng



Chuỗi giá trị ngành điện

Đầu vào	Hệ thống điện				Đầu ra
Than (37% sản lượng điện)	Sản xuất điện	Truyền tải điện	Phân phối điện	Bán lẻ điện	Công nghiệp (42% tiêu thụ điện)
Khí (23%)					Sinh hoạt dân dụng (27%)
Năng lượng tái tạo (27%)					Thương mại, dịch vụ (21%)
Năng lượng hạt nhân (10%)					Lĩnh vực khác (10%)

Biểu đồ 2 – Nguồn: FPTS tổng hợp

Ngành Điện đóng vai trò quan trọng trong quá trình chuyển dịch cơ cấu năng lượng. Chuyển dịch cơ cấu năng lượng từ các nguồn nhiên liệu hóa thạch sang các nguồn năng lượng sạch nhằm mục tiêu cắt giảm khí thải là một xu thế lớn trong ngành năng lượng thế giới. Trong đó, ngành Điện đóng vai trò quan trọng nhất trong quá trình chuyển dịch cơ cấu năng lượng, dựa trên 2 xu hướng chính diễn ra trong ngành:

(1) Phát triển các nguồn điện tái tạo và chuyển dịch cơ cấu năng lượng trong ngành Điện. Bản thân ngành Điện đang là ngành công nghiệp có mức phát thải cao nhất, chiếm 40% tổng lượng phát thải toàn cầu do sử dụng một lượng lớn nguồn tài nguyên đầu vào là các nguồn nhiên liệu hóa thạch. Do đó, xu hướng trong ngành điện là phát triển các nguồn điện tái tạo như điện mặt trời, điện gió sạch hơn để thay thế các nguồn nhiệt điện phát thải cao.

(2) Xu hướng điện khí hóa trong tiêu thụ năng lượng. Bản thân các nguồn năng lượng tái tạo khó có thể sử dụng trực tiếp để thay thế cho các nguồn nhiên liệu hóa thạch mà sẽ cần được chuyển hóa thành điện năng để sử dụng. Do đó, việc chuyển dịch cơ cấu năng lượng sẽ yêu cầu phải đẩy mạnh quá trình điện khí hóa – gia tăng tỷ trọng sử dụng điện năng trong tiêu thụ năng lượng.

2. Tổng quan về hệ thống điện và thị trường điện

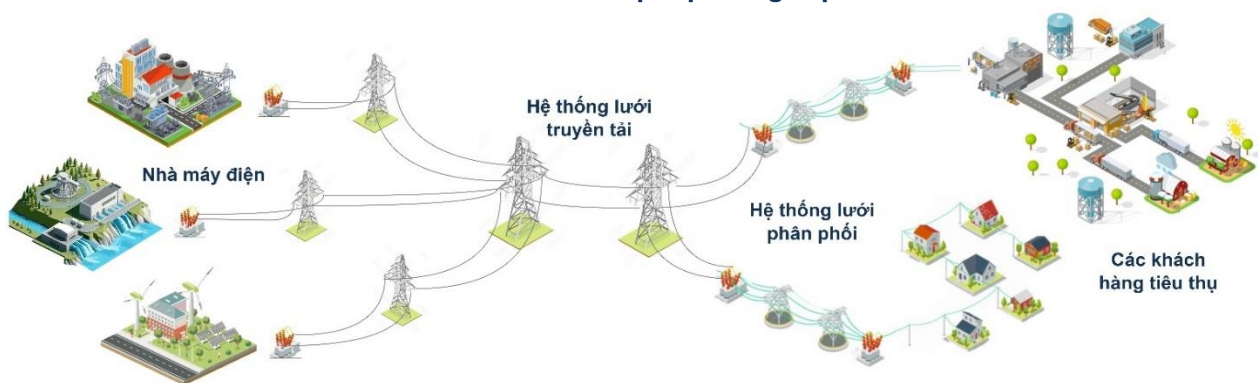
2.1. Hệ thống điện và yêu cầu cân bằng cung – cầu trong hệ thống điện

Ngành Điện trên thế giới phát triển theo hướng tập trung, tạo thành các hệ thống điện. Hệ thống điện kết nối và đồng bộ các phần tử ở cả phía cung và cầu với nhau thông qua hệ thống lưới điện. Hệ thống điện có tính độc lập cao và thường bao phủ toàn bộ một vùng hoặc thậm chí là cả một quốc gia. Việc phát triển theo hướng tập trung giúp ngành điện thực hiện việc cung cấp điện cho khách hàng một cách ổn định, liên tục, nhờ việc đa dạng hóa các nguồn tài nguyên và tận dụng được lợi thế về quy mô.

Hệ thống điện bao gồm 4 khâu thực hiện các nhiệm vụ riêng biệt, bao gồm:

- **Sản xuất điện:** Nơi sản xuất điện và cung cấp cho hệ thống. Điện sản xuất từ các nhà máy sau đó sẽ được nâng áp và đưa lên lưới truyền tải.
- **Truyền tải:** Quản lý hệ thống lưới điện có điện áp cao, kết nối và truyền tải điện từ nhà máy điện tới các hệ thống lưới điện phân phối có điện áp thấp hơn.
- **Phân phối:** Quản lý hệ thống lưới điện phân phối. Hệ thống lưới phân phối có điện áp thấp, nhận điện từ lưới truyền tải và kết nối các khách hàng tiêu thụ điện.
- **Bán lẻ điện:** Cung cấp điện và các dịch vụ bán lẻ khác tới khách hàng tiêu thụ.

Cấu trúc của một hệ thống điện



Nguồn: FPT S tổng hợp

Hệ thống điện luôn yêu cầu phải đảm bảo cân bằng công suất cung – cầu và thường yêu cầu điều chỉnh công suất ở phía nguồn cung.

Điện được sản xuất và tiêu thụ gần như cùng lúc và khó lưu trữ nên công suất điện ở phía cung và cầu luôn bằng nhau. Hệ thống điện luôn phải duy trì sự cân bằng này một cách liên tục để đảm bảo tần số và điện áp trong hệ thống luôn ổn định, tránh làm hỏng hóc các thiết bị điện và gây ra các sự cố trong hệ thống điện.

Tuy nhiên, công suất điện trong hệ thống biến động rất nhanh và liên tục, từ cả phía cung và phía cầu. Hiện tại việc điều độ công suất từ phía cầu là khá hạn chế, do đó việc điều chỉnh công suất để cân bằng hệ thống chủ yếu diễn ra ở phía nguồn cung. Hệ thống điện vừa yêu cầu có các nhà máy điện hoạt động ổn định để cung cấp điện một cách liên tục vừa yêu cầu có các nhà máy có thể điều chỉnh công suất nhanh và có nguồn điện dự phòng để huy động vào các khung giờ cao điểm.

2.2. Thị trường điện và quá trình tự do hóa ngành điện

Thị trường điện là nơi thực hiện các giao dịch mua bán điện và các sản phẩm dịch vụ khác trong hệ thống điện. Sự phát triển của thị trường điện gắn liền với quá trình tự do hóa của ngành điện. Ngành điện thế giới hình thành dưới dạng độc quyền liên kết dọc và chỉ bắt đầu được tự do hóa từ thập niên 1990. Thị trường điện được ra đời trong giai đoạn này để hỗ trợ cho quá trình tự do hóa ngành điện.

Trong quá trình tự do hóa, ngành điện dần phân tách rõ ràng các khâu trong hệ thống và dần có sự cạnh tranh trong các khâu sản xuất và bán lẻ điện. Thị trường điện ở cấp độ cạnh tranh cao nhất cũng bao gồm 2 thị trường tương ứng với hai khâu trên là: (1) thị trường bán buôn điện và (2) thị trường bán lẻ điện.

II. CHUỖI GIÁ TRỊ NGÀNH ĐIỆN THẾ GIỚI

1. Đầu vào: Nhiên liệu hóa thạch vẫn chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu đầu vào

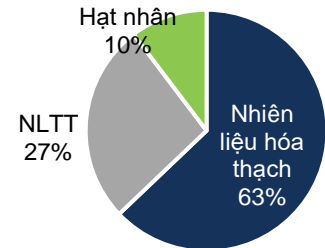
Các nguồn năng lượng sơ cấp được chia thành 3 nhóm, bao gồm:

Nhiên liệu hóa thạch (tạo ra 63% sản lượng điện): bao gồm than, khí tự nhiên, dầu mỏ. Các loại nhiên liệu hóa thạch sau khi khai thác sẽ không thể tái tạo lại và việc sử dụng các nhiên liệu này thường sinh ra các loại khí thải độc hại.

Năng lượng tái tạo (tạo ra 27% sản lượng điện): được xem là có khả năng khai thác vô hạn do được thiên nhiên cung cấp và tái tạo lại liên tục. Năng lượng tái tạo bao gồm: năng lượng mặt trời, thủy năng, năng lượng thủy triều, năng lượng gió, năng lượng sinh khối, năng lượng địa nhiệt, ...

Nhiên liệu hạt nhân (tạo ra 10% sản lượng điện): là nhiên liệu sử dụng năng lượng tạo ra từ phản ứng phân hạch hạt nhân để cung cấp cho nhà máy điện. Nhiên liệu hạt nhân được sử dụng phổ biến nhất là Uranium-235.

Cơ cấu sản lượng điện theo nguồn năng lượng đầu vào



Biểu đồ 3 - Nguồn: IEA

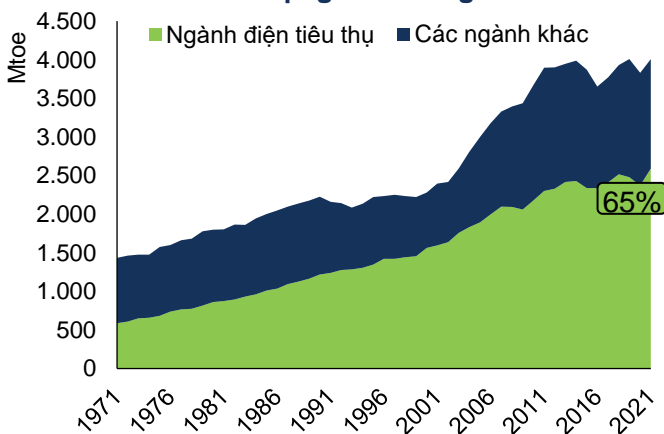
1.1. Nhiên liệu hóa thạch

Trong số các loại nhiên liệu hóa thạch, than và khí là hai nguồn nhiên liệu đầu vào quan trọng cho các nhà máy nhiệt điện. Sản lượng điện sản xuất từ than và khí lần lượt đóng góp vào 37% và 23% sản lượng điện thế giới năm 2022. Dầu và các sản phẩm lọc dầu chỉ tạo ra 3% sản lượng điện nhưng vẫn có ảnh hưởng lớn tới ngành Điện do tình hình cung – cầu trên thị trường dầu mỏ thường có tác động tới sản lượng và giá than, khí.

Năm 2022, sản lượng tiêu thụ than của ngành điện đạt 5,69 tỷ tấn, tương đương 2690 Mtoe và chiếm khoảng 65% nhu cầu tiêu thụ than trên thế giới. Sản lượng than thế giới đã có một giai đoạn tăng trưởng mạnh từ năm 2000 tới 2011 (CAGR 5%/năm), nhưng bắt đầu chững lại trong giai đoạn 2011 – 2022 (CAGR 1%/năm). Các chính sách bảo vệ môi trường trong ngành Điện nói riêng và ngành năng lượng nói chung đã khiến cho nhu cầu tiêu thụ than bị hạn chế.

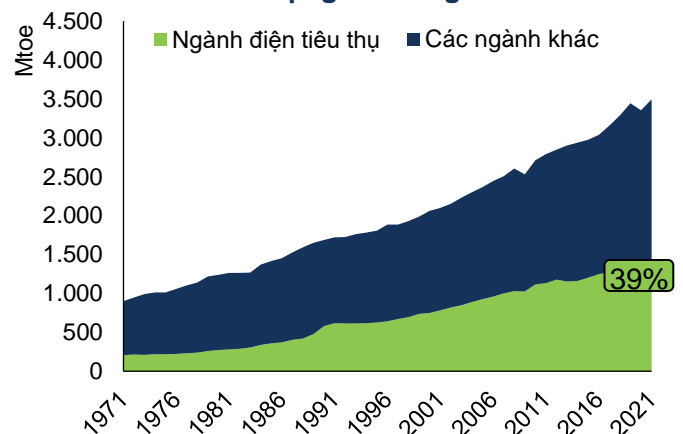
Sản lượng khí thế giới vẫn đang duy trì mức tăng trưởng khá ổn định khoảng 2%/năm. Trong đó, sản lượng tiêu thụ khí của ngành điện năm 2022 là 1.580 tỷ m³, chiếm 39% tổng nhu cầu tiêu thụ khí. Việc tiêu thụ khí ít phát thải hơn so với tiêu thụ than, do đó nhu cầu khí không bị ảnh hưởng bởi các chính sách bảo vệ môi trường, thậm chí còn có xu hướng tăng lên để thay thế cho việc sử dụng than.

Sản lượng than thế giới



Biểu đồ 4 – Nguồn: IEA

Sản lượng khí thế giới



Biểu đồ 5 – Nguồn: IEA

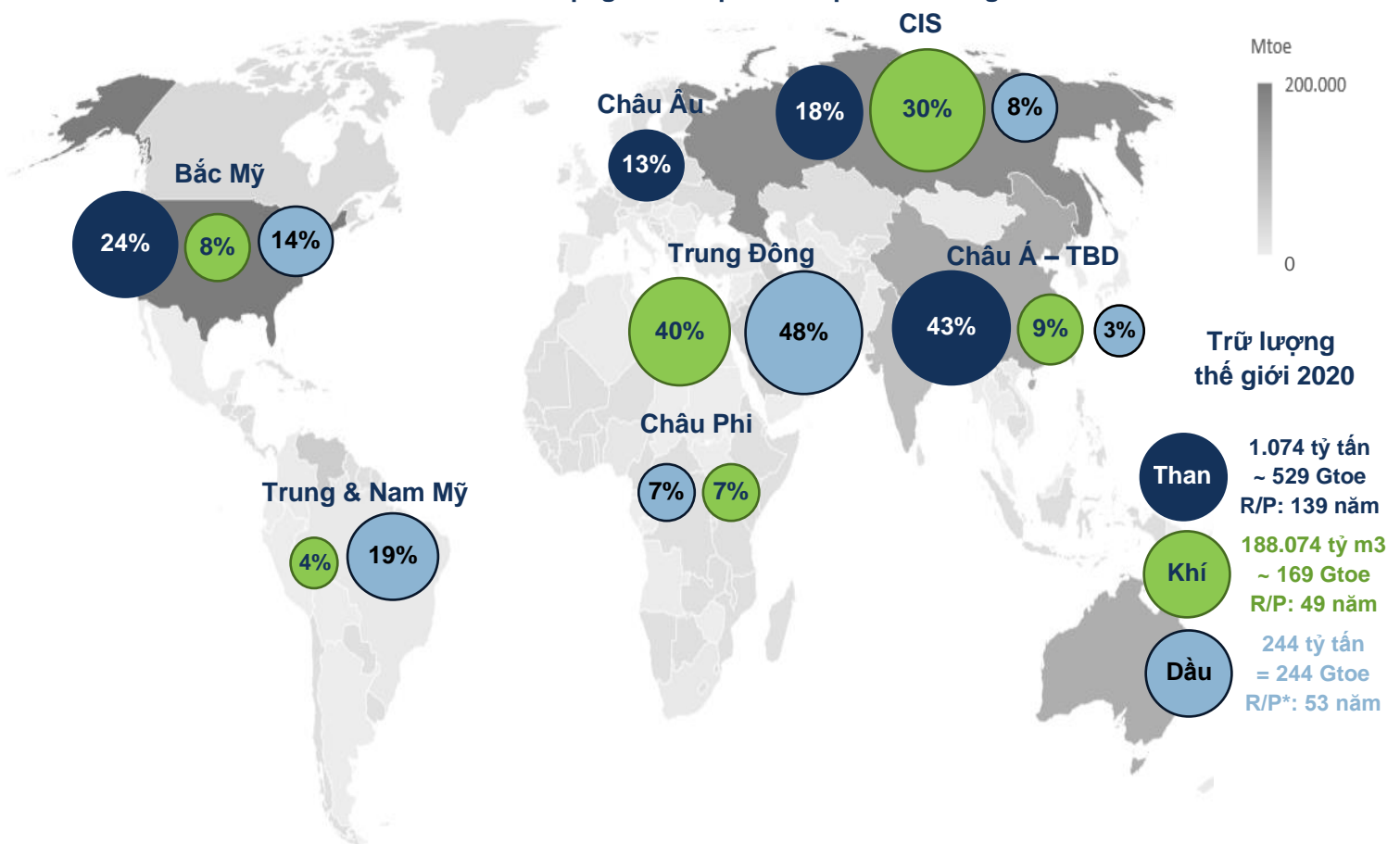
❖ **Trữ lượng và sản lượng khai thác nhiên liệu hóa thạch trên thế giới:**

Trữ lượng nhiên liệu hóa thạch sẽ giảm dần theo thời gian và sẽ cần các nguồn năng lượng thay thế. Trữ lượng hiện tại (2020 – theo British Petroleum/BP) của các nguồn nhiên liệu hóa thạch đủ cho con người khai thác trong khoảng 50 năm đối với dầu, khí và khoảng 140 năm đối than.

Mặc dù thời gian khai thác có thể được kéo dài (nhờ thăm dò để gia tăng trữ lượng hoặc giảm sản lượng khai thác) nhưng nhìn chung tài nguyên nhiên liệu hóa thạch sẽ dần cạn kiệt và chi phí khai thác sẽ có xu hướng tăng lên. Do đó, con người sẽ phải tìm kiếm và phát triển nhiều hơn các nguồn năng lượng thay thế.

Phân bố trữ lượng nhiên liệu hóa thạch không đồng đều giữa các khu vực. Các nguồn tài nguyên hóa thạch phân bố không đều giữa các khu vực, trong đó than đá tập trung chủ yếu tại khu vực châu Á – Thái Bình Dương, dầu mỏ và khí đốt tập trung nhiều ở các nước Trung Đông và CIS. Một số khu vực rất giàu và đa dạng tài nguyên nhiên liệu hóa thạch như: Châu Á – Thái Bình Dương, Bắc Mỹ, CIS trong khi đó có khu vực lại rất nghèo tài nguyên như châu Âu, châu Phi.

Phân bố trữ lượng nhiên liệu hóa thạch trên thế giới



*R/P: Thời gian khai thác còn lại = Trữ lượng / Sản lượng khai thác năm 2020

Biểu đồ 6 – Nguồn: BP Statistical Review, FPT S tổng hợp

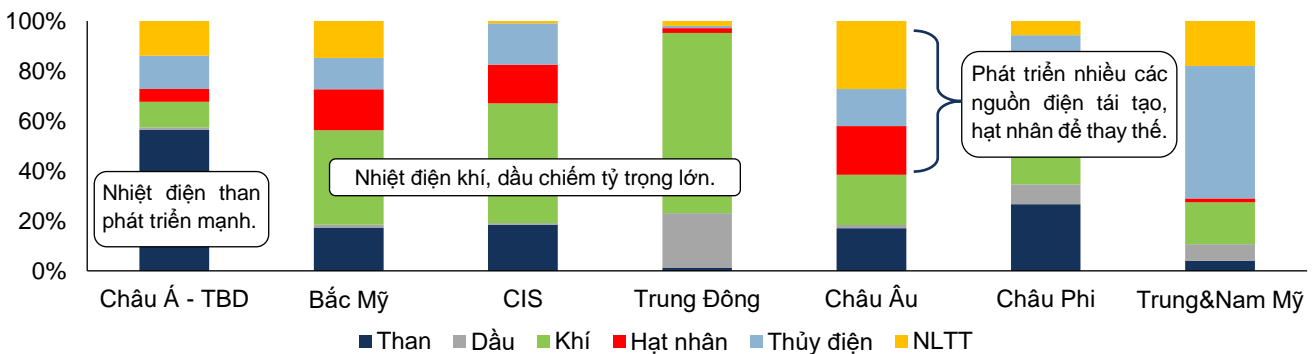
Sự phân bố tài nguyên không đồng đều này dẫn tới 2 tác động chính đối với ngành điện:

(1) Cơ cấu nguồn điện và xu hướng phát triển nguồn điện khác nhau tại các khu vực.

Các quốc gia/ khu vực luôn ưu tiên tận dụng nguồn tài nguyên sẵn có trong nội địa. Do đó, sự phân bố tài nguyên có tác động lớn tới cơ cấu nguồn điện và tiềm năng phát triển các nguồn tại các khu vực. Điều này được thể hiện khá rõ trong cơ cấu nguồn điện tại một số khu vực, cụ thể:

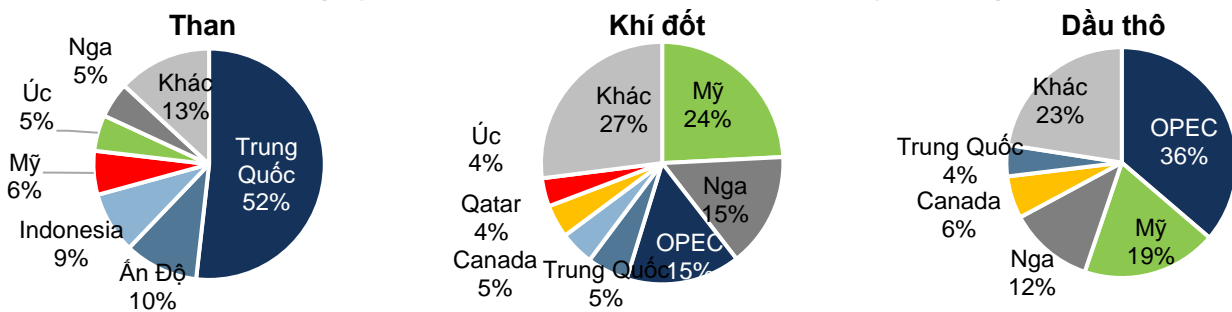
- Châu Á – TBD: Sản lượng nhiệt điện than chiếm gần 60% do có lợi thế về than (43% trữ lượng than và hơn 70% sản lượng than khai thác hàng năm).

- Bắc Mỹ, CIS, Trung Đông: Nhiệt điện khí chiếm tỷ trọng cao do có nhiều nhà sản xuất khí lớn.
- Châu Âu: Phát triển mạnh các nguồn điện tái tạo, hạt nhân để thay thế do có ít tài nguyên nhiên liệu.

Cơ cấu sản lượng điện tại các khu vực (2022)


Biểu đồ 7 - Nguồn: IEA

(2) Thị trường/giá nhiên liệu thường bị chi phối bởi các quốc gia lớn. Các quốc gia như: Mỹ, Nga, Trung Quốc hay các quốc gia trong nhóm OPEC sở hữu trữ lượng nhiên liệu lớn và là những nhà sản xuất và xuất khẩu nhiên liệu lớn trên thế giới. Các quốc gia này thường cố gắng kiểm soát và chi phối nguồn cung cũng như giá của các loại nhiên liệu. Do đó, tình hình khai thác, các thay đổi về chính sách hay các vấn đề địa chính trị liên quan tới các quốc gia trên thường sẽ có những tác động lớn tới thị trường nhiên liệu.

Cơ cấu sản lượng khai thác dầu, khí và than theo quốc gia/khu vực năm 2022


Biểu đồ 8 - Nguồn: BP Statistical Review

❖ Giá các loại nhiên liệu thường biến động mạnh

Chi phí nhiên liệu thường chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu chi phí của các nhà máy nhiệt điện (50 – 80%), do đó biến động giá các loại nhiên liệu tác động rất lớn tới giá thành sản xuất của các nhà máy nhiệt điện.

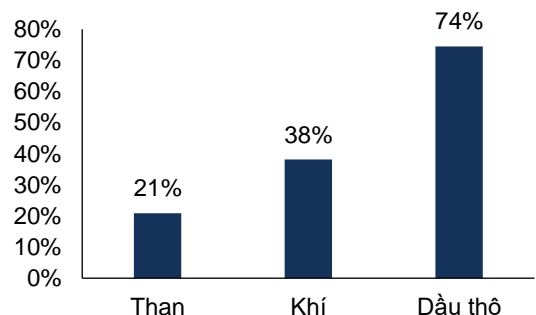
Thị trường than và khí thường có tính nội địa cao, giá nội địa thường thấp và ổn định hơn so với nhập khẩu.

Trong các loại nhiên liệu, thị trường dầu thô quốc tế hoạt động khá sôi nổi, trong khi đó than và khí chủ yếu vẫn được tiêu thụ nội địa. Hàng năm, chỉ có khoảng 21% sản lượng than và 38% sản lượng khí sau khi khai thác được xuất khẩu sang các quốc gia/khu vực khác.

Nguyên nhân chính là do việc vận chuyển than và khí khó khăn và tốn kém chi phí hơn so với dầu thô. Vận chuyển khí cần có hệ thống đường ống dẫn khí hoặc cần hóa lỏng khí thành LNG để vận chuyển và tái hóa khí ở nơi tiêu thụ.

Vận chuyển than đơn giản hơn nhưng lại tốn nhiều chi phí do than có mật độ năng lượng thấp. Chi phí vận chuyển than biến động tùy thuộc vào quãng đường và giá cước vận chuyển tại từng thời điểm, nhưng thường chiếm khoảng 10 - 40% giá thành tại nơi tiêu thụ.

Sản lượng xuất nhập khẩu/khai thác

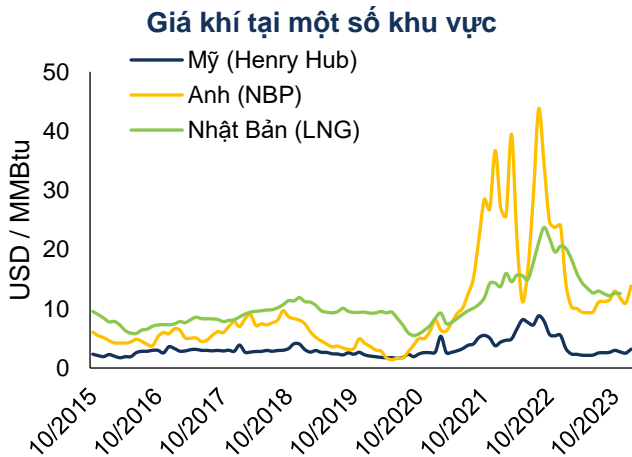


Biểu đồ 9 - Nguồn: BP Statistical Review

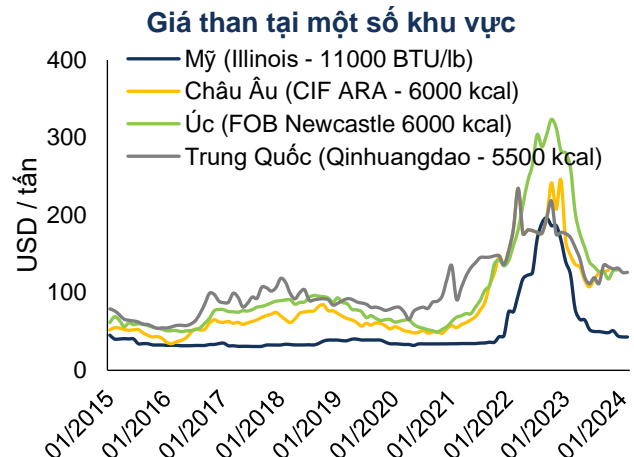
Thị trường than và khí thường có tính nội địa cao và giá than/khí thường có sự chênh lệch lớn giữa nguồn cung nội địa và nguồn nhiên liệu nhập khẩu. Giá nhiên liệu cung cấp cho thị trường nội địa thường thấp hơn khá nhiều và cũng thường ổn định hơn so với các nguồn nhiên liệu nhập khẩu. Trong số các thị trường tiêu thụ nhiên liệu lớn trên thế giới (gồm Châu Á – TBD, Châu Âu và Bắc Mỹ) thì thị trường Bắc Mỹ có tính nội địa cao nhất, do đó giá than và khí luôn ổn định và thấp nhất.

Giá các loại nhiên liệu thường biến động mạnh và có sự tương quan chặt chẽ với nhau.

Do các loại nhiên liệu than, khí, dầu mỏ là các mặt hàng thay thế cho nhau nên giá các loại nhiên liệu này thường có biến động cùng chiều với nhau.



Biểu đồ 10 - Nguồn: Bloomberg, EIA, FPTs tổng hợp



Biểu đồ 11 - Nguồn: Bloomberg, FPTs tổng hợp

Giá nhiên liệu thường biến động khá mạnh, do tình hình cung – cầu phức tạp của các nguồn nhiên liệu này. Trong giai đoạn 2021 – 2022, giá các loại nhiên liệu tăng đều tăng lên mức kỷ lục, gây ra cuộc khủng hoảng nhiên liệu nghiêm trọng do nguyên nhân chính là căng thẳng chính trị tại Nga – Ukraine và diễn biến thời tiết bất thường. Tuy nhiên, đến năm 2023, giá nhiên liệu lại quay đầu giảm mạnh và bắt đầu giảm về mức ổn định trước khi cuộc khủng hoảng diễn ra.

1.2. Năng lượng tái tạo (NLTT)

Các nguồn năng lượng tái tạo có thể sử dụng để sản xuất điện rất đa dạng, bao gồm: thủy năng, gió, mặt trời, sinh khối, rác thải, địa nhiệt, sóng biển, thủy triều, ... Tuy nhiên, hiện tại chỉ có một số công nghệ điện tái tạo có hiệu quả về mặt kinh tế và được sử dụng phổ biến là: thủy điện, điện gió, điện mặt trời và điện sinh khối.

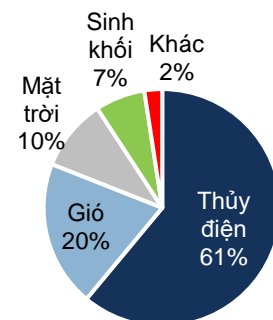
Các nguồn năng lượng tái tạo có nhiều đặc điểm chung như:

- Nguồn NLTT được tái tạo liên tục trong tự nhiên và có thể khai thác lâu dài.
- Ít phát thải các khí thải độc hại khi sử dụng để sản xuất điện.
- Sản lượng điện sản xuất từ NLTT phụ thuộc rất nhiều vào các yếu tố thời tiết.
- Việc sử dụng các nguồn NLTT thường không mất chi phí.

❖ Phân bổ tiềm năng NLTT:

Tiềm năng khai thác NLTT cho sản xuất điện là rất lớn và các NLTT có khả năng tự tái tạo nên việc khai thác có thể diễn ra lâu dài. Tiềm năng về kỹ thuật (tiềm năng công suất phát điện) của các nguồn điện NLTT cũng là rất lớn. Theo số liệu ước tính từ IEA, tổng tiềm năng kỹ thuật điện NLTT trên thế giới là 970 PWh/năm, gấp 36 lần tổng sản lượng điện thế giới năm 2022 và gấp 121 lần sản lượng điện NLTT 2022.

Cơ cấu sản lượng điện tái tạo thế giới năm 2019



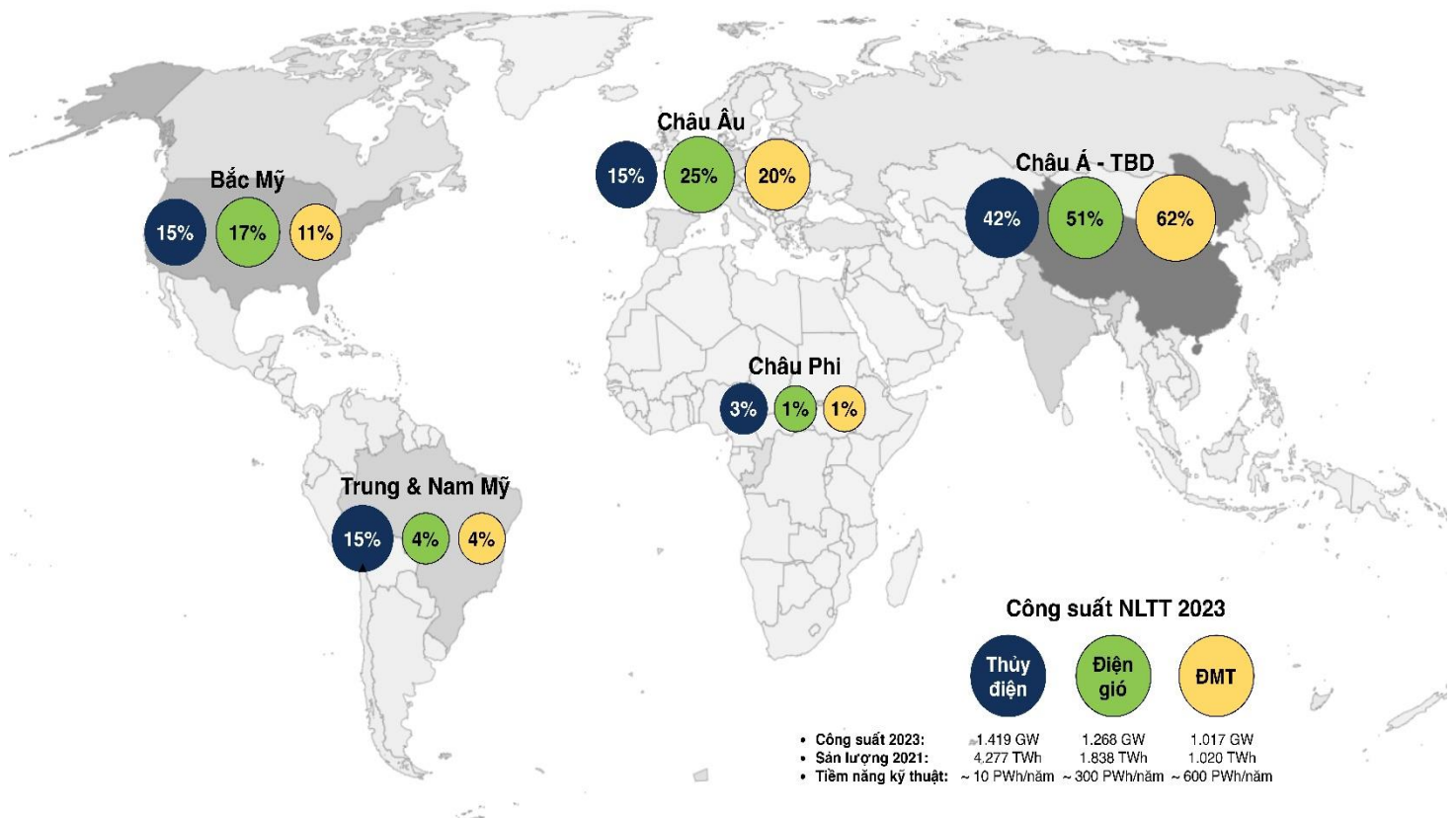
Biểu đồ 12 - Nguồn: IRENA

Tiềm năng kỹ thuật các nguồn điện NLTT phụ thuộc vào mật độ năng lượng tại từng vị trí địa lý, do NLTT được khai thác tại chỗ và không có khả năng vận chuyển từ nơi này sang nơi khác. Mật độ năng lượng đối với mỗi nguồn NLTT tại các khu vực là khác nhau, trong đó:

- **Thủy năng:** phân bố ở nơi có lượng mưa lớn, địa hình dốc tạo nên nhiều sông ngòi như: Bắc Mỹ, Nam Mỹ, Đông Á, Bắc Âu, ...
- **Gió:** phát triển ở những vùng ven biển hoặc vùng có địa hình cao
- **Điện mặt trời:** mật độ cao nhất tại các vùng gần đường chí tuyến có nhiều nắng và khí hậu khô hạn.

Tiềm năng NLTT nhìn chung được phân bố khá rộng rãi, tuy nhiên công suất khai thác NLTT (công suất điện tái tạo) hiện vẫn tập trung chủ yếu tại các khu vực có kinh tế phát triển như: Châu Á – TBD, Châu Âu và Bắc Mỹ. Trong đó, Trung Quốc là quốc gia phát triển NLTT mạnh nhất, chiếm 37,6% tổng công suất NLTT toàn thế giới.

Công suất điện NLTT trên thế giới



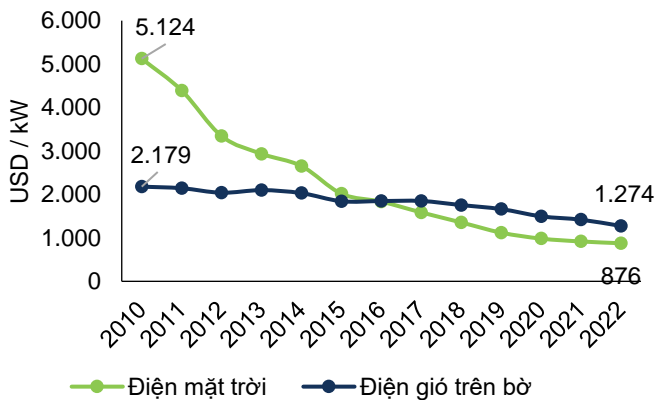
Biểu đồ 13 – Nguồn: FPTs tổng hợp, IRENA

❖ Chi phí sử dụng NLTT:

Chi phí sản xuất của các nhà máy điện NLTT thường chỉ bao gồm chi phí đầu tư tài sản cố định và các chi phí vận hành, bảo dưỡng. Các nhà máy điện khi sử dụng nguồn NLTT để phát điện thường sẽ không mất chi phí, hoặc với chi phí rất thấp, thường là các loại thuế, phí tài nguyên. Khi đã hoàn thành xây dựng nhà máy và khi chi phí đầu tư giảm xuống, chi phí sản xuất của điện tái tạo sẽ giảm xuống rất thấp và trở nên rất cạnh tranh.

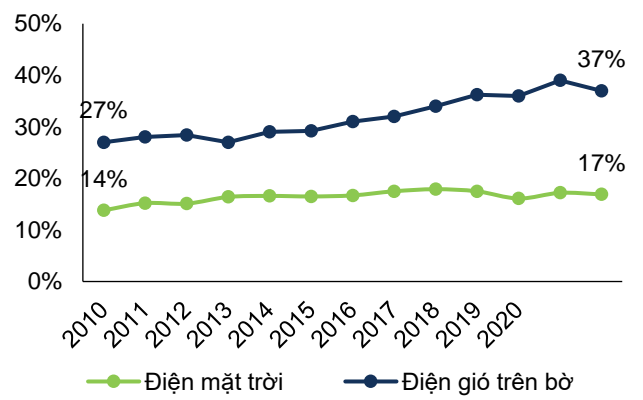
Giá thành sản xuất của các nguồn điện này phụ thuộc nhiều nhất vào 2 yếu tố là: suất đầu tư và hiệu suất hoạt động của nhà máy. Trong khoảng hơn 10 năm trở lại đây, điện gió và điện mặt trời là 2 nguồn điện NLTT có sự phát triển rất mạnh nhờ việc suất đầu tư giảm mạnh và hiệu suất được cải thiện đáng kể. Trong tương lai, đây vẫn là những yếu tố quan trọng ảnh hưởng tới tiềm năng phát triển của các nguồn điện tái tạo.

Suất đầu tư điện mặt trời, điện gió



Biểu đồ 14 - Nguồn: IRENA

Hệ số công suất điện mặt trời, điện gió



Biểu đồ 15 - Nguồn: IRENA

❖ **Sản lượng khai thác NLLT phụ thuộc rất lớn vào điều kiện thời tiết.**

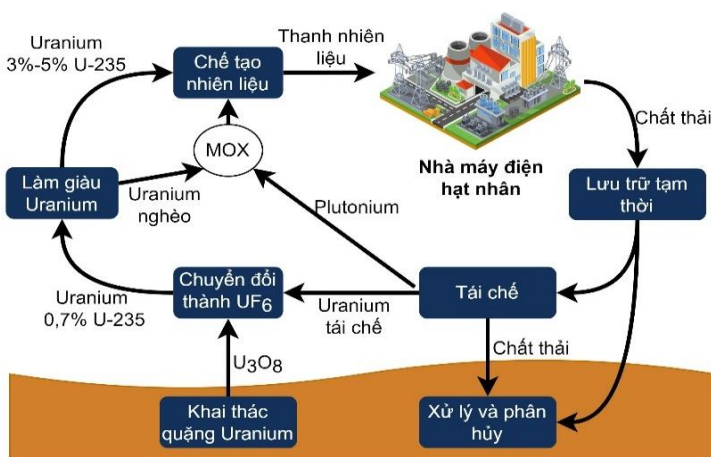
Công suất và sản lượng phát điện của các nguồn điện tái tạo phụ thuộc rất nhiều, thậm chí là hoàn toàn vào các yếu tố thời tiết như: lượng mưa, tình hình thủy văn đối với thủy điện, lượng bức xạ đối với điện mặt trời, tốc độ gió đối với điện gió, ...

Do phụ thuộc vào thời tiết, công suất của các nguồn điện NLTT thường biến động rất mạnh, một số nguồn điện còn không có khả năng chủ động kiểm soát, điều chỉnh công suất phát điện theo ý muốn. Do đó, các nguồn điện tái tạo khi phát triển mạnh thường gây ra nhiều khó khăn cho việc điều độ hệ thống điện. Đây là một nhược điểm lớn cản trở sự phát triển của các nguồn điện này.

1.3. Nhiên liệu hạt nhân

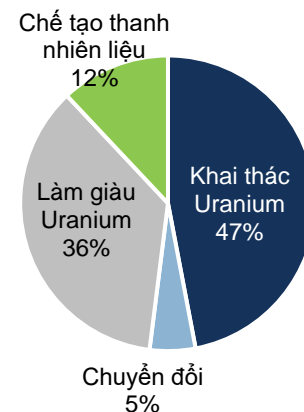
Nhiên liệu hạt nhân là đầu vào của các nhà máy điện hạt nhân, cung cấp nhiệt năng cho nhà máy thông qua phản ứng phân hạch hạt nhân. Nhiên liệu hạt nhân được sử dụng phổ biến nhất trên thế giới hiện tại là Uranium, cụ thể là đồng vị phóng xạ Uranium-235.

Chuỗi giá trị nhiên liệu hạt nhân



Biểu đồ 16 – Nguồn: World Nuclear Association

Cơ cấu chi phí nhiên liệu hạt nhân



Biểu đồ 17 – Nguồn: World Nuclear University

Uranium được sản xuất ra gần như sẽ được cung cấp toàn bộ cho các nhà máy điện hạt nhân. Nhu cầu Uranium của các nhà máy điện hạt nhân hiện đang rơi vào khoảng 65.000 tấn Uranium hàng năm, được đáp ứng bởi 2 nguồn chính: nguồn Uranium sơ cấp và nguồn Uranium thứ cấp.

- **Nguồn Uranium sơ cấp (chiếm 75%):** Là nguồn Uranium từ tự nhiên trải qua quá trình chế biến bao gồm 4 công đoạn: (1) khai thác; (2) chuyển đổi; (3) làm giàu và (4) chế tạo thanh nhiên liệu. Uranium sau khi khai thác chỉ chứa 0,7% đồng vị U-235, đồng vị tham gia trực tiếp vào chuỗi phản ứng phân hạch. Trong khi đó, các nhà máy điện hạt nhân cần nhiên liệu có hàm lượng 3 – 5% U-235, do đó cần có quá trình làm giàu Uranium để

tăng hàm lượng U-235. Uranium sẽ được chuyển đổi thành khí UF₆, đưa vào máy ly tâm để làm giàu, sau đó chuyển thành UO₂ để chế tạo các thanh nhiên liệu cho các lò phản ứng hạt nhân.

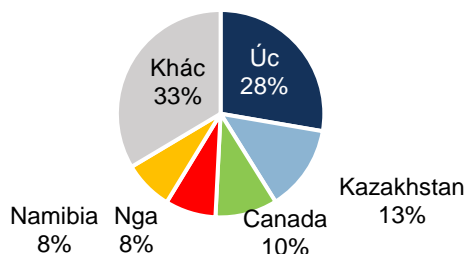
- **Nguồn Uranium thứ cấp (chiếm 25%):** Bao gồm: (1) tồn kho Uranium (do tình trạng dư cung trong thời gian dài) và (2) các nguồn Uranium tái chế từ nhiên liệu đã qua sử dụng hoặc từ các đầu đạn hạt nhân.

❖ **Trữ lượng và sản lượng khai thác Uranium:**

Uranium là một nguyên tố phổ biến và có mặt khắp nơi trên bề mặt trái. Tuy nhiên, chỉ có một số loại quặng có chứa hàm lượng Uranium cao là đủ hiệu quả kinh tế để khai thác. Theo số liệu từ OECD NEA & IAEA năm 2022, trữ lượng Uranium có thể khai thác một cách kinh tế ở mức giá 130 USD/kg là hơn 6 triệu tấn, khoảng 120 lần sản lượng khai thác năm 2022.

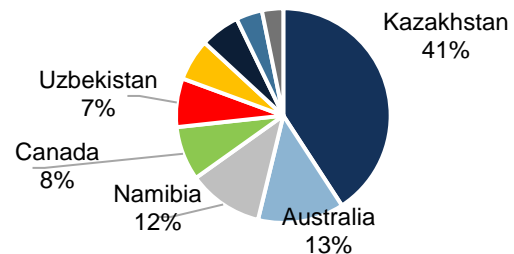
Trữ lượng Uranium tập trung tại một số quốc gia như: Úc, Kazakhstan, Canada, Nga, Namibia, ... Đây cũng là những quốc gia khai thác Uranium lớn nhất trên thế giới. Trong đó, Kazakhstan đang là quốc gia khai thác Uranium lớn nhất, chiếm 41% sản lượng khai thác Uranium toàn cầu.

Cơ cấu trữ lượng Uranium thế giới



Biểu đồ 18 – Nguồn: OECD NEA & IAEA

Các quốc gia khai thác Uranium lớn năm 2020



Biểu đồ 19 - Nguồn: OECD NEA & IAEA

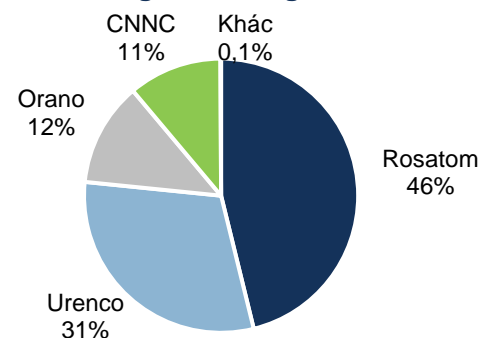
❖ **Hoạt động chuyển đổi và làm giàu Uranium:**

Chuỗi cung ứng Uranium bị chi phối do hoạt động làm giàu Uranium là có tính nhạy cảm.

Làm giàu Uranium là một hoạt động nhạy cảm và bị hạn chế do liên quan tới vũ khí hạt nhân. Theo Hiệp ước không phổ biến vũ khí hạt nhân, chỉ có 5 quốc gia được phép sở hữu vũ khí hạt nhân là: Mỹ, Nga, Anh, Pháp và Trung Quốc. Hiện tại 84% công suất làm giàu Uranium được đặt tại các quốc gia kể trên.

Có 4 doanh nghiệp nắm giữ và vận hành gần như toàn bộ công suất làm giàu Uranium là Rosatom (Nga), Urenco (Anh-Đức-Hà Lan), Orano (Pháp) và CNNC (Trung Quốc). Các doanh nghiệp trên hoặc là doanh nghiệp Nhà nước hoặc do Chính phủ của các quốc gia nắm giữ cổ phần chi phối. Các doanh nghiệp trên cùng với Cameco (Canada) cũng đồng thời nắm giữ khoảng 89% công suất chuyển đổi và 25% công suất khai thác Uranium.

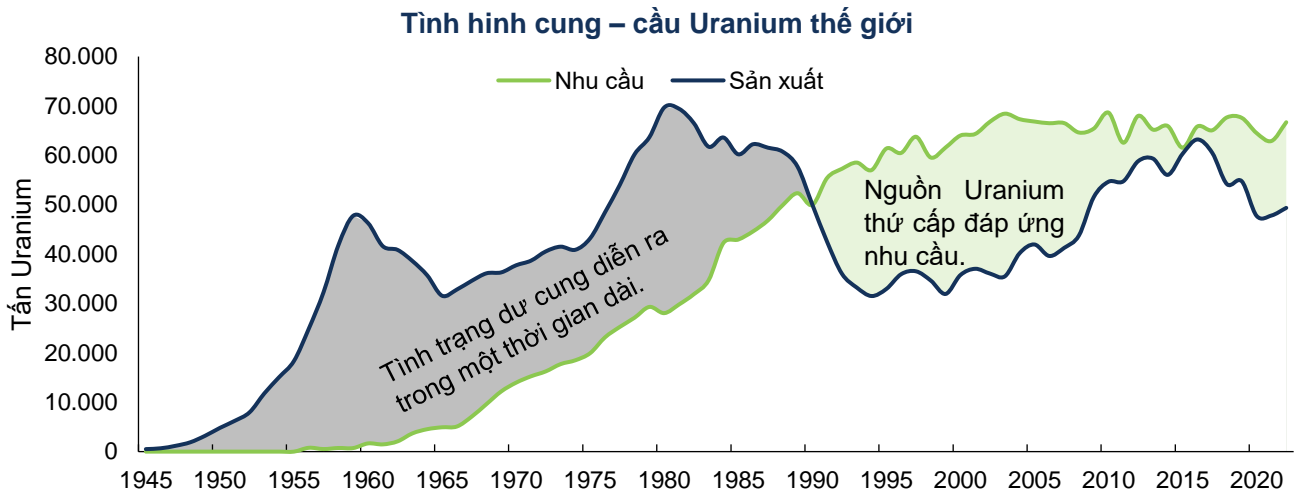
Cơ cấu công suất làm giàu uranium



Biểu đồ 20 - Nguồn: World Nuclear Association

❖ **Tình hình cung – cầu Uranium và diễn biến giá Uranium:**

Sản lượng sản xuất Uranium đã vượt xa nhu cầu sử dụng của các nhà máy điện hạt nhân trong suốt giai đoạn 1945 – 1990 do: (1) công suất điện hạt nhân tăng trưởng thấp hơn so với kỳ vọng và (2) gia tăng công suất sản xuất Uranium cho mục đích phi thương mại. Tình trạng dư cung trong thời gian dài đã làm cho lượng tồn kho Uranium tăng lên tạo thành một nguồn cung Uranium thứ cấp dồi dào.

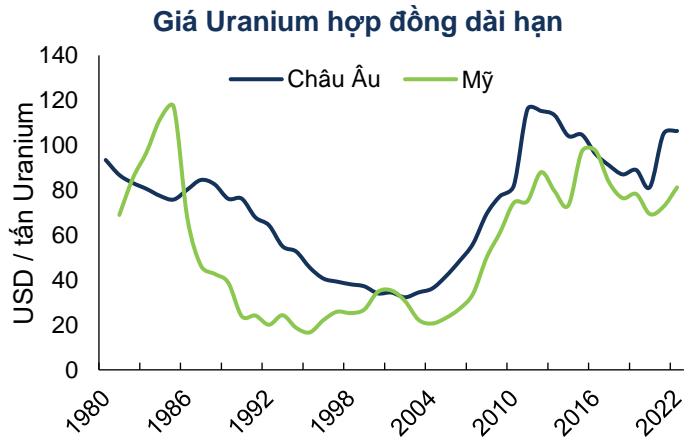


Biểu đồ 21 – Nguồn: OECD NEA – IAEA, World Nuclear Association

Sau năm 1990, triển vọng điện hạt nhân bắt đầu kém đi do sự cố tại nhà máy điện Chernobyl và sự kiện Liên Xô tan rã. Giá Uranium sụt giảm mạnh và sản lượng Uranium giảm xuống chỉ bằng một nửa so với nhu cầu tiêu thụ. Nguồn Uranium thứ cấp bắt đầu trở thành nguồn cung quan trọng kể từ giai đoạn này.

Sản lượng sản xuất Uranium bắt đầu phục hồi và giá tăng mạnh trong từ năm 2007 – 2011 sau đó quay đầu giảm trở lại sau sự kiện hạt nhân tại Fukushima.

Từ năm 2020 đến nay, giá Uranium bắt đầu hồi phục nhờ kỳ vọng nhu cầu gia tăng tại Trung Quốc khi quốc gia này đẩy mạnh phát triển điện hạt nhân.



Biểu đồ 22 – Nguồn: Euratom, EIA

2. Sản xuất điện: cạnh tranh giữa các công nghệ sản xuất điện thông qua các yếu tố: đặc điểm vận hành, giá thành sản xuất và mức độ phát thải.

2.1. Phân loại công nghệ sản xuất điện

Nguyên tắc chung của hoạt động sản xuất điện đều là chuyển hóa năng lượng sơ cấp thành điện năng. Tuy nhiên, đối với mỗi loại năng lượng sơ cấp sẽ sử dụng một công nghệ riêng để chuyển hóa thành điện. Các nguồn năng lượng sơ cấp khá đa dạng, đồng thời đối với mỗi nguồn năng lượng sơ cấp cũng có thể áp dụng nhiều công nghệ sản xuất điện khác nhau, do đó số lượng các công nghệ sản xuất điện là khá lớn.

Dựa theo nguồn năng lượng đầu vào, các công nghệ phát điện thường được chia thành 3 nhóm lớn bao gồm:

- **Các công nghệ truyền thống:** bao gồm các nguồn nhiệt điện (than, khí, dầu), điện hạt nhân, thủy điện. Đây là những công nghệ đã được sử dụng từ lâu đời và đã phát triển chín muồi.
- **Năng lượng tái tạo (ngoài thủy điện):** mới được sử dụng phổ biến trong khoảng 2 thập kỷ trở lại đây, nhưng lại đang phát triển rất mạnh mẽ và là tương lai của ngành điện nhờ tính thân thiện với môi trường.
- **Lưu trữ năng lượng:** công nghệ phát điện đặc biệt, sử dụng đầu vào là nguồn điện dư thừa trong hệ thống, lưu trữ năng lượng này để chuyển đổi lại thành điện khi cần thiết. Các công nghệ lưu trữ năng lượng hiện vẫn trong giai đoạn đầu phát triển và chưa được sử dụng rộng rãi. Tuy nhiên, các công nghệ này có thể sẽ phát triển mạnh trong tương lai gần do chúng là giải pháp hữu hiệu để bù đắp cho sự thiếu ổn định của các nguồn điện tái tạo.

Công nghệ phát điện theo nguồn năng lượng đầu vào		Phân loại công nghệ (chi tiết về các công nghệ tại phụ lục)
Công nghệ truyền thống	Nhiệt điện than	- Theo cấu tạo lò: Lò hơi đốt than phun (PC), Lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB) - Theo thông số hơi: Cận tới hạn, Siêu tới hạn, Trên siêu tới hạn
	Nhiệt điện khí/dầu	- Tua-bin khí chu trình đơn (SCGT) - Tua-bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) - Động cơ đốt trong phát điện
	Điện hạt nhân	- Theo cấu tạo lò: PWR, BWR, AGR, PHWR, LWGW, FBR,... - Theo thế hệ lò: I, II, III, III+
	Thủy điện	- Thủy điện có hồ chứa - Thủy điện dòng chảy - Thủy điện tích năng
Năng lượng tái tạo (ngoài thủy điện)	Điện mặt trời	- Pin năng lượng mặt trời (PV) - Nhiệt điện mặt trời/Điện mặt trời tập trung (CSP)
	Điện gió	- Điện gió trên đất liền (onshore) - Điện gió trên biển (offshore và nearshore)
	Điện sinh khối	- Đốt trực tiếp sinh khối - Nhiệt phân sinh khối - Khí hóa sinh khối
	NLTT khác	Điện địa nhiệt, điện rác, điện thủy triều, điện sóng,...
Lưu trữ năng lượng		- Thủy điện tích năng - Pin lưu trữ năng lượng - Hydrogen - Các công nghệ khác: CEAS, bánh đà, SMES,....

Nguồn: FPTIS tổng hợp

2.2. Đặc điểm của các công nghệ sản xuất điện

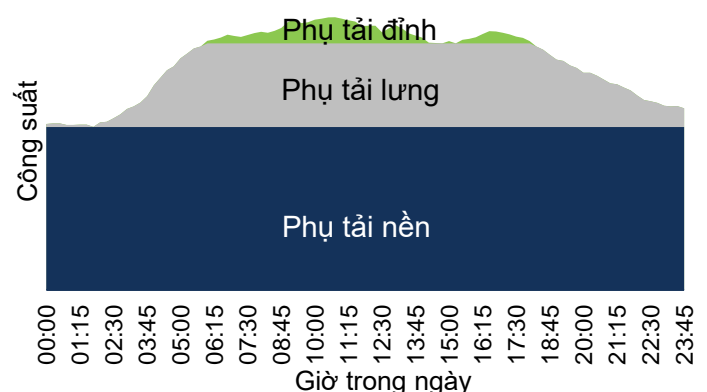
Các công nghệ phát điện có sự khác biệt khá lớn về: (1) đặc điểm vận hành, (2) giá thành sản xuất và (3) mức độ phát thải. Các đặc điểm này là cũng là những yếu tố quan trọng ảnh hưởng tới tính cạnh tranh giữa các công nghệ phát điện, bên cạnh tiềm năng phát triển các nguồn tài nguyên đầu vào.

2.2.1. Đặc điểm vận hành của các công nghệ sản xuất điện

Vai trò và yêu cầu vận hành của các nguồn điện trong hệ thống điện. Trong hệ thống điện thông thường, phụ tải điện thường được chia thành 3 phần là: phụ tải nền (base load), phụ tải lưng (mid-merit load) và phụ tải đỉnh (peak load).

Mỗi phần của phụ tải sẽ yêu cầu các đặc điểm vận hành khác nhau. Ví dụ, phần phụ tải đỉnh yêu cầu các nguồn điện có độ linh hoạt cao, trong khi các nguồn điện chạy ở phần phụ tải nền sẽ cần khả năng duy trì công suất ổn định, liên tục và thường không yêu cầu nhiều về độ linh hoạt.

Phụ tải điển hình của hệ thống điện trong ngày



Biểu đồ 23 – Nguồn: FPTIS tổng hợp

Một số công nghệ phát điện chỉ phù hợp với một vai trò nhất định, ví dụ như điện hạt nhân chỉ phù hợp để chạy nền, một số công nghệ được sử dụng đa dạng hơn.

Việc hoạt động ở vai trò nào sẽ ảnh hưởng lớn tới hiệu suất hoạt động, cũng như ảnh hưởng tới chi phí của các nhà máy điện, cụ thể như sau:

Vai trò các nguồn điện trong hệ thống và đặc điểm của các nguồn điện

	Yêu cầu về khả năng điều độ	Đặc điểm về hệ số công suất và chi phí	Các nguồn điện thường được sử dụng
Phụ tải nền	<ul style="list-style-type: none"> - Điều độ chậm, không yêu cầu nhiều về tốc độ thay đổi công suất, thời gian khởi động. - Cần đảm bảo việc duy trì một mức công suất ổn định trong thời gian dài. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nhà máy thường vận hành liên tục với công suất tối đa, do đó sẽ có hệ số công suất lớn (>60%) và sản lượng cao. - Nhà máy thường có chi phí đầu tư lớn và chi phí biến đổi thấp. Mức sản lượng cao giúp giảm chi phí cố định bình quân trên mỗi đơn vị sản lượng, do đó đạt hiệu quả kinh tế tốt hơn. 	<ul style="list-style-type: none"> - Điện hạt nhân và nhiệt điện than được dùng phổ biến nhất. - Nhiệt điện khí CCGT và thủy điện quy mô lớn cũng thường xuyên được sử dụng. - Điện sinh khối, điện rác, điện địa nhiệt phù hợp để chạy nền, tuy nhiên tỷ trọng của các nguồn điện này hiện vẫn còn khá nhỏ.
Phụ tải lưng	<ul style="list-style-type: none"> - Cần điều chỉnh công suất ở mức linh hoạt vừa phải. - Vẫn cần duy trì hoạt động liên tục trong một khoảng thời gian dài. 	<ul style="list-style-type: none"> - Hệ số công suất ở mức trung bình (25-60%) 	<ul style="list-style-type: none"> Nhiệt điện khí và thủy điện được sử dụng phổ biến nhất.
Phụ tải đỉnh	<ul style="list-style-type: none"> - Có thể chỉnh công suất nhanh để theo kịp biến động phụ tải trong giờ cao điểm. - Ít vận hành, có vai trò dự phòng, có khả năng khởi động nhanh để huy động khi cần thiết. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nhà máy chỉ hoạt động một vài giờ trong ngày, do đó hệ số công suất rất thấp (<25%) và sản lượng thấp. - Do sản lượng thấp nên phù hợp với các nhà máy có chi phí đầu tư thấp hoặc các nhà máy đã hết khấu hao. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nhiệt điện dầu - Nhiệt điện khí - Thủy điện - Lưu trữ năng lượng

Nguồn: FPTIS tổng hợp

Dưới đây chúng tôi sẽ phân tích và so sánh chi tiết hơn 2 đặc điểm quan trọng của các công nghệ phát điện là: (1) hệ số công suất và (2) độ linh hoạt.

2.2.1.1. Hệ số công suất – Hiệu suất hoạt động và tính ổn định của nhà máy điện

Hiệu suất hoạt động của các nhà máy điện được thể hiện thông qua chỉ số là hệ số công suất (CF – Capacity Factor). Hệ số công suất là tỷ lệ giữa sản lượng thực tế của nhà máy so với mức sản lượng mà nhà máy có thể đạt được nếu chạy tối đa công suất trong cùng một khoảng thời gian.

Hệ số công suất có ý nghĩa quan trọng tới hiệu quả kinh tế của các nhà máy điện. Hệ số công suất càng cao nghĩa là nhà máy có thể tạo ra nhiều sản lượng điện hơn nhờ đó có thể tạo ra doanh thu, lợi nhuận cao hơn đồng thời có thể giảm giá thành sản xuất để tăng khả năng cạnh tranh.

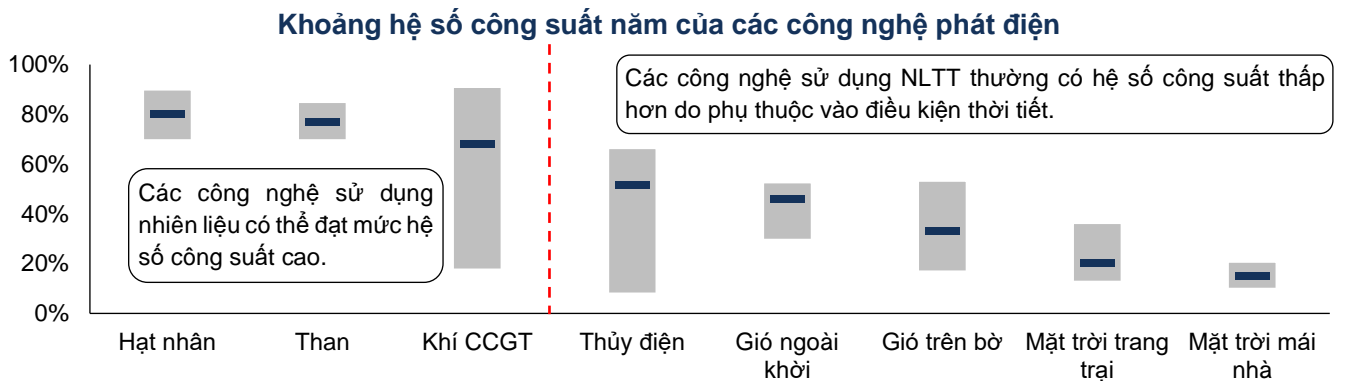
Đối với hệ thống điện, hệ số công suất thường thể hiện tính ổn định của nhà máy điện. Các nhà máy có hệ số công suất cao đồng nghĩa với khả năng duy trì công suất ổn định trong thời gian dài.

Hệ số công suất thiết kế phụ thuộc phần lớn vào đặc điểm của nguồn năng lượng đầu vào.

Các nhà máy sử dụng cùng công nghệ sản xuất điện thường có hệ số công suất khá tương đồng với nhau và thường dựa theo hệ số công suất thiết kế. Mức hệ số công suất thiết kế của các công nghệ có sự khác biệt khá rõ ràng và phụ thuộc vào đặc điểm của nguồn năng lượng đầu vào.

Các công nghệ sử dụng đầu vào là nhiên liệu (than, khí, hạt nhân) có khả năng kiểm soát và tích trữ nguồn nhiên liệu đầu vào, nhờ đó có thể duy trì mức công suất cao một cách liên tục trong thời gian dài. Các công nghệ này được thiết kế để vận hành với mức hệ số công suất cao, vào khoảng 70 – 90%.

Trong khi đó, các công nghệ sử dụng đầu vào là NLTT thường có mức hệ số công suất thấp hơn do nguồn NLTT khó lưu trữ và phụ thuộc rất lớn vào điều kiện thời tiết. Công suất phát điện của các nhà máy điện NLTT thường biến động mạnh và ít khi đạt được mức tối đa, do đó hệ số công suất thường chỉ đạt 20 – 60%, tùy thuộc vào loại hình công nghệ.



2.2.1.2. Độ linh hoạt – Khả năng điều độ của nhà máy điện

Khả năng điều độ là khả năng chủ động điều chỉnh công suất và sản lượng điện của nhà máy điện, để đáp ứng nhu cầu huy động của hệ thống điện. Xét về khả năng điều độ, các công nghệ có thể chia thành hai nhóm:

- **Nguồn điện có thể điều độ:** là nguồn điện có thể tự chủ động nguồn năng lượng đầu vào, nhờ đó có thể điều chỉnh công suất phát điện theo yêu cầu.

- **Nguồn điện gián đoạn:** nguồn điện không thể chủ động được đầu vào, công suất phát điện phụ thuộc hoàn toàn vào điều kiện thời tiết và không thể điều chỉnh theo yêu cầu. Nguồn điện gián đoạn bao gồm một số loại hình điện tái tạo, trong đó điện gió và điện mặt trời (PV) là hai nguồn điện gián đoạn điển hình.

Độ linh hoạt: Đối với các công nghệ phát điện có thể điều độ, khả năng điều độ của chúng cũng sẽ khác nhau, phụ thuộc vào độ linh hoạt của nhà máy. Độ linh hoạt của mỗi nhà máy điện thường được thể hiện qua các thông số về kỹ thuật cụ thể như sau:

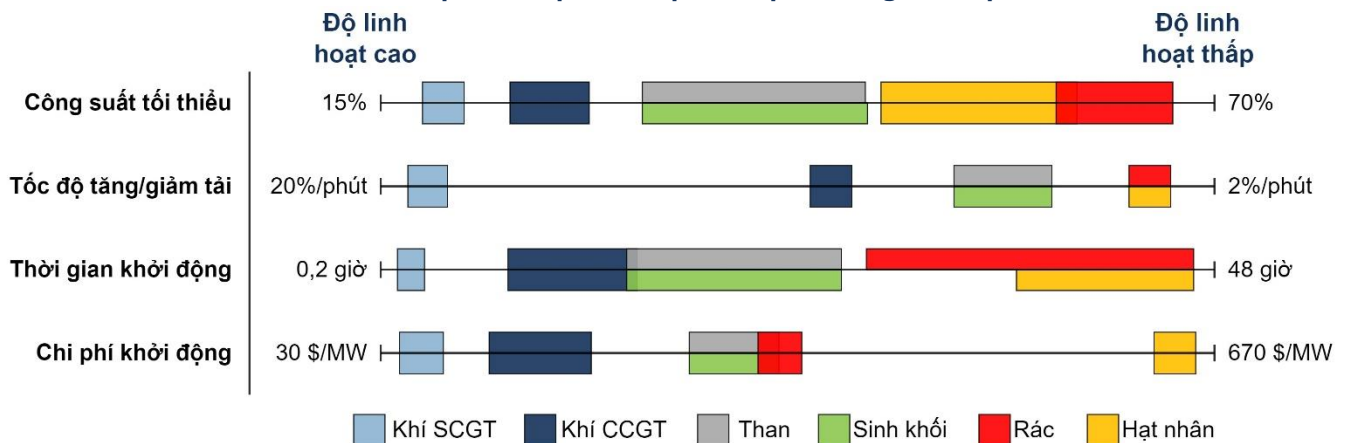
- **Tốc độ tăng/giảm công suất:** Tốc độ điều chỉnh tăng hoặc giảm công suất phát điện của nhà máy.
- **Thời gian và chi phí dừng máy/khởi động:** Các nhà máy điện khi dừng máy và khi khởi động lại sẽ mất một khoản chi phí khá lớn và sẽ mất một khoảng thời gian nhất định.
- **Công suất tối thiểu:** Một số công nghệ phát điện chỉ cho phép hoạt động ở trong một khoảng công suất nhất định và không thể hoạt động ở dưới một mức công suất gọi là công suất tối thiểu.

Các công nghệ phát điện có công suất tối thiểu thấp, có tốc độ tăng/giảm tải nhanh, có chi phí và thời gian khởi động thấp thì sẽ độ linh hoạt cao và ngược lại.

Ngoài những yếu tố về kỹ thuật, độ linh hoạt của một nhà máy điện trên thực tế cũng sẽ bị ảnh hưởng bởi khả năng cung cấp nguồn năng lượng đầu vào và thời gian bảo dưỡng, sửa chữa. Ví dụ, khả năng điều độ sẽ giảm đối với các nhà máy thủy điện trong giai đoạn mùa khô hay với các nhà máy nhiệt điện khi thiếu than, khí hay đang trong giai đoạn bảo dưỡng, sửa chữa.

So sánh độ linh hoạt của các công nghệ sản xuất điện.

- Thủy điện và các công nghệ lưu trữ năng lượng là những công nghệ có độ linh hoạt rất cao.
- Các công nghệ có sử dụng nhiên liệu có độ linh hoạt thấp hơn và có sự khác nhau giữa các công nghệ này. Cụ thể, các công nghệ có mức độ linh hoạt từ cao – thấp là: Nhiệt điện khí SCGT → CCGT → Nhiệt điện than/Sinh khối → Điện rác → Điện hạt nhân.
- Điện mặt trời, điện gió là các nguồn điện gián đoạn, không có khả năng điều độ.

So sánh độ linh hoạt của một số loại hình nguồn điện


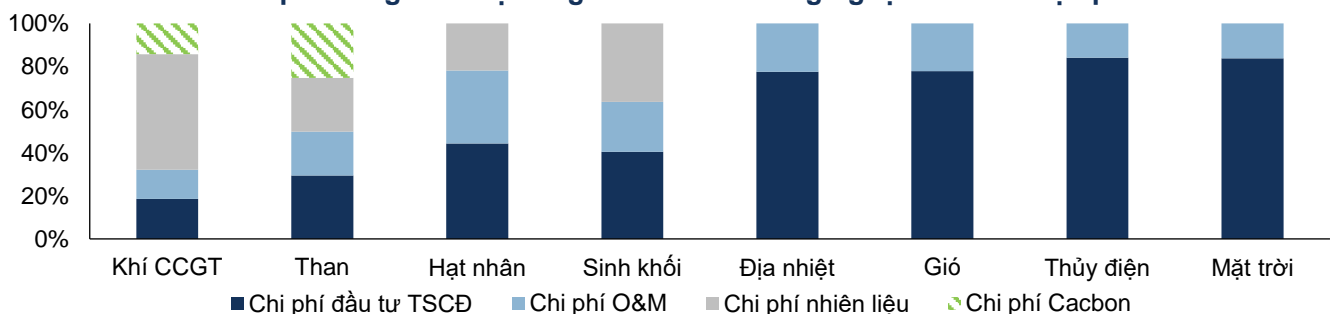
Biểu đồ 25 – Nguồn: FPT S tổng hợp

2.2.2. Giá thành sản xuất điện

 (chi tiết ở [phụ lục](#))

2.2.2.1. Cấu trúc và phân loại chi phí sản xuất điện

- ❖ **Cấu trúc chi phí sản xuất điện:** Chi phí sản xuất của một nhà máy điện thường bao gồm các chi phí chính:
 - (1) **chi phí đầu tư tài sản cố định (CapEx – Capital Expenditure)** bao gồm các chi phí liên quan tới việc xây dựng, lắp đặt các cơ sở hạ tầng của nhà máy;
 - (2) **chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M – Operation & Maintenance)** là các chi phí liên quan đến việc quản lý, vận hành, bảo dưỡng và sửa chữa nhà máy;
 - (3) **chi phí nhiên liệu** đối với các loại hình phát điện có sử dụng nhiên liệu đốt để phát điện.
 - (4) **chi phí cacbon:** các chi phí liên quan đến việc phát thải đối với các công nghệ phát điện có mức độ phát thải cao như nhiệt điện than, khí, dầu. Chi phí này tồn tại ở một số dạng như thuế cacbon hay chi phí mua bán chứng chỉ cacbon trên thị trường phát thải.

Cơ cấu chi phí trong toàn bộ vòng đời của các công nghệ sản xuất điện phổ biến


Biểu đồ 26 - Nguồn: IEA, FPT S tổng hợp

- ❖ **Phân loại chi phí:** Các chi phí sản xuất điện chia thành 2 loại dựa theo tính chất của các chi phí, bao gồm:
 - **Chi phí biến đổi (VC – Variable cost):** là các chi phí thay đổi dựa theo sản lượng điện thực tế của nhà máy, bao gồm chi phí nhiên liệu, chi phí O&M biến đổi (và chi phí cacbon nếu có).
 - **Chi phí cố định (FC – Fixed cost):** là chi phí không thay đổi (trong một khoảng thời gian) và không phát sinh thêm khi thay đổi sản lượng điện, bao gồm CapEx và chi phí O&M cố định.
- ❖ **Giá thành sản xuất điện và cạnh tranh về chi phí trong sản xuất điện.**

Chi phí cố định chiếm tỷ trọng lớn do đó, giá thành sản xuất điện phụ thuộc nhiều vào sản lượng phát điện của nhà máy. Các chi phí cố định chiếm tỷ trọng lớn đối với hầu hết các công nghệ phát điện. Đặc biệt đối với nguồn điện tái tạo, chi phí cố định có thể chiếm toàn bộ chi phí sản xuất. Do đó, các nhà máy điện cần đạt

được mức sản lượng (hay hệ số công suất) đủ cao để giảm chi phí cố định bình quân trên mỗi đơn vị sản lượng, từ đó giảm giá thành và tăng khả năng cạnh tranh.

Trong ngành điện, có 2 loại giá thành quan trọng có tác động lớn tính cạnh tranh giữa các công nghệ là:

- **Chi phí biến đổi:** thể hiện tính cạnh tranh trong ngắn hạn
- **Chi phí phát điện quy dẫn (LCOE - Levelized Cost of Electricity):** thể hiện tính cạnh tranh trong dài hạn.

Dưới đây chúng tôi sẽ phân tích cụ thể hơn và so sánh các loại giá thành này giữa các công nghệ phát điện.

2.2.2.2. Chi phí biến đổi và cạnh tranh về chi phí trong ngắn hạn

Chi phí biến đổi quyết định tính cạnh tranh trong ngắn hạn. Trong ngắn hạn, chi phí cố định được xem là chi phí chìm và không thể thay đổi, do đó sẽ không ảnh hưởng nhiều tới các quyết định sản xuất. Khi đó, chi phí biến đổi sẽ đóng vai trò trong việc đưa ra các quyết định trong ngắn hạn trên cả quy mô từng nhà máy và trên quy mô toàn hệ thống điện.

Cụ thể, nhà máy điện sẽ quyết định phát điện nếu như chi phí biến đổi thấp hơn giá bán điện trong ngắn hạn. Trên quy mô toàn hệ thống điện, đơn vị điều độ hệ thống sẽ lựa chọn huy động từ các nhà máy có chi phí biến đổi thấp nhất. Do đó, chi phí biến đổi là yếu tố cạnh tranh quan trọng giữa các nhà máy điện trong ngắn hạn.

Các yếu tố ảnh hưởng tới chi phí biến đổi. Chi phí biến đổi bình quân (AVC – Average Variable Cost) của một nhà máy điện thường được tính toán dựa theo công thức sau:

$$AVC = Fuel + VOM = P_{Fuel} \times HR + VOM$$

Trong đó: P_{Fuel} : giá nhiên liệu

HR : Suất hao nhiệt (hiệu suất chuyển đổi nhiên liệu sang điện năng)

VOM : Chi phí O&M biến đổi bình quân

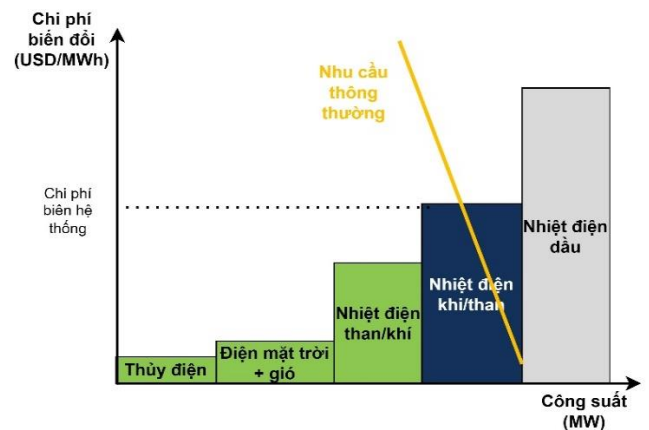
So sánh chi phí biến đổi của các công nghệ phát điện.

- Các công nghệ sử dụng đầu vào là NLTT, bao gồm thủy điện: Chi phí biến đổi rất thấp gần như bằng 0 do không có chi phí nhiên liệu và chi phí O&M biến đổi cũng rất thấp.

- Các công nghệ sử dụng đầu vào là nhiên liệu: Chi phí biến đổi cao, trong đó nhiên liệu chiếm tỷ trọng rất lớn. Chi phí biến đổi của các nhà máy này thường phụ thuộc vào 2 yếu tố chính: (1) giá nhiên liệu và (2) suất tiêu hao nhiên liệu của nhà máy.

Thông thường, chi phí biến đổi của các công nghệ này theo thứ tự tăng dần là: điện hạt nhân → nhiệt điện than/khí → nhiệt điện dầu.

Chi phí biến đổi các công nghệ phát điện



Biểu đồ 27 – Nguồn: FPTTS tổng hợp

2.2.2.3. Chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) và cạnh tranh về chi phí trong dài hạn

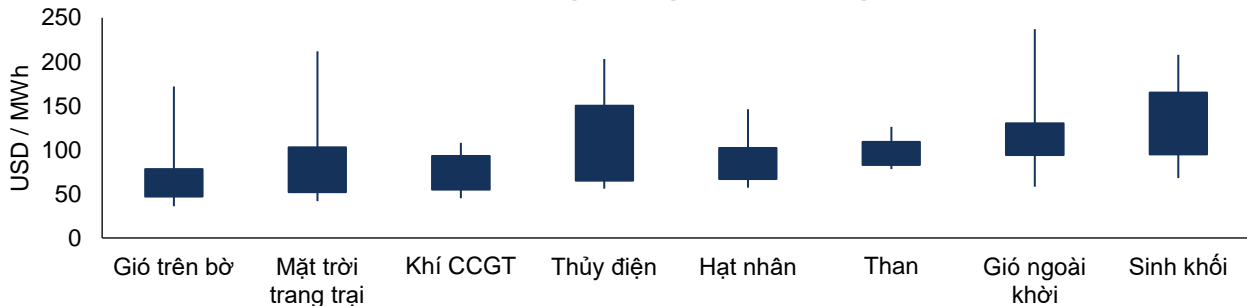
LCOE là thước đo phổ biến trong ngành Điện để tính toán chi phí sản xuất trong dài hạn. Trong dài hạn, các chi phí cố định cũng cần được tính toán vào chi phí sản xuất điện. Thước đo được sử dụng phổ biến nhất để tính toán chi phí sản xuất điện trong dài hạn là **Chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE)**. LCOE thể hiện chi phí bình quân để sản xuất mỗi kWh điện trong suốt vòng đời của nhà máy. Công thức LCOE cụ thể như sau:

$$LCOE = \frac{\text{Chi phí sản xuất điện trong cả vòng đời}}{\text{Sản lượng điện trong cả vòng đời}} = \frac{\sum_t \frac{Capex_t + O\&M_t + Fuel_t + Other_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{Q_t}{(1+r)^t}}$$

(chi tiết xem tại [phụ lục](#))

LCOE giúp đưa ra quyết định đầu tư và thể hiện tính cạnh tranh của các công nghệ phát điện trong dài hạn. LCOE có thể cho biết hiệu quả đầu tư của nhà máy trong dài hạn và chủ đầu tư thường sẽ chỉ quyết định đầu tư xây dựng nhà máy nếu LCOE thấp hơn giá điện trung bình trong dài hạn. LCOE cũng thể hiện tính cạnh tranh của các công nghệ phát điện trong dài hạn do ngành Điện thường ưu tiên lựa chọn những công nghệ có LCOE thấp nhất.

So sánh LCOE của một số loại hình phát điện (2025)



Biểu đồ 28 - Nguồn: IEA, Lazard, FPT S tổng hợp

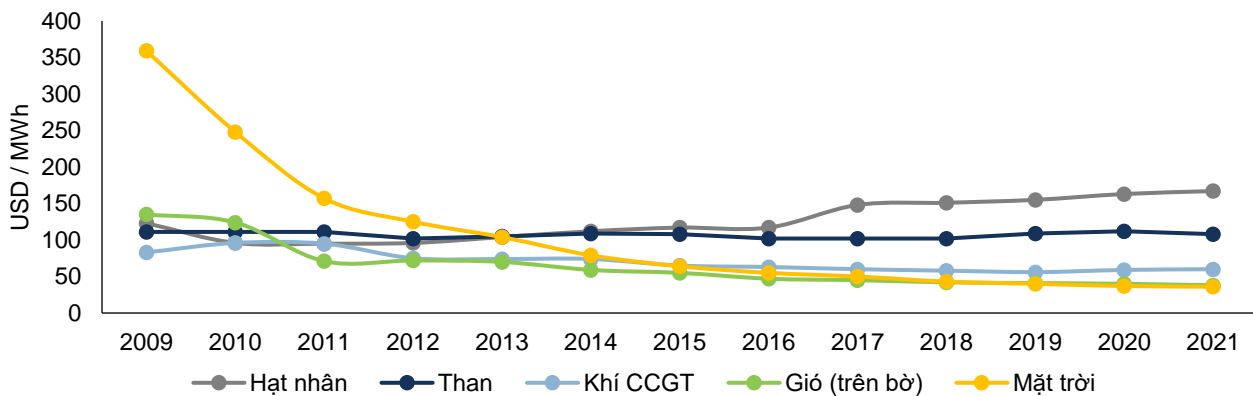
LCOE nhạy cảm với các biến số và các giả định tính toán. LCOE có tính dài hạn và thường sử dụng dữ liệu đầu vào là những dự phóng về chi phí và sản lượng trong tương lai nên thường chỉ có ý nghĩa về mặt dự báo. LCOE có nhược điểm là kết quả tính toán LCOE thường chỉ có tính tương đối và khá nhạy với các biến số và giả định trong công thức tính toán. Trong đó, một số giả định tính toán có thể tác động lớn tới LCOE bao gồm:

- **Các chi phí được đưa vào tính toán:** Một số chi phí có thể không được đưa vào tính toán do tính chất phức tạp hoặc do chi phí đó chỉ đặc thù cho một số công nghệ ví dụ như: chi phí khởi động, chi phí cacbon, các khoản thuế, phí, ...
- **Các giả định dự phóng các chi phí chính như:** CapEx, chi phí nhiên liệu, O&M, ...
- **Các giả định dự phóng sản lượng:** Vòng đời dự án, hệ số công suất, ...
- **Hệ số chiết khấu**

LCOE không tính đến các chi phí hệ thống. Một nhược điểm khác của LCOE là chỉ tính đến các chi phí của bản thân nhà máy điện và không tính đến các chi phí tăng thêm trong hệ thống điện khi đưa nhà máy vào vận hành. Một số nguồn điện có LCOE thấp nhưng khi đưa vào hệ thống điện lại khiến chi phí biên của hệ thống tăng lên đáng kể, do đó có thể không phải là lựa chọn tối ưu cho hệ thống và không được ưu tiên đầu tư.

Xu hướng thay đổi LCOE của các công nghệ phát điện:

Xu hướng thay đổi LCOE của một số loại hình phát điện



* Số liệu tại thị trường Mỹ

Biểu đồ 29 - Nguồn: Lazard

Điện mặt trời và điện gió là các công nghệ có xu hướng thay đổi LCOE rõ nét nhất trong vòng hơn 10 năm trở lại đây. LCOE các công nghệ này đã giảm đáng kể nhờ suất đầu tư giảm rất nhanh và hệ số công suất được cải thiện.

LCOE của các nguồn điện truyền thống không có nhiều sự thay đổi do các công nghệ này đã được phát triển từ rất lâu đời và gần như đã tối ưu về kinh tế. Xu hướng thay đổi LCOE của các công nghệ này cũng không rõ ràng, tùy thuộc vào nhiều yếu tố như: phân bổ tài nguyên đầu vào, giá nhiên liệu, các chính sách môi trường, ...

2.2.3. Mức độ phát thải ra môi trường

Vấn đề môi trường ngày càng được quan tâm, đặc biệt là sau khi các quốc gia tham gia Thỏa thuận chung Paris và đặt ra các cam kết phát thải ròng bằng 0. Ngành Điện hiện đang là lĩnh vực có mức phát thải cao nhất, chiếm tới 40% lượng khí thải nhà kính toàn cầu. Do đó, ngành Điện nói chung và tình hình cạnh tranh giữa các công nghệ sản xuất điện nói riêng sẽ chịu nhiều tác động bởi những chính sách môi trường.

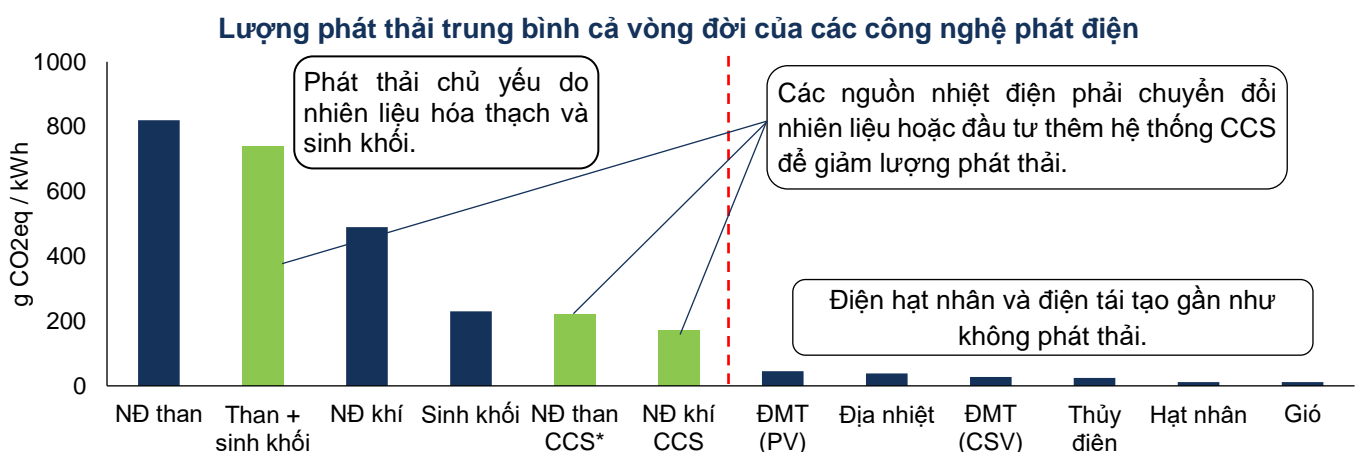
So sánh mức độ phát thải giữa các công nghệ phát điện:

Phát thải trong ngành Điện chủ yếu đến từ các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch và sinh khối.

Theo số liệu của Ủy Ban Liên chính Phủ về Biến đổi Khí hậu (IPCC), nhiệt điện than có mức độ phát thải cao nhất, trung bình thải ra 820 gCO₂ tương đương (gCO₂eq) mỗi kWh điện tạo ra. Nhiệt điện khí có mức phát thải khoảng 490 gCO₂eq/kWh, thấp hơn một nửa so với nhiệt điện than. Các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch có thể giảm lượng khí thải phát bằng việc chuyển đổi sang hoặc đốt kèm với nhiên liệu sạch hơn hoặc đầu tư hệ thống thu giữ cacbon (CCS/CCUS), tuy nhiên điều này sẽ khiến cho chi phí các nhà máy gia tăng đáng kể.

Việc đốt nhiên liệu sinh khối trong các nhà máy điện cũng phát thải trực tiếp ra môi trường với mức cao, gần tương đương với các loại nhiên liệu hóa thạch. Tuy nhiên, lượng khí thải trực tiếp này được xem là trung hòa cacbon do có thể bù lại bằng việc hấp thụ cacbon trong quá trình sinh trưởng của các loại cây trồng. Lượng khí thải của điện sinh khối là các loại khí thải gián tiếp trong quá trình khai thác, thu hoạch và chế biến nhiên liệu, trung bình khoảng 230 gCO₂eq/kWh.

Các công nghệ còn lại như điện hạt nhân và các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo (ngoài sinh khối) không phát thải trực tiếp ra môi trường trong quá trình phát điện. Các công nghệ này chỉ phát thải một lượng nhỏ khí nhà kính trong quá trình xây dựng cơ sở hạ tầng, chế tạo máy móc thiết bị hoặc trong chuỗi cung ứng nguyên, nhiên liệu.



*CCS: hệ thống thu giữ Cacbon

Biểu đồ 30 – Nguồn: IPCC

Các chính sách về môi trường là yếu tố tác động tới tính cạnh tranh của các công nghệ phát điện.

Xu hướng trên thế giới hiện nay là cắt giảm dần các nguồn điện phát thải cao và phát triển các nguồn điện sạch. Tuy nhiên, các nguồn điện phát thải cao như nhiệt điện than, khí lại có khả năng cạnh tranh tốt hơn nhờ chi phí thấp và khả năng điều độ dễ dàng. Do đó, các Chính phủ thường phải đưa ra những chính sách nhằm tác động và thay đổi tình hình cạnh tranh giữa các công nghệ phát điện.

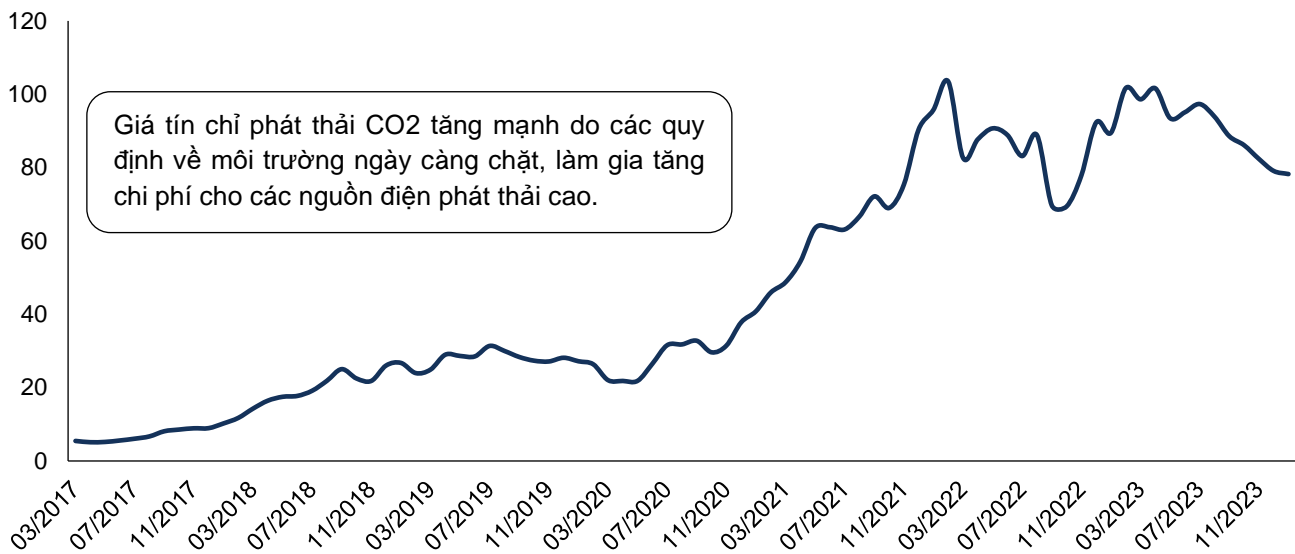
Một số công cụ chính sách đang được sử dụng có thể kể đến như:

- **Trợ cấp trực tiếp:** ưu đãi giá (Feed-in-Tariff); các gói hỗ trợ tài chính; trợ cấp cho các dự án điện tái tạo, cho các dự án CCS; trợ cấp nhiên liệu sinh học, nhiên liệu xanh, ...
- **Các loại thuế, phí:** thuế cacbon, thuế tiêu thụ đặc biệt,

- **Quy định các tiêu chuẩn, tỷ lệ:** Tiêu chuẩn khí thải, hạn ngạch phát thải, tỷ lệ sở hữu điện tái tạo tối thiểu, ...
- **Feebate:** Áp phí phần phát thải cao và dùng để hỗ trợ phần phát thải thấp.
- **Thị trường mua bán chứng chỉ phát thải:** các nguồn phát thải dưới quy định có thể bán chứng chỉ cacbon cho các nguồn có mức phát thải cao hơn để đáp ứng quy định.

Chính sách về môi trường ngày càng chặt hơn. Các chính sách về môi trường là không đồng nhất giữa các quốc gia, do đó cũng có những tác động khác nhau. Tuy nhiên, các chính sách trên nhìn chung đều có xu hướng làm gia tăng chi phí cho các nguồn điện phát thải cao, hỗ trợ giảm chi phí hoặc gia tăng lợi nhuận cho các nguồn điện phát thải thấp. Nhờ đó, các công nghệ phát điện có mức phát thải thấp sẽ dần có chi phí cạnh tranh hơn và được đầu tư, phát triển nhiều hơn so với các công nghệ có mức phát thải cao.

Giá tín chỉ phát thải CO2 tại thị trường Châu Âu



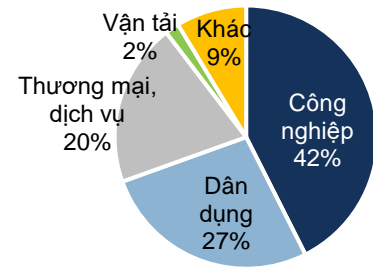
Biểu đồ 31 – Nguồn: Bloomberg

3. Đầu ra: tiêu thụ điện nhiều nhất từ lĩnh vực công nghiệp

Điện được sử dụng trong hầu hết các hoạt động của con người, từ sản xuất, kinh doanh cho tới các hoạt động sinh hoạt thường ngày. Các khách hàng tiêu thụ điện thường được chia thành 3 nhóm lớn gồm: nhóm sản xuất công nghiệp chiếm 42%, nhóm sinh hoạt dân dụng chiếm 27% và nhóm thương mại dịch vụ chiếm 21%.

Ngành điện phục vụ cho hầu hết các lĩnh vực kinh tế và cơ cấu tiêu thụ điện cũng khá tương đồng với cơ cấu các ngành kinh tế, do đó tăng trưởng tiêu thụ điện thường có sự tương quan khá cao với tốc độ tăng trưởng GDP.

Cơ cấu tiêu thụ điện thế giới 2022



Biểu đồ 32 - Nguồn: IEA

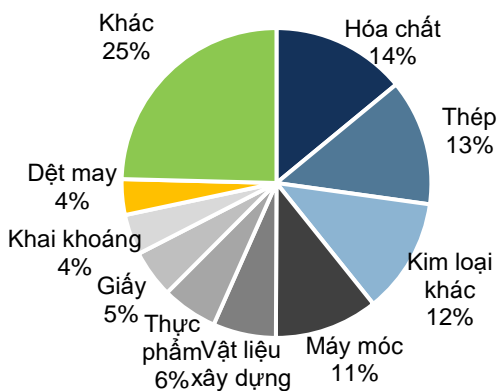
3.1. Sản xuất công nghiệp: tăng trưởng biến động theo chu kỳ kinh tế

Điện được sử dụng cho đa dạng các ngành công nghiệp, nhu cầu tiêu thụ điện biến động mạnh và tương quan cao với tăng trưởng GDP.

Điện được sử dụng trong hầu hết các ngành công nghiệp, được dùng để vận hành các loại động cơ, máy móc, dùng để cung cấp nhiệt và dùng cho nhiều mục đích khác như thắp sáng, làm mát, ... Một số ngành tiêu thụ nhiều điện có thể kể đến ngành hóa chất, thép, xi măng, luyện kim, chế tạo máy móc, ...

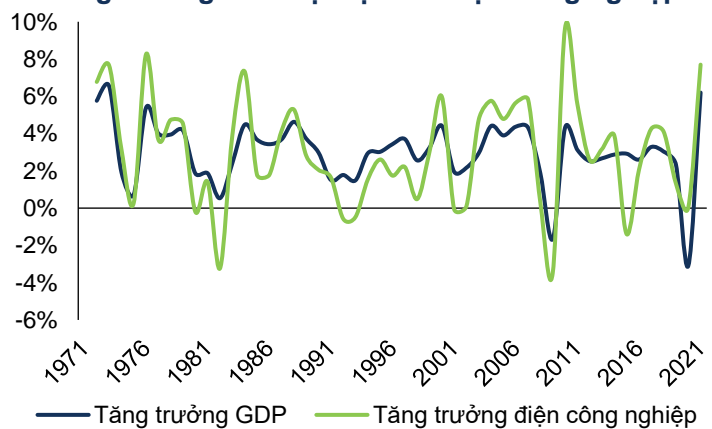
Nhu cầu tiêu thụ điện công nghiệp phụ thuộc vào sản lượng sản xuất của các ngành công nghiệp và thường biến động theo tình hình kinh tế vĩ mô do cơ cấu khách hàng công nghiệp đa dạng của ngành điện. Trong các nhóm khách hàng sử dụng điện, lĩnh vực sản xuất công nghiệp có tốc độ tăng trưởng sản lượng tiêu thụ điện biến động mạnh nhất và có mức độ tương quan cao nhất với tốc độ tăng trưởng GDP.

Cơ cấu tiêu thụ điện theo ngành công nghiệp



Biểu đồ 33 - Nguồn: IEA

Tăng trưởng tiêu thụ điện lĩnh vực công nghiệp



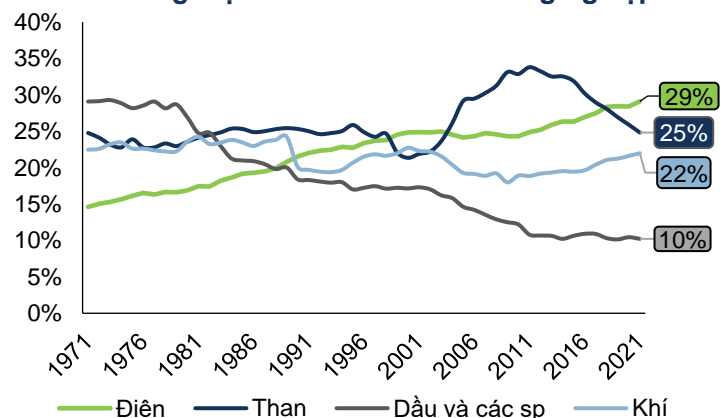
Biểu đồ 34 - Nguồn: IEA, World Bank

Xu hướng điện khí hóa trong sản xuất công nghiệp sẽ tiếp tục đẩy mạnh trong tương lai.

Tỷ trọng tiêu thụ điện trong lĩnh vực công nghiệp đã duy trì xu hướng tăng trong thời gian dài. Điện đang là nguồn năng lượng được sử dụng nhiều nhất trong lĩnh vực công nghiệp, chiếm 29% tiêu thụ năng lượng của lĩnh vực này.

Nhu cầu và tỷ trọng tiêu thụ điện trong lĩnh vực công nghiệp ngày càng tăng lên do hàm lượng máy móc trong các ngành công nghiệp đang dần tăng lên để thay thế cho việc sử dụng nhân công và thay thế cho các nguồn nhiên liệu truyền thống như than, dầu, khí.

Xu hướng điện khí hóa sản xuất công nghiệp



Biểu đồ 35 - Nguồn: IEA

Các công nghệ sản xuất sử dụng điện có hiệu quả sử dụng năng lượng cao hơn, phát thải ít hơn nên đang được nhiều quốc gia khuyến khích phát triển. Cản trở lớn nhất hiện tại là việc chi phí đầu tư và giá thành của các công nghệ sử dụng điện thường cao hơn so với là sử dụng nhiên liệu truyền thống.

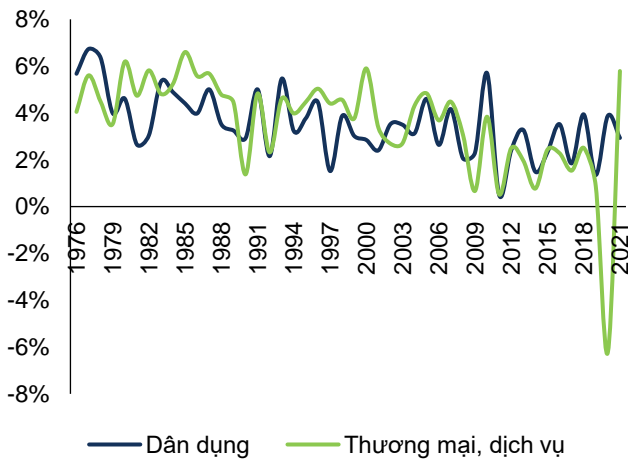
3.2. Sinh hoạt dân dụng và thương mại, dịch vụ: nhu cầu điện tăng trưởng ổn định

Trong khu vực dân dụng và thương mại, điện gần như là một phần không thể thiếu và được dùng cho các rất nhiều mục đích khác nhau như: sưởi ấm và làm mát, thắp sáng, nấu nướng, dùng cho máy tính và các thiết bị điện tử khác, ...

Tăng trưởng tiêu thụ điện hàng năm của cả hai lĩnh vực này đều khá ổn định quanh mức 3 – 6%/năm. các năm và được thúc đẩy bởi hai yếu tố chính:

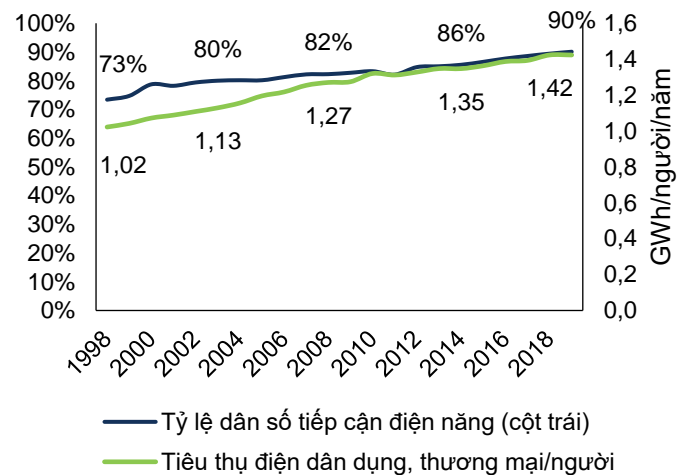
- **Tỷ lệ dân số được tiếp cận và sử dụng điện năng ngày càng cao** do quá trình đô thị hóa nhanh và quá trình điện khí hóa các vùng nông thôn, chủ yếu diễn ra ở các nước đang phát triển.
- **Mức độ tiêu thụ điện trên đầu người gia tăng** do: (1) thu nhập người dân tăng lên, đời sống được cải thiện và (2) do sự phát triển của các ngành điện tử, công nghệ, thiết bị điện giúp cho các thiết bị sử dụng điện ngày càng đa dạng, phổ biến và đáp ứng được nhiều nhu cầu của con người hơn.

Tăng trưởng tiêu thụ điện dân dụng và thương mại



Biểu đồ 36 - Nguồn: IEA

Tiêu thụ điện và dân số



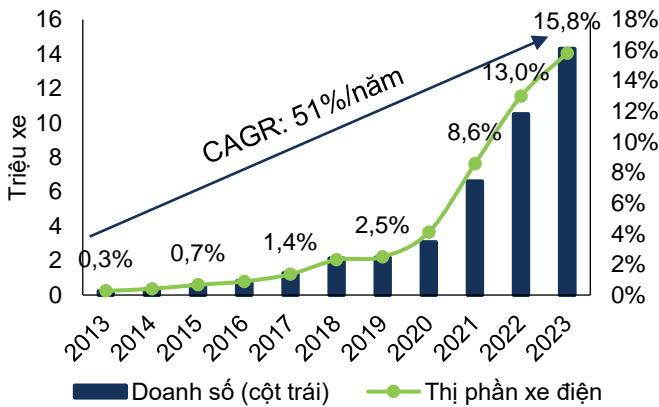
Biểu đồ 37 - Nguồn: IEA, World Bank

3.3. Giao thông vận tải: tỷ trọng tiêu thụ điện thấp, có xu hướng tăng nhờ sự phát triển của xe điện

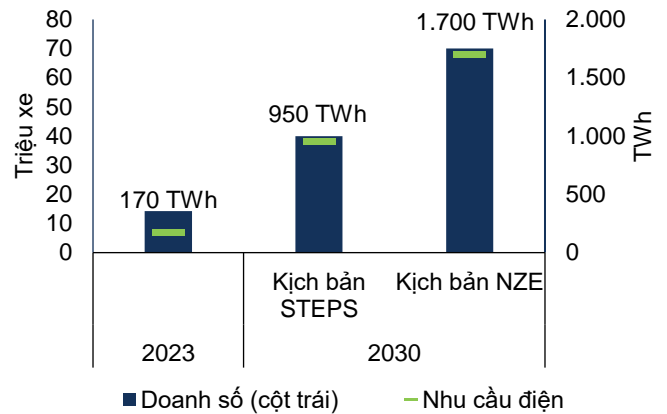
Giao thông vận tải là lĩnh vực tiêu thụ rất nhiều năng lượng, nhưng tỷ trọng tiêu thụ điện lại rất thấp. Giao thông vận tải là nhóm khách hàng tiêu thụ quan trọng trong ngành năng lượng nói chung, chiếm khoảng 27% tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC). Tiêu thụ năng lượng của lĩnh vực giao thông vận tải năm 2022 là 2.690 Mtoe, cao gấp 1,3 lần sản lượng điện thế giới.

Tuy nhiên lĩnh vực này hiện đang được thống trị bởi các sản phẩm lọc dầu (chiếm hơn 90% tiêu thụ năng lượng ngành vận tải). Tiêu thụ điện trong lĩnh vực giao thông vận tải chỉ chiếm hơn 1% tổng tiêu thụ năng lượng của lĩnh vực này và chiếm 2% sản lượng tiêu thụ điện hàng năm.

Xe điện đang có sự phát triển mạnh mẽ. Doanh số các loại xe điện đã tăng trưởng rất mạnh trong giai đoạn 2011 – 2021. Theo số liệu của IEA, khoảng 14,3 triệu chiếc ô tô điện đã được bán ra năm 2023, chiếm 15,8% lượng ô tô được bán ra trên toàn cầu. IEA dự phóng doanh số xe điện năm 2030 có thể tăng lên 40 triệu xe/năm theo kịch bản cơ sở (STEPS - Stated Policies Scenario) và 70 triệu xe/năm theo kịch bản tích cực (NZE – Net Zero Emissions by 2050).

Doanh số xe điện giai đoạn 2011 - 2023


Biểu đồ 38 - Nguồn: IEA, EV Volume

Dự phóng doanh số và nhu cầu điện của xe điện


Biểu đồ 39 - Nguồn: IEA

Tiêu thụ điện của mảng xe điện vẫn còn rất thấp nhưng dự địa tăng trưởng là rất lớn.

Mặc dù có sự tăng trưởng mạnh trong các năm gần đây, lượng xe điện đang lưu thông hiện tại mới đạt khoảng hơn 40 triệu xe, chỉ chiếm khoảng 3% lượng xe đang lưu thông trên thế giới. Tiêu thụ điện của mảng xe điện năm 2023 ước đạt khoảng 170 TWh, dự kiến đến năm 2030 có thể tăng lên 950 TWh và 1.700 TWh lần lượt theo các kịch bản STEPS và NZE của IEA. Lượng tiêu thụ chỉ chiếm khoảng 3 - 5% sản lượng tiêu thụ điện toàn cầu vào năm 2030.

Trong dài hạn, dự địa tăng trưởng tiêu thụ điện từ mảng xe điện là rất lớn nếu xe điện có thể thay thế các loại xe chạy xăng, dầu. Lượng tiêu thụ năng lượng của ngành vận tải đường bộ thế giới năm 2022 là 1.984 Mtoe, nếu được thay thế hoàn toàn bằng xe điện có thể chuyển đổi thành 7.000 – 9.000 TWh, khoảng 28 - 36% nhu cầu tiêu thụ điện hiện tại.

III. Tình hình cung – cầu và xu hướng phát triển ngành Điện thế giới

1. Nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng ổn định, gắn liền với tăng trưởng kinh tế và kỳ vọng tăng trưởng nhờ xu hướng điện khí hóa

Nhu cầu tiêu thụ điện toàn cầu tăng trưởng ổn định. Tốc độ tăng trưởng bình quân hàng năm của sản lượng điện tiêu thụ trên thế giới trong giai đoạn 1971 - 2022 đạt 3,5%/năm. Với tính chất của một ngành hàng thiết yếu, tốc độ tăng trưởng tiêu thụ hàng năm được duy trì khá ổn định. Kể từ năm 1971 cho đến nay chỉ có hai năm duy nhất sản lượng tiêu thụ điện ghi nhận mức tăng trưởng âm là năm 2009 do cuộc khủng hoảng kinh tế nghiêm trọng và năm 2020 do dịch bệnh Covid.

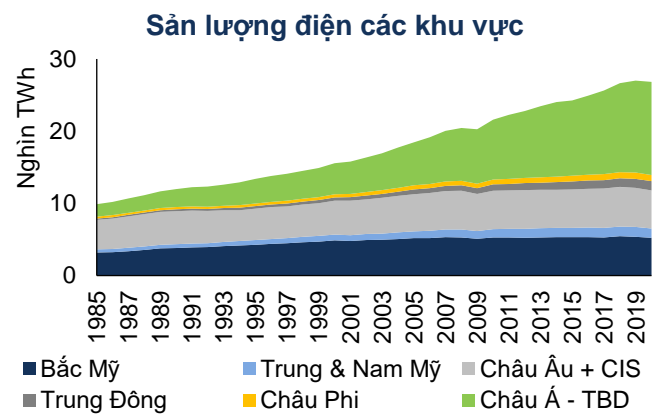
Tiêu thụ điện theo khu vực: Tăng trưởng chủ yếu từ các nước đang phát triển

Sản lượng tiêu thụ của ngành Điện gần như chỉ là tiêu thụ nội địa, sản lượng điện xuất/nhập khẩu trên thế giới hàng năm chỉ chiếm khoảng 3%. Do đó, sự phát triển của ngành Điện của mỗi quốc gia phụ thuộc gần như hoàn toàn vào nhu cầu tiêu thụ của bản thân quốc gia đó. Bên cạnh đó, tốc độ tăng trưởng của ngành Điện có sự khác biệt rõ rệt giữa các quốc gia, khu vực với nhau.

Châu Á – TBD với những quốc gia như Trung Quốc, Ấn Độ, các nước ASEAN đang là khu vực có tốc độ tăng trưởng tốt nhất trong vòng 50 năm trở lại đây. Đây cũng là khu vực có sản lượng tiêu thụ điện lớn nhất, chiếm gần 50% sản lượng điện toàn cầu. Các quốc gia tại khu vực này có nền công nghiệp tăng trưởng nhanh, đồng thời đang trong quá trình đô thị hóa và điện khí hóa nông thôn cho nên nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng mạnh.

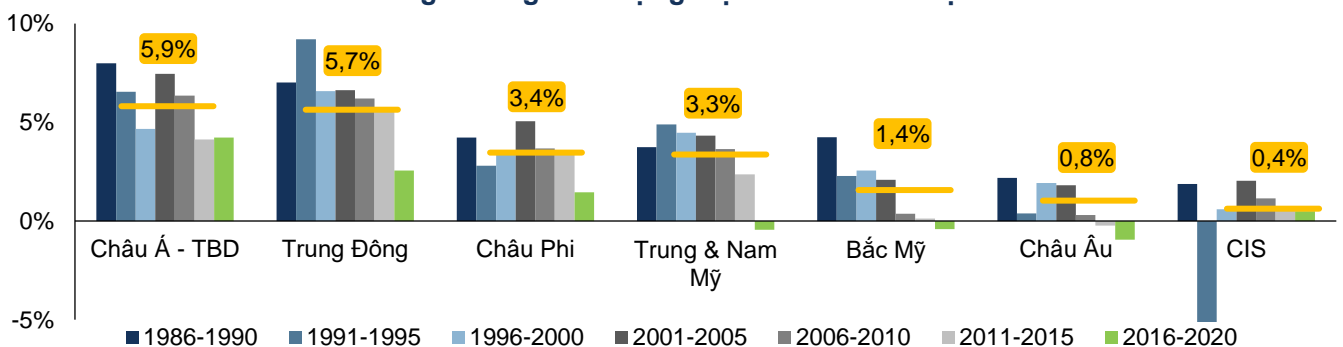
Tương tự, các khu vực Trung Đông, Châu Phi, Trung và Nam Mỹ cũng có tốc độ tăng trưởng cao, tuy nhiên quy mô sản lượng tiêu thụ của các khu vực này vẫn còn tương đối nhỏ.

Các khu vực Bắc Mỹ, Châu Âu bao gồm phần lớn là các quốc gia phát triển, có tốc độ tăng trưởng các ngành công nghiệp khá thấp, trong khi gần như 100% dân số đều đã tiếp cận điện năng. Do đó, tiêu thụ điện các khu vực này gần như không tăng trưởng hoặc tăng trưởng rất thấp.



Biểu đồ 40 - Nguồn: BP Statistical Review

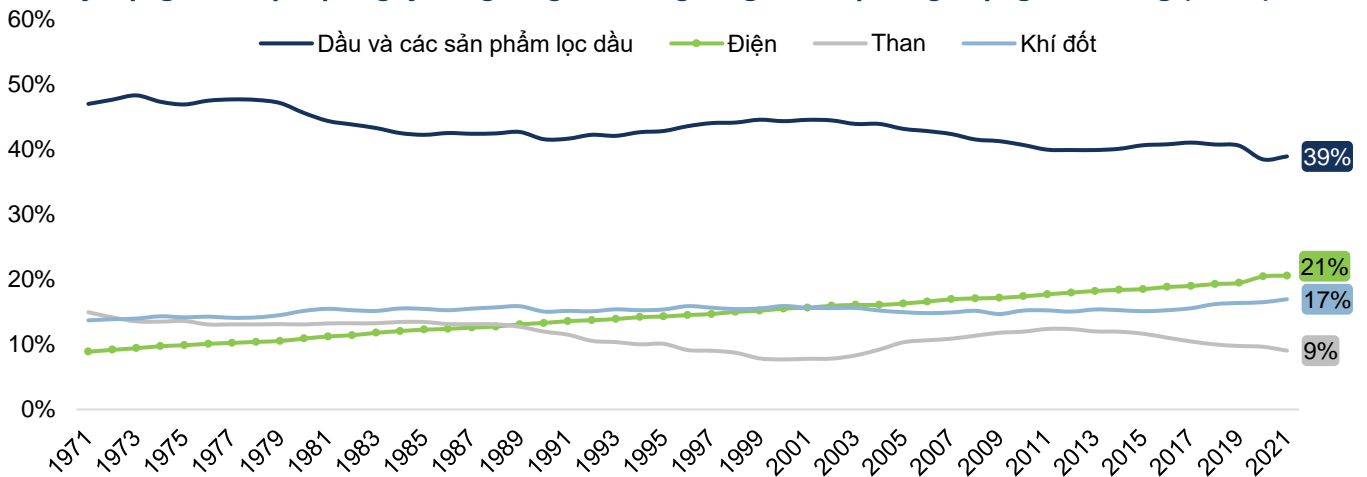
Tăng trưởng sản lượng điện của các khu vực



Biểu đồ 41 - Nguồn: BP Statistic

Xu hướng điện khí hóa được kỳ vọng sẽ đẩy mạnh với triển vọng từ lĩnh vực giao thông vận tải. Xu hướng điện khí hóa vốn đã diễn ra trong suốt một thời gian dài do: (1) điện năng được sử dụng thuận tiện, an toàn và hiệu quả hơn so với các nguồn năng lượng sơ cấp khác và (2) sự phát triển các loại thiết bị điện, điện tử giúp việc sử dụng điện đáp ứng linh hoạt và đa dạng nhu cầu của con người hơn.

Trong tương lai, chuyển dịch cơ cấu năng lượng sẽ là động lực mới để tiếp tục đẩy mạnh xu hướng điện khí hóa trong tiêu thụ năng lượng. Trong đó, lĩnh vực giao thông vận tải có nhiều triển vọng và dư địa tăng trưởng nhất nhờ sự phát triển của mảng xe điện để thay thế cho các loại xe chạy xăng, dầu.

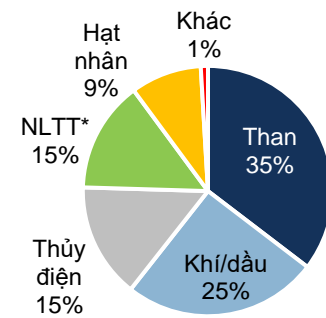
Tỷ trọng tiêu thụ điện ngày càng tăng lên trong tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC)


Biểu đồ 42 - Nguồn: IEA

2. Nguồn cung điện: Xu hướng chuyển dịch cơ cấu năng lượng trong ngành điện
2.1. Cơ cấu nguồn điện và xu hướng chuyển dịch cơ cấu năng lượng trong khâu sản xuất điện

Các nguồn điện truyền thống vẫn đang đóng vai trò quan trọng trong cơ cấu nguồn điện thế giới. Ngành Điện thế giới vẫn đang phụ thuộc nhiều vào các nguồn điện truyền thống là các nguồn điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Trong đó, nhiệt điện than và khí/dầu đóng góp lần lượt 35% và 25% tổng sản lượng điện toàn cầu. Đây những nguồn điện được phát triển từ lâu đời và có nhiều ưu điểm như có tính ổn định, chi phí giá thành hợp lý.

Thủy điện và điện hạt nhân cũng là những nguồn điện được sử dụng lâu đời và phổ biến, chiếm lần lượt 16% và 11% sản lượng điện toàn cầu. Các nguồn điện năng lượng tái tạo là những nguồn mới được phát triển trong thời gian gần đây, hiện vẫn chỉ chiếm khoảng 11% sản lượng điện toàn cầu.

Cơ cấu sản lượng điện thế giới 2022


*NLTT không gồm thủy điện

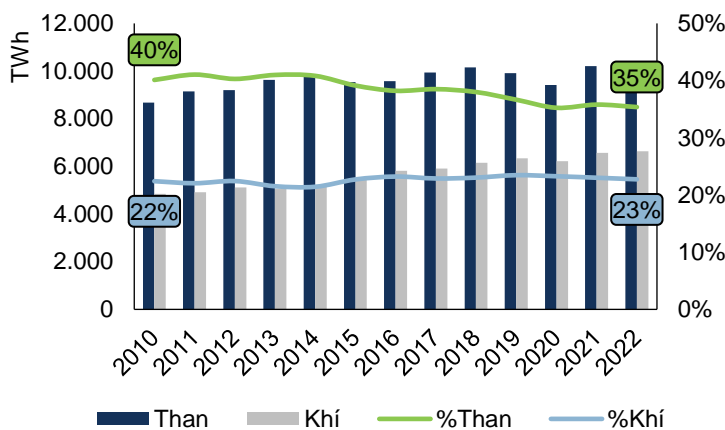
Biểu đồ 43 - Nguồn: IEA

Tuy nhiên, cơ cấu nguồn điện và triển vọng của các công nghệ phát điện đang có sự thay đổi với sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn điện tái tạo và các nguồn điện truyền thống đang dần mất đi vị thế.

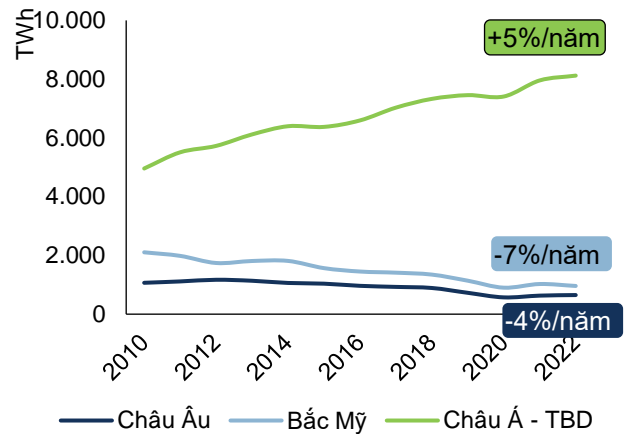
2.1.1. Nhiệt điện than dần mất vị thế, nhiệt điện khí vẫn duy trì ổn định

Tỷ trọng sản lượng nhiệt điện than sụt giảm trong khi nhiệt điện khí vẫn giữ ổn định. Sản lượng nhiệt điện than thế giới chỉ tăng trưởng 1%/năm trong giai đoạn 2010 - 2022, thấp hơn mức tăng trưởng chung của ngành, khiến cho tỷ trọng nhiệt điện than giảm từ 40% năm 2010 xuống còn 35% trong năm 2022. Nguyên nhân của sự sụt giảm trên đến từ việc thế giới đang lo ngại về các vấn đề môi trường và biến đổi khí hậu mà nguồn điện này gây ra nên đang dần loại bỏ và thay thế bằng các nguồn điện tái tạo. Nhiệt điện than là nguồn điện có mức độ phát thải CO₂ và các loại khí thải độc hại khác cao nhất trong số các loại hình nguồn điện.

Trong khi đó, sản lượng nhiệt điện khí vẫn duy trì được mức tăng trưởng 3%/năm, xấp xỉ mức tăng trưởng toàn ngành, nhờ đó tỷ trọng nhiệt điện khí vẫn duy trì ổn định trong giai đoạn trên. Nhiệt điện khí cũng phát thải các loại khí thải ra môi trường, tuy nhiên hàm lượng khí thải thấp hơn. Ngoài ra, nhiệt điện khí có độ linh hoạt khá cao nên có nhiều lợi thế trong giai đoạn điện tái tạo phát triển mạnh như hiện tại.

Sản lượng nhiệt điện than và nhiệt điện khí thế giới


Biểu đồ 44 - Nguồn: IEA, BP

Sản lượng nhiệt điện than tại các khu vực


Biểu đồ 45 - Nguồn: IEA, BP

Tuy nhiên, nhiệt điện than vẫn đang phát triển tại Châu Á – TBD, khiến quá trình loại bỏ nhiệt điện than toàn cầu diễn ra chậm lại.

Các nước phát triển, điển hình là các nước khu vực Châu Âu, Bắc Mỹ đang dần hạn chế sử dụng nhiệt điện than. Trong đó, một số quốc gia phát triển ở Tây Âu như Anh, Pháp, Tây Ban Nha gần như đã loại bỏ hoàn toàn điện than ra khỏi hệ thống điện của họ.

Ở chiều ngược lại, các quốc gia tại khu vực Châu Á – TBD vẫn đang phát triển mạnh nguồn điện này. Khu vực này có nhiều quốc gia đang phát triển, nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng nhanh, đồng thời lại có lợi thế về nguồn tài nguyên than. Do đó, công suất cũng như sản lượng điện than tại khu vực này vẫn đang duy trì tăng trưởng cao với CAGR giai đoạn 2010 – 2020 là 5%/năm.

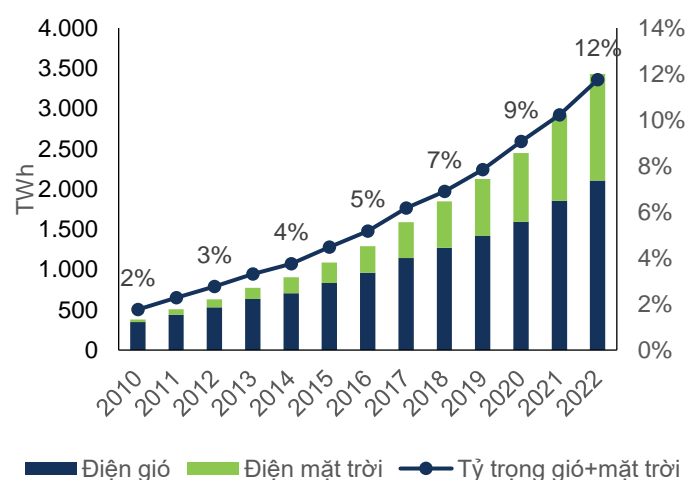
Châu Á – TBD là khu vực có sản lượng nhiệt điện than lớn nhất, chiếm tới 75% sản lượng điện than thế giới năm 2019. Do đó, việc các quốc gia tại khu vực này tiếp tục phát triển nhiệt điện than đang làm xu hướng loại bỏ điện than toàn cầu diễn ra chậm lại.

2.1.2. Điện gió và điện mặt trời phát triển mạnh mẽ

Công suất và sản lượng mặt trời, điện gió tăng trưởng mạnh. Sản lượng điện gió và điện mặt trời toàn cầu đã tăng trưởng bình quân 20%/năm trong giai đoạn 2010 – 2022. Tính đến năm 2022, sản lượng điện gió và điện mặt trời đã chiếm 12% tổng sản lượng điện toàn cầu.

Nguyên nhân chính dẫn tới sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn điện này là: (1) các chính sách bảo vệ môi trường và (2) chi phí sản xuất của các nguồn điện này đã giảm rất mạnh trong vòng 10 năm trở lại đây.

Công suất và sản lượng các nguồn điện tái tạo được kỳ vọng sẽ tiếp tục tăng trưởng mạnh trong giai đoạn tới. Bên cạnh đó, các loại hình lưu trữ năng lượng đang được phát triển để khắc phục nhược điểm bất ổn của các nguồn điện tái tạo.

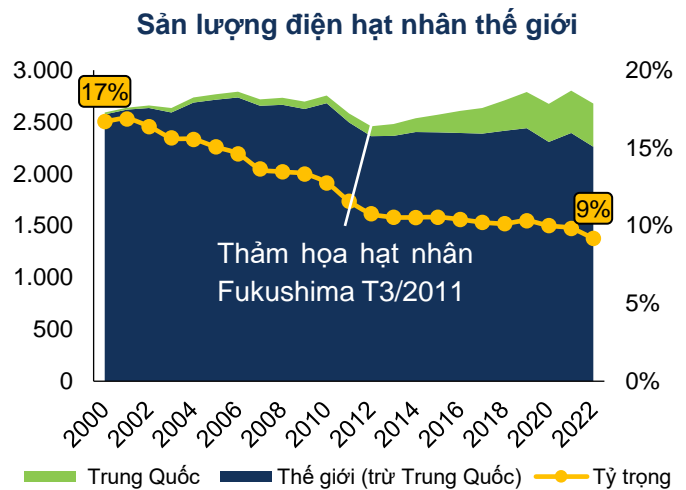
Sản lượng điện gió và điện mặt trời thế giới


Biểu đồ 46 - Nguồn: IRENA

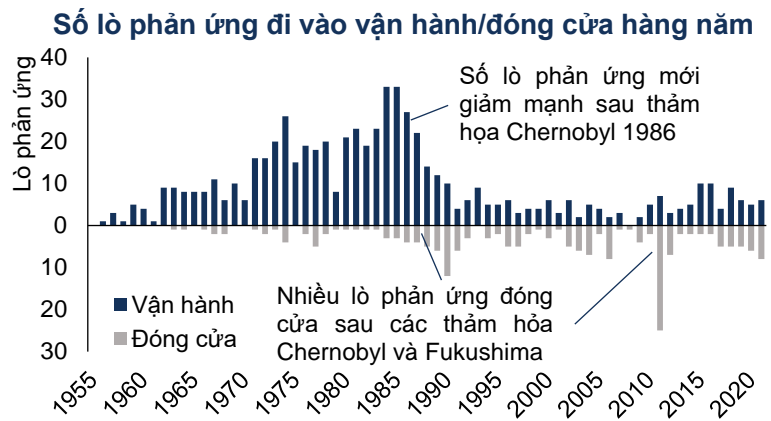
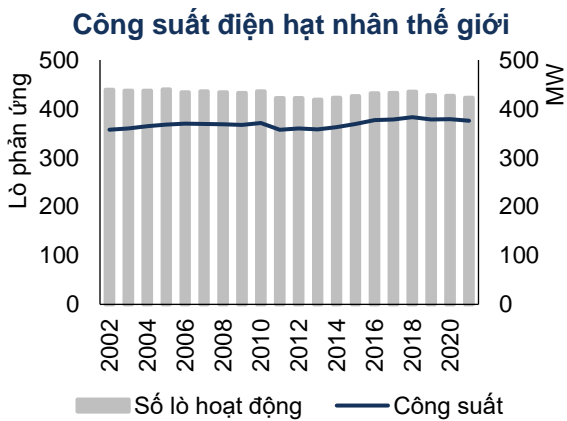
2.1.3. Điện hạt nhân vẫn tiếp tục kém khả quan

Tỷ trọng sản lượng điện hạt nhân thế giới đã giảm từ 17% năm 2000 xuống chỉ còn 9% năm 2022. Sản lượng điện hạt nhân không tăng trưởng sau 20 năm, thậm chí có giai đoạn giảm mạnh sau thảm họa hạt nhân Fukushima năm 2011. Trung Quốc là điểm sáng hiếm hoi giúp sản lượng điện hạt nhân có sự phục hồi trong gian đoạn 2012 - 2020, tuy nhiên sản lượng tại phần còn lại của thế giới vẫn tiếp tục kém khả quan.

Công suất điện hạt nhân thế giới không thay đổi nhiều trong giai đoạn 2000 - 2022. Số lượng nhà máy mới được đầu tư xây dựng sụt giảm mạnh trong khi nhiều nhà máy đóng cửa do những lo ngại về vấn đề an toàn sau các vụ tai nạn hạt nhân.



Biểu đồ 47 – Nguồn: IEA



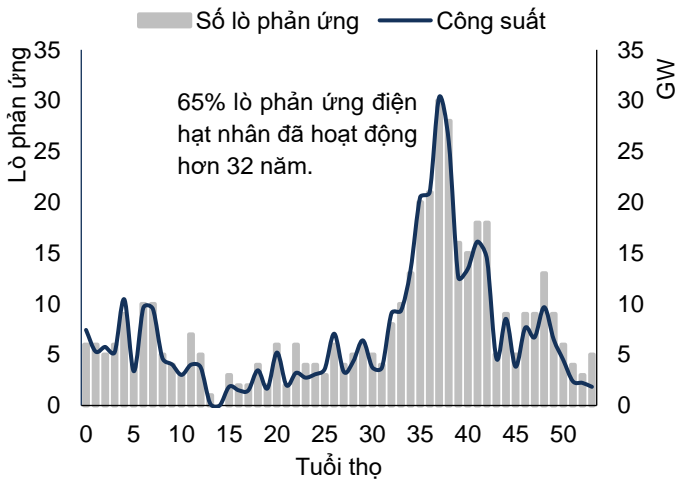
Biểu đồ 48 – Nguồn: WNISR

Đầu tư vào điện hạt nhân giảm mạnh do chính sách phản đối điện hạt nhân tại nhiều quốc gia. Số lượng các nhà máy điện hạt nhân mới đi vào vận hành bắt đầu sụt giảm mạnh từ năm 1990 khi mà nhiều quốc gia đưa ra quyết định không xây mới điện hạt nhân và bắt đầu quá trình loại bỏ điện hạt nhân. Mặc dù điện hạt nhân là nguồn điện sạch không phát thải, nguồn điện này lại không được phát triển do 2 nguyên nhân chính:

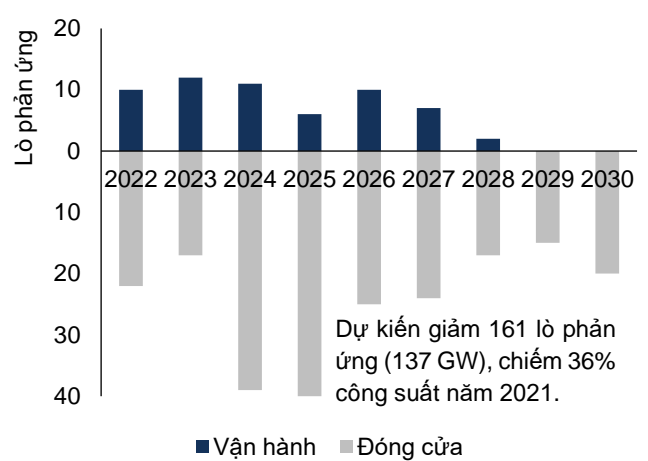
- Lo ngại về sự an toàn của điện hạt nhân do: (1) nhà máy điện hạt nhân gây ra thiệt hại rất lớn nếu xảy ra tai nạn; (2) ô nhiễm phóng xạ do các loại rác thải hạt nhân và (3) việc phát triển vũ khí hạt nhân. Trong đó, hai thảm họa hạt nhân lớn tại Chernobyl và Fukushima là sự kiện quan trọng thúc đẩy nhiều quốc gia đưa ra quyết định loại bỏ dần điện hạt nhân.

- Điện hạt nhân kém cạnh tranh hơn so với các nguồn điện khác: Điện hạt nhân có chi phí sản xuất cao kể cả khi chưa tính đến các chi phí rất lớn để dừng hoạt động và tháo dỡ nhà máy hay chi phí để xử lý các sự cố. Điện hạt nhân cũng là nguồn điện kém linh hoạt, chỉ phù hợp để chạy nền, do đó sự phát triển của các nguồn điện tái tạo trong các năm gần đây càng khiến cho điện hạt nhân trở nên kém cạnh tranh hơn.

Công suất điện hạt nhân có thể sẽ sụt giảm trong giai đoạn 2024 - 2030. Triển vọng của điện hạt nhân trong giai đoạn tới đang kém khả quan do tuổi đời trung bình của các nhà máy đang hoạt động là khá cao, trong khi nguồn đầu tư mới vẫn đang khá ảm đạm.

Tuổi thọ của các nhà máy điện hạt nhân


Biểu đồ 49 – Nguồn: IAEA Pris

Số nhà máy điện hạt nhân vận hành và đóng cửa


Biểu đồ 50 – Nguồn: WNISR

- **Nhiều nhà máy điện hạt nhân sắp hoạt động hết vòng đời.** Tuổi đời trung bình các lò phản ứng điện hạt nhân trên thế giới hiện tại là 31 năm, trong khi vòng đời theo thiết kế chỉ là 40 năm. Tính đến năm 2022, 274 nhà máy điện hạt nhân (65% số nhà máy đang hoạt động) đã hoạt động trên 32 năm và sẽ phải dừng hoạt động trong giai đoạn 2023-2030.

- **Ít nhà máy mới đi vào vận hành giai đoạn 2022 - 2030.** Tính đến cuối năm 2022, chỉ có 53 lò phản ứng đang trong quá trình xây dựng, một nửa trong số đó đang chậm tiến độ và một vài dự án có nguy cơ bị hủy bỏ. Các dự án xây dựng nhà máy mới khởi công sau năm 2022 nhiều khả năng sẽ không kịp đi vào vận hành trong giai đoạn này do việc xây dựng nhà máy điện hạt nhân thường mất 6 - 8 năm.

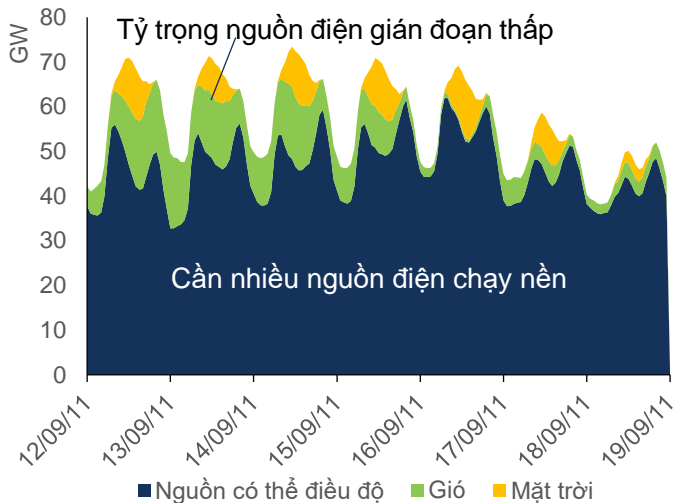
- **Các quốc gia ưu tiên kéo dài tuổi thọ các nhà máy đang hoạt động hơn là xây dựng các nhà máy mới.** Cuộc khủng hoảng nhiên liệu giai đoạn hậu Covid khiến cho nhiều quốc gia tạm thời trì hoãn quá trình loại bỏ điện hạt nhân và cho phép việc kéo dài tuổi thọ của các nhà máy điện hạt nhân đang hoạt động để làm nguồn điện dự phòng cho việc thiếu hụt nhiên liệu, đặc biệt là các nước Châu Âu. Việc kéo dài tuổi thọ các nhà máy điện hạt nhân cũng kinh tế hơn so với việc xây dựng nhà máy điện hạt nhân mới. Tuy nhiên điều này chỉ mang tính chất ngắn hạn và công suất điện hạt nhân vẫn sẽ sụt giảm mạnh nếu không phát triển thêm các dự án mới.

3. Thay đổi trong hệ thống điện khi tỷ trọng các nguồn điện gián đoạn tăng lên

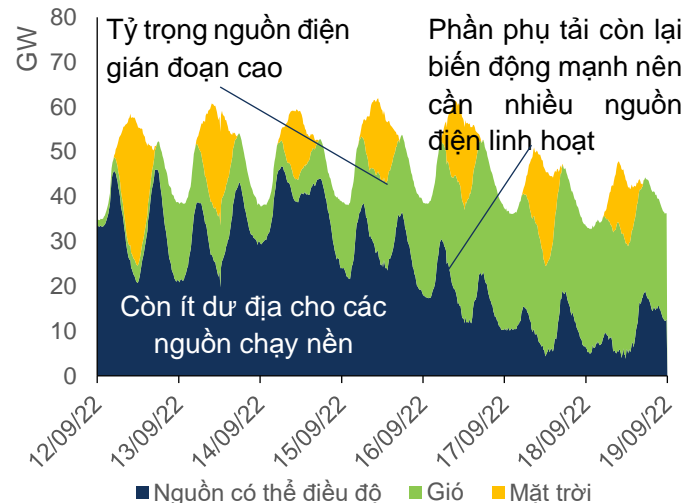
Yêu cầu về độ linh hoạt ngày càng cao do tỷ trọng các nguồn điện gián đoạn tăng lên. Các nguồn điện gián đoạn đang phát triển mạnh và ngày càng chiếm tỷ trọng cao trong hệ thống điện tại các quốc gia.

Công suất các nguồn điện này biến động rất mạnh và có thể biến động ngược chiều với phụ tải tiêu thụ, nhưng thường được ưu tiên huy động trước các nguồn khác (do chi phí biến đổi gần bằng 0 và/hoặc do có cơ chế ưu đãi). Do đó, sự gia tăng tỷ trọng của các nguồn điện tái tạo đã tạo ra sự thay đổi lớn trong hệ thống điện. Ví dụ điển hình có thể thấy đối với hệ thống điện tại Đức vào năm 2011 và 2022, khi tỷ trọng công suất các nguồn điện gián đoạn tăng từ 35% lên 58% và sản lượng tăng từ 13% lên 38%.

Sản lượng điện của Đức trong một tuần điển hình vào năm 2011 và 2022



Biểu đồ 51 - Nguồn: Energy Chart



Biểu đồ 52 – Nguồn: Energy Chart

Hai tác động lớn nhất đối với hệ thống điện có tỷ trọng nguồn điện gián đoạn cao là:

- **Hạn chế dư địa của các nguồn điện chạy nền.** Dư địa còn lại cho nguồn điện chạy nền giảm đi đáng kể và các nguồn điện này cũng sẽ phải dừng máy, điều chỉnh công suất thường xuyên hơn. Do đó, hệ số công suất của các nguồn điện này sẽ có xu hướng giảm và giá thành sản xuất gia tăng do hiệu suất giảm và do các chi phí khởi động tổ máy tăng. Điện hạt nhân và nhiệt điện than là những nguồn điện chịu ảnh hưởng
- **Yêu cầu nhiều các nguồn điện linh hoạt để cân bằng phụ tải.** Hệ thống điện sẽ cần nhiều các nguồn điện có độ linh hoạt cao như: thủy điện, nhiệt điện khí và các công nghệ lưu trữ năng lượng. Các nguồn điện này có thể khởi động nhanh, điều chỉnh công suất linh hoạt theo biến động phụ tải và theo biến động của các nguồn gián đoạn.

Tuy nhiên, điều này không đồng nghĩa với việc các nguồn điện linh hoạt có thể hoạt động một cách hiệu quả do các nguồn điện này sẽ hoạt động chủ yếu dưới dạng dự phòng, hệ số công suất thấp và giá thành sản xuất cao.

IV. Thị trường điện trên thế giới

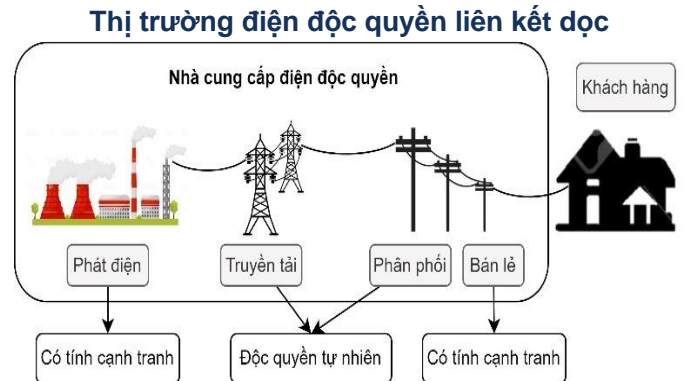
1. Quá trình tự do hóa của ngành Điện trên thế giới

1.1. Ngành điện có tính độc quyền tự nhiên

(chi tiết tại [phụ lục](#))

Ngành Điện được hình thành dưới dạng thị trường độc quyền liên kết theo chiều dọc. Trong mô hình độc quyền liên kết dọc, một đơn vị độc quyền sẽ đảm nhiệm tất cả các khâu trong ngành từ phát điện, truyền tải, phân phối và bán lẻ tới người tiêu thụ cuối cùng.

Mô hình này phù hợp với ngành Điện, vốn được cấu trúc dưới dạng một hệ thống điện phức tạp kết nối rất nhiều phần tử với các sản phẩm, dịch vụ có nhiều đặc điểm đặc thù. Cụ thể, một số nguyên nhân khiến cho mô hình độc quyền liên kết dọc trở nên phù hợp với ngành Điện bao gồm:



Biểu đồ 53 - Nguồn: FPTTS tổng hợp

- Dễ dàng quản lý các tất các phần tử trong hệ thống điện để đảm bảo các ràng buộc kỹ thuật, từ đó đảm bảo an toàn cho hệ thống điện và cung cấp điện một cách liên tục và tin cậy.
- Tính toán giá điện và quản lý chi phí đơn giản do quy hết về đơn vị độc quyền. Không phải xử lý các giao dịch phức tạp giữa các khâu với nhau và không phải phân bổ các chi phí, lợi nhuận cho riêng từng khâu.
- Tối ưu chi phí cho toàn hệ thống, tận dụng lợi thế về quy mô và từ đó cũng tạo ra rào cản gia nhập tự nhiên cho các đơn vị bên ngoài muốn tham gia vào ngành.

Hạn chế của thị trường điện độc quyền. Thị trường độc quyền này trong thời gian đầu vận hành khá hiệu quả do tối ưu được chi phí của toàn bộ chuỗi giá trị và tận dụng được tính kinh tế theo quy mô. Tuy nhiên, về sau thị trường độc quyền đã bộc lộ nhiều hạn chế do đơn vị độc quyền thường:

- (1) lạm dụng sức mạnh độc quyền
- (2) hoạt động kém hiệu quả và không có động lực để cải tiến
- (3) không đủ nguồn lực để đầu tư cơ sở hạ tầng khi thị trường phát triển đến quy mô lớn và tăng trưởng nhanh.

Hoạt động yếu kém của các đơn vị độc quyền tại nhiều quốc gia đã thúc đẩy quá trình cải tổ và tự do hóa ngành Điện từ thập niên 1990. Bên cạnh đó, sự thành công trong việc cải tổ các thị trường ở những ngành công nghiệp có tính độc quyền khác như: đường sắt, viễn thông, phân phối khí, ... trong giai đoạn này cũng là động lực để thúc đẩy quá trình tự do hóa ngành Điện.

Tính độc quyền tự nhiên trong ngành Điện hiện chỉ còn giới hạn trong khâu truyền tải, phân phối. Trong thời gian đầu, toàn bộ ngành Điện được xem là có tính độc quyền tự nhiên. Tuy nhiên, sau quá trình phát triển, cải tổ, tính độc quyền tự nhiên trong ngành Điện hiện chỉ còn giới hạn ở trong khâu truyền tải và phân phối. Tại nhiều quốc gia, thị trường cạnh tranh đã được hình thành ở các khâu phát điện và bán lẻ điện, tuy nhiên khâu truyền tải và phân phối điện vẫn duy trì tình trạng độc quyền.

1.2. Lộ trình tự do hóa và các mô hình thị trường điện

Quá trình tự do thị trường điện bao gồm nhiều công đoạn phức tạp và thường mất rất nhiều thời gian. Quá trình tự do hóa bao gồm các công việc chính là:

(1) phân tách ngành Điện thành các khâu riêng biệt gồm: phát điện, truyền tải, phân phối và bán lẻ. Trong đó khâu truyền tải và phân phối có tính độc quyền tự nhiên, còn khâu phát điện và bán lẻ có tính cạnh tranh. Quá trình phân tách thị trường yêu cầu việc tái cấu trúc đơn vị độc quyền trở thành nhiều đơn vị có sự độc lập.

(2) thiết kế và xây dựng thị trường bán buôn và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh từ các khâu có tính cạnh tranh là sản xuất điện và bán lẻ điện

(3) thành lập các đơn vị điều độ hệ thống/ đơn vị vận hành thị trường điện độc lập.

Nhìn chung, công cuộc cải tổ và tự do hóa thị trường điện tương đối phức tạp và mất nhiều thời gian. Các quốc gia phát triển cũng thường mất 15 – 20 năm để có thể đưa thị trường điện cạnh tranh vào hoạt động một cách ổn định và sau đó họ vẫn tiếp tục có những thay đổi và cải tiến thêm.

Thiết kế thị trường điện luôn hướng tới sự cạnh tranh công bằng giữa các đơn vị tham gia thị trường nhưng vẫn phải đảm bảo sự phù hợp với các đặc điểm của hệ thống điện tại mỗi quốc gia. Quá trình tự do hóa thị trường điện thường cũng sẽ diễn ra từng bước theo nhiều giai đoạn và cần có lộ trình chuyển đổi cụ thể để tránh việc những thay đổi lớn trên thị trường có thể ảnh hưởng tới quá trình vận hành hệ thống điện.

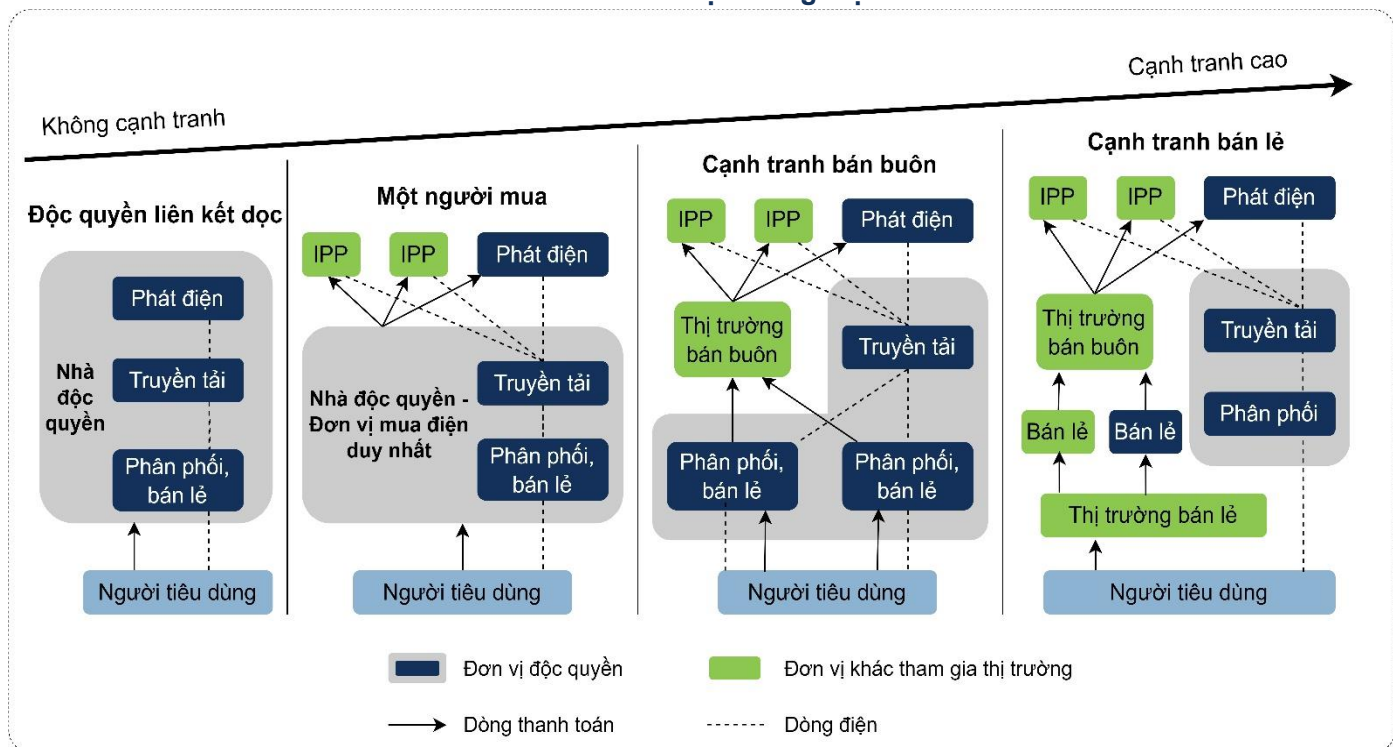
Lộ trình tự do hóa thị trường điện. Mỗi quốc gia thường có thiết kế thị trường và cách thức tự do hóa thị trường điện khác nhau, nhưng về cơ bản quá trình tự do hóa thường được thực hiện theo lộ trình và phát triển dần theo các mô hình thị trường như sau: độc quyền liên kết dọc → một người mua → cạnh tranh bán buôn → cạnh tranh bán lẻ. Các mô hình thị trường điện kể trên thường có các đặc điểm như sau:

- **Một người mua (Single Buyer):** Mô hình này bắt đầu có sự cạnh tranh nhất định ở khâu sản xuất điện nhờ có sự xuất hiện của các nhà máy điện độc lập (Independent power producer – IPP). Đơn vị độc quyền vẫn kiểm soát hoàn toàn các khâu còn lại trong chuỗi giá trị và có thể vẫn duy trì sở hữu một số nhà máy điện cùng cạnh tranh với các IPP.

- **Cạnh tranh bán buôn (Wholesale Competition):** Đây là mô hình thị trường điện Việt Nam ở thời điểm hiện tại. Trong mô hình này, sẽ có nhiều đơn vị tham gia và cạnh tranh mua điện từ thị trường bán buôn điện thay vì chỉ một người mua duy nhất. Các đơn vị này vẫn đảm nhiệm cả hai khâu phân phối và khâu bán lẻ điện và thường sẽ độc quyền cung cấp điện trong khu vực hoạt động của mình.

- **Cạnh tranh bán lẻ (Retail Competition):** Mô hình này có mức độ cạnh tranh cao nhất và là mô hình mà Việt Nam đang hướng tới. Khâu phân phối và bán lẻ điện sẽ được tách bạch với nhau, trong đó đơn vị phân phối vẫn có vai trò độc quyền nhưng sẽ chỉ đơn thuần cung cấp dịch vụ lưới điện phân phối. Các đơn vị bán lẻ sẽ cạnh tranh để mua điện từ thị trường bán buôn và bán điện trên thị trường bán lẻ điện tới tay người tiêu dùng.

Các mô hình thị trường điện



Biểu đồ 54 - Nguồn: FPTs tổng hợp

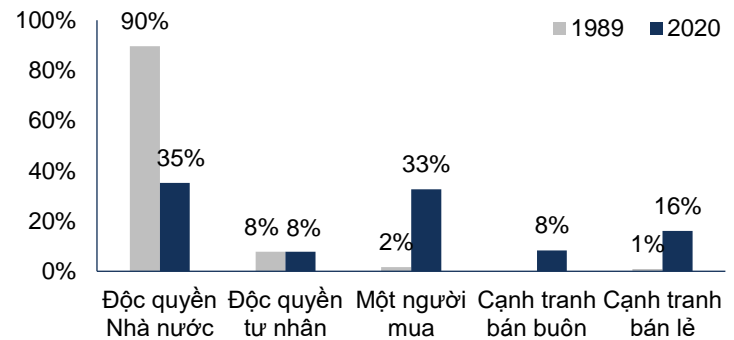
Thị trường điện cạnh tranh nhìn chung đã đem lại nhiều lợi ích cho ngành Điện và cho các khách hàng tiêu thụ điện. Các lợi ích lớn nhất của thị trường điện cạnh tranh bao gồm:

- (1) tăng tính minh bạch của thị trường
- (2) đưa ra được các tín hiệu về giá điện, giúp phản ánh tình hình thị trường và hỗ trợ cho việc đưa ra quyết định đầu tư, sản xuất
- (3) thúc đẩy các nhà máy vận hành hiệu quả hơn và cải tiến công nghệ để tối ưu chi phí sản xuất
- (4) giúp nâng cao chất lượng dịch vụ của các nhà bán lẻ điện, đồng thời tăng sự lựa chọn cho những người tham gia thị trường.

Việc gia tăng cạnh tranh trên thị trường điện cũng được kỳ vọng sẽ giúp giảm giá bán điện. Tuy nhiên, điều này lại thường không xảy ra trên thực tế khi các nước thực hiện tự do hóa thị trường điện.

Những lợi ích mà thị trường điện cạnh tranh đem lại là rất lớn và ngày càng có nhiều quốc gia tiến tới cải cách và hình thành thị trường điện cạnh tranh. Đến năm 2020, khoảng 57% quốc gia đã loại bỏ độc quyền, trong đó 16% quốc gia đã có thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

Số lượng các quốc gia thực hiện tự do hóa ngành Điện



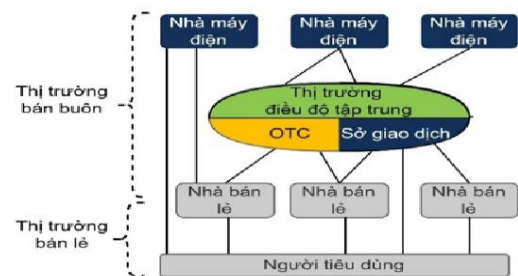
Nguồn: Djeneba Doumbia, IFC

2. Cấu trúc thị trường điện

Thị trường điện trên thế giới khi phát triển đến mức độ cạnh tranh hoàn chỉnh sẽ được chia thành 2 thị trường nhỏ bao gồm:

- (1) **Thị trường bán buôn:** nơi giao dịch chủ yếu của các nhà máy điện. Thị trường bán buôn có cấu trúc phức tạp và hoạt động của thị trường bán buôn gắn liền với việc điều độ hệ thống điện.
- (2) **Thị trường bán lẻ:** Nơi giao dịch giữa các nhà bán lẻ điện với khách hàng tiêu thụ điện.

Cấu trúc thị trường điện



Biểu đồ 55 – Nguồn: FPTs tổng hợp

2.1. Thị trường điện bán buôn

❖ Cấu trúc thị trường bán buôn:

Hoạt động của thị trường bán buôn điện thường gắn liền với hệ thống điện, cụ thể là các khâu sản xuất và truyền tải điện. Thị trường bán buôn điện càng phát triển thì càng trở nên phức tạp để có thể bám sát hơn với các hoạt động trong hệ thống điện. Với thị trường bán buôn, mỗi hệ thống điện sẽ có một “pool” giao dịch cho các đơn vị trong hệ thống tham gia vào thị trường.

Điện năng (sản lượng điện) là sản phẩm chính trên thị trường điện bán buôn, ngoài ra còn có thêm nhiều sản phẩm khác như: dịch vụ truyền tải điện, dịch vụ phụ trợ, công suất. Các thị trường điện phát triển thường sẽ có thêm các thị trường con để hỗ trợ và minh bạch việc giao dịch các sản phẩm này.

Thị trường bán buôn cho sản phẩm điện năng cũng được chia thành nhiều thị trường nhỏ hơn, chia theo thứ tự thời gian, bao gồm:

- **Thị trường giao ngay (Spot Market):** Nơi giao dịch chính trên thị trường bán buôn. Thị trường giao ngay ở hầu hết các quốc gia là Thị trường ngày tới, nơi các bên tham gia sẽ mua bán điện năng 1 ngày trước khi giao

nhận điện năng vật lý được thực hiện. Sản lượng giao dịch trên Thị trường giao ngay cũng sẽ là dữ kiện để các nhà máy điện lập lịch huy động để chuẩn bị cho việc phát điện vào ngày hôm sau.

Hoạt động của Thị trường ngày tới cần phải dự báo nhu cầu tiêu thụ điện trước một ngày nên sẽ có khả năng bị sai lệch so với thực tế. Do đó nhiều nước đã xây dựng thêm thị trường Intraday Market nhằm bổ sung cho Thị trường ngày tới. Tại đây các bên tham gia sẽ giao dịch ngay trong ngày giao nhận điện năng, do đó nhu cầu dự báo sẽ sát với thực tế hơn.

- **Thị trường thời gian thực (Realtime Market):** Các thị trường vận hành theo thời gian thực, có nhiệm vụ đảm bảo cho cung - cầu điện năng trong thực tế luôn cân bằng với bằng với nhau.

- **Thị trường tương lai (Forward Market):** Do giá điện trên Thị trường giao ngay biến động mạnh nên các bên tham gia thị trường cần quản trị rủi ro về biến động giá. Các bên tham gia thị trường điện thường sử dụng các hợp đồng song phương để thực hiện mục đích trên. Tuy nhiên, nhiều quốc gia phát triển đã xây dựng các Thị trường tương lai, cung cấp các sản phẩm được tiêu chuẩn hóa giúp cho việc giao dịch trở nên dễ dàng hơn và minh bạch hơn.

❖ Giá điện trên thị trường bán buôn

Các mô hình thị trường và cơ chế giá điện bán buôn: Thị trường bán buôn điện thường được thiết kế dựa theo 1 trong 2 mô hình thị trường là:

(1) **Thị trường dạng Gross Pool:** Thị trường điều độ tập trung, tất cả nhà máy điện đều bắt buộc tham gia và phải giao dịch mua bán điện thông qua thị trường. Thị trường dạng Gross Pool thường được quy định chặt chẽ do gắn liền với hệ thống điện và gần như mô phỏng lại quy trình điều độ trong hệ thống điện. Thị trường điện tại Việt Nam được thiết kế theo mô hình Gross Pool.

(2) **Thị trường dạng Net Pool:** Các bên tự do giao dịch, thông qua các hợp đồng song phương hoặc qua các Sở Giao dịch. Trong thị trường điện sẽ có thị trường cân bằng/ thị trường giao ngay để định giá cho phần sản lượng chênh lệch giữa sản lượng thực tế và sản lượng hợp đồng. Thị trường dạng Net Pool tự do hơn do các bên có thể tự do thỏa thuận các hợp đồng song phương.

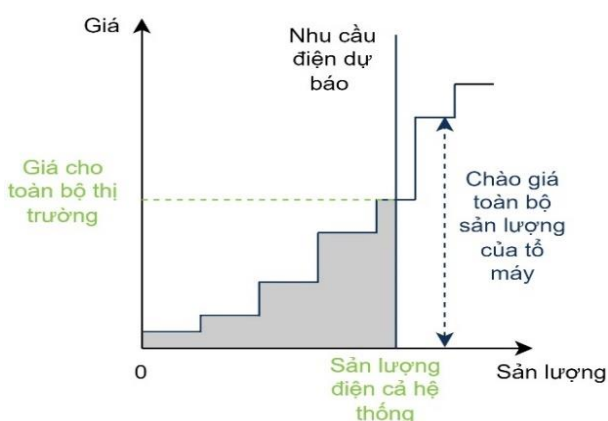
Trên lý thuyết, giá điện sẽ có sự khác nhau đối với 2 mô hình thị trường điện này.

- Thị trường Net Pool: giá điện cho phần lớn sản lượng sẽ do các bên tự đàm phán trong các hợp đồng song phương. Giá điện thị trường chỉ được quyết định bởi phần sản lượng dư thừa/thiếu hụt so với dự báo.

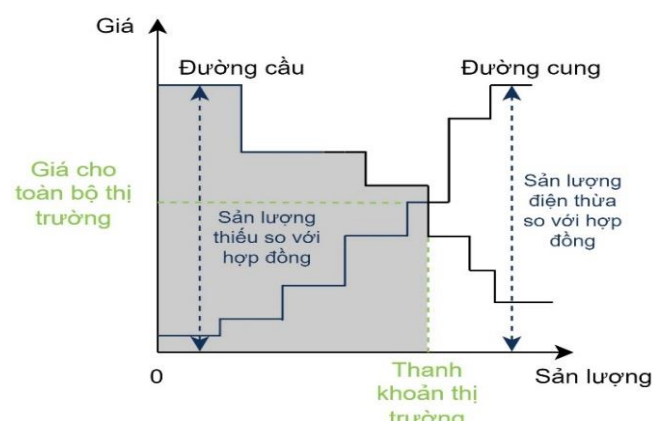
- Thị trường Gross Pool: giá điện sẽ bằng với chi phí biên của hệ thống điện. Chi phí biên của hệ thống điện là giá bán điện của nhà máy có giá cao nhất được huy động trong hệ thống.

Tuy nhiên, trong thị trường Gross Pool sẽ có các hợp đồng PPA hoặc các hợp đồng tương lai. Các hợp đồng này có vai trò gần giống với hợp đồng song phương trong thị trường Net Pool, nhưng chỉ là hợp đồng thuần về tài chính. Các hợp đồng này khiến cho giá điện trên thị trường Gross Pool bị sai lệch so với chi phí biên hệ thống.

Cơ chế giá bán thị trường Gross Pool



Cơ chế giá bán thị trường Net Pool



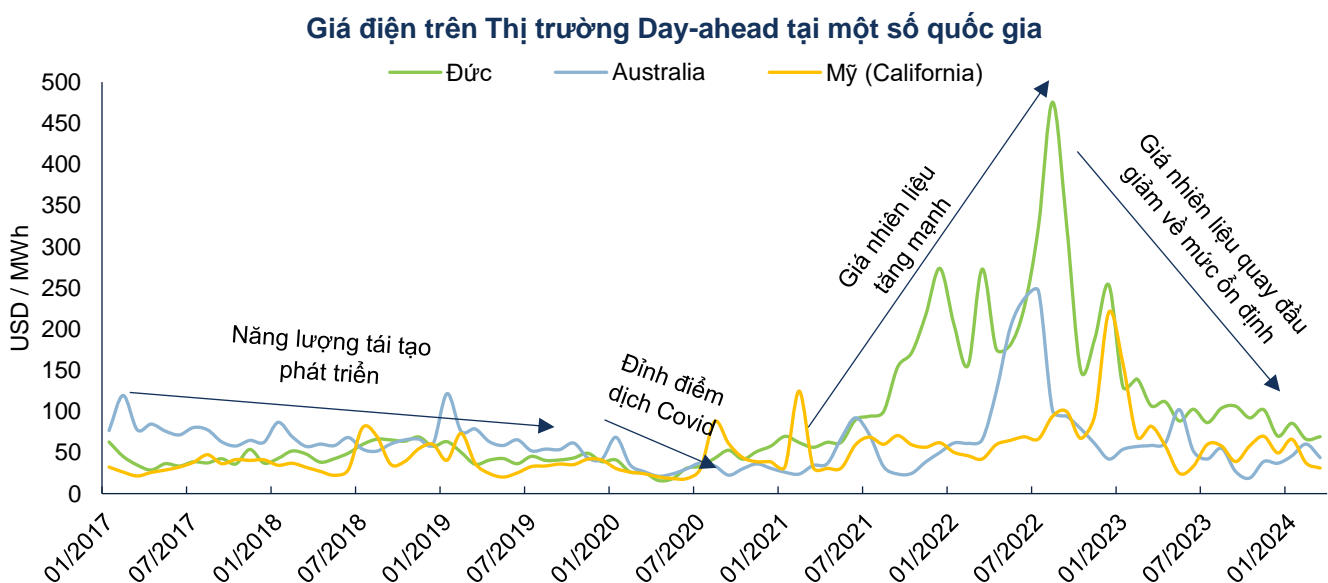
Biểu đồ 56 - Nguồn: FPTs tổng hợp

Trên thực tế, cơ chế thị trường điện bán buôn có nhiều đặc điểm thiết kế phức tạp hơn có thể làm ảnh hưởng tới giá điện trên thị trường, ví dụ như: cơ chế chào giá từ một phía hay hai phía, chào giá theo chi phí hay theo giá; định giá một giá, theo nút hay theo vùng, ...

Giá điện bán buôn biến động mạnh, phản ánh tình hình cung – cầu thị trường điện. Giá điện trên thị trường thường diễn biến rất phức tạp, nhưng tại các thị trường phát triển giá điện có thể phản ánh được một phần tình hình cung – cầu trong hệ thống điện.

Giá điện bán buôn trên thế giới có một vài diễn biến đáng chú ý trong các năm gần đây. Giá điện trong giai đoạn 2017– 2020 có xu hướng giảm nhẹ khi các nguồn điện tái tạo phát triển mạnh, được tích hợp vào hệ thống và kéo theo chi phí biên của hệ thống sụt giảm. Giá điện có sự sụt giảm mạnh hơn trong năm 2020 do Covid kéo thu nhu cầu tiêu thụ điện giảm.

Trong giai đoạn 2021 – 2022, giá điện tăng lên rất cao do giá các loại nhiên liệu leo thang và làm giá thành sản xuất điện tăng cao. Tuy nhiên đến năm 2023, giá nhiên liệu quay đầu giảm giúp cho giá điện bán buôn bắt đầu quay về mức ổn định.



Biểu đồ 57 - Nguồn: FPTs tổng hợp

2.2. Thị trường điện bán lẻ

❖ Cấu trúc của thị trường điện bán lẻ:

Thị trường bán lẻ điện là nơi giao dịch các khâu phân phối và bán lẻ điện. Các sản phẩm, dịch vụ trên thị trường bán lẻ bao gồm: điện năng, dịch vụ lưới điện phân phối và các dịch vụ bán lẻ liên quan tới hoạt động bán lẻ.

Khác với thị trường bán buôn, thị trường bán lẻ không có những hệ thống giao dịch tập trung phức tạp. Thay vào đó, các giao dịch trên thị trường bán lẻ thường là giao dịch song phương và các đơn vị phân phối, bán lẻ điện được tự do tìm kiếm và tự thỏa thuận hợp đồng với khách hàng tiêu thụ điện.

Trong thị trường bán lẻ, các nhà bán lẻ/công ty bán lẻ điện là những đơn vị có vai trò hoạt động chính. Các công ty bán lẻ mua điện từ thị trường bán buôn và bán điện cho người tiêu thụ. Ngoài ra, thị trường bán lẻ điện còn cho phép các khách hàng tiêu thụ điện quy mô lớn được trực tiếp mua điện từ thị trường bán buôn.

Để tiến tới thị trường bán lẻ điện cần có hai yêu cầu quan trọng là:

- Cần thị trường bán buôn hoạt động ổn định do thị trường bán buôn là đầu vào của thị trường bán lẻ.
- Cần tách biệt khâu phân phối và bán lẻ. Cạnh tranh chỉ diễn ra trong khâu bán lẻ. Khâu phân phối vẫn do đơn vị độc quyền thực hiện và đơn vị phân phối điện cần được tách biệt và độc lập hoàn toàn với khâu bán lẻ để đảm bảo tính cạnh tranh.

❖ **Mục tiêu và lợi ích của thị trường bán lẻ điện:**

Mục tiêu chính của thị trường bán lẻ điện là gia tăng cạnh tranh trong khâu bán lẻ, qua đó:

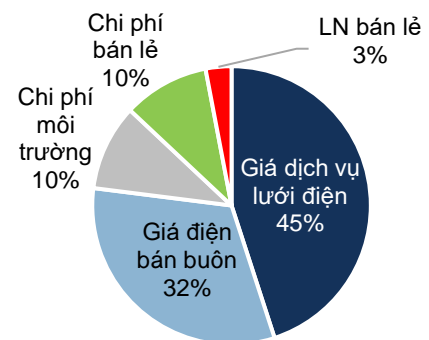
- **Cho phép khách hàng tự do lựa chọn nhà cung cấp điện:** Khách hàng có thể lựa chọn và tự do thay đổi công ty bán lẻ cung cấp điện và các dịch vụ bán lẻ điện. Một số thiết kế thị trường còn cho phép khách hàng lựa chọn nguồn sản xuất điện, nhưng chỉ về mặt thương mại do việc lựa chọn nguồn điện về mặt vật lý gần như là không thể. Ví dụ, các khách hàng có yêu cầu về ESG có thể ký hợp đồng mua điện từ các nhà máy điện tái tạo, mặc dù về mặt vật lý lượng điện tiêu thụ của họ không đến từ các nhà máy này.
- **Tăng cạnh tranh về dịch vụ:** Thị trường bán lẻ càng phát triển thì các dịch vụ bán lẻ càng trở nên đa dạng hơn với nhiều dịch vụ mới ra đời để thu hút khách hàng.
- **Tăng cạnh tranh về giá:** Việc gia tăng cạnh tranh khiến các công ty bán lẻ có động lực cải thiện hiệu quả các cắt giảm chi phí trong khâu bán lẻ. Tuy nhiên, các chi phí này thường chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ trong giá bán lẻ và cạnh tranh bán lẻ không làm thay đổi nhiều giá thành các khâu có chi phí lớn hơn như: sản xuất điện, truyền tải và phân phối điện.

❖ **Giá bán lẻ điện:**

Giá bán lẻ điện không biến động liên tục theo thời gian thực như giá bán buôn mà phụ thuộc vào biểu giá bán lẻ. Cơ chế biểu giá bán lẻ khá đa dạng, tùy vào đối tượng khách hàng và tùy vào chiến lược của công ty bán lẻ. Biểu giá có thể đơn giản, cố định hoặc cũng có thể biến đổi theo khung giờ, theo công suất hoặc theo biến động giá điện bán buôn, ...

Giá điện bán lẻ phản ánh các chi phí của hệ thống điện trước khi đến tay người tiêu dùng, bao gồm: Giá điện bán buôn, giá dịch vụ lưới điện, các chi phí và lợi nhuận của nhà bán lẻ, chi phí môi trường, ... Thị trường bán lẻ càng phát triển thì càng cố gắng phân tách rõ ràng và minh bạch các chi phí trên.

Cơ cấu thành phần giá bán lẻ điện

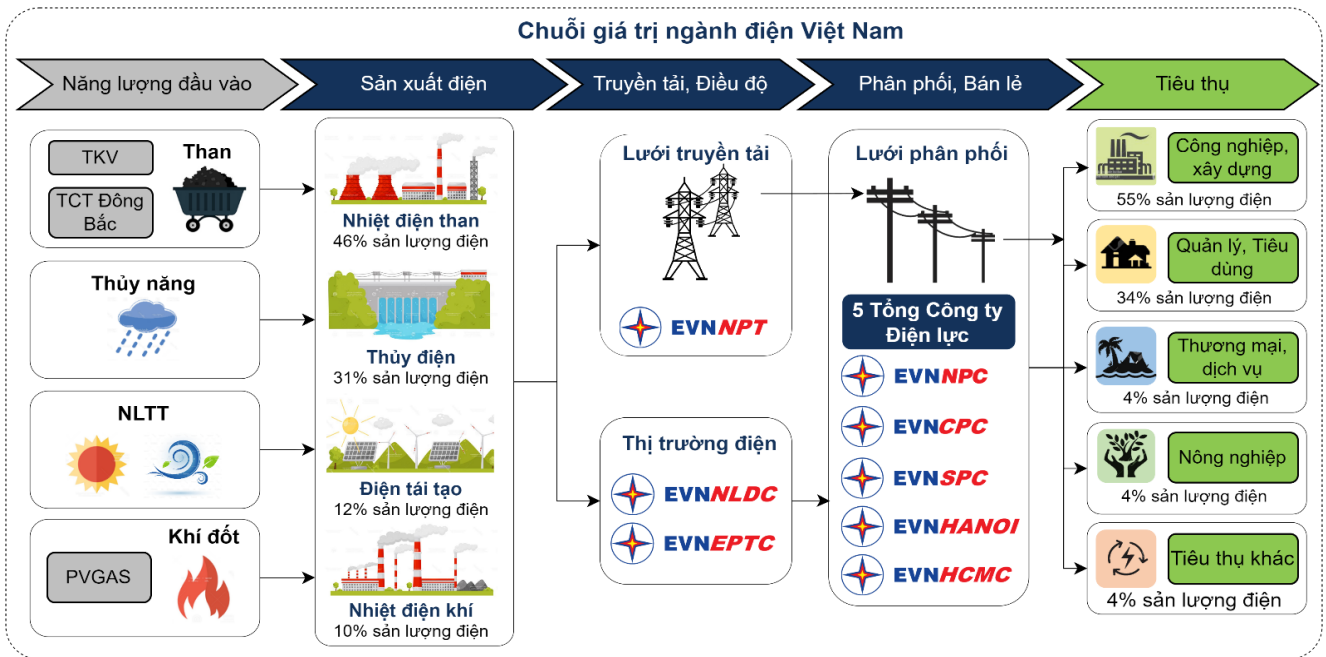


Số liệu tại Úc 2020-21

Biểu đồ 58 - Nguồn: ACCC

B. NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

I. Chuỗi giá trị ngành Điện Việt Nam



Biểu đồ 59 – Nguồn: FPTTS tổng hợp

Chuỗi giá trị ngành Điện Việt Nam cũng tương tự với các quốc gia khác trên thế giới và có thể được chia thành các phân khúc bao gồm:

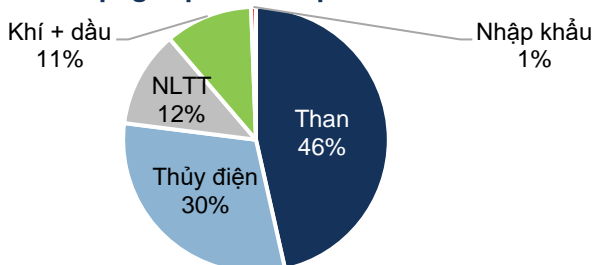
- **Năng lượng đầu vào:** Đầu vào của ngành Điện bao gồm các loại nhiên liệu hóa thạch như: than, dầu, khí và các loại năng lượng tái tạo như: thủy năng, năng lượng gió, mặt trời, sinh khối,... tùy vào loại hình phát điện của nhà máy.
- **Sản xuất điện:** là quá trình chuyển đổi các nguồn năng lượng đầu vào thành điện năng. Công nghệ phát điện hiện nay rất đa dạng, gồm nhiều loại hình phát điện và mỗi loại hình có một đặc trưng khác nhau. Các công nghệ phát điện phổ biến tại Việt Nam hiện nay là: nhiệt điện than, thủy điện, nhiệt điện khí, điện mặt trời và điện gió.
- **Truyền tải, phân phối, bán lẻ điện:** là các khâu trung gian giúp đưa điện từ nhà máy điện tới nơi tiêu thụ. Điện được truyền từ nhà máy tới nơi tiêu thụ thông qua hệ thống lưới điện phức tạp bao gồm các đường dây truyền tải, phân phối và các máy biến áp. Lưới truyền tải thường gắn với khâu sản xuất điện, đưa điện từ các nhà máy tới các trung tâm phụ tải, trong khi lưới phân phối kết nối các khách hàng tiêu thụ điện, do đó thường được gắn với việc bán lẻ điện.
- **Tiêu thụ điện:** Đầu ra duy nhất của ngành là điện năng và điện được sử dụng trong hầu hết mọi lĩnh vực. Các khách hàng tiêu thụ điện thường được chia thành các nhóm gồm: công nghiệp, dân dụng, nông nghiệp và thương mại dịch vụ.

Chuỗi giá trị ngành Điện Việt Nam vẫn còn tính độc quyền cao. Trong đó khâu truyền tải, điều độ và phân phối, bán lẻ đều do các đơn vị trực thuộc EVN thực hiện và chưa thực sự được tách biệt. EVN ngoài có vị thế độc quyền trong các khâu kể trên thì cũng đang nắm giữ tỷ lệ sở hữu rất lớn trong khâu sản xuất điện. Ngoài EVN thì còn có những đơn vị khác có vị thế độc quyền khác ở trong khâu đầu vào như: PVGAS trong lĩnh vực cung cấp khí hay TKV và TCT Đông Bắc trong lĩnh vực khai thác than và cung cấp than nội địa.

1. Đầu vào: Nguồn tài nguyên nội địa đa dạng nhưng đang dần khai thác hết và bắt đầu phụ thuộc vào nguồn tài nguyên nhập khẩu.

Ngành Điện Việt Nam sử dụng đa dạng nguồn năng lượng đầu vào. Trong đó, than đang là nguồn đầu vào được sử dụng nhiều nhất, tạo ra 46% sản lượng điện, thủy điện chiếm 30%, điện mặt trời và điện gió chiếm 12% và cuối cùng khí và dầu chiếm 11% sản lượng điện.

Cơ cấu sản lượng điện theo loại hình đầu vào 2021

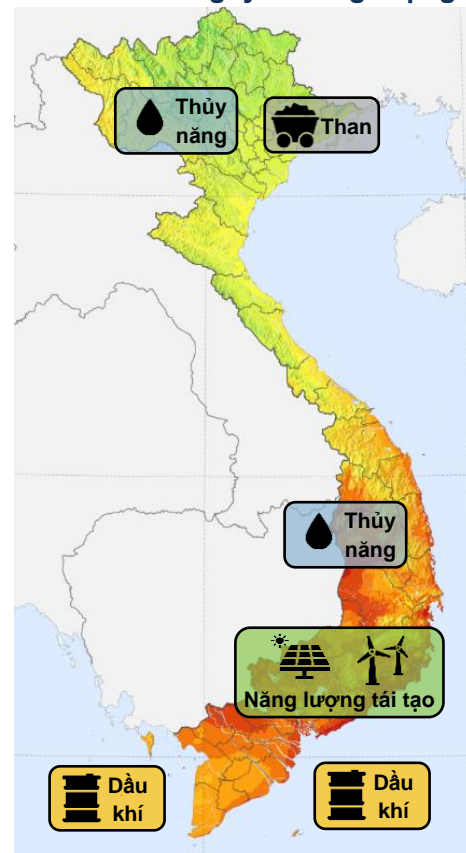


Biểu đồ 60 – Nguồn: FPTIS tổng hợp

Việt Nam đang dần khai thác tối đa tài nguyên nội địa và bắt đầu phụ thuộc nhiều hơn vào nguồn nhiên liệu nhập khẩu. Việc khai thác các tài nguyên năng lượng nội địa phục vụ cho ngành điện luôn được ưu tiên để đảm bảo nguồn đầu vào ổn định với giá thành hợp lý. Tuy nhiên, nước ta đã khai thác gần như tối đa tiềm năng của các nguồn tài nguyên nội địa, ngoại trừ các nguồn năng lượng tái tạo ngoại thủy điện.

Để tiếp tục phát triển nguồn điện, Việt Nam đang và sẽ phải nhập khẩu thêm các nguồn tài nguyên năng lượng, đặc biệt là nhiên liệu than, khí. Các nguồn tài nguyên nhập khẩu thường thiếu ổn định nên có thể gây rủi ro cho việc đảm bảo an ninh năng lượng tại Việt Nam.

Phân bố tài nguyên năng lượng



Nguồn: FPTIS tổng hợp

Các nguồn tài nguyên năng lượng phân bố tập trung và không đồng đều giữa các miền, do đó có thể gây mất cân bằng cung – cầu điện giữa các miền. Trong đó, than chủ yếu phân bố tại vùng Đông Bắc, thủy năng tập trung ở Tây Bắc và Tây Nguyên còn dầu khí, mặt trời, gió ở khu vực phía Nam. Các nhà máy điện cần được đặt gần với nơi tập trung nguồn năng lượng đầu vào do yêu cầu kỹ thuật và/hoặc để giảm chi phí đầu vào. Do đó, sự phân bố các nguồn tài nguyên đầu vào ảnh hưởng rất lớn tới việc phân bố vị trí của các nhà máy điện, qua đó tác động tới cơ cấu cũng như tiềm năng phát triển nguồn điện tại các vùng miền.

1.1. Than

1.1.1. Nhập khẩu than ngày càng tăng do nhu cầu than tăng lên và sản lượng than nội địa đạt giới hạn

Việt Nam chủ yếu khai thác than tại bể than Đông Bắc, có trữ lượng khoảng 2,42 tỷ tấn (năm 2020), chiếm 96% trữ lượng than cả nước. Với sản lượng khai thác hiện tại (2023), trữ lượng tại bể than Đông Bắc còn đủ để khai thác trong khoảng 50 năm.

Việt Nam vẫn còn nguồn tài nguyên than tiềm ẩn rất lớn tại bể than Sông Hồng với lượng tài nguyên thăm dò được là khoảng 42 tỷ tấn, gấp 20 lần trữ lượng bể than Đông Bắc.

Trữ lượng và tài nguyên than Việt Nam (triệu tấn)

Khu vực	Trữ lượng	Tài nguyên (đang thăm dò)		Tổng
		Chắc chắn và tin cậy	Dự tính và dự báo	
Bể than Đông Bắc	2.420	214	5.168	5.168
Bể than Sông Hồng	0	570	41.340	41.910
Các mỏ than khác	104	208	233	545

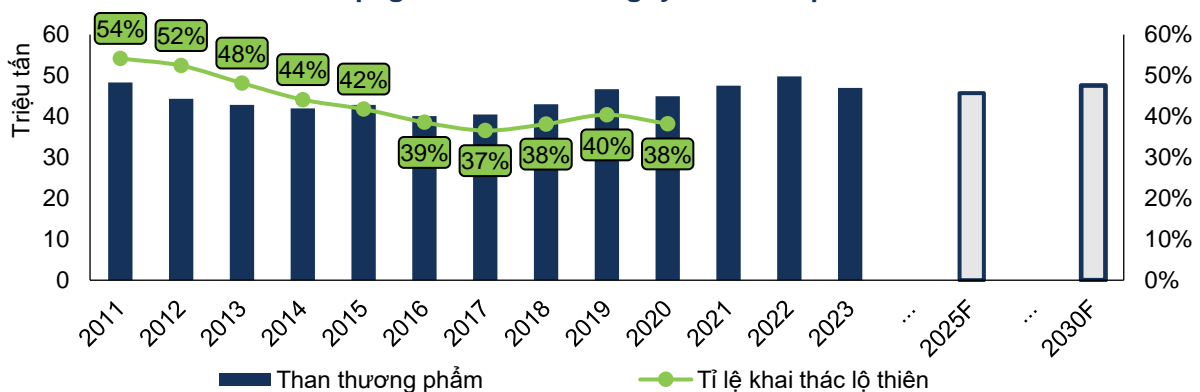
Nguồn: Dự thảo Chiến lược ngành Than 12/2021

Tuy nhiên, bể than Sông Hồng nằm ở độ sâu lớn, có điều kiện địa chất phức tạp và nhạy cảm về môi trường sinh thái nên khả năng khai thác vẫn chưa rõ ràng. Ngành than mới chỉ có kế hoạch khai thác thử nghiệm bể than này từ năm 2040 và chỉ bắt đầu khai thác từ năm 2050 nếu thử nghiệm thành công.

Sản lượng khai thác đã đạt giới hạn, điều kiện khai thác ngày càng khó khăn.

Sản lượng khai thác than tại Việt Nam gần như đến hoàn toàn từ bể than Đông Bắc và đang đi ngang quanh mức 40 - 50 triệu tấn trong suốt nhiều năm trở lại đây. Do bể than Đông Bắc đã được khai thác từ lâu đời nên sản lượng khai thác gần như đã đạt giới hạn và khó có thể tăng trưởng. Sản lượng than được dự báo sẽ duy trì mức 45 -50 triệu tấn đến năm 2030, sau đó giảm dần xuống mức 38 – 40 triệu tấn năm 2040. Ngoài ra, giá thành khai thác có xu hướng tăng lên do điều kiện khai thác cũng đang ngày càng khó khăn hơn khi sản lượng các mỏ than lộ thiên giảm dần còn các mỏ hầm lò phải khai thác xuống sâu hơn.

Sản lượng khai thác than nguyên khai Việt Nam

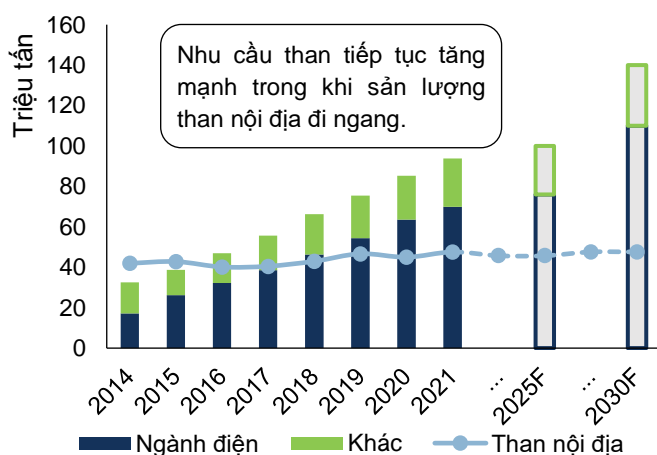


Biểu đồ 61 - Nguồn: MOIT, Dự thảo chiến lược phát triển ngành than, Quy hoạch Tổng thể Năng lượng

Sản lượng tiêu thụ than tăng trưởng nhanh vượt quá khả năng khai thác, do đó nhu cầu nhập khẩu than ngày càng lớn. Sản lượng tiêu thụ than tại Việt Nam tăng trưởng rất nhanh trong giai đoạn 2014 – 2021 với CAGR 19%/năm. Trong đó, ngành điện là ngành tiêu thụ than nhiều nhất (70 - 75% sản lượng) và có sản lượng tiêu thụ than tăng trưởng nhanh nhất do công suất nhiệt điện than tăng trưởng mạnh trong giai đoạn này.

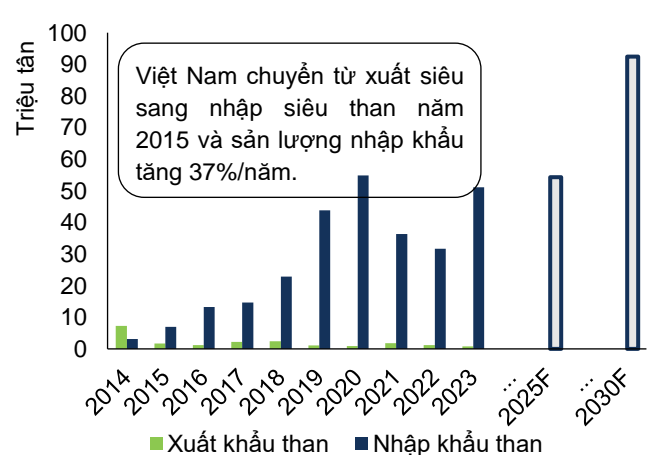
Sản lượng nhập khẩu than đã tăng trưởng một cách nhanh chóng trong giai đoạn 2014 – 2023 với CAGR lên tới 37%/năm. Nhu cầu tiêu thụ than bắt đầu vượt quá sản lượng khai thác trong nước từ năm 2015 và Việt Nam chuyển từ xuất siêu sang nhập siêu than. Từ năm 2018, nhu cầu tiêu thụ than của riêng ngành điện đã vượt quá khả năng sản xuất than trong nước và Việt Nam bắt đầu phải xây dựng các nhà máy sử dụng than nhập khẩu.

Sản lượng tiêu thụ than tại Việt Nam



Biểu đồ 62 – Nguồn: MOIT, Chiến lược phát triển ngành than

Xuất nhập khẩu than Việt Nam 2014 - 2023



Biểu đồ 63 – Nguồn: Tổng cục Hải Quan

Ngành điện sẽ phụ thuộc nhiều hơn vào than nhập khẩu khi nhu cầu than đang ngày càng tăng lên. Nhu cầu tiêu thụ than hiện đã vượt xa khả năng khai thác than trong nước. Nhu cầu tiêu thụ than tại Việt Nam hiện rơi vào khoảng 100 triệu tấn, cao hơn gấp đôi so với sản lượng than khai thác. Trong đó ngành điện cần khoảng 80 triệu tấn than để cung cấp cho khoảng 26 GW nhiệt điện than vận hành ở mức bình thường.

Nhu cầu than được dự báo sẽ tăng lên khoảng 140 triệu tấn vào năm 2030 (do công suất nhiệt điện than vẫn đang tiếp tục tăng trưởng. Trong khi đó, sản lượng khai thác than vẫn sẽ duy trì ở mức 45 - 50 triệu tấn/năm, do đó, sản lượng nhập khẩu than sẽ tiếp tục tăng lên để bù đắp cho phần thiếu hụt. Sản lượng nhập khẩu than dự kiến sẽ tăng lên hơn 90 triệu tấn vào năm 2030, tăng trưởng trung bình 9%/năm kể từ năm 2023.

1.1.2. Than nội địa có giá bán ổn định và đang thấp hơn so với than nhập khẩu

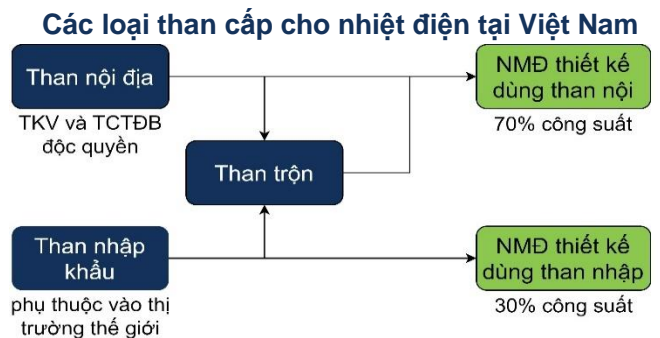
Than khai thác nội địa và than nhập khẩu thuộc chủng loại than khác nhau và được dùng cho các nhà máy nhiệt điện khác nhau.

Than khai thác nội địa tại bể Đông Bắc là than antraxit (anthracite), trong khi phần lớn than khai thác trên thế giới là than bitum và á bitum. Than antraxit có nhiệt lượng cao hơn than bitum nhưng lại có nhiều đặc tính không phù hợp cho sản xuất điện như: hàm lượng chất bốc thấp nên than khó bắt cháy; than khó cháy kiệt và tạo ra nhiều tro xỉ hơn.

Các nhà máy nhiệt điện sử dụng than antraxit nội địa thường được tinh chỉnh thiết kế để phù hợp với đặc tính của loại than này, do đó sẽ có thiết kế khác với các nhà máy sử dụng than nhập khẩu. Việc chuyển đổi sử dụng giữa các loại than tương đối khó khăn, cần phải điều chỉnh lại thiết kế máy móc và cần có các bước thí nghiệm chặt chẽ để tránh gây ra sự cố, ngoài ra việc chuyển đổi loại than cũng sẽ làm giảm hiệu suất vận hành và tăng chi phí sản xuất của nhà máy.

Hiện tại ở Việt Nam có khoảng 70% nhà máy nhiệt điện than được thiết kế để sử dụng than nội địa và 30% còn lại sử dụng than nhập khẩu.

Từ năm 2019, Việt Nam có thêm một loại than mới là than trộn, (pha trộn giữa than nội địa và than nhập khẩu). Loại than này được sử dụng cho các nhà máy thiết kế dùng than nội địa. Than trộn hiện nay đã thay thế gần như hoàn toàn cho than nội địa do việc trộn than giúp gia tăng sản lượng than cung cấp cho các nhà máy điện.



Biểu đồ 64 – Nguồn: FPTs tổng hợp

Hoạt động sản xuất của các nhà máy sử dụng than nội và than nhập về cơ bản vẫn giống nhau, nhưng giá thành sản xuất của hai nhóm nhà máy này thường có sự khác biệt khá lớn do chênh lệch giá than đầu vào.

Nhà cung cấp và cơ chế giá bán khác nhau đối với than nội địa và than nhập khẩu.

- Than nội địa và than trộn:

Than nội địa và than trộn được cung cấp độc quyền bởi Tập đoàn Than Khoáng sản Việt Nam (TKV) và Tổng Công ty Đông Bắc (TCTĐB), hai đơn vị được Nhà nước giao quản lý và khai thác hầu hết các mỏ than ở Việt Nam.

Giá than nội địa và than trộn cấp cho các nhà máy nhiệt điện sẽ do EVN thỏa thuận với TKV và TCTĐB. Bộ Tài Chính đứng vai trò trung gian. Việc thỏa thuận giá giữa các bên thường rất phức tạp do cả EVN, TKV và TCTĐB đều vị thế rất lớn. TKV và TCTĐB là các đơn vị độc quyền cung cấp than nhưng EVN đại diện cho ngành điện, khách hàng tiêu thụ 80% sản lượng than. Ngoài ra, sự quản lý từ phía Nhà nước đối với cả giá than và giá điện để kiểm soát lạm phát cũng khiến cho việc thỏa thuận giá trở nên phức tạp hơn.

Giá than các bên thỏa thuận được thường dựa theo chi phí sản xuất của TKV và TCTĐB. Trong đó giá than nội địa dựa theo chi phí khai thác còn giá than trộn được tính toán dựa trên giá than nội địa, giá TKV và TCTĐB

nhập khẩu than cộng thêm các chi phí pha trộn. Giá than mà 2 bên thống nhất sẽ được áp dụng chung cho tất cả các nhà máy, chênh lệch giá than tại các nhà máy chỉ đến từ chi phí vận chuyển than.

- **Than nhập khẩu:**

Thị trường than nhập khẩu có tính cạnh tranh cao hơn với nhiều đơn vị tham gia. TKV và TCTĐB cũng là những đơn vị nhập khẩu than lớn, tuy nhiên sản lượng nhập than cả 2 đơn vị này năm 2023 cũng chỉ chiếm khoảng 25% sản lượng nhập khẩu than cả nước, trong đó phần lớn dùng để pha trộn.

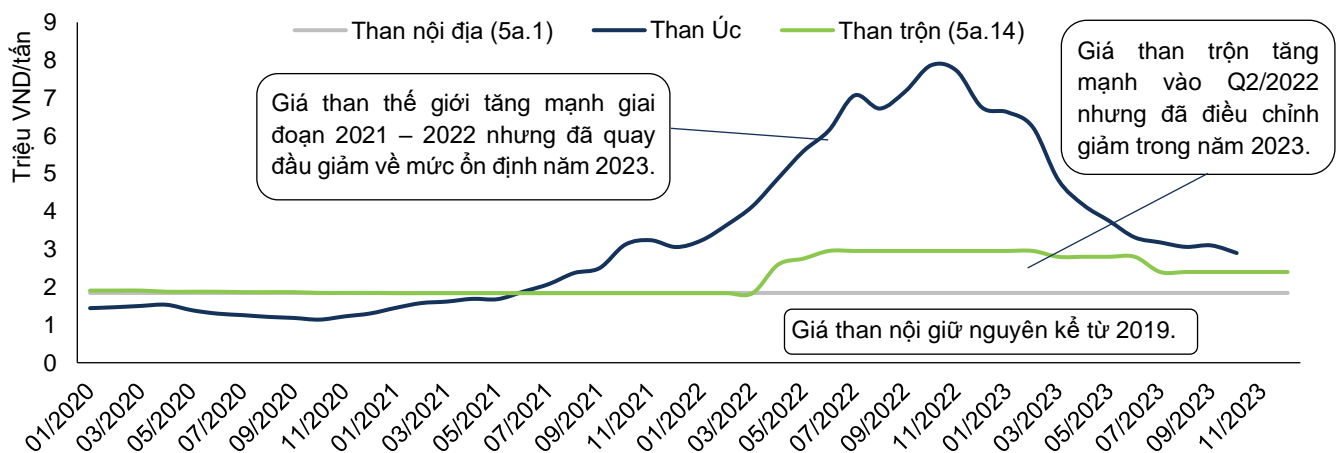
Giá than nhập khẩu phụ thuộc hoàn toàn vào diễn biến thị trường than thế giới. Các đơn vị chủ yếu nhập khẩu theo hình thức đấu thầu với sản lượng nhập không ổn định và thời gian hợp đồng ngắn. Các đơn vị nhập khẩu than không có vị thế và khó cạnh tranh trên thị trường quốc tế, các điều khoản hợp đồng thường phải dựa theo thông lệ quốc tế và giá than thường được tham chiếu vào các chỉ số giá than thế giới.

Giá than nội địa và than trộn ổn định và đang thấp hơn so với than nhập khẩu.

Giá than nội địa không có sự điều chỉnh nào kể từ năm 2019 và vẫn đang giữ ở mức thấp khoảng 1,5 – 1,8 triệu VND/tấn, thấp hơn đáng kể so với than trộn và than nhập khẩu. Trong giai đoạn này, EVN gặp khó khăn về tài chính nên TKV và TCTĐB chưa tăng giá than nội để tránh gây thêm áp lực lên giá bán điện đầu ra của EVN. Than nội địa gần như không còn được cung cấp ra thị trường nhưng việc giữ giá than nội địa ở mức thấp vẫn có ý nghĩa quan trọng đối với ngành điện do nó được dùng để tính toán giá than trộn.

Giá than trộn có một đợt tăng mạnh khoảng 40 - 50% vào Q2/2022 sau khi EVN đã chấp thuận cơ chế giá mới đối với than trộn. Tuy nhiên sau đó giá than trộn được duy trì khá ổn định và bắt đầu có một số đợt điều chỉnh giảm trong năm 2023 khi giá than thế giới quay đầu sụt giảm.

Diễn biến giá các loại than giai đoạn 2020 - 2023



Biểu đồ 65 - Nguồn: MOIT, Bloomberg, FPTs tổng hợp

Trái ngược với than nội địa, giá than nhập khẩu lại thường xuyên biến động mạnh do phụ thuộc vào diễn biến giá than thế giới. Trong giai đoạn 2021 – 2022, giá than thế giới đã tăng rất mạnh do thị trường than thế giới gặp nhiều biến động, trong đó yếu tố tác động lớn nhất là cuộc xung đột giữa Nga – Ukraine. Tuy nhiên đến năm 2023, thị trường than dần trở nên ổn định và giá than thế giới lại nhanh chóng quay đầu giảm mạnh.

1.2. Khí tự nhiên

Việc cung cấp khí cho các nhà máy điện phụ thuộc vào sự phát triển hạ tầng hệ thống khí.

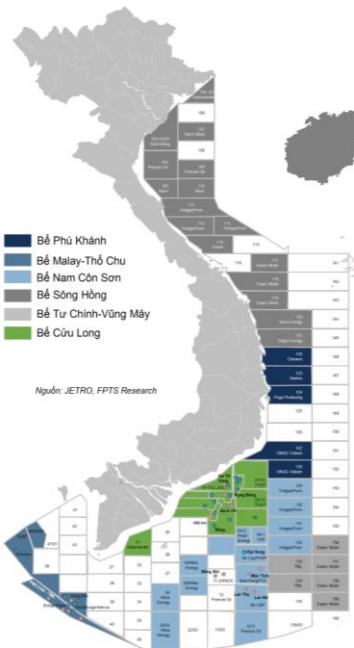
Mỗi nhà máy nhiệt điện khí chỉ được cung cấp khí từ một hệ thống phân phối khí và gần như phụ thuộc hoàn toàn vào sản lượng cấp khí từ hệ thống khí đó do các hệ thống khí thường không có sự liên kết với nhau. Hoạt động của các nhà máy nhiệt điện khí cũng luôn cần có sự phối hợp với ngành khí. Các dự án điện và khí thường được phát triển song song và đồng bộ với nhau ngay từ giai đoạn đầu phát triển, tạo thành các chuỗi dự án khí – điện.

Hiện tại nước ta đang có 4 hệ thống khí, trong số đó chỉ có 3 hệ thống cấp khí cho các nhà máy điện nằm tại 2 khu vực:

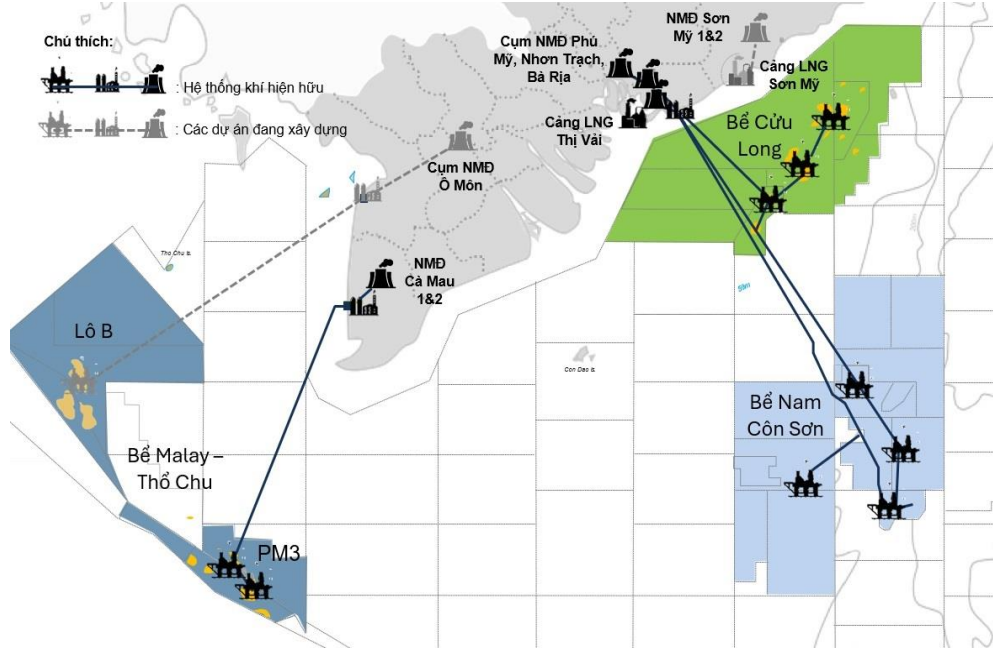
- Đông Nam Bộ: gồm 2 hệ thống khí Cửu Long và Nam Côn Sơn, cung cấp cho các khách hàng tiêu thụ ở khu vực Đông Nam Bộ như cụm nhà máy điện Phú Mỹ, Nhơn Trạch, Bà Rịa
- Tây Nam Bộ: Hệ thống khí PM3 – Cà Mau, khai thác khí tại bể Malay - Thổ Chu, cung cấp cho cụm nhà máy điện Cà Mau

Tại Miền Bắc có hệ thống khí Hàm Rồng – Thái Bình (bể Sông Hồng) có sản lượng khí khai thác tương đối nhỏ, chỉ chiếm 1 – 2% sản lượng khí cả nước và chỉ cung cấp khí cho các khách hàng công nghiệp.

Bản đồ phân lô dầu khí



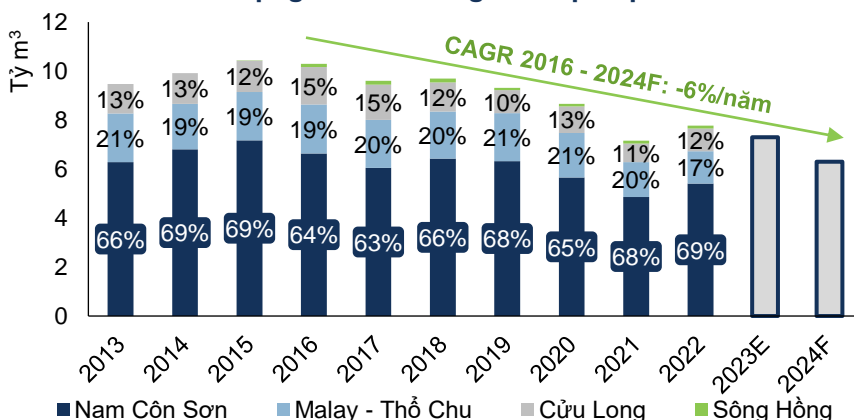
Các hệ thống khí tại miền Nam



Biểu đồ 66 - Nguồn: FPTS tổng hợp

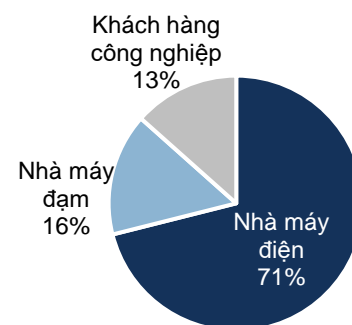
Sản lượng khí tại các hệ thống khí hiện hữu sụt giảm gây khó khăn cho các nhà máy nhiệt điện khí.

Sản lượng khí khô hàng năm tại Việt Nam



Biểu đồ 67 - Nguồn: PVGAS

Cơ cấu khách hàng tiêu thụ khí 2023



Biểu đồ 68 - Nguồn: PVGAS

Sản lượng khí hiện tại chủ yếu đến từ các bể khí nằm ở miền Nam, do đó cơ sở hạ tầng ngành khí và các khách hàng tiêu thụ chính cũng tập trung ở khu vực này. Trong đó, khoảng 80% sản lượng khí được khai thác bởi hệ thống khí Đông Nam Bộ và 20% sản lượng tại khu vực Tây Nam Bộ. Sản lượng khí khai thác ở cả 2 hệ thống khí này đều đang có sự sụt giảm đáng kể do các mỏ khí lớn đi vào giai đoạn cuối khai thác. Sản lượng khí đã

giảm từ mức 10,3 tỷ m³ năm 2016 xuống chỉ còn 7,3 tỷ m³ năm 2023 và dự kiến tiếp tục giảm xuống còn 6,3 tỷ m³ năm 2024.

Sản lượng khí sụt giảm mạnh đã có tác động tiêu cực tới các khách hàng tiêu thụ khí nói chung, trong đó các nhà máy nhiệt điện khí (chiếm 70 – 80% sản lượng tiêu thụ khí) chịu ảnh hưởng nặng nề nhất.

Công suất nhiệt điện khí tại Việt Nam hiện tại là khoảng 8,8 GW, trong đó có 1,5 GW đang sử dụng dầu là nhiên liệu chính do không có nguồn khí để sử dụng. Nhu cầu khí cho 7,3 GW nhiệt điện khí còn lại vận hành ở mức trung bình (Tmax¹ là 6.000 giờ/năm) là khoảng 8,3 tỷ m³ khí mỗi năm. Tuy nhiên, các nhà máy chỉ được cấp khoảng 5 tỷ m³ khí năm 2023, khoảng 60% nhu cầu sử dụng ở mức bình thường và khả năng cấp khí dự kiến sẽ tiếp tục giảm. Nguồn cung khí thiếu hụt nghiêm trọng khiến cho các nhà máy nhiệt điện khí đang hoạt động ở mức hệ số công suất rất thấp và khi nhu cầu tăng cao, các nhà máy phải sử dụng tới nhiên liệu phụ là dầu DO, FO để vận hành với giá thành sản xuất rất cao để thay thế khí.

Giá khí neo theo giá dầu thế giới, nhưng chênh lệch giữa giá khí và giá dầu ngày càng lớn do giá miệng giếng và cước phí vận chuyển tăng lên.

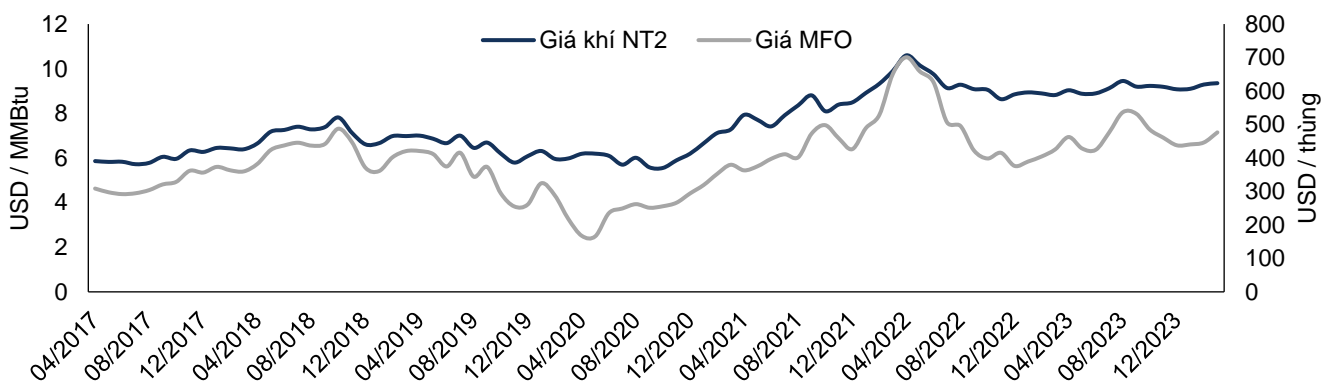
PVGAS là nhà cung cấp độc quyền cho các nhà máy nhiệt điện khí tại Việt Nam. PVGAS hiện đang sở hữu và vận hành các hệ thống đường ống dẫn khí và các nhà máy xử lý khí tại Việt Nam, đồng thời cũng là chủ đầu tư của hai dự kho cảng LNG đang được triển khai hiện tại là Thị Vải và Sơn Mỹ.

Mặc dù việc cung cấp khí độc quyền bởi PVGAS, giá khí bán cho các nhà máy điện hiện đều đã chuyển sang cơ chế thị trường, sau khi PVGAS loại bỏ cơ chế giá cố định đối với phần sản lượng khí bao tiêu từ năm 2019. Giá khí được neo theo giá dầu MFO Platts Singapore và áp dụng giá sàn là giá miệng giếng, ngoại trừ phần khí mua bổ sung từ Petronas tại mỏ PM3². Công thức giá bán cụ thể như sau:

$$\text{Giá khí} = \text{Max} (46\% * \text{MFO, giá miệng giếng}) + \text{Phí vận chuyển}$$

Cơ chế giá bán này giúp cho giá khí bán cho các nhà máy điện thường biến động khá sát với giá dầu thế giới, ngoại trừ những thời điểm giá dầu thế giới sụt giảm về mức thấp, xuống dưới mức sàn là giá miệng giếng. Tuy nhiên, chênh lệch giữa giá khí và giá dầu thế giới do mức sàn đang dần được nâng lên và cước phí vận chuyển tăng hàng năm.

Diễn biến giá khí trong nước và giá dầu thế giới



Biểu đồ 69 - Nguồn: Bloomberg, NT2

¹ Tmax: Số giờ vận hành trong năm ở công suất cực đại để cho ra sản lượng bằng với mức thực tế. Tmax bằng 6.000 giờ/năm là mức thường được áp dụng để lập phương án tài chính và thỏa thuận hợp đồng mua bán điện đối với các nhà máy nhiệt điện khí.

² Đây là vùng khai thác chồng lấn giữa Việt Nam và Malaysia và được hai nước chia sẻ khai thác. Trước đây, nguồn khí mà phía Việt Nam nhận được bao gồm lượng khí theo quyền nhận của Petrovietnam (PVN) và lượng khí nhận bù từ Petronas trong Hợp đồng phân chia sản phẩm Lô PM3CAA. Từ năm 2020, Việt Nam đã lấy hết phần khí được nhận bù từ Petronas cho nên sản lượng khí từ khu vực này sẽ bắt đầu bị thiếu hụt. Do đó, PVN sẽ phải mua thêm khí bổ sung từ Petronas với mức giá được neo theo giá dầu Brent (12,7% Brent giai đoạn 2020-2026 và 13,7% Brent giai đoạn 2027-2031) và có giá cao hơn so với phần sản lượng được neo theo giá MFO

Giá khí đang duy trì ở mức cao và dự kiến sẽ tiếp tục tăng lên trong tương lai.

Giá khí đang có xu hướng tăng lên trong giai đoạn 2020 – 2023 và đang duy trì ở mức cao khoảng 8 – 9 USD/MMBTU. Giá khí trong giai đoạn 2020 – 2022 tăng mạnh theo xu hướng tăng của giá dầu thế giới. Tuy nhiên khi giá dầu thế giới quay đầu sụt giảm vào cuối năm 2022 thì giá khí giảm không đáng kể và vẫn duy trì ở mức cao. Nguyên nhân là do mức sàn giá miệng giếng đã được nâng cao khiến cho giá khí khó có thể giảm xuống khi giá MFO biến động giảm xuống dưới mức 500 USD/thùng như thời điểm hiện tại.

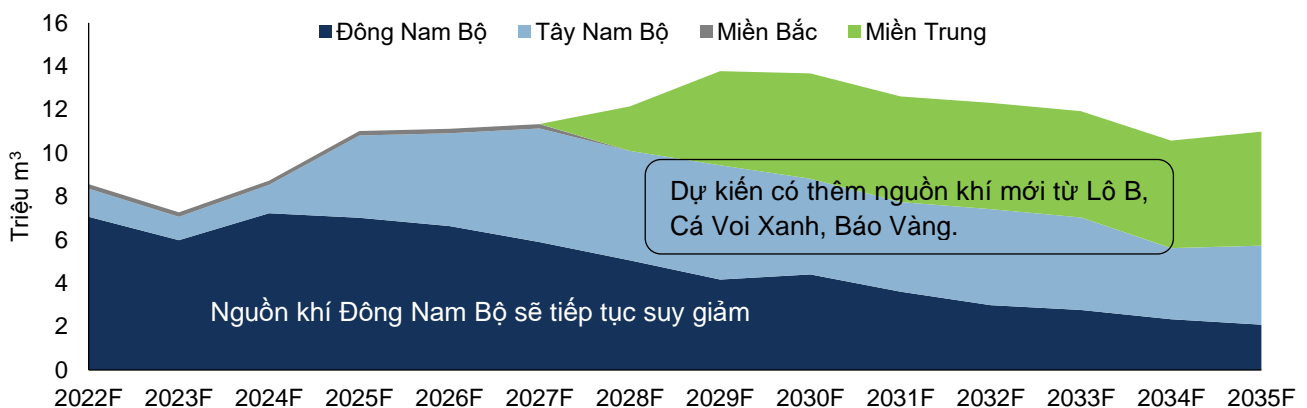
Giá khí dự kiến sẽ tiếp tục tăng lên trong tương lai (chưa kể đến tác động của việc giá dầu thế giới tăng) do: (1) giá miệng giếng và cước phí vận chuyển tăng 2% mỗi năm và (2) sản lượng khí khai thác dịch chuyển dần sang các mỏ khí xa bờ với giá miệng giếng và cước phí vận chuyển cao hơn.

Nhiều chuỗi dự án điện – khí mới đang có kế hoạch triển khai, nhưng đang gặp vướng mắc do giá các nguồn khí mới khá cao.

Công suất nhiệt điện khí không có sự tăng trưởng đáng kể nào trong giai đoạn 2011 – 2020 do sản lượng khai thác tại các hệ thống khí hiện hữu đang sụt giảm, không đủ cung cấp cho các nhà máy mới. Tuy nhiên trong giai đoạn 2025 – 2035, Chính Phủ đang có kế hoạch phát triển mạnh nhiệt điện khí. Cụ thể, theo Quy hoạch điện VIII, công suất nhiệt điện khí (bao gồm cả LNG) dự kiến sẽ tăng lên 37 GW năm 2030 (và 40 GW năm 2035).

Các dự án hạ tầng cung cấp khí mới cũng sẽ được xây dựng song song với các nhà máy nhiệt điện khí và các dự án này có vai trò quan trọng trong việc cung cấp khí cho ngành điện trong tương lai. Trong đó có 2 dự án khí trong nước là Lô B tại Tây Nam Bộ và Cá Voi Xanh, Báo Vàng tại miền Trung và trên 10 dự án kho cảng nhập khẩu LNG. Việc xây dựng các hạ tầng khí mới này là rất quan trọng để cung cấp khí cho các nhà máy nhiệt điện khí mới, trong đó nguồn LNG còn có vai trò bổ sung cho nguồn khí đang dần suy giảm tại Đông Nam Bộ.

Dự báo sản lượng khí trong nước



Biểu đồ 70 - Nguồn: Quy hoạch điện 8

Tuy nhiên, việc triển khai các chuỗi dự án – điện khí mới đang gặp nhiều vướng mắc, trong đó trở ngại lớn nhất là giá bán của các nguồn khí mới. Cụ thể, giá khí Lô B dự kiến là 13 – 14 USD và giá LNG thường biến động ở mức 12 – 15 USD/MMBTU, cao hơn khá nhiều so với giá khí nội địa hiện tại là khoảng 8 – 9 USD/MMBTU. Ngoài ra, nhiệt điện khí LNG là lĩnh vực mới nên chưa có khung pháp lý rõ ràng.

1.3. Thủy năng

Trữ lượng thủy năng tập trung chủ yếu tại hai khu vực: miền núi phía Bắc và miền Trung – Tây Nguyên.

Hai khu vực này là nơi tập trung nhiều hệ thống sông lớn và có nhiều tiềm năng thủy điện hệ thống sông Đà, sông Lô, sông Thao ở miền núi phía Bắc và hệ thống sông Sê San, sông Srepok, sông Đồng Nai ở miền Trung – Tây Nguyên.

Hệ thống sông ở hai khu vực này có nhiều điểm khác nhau, do đó cũng tạo ra nhiều điểm khác biệt tới hệ thống thủy điện ở 2 khu vực. Hệ thống sông ở vùng núi phía Bắc có chiều dài và diện tích lưu vực lớn, độ dốc vừa phải, do đó có thể xây dựng những hồ chứa có dung tích rất lớn và những nhà máy thủy điện có công suất rất lớn như thủy điện Sơn La (2.400 MW), Hòa Bình (1.920 MW), Lai Châu (1.200 MW), ... Trong khi đó, ở Tây

Nguyên và miền Trung, các hệ thống sông ngắn hơn, lưu vực nhỏ nên khó xây dựng hồ chứa lớn, bù lại thì với độ dốc địa hình lớn, nhiều thác nước, dòng chảy mạnh nên khu vực này tập trung rất nhiều nhà máy thủy điện có quy mô vừa và nhỏ.

Dư địa phát triển công suất thủy điện tại Việt Nam không còn nhiều.

Theo số liệu từ QHĐ VIII, tiềm năng kinh tế - kỹ thuật thủy điện được đánh giá vào khoảng 35 – 38 GW, trong đó bao gồm 23 – 25 GW thủy điện vừa và lớn (>30 MW) và khoảng 15 GW thủy điện nhỏ. Tính đến năm 2023, tổng công suất thủy điện Việt Nam đã đạt 23 GW, bao gồm 19 GW thủy điện vừa và lớn và 4 GW thủy điện nhỏ.

Nước ta hiện đã khai thác hơn 80% tiềm năng thủy điện vừa và lớn. Các vị trí thuận lợi và khả thi để xây dựng nhà máy thủy điện quy mô lớn >100 MW gần như đã được khai thác hết. Tiềm năng thủy điện vừa và lớn còn lại chủ yếu đến từ các dự án mở rộng của các nhà máy thủy điện lớn hiện tại như Hòa Bình, Ialy, Trị An.

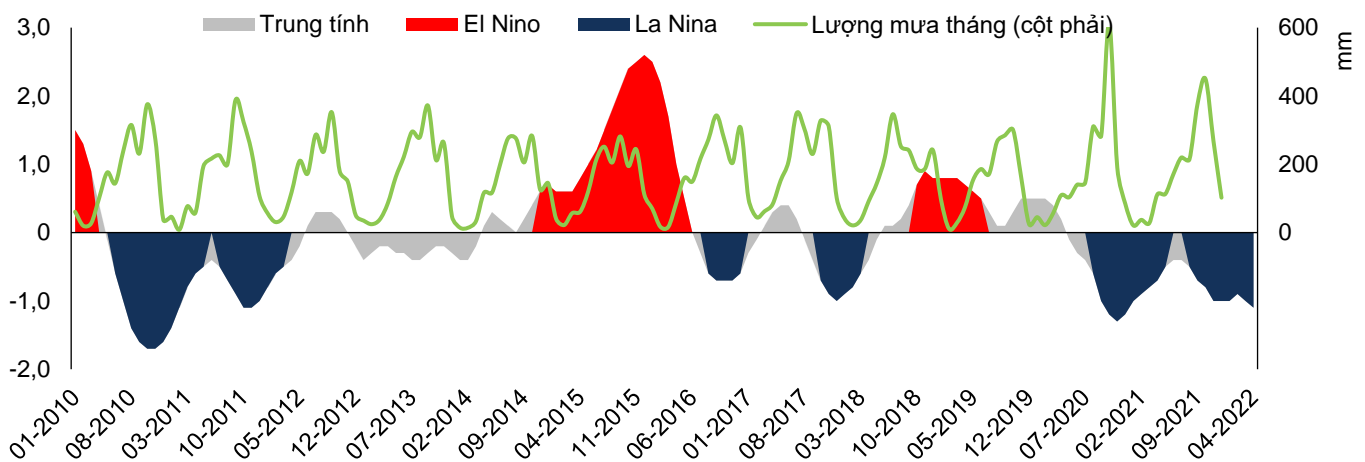
Nguồn thủy năng không ổn định do chịu ảnh hưởng từ diễn biến thời tiết, khí hậu. Sản lượng của các nhà máy thủy điện phụ thuộc rất lớn vào chế độ nước của hệ thống sông và của hồ chứa thủy điện, kể cả đối với những hồ chứa có dung tích lớn và có khả năng điều tiết năm. Chế độ nước của các hồ chứa thủy điện có hai tính chất nổi bật là tính chu kỳ và tính mùa vụ.

[\(Quay lại\)](#)

- **Tính chu kỳ**

Khí hậu Việt Nam chịu ảnh hưởng khá lớn bởi hiện tượng El Nino/La Nina³. Hai hiện tượng trên thường xuất hiện xen kẽ và theo chu kỳ, trong đó El Nino thường xuất hiện 4 – 5 năm một lần, mỗi đợt kéo dài trung bình 11 tháng. La Nina thường xuất hiện ngay sau khi một đợt El Nino kết thúc và thường kéo dài hơn so với El Nino, trung bình mỗi đợt La Nina kéo dài 14 tháng, đợt dài nhất lên tới 24 tháng.

Tương quan lượng mưa tháng tại Việt Nam và chỉ số ONI



Biểu đồ 71 - Nguồn: GSO, Tổng cục Thủy lợi, NOAA

El Nino và La Nina gây ra những tác động trái ngược lên thời tiết của Việt Nam. Trong điều kiện El Nino, nhiệt độ trung bình các tháng trong năm đều cao hơn bình thường, lượng mưa thâm hụt ở hầu hết các khu vực, bão và áp thấp nhiệt đới ít hoạt động. Nhiều đợt El Nino cường độ mạnh thường gây ra những đợt hạn hán nặng nề, nhất là ở các khu vực Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Nam Bộ. Ngược lại, trong điều kiện La Nina, lượng mưa cao hơn mức bình thường, bão xảy ra với tần suất lớn hơn, lưu lượng dòng chảy của các con sông lớn và thường xảy ra nhiều đợt lũ lớn.

³ El Nino/La Nina là hiện tượng gây ra bởi sự tương tác phức tạp giữa khí quyển và đại dương và tạo ra các trạng thái thời tiết bất thường tại nhiều khu vực trên thế giới. Chỉ số Oceanic Niño Index (ONI) thường được sử dụng để xác định và đo lường hiện tượng này. Hiện tượng El Nino được xác định khi chỉ số ONI cao hơn 0,5 trong 5 tháng liên tiếp và hiện tượng La Nina được xác định khi chỉ số này thấp hơn -0,5 trong 5 tháng liên tiếp.

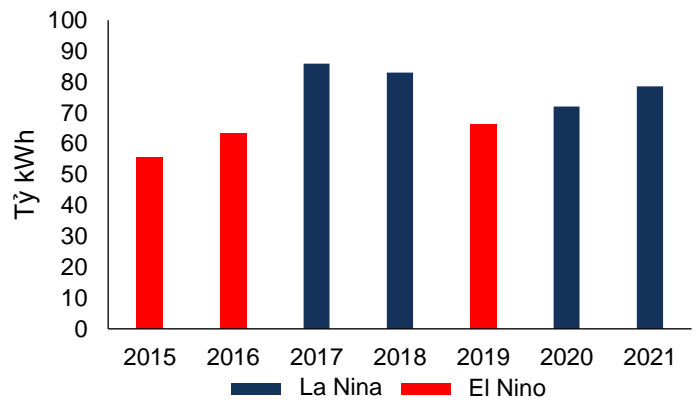
Nhìn chung, La Nina sẽ đem lại thời tiết thuận lợi cho các nhà máy thủy điện nhờ lượng mưa lớn và nguồn nước dồi dào. Ngược lại, El Nino sẽ gây ra thời tiết bất lợi cho thủy điện do lượng mưa thấp và thường xảy ra hạn hán.

Thủy điện là nguồn điện có chi phí thấp và luôn được ưu tiên huy động nên sản lượng thủy điện sẽ không chịu ảnh hưởng nhiều bởi nhu cầu tiêu thụ. Sản lượng thủy điện do đó gần như phụ thuộc hoàn toàn vào tình hình thủy văn. Vào các năm xảy ra La Nina, sản lượng thủy điện thường rất cao và sản lượng thủy điện thường thấp vào các năm El Nino.

• **Tính mùa vụ:**

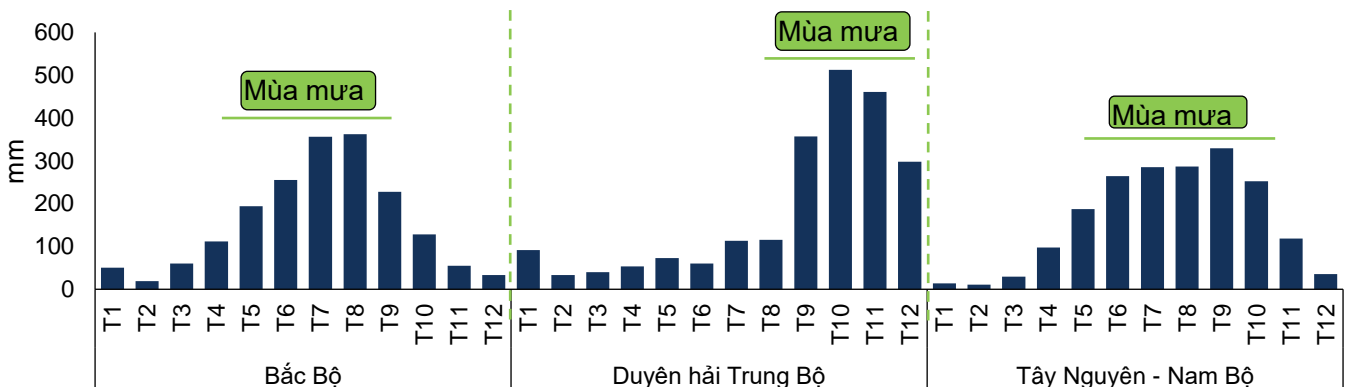
Nhìn chung khí hậu Việt Nam được chia thành hai mùa khá rõ rệt là mùa mưa và mùa khô. Mùa mưa hằng năm thường kéo dài từ 4 - 6 tháng, tuy nhiên chiếm đến 75 - 80%, một số khu vực chiếm hơn 90% lượng mưa cả năm. Mùa mưa ở nước ta thường bắt đầu tháng 5 hoặc tháng 6 và kéo dài đến tháng 10, ngoại trừ khu vực đồng bằng duyên hải miền Trung mùa mưa diễn ra muộn hơn (tháng 9 đến tháng 12). Chế độ nước của các con sông cũng phân thành hai mùa rõ rệt là mùa lũ và mùa cạn, gắn liền với mùa mưa và mùa khô như trên.

Sản lượng thủy điện toàn hệ thống



Biểu đồ 72 - Nguồn: EVN

Phân bố lượng mưa theo tháng tại các khu vực



*Số liệu trung bình các trạm đo giai đoạn 2011-2020

Biểu đồ 73 - Nguồn: GSO

1.4. Năng lượng tái tạo ngoài thủy điện

Tiềm năng kỹ thuật để phát triển điện tái tạo ở Việt Nam là rất lớn.

Việt Nam có nhiều điều kiện tự nhiên thuận lợi để phát triển các loại hình điện tái tạo, đặc biệt là điện gió và điện mặt trời. Theo QHĐ VIII, tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời và điện gió tại Việt Nam lần lượt là 962 và 821 GW. Tiềm năng này là rất lớn khi so sánh với quy mô toàn hệ thống điện hiện tại của nước ta là khoảng 80 GW.

Các loại hình điện tái tạo khác như điện sinh khối, điện rác, điện thủy triều, địa nhiệt, ... do chưa thực sự phổ biến và chưa phát triển được các công nghệ có thể tối ưu chi phí cho nên tiềm năng của các nguồn điện này vẫn chưa được đánh giá quá cao. Trong báo cáo, chúng tôi sẽ chủ yếu tập trung vào hai loại hình điện mặt trời và điện gió.

Loại hình điện tái tạo	Tiềm năng công suất
Điện mặt trời	962 GW
Điện gió trên bờ	221 GW
Điện gió ngoài khơi	600 GW
Khác (sinh khối, rác, địa nhiệt, khí sinh học)	10 GW

Nguồn: Dự thảo QHĐ VIII, Báo cáo triển vọng năng lượng 2019

Tài nguyên gió và mặt trời tập trung chủ yếu tại khu vực phía Nam. Tài nguyên gió và mặt trời tập trung chủ yếu tại

Phân bố tài nguyên năng lượng mặt trời (trái), năng lượng gió (phải) và vị trí các nhà máy

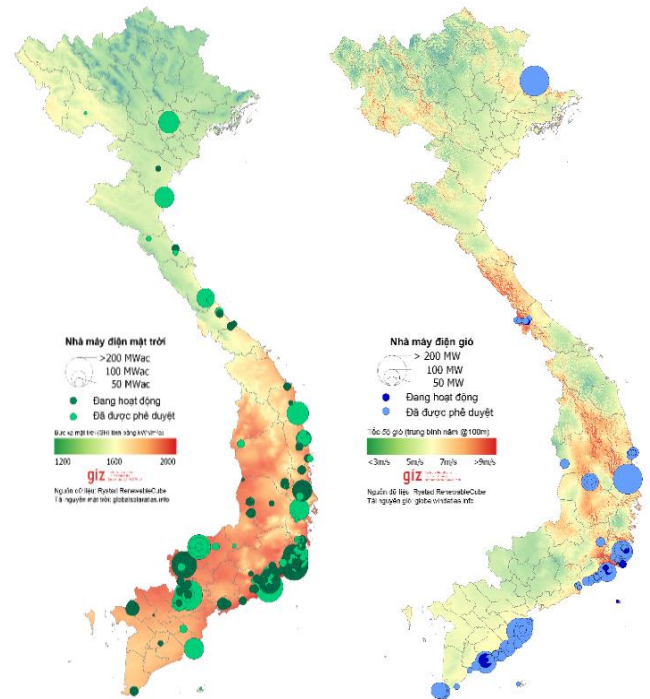
các khu vực như: Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Nam Bộ, nơi có số giờ nắng trong năm lớn, lượng bức xạ mặt trời trung bình năm và tốc độ gió trung bình cao (tương ứng với các vùng có màu đỏ trên bản đồ).

Vị trí địa lý có vai trò rất quan trọng đối với điện gió và điện mặt trời vì nó quyết định sản lượng điện và hiệu quả kinh tế của các nhà máy. Vì vậy, các nhà máy điện tái tạo thường tập trung với mật độ rất cao ở những vị trí có điều kiện thuận lợi. Điều này gây ra một số khó khăn trong việc quy hoạch và vận hành hệ thống điện.

Tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời, điện gió theo khu vực

Khu vực (đơn vị: GW)	Điện mặt trời	Điện gió trên bờ	Điện gió ngoài khơi
Bắc Bộ	7	13	13
Bắc Trung Bộ	10	21	5
Nam Trung Bộ	85	30	118
Tây Nguyên	127	81	0
Nam Bộ	152	74	26

Nguồn: Dự thảo QHĐ VIII, Báo cáo triển vọng năng lượng 2019



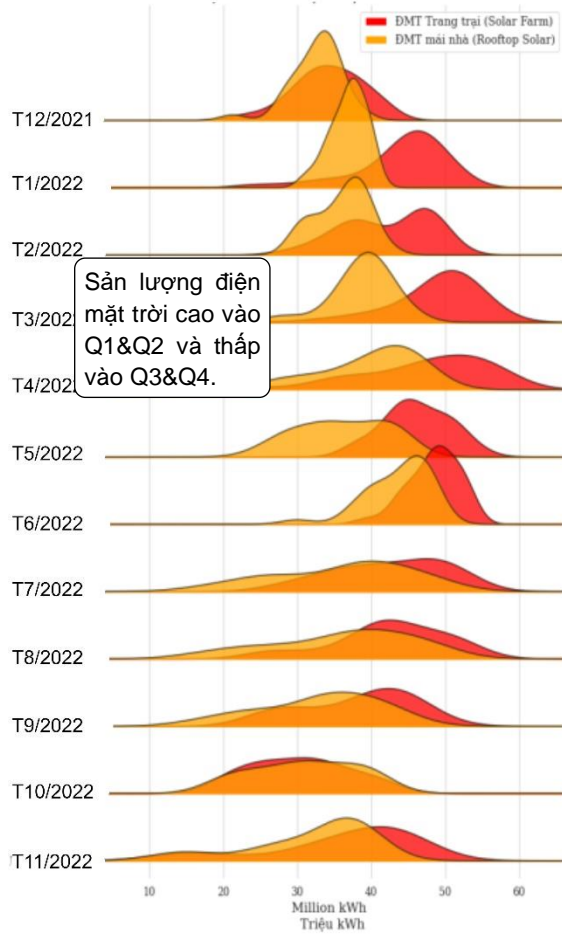
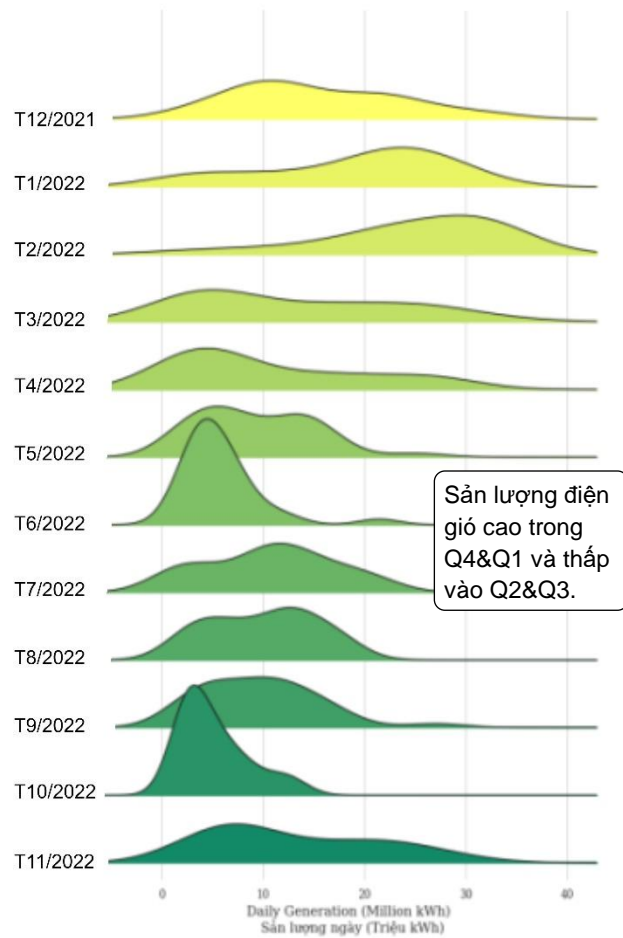
Biểu đồ 74 - Nguồn: GIZ Việt Nam

Nguồn gió và mặt trời rất thiếu ổn định. Sản lượng điện của các nhà máy điện mặt trời và gió phụ thuộc hoàn toàn vào lượng bức xạ mặt trời và tốc độ gió. Tính thiếu ổn định của các nguồn năng lượng này dẫn tới công suất phát điện biến động mạnh của các nhà máy điện tái tạo.

Lượng bức xạ mặt trời và tốc độ gió biến động rất mạnh và khó dự báo trong những khung thời gian ngắn như giờ, ngày, tuần. Trong những khung thời gian dài hơn như năm, nhiều năm thì các nguồn năng lượng này có quy luật mùa vụ rõ ràng và ổn định hơn.

Điện mặt trời chỉ có thể phát điện trong khoảng 8 - 10 tiếng vào ban ngày, lượng bức xạ thay đổi theo khung giờ, cao nhất vào 12 giờ trưa. Sản lượng điện mặt trời thường cao vào Q1 và Q2 (giai đoạn nắng nóng trong năm) và thấp hơn vào Q3 và Q4. Trong các chu kỳ nhiều năm, sản lượng điện mặt trời có sự biến động theo chu kỳ El Nino/ La Nina. Sản lượng điện mặt trời cao hơn vào các năm El Nino và thấp hơn vào các năm La Nina nhưng mức độ biến động khá thấp, thường chỉ chênh lệch 5 – 10% so với mức trung bình.

Điện gió biến động phức tạp hơn và không có quy luật rõ ràng như điện mặt trời trong các khung thời gian ngắn. Điện gió có tính mùa vụ do ảnh hưởng từ hoạt động của gió mùa. Sản lượng điện gió thường cao vào khoảng thời gian Q4 đến Q1 năm sau và thấp hơn vào Q2, Q3.

Biểu đồ phân phối sản lượng điện mặt trời

Biểu đồ phân phối sản lượng điện gió

Biểu đồ 75 – Nguồn: NLDC, FPTTS tổng hợp

2. Sản xuất điện

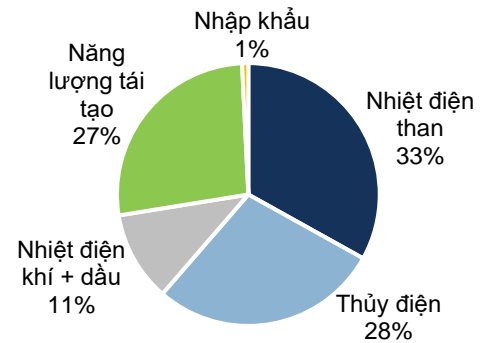
Nhờ có nguồn tài nguyên đầu vào đa dạng, Việt Nam có thể phát triển nhiều công nghệ phát điện khác nhau với cơ cấu tương đối đồng đều tại năm 2023.

Trong đó, nhiệt điện than và thủy điện là hai nguồn điện có tỷ trọng lớn nhất, chiếm lần lượt 33% và 28%. Năng lượng tái tạo, trong đó chủ yếu là điện mặt trời và điện gió, chỉ mới phát triển trong vòng khoảng 5 năm trở lại đây nhưng hiện đã chiếm 27% trong cơ cấu công suất nguồn điện. Nguồn điện lớn còn lại là nhiệt điện chạy khí và dầu, chiếm 11% tổng công suất.

Tương tự với ngành điện thế giới, các công nghệ sản xuất điện tại Việt Nam cũng có sự cạnh tranh với nhau. Trong đó, các yếu tố cạnh tranh quan trọng trong khâu sản xuất điện gồm:

- Khả năng phát triển của nguồn tài nguyên năng lượng đầu vào.
- Các đặc điểm vận hành.
- Giá thành sản xuất.
- Các tác động tới môi trường.

Cơ cấu công suất nguồn điện 2023



Biểu đồ 76 - Nguồn: NLDC, FPTs tổng hợp

So sánh các công nghệ sản xuất điện tại Việt Nam

Công nghệ	Khả năng phát triển nguồn năng lượng đầu vào	Đặc điểm vận hành	Giá thành sản xuất	Tác động môi trường
Nhiệt điện than	Than nội địa đã khai thác tối đa. Chỉ có thể phát triển thêm nguồn than nhập khẩu.	Kém linh hoạt. Hoạt động ổn định với CF cao từ 65 – 70%.	Giá thành nhiệt điện than nội địa khá ổn định. TB 2019 - 23: 1.500 VND/kWh LCOE 2030: 79 USD/MWh	Mức độ phát thải rất cao.
Nhiệt điện khí	Các mỏ khí hiện hữu đang suy giảm sản lượng. Có thể phát triển các mỏ mới xa bờ và LNG nhập khẩu nhưng giá thành cao.	Vận hành tương đối linh hoạt. Có thể vận hành ổn định với CF 60 - 70% nhưng CF đang có xu hướng giảm xuống.	Giá thành cao và đang có xu hướng tăng. TB 2019 - 23: 1.700 VND/kWh LCOE 2030: 93 USD/MWh	Phát thải thấp hơn so với nhiệt điện than.
Thủy điện	Đã khai thác gần hết tiềm năng và vị trí thuận lợi. Chỉ còn có thể phát triển thủy điện nhỏ với dư địa hạn chế.	Rất linh hoạt, đóng nhiều vai trò quan trọng trong hệ thống. Phụ thuộc rất nhiều vào tình hình thủy văn.	Giá thành rất thấp. TB 2019 - 23: 520 VND/kWh LCOE 2030: 51 USD/MWh	Không phát thải, nhưng có tác động tới môi trường sinh thái.
Điện mặt trời và điện gió	Tiềm năng kỹ thuật để phát triển là rất lớn.	Rất thiếu ổn định và không thể điều độ.	Giá thành sẽ trở nên cạnh tranh trong tương lai. LCOE 2030: 55 USD/MWh với điện mặt trời và 62 – 72 USD/MWh đối với điện gió.	Không phát thải

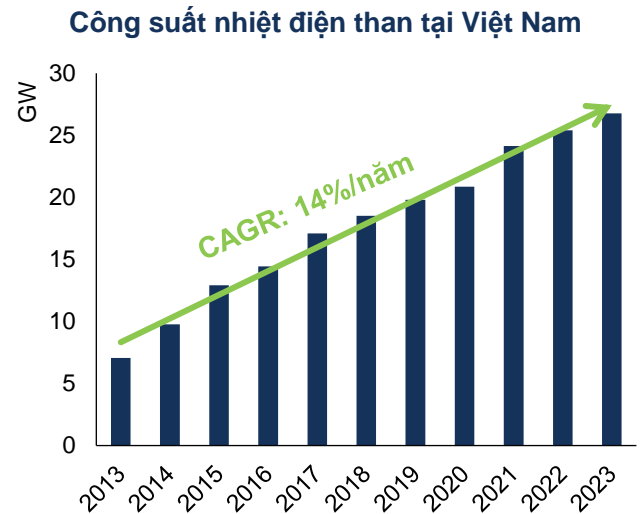
Nguồn: FPTs tổng hợp

2.1. Nhiệt điện than: Ổn định và giá thành thấp nhưng kém linh hoạt và phát thải cao

Công suất nhiệt điện than tại Việt Nam tăng trưởng rất nhanh trong giai đoạn 2013 – 2023 với CAGR 14%/năm, đưa nhiệt điện than trở thành nguồn điện có công suất và sản lượng cao nhất trong hệ thống.

Trước năm 2018, Việt Nam phát triển mạnh nguồn nhiệt điện sử dụng than nội địa để tận dụng nguồn than trong nước vẫn còn khá dồi dào. Nguồn than nội địa giúp đảm bảo cho các nhà máy nhiệt điện than khả năng vận hành ổn định với giá thành sản xuất thấp.

Từ sau năm 2018, Việt Nam bắt đầu xây dựng nhiều nhà máy điện sử dụng than nhập khẩu do khả năng khai thác than nội địa đã đạt giới hạn. Các nhà máy mới này thường sử dụng công nghệ siêu tới hạn để phù hợp với than nhập khẩu, đồng thời cải thiện được các nhược điểm của nhiệt điện than là phát thải cao và kém linh hoạt.



Biểu đồ 77 – Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp

2.1.1. Công nghệ nhiệt điện than tại Việt Nam

Quy trình sản xuất: Quy trình sản xuất của các nhà máy nhiệt điện than về cơ bản là giống nhau và đều sử dụng tuabin hơi. Nhiên liệu than được dùng để đun nóng nước tạo thành dòng hơi nước có nhiệt độ và áp suất cao để làm quay tuabin và phát điện. (chi tiết tại [phụ lục](#))

Phân loại: Công nghệ nhiệt điện than được phân loại lò hơi, bộ phận quan trọng quyết định hiệu suất chuyển đổi năng lượng của nhà máy. Công nghệ lò hơi được phân chia dựa theo cấu tạo lò hoặc theo thông số dòng hơi được lò hơi tạo ra để đẩy vào tuabin, cụ thể:

- Theo cấu tạo lò hơi: Lò hơi đốt than phun (PC) và lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB).
- Theo thông số hơi: Cận tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn.

Các nhà máy áp dụng các công nghệ khác nhau thường khác nhau ở các đặc điểm chính là: (1) suất tiêu hao nhiên liệu; (2) loại than sử dụng và (3) mức độ phát thải ra môi trường. Tại Việt Nam hiện có 33 nhà máy nhiệt điện than với tổng công suất khoảng 27 GW, sử dụng 3 loại công nghệ:

	Lò PC – cận tới hạn	Lò PC – siêu tới hạn	Lò CFB
Các nhà máy sử dụng	15 nhà máy (51% công suất) Phần lớn là các nhà máy cũ, đi vào vận hành trước năm 2018.	8 nhà máy (32% công suất) Hầu hết là nhà máy mới vận hành và thường sử dụng than nhập khẩu.	10 nhà máy (17% công suất), trong đó có 5 nhà máy do TKV đầu tư để tận dụng nguồn than xấu.
Đặc điểm	<ul style="list-style-type: none"> - Hiệu suất chuyển đổi năng lượng thấp nên suất tiêu hao nhiên liệu cao hơn. - Được thiết kế sử dụng than antraxit nội địa. - Phát thải cao do hiệu suất thấp và hầu hết là nhà máy cũ. 	<ul style="list-style-type: none"> - Hiệu suất nhà máy cao nên ít tiêu hao nhiên liệu hơn. - Đa số sử dụng than bitum/ á bitum nhập khẩu. - Phát thải thấp hơn nhờ hiệu suất cao và than bitum ít tạo ra tro xỉ hơn. 	<ul style="list-style-type: none"> - Dùng thông số cận tới hạn, hiệu suất thấp hơn so với lò PC. - Dùng để đốt các loại than xấu, chất lượng kém. - Phát thải thấp do có thể đốt cháy kiệt nhiên liệu, kể cả than xấu nhiều tạp chất.

Nguồn: FPTS tổng hợp

Xu hướng phát triển công nghệ nhiệt điện than tại Việt Nam.

Đa số các nhà máy nhiệt điện than tại Việt Nam, bao gồm cả các nhà máy dùng lò CFB, đều sử dụng công nghệ có thông số hơi cận tới hạn, công nghệ này được xem là lạc hậu do có hiệu suất thấp. Hiệu suất đốt than antraxit

trong nhà máy nhiệt điện than của Việt Nam nhìn chung thấp hơn hiệu suất đốt than bitum trên thế giới do than antraxit Việt Nam có hàm lượng chất bốc thấp, các bon cố định cao, khó bắt cháy và khó cháy kiệt.

Tuy nhiên kể từ năm 2018, Việt Nam bắt đầu có xu hướng sử dụng công nghệ lò PC – siêu tới hạn để áp dụng cho các nhà máy sử dụng than nhập khẩu. Trong tương lai xu hướng này vẫn sẽ tiếp diễn, thậm chí một số dự án nhà máy điện đang có kế hoạch áp dụng công nghệ lò PC - trên siêu tới hạn. Các công nghệ siêu tới hạn hay trên siêu tới hạn có ưu điểm là: (1) ít tác động tiêu cực tới môi trường hơn; (2) phù hợp với nguồn than bitum/ á bitum nhập khẩu và (3) cải thiện hơn về độ linh hoạt.

2.1.2. Đặc điểm vận hành: kém linh hoạt nhưng ổn định và có hệ số công suất cao

Nhiệt điện than vận hành kém linh hoạt, do đó có thể trở nên kém cạnh tranh trong dài hạn. Khả năng điều chỉnh công suất của các nhà máy khá kém, thể hiện qua các chỉ tiêu kỹ thuật như:

- Tốc độ điều chỉnh công suất chậm: chỉ có thể điều chỉnh 1 - 3% công suất đặt/phút.
- Công suất tối thiểu cao, khoảng 60 - 75% công suất đặt, nếu công suất thấp hơn thì phải ngừng máy hoặc phải sử dụng nhiên liệu phụ là dầu DO có chi phí cao.
- Thời gian khởi động lâu và chi phí khởi động lớn: Thời gian để khởi động tổ máy từ trạng thái lạnh là khoảng 10 – 15 giờ, từ trạng thái ấm là khoảng 5 giờ. Chi phí cho mỗi lần khởi động là khoảng 7 triệu VND/MWe, tương đương với chi phí nhiên liệu để vận hành ở công suất tối đa trong vòng 6 giờ.

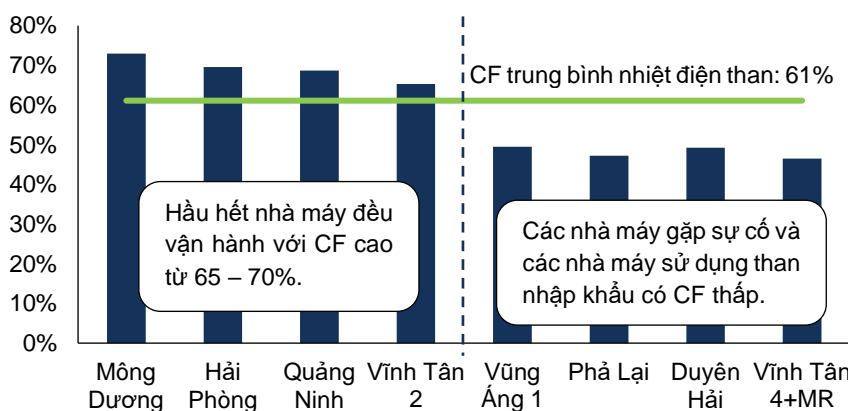
Nhược điểm thiếu linh hoạt của nhiệt điện than không làm ảnh hưởng nhiều tới hoạt động của các nhà máy ở thời điểm hiện tại. Nhiệt điện than vẫn đang là nguồn điện rẻ và ổn định nên vẫn được ưu tiên cho việc chạy nền với công suất được duy trì ổn định và ít phải dừng/ khởi động lại máy.

Tuy nhiên, sự thiếu linh hoạt này gây ra nhiều khó khăn cho việc vận hành hệ thống điện nói chung. Trong dài hạn, tỷ trọng các nguồn điện tái tạo sẽ ngày càng tăng lên, hệ thống điện sẽ ưu tiên những nguồn điện có độ linh hoạt cao hơn khiến cho nhiệt điện than sẽ dần trở nên kém cạnh tranh hơn.

Nhiệt điện than vận hành ổn định, thường được sắp xếp để chạy phụ tải nền trong hệ thống điện nhờ đó thường đạt hệ số công suất cao. Các nhà máy nhiệt điện than có thể chủ động được nguồn than đầu vào và thường tích trữ lượng than đủ dùng trong vòng 1 – 2 tháng. Nhờ đó, nhà máy có thể vận hành ổn định và có thể duy trì công suất lớn trong thời gian dài.

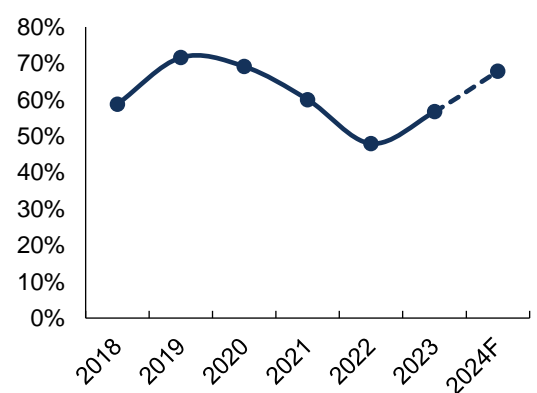
Nhờ khả năng vận hành ổn định nên các nhà máy nhiệt điện than thường được sắp xếp để chạy ở phần phụ tải nền của hệ thống điện. Đa số các nhà máy nhiệt điện than vận hành với thời gian vận hành trung bình hàng năm là khá lớn, Tmax vào khoảng 5.500 – 6.500 giờ/năm, tương đương với hệ số công suất khoảng 60 - 75%.

CF của một số nhà máy nhiệt điện than (2019 – 2023)



Biểu đồ 78 - Nguồn: FPTS tổng hợp

CF nhiệt điện than toàn hệ thống



Biểu đồ 79 - Nguồn: FPTS tổng hợp

Hệ số công suất thực hàng năm của các nhà máy vẫn sẽ biến động tùy thuộc vào: (1) các yếu tố ảnh hưởng tới cung – cầu hệ thống điện như: tình hình thủy văn, khả năng cung ứng và giá các loại nhiên liệu và (2) khả năng đảm bảo khả dụng của nhà máy.

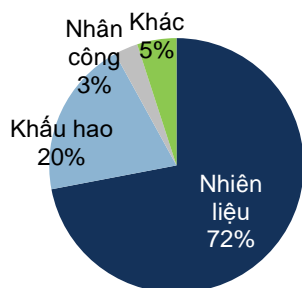
Hệ số công suất nhiệt điện than giảm khá mạnh trong giai đoạn 2021 – 2022, nhưng bắt đầu phục hồi từ 2023. Trong giai đoạn 2021 – 2022, nhu cầu điện tăng trưởng thấp và cạnh tranh từ nguồn thủy điện được hưởng lợi bởi La Nina khiến cho sản lượng và hệ số công suất trung bình nhiệt điện than toàn hệ thống giảm xuống chỉ còn 48% năm 2022. Trong đó, nhiều nhà máy có hệ số công suất giảm xuống mức rất thấp, chỉ đạt 30 – 50% khiến cho hệ số công suất chung của nhóm nhiệt điện than sụt giảm. Nguyên nhân là do: (1) một số nhà máy như Phả Lại, Vũng Áng, Cẩm Phả gặp sự cố lớn và phải dừng hoạt động trong thời gian dài; (2) các nhà máy dừng than nhập khẩu như Duyên Hải, Vĩnh Tân 4 được huy động rất thấp do giá than nhập khẩu tăng quá cao.

Hệ số công suất đã bắt đầu phục hồi từ năm 2023 lên mức 57% và dự kiến sẽ tiếp tục được cải thiện năm 2024 nhờ: (1) El Nino quay lại làm gia tăng nhu cầu huy động từ nhiệt điện; (2) các nhà máy trên đã hoàn thành sửa chữa sự cố và (3) giá than nhập khẩu và than trộn điều chỉnh giảm.

2.1.3. Giá thành sản xuất: Giá nhiệt điện than nội địa tương đối ổn định

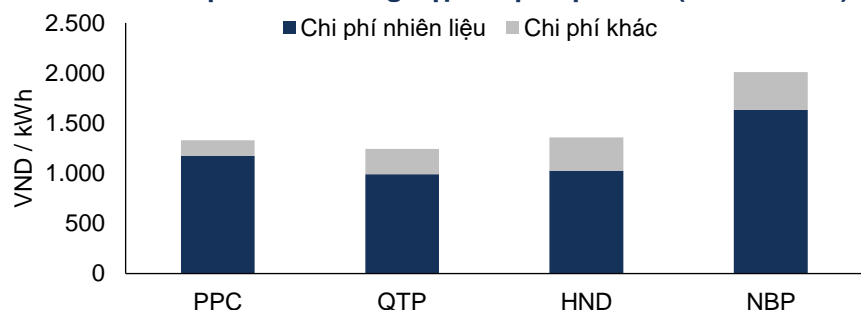
Giá thành sản xuất nhiệt điện phụ thuộc nhiều vào diễn biến giá than. Chi phí nhiên liệu là chi phí quan trọng nhất trong cơ cấu chi phí sản xuất nhiệt điện than, chiếm khoảng 70 - 75% tổng chi phí. Đối với một số doanh nghiệp đã khấu hao hết nhà máy, chi phí nhiên liệu có thể chiếm tới 90% tổng chi phí.

Cơ cấu chi phí nhiệt điện than



Biểu đồ 80 - Nguồn: FPTS tổng hợp

Giá thành một số doanh nghiệp nhiệt điện than (2019 – 2023)



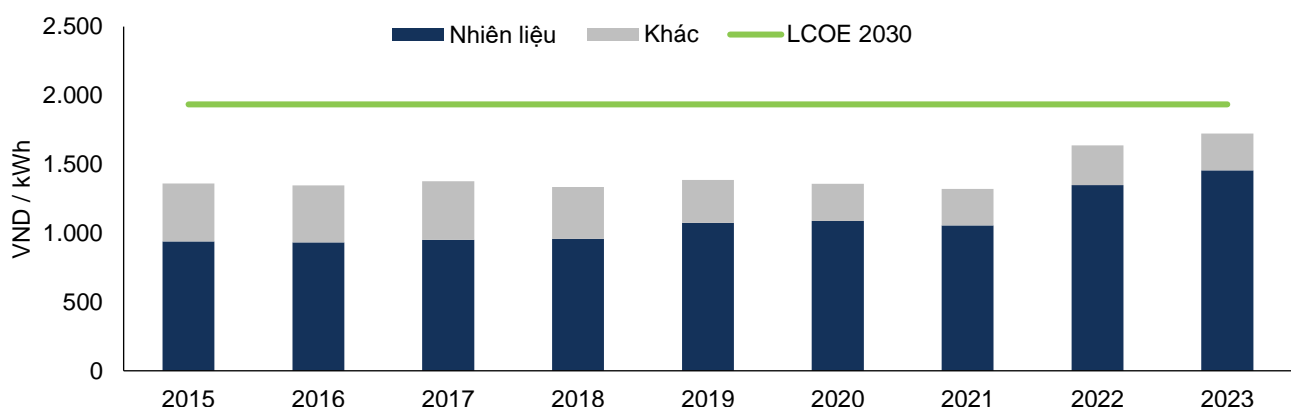
Biểu đồ 81 - Nguồn: FPTS tổng hợp

Giá thành của các nhà máy biến động khác nhau tùy theo loại than sử dụng.

Các nhà máy sử dụng than nội thường có giá thành thấp và ổn định ở mức 1.300 – 1.500 VND/kWh nhờ diễn biến giá ổn định của các loại than nội địa. Tuy nhiên trong giai đoạn 2022 - 2023, giá thành của các nhà máy này đã tăng lên hơn 20% do do giá than trộn tăng mạnh và các nhà máy phải chuyển đổi hoàn toàn sang sử dụng than trộn.

Trong khi đó, giá thành của các nhà máy sử dụng than nhập khẩu lại biến động rất mạnh. Trong giai đoạn 2021 – 2022, giá than thế giới tăng phi mã khiến cho giá thành sản xuất của các nhà máy này lên tới 4.000 – 5.000 VND/kWh và các nhà máy được huy động rất thấp.

Giá thành sản xuất các doanh nghiệp nhiệt điện than niêm yết



Biểu đồ 82 – Nguồn: FPTS tổng hợp, số liệu từ HND, QTP, PPC và NBP

Trong dài hạn, nhiệt điện than dự kiến vẫn sẽ nguồn điện có giá thành thấp nhất trong các công nghệ có sử dụng nhiên liệu. Chúng tôi ước tính LCOE của nhà máy nhiệt điện than tại Việt Nam vận hành năm 2030 vào khoảng 79 USD/MWh, tương đương 1.935 VND/kWh, thấp hơn so với nhiệt điện khí CCGT, điện hạt nhân lần lượt là 15% và 55%.

Mức LCOE này dựa trên giả định Tmax là 6.000 giờ, sử dụng than nhập khẩu 6.000 kcal/kg với giá 100 USD/tấn và chưa tính đến các chi phí có thể phát sinh liên quan tới các quy định về môi trường (chi tiết ở [phụ lục](#)). Giá thành nhiệt điện than vẫn có rủi ro tăng lên khá cao nếu giá than tăng và các quy định về môi trường thắt chặt hơn làm gia tăng chi phí của nhà máy.

2.2. Nhiệt điện khí: độ linh hoạt cao và sạch hơn nhiệt điện than nhưng giá thành dự kiến sẽ tăng cao

Nhiệt điện khí gần như không có sự phát triển về công suất trong giai đoạn 2013 – 2023. Nhiệt điện khí được xem là công nghệ hiện đại hơn so với nhiệt điện than do có hiệu suất chuyển đổi cao hơn, phát thải ít hơn đồng thời vận hành linh hoạt hơn. Tuy nhiên, nhiệt điện khí lại phát triển kém hơn do nguồn khí đầu vào suy giảm.

Công suất nhiệt điện khí hiện tại vẫn đang duy trì ở mức 7,3 GW, các nhà máy đều đang sử dụng nguồn khí nội địa và tập trung tại miền Nam, chia thành 2 khu vực:

- Đông Nam Bộ: gồm các cụm nhà máy Phú Mỹ - Bà Rịa và Nhơn Trạch với tổng công suất hơn 5,5 GW, sử dụng nguồn khí Cửu Long và Nam Côn Sơn.
- Tây Nam Bộ: cụm nhà máy Cà Mau có tổng công suất 1,5 GW, sử dụng nguồn khí PM3 – Cà Mau.

Nhiệt điện khí đang được định hướng phát triển mạnh với nhiều chuỗi dự án điện – khí được đưa vào quy hoạch, tuy nhiên giá thành cao và đang có xu hướng tăng là trở ngại lớn ảnh hưởng tới triển vọng phát triển nguồn nhiệt điện khí.

2.2.1. Công nghệ nhiệt điện khí

Quy trình sản xuất: Các nhà máy nhiệt điện khí phát điện bằng tuabin khí, dùng chất hoạt động là không khí, thay vì hơi nước như tuabin hơi của các nhà máy nhiệt điện than. Không khí được nén và đốt cháy cùng với nhiên liệu để làm tăng áp suất, nhiệt độ và làm quay tuabin để phát điện. (chi tiết ở [phụ lục](#))

Phân loại: Công nghệ nhiệt điện khí thường được chia thành 2 loại là:

- **Chu trình đơn (SCGT):** chỉ sử dụng 1 tuabin khí để phát điện, có hiệu suất thấp nên chi phí nhiên liệu khá cao. Tuy nhiên, công nghệ SCGT vận hành rất linh hoạt và chi phí đầu tư thấp nên thường được dùng ở các nhà máy quy mô nhỏ với mục đích chính là làm nguồn điện dự phòng để chạy vào các khung giờ cao điểm.
- **Chu trình hỗn hợp (CCGT):** sử dụng thêm 1 tuabin hơi (đuôi hơi) để phát điện. Tuabin hơi này tận dụng nguồn nhiệt từ khí thải của các tuabin hơi bằng một hệ thống lò hơi thu hồi nhiệt. Nhờ khả năng tận dụng nhiệt này nên các nhà máy CCGT có hiệu suất chuyển đổi năng lượng rất cao lên tới 63%, gần gấp đôi so với các nhà máy SCGT và nhà máy nhiệt điện than.

Xu hướng phát triển công nghệ: Các nhà máy tại Việt Nam hầu hết đều áp dụng công nghệ CCGT. Các nhà máy mới sử dụng các tuabin khí thế hệ mới hơn thường sẽ cải thiện hơn về hiệu suất chuyển đổi và độ linh hoạt, mặc dù mức độ cải thiện thường không lớn. Các tuabin khí thế hệ mới hơn có thể hỗ trợ việc sử dụng các loại nhiên liệu mới như Hydrogen trong tương lai.

2.2.2. Đặc điểm vận hành: độ linh hoạt cao nhưng hệ số công suất đang có xu hướng giảm dần

Các nhà máy nhiệt điện khí có độ linh hoạt cao hơn so với nhiệt điện than. Nhiệt điện khí có thể điều chỉnh công suất linh hoạt hơn so với nhiệt điện than: (1) tốc độ điều chỉnh công suất nhanh hơn (5 - 7%/phút); (2) công suất tối thiểu thấp hơn (40 - 60%), cho phép các tổ máy điện khí có thể vận hành ở mức công suất thấp mà không phải ngừng máy. Trong trường hợp phải ngừng máy thì nhiệt điện khí cũng có thể khởi động lại trong thời gian ngắn hơn so với nhiệt điện than.

Tuy nhiên, nhiệt điện khí lại kém chủ động ở nguồn nhiên liệu đầu vào hơn so với nhiệt điện than do không thể dự trữ khí. Sản lượng cấp khí cho nhà máy điện phụ thuộc vào hệ thống phân phối khí và việc bổ sung nguồn

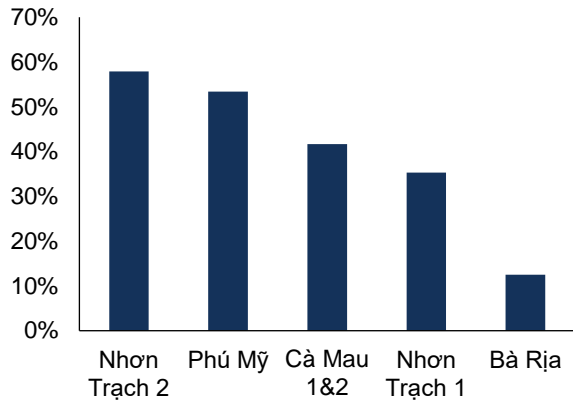
khí mới để bù đắp cần thời gian để xây dựng thêm cơ sở hạ tầng. Các nhà máy vẫn có thể sử dụng dầu DO làm nhiên liệu thay thế khí và có thể dự trữ dầu để phát dự phòng lúc thiếu khí. Tuy nhiên, giá thành sản xuất khí sử dụng dầu DO là rất cao nên các nhà máy không ưu tiên sử dụng loại nhiên liệu này.

Hệ số công suất nhiệt điện khí đang có xu hướng giảm xuống. Trước năm 2020, phần lớn các nhà máy nhiệt điện khí tại Việt Nam được vận hành ở phần nền phụ tải với hệ số công suất khoảng 60 - 70%, khá tương đồng với nhiệt điện than.

Tuy nhiên, hệ số công suất của các nhà máy đang có xu hướng giảm vài năm trở lại đây do 2 nguyên nhân:

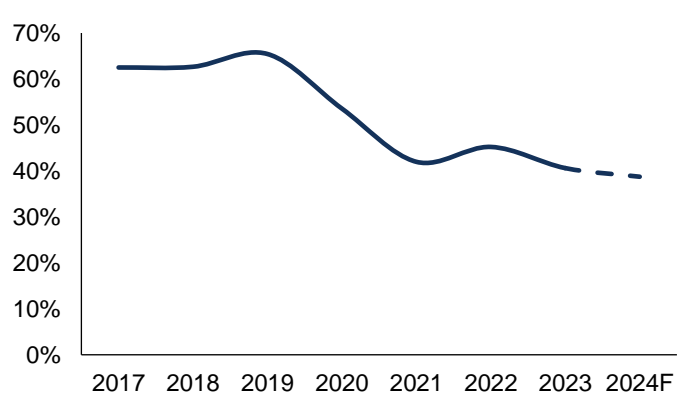
- Sản lượng cấp khí sụt giảm và giá thành nhiệt điện khí tăng cao do giá khí tăng.
- Ảnh hưởng bởi nguồn điện tái tạo: các nhà máy điện tái tạo chiếm tỷ trọng ngày càng lớn, tập trung chủ yếu tại khu vực phía Nam và cạnh tranh trực tiếp với nhiệt điện khí. Các nhà máy nhiệt điện khí phải giảm công suất về mức tối thiểu hoặc dừng máy vào ban ngày và hoạt động trở lại vào ban đêm, do đó hệ số công suất sụt giảm đáng kể.

CF các nhà máy nhiệt điện khí (2019 – 2023)



Biểu đồ 83 - Nguồn: FPTS tổng hợp

CF nhiệt điện khí toàn hệ thống

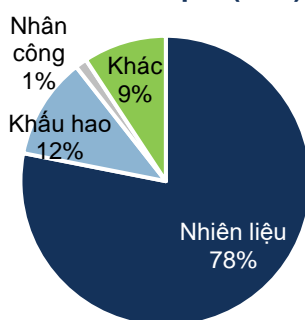


Biểu đồ 84 – Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp

2.2.3. Giá thành sản xuất: biến động mạnh và đang có xu hướng tăng lên

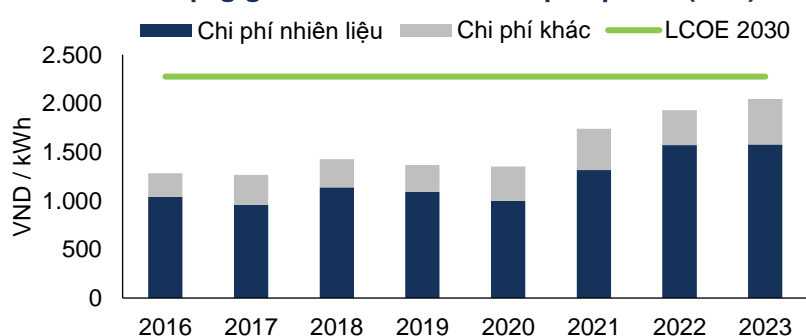
Giá thành biến động mạnh theo giá khí đầu vào. Cơ cấu chi phí cũng tương tự như nhiệt điện than, với chi phí nhiên liệu chiếm gần 80% tổng chi phí. Tuy nhiên giá thành sản xuất nhiệt điện khí biến động mạnh hơn so với nhiệt điện than, do giá khí đầu vào được neo theo giá dầu thế giới.

Cơ cấu chi phí (NT2)



Biểu đồ 85 - Nguồn: NT2

Biến động giá thành sản xuất nhiệt điện khí (NT2)



Biểu đồ 86 - Nguồn: NT2

Giá thành nhiệt điện khí đang có xu hướng tăng lên. Giá thành sản xuất nhiệt điện khí trước năm 2020 biến động thường quanh mức 1.300 – 1.400 VND/kWh, khá tương đồng với nhiệt điện than. Tuy nhiên trong giai đoạn 2020 – 2023, giá thành nhiệt điện khí đã tăng hơn 50% lên mức 2.000 VND/kWh do giá khí tăng mạnh và sản lượng giảm khiến chi phí cố định bình quân tăng lên.

Trong tương lai, giá khí dự kiến sẽ có xu hướng tiếp tục tăng lên do sản lượng khai thác khí sẽ dần chuyển sang các mỏ có giá cao hơn và các nhà máy sẽ dần phải chuyển sang sử dụng LNG. Chúng tôi LCOE nhiệt điện khí

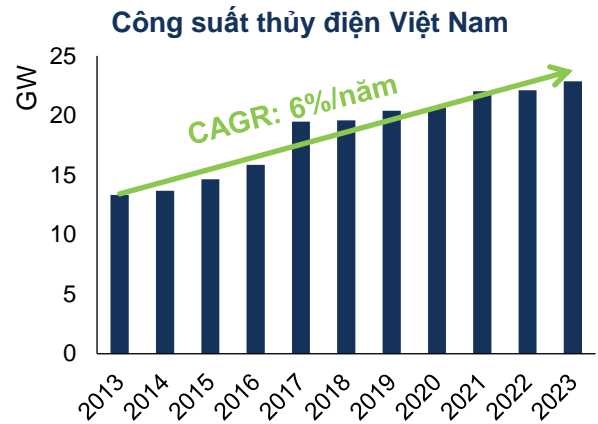
CCGT vận hành năm 2030 là 93 USD/MWh, tương đương 2.275 VND/kWh dựa trên giả định giá khí và LNG là 12 USD/MMBTU, Tmax là 5.500 giờ và chưa tính đến các chi phí ngoại sinh liên quan tới môi trường.

2.3. Thủy điện: vận hành linh hoạt, giá thành thấp nhưng phụ thuộc vào thủy văn

Công suất thủy điện tại Việt Nam có sự tăng trưởng khá ổn định trong giai đoạn 2013 – 2023. Thủy điện có lợi thế cạnh tranh nhờ vào khả năng vận hành rất linh hoạt, giá thành thấp nhất hệ thống.

Tuy nhiên, công suất thủy điện sẽ không còn nhiều dư địa tăng trưởng do nước ta đã khai thác gần hết tiềm năng thủy điện. Các nhà máy thủy điện mới sẽ nằm ở những vị trí kém thuận lợi hơn, hiệu suất sẽ kém hơn và giá thành sẽ cao hơn so với các nhà máy hiện tại.

Hoạt động của các nhà máy thủy điện phụ thuộc rất nhiều vào tình hình thủy văn và thường có tác động tới các nguồn điện còn lại trong hệ thống, đặc biệt là nhiệt điện.



Biểu đồ 87 – Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp

2.3.1. Công nghệ thủy điện

Quy trình sản xuất: Các nhà máy thủy điện sản xuất điện bằng cách sử dụng nguồn năng lượng từ dòng chảy của nước. Qua một hệ thống ống dẫn, dòng chảy của nước được truyền tới làm quay turbine nước của máy phát điện, từ đó tạo ra dòng điện. (chi tiết ở [phụ lục](#)).

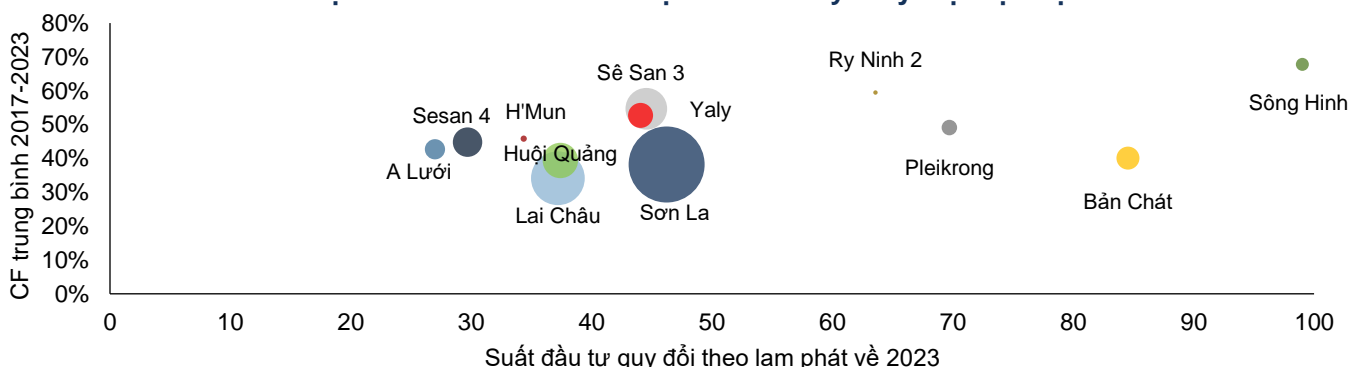
Phân loại: Các nhà máy thủy điện có thể chia thành 2 loại:

- Thủy điện có hồ chứa: thường có công suất lớn và có hồ chứa để tích trữ nước, do đó có thể điều tiết công suất, sản lượng và giảm bớt ảnh hưởng bởi thời tiết đến lưu lượng dòng chảy.
- Thủy điện dòng chảy (không có hồ chứa): có công suất lắp đặt nhỏ và sản lượng điện của nhà máy gần như phụ thuộc hoàn toàn vào tình hình thủy văn.

Thiết kế nhà máy thủy điện ít có sự tương đồng và phụ thuộc vào vị trí địa lý. Đối với các công nghệ khác, các nhà máy thường có thiết kế khá tương đồng với nhau và thường dựa theo một thiết kế điển hình. Nhưng đối với thủy điện, mỗi nhà máy sẽ có những thông số thiết kế khác nhau, bao gồm các thông số kỹ thuật quan trọng như: công suất thiết kế, dung tích hồ chứa, chiều cao cột nước, ... Tùy vào đặc điểm địa hình và đặc điểm thủy văn tại vị trí đặt nhà máy, chủ đầu tư sẽ lựa chọn những thông số thiết kế tối ưu nhất cho nhà máy.

Các thông số thiết kế này có ảnh hưởng lớn tới đặc điểm vận hành và chi phí của các nhà máy. Do có sự khác biệt về thiết kế nên khoảng cách về hiệu suất và chi phí giữa các nhà máy với nhau là khá lớn. Thủy điện có dải hệ số công suất rất rộng từ 20 – 90%, suất đầu tư phổ biến từ khoảng 25 – 50 tỷ VND/MW (quy đổi 2023) một vài nhà máy suất đầu tư có thể lên tới gần 100 tỷ/MW.

So sánh hiệu suất và suất đầu tư một số nhà máy thủy điện tại Việt Nam



Biểu đồ 88 - Nguồn: FPTS tổng hợp

2.3.2. Đặc điểm vận hành: rất linh hoạt nhưng phụ thuộc vào điều kiện thủy văn

Thủy điện có độ linh hoạt cao và có vai trò quan trọng trong hệ thống. Thủy điện là nguồn điện có khả năng vận hành rất linh hoạt nhờ khả năng điều chỉnh lưu lượng nước chảy qua tuabin. Nhà máy có thể tăng/giảm công suất phát điện gần như ngay lập tức và thời gian khởi động các tổ máy cũng rất ngắn. Khả năng tích trữ nước của các nhà máy có hồ chứa lớn thường được xem là một nguồn điện dự phòng để huy động khi cần thiết.

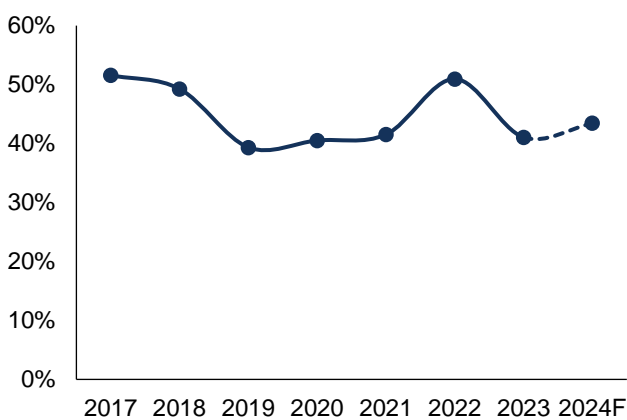
Tuy nhiên, độ linh hoạt của thủy điện sẽ bị hạn chế bởi khả năng điều tiết của hồ chứa và tình hình thủy văn. Các nhà máy thủy điện không có hồ chứa, các nhà máy thủy điện trong mùa khô có mực nước dưới mực nước chết hoặc trong thời kỳ xả lũ thì gần như không điều tiết được. Những nhà máy phải đáp ứng các nhu cầu về cấp nước sinh hoạt, tưới tiêu, phòng lũ, ... thì độ linh hoạt cũng sẽ bị hạn chế đi.

Thủy điện đóng vai trò quan trọng trong hệ thống điện nhờ vào khả năng vận hành linh hoạt. Thủy điện có thể điều chỉnh công suất nhanh, theo kịp biến động của nhu cầu nhờ đó giúp duy trì tần số hệ thống ổn định. Các nhà máy thủy điện thường cung cấp nhiều dịch vụ phụ trợ quan trọng cho hệ thống điện như: dự phòng công suất, điều tần, khởi động nhanh, điều chỉnh điện áp, ... Chế độ vận hành thủy điện cũng rất linh hoạt, nhà máy có thể đảm nhiệm vai trò chạy nền, chạy lưng, chạy phủ định tùy theo nhu cầu của hệ thống.

Hiệu suất hoạt động thủy điện phụ thuộc lớn vào tình hình thủy văn và có tác động tới hiệu suất của các nguồn điện khác trong hệ thống.

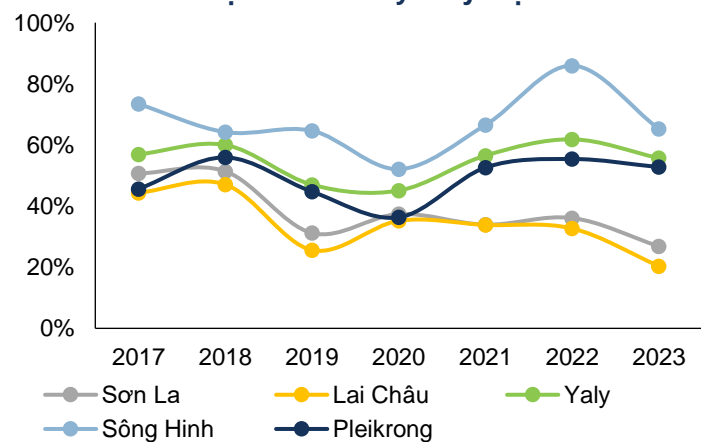
Sản lượng điện của nhà máy thủy điện phụ thuộc hoàn toàn vào lưu lượng nước đầu vào của nhà máy, do đó chịu ảnh hưởng rất lớn từ tình hình thời tiết, thủy văn. Ảnh hưởng của tình hình thủy văn thể hiện qua hai tính chất nổi bật là: (1) tính mùa vụ và (2) tính chu kỳ (chi tiết tại phần [thủy năng](#)). Sản lượng thủy điện thường cao vào mùa mưa và vào các năm La Nina, ngược lại, rất thấp vào mùa khô và vào các năm El Nino. Tùy vào chu kỳ El Nino, La Nina, hệ số công suất thủy điện toàn hệ thống hàng năm thường biến động quanh mức 40 – 50%.

CF thủy điện toàn hệ thống



Biểu đồ 89 – Nguồn: EVN, FPTs tổng hợp

CF một số nhà máy thủy điện



Biểu đồ 90 - Nguồn: FPTs tổng hợp

Tùy theo vị trí địa lý và thiết kế nhà máy, hiệu suất vận hành của các nhà máy thủy điện cũng sẽ khác nhau. Hệ số công suất trung bình năm của các nhà máy thủy điện biến động trong khoảng rất rộng từ 20 – 90%. Nguyên nhân là do đặc điểm thủy văn tại mỗi vùng miền là khác nhau và thiết kế của các nhà máy khá đa dạng. Các nhà máy có hồ chứa dung tích lớn sẽ gia tăng khả năng điều tiết và giảm bớt ảnh hưởng của tình hình thủy văn.

Hiệu suất của thủy điện thường có tác động tới hiệu suất của các nguồn điện còn lại trong hệ thống, đặc biệt là nhiệt điện. Các nhà máy thủy điện có giá thành thấp nên thường được huy động tối đa khi tình hình thủy văn thuận lợi nên thường khiến cho sản lượng nhiệt điện sụt giảm. Ngược lại, trong những giai đoạn thời tiết khô hạn, nguồn nhiệt điện sẽ được huy động cao hơn để bù đắp cho sự thiếu hụt sản lượng của thủy điện.

Nhà máy thủy điện vận hành đơn giản, tuổi thọ cao. So với các loại hình phát điện khác thì việc vận hành nhà máy thủy điện đơn giản hơn khá nhiều. Máy móc, thiết bị thủy điện dễ vận hành, ít xảy ra sự cố, cháy nổ, hỏng hóc và ngày càng được tự động hóa cao. Do đó, chi phí nhân công và chi phí bảo dưỡng, sửa chữa đối của thủy điện thấp hơn khá nhiều so với các công nghệ phát điện khác, đặc biệt là nhiệt điện.

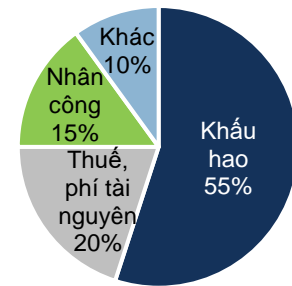
Thủy điện cũng là loại hình phát điện có tuổi thọ cao nhất. Vòng đời kinh tế của một nhà máy thủy điện thường vào khoảng 40 năm, cao hơn nhiệt điện than (30 năm), nhiệt điện khí (25 năm) và điện tái tạo (20 năm). Nhiều nhà máy thủy điện được bảo dưỡng tốt có thể vận hành lên tới 100 năm. Đối với nhiệt điện, các nhà máy càng hoạt động lâu thì hiệu suất càng kém đi, do đó chi nhiên liệu tăng lên khiến cho nhà máy trở nên kém hiệu quả về kinh tế và dần bị loại bỏ. Tuy nhiên đối với thủy điện, các nhà máy cũ thường đã hết khấu hao, chi phí vận hành, bảo dưỡng không quá lớn nên vẫn hoạt động rất hiệu quả.

2.3.3. Giá thành sản xuất: giá thành thấp do phần lớn là chi phí cố định

Cơ cấu chi phí thủy điện đa phần là các chi phí cố định, gồm chi phí khấu hao tài sản cố định và các chi phí vận hành, bảo dưỡng như: nhân công, thiết bị, vật liệu bảo dưỡng, ... Các chi phí này thường cố định hàng năm và chiếm 70 – 80% tổng chi phí của nhà máy thủy điện. Trong đó, chi phí khấu hao là chi phí lớn nhất, thường chiếm 50 – 70% tổng chi phí hàng năm.

Các khoản thuế, phí tài nguyên là chi phí lớn nhất biến động hàng năm do các loại thuế phí này được tính dựa theo sản lượng điện của nhà máy. Hiện nay, các nhà máy thủy điện đang phải chịu 3 loại thuế, phí tài nguyên là: (1) thuế tài nguyên nước; (2) phí dịch vụ môi trường rừng và (3) phí cấp quyền khai thác tài nguyên nước.

Cơ cấu chi phí sản xuất thủy điện



Biểu đồ 91 - Nguồn: FPTIS tổng hợp

Suất đầu tư và sản lượng điện là hai yếu tố quan trọng nhất quyết định giá thành thủy điện.

Các nhà máy thủy điện có suất đầu tư càng thấp thì giá thành càng rẻ. Suất đầu tư thủy điện không đồng đều như các công nghệ khác mà biến động trong khoảng rất rộng. Nguyên nhân là do chi phí thi công các công trình quan trọng như: hồ chứa, đập, đường ống dẫn nước, ... của các nhà máy là khác nhau, tùy thuộc vào quy mô, vị trí địa lý và điều kiện địa hình. Mức suất đầu tư thủy điện tại Việt Nam phổ biến hiện tại là 30 - 50 tỷ VND/MW, và suất đầu tư thủy điện thường tăng dần theo thời gian do lạm phát và do các vị trí thuận lợi để xây dựng nhà máy có suất đầu tư thấp ngày càng ít đi.

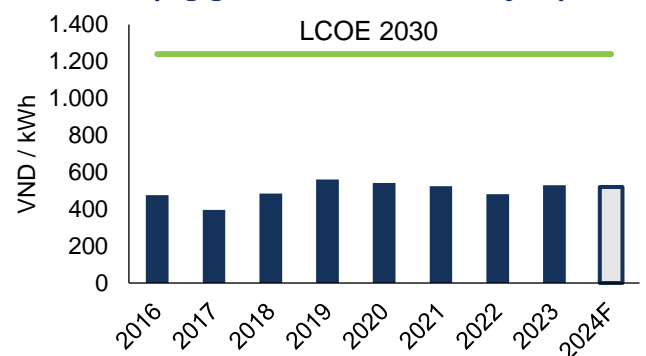
Do cơ cấu chi phí chủ yếu là chi phí cố định, giá thành thủy điện sẽ phụ thuộc nhiều vào hiệu suất hoạt động của nhà máy. Nhà máy có hệ số công suất càng cao, tạo ra nhiều sản lượng điện thì giá thành sản xuất càng rẻ. Giá thành của các nhà máy thường biến động mạnh hàng năm do sản lượng phụ thuộc vào tình hình thủy văn.

Giá thành của một số doanh nghiệp (2019 – 2023)



Biểu đồ 92 - Nguồn: FPTIS tổng hợp

Biến động giá thành sản xuất thủy điện



Biểu đồ 93 - Nguồn: FPTIS tổng hợp

Thủy điện là nguồn điện có giá thành thấp nhất trong hệ thống. Giá thành sản xuất bình quân của các nhà máy thủy điện tại Việt Nam nằm trong khoảng 300 – 700 VND/kWh, thấp nhất trong các công nghệ phát điện và chỉ bằng 20 – 40% giá thành trung bình của toàn bộ khâu sản xuất điện năm 2023.

Giá thành của các nhà máy thủy điện mới sẽ cao hơn đáng kể so với các nhà máy đang vận hành do suất đầu tư tăng lên và các vị trí thuận lợi để nhà máy có hiệu suất cao đang dần ít đi. Chúng tôi ước tính LCOE nhà máy thủy điện vận hành năm 2030 là 50,6 USD/MWh (khoảng 1.240 VND/kWh), gấp 2,5 lần giá thành trung bình

của các doanh nghiệp thủy điện niêm yết hiện nay. Mặc dù vậy, thủy điện vẫn là nguồn điện có LCOE 2030 thấp nhất trong số các công nghệ phát điện.

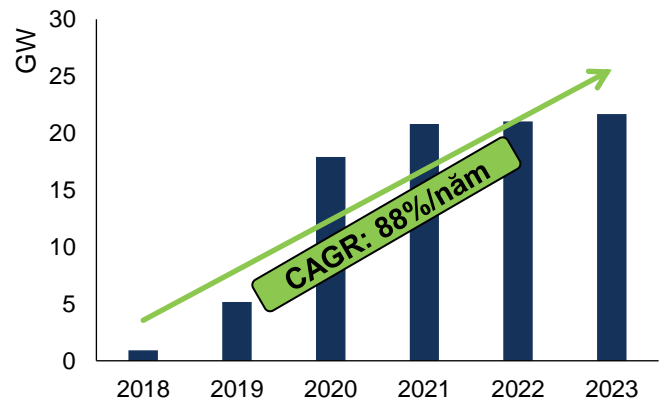
2.4. Điện mặt trời và điện gió: thiếu ổn định nhưng có tiềm năng cạnh tranh về giá thành

Điện mặt trời và điện gió mới chỉ bắt đầu phát triển tại Việt Nam từ năm 2018, nhưng đã phát triển bùng nổ trong giai đoạn 2018 – 2023 với CAGR 88%/năm.

Giá thành sản xuất giảm nhanh và cơ chế giá bán hấp dẫn là những yếu tố thúc đẩy sự phát triển của các nguồn điện tái tạo trong giai đoạn này.

Điện mặt trời và điện gió còn nhiều dư địa để phát triển tại Việt Nam nhờ tiềm năng kỹ thuật vẫn còn rất lớn. Tuy nhiên sự thiếu ổn định của các nguồn điện này gây ra nhiều vấn đề cho hệ thống điện và có thể là trở ngại lớn ảnh hưởng tới triển vọng phát triển của các nguồn điện này trong tương lai.

Công suất điện mặt trời & điện gió Việt Nam



Biểu đồ 94 – Nguồn: EVN, FPTS tổng hợp

2.4.1. Công nghệ điện mặt trời và điện gió

Quy trình sản xuất và phân loại:

(chi tiết về [công nghệ điện mặt](#)

- **Điện mặt trời:** Sản xuất điện năng bằng năng lượng từ bức xạ mặt trời với 2 loại công là:

- o **Pin năng lượng mặt trời (PV):** có chứa các tế bào quang điện để chuyển bức xạ thành điện.
- o **Điện mặt trời tập trung (CSP):** dùng nguồn nhiệt từ bức xạ mặt trời để phát điện.

Hiện tại công nghệ pin năng lượng mặt trời được áp dụng phổ biến hơn và ở Việt Nam cũng chỉ áp dụng công nghệ này, do đó trong nội dung này chúng tôi sẽ mặc định điện mặt trời sử dụng công nghệ PV.

Điện mặt trời PV là công nghệ khác biệt nhất trong số các công nghệ sản xuất điện do sử dụng các tế bào quang điện, thay vì tạo ra điện bằng cách làm quay tuabin như các công nghệ khác. Dòng điện tạo ra từ các tấm pin mặt trời là dòng điện một chiều và cần có hệ thống inverter để chuyển đổi thành dòng điện xoay chiều trước khi kết nối với hệ thống lưới điện. Do đó, điện mặt trời có 2 loại công suất thiết kế là:

+ **MWp:** công suất điện một chiều theo thiết kế của tấm pin.

+ **MW:** công suất sau khi chuyển đổi thành điện xoay chiều, thường chỉ bằng 0,8 – 0,5 công suất MWp.

- **Điện gió:** Điện gió là công nghệ phát điện bằng năng lượng gió và khai thác nguồn năng lượng này thông qua các tuabin gió. Điện gió thường không được phân loại theo công nghệ tuabin mà phân loại theo vị trí lắp đặt là: (1) điện gió trên bờ (onshore) và (2) điện gió ngoài khơi (offshore). Các nhà máy điện gió offshore thường có điều kiện gió tốt, ổn định hơn và có quy mô lớn hơn tuy nhiên quá trình đầu tư xây dựng và vận hành, bảo dưỡng phức tạp và tốn nhiều chi phí hơn. (chi tiết về [công nghệ điện gió](#))

Điện mặt trời/ điện gió có hiệu quả kinh tế ở cả quy mô rất nhỏ, không có nhiều sự khác biệt về công nghệ và thường có thời gian lắp đặt ngắn nhờ thiết kế dạng module.

Các nhà máy điện mặt trời/điện gió là tập hợp của nhiều tấm pin/tuabin gió ghép lại với nhau. Mỗi tấm pin/tuabin gió là một module có thể hoạt động độc lập. Với cấu trúc dạng module, điện gió và điện mặt trời có hiệu quả kinh tế ở gần như tất cả mức độ quy mô, từ những hệ thống điện mặt trời áp mái công suất dưới 1 MW, cho tới những nhà máy lớn có công suất lên tới vài GW, tương đương với một nhà máy nhiệt điện.

Các module pin/tuabin gió thường được sản xuất hàng loạt dựa trên những nguyên mẫu thiết kế khá giống nhau. Do đó, các nhà máy điện mặt trời/ điện gió thường không có nhiều sự khác biệt về công nghệ và thường đem lại mức hiệu suất khá tương đồng với nhau.

Thời gian phát triển của dự án điện mặt trời, điện gió (ngoài trừ điện gió ngoài khơi) ngắn hơn khá nhiều so với các công nghệ phát điện khác do các module pin/tuabin gió sau khi sản xuất gần như đã hoàn thiện, không khó để lắp đặt. Thời gian để phát triển một dự án điện mặt trời là khoảng 1 – 2 năm, điện gió khoảng 2 – 3 năm, trong đó thời gian xây dựng, lắp đặt có thể chỉ dưới 1 năm. Các dự án điện gió ngoài khơi nằm ở xa bờ có thời gian phát triển khoảng 6 – 8 năm, tương đương với nhiệt điện, thủy điện do quy mô công suất lớn, lắp đặt các móng trụ tuabin phức tạp và yêu cầu khảo sát, đo đạc kỹ càng.

2.4.2. Đặc điểm vận hành: công suất thiếu ổn định, hệ số công suất thấp

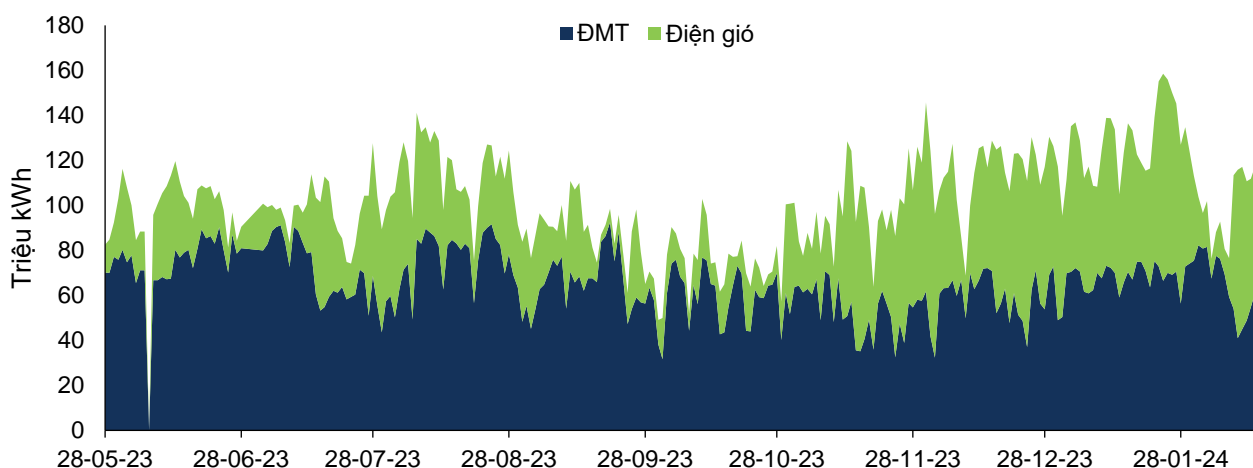
Công suất phát điện của điện mặt trời và điện gió thiếu ổn định do hai nguyên nhân chính là:

- **(1) Công suất khó điều tiết.** Năng lượng gió và mặt trời không thể dự trữ được như nguồn thủy năng hay nguồn nhiên liệu đầu vào của nhiệt điện. Công suất phát điện của điện mặt trời và điện gió phụ thuộc hoàn toàn vào hàm lượng bức xạ mặt trời và tốc độ gió và thay đổi liên tục.

Công suất các nguồn điện này không thể tăng lên theo ý muốn và chỉ có thể cắt giảm công suất phát điện. Tuy nhiên, việc cắt giảm này làm tăng giá thành, gây ảnh hưởng tới hiệu quả kinh tế của nhà máy và gây lãng phí.

- **(2) Nguồn năng lượng đầu vào biến động liên tục.** Lượng bức xạ mặt trời và tốc độ gió biến động rất mạnh trong những khung thời gian ngắn khiến cho công suất các nguồn điện này cũng biến thiên rất mạnh.

Biến động công suất điện tái tạo toàn hệ thống



Biểu đồ 95 - Nguồn: NLDC

Sự thiếu ổn định này gây ra nhiều khó khăn cho hệ thống điện khi tỷ trọng các nguồn điện này tăng cao. Công suất điện tái tạo khó để dự báo chính xác, có thể thay đổi đột ngột và biến động ngược chiều với nhu cầu tiêu thụ. Việc điều tiết và vận hành sẽ yêu cầu việc dự báo thời tiết chính xác và cần có những nguồn điện linh hoạt như thủy điện để cân bằng và cần một lượng công suất dự phòng để đảm bảo an toàn cho hệ thống. Tỷ trọng điện gió và điện mặt trời càng cao thì việc điều tiết càng trở nên khó khăn.

Hệ số công suất của điện gió và điện mặt trời khá thấp nhưng ổn định hàng năm.

Do giới hạn về công nghệ và do đặc điểm của nguồn năng lượng đầu vào nên điện mặt trời và điện gió có hệ số công suất khá thấp. Điện mặt trời có hệ số công suất từ 15 - 25%, thấp nhất trong số các công nghệ phát điện. Điện gió có hệ số công suất cao hơn, khoảng 25 - 40% tùy vào điều kiện gió. Điện gió ngoài khơi thường sẽ có hệ số công suất cao hơn điện gió trên bờ do nguồn gió ổn định và tốc độ gió trung bình cao.

Hệ số công suất của điện mặt trời và điện gió hàng năm khá ổn định (nếu không bị cắt giảm công suất). Lượng bức xạ mặt trời và tốc độ gió biến động thời gian ngắn, nhưng trong chu kỳ dài nhiều năm thì lại khá ổn định. Các nguồn năng lượng này vẫn chịu tác động từ chu kỳ El Nino/La Nina và các hiện tượng thời tiết, khí tượng khác, nhưng mức biến động hàng năm là khá thấp, khoảng 5 – 10%, thấp hơn rất nhiều so với mức biến động của các nhà máy thủy điện.

2.4.3. Giá thành sản xuất: có tiềm năng để trở nên cạnh tranh hơn trong dài hạn

Giá thành sản xuất có nhiều điểm tương đồng với thủy điện.

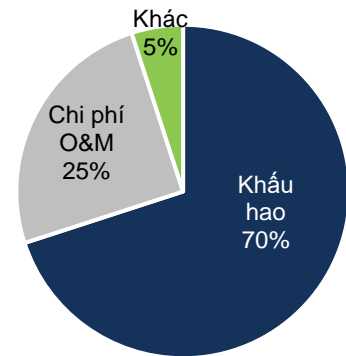
Cơ cấu chi phí điện mặt trời và điện gió gần như toàn bộ là các chi phí cố định. Trong đó, chi phí khấu hao là chi phí lớn nhất với tỷ trọng khoảng 70 - 80%. Các chi phí còn lại liên quan tới việc vận hành và bảo dưỡng nhà máy như: nhân công, thiết bị, vật tư bảo dưỡng, ...

Cơ cấu chi phí này khá giống với thủy điện, ngoại trừ việc điện mặt trời và điện gió hiện vẫn chưa phải chịu các loại thuế, phí tài nguyên, do đó gần như không có chi phí biến đổi.

Với cơ cấu chi phí chủ yếu là chi phí cố định, giá thành điện mặt trời và điện gió có đặc điểm giống với thủy điện là phụ thuộc vào:

- (1) suất đầu tư và (2) sản lượng điện.

Cơ cấu chi phí điện mặt trời, điện gió



Biểu đồ 96 - Nguồn: FPTIS tổng hợp

Giá thành điện mặt trời và điện gió có tiềm năng để trở nên cạnh tranh hơn trong dài hạn. Giá thành sản xuất của điện mặt trời và điện gió đang ở mức khá thấp nhờ hưởng lợi từ xu hướng giảm giá chung của các công nghệ này trên thế giới. Giá thành điện mặt trời/điện gió tại Việt Nam ước tính nằm trong khoảng 1.000 – 1.500 VND/kWh, cao hơn so với thủy điện nhưng đang khá cạnh tranh so với nhiệt điện.

Trong khi giá thành của các công nghệ khác đều được dự báo sẽ tăng lên, giá thành điện mặt trời và điện gió được dự báo có thể duy trì ở mức hiện tại, thậm chí có thể tiếp tục giảm xuống trong dài hạn. Do đó, các nguồn điện này sẽ ngày càng cạnh tranh hơn về chi phí. Chúng tôi ước tính LCOE của điện mặt trời năm 2030 là 54,9 USD/MWh, thấp hơn 30 – 40% so với các nguồn nhiệt điện và LCOE của điện gió trên bờ và ngoài khơi lần lượt là 72,9 và 61,8 USD/MWh.

3. Truyền tải điện: áp lực truyền tải tăng lên theo tăng trưởng của khâu sản xuất điện

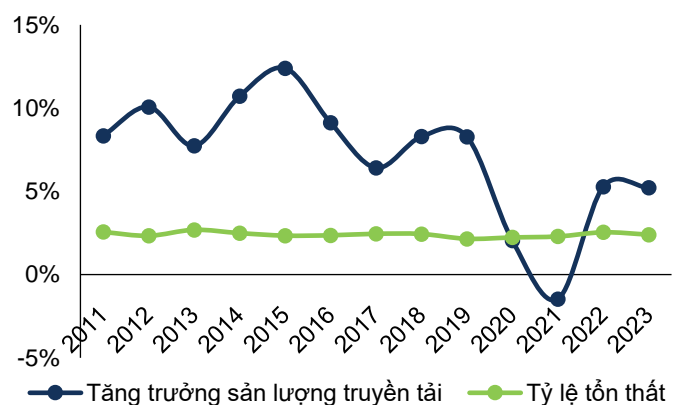
Hệ thống lưới điện truyền tải bao gồm lưới điện và trạm biến áp (TBA) ở cấp điện áp cao: 500 kV và 220 kV, kết nối các nhà máy điện với các trung tâm phụ tải tiêu thụ (nơi có các hệ thống lưới điện phân phối). Hệ thống lưới điện truyền tải thực hiện 2 chức năng chính là: (1) truyền tải điện từ các nhà máy tới các trung tâm phụ tải và (2) liên kết các trung tâm phụ tải để đảm bảo cân bằng hệ thống điện tại các vùng miền. Hoạt động của khâu truyền tải điện thường gắn liền với khâu sản xuất điện để có thể có thể đảm bảo thực hiện các chức năng truyền tải.

Khâu truyền tải tại Việt Nam có tính độc quyền, tương tự với ngành Điện thế giới và được đảm nhiệm bởi Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT). EVNNPT hiện đang là đơn vị hạch toán độc lập nhưng vẫn là công ty con do EVN sở hữu 100% cổ phần. Kết quả kinh doanh của EVNNPT chịu sự kiểm soát chặt bởi EVN và Bộ Công Thương thông qua việc quản lý giá truyền tải điện.

Tăng trưởng của khâu sản xuất điện kéo theo tăng trưởng sản lượng truyền tải, đi kèm với nhu cầu đầu tư lưới điện truyền tải gia tăng.

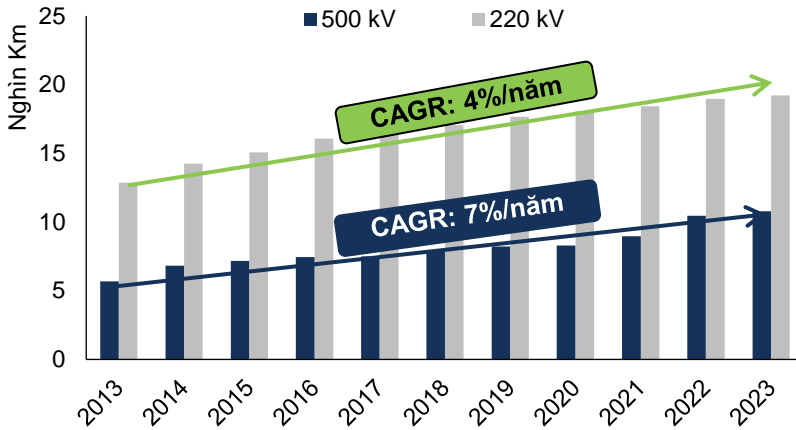
Sản lượng điện truyền tải bằng tổng sản lượng điện sản xuất của các nhà máy điện trong hệ thống trừ đi một phần chênh lệch một lượng nhỏ do tổn thất trên lưới truyền tải. Tỷ lệ tổn thất truyền tải tại Việt Nam đang được duy trì khá ổn định ở mức 2 – 3%. Nhờ đó, sản lượng điện truyền tải hàng năm luôn giữ được mức tăng trưởng cao 7 – 8%, tương đồng với tăng trưởng sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống.

Sản lượng và tỷ lệ tổn thất truyền tải

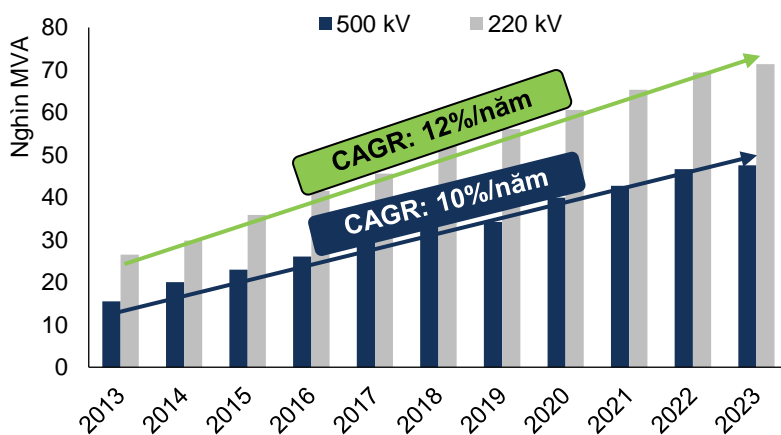


Biểu đồ 97 – Nguồn: EVNNPT

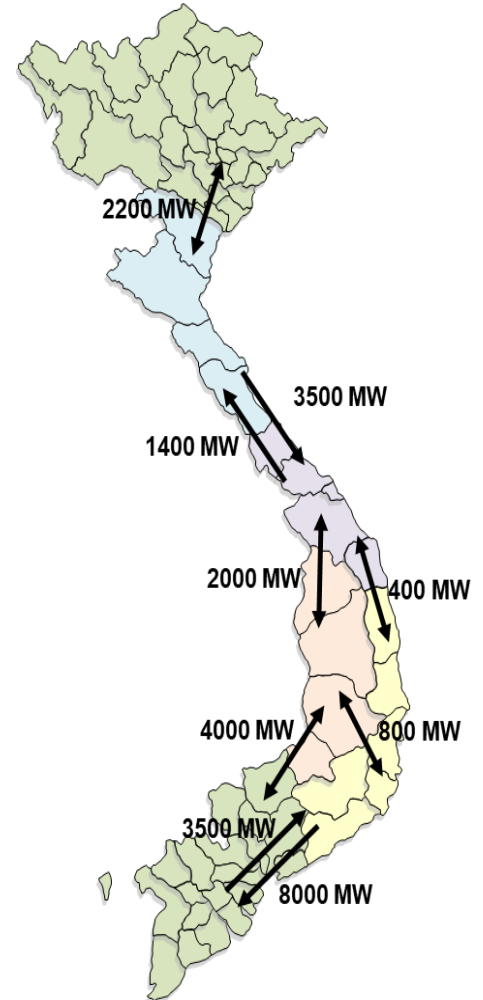
Quy mô hệ thống truyền tải tại Việt Nam cũng cần được mở rộng liên tục nhằm đáp ứng chức năng truyền tải. Trong giai đoạn 2013 – 2023, tổng chiều dài đường dây truyền tải 500 kV và 220 kV đã tăng trưởng lần lượt 8% và 6%/năm, tổng dung lượng máy biến áp tăng trưởng lần lượt 18% và 13%/năm. Trong giai đoạn này, đường dây 500 kV Bắc Nam mạch 3 cũng được xây dựng để gia tăng công suất truyền tải liên miền.

Chiều dài đường dây truyền tải qua các năm


Biểu đồ 98 - Nguồn: EVNNPT, EVN

Tổng dung lượng máy biến áp qua các năm


Biểu đồ 100 - Nguồn: EVNNPT, EVN

Công suất truyền tải liên miền tối đa


Biểu đồ 99 - Nguồn: QHĐ VIII

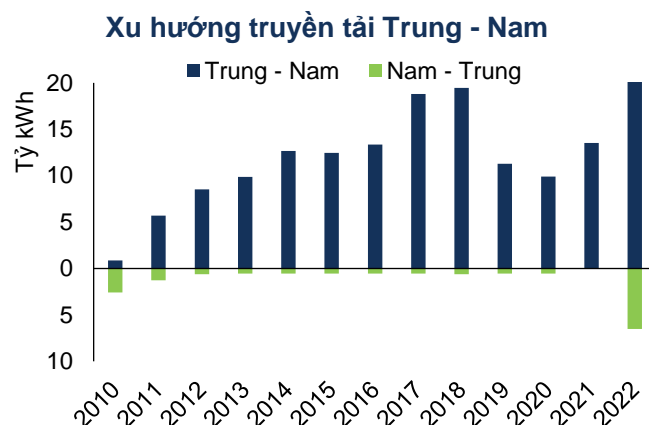
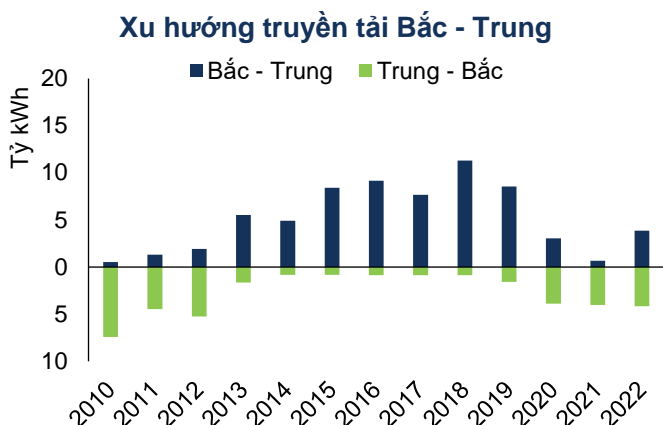
Trong giai đoạn sắp tới, nhu cầu đầu tư lưới truyền tải sẽ tiếp tục gia tăng và có thể tăng nhanh hơn so với tăng trưởng sản lượng truyền tải do:

- **Điện tái tạo được định hướng phát triển mạnh và yêu cầu nhiều hơn lưới điện so với các nguồn điện truyền thống.** Các nguồn điện tái tạo phân bố tập trung tại những vị trí xa trung tâm phụ tải và có thời gian lắp đặt ngắn nên cần xây dựng những đường dây truyền tải mới trong thời gian ngắn để theo kịp tiến độ. Điện tái tạo có hệ số công suất thấp nên sản lượng truyền tải thấp nhưng vẫn yêu cầu công suất truyền tải tương đương với các nguồn điện truyền thống để tránh việc quá tải lưới điện trong những khung giờ phát cao điểm.

- **Nhu cầu truyền tải liên miền tăng cao do mất cân bằng cung cầu điện giữa các miền.**

Sản lượng điện truyền tải giữa các vùng miền đang có xu hướng tăng nhanh chóng và dự kiến sẽ tiếp tục tăng lên. Tính đến năm 2022, sản lượng điện truyền tải giữa các miền Bắc, Trung, Nam chiếm khoảng 14% tổng sản lượng điện toàn hệ thống.

Trong đó, nhu cầu truyền tải điện ra miền Bắc là nhu cầu cấp thiết trong giai đoạn tới do khu vực này đang phải đối mặt với nguy cơ thiếu điện. Xu hướng truyền tải này trái ngược với khoảng thời gian cách đây 10 năm khi miền Bắc là khu vực có công suất nguồn điện lớn và thường xuyên truyền tải điện vào miền Trung, Nam. Sự thay đổi xu hướng truyền tải sẽ yêu cầu đầu tư thêm đường dây để gia tăng công suất truyền tải ra miền Bắc.



Biểu đồ 101 - Nguồn: EVN NPT

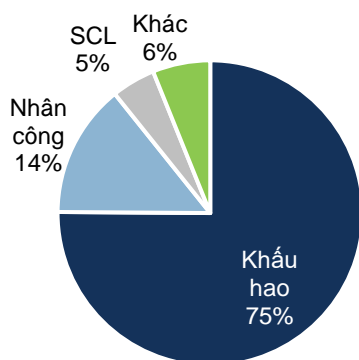
Giá truyền tải điện chịu sự quản lý khá chặt bởi EVN và Bộ Công Thương và đang có xu hướng giảm.

Giá truyền tải điện được xác định hàng năm dựa trên chi phí định mức của EVNNPT với một mức tỷ suất ROE cho phép. Cụ thể, giá truyền tải điện được quy định tại Thông tư số 02/2017/TT-BCT, dựa trên công thức sau:

$$g = \frac{\text{Chi phí định mức} + \text{Lợi nhuận cho phép}}{\text{Sản lượng điện truyền tải dự kiến}} = \frac{(\text{CP khấu hao} + \text{CP nhân công} + \text{Cp tài chính} \dots) + \text{VCSH} \times \text{ROE}}{\text{Sản lượng điện truyền tải dự kiến}}$$

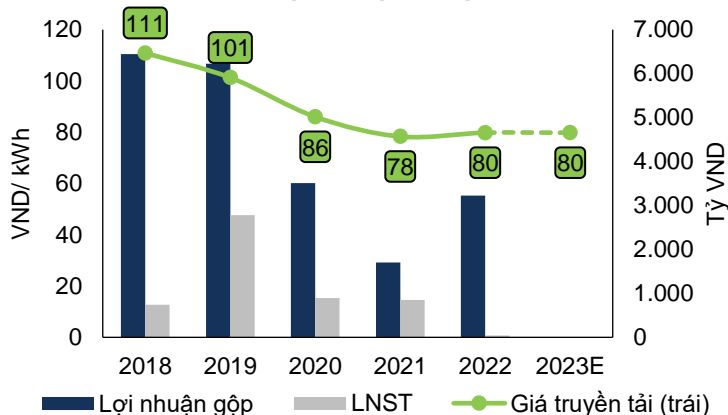
Chi phí của khâu truyền tải hầu hết là chi phí cố định, trong đó khấu hao chiếm tới 75%. Chi phí của EVNNPT nhìn chung khá ổn định trong nhiều năm trở lại đây. Tuy nhiên giá truyền tải lại đang có xu hướng giảm do phần lợi nhuận cho phép bị cắt giảm đi. Trong giai đoạn này, EVN gặp khó khăn về tài chính và cố gắng cắt giảm giá thành của các khâu trong ngành, bao gồm cả khâu truyền tải. Giá truyền tải giảm mạnh khiến cho lợi nhuận của EVNNPT sụt giảm mạnh, mặc dù trong giai đoạn này sản lượng truyền tải vẫn tăng trưởng khá ổn định.

Cơ cấu chi phí SXKD của EVNNPT



Biểu đồ 102 - Nguồn: EVNNPT, FPTS tổng hợp

Giá truyền tải điện và lợi nhuận của EVNNPT



Biểu đồ 103 - Nguồn: EVNNPT, FPTS tổng hợp

4. Phân phối và bán lẻ điện:

Hệ thống lưới điện phân phối là hệ thống lưới điện và TBA có điện áp dưới 110 KV, bao gồm: các lưới điện cao áp (110 KV phân phối cho tỉnh/thành phố hoặc khu công nghiệp), các lưới điện trung áp (gồm các cấp điện áp 6 – 35 KV), và các lưới điện hạ áp (có cấp điện áp dưới 1 KV) để phục vụ các hộ tiêu thụ nhỏ hơn.

Tại Việt Nam khâu phân phối và bán lẻ điện vẫn đang được gộp chung và đều là các khâu độc quyền dưới sự quản lý của các đơn vị thành viên của EVN là 5 Tổng Công ty Điện lực (PC). Mỗi PC sẽ quản lý hệ thống lưới điện phân phối tại một khu vực, đồng thời thực hiện chức năng bán lẻ điện cho các khách hàng tại khu vực mình quản lý. Các chi phí phân phối và bán lẻ hiện vẫn chưa được tách bạch để xây dựng giá phân phối điện giống như với giá truyền tải. **Trong tương lai, việc tách bạch 2 khâu phân phối và bán lẻ cũng như xây dựng giá phân phối điện là điều kiện quan trọng để thị trường điện Việt Nam tiến đến cấp độ bán lẻ cạnh tranh.**

Giống như khâu truyền tải, kết quả kinh doanh của các PC bị kiểm soát bởi EVN và Nhà nước do giá bán điện cả đầu vào và đầu ra đều bị chi phối.

EVN chi phối giá điện đầu vào thông qua cơ chế giá bán buôn điện nội bộ (BST). Chi phí mua điện là chi phí quan trọng nhất của các PC, chiếm 70 – 80% tổng chi phí sản xuất kinh doanh. Các PC hiện chủ yếu mua điện từ EVN (thông qua EPTC) theo cơ chế BST và chỉ mua khoảng 10% sản lượng điện đầu vào thông qua thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Với cơ chế BST, EVN có thể điều tiết lợi nhuận của các PC và có thể bù chéo chi phí của các PC với nhau.

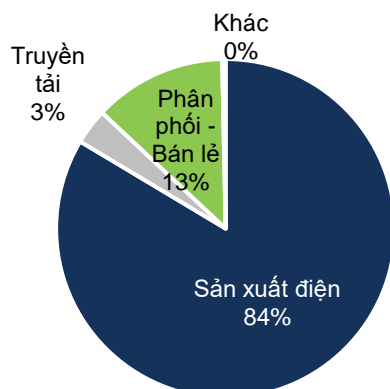
Giá bán lẻ điện đầu ra do Nhà nước quản lý. Các PC không có quyền tự quyết định giá bán lẻ điện. Giá bán lẻ điện tại Việt Nam do EVN ban hành và có sự quản lý từ Bộ Công Thương, Bộ Tài Chính và Thủ Tướng. Giá bán lẻ điện cho từng nhóm đối tượng khách hàng tiêu thụ điện được quy định dựa trên: (1) giá bán lẻ điện bình quân và (2) cơ cấu biểu giá bán lẻ điện, trong đó:

- **Giá bán lẻ điện bình quân** là một mức giá tham chiếu được tính toán dựa trên cơ sở là giá thành sản xuất kinh doanh điện của EVN.
- **Cơ cấu biểu giá bán lẻ điện** là một khung giá dùng để xác định giá điện cho từng đối tượng khách hàng, được tính theo tỷ lệ % của giá bán lẻ điện bình quân. Các nhóm đối tượng khách hàng được phân chia theo lĩnh vực (sản xuất, sinh hoạt, kinh doanh) và theo cấp điện áp.

Giá điện bán lẻ thường tăng chậm hơn so với giá thành, có tác động tới EVN nhiều hơn là tới các PC. Giá bán lẻ điện bình quân là cơ sở để chuyển giá thành các khâu của ngành điện sang giá bán lẻ điện cho khách hàng. Khi có những biến động giá thành, EVN được xem xét điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân trong phạm vi khung giá trong thời gian tối thiểu 6 tháng. Tuy nhiên mức tăng trên 5% và 10% sẽ cần có sự chấp thuận từ Bộ Công Thương và Thủ Tướng. (chi tiết theo [Quyết định 24/2017/QĐ-TTg](#))

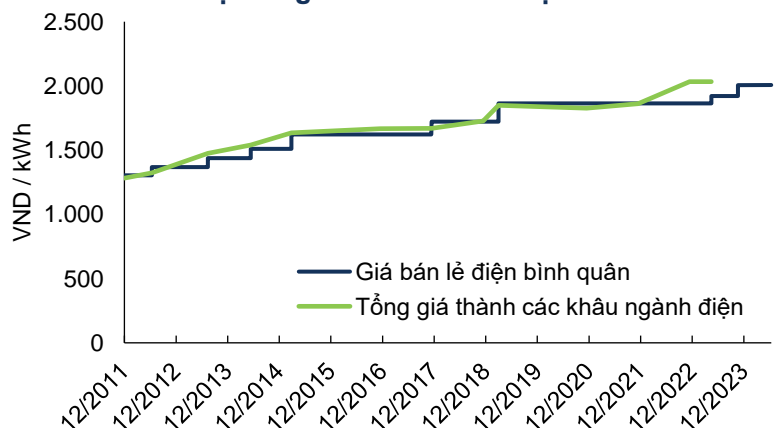
Trên thực tế giá bán lẻ điện bình quân thường điều chỉnh tăng chậm hơn so với giá thành của ngành điện. Diễn hình là trong giai đoạn là 2019 – 2022, giá bán lẻ điện bình quân không có đợt điều chỉnh nào, thậm chí còn giảm do EVN hỗ trợ tiền điện cho khách hàng. Trong khi giá thành SXKD điện lại tăng mạnh do chi phí từ khâu sản xuất điện (chiếm trên 80%) gia tăng. Việc điều chỉnh giá điện bán lẻ thường chậm trễ do: (1) việc kiểm tra chi phí các khâu trong ngành điện thường khá chậm và (2) việc tăng giá điện khá nhạy cảm nên quá trình xem xét, chấp thuận thường mất nhiều thời gian.

Cơ cấu giá thành các khâu trong ngành



Biểu đồ 104 – Nguồn: EVN, BCT

Giá bán lẻ điện vs giá thành SXKD điện 2011 - 2023



Biểu đồ 105 - Nguồn: EVN

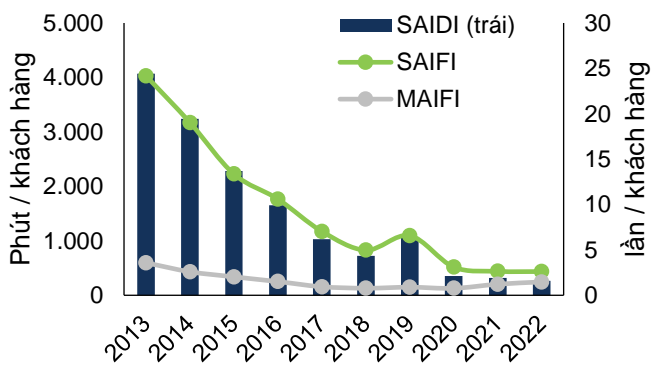
Giá bán lẻ điện tăng chậm hơn so với giá thành thường khiến cho kết quả kinh doanh của EVN kém khả quan. Năm 2022 EVN lỗ 20.747 tỷ VND và ước tính 2023 lỗ khoảng 24.500 tỷ VND do giá thành sản xuất điện tăng cao và giá điện bán lẻ điều chỉnh tăng chậm. Các PC chịu ít tác động tiêu cực hơn do giá điện đầu vào được EVN điều chỉnh để các PC vẫn đạt được mức lợi nhuận nhất định.

Chất lượng phân phối – bán lẻ điện đã có sự cải thiện đáng kể. Các PC thường không bị đặt nặng về hiệu quả kinh doanh mà thường ưu tiên mục tiêu thực hiện tốt các chức năng phân phối – bán lẻ. Trong vòng hơn 10 năm gần đây, khâu phân phối – bán lẻ đã có sự cải thiện đáng kể về chất lượng.

Hệ thống lưới điện phân phối đã có độ bao phủ cao để có thể cung cấp điện cho tất cả người dân, đặc biệt là tại các khu vực miền núi, hải đảo. Tính đến hết năm 2023, 100% số xã đã được cấp điện, tỷ lệ hộ dân có điện là 99,74% trong đó số hộ dân nông thôn có điện là 99,60%.

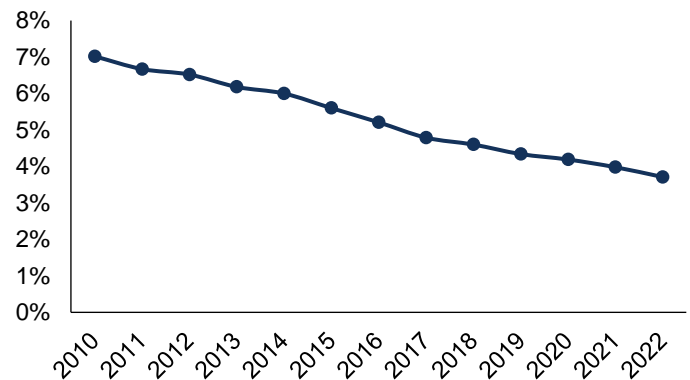
Các chỉ số về độ tin cậy của lưới điện và tỷ lệ tổn thất trên lưới điện phân phối đều có sự cải thiện đáng kể trong vòng 10 năm trở lại đây. Các chỉ số về độ tin cậy của lưới điện bao gồm: thời gian mất điện trung bình (SAIDI), số lần mất điện trung bình (SAIFI) hay số lần mất điện thoáng qua (MAIFI). Nhìn chung, các hệ số trên đều đang có xu hướng giảm dần theo thời gian, cho thấy khả năng cung cấp điện của hệ thống điện tới khách hàng sử dụng điện ngày càng ổn định và tin cậy hơn.

Các chỉ số về độ tin cậy của lưới điện



Biểu đồ 106 - Nguồn: EVN

Tỷ lệ tổn thất trên lưới điện phân phối



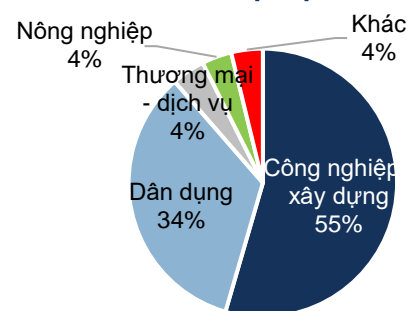
Biểu đồ 107 - Nguồn: EVN

5. Đầu ra: Tiêu thụ điện

Cơ cấu tiêu thụ điện tại Việt Nam không có nhiều sự thay đổi trong giai đoạn 2011 – 2021. Hai nhóm khách hàng tiêu thụ điện chính tại Việt Nam là nhóm sản xuất công nghiệp – xây dựng, chiếm 54% sản lượng tiêu thụ và nhóm sinh hoạt, dân dụng chiếm 34% sản lượng tiêu thụ.

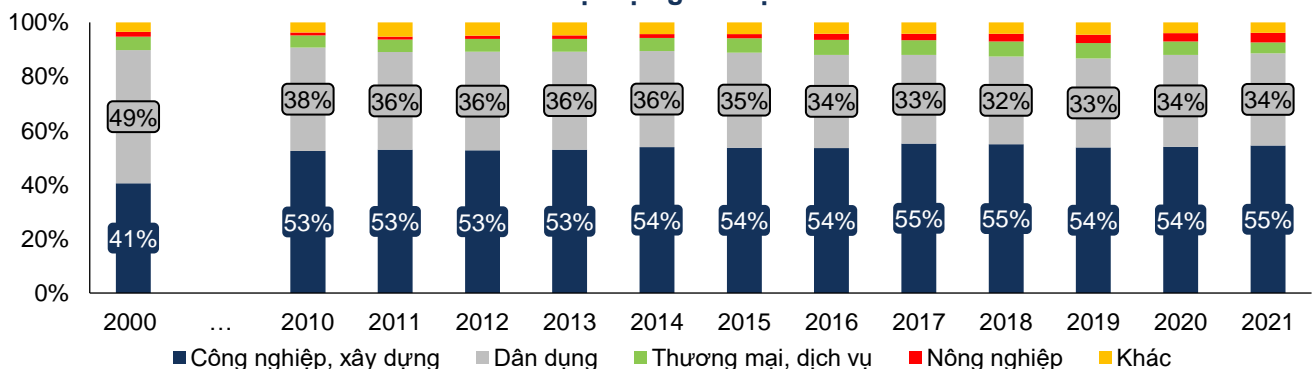
Ngành Điện Việt Nam đã có sự chuyển dịch về cơ cấu tiêu thụ khá rõ nét trong giai đoạn 2001 – 2011, trong đó tỷ trọng sản lượng tiêu thụ của nhóm sản xuất công nghiệp - xây dựng tăng từ 41% lên 53%, trong khi đó tỷ trọng của nhóm sinh hoạt dân dụng giảm mạnh từ 49% về 38%. Trong giai đoạn 2011 – 2021, cơ cấu tiêu thụ đã trở nên ổn định hơn và không có sự thay đổi nào đáng kể.

Cơ cấu tiêu thụ điện 2021



Biểu đồ 108 - Nguồn: EVN

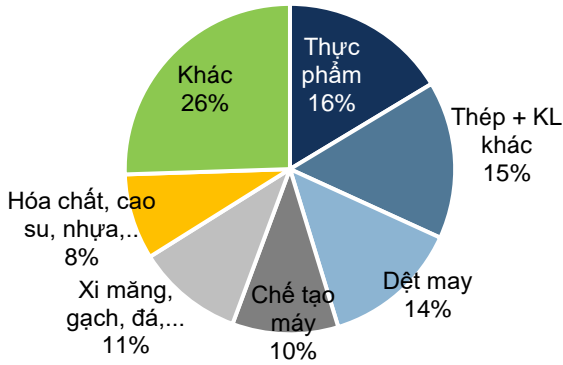
Cơ cấu tiêu thụ điện giai đoạn 2001 - 2021



Biểu đồ 109 - Nguồn: EVN, Viện Năng lượng

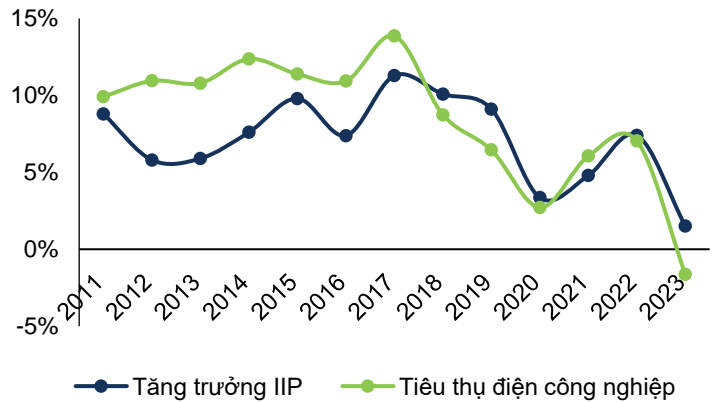
❖ **Nhóm sản xuất công nghiệp – xây dựng:** Điện là nguồn năng lượng đầu vào thiết yếu của hầu hết các ngành công nghiệp. Việt Nam hiện đang đẩy mạnh phát triển nhiều ngành công nghiệp có cường độ tiêu thụ điện lớn như: chế biến thực phẩm, sản xuất thép, xi măng, dệt may, thiết bị điện tử, ...

Cơ cấu tiêu thụ điện theo ngành công nghiệp



Biểu đồ 110 - Nguồn: IEA

Tương quan chỉ số IIP và sản lượng điện



Biểu đồ 111 - Nguồn: Tổng cục thống kê, Bộ Công Thương

Sản lượng điện tiêu thụ của lĩnh vực công nghiệp tại Việt Nam đang tăng trưởng cao nhờ quá trình công nghiệp hóa diễn ra mạnh mẽ. Trong giai đoạn 2011 – 2019, hoạt động sản xuất công nghiệp phát triển rất nhanh và chỉ số sản xuất công nghiệp IIP tăng bình quân 8,5%/năm. Nhờ đó, sản lượng tiêu thụ điện trong lĩnh vực công nghiệp tăng trưởng cao với CAGR 11%/năm. Trong giai đoạn 2020 – 2023, dịch bệnh Covid và suy thoái kinh tế đã có những tác động tiêu cực tới tình hình sản xuất của các ngành công nghiệp và khiến cho tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện giảm tốc.

❖ Nhóm sinh hoạt, dân dụng:

Nhu cầu tiêu thụ điện dân dụng tăng trưởng cao với động lực từ sự gia tăng thu nhập của người dân.

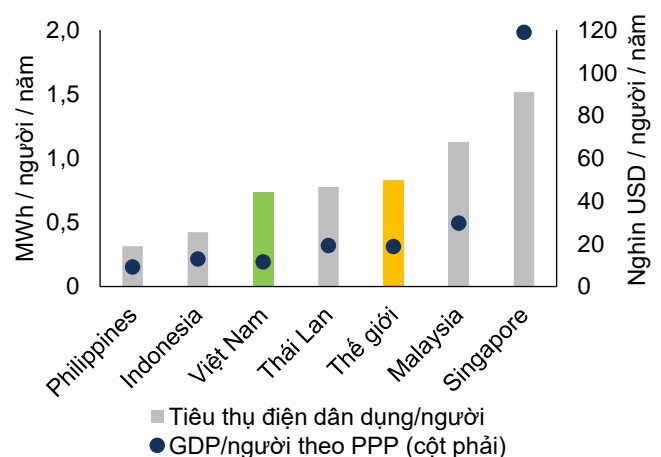
Sản lượng tiêu thụ điện dân dụng trong giai đoạn 2010 – 2023 tăng trưởng khá đều đặn với CAGR 8%/năm. Tăng trưởng sản lượng điện dân dụng chủ yếu đến từ tăng trưởng lượng tiêu thụ điện bình quân đầu người với động lực chính là sự gia tăng thu nhập của người dân. Trong khi đó, tỷ lệ hộ gia đình được tiếp cận điện năng tại Việt Nam đã đạt đến 99,18% và gần như không còn dư địa để gia tăng thêm.

Sản lượng tiêu thụ điện dân dụng



Biểu đồ 112 – Nguồn: EVN, FPTs tổng hợp

Tiêu thụ điện đầu người tại một số quốc gia



Biểu đồ 113 - Nguồn: IEA, World Bank

Tiêu thụ điện bình quân đầu người tại Việt Nam hiện đang ở mức trung bình tại Đông Nam Á, thấp hơn so với mặt bằng chung của thế giới và vẫn còn nhiều dư địa để tăng trưởng. Thu nhập bình quân tại Việt Nam dự kiến sẽ tiếp tục tăng lên trong tương lai khi mà nền kinh tế vẫn đang trong giai đoạn tăng trưởng nhanh với tốc độ tăng GDP bình quân 6 – 7%. Lượng tiêu thụ điện dân dụng trên đầu người có mức độ tương quan khá cao đối với thu nhập, khi thu nhập tăng lên người dân thường có xu hướng gia tăng sử dụng điện.

Tăng trưởng tiêu thụ điện dân dụng biến động do ảnh hưởng bởi yếu tố thời tiết. Sản lượng tiêu thụ điện dân dụng thường tăng lên rất cao vào những giai đoạn thời tiết nắng nóng do nhu cầu sử dụng các thiết bị điện để làm mát tăng lên. Trong các năm xảy ra El Nino như 2015, 2019, 2023, sản lượng tiêu thụ điện dân dụng đều tăng trưởng 10 – 13%.

II. Tình hình cung – cầu ngành Điện Việt Nam

1. Tăng trưởng tiêu thụ và hiệu quả sử dụng điện tại Việt Nam

1.1. Tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện cao và ổn định

Nhu cầu tiêu thụ điện hàng năm tăng trưởng ổn định với tốc độ cao. Nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam đã tăng trưởng một cách nhanh chóng trong suốt hơn 30 năm và đã đóng một vai trò quan trọng trong quá trình công nghiệp hóa – hiện đại hóa đất nước.

Mặc dù dịch bệnh Covid diễn ra đã làm ảnh hưởng tới nền kinh tế và tới nhu cầu tiêu thụ điện, tốc độ tăng trưởng kép của ngành giai đoạn 2010 - 2023 vẫn đạt được con số cao là 9%. Con số này cao hơn nhiều so với mức tăng trưởng bình quân 2,6% của thế giới trong cùng giai đoạn và cũng thuộc top những quốc gia có tốc độ tăng trưởng cao nhất thế giới. Hiện tại Việt Nam đã vươn lên trở thành quốc gia có sản lượng điện lớn thứ 2 Đông Nam Á và lớn thứ 20 trên thế giới.



Biểu đồ 114 - Nguồn: EVN, Viện Năng Lượng

1.2. Xu hướng điện khí hóa trong tiêu thụ năng lượng

Tương tự với nhiều quốc gia trên thế giới, xu hướng chuyển đổi từ sử dụng các dạng năng lượng sơ cấp như than, dầu, khí sang sử dụng điện cũng đang diễn ra tại Việt Nam. Xu hướng này có thể nhìn thấy ở trong cả lĩnh vực công nghiệp, sinh hoạt và giao thông vận tải. Tỷ trọng tiêu thụ điện trong cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng tại Việt Nam đã tăng từ 15% trong năm 2010 lên thành 29% trong năm 2021 và xu hướng tăng này dự kiến vẫn sẽ còn tiếp diễn trong tương lai.

Cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng tại Việt Nam



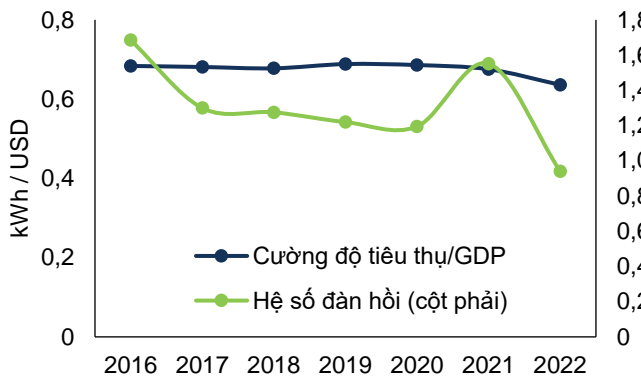
Biểu đồ 115 - Nguồn: IEA

1.3. Hiệu quả sử dụng điện của Việt Nam đang khá thấp.

Sản lượng tiêu thụ tăng trưởng cao là một yếu tố tích cực cho ngành Điện, tuy nhiên nó lại cho thấy việc sử dụng điện của Việt Nam đang chưa hiệu quả do GDP không đạt được mức tăng tương ứng. Năm 2022, cường độ tiêu thụ điện/GDP tại Việt Nam là 0,64 kWh/USD, cao gấp đôi mức trung bình trên thế giới. Hệ số đàn hồi điện trung bình các năm gần đây là 1,3 lần, nghĩa là để tăng được 1% GDP thì sản lượng điện tiêu thụ cần tăng lên 1,3%. Con số này là rất cao so với mặt bằng chung thế giới và so với các quốc gia có nền kinh tế tương đồng như các quốc gia Đông Nam Á hay Trung Quốc.

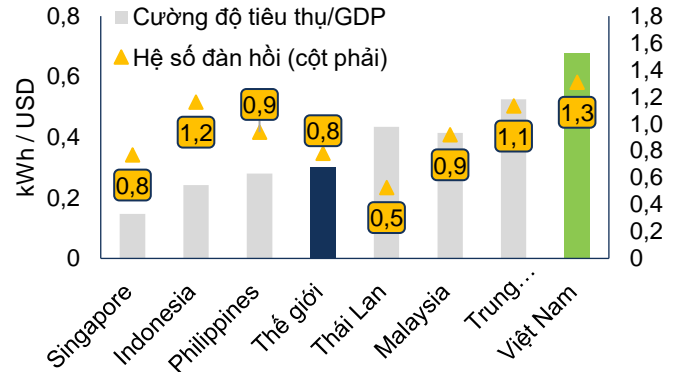
Hệ số đàn hồi và cường độ tiêu thụ điện cao trong quá khứ đem lại cho ngành điện tốc độ tăng trưởng sản lượng cao. Tuy nhiên, trong dài hạn các hệ số này sẽ có xu hướng giảm xuống, làm ảnh hưởng tới tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện trong tương lai.

Tương quan tiêu thụ điện và GDP tại Việt Nam



Biểu đồ 116 - Nguồn: World Bank, FPTs tổng hợp

So sánh hiệu quả sử dụng điện

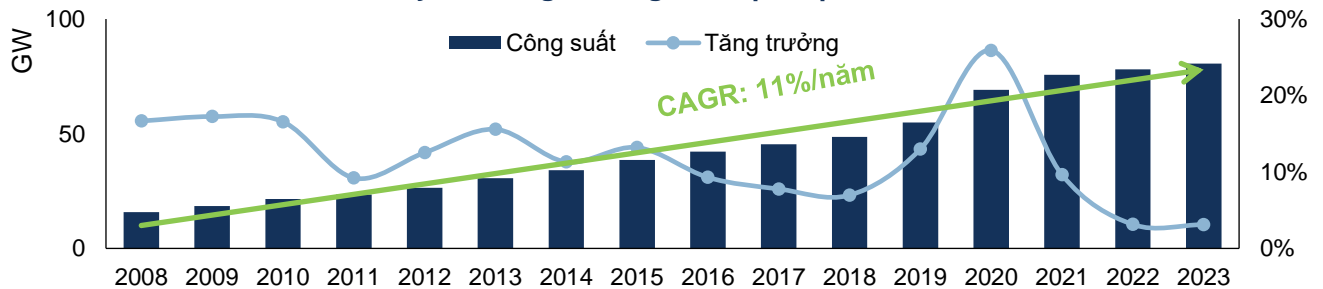


Biểu đồ 117 - Nguồn: World Bank, FPTs tổng hợp

2. Tình hình phát triển nguồn điện tại Việt Nam

Quy mô nguồn điện phát triển nhanh chóng để đáp ứng nhu cầu. Quy mô công suất ngành đã có những sự phát triển nhanh chóng, do luôn đứng trước sức ép tăng trưởng để theo kịp tốc độ tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện. Tính đến hết năm 2020, tổng công suất nguồn điện Việt Nam đã đạt hơn 69.000 MW, đứng thứ 2 tại khu vực Đông Nam Á và đứng thứ 23 trên thế giới.

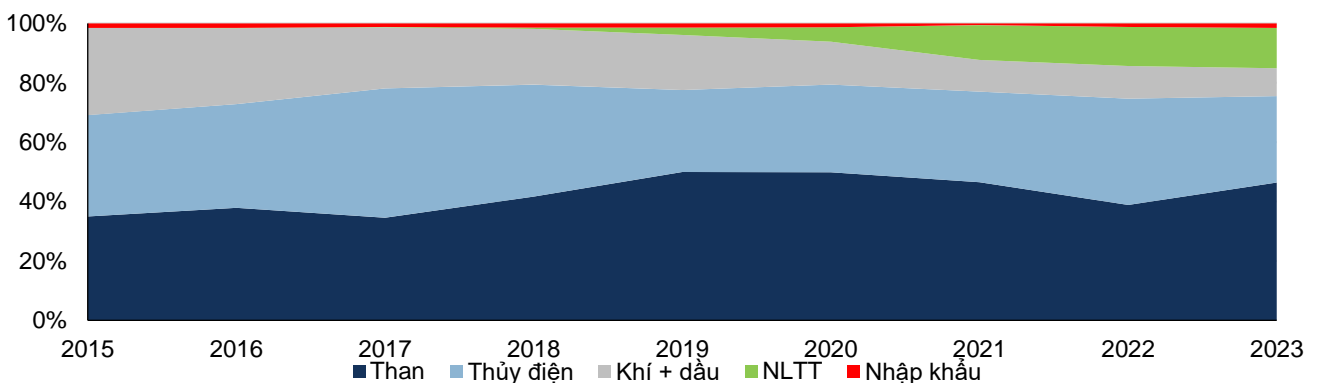
Quy mô công suất nguồn điện Việt Nam



Biểu đồ 118 - Nguồn: EVN, FPTs tổng hợp

Hệ thống điện vẫn đang phụ thuộc nhiều vào các nguồn điện truyền thống. Các nguồn điện truyền thống, đã được phát triển lâu đời là thủy điện, nhiệt điện than, nhiệt điện khí vẫn là loại hình phát điện chiếm ưu thế tại Việt Nam. Tỷ trọng của các nguồn điện này mặc dù đã có sự sụt giảm trong 2 năm trở lại đây, tuy nhiên vẫn đang chiếm tới hơn 70% tổng công suất và gần 90% sản lượng điện toàn hệ thống.

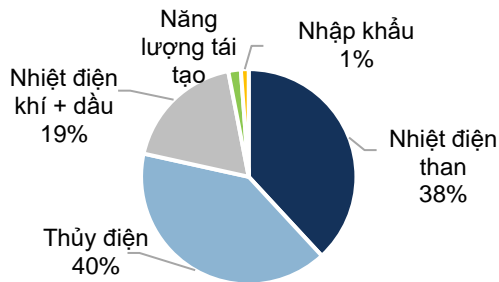
Tỷ trọng sản lượng điện toàn hệ thống



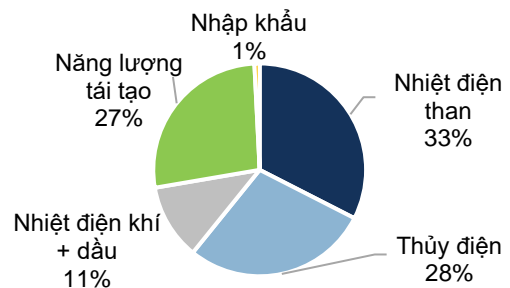
Biểu đồ 119 - Nguồn: EVN, FPTs tổng hợp

Năng lượng tái tạo có sự phát triển bùng nổ trong giai đoạn 2018 - 2021. Trong một vài năm trở lại đây, các nguồn điện truyền thống bắt đầu gặp khó khăn trong việc tăng trưởng công suất do những vấn đề như: hết tiềm năng khai thác đối với thủy điện, suy giảm nguồn cung nhiên liệu nội địa và ô nhiễm môi trường đối với nhiệt điện. Nhờ đó, các nguồn điện tái tạo (ngoài thủy điện), đặc biệt là điện mặt trời đã được khuyến khích phát triển và có bước phát triển mạnh mẽ. Đến năm 2023, công suất các nguồn điện tái tạo đã chiếm khoảng 27% tổng công suất nguồn điện cả nước.

Cơ cấu công suất nguồn điện năm 2018



Cơ cấu công suất nguồn điện năm 2023



Biểu đồ 120 - Nguồn: EVN, NLDC, FPTs tổng hợp

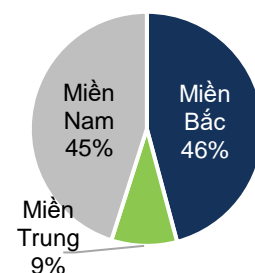
Tuy nhiên, như phân tích ở trên, các nguồn điện tái tạo có nhược điểm là tính thiếu ổn định và thường gây áp lực cho việc đầu tư lưới điện. Do đó, công suất điện tái tạo bắt đầu chững lại từ năm 2022 và chưa thể tăng trưởng mạnh trong ngắn và trung hạn.

3. Tình hình cung – cầu điện theo miền: Nguy cơ thiếu điện tại miền Bắc

3.1. Nhu cầu tiêu thụ điện tại các vùng miền

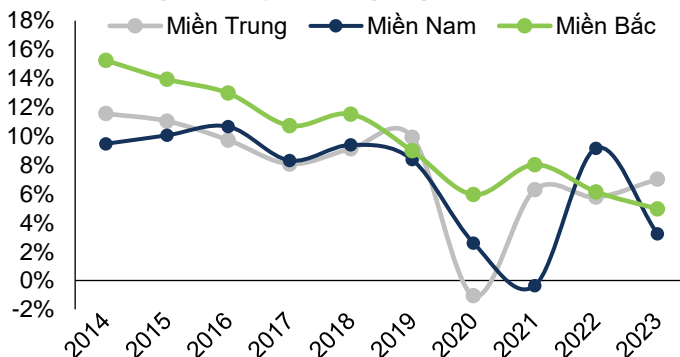
Miền Bắc có tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện cao nhất. Miền Bắc là khu vực có sản lượng tiêu thụ điện cao nhất và tăng trưởng nhanh nhất với CAGR 10 năm đạt 9,8%/năm, cao hơn miền Trung (7,7%) và miền Nam (7%). Tốc độ tăng trưởng cao tại miền Bắc có được nhờ vào sự phát triển kinh tế nhanh chóng, đặc biệt là lĩnh vực công nghiệp tại khu vực này. Trong khi đó, miền Nam từng được dự báo là khu vực có tăng trưởng cao nhất trong 3 miền, nhưng thực tế lại tăng trưởng thấp hơn so với dự báo.

Cơ cấu tiêu thụ điện theo miền



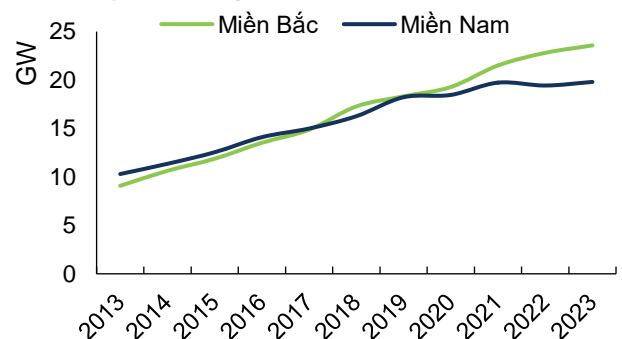
Biểu đồ 121 - Nguồn: FPTs tổng hợp

Tăng trưởng tiêu thụ điện theo miền



Biểu đồ 122 - Nguồn: FPTs tổng hợp

Công suất phụ tải đỉnh (Pmax) theo miền



Biểu đồ 123 - Nguồn: FPTs tổng hợp

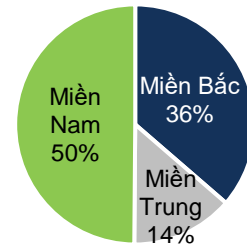
Miền Bắc là khu vực có công suất phụ tải đỉnh (Pmax) cao nhất và có chênh lệch công suất Pmax – Pmin lớn nhất do đặc thù về thời tiết. Miền Bắc có sản lượng tiêu thụ điện tương đương nhau với miền Nam, nhưng Pmax 2.000 - 3.000 MW (khoảng 10 - 15%). Pmax tại miền Bắc thường rơi vào lúc cao điểm nắng nóng và là cuối mùa khô, do đó nhu cầu công suất nguồn điện dự phòng tại khu vực này là khá lớn để bù đắp cho nguồn thủy điện.

3.2. Nguồn cung điện tại các vùng miền

Công suất nguồn điện tại Việt Nam phát triển mạnh tại miền Bắc và miền Nam, trong khi đó miền Trung chỉ chiếm khoảng 17% công suất, phù hợp với tình hình tiêu thụ điện tại các miền.

Cơ cấu nguồn điện cũng có sự khác biệt khá lớn giữa các vùng miền do sự phân bố nguồn tài nguyên đầu vào. Nguồn tài nguyên năng lượng tại Việt Nam phân bố khá tập trung và không đồng đều dẫn tới xu hướng phát triển nguồn điện khác nhau giữa các miền.

Công suất nguồn điện theo miền 2022

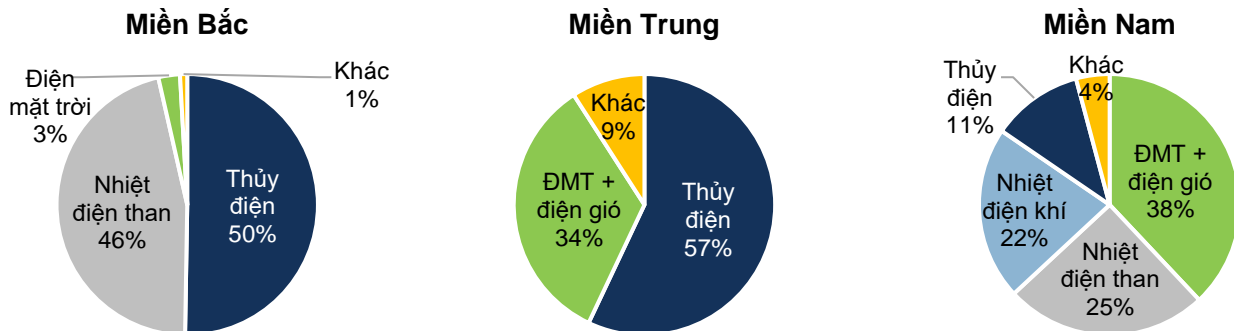


Biểu đồ 124 - Nguồn: EVN

Trong đó:

- **Miền Bắc:** Thủy điện và nhiệt điện than chiếm tới 96% tổng công suất nguồn. Miền Bắc là nơi tập trung hầu hết các mỏ than của cả nước, cũng là nơi có địa hình thuận lợi để xây dựng các nhà máy thủy điện công suất lớn. Tuy nhiên, khu vực này lại ít có tiềm năng để phát triển các nguồn điện tái tạo.
- **Miền Trung:** Phát triển rất mạnh nguồn thủy điện vừa và nhỏ nhờ điều kiện địa hình thuận lợi. Thời gian gần đây miền Trung bắt đầu phát triển khá mạnh các nguồn điện tái tạo. Miền Trung vẫn chưa phát triển nhiều các nguồn nhiệt điện than hay khí, một phần vì nằm xa vùng nhiên liệu và một phần vì nhu cầu tiêu thụ tại đây khá thấp nên chưa cần thiết phải xây dựng nhà máy nhiệt điện quy mô công suất lớn.
- **Miền Nam:** Có cơ cấu nguồn điện đa dạng nhất với đầy đủ các loại hình phát điện. Đây là khu vực duy nhất có các nhà máy nhiệt điện khí đang hoạt động, đồng thời cũng có tiềm năng thuận lợi để phát triển điện tái tạo. Miền Nam mặc dù không có tài nguyên than nhưng nhiệt điện than vẫn phát triển khá mạnh và khu vực này là nơi tập trung chủ yếu của các nhà máy sử dụng than nhập khẩu.

Cơ cấu công suất nguồn điện theo miền năm 2020



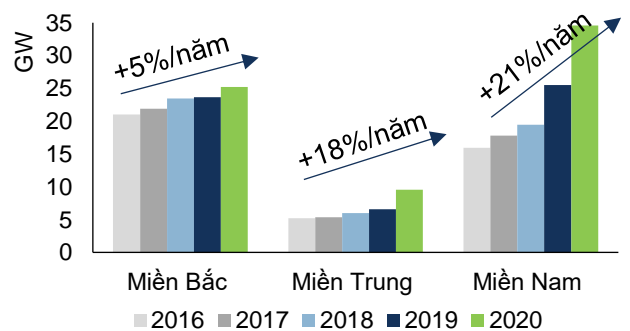
Biểu đồ 125 - Nguồn: Quy hoạch điện VIII

Miền Bắc đang là khu vực có nguy cơ mất cân đối cung - cầu điện cao nhất.

Miền Bắc là khu vực có tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện nhanh nhất, tuy nhiên tốc độ tăng trưởng nguồn điện lại thấp nhất. Theo số liệu từ QHĐ VIII, tăng trưởng công suất nguồn điện tại miền Bắc trong giai đoạn 2016 – 2020 chỉ đạt 5%/năm, thấp hơn nhiều so với miền Trung và miền Nam.

Miền Bắc đã bắt đầu rơi vào tình trạng thiếu điện năm 2023 và phải nhận điện truyền tải từ miền Trung và tăng nhập khẩu điện để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ. Tình trạng thiếu điện tại miền Bắc thường trở nên nghiêm trọng hơn vào các năm El Nino, do hệ thống điện miền Bắc phụ thuộc rất nhiều vào thủy điện.

Tăng trưởng công suất nguồn điện theo miền



Biểu đồ 126 - Nguồn: FPTs tổng hợp

Trong tương lai, nguy cơ thiếu điện tại miền Bắc dự kiến vẫn sẽ tiếp diễn và có thể càng trở nên nghiêm trọng hơn. Triển vọng tăng trưởng nguồn điện tại miền Bắc kém khả quan nhất trong cả 3 miền do: (1) các nguồn điện thế mạnh là thủy điện và nhiệt điện than còn ít dư địa phát triển và (2) có ít tiềm năng để phát triển các nguồn điện được định hướng phát triển mạnh là điện tái tạo và nhiệt điện khí sử dụng LNG.

III. Môi trường kinh doanh

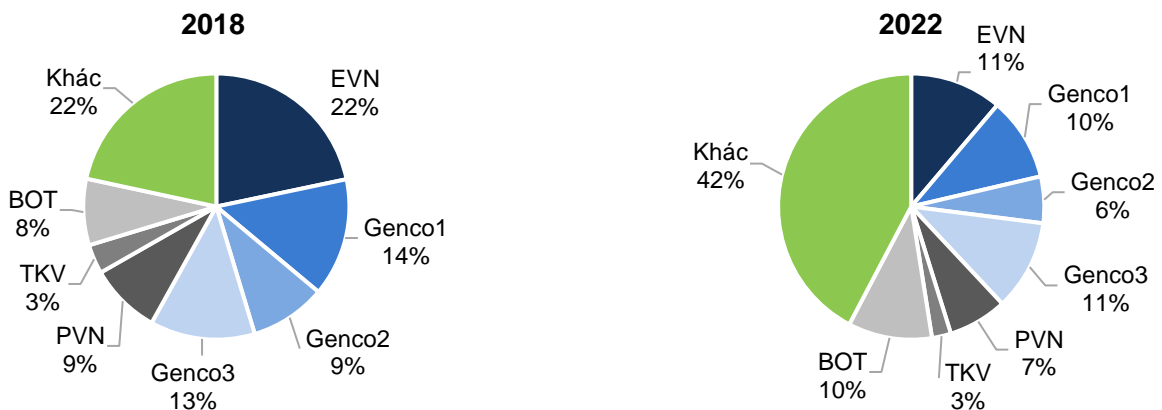
1. Thành phần tham gia ngành điện: Tỷ trọng nguồn vốn tư nhân gia tăng trong khâu sản xuất điện, các khâu còn lại vẫn độc quyền bởi EVN.

1.1. Khâu sản xuất điện: Tỷ trọng của EVN và các doanh nghiệp Nhà nước nhưng đang giảm xuống và dần được thay thế bằng các đơn vị tư nhân.

Nhóm EVN và các doanh nghiệp Nhà nước vẫn chiếm tỷ trọng lớn. EVN cùng với 3 Tổng Công ty Phát điện (GENCO) do EVN nắm quyền sở hữu chi phối đang là nhóm sở hữu lượng công suất nguồn điện lớn nhất, chiếm khoảng 38% tổng công suất nguồn điện năm 2022. Các đơn vị này hiện đang quản lý và vận hành nhiều nhà máy công suất lớn và có vai trò quan trọng, bao gồm các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu như: Hòa Bình, Sơn La, Lai Châu, Ialy, ... và khoảng 10 nhà máy nhiệt điện có công suất trên 1.000 MW.

Bên cạnh EVN thì hai đơn vị Nhà nước khác là PVN và TKV cũng đang sở hữu lượng công suất tương đối lớn, chiếm tổng cộng 10% công suất nguồn điện toàn hệ thống. Với tỷ trọng công suất lớn, EVN nói riêng và các doanh nghiệp Nhà nước nói chung vẫn đang nắm giữ vị thế rất lớn trong ngành Điện.

Cơ cấu công suất nguồn điện theo chủ sở hữu



Biểu đồ 127 - Nguồn: FPTTS tổng hợp

Nguồn vốn tư nhân tham gia ngày càng nhiều nhờ sự phát triển của điện tái tạo. Việc đẩy mạnh phát triển nguồn điện mặt trời, điện gió đã thu hút thêm một lượng lớn nguồn vốn tư nhân tham gia vào khâu sản xuất điện. Tỷ trọng công suất sản xuất điện của các đơn vị tư nhân đã tăng lên từ 22% vào năm 2018 lên 42% năm 2022.

Nhìn chung, tính cạnh tranh trong khâu sản xuất điện đang dần tăng lên. Xu hướng giảm dần tỷ trọng sở hữu của nhóm doanh nghiệp Nhà nước và thay thế bằng các doanh nghiệp tư nhân đã cho thấy tính cạnh tranh cao hơn trong khâu sản xuất điện. Tuy nhiên trên thực tế, tính cạnh tranh của nhóm tư nhân không thể hiện rõ ràng do nguồn vốn tư nhân chủ yếu đổ vào mảng điện tái tạo, bán điện dưới hình thức giá FIT và được EVN bao tiêu sản lượng.

Cạnh tranh giữa các doanh nghiệp sản xuất điện trong nội bộ EVN và giữa các doanh nghiệp Nhà nước cũng đang dần tăng lên. Các GENCO mặc dù đều do EVN nắm cổ phần chi phối nhưng vẫn có sự cạnh tranh với nhau ở một mức độ nhất định, do các GENCO hiện đã độc lập về mặt kế toán, về chức năng và về pháp lý và 2 trong số 3 GENCO đã được cổ phần hóa. Sự phát triển của thị trường phát điện cạnh tranh giúp các nhà máy điện trở nên độc lập và cạnh tranh một cách tương đối công bằng, minh bạch.

1.2. Khâu điều độ, truyền tải, phân phối và bán lẻ điện: vẫn đang chịu sự độc quyền của EVN

Các khâu truyền tải, điều độ, phân phối và bán lẻ điện vẫn đang chịu sự quản lý 100% bởi các đơn vị thành viên của EVN, cụ thể:

- **Điều độ:** Trung tâm điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC /A0)
- **Truyền tải:** Tổng Công ty truyền tải điện (EVNNPT)
- **Phân phối và bán lẻ:** 5 Tổng công ty điện lực bao gồm: Tổng Công ty Điện lực miền Bắc (EVNNPC); Tổng Công ty Điện lực miền Trung (EVNCPC), Tổng Công ty Điện lực miền Nam (EVNSPC), Tổng Công ty Điện lực Hà Nội (EVNHanoi) và Tổng Công ty Điện lực TP. Hồ Chí Minh (EVNHCMC)

Ngoại trừ khâu truyền tải và phân phối có tính độc quyền tự nhiên, các khâu còn lại đều đang có lộ trình để tự do hóa và xóa bỏ dần sự độc quyền của EVN. Trong đó:

- Trung tâm điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0) sẽ được tách khỏi EVN và chuyển thành công ty TNHH và chuyển về Bộ Công Thương. Quá trình này đang được Thủ Tướng yêu cầu đẩy nhanh và dự kiến có thể hoàn thành sớm trong vòng 1 – 2 năm tới.
- Khâu bán lẻ tách biệt với khâu phân phối và sẽ có thêm các đơn vị mới tham gia vào khâu này. Tuy nhiên, quá trình này cần nhiều thời gian và yêu cầu thị trường điện phát triển thêm ở mức độ bán buôn.

2. Thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

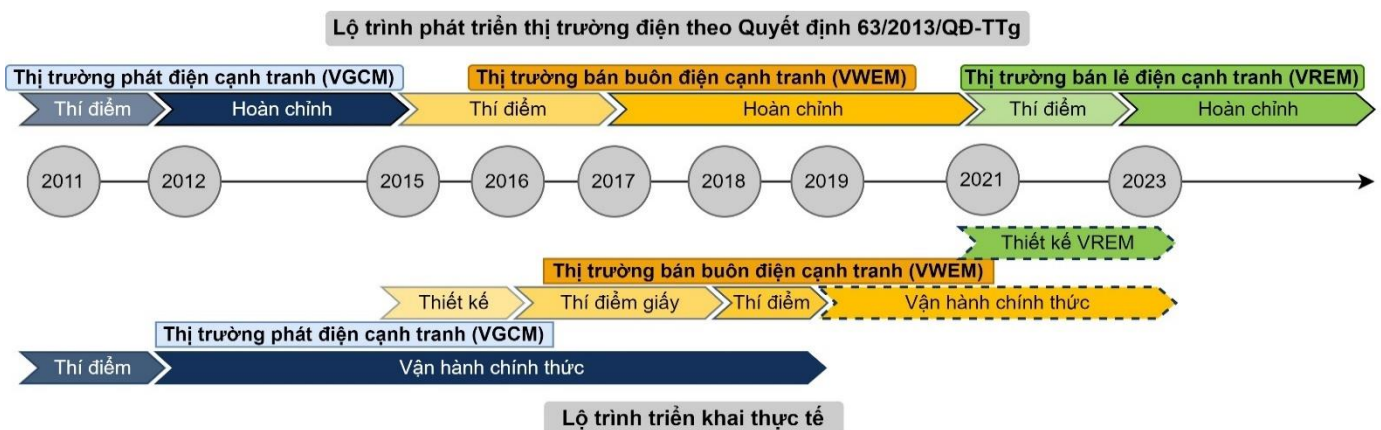
Ngành Điện Việt Nam đang trong quá trình tự do hóa và hình thành thị trường điện cạnh tranh theo xu hướng của các quốc gia phát triển. Việc phát triển thị trường điện cạnh tranh nhằm mục đích xóa bỏ độc quyền trong ngành Điện, xây dựng một thị trường điện minh bạch hơn để thu nguồn vốn đầu tư tư nhân và để nâng cao chất lượng dịch vụ của ngành Điện.

Các cơ chế, quy định thị trường điện cạnh tranh có tác động lớn tới các yếu tố đầu ra của các nhà máy điện là sản lượng và giá bán điện. Do đó, thị trường điện khi thay đổi sẽ tạo ra nhiều tác động lớn tới tình hình sản xuất kinh doanh các doanh nghiệp sản xuất điện.

2.1. Lộ trình thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam: lộ trình thực tế đang chậm trễ so với kế hoạch

Lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam được chia thành 3 giai đoạn, được định hướng theo [Quyết định 63/2013](#) của Thủ Tướng Chính phủ. Tuy nhiên, lộ trình triển khai thực tế đang chậm trễ hơn so với lộ trình đề ra trong Quyết định 63. Theo lộ trình, thị trường điện cạnh tranh sẽ hoàn chỉnh từ năm 2023 sau khi thực hiện Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM).

Tuy nhiên trên thực tế, thị trường điện hiện tại vẫn đang trong giai đoạn Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) và chỉ đang thiết kế Thị trường VREM. Thị trường VWEM vẫn còn khá đơn giản, chưa hoàn thiện và chưa có sự thay đổi nhiều so với giai đoạn trước đó là Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM).



Biểu đồ 128 – Nguồn: FPTs tổng hợp

2.2. Mô hình thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

Thị trường điện Việt Nam được cấu trúc theo dạng “Gross Pool” với điều độ tập trung, bắt buộc các nhà máy trong hệ thống đều phải tham gia vào thị trường, dù là trực tiếp hay gián tiếp.

So với thị trường điện thế giới thì thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam vẫn còn tương đối đơn giản. Thị trường điện Việt Nam hiện chỉ bao gồm thị trường điện giao ngay cho sản phẩm điện năng. Các hoạt động quan trọng khác như: dịch vụ truyền tải, giao dịch hợp đồng tương lai, dự phòng công suất hay cung cấp dịch vụ phụ trợ chưa có thị trường riêng mà vẫn do EVN và A0 đảm nhiệm và quản lý.

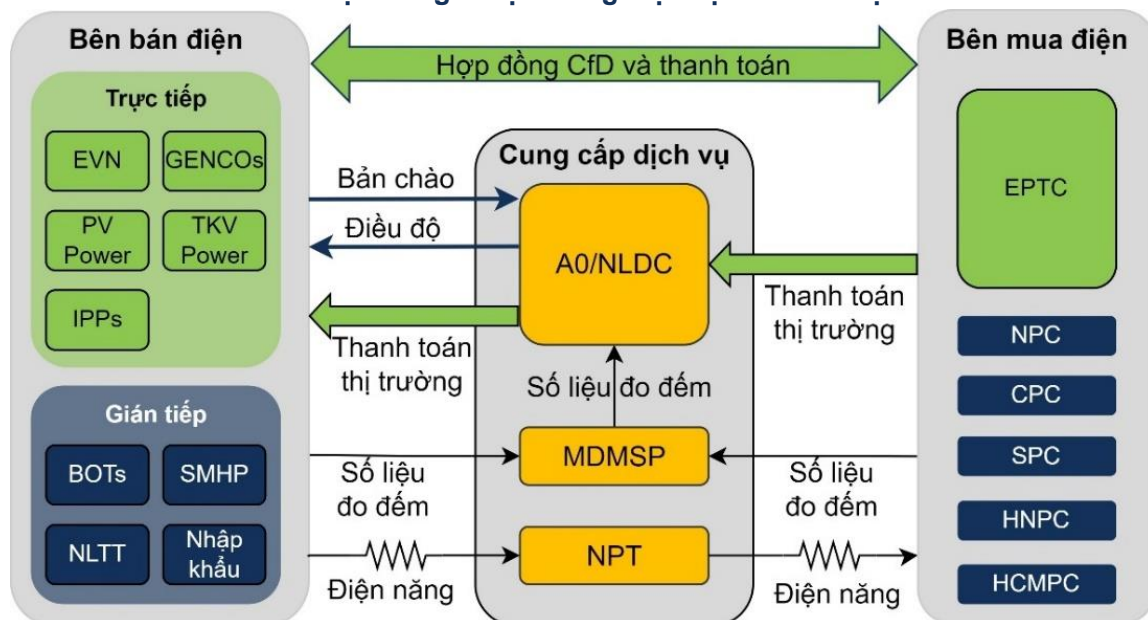
Thị trường điện vẫn đang chịu sự chi phối khá nhiều từ EVN và A0, do đó mức độ cạnh tranh và tự do trên thị trường thực tế vẫn đang bị hạn chế.

2.3. Các đơn vị tham gia thị trường điện cạnh tranh

Các đơn vị tham gia thị trường điện bao gồm 3 thành phần:

- **Bên bán điện:** Là các nhà máy điện, bao gồm các nhà máy:
 - o Tham gia trực tiếp: Tự chào giá trên thị trường điện
 - o Tham gia gián tiếp: Không trực tiếp chào giá mà sẽ do A0 chào giá thay. Thường là các nguồn điện đặc biệt và có cơ chế giá bán điện riêng.
- **Bên mua (buôn) điện:** Hiện chỉ bao gồm 6 đơn vị là: Công ty Mua bán điện (EPTC) và 5 Tổng Công ty Điện lực. Trong đó, EPTC vẫn là đơn vị tham gia mua điện chính.
- **Bên cung cấp dịch vụ:**
 - o Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0/NLDC): cung cấp dịch vụ Vận hành và điều độ hệ thống điện và thị trường điện.
 - o EVNNPT: cung cấp dịch vụ truyền tải điện.

Các đơn vị tham gia thị trường điện cạnh tranh Việt Nam

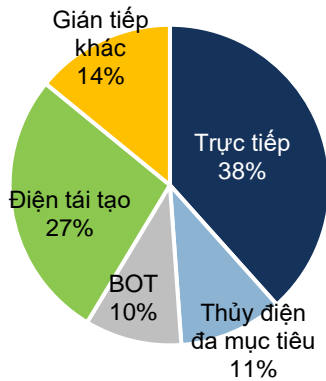


Biểu đồ 129 - Nguồn: FPTS tổng hợp

Tỷ lệ tham gia trực tiếp vào thị trường điện vẫn còn thấp ở cả bên bán và bên mua điện. Do thị trường điện Việt Nam có cấu trúc dạng Gross Pool nên các đơn vị trong hệ thống điện đều bắt buộc phải tham gia thị trường. Tuy nhiên, hầu hết đều đang tham gia thị trường dưới các hình thức gián tiếp và các đơn vị tham gia thị trường một cách trực tiếp vẫn đang chiếm tỷ trọng rất thấp, ở cả bên bán và bên mua.

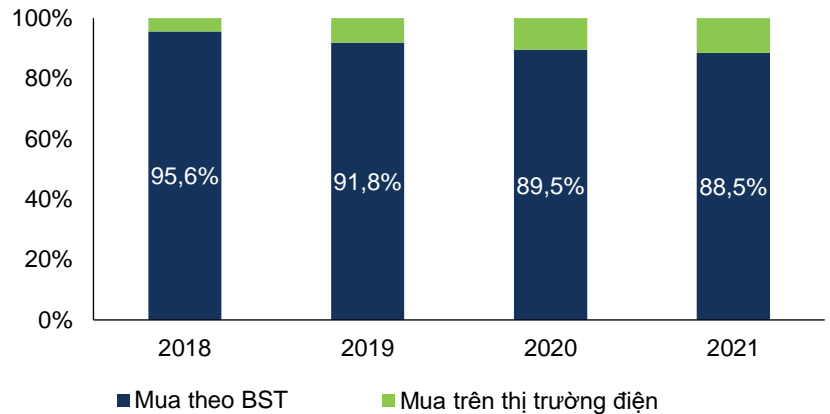
Hiện tại chỉ có 38% nhà máy điện tham gia trực tiếp vào thị trường điện. Về phía bên mua điện, EPTC vẫn đang là đơn vị mua điện chủ yếu trên thị trường. Các PC đã tham gia vào thị trường điện nhưng tỷ trọng vẫn còn rất hạn chế, chủ yếu các PC vẫn mua điện theo giá bán buôn điện nội bộ EVN (BST). Cả EPTC và các PC hiện vẫn là các đơn vị thành viên trực thuộc EVN, do đó về bản chất EVN vẫn được xem là người mua điện duy nhất và thị trường VWEM đang không có nhiều khác biệt so với VCGM.

Cơ cấu tham gia thị trường điện



Biểu đồ 130 - Nguồn: ERAV

Cơ cấu sản lượng mua điện của các Tổng công ty Điện lực



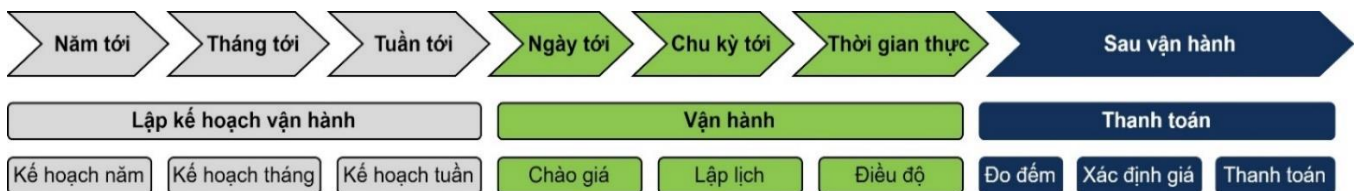
Biểu đồ 131 - Nguồn: EVN

2.4. Cơ chế huy động sản lượng trên thị trường: sản lượng điện được quyết định bởi cơ chế thị trường nhưng chịu ảnh hưởng lớn từ các kế hoạch vận hành.

Với thiết kế thị trường dạng Gross Pool, thị trường điện Việt Nam hoạt động gắn liền với hoạt động vận hành hệ thống điện. Hoạt động trên thị trường điện sẽ quyết định sản lượng phát điện thực tế của các nhà máy tham gia vào thị trường.

Các hoạt động chính trên thị trường điện theo thứ tự thời gian cụ thể như sau:

Lịch vận hành trên thị trường điện giao ngay



Biểu đồ 132 - Nguồn: FPTs tổng hợp

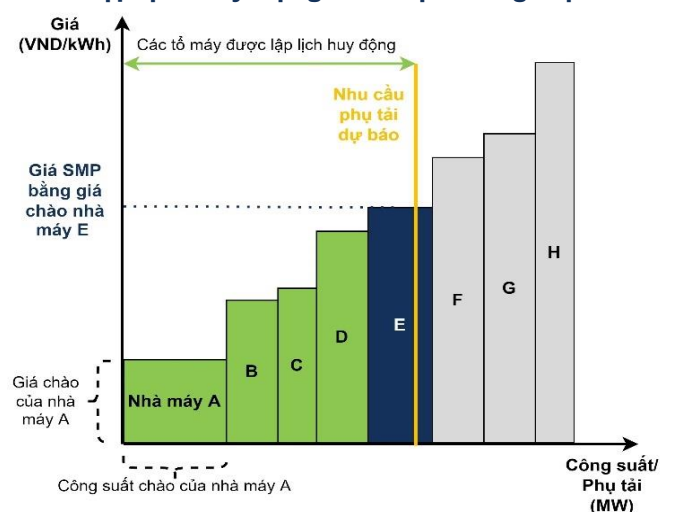
Sản lượng điện được quyết định bởi cơ chế thị trường.

Sản lượng điện của các nhà máy điện được quyết định bởi quá trình chào giá của các nhà máy và quá trình lập lịch, điều độ bởi A0. Sản lượng điện được huy động dựa vào giá chào của các nhà máy từ thấp đến cao để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ. Cơ chế chào giá tại Việt Nam hiện tại là chào giá dựa vào chi phí biến đổi của các nhà máy điện.

Nhưng chịu ảnh hưởng lớn từ quá trình lập kế hoạch.

Quá trình lập kế hoạch vận hành có ảnh hưởng tới sản lượng điện của nhà máy, thông qua việc phân bổ sản lượng theo hợp đồng (Qc). Việc phân bổ Qc sẽ có ảnh hưởng tới chiến lược chào giá của nhà máy, do Qc có vai trò quan trọng tới hiệu quả kinh tế của các nhà máy, đặc biệt là đối với nhiệt điện. Các nhà máy nhiệt điện sẽ cố gắng chào giá bám sát theo Qc được phân bổ và chỉ phát điện trên thị trường khi giá thị trường cao hơn chi phí biến đổi.

Lập lịch huy động trên thị trường điện



Biểu đồ 133 - Nguồn: FPTs tổng hợp

2.5. Cơ chế giá bán trên thị trường: Các nhà máy chủ yếu bán điện theo cơ chế ngoài thị trường, giá điện thị trường đang không có nhiều ý nghĩa

Cơ chế giá bán điện có sự khác nhau giữa các nhà máy tham gia trực tiếp và nhà máy tham gia gián tiếp. Cụ thể, các nhà máy tham gia trực tiếp bán điện theo giá thị trường và giá hợp đồng, còn các nhà máy tham gia gián tiếp sẽ bán điện với cơ chế giá bán riêng cho mỗi loại hình. **Điểm chung của các nhà máy tham gia trực tiếp và gián tiếp là đều bán điện chủ yếu qua các cơ chế giá bán ngoài thị trường, giá điện thị trường chiếm tỷ trọng thấp và thường không có nhiều ý nghĩa kinh tế đối với các nhà máy.**

Cơ chế giá bán điện đối với các nhà máy điện trên thị trường cụ thể như sau:

- Các nhà máy tham gia trực tiếp thị trường điện: giá thị trường và giá hợp đồng

Các nhà máy điện tham gia trực tiếp thị trường sẽ được nhận hai khoản thanh toán: (1) khoản thanh toán trên thị trường giao ngay và (2) khoản thanh toán theo hợp đồng CfD. Công thức các khoản thanh toán cho nhà máy tham gia trực tiếp thị trường điện như sau:

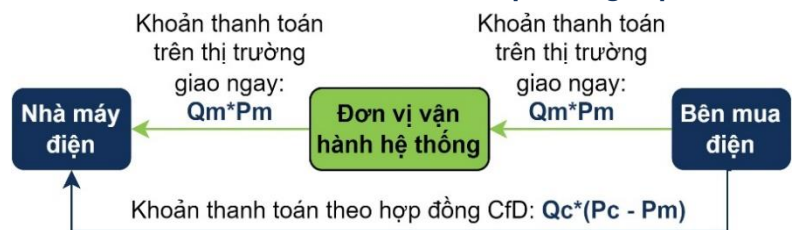
$$R = Q_m * P_m + Q_c * (P_c - P_m) = Q_c * P_c + (Q_m - Q_c) * P_m$$

Khoản thanh toán trên thị trường giao ngay

là khoản thanh toán cho phần sản lượng phát điện thực tế của nhà máy và được thanh toán theo giá thị trường điện (P_m hay FMP).

Khoản thanh toán CfD: dựa trên sản lượng hợp đồng Q_c và chênh lệch giữa giá P_c và giá thị trường điện. (chi tiết về hợp đồng CfD tại [phụ lục](#))

Các khoản thanh toán trên thị trường điện



Biểu đồ 134 – Nguồn: FPTS tổng hợp

Hợp đồng CfD giúp hạn chế rủi ro, đặc biệt là đối với các nhà máy nhiệt điện. Hợp đồng CfD giống như một bảo hiểm giúp cho các nhà máy điện phòng tránh các rủi ro:

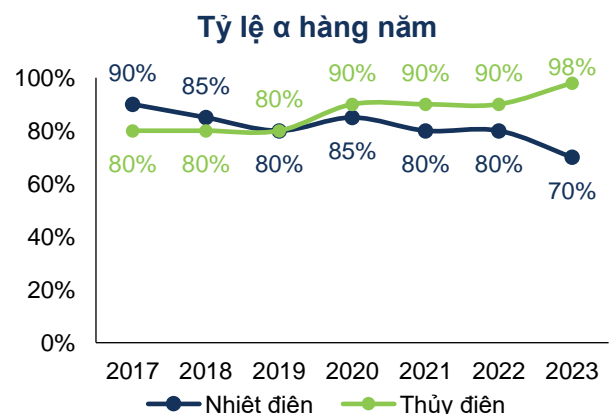
(1) biến động giá thị trường: Giá FMP biến động rất mạnh, có thể biến động từ 0 VND cho đến giá trần trong cùng một ngày, do đó các nhà máy cần có biện pháp để phòng ngừa rủi ro và phát điện một cách ổn định. Trong thời gian giá thị trường điện xuống thấp, nếu nhà máy được phân bổ Q_c thì vẫn được thanh toán với phần sản lượng này với giá bằng P_c .

(2) biến động giá nhiên liệu: giá P_c khi thỏa thuận cho phép chuyển các chi phí đầu vào của nhà máy sang giá bán. Trong đó quan trọng nhất là chi phí nhiên liệu của các nhà máy nhiệt điện. Trong cơ cấu giá P_c có thành phần giá biến đổi V_c , được điều chỉnh hàng tháng dựa theo chi phí nhiên liệu đầu vào thực tế của nhà máy.

Sản lượng Q_c có ý nghĩa quan trọng với các nhà máy nhiệt điện, giúp các nhà máy nhiệt điện có giá thành sản xuất cao hơn nhiều so với giá thị trường vẫn có thể hoạt động hiệu quả và đảm bảo sinh lời.

Tỷ lệ sản lượng Q_c của các nhà máy vẫn đang rất lớn. Theo quy định mới nhất là Thông tư 24/2019/TT-BCT, tỷ lệ sản lượng Q_c so với sản lượng kế hoạch của A0 được giới hạn từ 60% - 100%. Hàng năm, A0 sẽ công bố **tỷ lệ α** , là tỷ lệ sản lượng hợp đồng áp dụng cho các nhà máy trong năm. Cũng theo thông tư này, các nhà máy có thể tự thỏa thuận Q_c với bên mua điện. Tuy nhiên, thực tế có ít nhà máy tự thỏa thuận được Q_c mà chủ yếu vẫn đang dùng Q_c theo kế hoạch của A0.

Tỷ lệ α các năm gần đây vẫn đang khá cao, thường vào khoảng 80% - 90%. Do đó, các nhà máy vẫn thường xem Q_c là phần sản lượng chính và quan trọng nhất của họ.



Biểu đồ 135 - Nguồn: ERAV

- Các nhà máy tham gia gián tiếp thị trường điện: cơ chế giá riêng, không phụ thuộc bởi giá thị trường

Do các nhà máy tham gia gián tiếp thường thuộc các loại hình phát điện đặc biệt hoặc có vai trò đặc biệt, do đó các nhà máy này thường có cơ chế giá bán riêng, không bị ảnh hưởng bởi giá điện trên thị trường điện giao ngay. Bảng dưới đây tổng hợp cơ chế giá bán đối với một số loại hình phát điện tham gia gián tiếp thị trường:

Tổng hợp cơ chế giá bán điện của các nhà máy điện tham gia gián tiếp thị trường điện

Loại nhà máy		Cơ chế giá	
Thủy điện chiến lược đa mục tiêu	Hạch toán phụ thuộc EVN		
Nhà máy điện BOT	Theo hợp đồng BOT		
Thủy điện nhỏ (<30 MW)	Giá chi phí tránh được		
Điện mặt trời	Giá điện hỗ trợ (FiT) trong vòng 20 năm	Trước 30/6/2019:	9,35 cents/kWh
		Trước 31/12/2020:	- Mặt đất: 7,09 cents/kWh - Nổi: 7,69 cents/kWh - Mái nhà: 8,38 cents/kWh
Điện gió	Giá điện hỗ trợ (FiT) trong vòng 20 năm	Trước 30/11/2021:	- Trên biển: 9,8 cents/kWh - Đất liền: 8,5 cents/kWh
Điện sinh khối		- Đồng phát: 7,03 cents/kWh - Không phải đồng phát: 8,47 cents/kWh	
Điện rác		- Đốt chất thải trực tiếp: 10,05 cents/kWh - Đốt khí từ bãi chôn: 7,28 cents/kWh	

Nguồn – FPTIS tổng hợp

2.6. Một số vấn đề của thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

❖ **Thị trường chưa hoàn toàn độc lập, minh bạch.** Hiện tại, đơn vị vận hành hệ thống điện là A0 vẫn chưa phải là một đơn vị độc lập và vẫn đang là đơn vị hạch toán phụ thuộc của EVN. Điều này gây ra những lo ngại về tính độc lập và minh bạch của thị trường đối với những đơn vị tham gia thị trường điện. Việc chuyển đổi A0 thành một Công ty TNHH một thành viên nhằm từng bước nâng cao tính độc lập của đơn vị này cũng đã được đề xuất từ lâu, tuy nhiên hiện tại vẫn chưa hoàn thành.

Ngoài A0, EVN còn sở hữu toàn bộ các khâu truyền tải, phân phối và bán lẻ và khoảng 60% công suất phát điện. Các đơn vị này cũng đã dần tách ra thành các đơn vị độc lập, một số đơn vị cũng dần cổ phần hóa tuy nhiên quá trình tái cơ cấu này vẫn đang diễn ra khá chậm. Nhìn chung hiện tại EVN vẫn đang là đơn vị có sức mạnh chi phối thị trường điện.

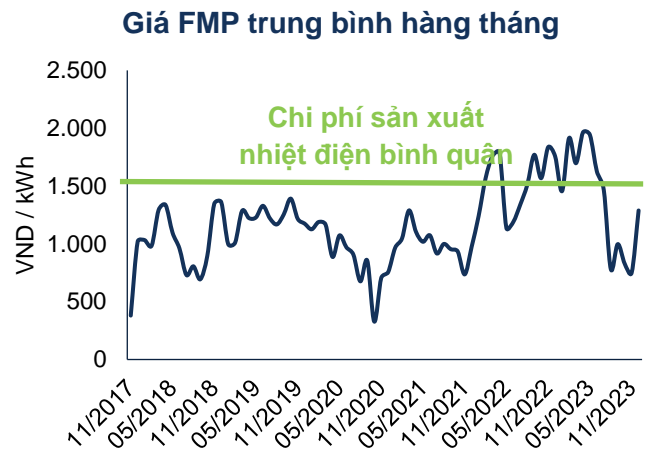
❖ **Giá thị trường điện chưa phản ánh đúng chi phí biên và cung – cầu thị trường.**

Một trong những mục tiêu quan trọng của thị trường điện cạnh tranh là hình thành được giá thị trường. Ở những thị trường hiệu quả, giá thị trường có vai trò như một chỉ báo phản ánh tình hình cung cầu của ngành và sẽ là một yếu tố để đưa ra quyết định đầu tư vào ngành. Tuy nhiên, giá thị trường điện tại Việt Nam hiện chưa hiệu quả và chưa phản ánh được thị trường.

Có một số nguyên nhân chính dẫn tới điều này, đó là: (1) tỷ lệ các nhà máy chào giá trực tiếp còn thấp; (2) cơ chế chào giá theo chi phí; (3) giới hạn giá trần bản chào và trần SMP; (4) tỷ lệ Qc còn quá cao; ...

Diễn biến giá thị trường (giá FMP trung bình tháng) không đưa ra được các tín hiệu về tình hình cung - cầu thị trường điện. Đồng thời, giá FMP vẫn đang thấp hơn so với chi phí sản xuất bình quân của các nhà máy nhiệt điện, đồng nghĩa với việc giá FMP chưa phản ánh được chi phí biên của hệ thống điện và giá FMP không giúp các nhà máy nhiệt điện thu hồi đủ các chi phí.

Trên thực tế, giá thị trường điện thường ít khi được xem xét đến khi đưa ra các quyết định đầu tư trong ngành. Giá thị trường thấp cũng không khuyến khích được các đơn vị phát điện tham gia vào thị trường, các nhà máy điện vẫn chủ yếu tập trung vào hợp đồng PPA nhiều hơn là quan tâm tới giá thị trường cạnh tranh.



Biểu đồ 136 - Nguồn: EVN, Genco3

❖ **Hợp đồng CfD có vai trò quan trọng đảm bảo hiệu quả kinh tế cho các nhà máy, nhưng lại làm hạn chế tính cạnh tranh trên thị trường điện.**

Hiện tại tỷ lệ sản lượng của các nhà máy được thanh toán theo giá hợp đồng (Qc) vẫn còn rất cao và hợp đồng CfD có vai trò quan trọng trong việc đảm bảo tình hình tài chính của các nhà máy điện, đặc biệt là đối với các nhà máy nhiệt điện. Tuy nhiên, tỷ lệ Qc cao làm giảm đi tính cạnh tranh trên thị trường, do:

- Giá điện thị trường sai lệch do các nhà máy thường có xu hướng chào giá thấp hơn chi phí trong những chu kỳ được phân bổ Qc.
- Việc thỏa thuận, đàm phán giá Pc và việc phân bổ sản lượng Qc rất khó đảm bảo được tính công bằng, minh bạch. Sản lượng Qc được giao cho các nhà máy phụ thuộc vào các tính toán trong kế hoạch vận hành của A0, đơn vị hiện đang trực thuộc EVN. Các quy định về đàm phán sản lượng Qc đã được mở hơn, sau khi thông tư 24/2019/TT-BCT được ban hành. Tuy nhiên với vị thế của EVN hiện tại thì việc đàm phán cũng chưa có nhiều ý nghĩa đối với các nhà máy điện.
- Hợp đồng CfD cũng đang là một yếu tố cản trở việc phát triển thị trường bán buôn điện cạnh tranh, cụ thể là việc phân bổ các hợp đồng CfD mà các nhà máy điện ký kết với EPTC cho các PCs.

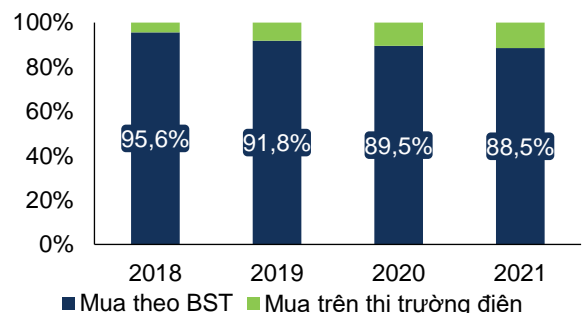
❖ **Thị trường vẫn còn chậm phát triển ở cấp độ bán buôn.**

Trong giai đoạn thị trường hiện tại, có thêm 5 PC tham gia thị trường cạnh tranh với vai trò là đơn vị mua buôn điện cùng với EPTC. Tuy nhiên, thực tế các đơn vị này đang tham gia thị trường với tỷ lệ khá thấp. Các PCs hiện vẫn đang mua phần lớn điện năng từ EVN theo cơ chế giá bán buôn nội bộ (**BST**), phần điện năng mua trên thị trường điện chỉ chiếm khoảng 10%.

Nguyên nhân dẫn tới điều này là do các hợp đồng CfD mà trước đây các đơn vị phát điện ký kết với EPTC vẫn chưa được phân bổ cho các PC. Các PC chỉ có thể ký kết hợp đồng CfD với một số nhà máy mới đi vào vận hành như: Thái Bình 1, Vĩnh Tân 4 hay Duyên Hải 3 MR.

Hiện tại việc tham gia thị trường của các PC vẫn đang còn hạn chế và chưa được hoàn thiện. Do đó, việc có thêm các đơn vị mua buôn mới ngoài EVN tham gia thị trường để tăng tính cạnh tranh hay xa hơn là hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh vẫn khó có thể thực hiện trong tương lai gần.

Cơ cấu sản lượng mua điện của các PC

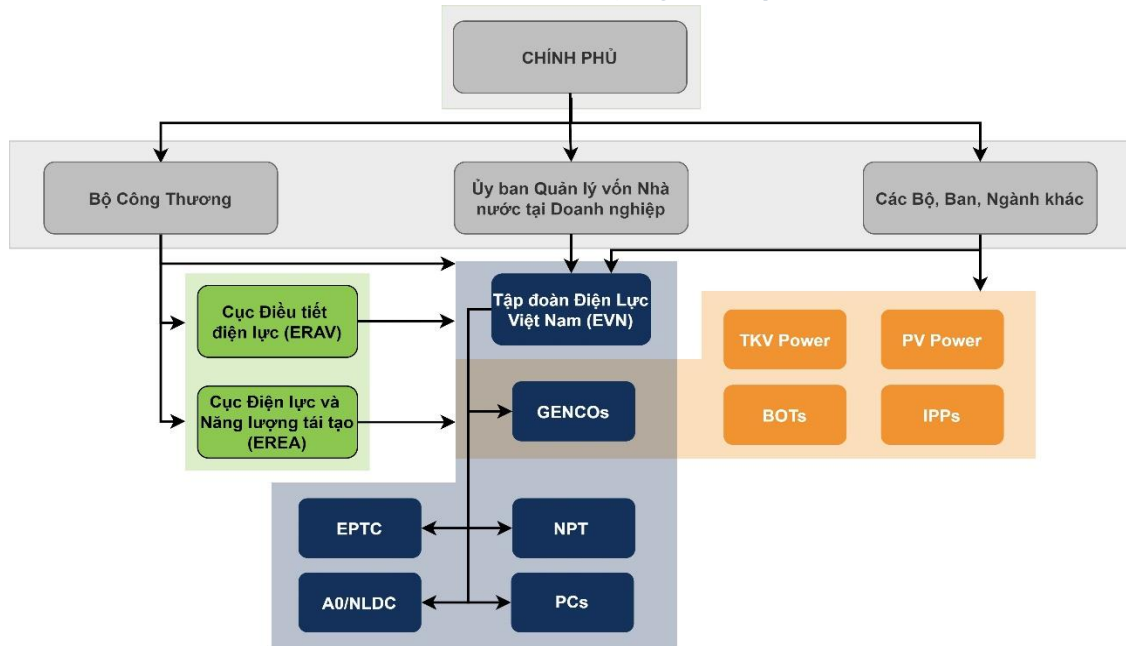


Biểu đồ 137 - Nguồn: NLDC, ERAV

3. Cơ quan quản lý: EVN và Bộ Công Thương là 2 đơn vị chủ chốt quản lý ngành Điện

Ngành Điện Việt Nam chịu quản lý chặt chẽ của Chính phủ với Bộ Công Thương và EVN là 2 đơn vị chủ chốt trực tiếp tham gia và điều phối toàn bộ hoạt động của hệ thống điện.

Các cơ quan quản lý ngành Điện



Biểu đồ 138 - Nguồn: FPTs tổng hợp

Bộ Công Thương là cơ quan trực tiếp tham gia quản lý ngành Điện cùng với 2 cơ quan tham mưu chính là Cục Điều tiết Điện lực (ERAV) và Cục Điện lực và năng lượng tái tạo (EREA):

- **Cục Điều tiết Điện lực (ERAV)** là đơn vị chịu trách nhiệm trực tiếp giám sát, điều tiết hoạt động hệ thống điện nhằm cung cấp điện an toàn, ổn định, chất lượng, sử dụng điện tiết kiệm, có hiệu quả và đảm bảo công bằng, minh bạch. Các nhiệm vụ chính của ERAV bao gồm: (1) Đảm bảo cung – cầu cân bằng trên thị trường, (2) Xây dựng cơ chế giá, (3) Quản lý giấy phép hoạt động điện lực và (4) Xây dựng các quy trình thủ tục và chính sách trong thị trường điện.
- **Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA)** là cơ quan tham mưu giúp Bộ trưởng Bộ Công Thương quản lý và tổ chức thực thi pháp luật trong ngành Điện. EREA có trách nhiệm xây dựng, tham mưu cho Bộ trưởng và Chính phủ về chiến lược, quy hoạch phát triển điện lực các cấp độ, cũng như xây dựng cơ chế, chính sách, tiêu chuẩn liên quan tới hoạt động đầu tư, phát triển điện lực ở Việt Nam, ...

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) hoạt động dưới hình thức Công ty TNHH một thành viên do Nhà nước là chủ sở hữu. EVN hiện tại đang là đơn vị độc quyền trong ngành Điện, nắm giữ hầu hết các phân khúc truyền tải điện, phân phối và bán lẻ điện thông qua các công ty con và đơn vị thành viên. Cụ thể:

- Truyền tải điện: Sở hữu 100% Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (NPT).
- Mua buôn, bán lẻ, phân phối điện: Sở hữu 100% Tổng Công ty mua bán điện (EPTC) và các Tổng Công ty Điện lực (PC).
- Hoạt động quản lý, vận hành hệ thống điện: Sở hữu 100% Trung tâm Điều độ Hệ thống điện quốc gia (NLDC – A0).

Ngoài EVN và Bộ Công Thương nắm vai trò chủ chốt, một số đơn vị khác cũng có ảnh hưởng trong một số hoạt động nhất định đối với ngành điện. Cụ thể:

- Bộ Tài Chính, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Xây dựng, Bộ tài nguyên môi trường... và các Bộ ngành khác có ảnh hưởng tới: quy hoạch điện, xây dựng các công trình trong ngành điện, giá bán điện, ...

- Các Tập đoàn/ Tổng công ty Nhà nước như Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), Tập đoàn Than khoáng sản Việt Nam (Vinacomin), ... có vai trò phối hợp đầu tư, quản lý việc cung cấp nguồn nhiên liệu, ... nhằm đảm bảo thực hiện các Quy hoạch điện.

4. Một số văn bản quy phạm pháp luật ngành Điện

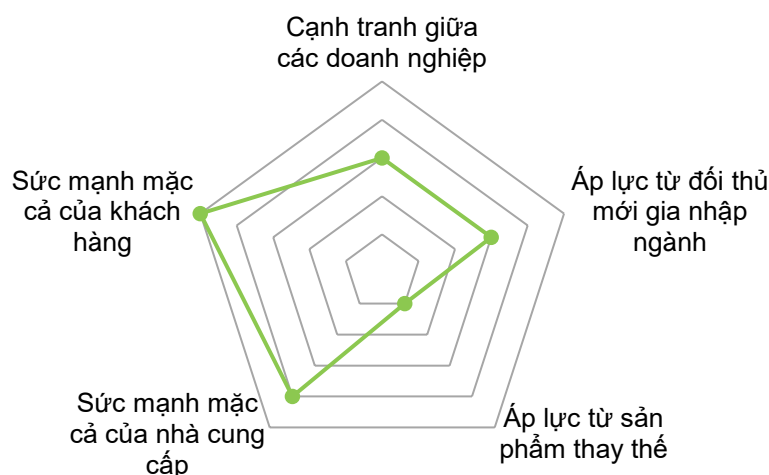
Hệ thống văn bản pháp luật (VBPL) trong ngành Điện quy định khá chặt chẽ các hoạt động trong ngành. Trong đó, một số văn bản pháp luật có ảnh hưởng lớn tới hoạt động sản xuất kinh doanh của các đơn vị tham gia gồm:

- Quy hoạch điện và các VBPL liên quan: tác động đến hoạt động đầu tư trong ngành
- Các VBPL quy định về thị trường điện và vận hành kỹ thuật ảnh hưởng tới sản lượng điện các nhà máy.
- Các VBPL quy định giá bán điện: ảnh hưởng tới giá bán điện của các nhà máy điện, giá truyền tải, giá bán lẻ điện, giá dịch vụ phụ trợ, ...

	Quy hoạch điện	Thị trường điện	Vận hành kỹ thuật	Giá điện
Luật	 Luật điện lực 2004 <i>Luật sửa đổi, bổ sung Luật điện lực 2012, 2018, 2022</i>			
Quyết định của Thủ Tướng	Phê duyệt Quy hoạch điện VII điều chỉnh	Quyết định 63/2013/QĐ-TTg: <i>Lộ trình phát triển thị trường điện</i>	Nghị định 134/2014/NĐ-CP: <i>Xử phạt vi phạm hành chính trong lĩnh vực điện lực</i>	- Quyết định 24/2017/QĐ-TTg: <i>Cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ điện</i> - Các Quyết định 11/2017, 13/2020, 39/2018/QĐ-TTg: <i>Cơ chế khuyến khích điện mặt trời, điện gió</i>
Quyết định/Thông tư do BCT ban hành	Đề án Quy hoạch điện VIII	- Quyết định 8266/QĐ-BCT: <i>Thiết kế thị trường VWEM</i> - Thông tư 45/2018 và 24/2019/TT-BCT: <i>Quy định vận hành VWEM</i> - Quyết định 2093/QĐ-BCT: <i>Đề án thiết kế VREM</i>	- Thông tư 42/2015/TT-BCT: <i>Quy định đo đếm điện năng</i> - Thông tư 30/2019/TT-BCT: <i>Quy định hệ thống truyền tải và phân phối</i> - Quyết định 3063/QĐ-BCT: <i>Phê duyệt Kế hoạch vận hành hệ thống điện 2022</i>	- Thông tư 57/2020/TT-BCT: <i>Quy định hợp đồng PPA</i> - Quyết định 820/QĐ-BCT: <i>Khung giá phát điện 2022</i> - Thông tư 02/2017/TT-BCT: <i>Quy định giá truyền tải điện</i> - Thông tư 46/2018/TT-BCT: <i>Quy định giá dịch vụ phụ trợ</i>
Quy định do ERAV ban hành	Các Quy trình vận hành chi tiết: <i>Quy trình lập kế hoạch vận hành hệ thống điện, Quy trình lập lịch huy động và vận hành thời gian thực, Quy trình tính toán thanh toán,.....</i>			

IV. Mức độ cạnh tranh trong ngành (chỉ riêng khâu sản xuất điện)

Chúng tôi đánh giá mức độ cạnh tranh của ngành dựa trên mô hình 5 áp lực cạnh tranh của Micheal Porter và **chỉ đánh giá đối với riêng khâu sản xuất điện** do đây là khâu duy nhất thể hiện được tính cạnh tranh trong ngành. Nhìn chung mức độ cạnh tranh trong khâu sản xuất điện tại Việt Nam đang ở mức trung bình, và tính cạnh tranh đang có xu hướng tăng lên theo thời gian.



Đánh giá mức độ cạnh tranh trong khâu sản xuất điện

Tiêu chí	Đánh giá	Giải thích
Cạnh tranh giữa các doanh nghiệp trong ngành	Trung bình	<p>Cạnh tranh giữa các doanh nghiệp trong khâu sản xuất điện đang ở mức trung bình do:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ Cơ cấu sở hữu trong khâu sản xuất điện đã dàn trải hơn và các nhà máy điện đang hoạt động khá độc lập, kể cả khi có cùng chủ sở hữu. Thị trường điện phát điện cạnh tranh hiện đang vận hành khá tốt giúp cho các nhà máy điện tham gia thị trường này cạnh tranh với nhau khá công bằng. ➢ EVN vẫn đang có khả năng chi phối nhất định đối với khâu sản xuất điện. ➢ Sản lượng điện theo hợp đồng chiếm tỷ trọng lớn và hạn chế tính cạnh tranh của thị trường điện.
Rủi ro từ đối thủ mới gia nhập ngành	Trung bình	<p>Rủi ro từ các đối thủ gia nhập vào khâu sản xuất điện ở mức trung bình do:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ (1) rào cản gia nhập tự nhiên do chi phí đầu tư ban đầu cao và tính kinh tế theo quy mô trong ngành là khá lớn và (2) rào cản pháp lý cao do việc xây dựng nhà máy điện cần tuân thủ theo Quy hoạch điện, quy trình phát triển dự án điện và đàm phán hợp đồng mua bán điện rất phức tạp và mất nhiều thời gian. ➢ Các rào cản đang dần được gỡ bỏ, thể hiện qua việc tỷ lệ sở hữu của EVN đang giảm dần và sự tham gia ngày càng nhiều của các đơn vị tư nhân. ➢ Điện tái tạo và thủy điện vừa và nhỏ là mảng có ít rào cản nhất và có mức độ phân mảnh cao nhất trong ngành. Sự phát triển của các mảng này đang thu hút nhiều đối thủ mới gia nhập ngành trong thời gian gần đây.
Rủi ro từ sản phẩm thay thế	Rất thấp	<p>Điện là nguồn năng lượng thiết yếu và không thể thay thế trong rất nhiều lĩnh vực. Trong một số lĩnh vực, có thể thay thế điện bằng các năng lượng sơ cấp như than, dầu, khí, ... Tuy nhiên, việc thay thế này cần có sự chuyển đổi về công nghệ và phải thay thế các máy móc, thiết bị, do đó sẽ tốn nhiều thời gian và chi phí. Hơn nữa, xu hướng hiện tại đang là chuyển từ sử dụng các dạng năng lượng sơ cấp sang sử dụng điện.</p>
Sức mạnh mặc cả của khách hàng	Rất cao	<p>Khách hàng của các doanh nghiệp sản xuất điện đều đang là đơn vị 100% thuộc sở hữu của EVN. Với vị thế độc quyền này, EVN có sức mạnh mặc cả rất lớn và có khả năng áp đặt giá điện và các điều khoản quan trọng trong hợp đồng mua bán điện. Ngoài ra, việc sở hữu đơn vị điều độ thị trường điện và một lượng lớn công suất phát điện giúp EVN có khả năng tác động tới giá điện trên thị trường điện cạnh tranh.</p>
Sức mạnh mặc cả của nhà cung cấp	Cao	<p>Đa số các nhà máy nhiệt điện đang sử dụng nguồn nhiên liệu nội địa và chịu sự độc quyền bởi các nhà cung cấp như PVGas, TKV hay TCT Đông Bắc. Sức mạnh mặc cả của các nhà cung cấp này là lớn nhưng không hoàn toàn có khả năng định đoạt giá do ngành điện nói chung vẫn có sức mạnh đàm phán nhất định.</p> <p>Các nhà cung cấp nhiên liệu nhập khẩu và máy móc thiết bị cũng có sức mạnh mặc cả lớn nhờ quy mô lớn và kinh nghiệm lâu đời trên thị trường thế giới.</p>

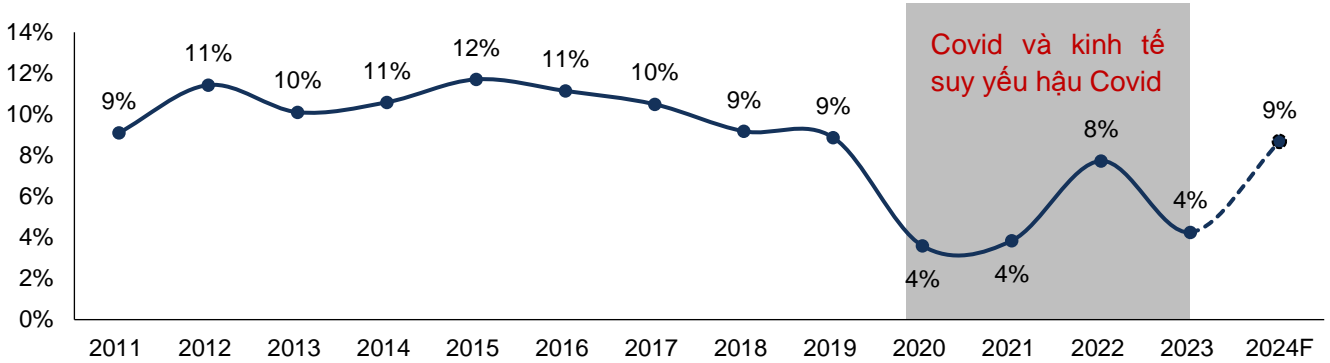
C. TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

I. Triển vọng ngành Điện

1. Nhu cầu tiêu thụ điện hồi phục trong ngắn hạn và duy trì tăng trưởng cao trong trung và dài hạn

Nhu cầu tiêu thụ điện hồi phục trong ngắn hạn. Nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam đã trải qua một giai đoạn tăng trưởng thấp từ 2020 – 2023 do ảnh hưởng bởi Covid và nền kinh tế suy yếu hậu Covid. Tuy nhiên, chúng tôi kỳ vọng nhu cầu tiêu thụ điện có thể sớm hồi phục trong năm 2024 với mức tăng trưởng 9% sau khi các yếu tố tiêu cực đã đi qua và sẽ duy trì mức tăng trưởng ổn định khoảng 9 - 10% như giai đoạn trước Covid.

Tăng trưởng sản lượng điện giai đoạn 2011 - 2024



Biểu đồ 139 - Nguồn: FPTS tổng hợp

Trong trung và dài hạn, nhu cầu tiêu thụ điện được dự báo sẽ duy trì mức tăng trưởng cao và ổn định.

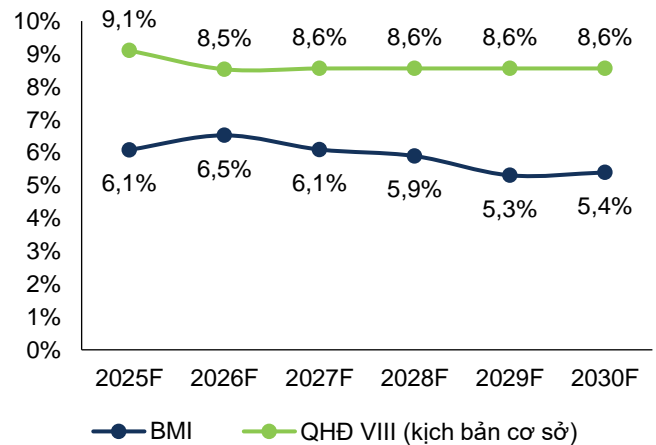
Sản lượng điện thương phẩm giai đoạn 2025 - 2030 được dự báo sẽ đạt mức tăng trưởng 8,5%/năm theo số liệu dự báo của QHĐ VIII và 6%/năm theo BMI. Việt Nam vẫn sẽ tiếp tục là một trong những quốc gia có mức tăng trưởng tiêu thụ điện cao nhất châu Á.

Tốc độ tăng trưởng cao của nền kinh tế sẽ là yếu tố thúc đẩy nhu cầu tiêu thụ điện. QHĐ VIII và BMI đều đưa ra những dự báo lạc quan về nền kinh tế Việt Nam trong giai đoạn 2025 - 2030 với mức tăng trưởng GDP bình quân lần lượt là 6,6% và 6%.

Hệ số đàn hồi điện/GDP trong giai đoạn 2025 – 2030 vẫn sẽ duy trì ở mức 1,2 -1,3 lần do cơ cấu nền kinh tế chưa có nhiều sự thay đổi. Tuy nhiên, hệ số đàn hồi sẽ giảm dần trong dài hạn và tăng trưởng tiêu thụ điện sẽ giảm tốc.

Nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng cao nhìn chung sẽ đem lại môi trường phát triển thuận lợi cho ngành Điện, đặc biệt là đối các doanh nghiệp sản xuất điện. Các doanh nghiệp này sẽ có thêm dư địa để gia tăng sản lượng, mở rộng công suất từ đó có thể đạt được tăng trưởng doanh thu và lợi nhuận.

Dự báo tăng trưởng sản lượng điện thương phẩm



Biểu đồ 140 - Nguồn: BMI, QHĐ VIII

2. Triển vọng của các nguồn điện trong ngắn, trung và dài hạn

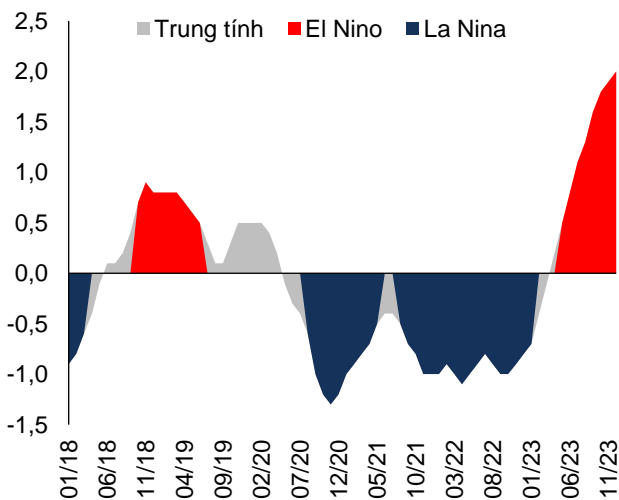
2.1. Triển vọng ngắn hạn

Triển vọng chung cho toàn bộ khâu sản xuất điện sẽ khả quan trong năm 2024 nhờ vào nhu cầu tiêu thụ hồi phục, tuy nhiên triển vọng của các mảng vẫn sẽ có sự phân hóa nhất định:

❖ **Triển vọng tích cực cho nhiệt điện than nhờ El Nino trong nửa đầu năm và giá than điều chỉnh giảm.**

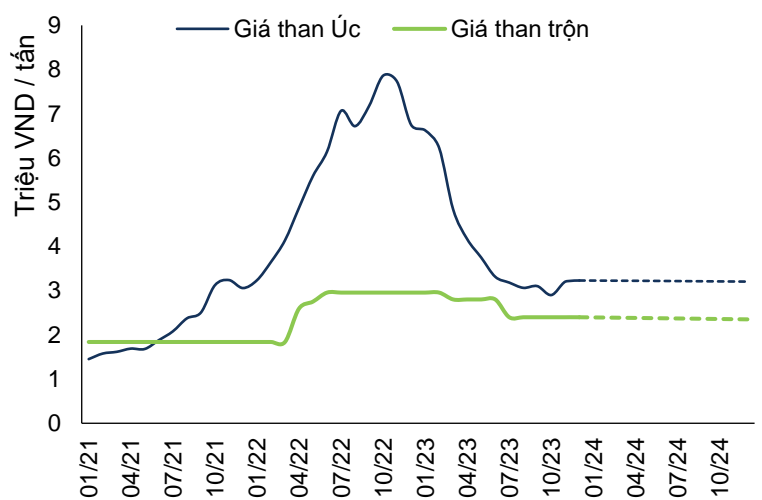
Nhiệt điện than đang được hưởng lợi do thời tiết đang ở trong trạng thái El Nino mạnh và các nhà máy nhiệt điện than có thể sẽ được huy động rất cao trong giai đoạn mùa khô năm 2024. Nguồn cung than đã cải thiện do sản lượng nhập khẩu than có thể giúp các nhà máy nhiệt điện than đạt mức sản lượng cao trong giai đoạn này. Đồng thời, giá than dự kiến sẽ tiếp tục xu hướng giảm và duy trì ở mức thấp sẽ giúp các doanh nghiệp nhiệt điện than cải thiện kết quả kinh doanh.

Thời tiết đang trong trạng thái El Nino mạnh



Biểu đồ 141 - Nguồn: NOAA

Giá than đang có xu hướng giảm

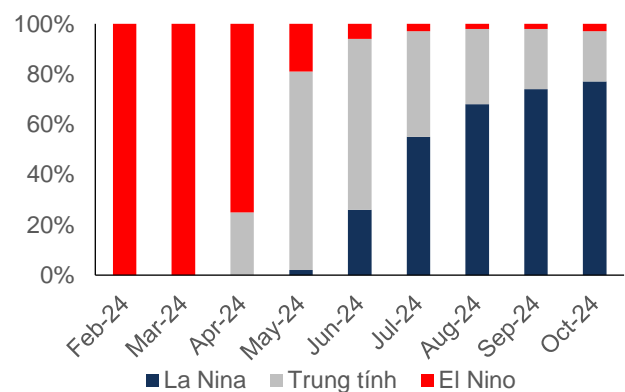


Biểu đồ 142 - Nguồn: FPTs tổng hợp

❖ **Thủy điện sẽ gặp khó khăn trong nửa đầu năm nhưng kỳ vọng sẽ hồi phục vào cuối năm.**

Do thời tiết vẫn sẽ duy trì trạng thái El Nino ít nhất tới giữa năm 2024, mảng thủy điện sẽ gặp nhiều khó khăn trong nửa đầu năm do tình hình thủy văn không thuận lợi. Tuy nhiên, theo dự báo của CPC/IRI, La Nina nhiều khả năng sẽ quay lại vào cuối năm 2024, do đó triển vọng thủy điện dự kiến sẽ trở nên khả quan hơn kể từ thời gian này.

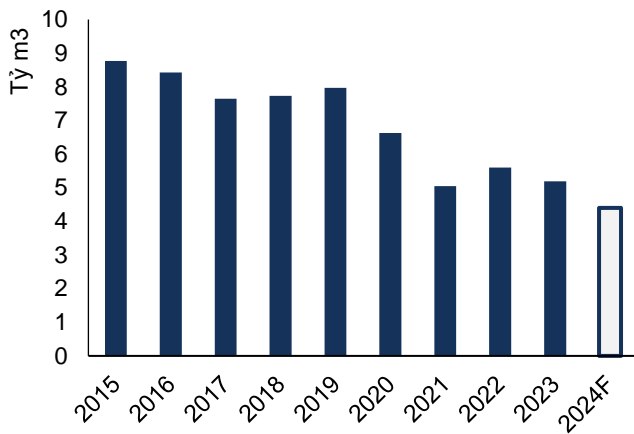
La Nina khả năng cao quay trở lại vào cuối 2024



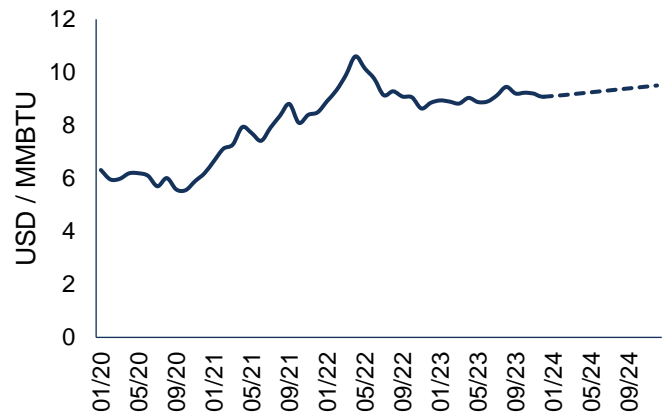
Biểu đồ 143 - Nguồn: CPC/IRI

❖ **Nhiệt điện khí kém khả quan do thiếu khí và giá khí cao.**

Triển vọng mảng nhiệt điện khí dự kiến sẽ gặp rất nhiều khó khăn trong năm 2024 do các vấn đề về nguồn khí đầu vào. Sản lượng cấp khí 2024 dự kiến sụt giảm 15 – 20%, khiến cho các nhà máy nhiệt điện khí rất khó gia tăng sản lượng, thấp chí có thể giảm mạnh so với mức nền thấp năm 2023. Giá khí hiện vẫn đang neo cao và dự kiến có thể tiếp tục tăng 5% so với mức trung bình năm 2023 khiến cho nhiệt điện khí ngày càng kém cạnh tranh hơn.

Sản lượng cấp khí tiếp tục sụt giảm


Biểu đồ 144 – Nguồn: PVGAS

Giá khí vẫn đang neo cao và dự kiến tiếp tục tăng


Biểu đồ 145 – Nguồn: NT2

❖ Điện tái tạo kém khả quan do cơ chế giá vẫn còn nhiều vướng mắc

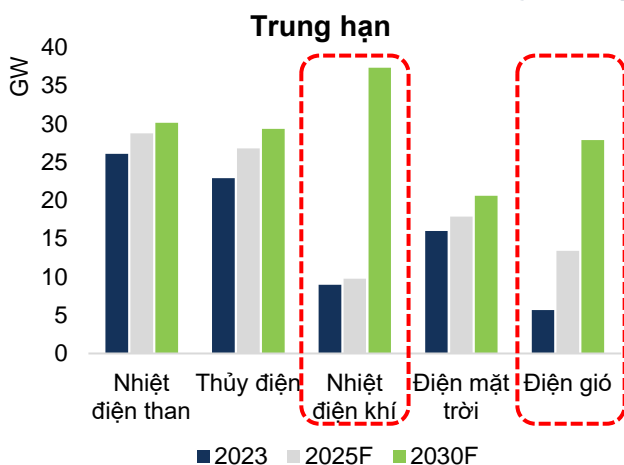
Cơ chế giá điện cho các dự án mới ngoài các dự án chuyển tiếp vẫn chưa được ban hành và giá điện qua các lần ban hành chính sách cũng đang có xu hướng giảm dần. Do đó, các doanh nghiệp điện tái tạo không có nhiều khả năng tăng trưởng và hiệu quả của các dự án đang dần kém đi. Ngoài ra, các doanh nghiệp điện tái tạo đều đang còn tỷ lệ đòn bẩy khá cao và đang chịu ảnh hưởng tiêu cực từ việc chi phí lãi vay tăng cao.

2.2. Triển vọng trung và dài hạn

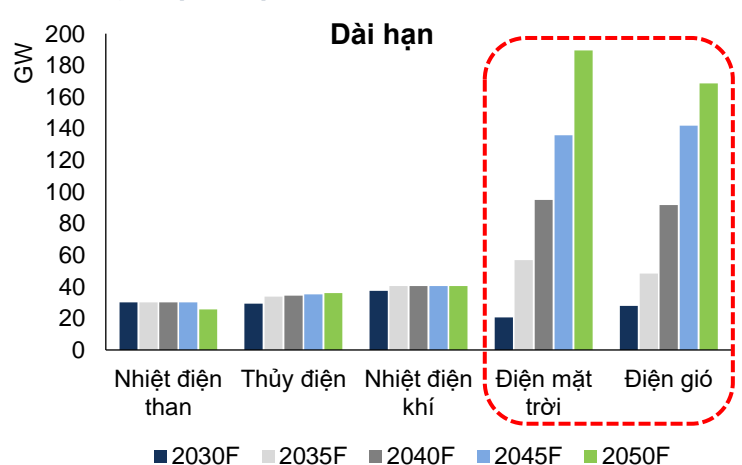
Triển vọng phát triển nguồn điện nói chung và triển vọng đối với từng công nghệ phát điện nói riêng trong trung và dài hạn phụ thuộc nhiều vào định hướng của Quy hoạch điện VIII.

Giai đoạn trung hạn (2025 – 2030) sẽ là giai đoạn bản lề để chuẩn bị cho quá trình chuyển đổi năng lượng. Đây là giai đoạn phức tạp và có nhiều thay đổi trong ngành điện, trong đó nhiệt điện khí và điện gió là những nguồn điện có nhiều dư địa tăng trưởng công suất cao nhất.

Giai đoạn sau 2030 dự kiến sẽ là thời gian ngành điện bắt đầu đẩy mạnh quá trình chuyển đổi năng lượng với sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn điện tái tạo.

Cơ cấu nguồn điện theo Quy hoạch điện VIII


Biểu đồ 146 – Nguồn: QHĐ VIII



Biểu đồ 147 – Nguồn: QHĐ VIII

Triển vọng cụ thể hơn về các nguồn điện lớn trong trung và dài hạn cụ thể như sau:

❖ **Nhiệt điện than: triển vọng ổn định trong trung hạn nhưng sẽ dần tiêu cực trong dài hạn**

- **Giai đoạn 2025 – 2030: Triển vọng duy trì ở mức ổn định**

Nhiệt điện than hiện đang là nguồn điện có công suất lớn nhất, đóng góp sản lượng nhiều nhất và có vai trò quan trọng trong hệ thống điện Việt Nam nhờ vào khả năng vận hành ổn định và chi phí khá cạnh tranh. Trong giai đoạn 2025 – 2030, nhiệt điện than vẫn là nguồn điện lớn nhất và vẫn sẽ giữ vai trò quan trọng trong hệ thống điện. Tuy nhiên, triển vọng mảng nhiệt điện than dự kiến sẽ duy trì mức ổn định và ít có sự tăng trưởng do công suất nhiệt điện than giai đoạn 2024 - 2030 sẽ chỉ tăng trưởng 2%/năm.

- **Giai đoạn sau 2030: Triển vọng kém tích cực**

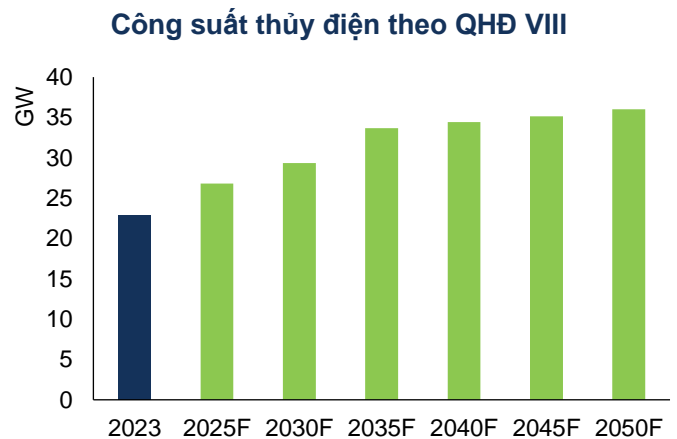
Theo QHĐ VIII, nhiệt điện than sẽ không tăng trưởng công suất từ năm 2023, do đó các doanh nghiệp trong mảng này sẽ không có dư địa để tiếp tục tăng trưởng và không có khả năng thay thế các nhà máy cũ đã hết vòng đời hoạt động.

Các nhà máy nhiệt điện than vẫn còn hoạt động trong giai đoạn này cũng sẽ gặp nhiều khó khăn do yêu cầu phải chuyển đổi sang sử dụng các nguồn nhiên liệu sạch hơn như: sinh khối, amoniac. Việc chuyển đổi này yêu cầu đầu tư cải tiến công nghệ và giá nhiên liệu cao hơn, do đó các nhà máy sẽ chịu áp lực gia tăng chi phí và giảm tính cạnh tranh trên thị trường điện.

❖ **Thủy điện: Duy trì ổn định và cố gắng khai thác tiềm năng ít ỏi còn lại.**

Thủy điện là nguồn điện có nhiều ưu điểm với chi phí giá thành rẻ, vận hành linh hoạt nên luôn được ưu tiên phát triển. Thủy điện có tuổi thọ khá dài, do đó triển vọng của các nhà máy thủy điện đang vận hành hiện tại vẫn sẽ khá ổn định trong trung và dài hạn.

Tuy nhiên, Việt Nam hiện tại đã khai thác gần hết tiềm năng thủy điện do đó tiềm năng tăng trưởng công suất thủy điện là rất thấp. Việt Nam không còn vị trí để xây dựng thêm nhà máy thủy điện công suất trên 200 MW, do đó định hướng phát triển thủy điện giai đoạn sắp tới sẽ bao gồm: (1) khai thác hết tiềm năng thủy điện vừa và nhỏ và (2) mở rộng công suất các nhà máy thủy điện lớn hiện có.



Biểu đồ 148 - Nguồn: Tờ trình 4967/TTr-BCT, 8/2022

Dự kiến công suất thủy điện tăng trưởng bình quân 4%/năm giai đoạn 2024 - 2030. Trong các giai đoạn tiếp theo, tốc độ tăng trưởng công suất thủy điện sẽ thấp hơn rất nhiều, chỉ vào khoảng 0 - 2%/năm.

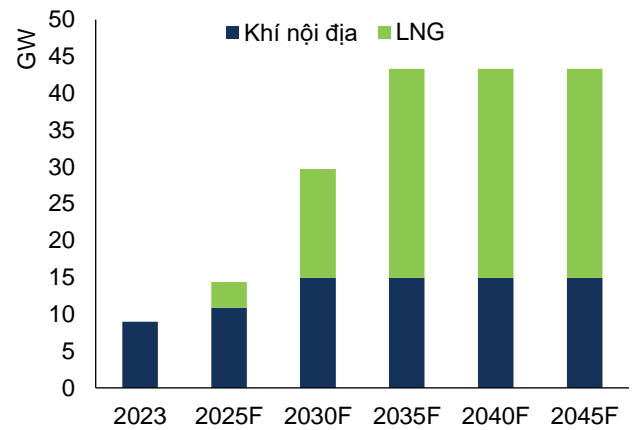
❖ **Nhiệt điện khí: Tăng trưởng công suất nhanh, nhưng hiệu quả chưa rõ ràng do giá thành cao**

Nhiệt điện khí được định hướng phát triển mạnh về công suất trong trung và dài hạn nhờ ưu điểm là phát thải ít hơn và có khả năng vận hành tương đối linh hoạt nên có thể hỗ trợ tốt cho các nguồn điện tái tạo. Trong đó, nguồn công suất mới đến rất nhiều từ các dự án nhiệt điện khí thiết kế để sử dụng nguồn LNG nhập khẩu. Chỉ có thêm hai cụm nhà máy nhiệt điện khí sử dụng các nguồn khí nội địa mới là khí Lô B và Cá Voi Xanh. Nguồn LNG cũng sẽ dần bổ sung cho nguồn khí thiếu hụt cho các nhà máy đang vận hành hiện tại.

Nhìn chung, triển vọng để các doanh nghiệp để đầu tư mở rộng công suất nhiệt điện khí là khá lớn. Tuy nhiên, hiệu quả kinh tế mà các dự án này đem lại vẫn chưa thực sự rõ ràng. LNG là một lĩnh vực mới nên các quy định pháp lý và cơ chế về giá cũng chưa rõ ràng. Hiện nay có nhiều dự án đã bắt đầu triển khai nhưng vẫn đang có nhiều vướng mắc trong việc đàm phán hợp đồng mua bán điện PPA.

Giá thành sản xuất nhiệt điện khí nói chung và LNG nói riêng là khá cao và thường biến động mạnh. Với giá thành cao thì việc các nhà máy điện khí có thể đàm phán được mức giá điện tốt và đạt mức sản lượng điện cao đạt hiệu quả kinh tế cao là một điều khá khó khăn.

Công suất nhiệt điện khí theo QHĐ VIII



Biểu đồ 149 - Nguồn: Tờ trình 4967/TTr-BCT, 8/2022

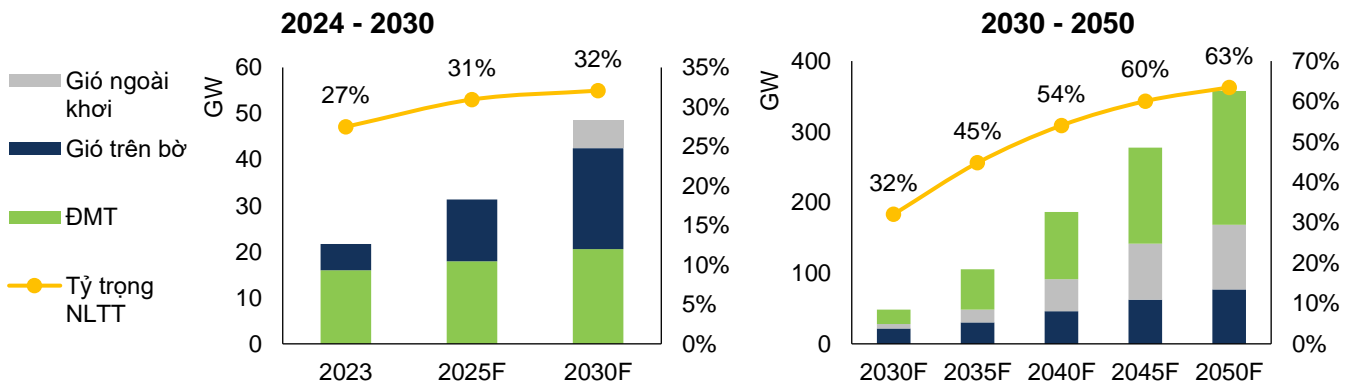
❖ Điện tái tạo: tăng trưởng giảm tốc trong trung hạn, dư địa phát triển lớn trong dài hạn

- Giai đoạn 2025 – 2030: Tăng trưởng giảm tốc, dư địa chỉ giới hạn cho điện gió

Sau giai đoạn tăng trưởng nóng, tỷ trọng các nguồn điện tái tạo hiện đã chiếm 27% công suất hệ thống điện. Với tính chất thiếu ổn định của các nguồn điện này, tỷ trọng điện tái tạo nếu tiếp tục tăng lên sẽ gây ra rất nhiều khó khăn cho việc vận hành hệ thống điện hiện tại. Do đó, tốc độ tăng trưởng của các nguồn điện tái tạo dự kiến sẽ giảm xuống để đảm bảo sự ổn định của hệ thống.

Trong giai đoạn 2025 - 2030, chỉ có điện gió là còn dư địa phát triển và công suất điện gió theo QHĐ VIII sẽ tăng lên gần 28 GW (CAGR 26%/năm). Trong khi đó, điện mặt trời nổi lưới không còn được phát triển mà sẽ chỉ có thể triển khai các nhà máy điện tự sản tự tiêu, không đấu nối vào hệ thống.

Công suất nguồn điện tái tạo theo QHĐ VIII



Biểu đồ 150 - Nguồn: QHĐ VIII

- Giai đoạn sau 2030: Phát triển mạnh các nguồn điện tái tạo

Trong dài hạn, các nguồn điện tái tạo được định hướng phát triển rất mạnh và sẽ dần trở thành nguồn điện lớn nhất trong hệ thống. Tỷ trọng của các nguồn điện tái tạo sẽ tăng dần lên 32% năm 2030 và 63% vào năm 2050. Do đó, triển vọng để phát triển các nguồn điện này trong dài hạn là rất lớn.

Tuy nhiên, triển vọng phát triển các nguồn điện tái tạo trong dài hạn tới sẽ phụ thuộc vào nhiều yếu tố như:

- Tốc độ giảm giá thành sản xuất
- Sự phát triển của các loại hình lưu trữ năng lượng
- Các chính sách giá cho điện tái tạo và các quy định về môi trường cho các nguồn điện khác.

3. Triển vọng tự do hóa thị trường điện

Thị trường điện Việt Nam đang trong quá trình hoàn thiện để có thể tiến đến cấp độ cạnh tranh cao nhất là cấp độ cạnh tranh bán lẻ. Cùng với đó, chúng tôi kỳ vọng EVN cũng sẽ đẩy mạnh việc cổ phần hóa, thoái vốn các đơn vị thành viên để hỗ trợ cho việc phát triển thị trường điện.

Nhìn chung thị trường điện cạnh tranh sẽ phát triển theo hướng minh bạch hơn để gia tăng tính cạnh tranh. Tuy nhiên, thị trường điện cũng sẽ trở nên phức tạp hơn và các thành viên tham gia thị trường sẽ phải chấp nhận nhiều rủi ro hơn so với thị trường có nhiều quy định quản lý như trước đây.

Hai thay đổi lớn nhất đối với thị trường điện trong tương lai là: (1) hoàn thiện thị trường bán buôn điện cạnh tranh VWEM và (2) hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh VREM.

❖ Thay đổi và hoàn thiện thị trường VWEM:

Khâu sản xuất điện sẽ chịu nhiều ảnh hưởng khi các quy định trên thị trường VWEM có sự thay đổi. Các quy định của thị trường sẽ cởi mở hơn để các đơn vị tham gia có thể tự do và chủ động hơn khi tham gia thị trường. Một số thay đổi đáng chú ý trên thị trường VWEM và các tác động của chúng bao gồm:

- Tăng thêm các nhà máy tham gia trực tiếp thị trường; phân bổ sản lượng hợp đồng từ EVN sang các PC để gia tăng tỷ trọng mua buôn điện của các PC → Quyền lực của EVN sẽ dần bị hạn chế để đảm bảo cạnh tranh công bằng hơn trong khâu sản xuất điện.

- Chuyển sang cơ chế chào giá tự do, hình thành thêm các thị trường con như: thị trường tương lai, thị trường dịch vụ phụ trợ, thị trường giao dịch sản lượng hợp đồng Qc, → Các nhà máy điện sẽ phải hoạt động độc lập hơn thay vì thực hiện theo kế hoạch của Nhà nước. Khi đó, những nhà máy có chiến lược hoạt động hợp lý mới có thể đạt hiệu quả kinh doanh tốt trên thị trường.

- Chuyển sang cơ chế giá điện thị trường theo miền hoặc theo nút → Các nhà máy điện nằm ở những khu vực có nhu cầu tiêu thụ lớn, giá điện cao sẽ được hưởng lợi.

Thị trường điện vẫn sẽ hướng đến việc phát triển những yếu tố cạnh tranh cốt lõi của lĩnh vực sản xuất điện. Các nhà máy điện sẽ có kết quả kinh doanh tích cực nếu như đảm bảo được các lợi thế cạnh tranh như: (1) giá thành sản xuất thấp; (2) vận hành ổn định; (3) độ linh hoạt cao và (4) ít tác động tiêu cực tới môi trường.

❖ Hình thành thị trường VREM:

Thị trường điện khi phát triển hoàn chỉnh ở cấp độ bán lẻ sẽ tạo ra cơ hội đầu tư mới vào ngành điện, cụ thể là đầu tư vào lĩnh vực bán lẻ điện.

Thị trường bán lẻ cũng sẽ giúp cho lĩnh vực điện tái tạo được hưởng lợi. Nhiều khách hàng tiêu thụ điện hiện nay đang có yêu cầu cao về các quy định bảo vệ môi trường. Thị trường bán lẻ điện sẽ hỗ trợ các khách hàng mua điện trực tiếp từ các nhà máy điện tái tạo, thông qua cơ chế DPPA. Nhờ đó, các nhà máy điện tái tạo sẽ có cơ hội tăng trưởng và có thể bán điện với mức giá hấp dẫn hơn.

II. Khuyến nghị đầu tư vào ngành

1. Khuyến nghị đầu tư

Khả năng đầu tư vào ngành điện hiện chỉ đang giới hạn trong khâu sản xuất điện, do đó chúng tôi chỉ đưa ra khuyến nghị đầu tư cho các doanh nghiệp trong khâu sản xuất. Triển vọng của khâu sản xuất điện luôn có sự phân hóa giữa các nguồn điện. Tùy vào thời gian đầu tư, triển vọng của các nguồn điện sẽ khác nhau, cụ thể:

- Trong ngắn hạn: Chúng tôi đánh giá triển vọng **KHẢ QUAN** đối với nhóm nhiệt điện than nhờ hưởng lợi từ El Nino và giá than điều chỉnh giảm. Nhiệt điện khí là nhóm có triển vọng **KÉM KHẢ QUAN** nhất trong ngắn hạn do sản lượng khí suy giảm và giá khí đang duy trì ở mức cao.
- Trong trung hạn: Chúng tôi đánh giá triển vọng **KHẢ QUAN** đối với nhóm nhiệt điện khí và điện gió với sự tăng trưởng mạnh về công suất phát điện của các nguồn điện này.
- Trong dài hạn: Chúng tôi đánh giá triển vọng **KHẢ QUAN** đối với nhóm điện tái tạo, lĩnh vực được định hướng phát triển mạnh trong QHĐ VIII nhờ tiềm năng kỹ thuật lớn và giá thành đang có xu hướng giảm. Nhiệt điện than là nhóm có triển vọng **KÉM KHẢ QUAN** nhất do sẽ phải đối mặt với những quy định về môi trường khắt khe hơn.

2. Rủi ro đầu tư

- Rủi ro về diễn biến thời tiết: Những thay đổi của trạng thái thời tiết, khí hậu sẽ là cơ hội hoặc là khó khăn cho các nhà máy điện trong hoạt động phát điện. Đây là yếu tố khó kiểm soát nhất của hoạt động sản xuất điện, gây ảnh hưởng tiêu cực tới kế hoạch sản xuất và lợi nhuận của doanh nghiệp và cả thị trường.
- Rủi ro về nguồn cung nhiên liệu: Nguồn cung than và khí trong nước đều đang không bắt kịp nhu cầu sản xuất điện. Nguồn cung nhiên liệu suy giảm cùng với việc phụ thuộc vào nhập khẩu làm giảm tính linh hoạt trong việc cấp than, khí cho các nhà máy điện đang là những rủi ro trọng yếu ảnh hưởng tới hoạt động sản xuất của các nhà máy nhiệt điện trong nước.
- Rủi ro biến động lãi suất và tỷ giá: Ngành Điện có tính thâm dụng vốn rất cao và các nhà máy điện thường yêu cầu chi phí đầu tư ban đầu rất lớn. Các doanh nghiệp điện thường sẽ phải huy động rất nhiều vốn vay để đầu tư xây dựng nhà máy. Vốn vay thường chiếm 70 – 80% tổng vốn đầu tư và nhiều nhà máy thường sẽ huy động một phần lớn trong đó là vốn vay ngoại tệ. Lợi nhuận của các doanh nghiệp điện rất nhạy cảm với các biến động của tỷ giá và lãi suất, nhất là trong những năm đầu vận hành.

D. CẬP NHẬT CÁC DOANH NGHIỆP TRONG NGÀNH ĐIỆN

I. Quy mô của các doanh nghiệp đang niêm yết

Hiện tại trên cả 3 sàn HSX, HNX và UPCoM có 57 doanh nghiệp điện với tổng giá trị vốn hóa đạt 189 nghìn tỷ VND, chiếm hơn 3% vốn hóa toàn thị trường. Các doanh nghiệp hầu hết hoạt động trong lĩnh vực sản xuất điện với tổng công suất hơn 22 GW, chiếm 27% tổng công suất toàn hệ thống.

Các doanh nghiệp thường chỉ tập trung vào một trong hai mảng hoạt động chính là: (1) nhiệt điện và (2) thủy điện và năng lượng tái tạo. Hoạt động kinh doanh của các doanh nghiệp thường có sự phân hóa rõ ràng giữa hai nhóm doanh nghiệp này.

Trong số các doanh nghiệp niêm yết có POW, PGV và DTK là các công ty sở hữu nhiều nhà máy thuộc nhiều công nghệ phát điện khác nhau. Tuy nhiên, 3 doanh nghiệp này có tỷ trọng công suất nhiệt điện cao và kết quả kinh doanh khá tương đồng với các doanh nghiệp nhiệt điện nên chúng tôi xếp các doanh nghiệp này vào nhóm nhiệt điện.

Loại hình phát điện	Doanh nghiệp	Sàn	Vốn hóa (10/04/2024)	Tổng công suất (MW)	Doanh thu 2023	Tổng tài sản 2023
Nhiều loại hình	POW	HSX	26.463	6.565	27.945	70.347
	PGV	HSX	23.312	4.200	45.711	58.503
	DTK	HNX	7.510	1.730	11.832	16.510
Nhiệt điện than	HND	UPCoM	7.150	1.200	11.443	7.819
	QTP	UPCoM	6.975	1.200	12.058	7.382
	PPC	HSX	4.328	1.050	5.814	5.864
	NBP	HNX	167	100	942	444
Nhiệt điện khí	NT2	HSX	6.549	750	6.383	8.471
	BTP	HSX	877	389	787	1.460
Thủy điện và điện năng lượng tái tạo	DNH	UPCoM	23.697	680	2.373	7.996
	VSH	HSX	11.269	256	2.572	9.533
	HDG	HSX	8.729	464	2.882	14.607
	HNA	UPCoM	5.316	180	749	3.482
	GEG	HSX	4.692	608	2.163	16.132
	CHP	HSX	4.363	212	881	2.968
	SHP	HSX	3.365	48	661	1.546
	VCP	UPCoM	1.693	170	315	3.272
	TBC	HSX	2.477	152	431	1.536
	VPD	HSX	2.942	136	542	1.816
	GHC	UPCoM	1.401	70	327	1.497
	SJD	HSX	1.035	104	431	1.348
	SBA	HSX	1.935	73	376	1.233
BSA	UPCoM	1.511	64	344	1.356	

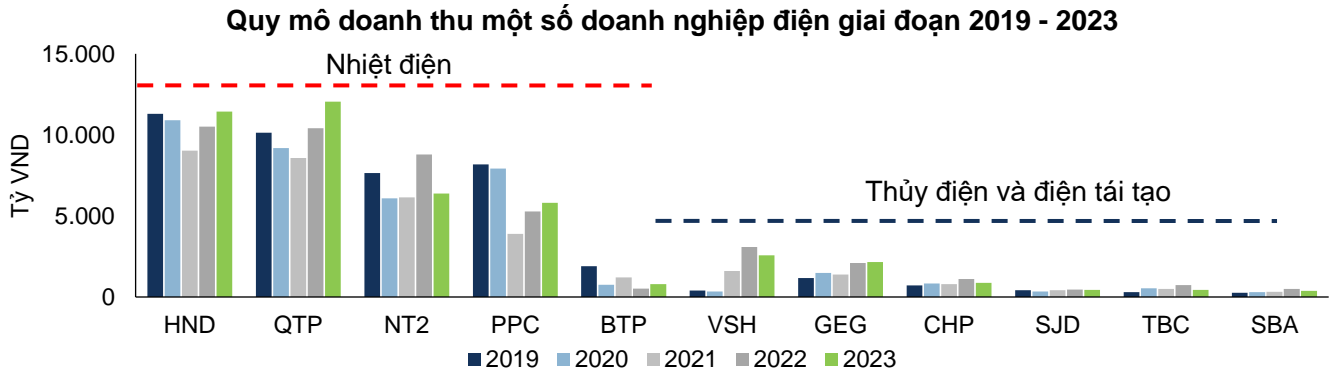
Đơn vị: tỷ VND

Nguồn: FPTs tổng hợp

Nhiệt điện thường có quy mô tài sản và doanh thu lớn hơn so với thủy điện và NLTT do có công suất lớn hơn đáng kể. Mỗi nhà máy nhiệt điện thường có công suất từ 600 – 1.500 MW. Trong khi đó, đa số các nhà máy

thủy điện & NLTT của các doanh nghiệp trên sàn có công suất dưới 200 MW. Mỗi MW công suất nhiệt điện cũng tạo ra doanh thu cao hơn so với thủy điện do hệ số công suất và giá bán nhiệt điện cao hơn so với thủy điện & NLTT.

Tuy nhiên, các doanh nghiệp thủy điện và NLTT thường có sự tăng trưởng nhanh hơn nhờ việc đầu tư và phát triển công suất. Trong giai đoạn 2019 – 2023, nhiều dự án NLTT cũng thủy điện vừa và nhỏ được phát triển giúp cho nhiều doanh nghiệp thủy điện như VSH, GEG tăng trưởng doanh thu nhanh chóng. Các doanh nghiệp nhiệt điện thường ít đầu tư xây dựng nhà máy mới và mở rộng công suất hơn.

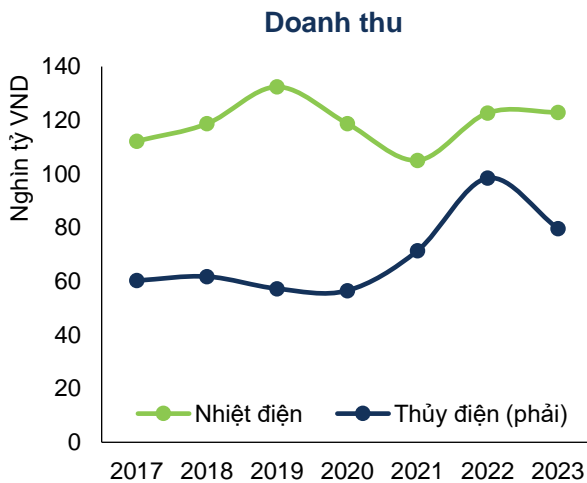


Biểu đồ 151 - Nguồn: FPTS tổng hợp

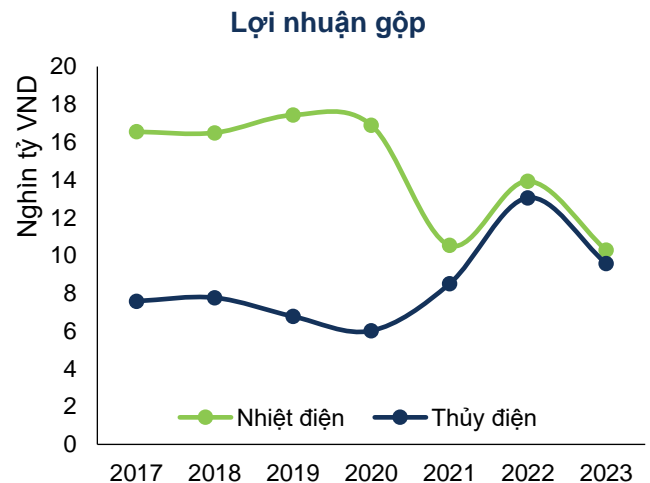
II. Cập nhật tình hình kết quả kinh doanh các doanh nghiệp

Kết quả kinh doanh của thủy điện và nhiệt điện thường biến động ngược chiều nhau do tác động bởi chu kỳ El Nino/La Nina. Doanh thu và lợi nhuận của các doanh nghiệp thủy điện gần như phụ thuộc hoàn toàn vào điều kiện thủy văn, thường tăng mạnh vào các năm La Nina và sụt giảm vào các năm El Nino. Doanh thu và lợi nhuận của nhóm thủy điện thường biến động theo chiều ngược lại với thủy điện.

Tuy nhiên, kết quả kinh doanh nhiệt điện còn chịu ảnh hưởng từ nhiều yếu tố khác như: diễn biến giá nhiên liệu, thay đổi giá hợp đồng và biến động giá trên thị trường cạnh tranh.



Biểu đồ 152 – Nguồn: FPTS tổng hợp



Biểu đồ 153 – Nguồn: FPTS tổng hợp

Tuy nhiên, kết quả kinh doanh năm 2023 kém khả quan chung đối với cả 2 nhóm do nhiều yếu tố tác động khác nhau. Lợi nhuận của hầu hết các doanh nghiệp trong cả 2 nhóm nhiệt điện và thủy điện & NLTT đều sụt giảm mạnh so với năm 2022. Lợi nhuận sụt giảm ở 2 nhóm này đến từ những yếu tố khác nhau:

- Nhóm thủy điện, thời tiết chuyển từ La Nina sang El Nino trong năm 2023 khiến cho kết quả kinh doanh của các doanh nghiệp thủy điện sụt giảm mạnh. Các doanh nghiệp đầu tư vào mảng NLTT thì không thể phát triển thêm về công suất do vướng mắc về cơ chế giá và phải chịu áp lực bởi chi phí lãi vay tăng cao.

- Nhóm nhiệt điện được hưởng lợi bởi El Nino và có sự tăng trưởng về doanh thu, tuy nhiên nguồn cung nhiên liệu thiếu hụt và giá nhiên liệu tăng mạnh khiến cho lợi nhuận của các doanh nghiệp giảm mạnh.

Doanh nghiệp	Doanh thu thuần		Lợi nhuận gộp		Lợi nhuận sau thuế	
	2023	%yoy	2023	%yoy	2023	%yoy
PGV	45.711	-3%	4.829	-11%	1.347	-47%
POW	27.945	-1%	2.183	-41%	1.329	-48%
QTP	12.058	16%	819	-24%	614	-20%
HND	11.443	9%	624	-23%	418	-24%
NT2	6.383	-27%	509	-53%	496	-44%
PPC	5.814	10%	5	-99%	435	-12%
BTP	787	53%	14	-58%	72	2%
VSH	2.572	-17%	1.559	-23%	994	-21%
GEG	2.163	3%	1.121	11%	143	-61%
CHP	881	-20%	470	-29%	338	-34%
TBC	431	-41%	257	-51%	169	-55%
SJD	431	-5%	223	-14%	130	-16%
SBA	376	-24%	237	-25%	175	-28%

Đơn vị: Tỷ VND

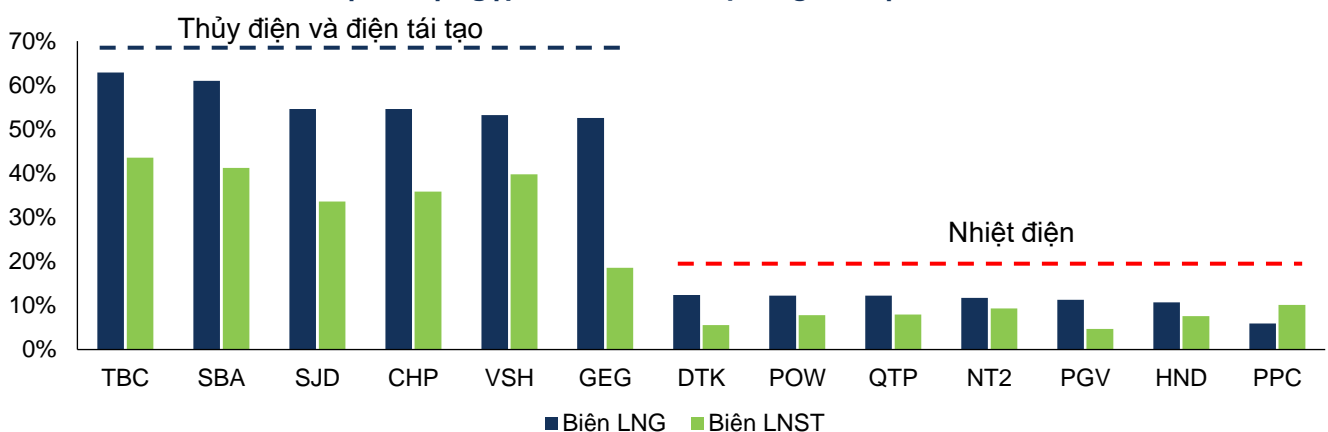
Nguồn: FPTIS tổng hợp

III. Một số chỉ tiêu tài chính nổi bật

1. Tỷ suất lợi nhuận: Biên lợi nhuận thủy điện & NLTT cao hơn đáng kể so với nhiệt điện

Các doanh nghiệp thủy điện & NLTT đều có tỷ suất lợi nhuận rất cao, với biên lợi nhuận gộp khoảng 50 - 70% và biên LNST từ 30 - 50%. Trong khi đó, biên lợi nhuận gộp nhiệt điện thấp hơn đáng kể, chỉ vào khoảng 5 - 15% và biên LNST thường dưới 10%.

Biên lợi nhuận gộp và LNST bình quân giai đoạn 2019 - 2023



Biểu đồ 154 - Nguồn: FPTIS tổng hợp

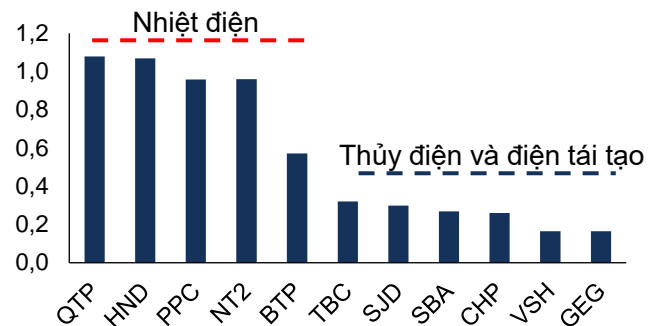
Nguyên nhân của sự chênh lệch lớn này chủ yếu đến từ sự khác biệt về cơ cấu giá thành. Giá thành thủy điện và NLTT thấp hơn và phần lớn là chi phí cố định, trong khi các NMNĐ phải chịu thêm một khoản chi phí lớn là chi phí nhiên liệu. Khoản chi phí này vẫn được chuyển vào giá bán nhưng khiến cho biên lợi nhuận của các doanh nghiệp nhiệt điện giảm xuống rất thấp.

2. Vòng quay tổng tài sản: Nhiệt điện có vòng quay nhanh hơn

Các doanh nghiệp nhiệt điện sẽ có vòng quay tổng tài sản cao hơn so với thủy điện và NLTT do: (1) suất đầu tư nhiệt điện thường thấp hơn và (2) mỗi MW công suất nhiệt điện tạo ra doanh thu cao hơn nhờ hệ số công suất giá bán điện cao. Vòng quay tổng tài sản của các doanh nghiệp nhiệt điện thường vào khoảng 0,7 – 0,9 lần, trong khi thủy điện và điện tái tạo chỉ rơi vào khoảng 0,2 – 0,4.

Tính trên trung bình ngành, tỷ lệ vòng quay tổng tài sản trong vòng 5 năm gần đây được duy trì khá ổn định quanh mức 0,4 – 0,5.

Vòng quay tổng tài sản trung bình 2019 - 2023



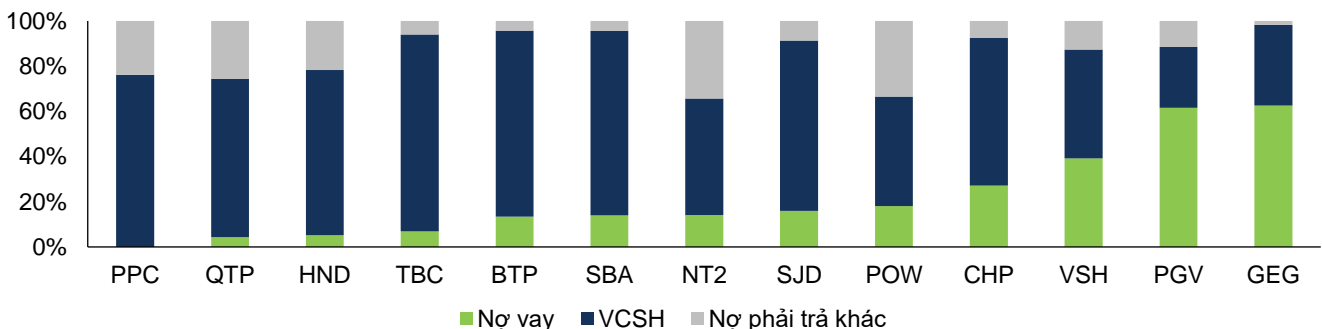
Biểu đồ 155 - Nguồn: FPTS tổng hợp

3. Tỷ lệ đòn bẩy: Tỷ lệ trung bình ngành đã giảm về mức thấp

Đặc điểm đặc trưng của tất cả các doanh nghiệp sản xuất điện là tỷ lệ nợ vay ban đầu khi nhà máy mới đi vào vận hành rất cao. Ngành điện có mức độ thâm dụng vốn rất lớn và đòi hỏi chi phí đầu tư ban đầu rất cao, do đó các doanh nghiệp đều phải huy động vốn vay dài hạn. Việc huy động nợ vay sẽ làm tăng hiệu quả dự án và tỷ lệ nợ vay tối ưu trong ngành điện là 70 – 80% với thời gian trả nợ là 10 năm.

Trong quá trình hoạt động, tỷ lệ nợ vay sẽ giảm dần đều nhờ dòng tiền từ HĐKD khá ổn định. Các điều khoản trong hợp đồng mua bán điện cũng thường có xu hướng hỗ trợ cho doanh nghiệp trong giai đoạn chi trả nợ vay dài hạn. Cũng nhờ dòng tiền ổn định nên các doanh nghiệp rất ít khi phải vay ngắn hạn để tài trợ vốn lưu động và nợ vay của doanh nghiệp thường đến hoàn toàn từ khoản vay dài hạn khi xây dựng nhà máy.

Cơ cấu nguồn vốn tại thời điểm 31/12/2023

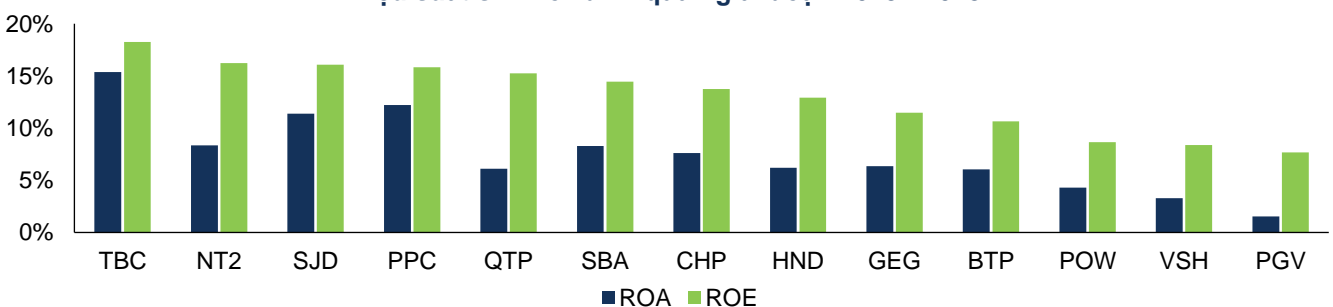


Biểu đồ 156 - Nguồn: FPTS tổng hợp

Tính đến hết năm 2023, hầu hết các doanh nghiệp điện trên sàn đã trả hết hoặc đang trong những năm cuối cùng của thời hạn trả nợ vay. Tỷ lệ nợ vay/ tổng nguồn vốn trung bình ngành là 20%. Chỉ có một số ít các doanh nghiệp như GEG, PGV, VSH, CHP vẫn đang có tỷ lệ đòn bẩy khá cao do mới có thêm nhà máy đi vào hoạt động.

4. Hiệu quả sử dụng vốn: ROE các doanh nghiệp ổn định ở mức 10 – 15%

Hiệu suất sinh lời bình quân giai đoạn 2019 - 2023



Biểu đồ 157 - Nguồn: FPTS tổng hợp

Tỷ lệ ROE của các doanh nghiệp điện khá đồng đều và thường duy trì ổn định quanh mức 10 – 15%. Các chỉ tiêu về hiệu suất sinh lời không có sự phân hóa rõ ràng giữa các doanh nghiệp nhiệt điện và thủy điện. Các doanh nghiệp nhiệt điện mặc dù có tỷ suất lợi nhuận thấp hơn nhưng lại vòng quay tài sản nhanh hơn, nhờ đó vẫn đạt được mức ROA và ROE vẫn đạt mức tương đương với các doanh nghiệp thủy điện và NLTT.

IV. Một số doanh nghiệp niêm yết nổi bật

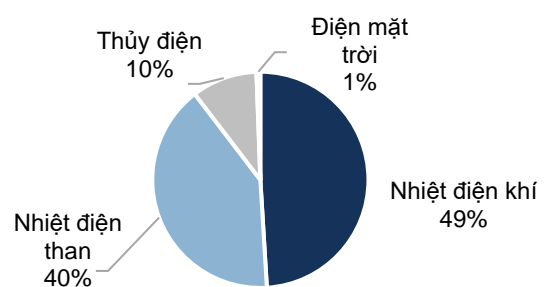
1. Tổng Công ty Phát điện 3 (HSX: PGV)

Thông tin giao dịch (10/04/2024)			
Giá hiện tại (VND/cp)	20.750	KLGD b/quân 30 ngày (cp/phiên)	18.774
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	27.785	EPS trailing (VND/cp)	1.665
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	17.183	P/E trailing	12,46x
Cơ cấu cổ đông (10/04/2024)			
Tập đoàn Điện lực Việt Nam	99,19%	Cổ đông khác	0,81%

Hoạt động kinh doanh

Tổng Công ty Phát điện 3 (EVN GENCO 3) là doanh nghiệp có quy mô công suất phát điện lớn nhất hiện đang niêm yết. Công ty hiện đang sở hữu 5.485 MW công suất tại các nhà máy hạch toán phụ thuộc, bao gồm: cụm Nhà máy nhiệt điện khí Phú Mỹ, 2 nhà máy nhiệt điện than là Vĩnh Tân 2 và Mông Dương, cụm nhà máy thủy điện Buôn Kuốp và một nhà máy điện mặt trời. Ngoài ra, công ty còn sở hữu 2 công ty con là Nhiệt điện Bà Rịa và Nhiệt điện Ninh Bình có tổng công suất 490 MW và 3 công ty liên kết là doanh nghiệp thủy điện có tổng công suất 584 MW.

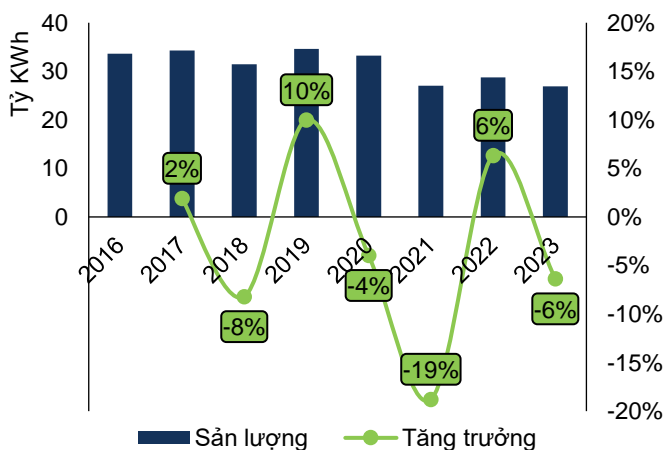
Cơ cấu công suất PGV



*không bao gồm CTLK

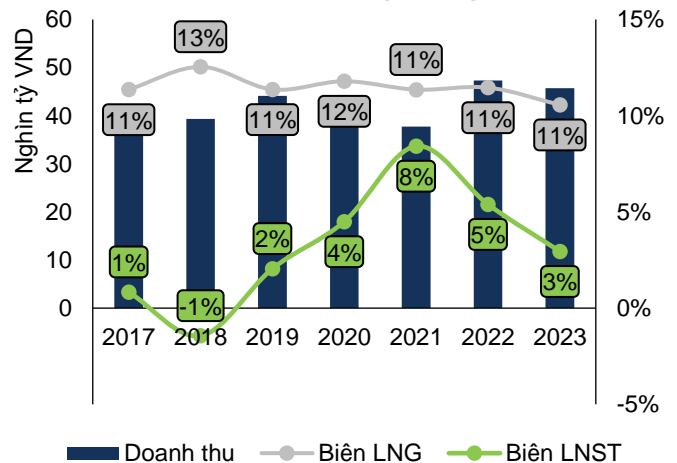
Biểu đồ 158 - Nguồn: PGV

Sản lượng điện PGV



Biểu đồ 159 - Nguồn: PGV, FPTS tổng hợp

Doanh thu và biên lợi nhuận PGV



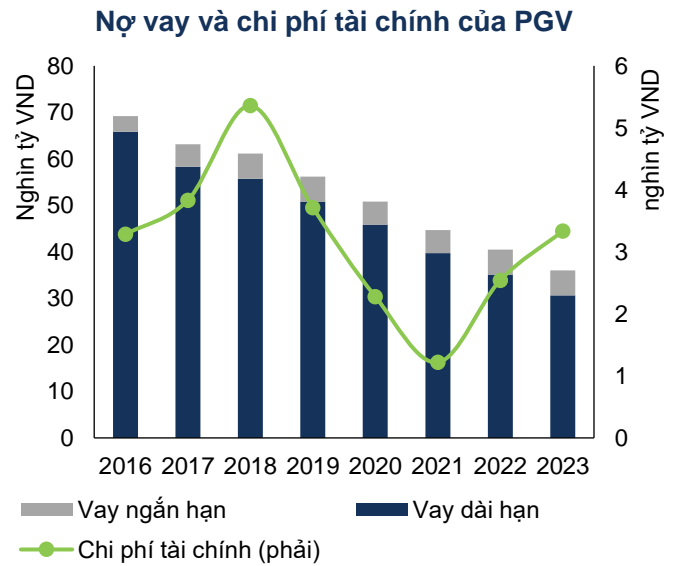
Biểu đồ 160 - Nguồn: PGV, FPTS tổng hợp

Sản lượng điện có xu hướng sụt giảm từ năm 2020 do hoạt động kém khả quan của nhiệt điện khí. Nhiệt điện khí có tỷ trọng lớn nhất, chiếm 49% công suất của PGV. Kể từ năm 2020, sản lượng nhiệt điện khí nói chung và các nhà máy nhiệt điện khí của PGV nói riêng đều có xu hướng sụt giảm do thiếu hụt nguồn cung khí, giá khí tăng cao và cạnh tranh từ điện tái tạo. Các nhà máy còn lại của PGV hoạt động tương đối ổn định. PGV không

có tăng trưởng về công suất và không thể bù đắp cho phần sản lượng sụt giảm của nhiệt điện khí, do đó sản lượng điện toàn công ty đã giảm dần kể từ năm 2020.

Lợi nhuận gộp ổn định nhưng LNST biến động mạnh do các chi phí tài chính. Với cơ cấu công suất gần 90% là nhiệt điện, PGV có biên lợi nhuận gộp khá ổn định ở mức 11 – 13%. Tuy nhiên, LNST của PGV lại biến động rất mạnh do các chi phí tài chính của công ty khá cao. LNST của PGV rất nhạy cảm với các biến động về lãi suất, tỷ giá do tỷ lệ đòn bẩy vẫn còn khá cao. Dư nợ vay của PGV vẫn còn rất lớn, tính đến hết năm 2023 là 36.010 tỷ VND, chiếm 62% tổng nguồn vốn và hầu hết là các khoản vay ngoại tệ.

Nợ vay giảm dần giúp hạn chế rủi ro tài chính. PGV chi trả nợ vay khá đều đặn và dư nợ vay đang giảm dần theo thời gian. Nhờ đó, ảnh hưởng của các biến động tỷ giá và lãi suất lên LNST của công ty PGV đang giảm dần và PGV đang hạn chế dần các rủi ro về tài chính.



Biểu đồ 161 - Nguồn: BCTC PGV

Yếu tố cần theo dõi:

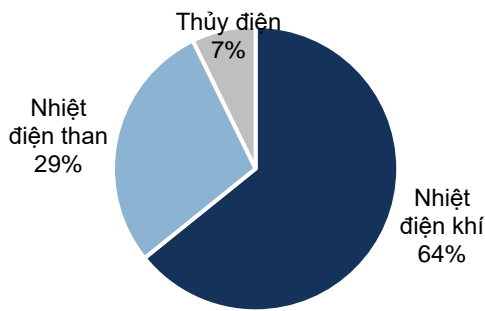
- **Tình hình thủy văn và các diễn biến thời tiết khác:** Hiện tại các nguồn thủy điện và điện tái tạo đang chiếm tỷ trọng tương đối lớn trong hệ thống điện và các nguồn điện này được ưu tiên huy động hơn so với nhiệt điện. Do đó, tình hình thời tiết thuận lợi cho các nguồn điện này có thể làm ảnh hưởng tới sản lượng huy động của các nhà máy nhiệt điện của PGV.
- **Biến động giá khí và giá than đầu vào:** Giá khí hoặc giá than đầu vào tăng cao cũng làm ảnh hưởng tới kết quả kinh doanh của PGV. Mặc dù PGV có thể chuyển các chi phí này sang giá bán thông qua sản lượng hợp đồng, việc giá đầu vào tăng cũng sẽ giảm sản lượng huy động của các nhà máy đồng thời ảnh hưởng tới phần sản lượng phát tăng thêm so với sản lượng hợp đồng.
- **Tình hình chi trả nợ vay và biến động lãi suất, tỷ giá:** Dư nợ vay của PGV hiện tại vẫn còn rất lớn và hầu hết là các khoản vay ngoại tệ và có lãi suất thả nổi. Do đó các biến động về lãi suất và tỷ giá có thể ảnh hưởng rất lớn tới kết quả kinh doanh của PGV.

2. Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (HSX: POW)

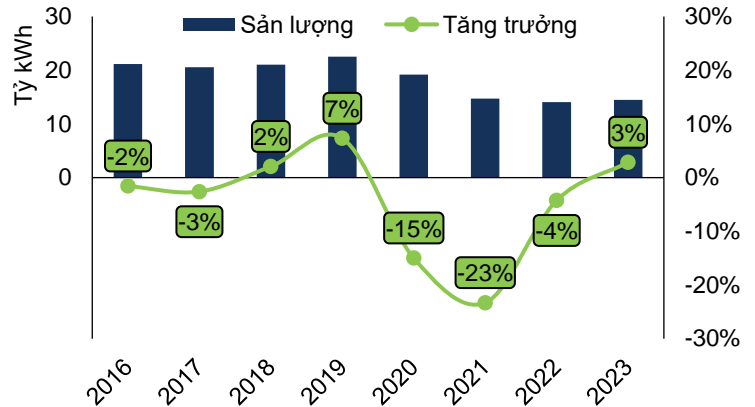
Thông tin giao dịch (10/04/2024)			
Giá hiện tại (VND/cp)	11.300	KLGD b/quân 30 ngày (cp/phiên)	6.537.652
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	14.100	EPS trailing (VND/cp)	609
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	10.600	P/E trailing	18,55x
Cơ cấu cổ đông (10/04/2024)			
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam	79,94%	Các cổ đông khác	20,06%

Hoạt động kinh doanh:

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) cũng là một doanh nghiệp phát điện quy mô lớn đang niêm yết. Hiện công ty đang sở hữu 6 nhà máy với tổng công suất 4.205 MW. Trong đó, nhiệt điện khí đang là định hướng phát triển chính của công ty với tổng công suất nhiệt điện khí là 2.700 MW. Công ty đang triển khai xây dựng thêm một tổ hợp nhà máy điện khí sử dụng LNG nhập khẩu là Nhà máy điện Nhơn Trạch 3&4 với quy mô công suất dự kiến là 1.500 MW.

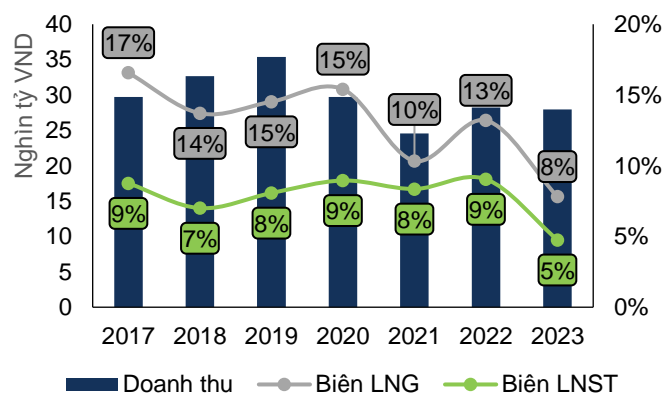
Cơ cấu công suất POW


Biểu đồ 162 - Nguồn: POW

Sản lượng điện sản xuất POW


Biểu đồ 163 - Nguồn: POW

KQKD sụt giảm mạnh từ 2020 do tình hình kém khả quan của nhiệt điện khí và nhà máy Vũng Áng 1 gặp sự cố. Các nhà máy nhiệt điện khí chiếm 64% công suất của POW và gặp nhiều khó khăn trong giai đoạn 2020 - 2023 khiến cho sản lượng của công ty sụt giảm nghiêm trọng. Doanh thu và lợi nhuận của POW cũng chịu ảnh hưởng tiêu cực trong giai đoạn này. Ngoài ra, nhà máy nhiệt điện than duy nhất của POW là Vũng Áng 1 gặp sự cố vào cuối năm 2021 và phải dừng 50% công suất để sửa chữa cho đến cuối năm 2023, khiến cho kết quả kinh doanh của POW càng trở nên xấu đi.

Doanh thu và lợi nhuận POW


Biểu đồ 164 - Nguồn: POW

Triển vọng tăng trưởng nhờ dự án Nhơn Trạch 3&4. POW đang trong quá trình xây dựng thêm nhà máy mới là cụm nhà máy Nhiệt điện khí Nhơn Trạch 3 và 4. Đây là dự án nhiệt điện khí sử dụng LNG nhập khẩu đầu tiên tại Việt Nam, có tổng công suất là 1.500 MW và sản lượng hàng năm dự kiến đạt khoảng 9 tỷ kWh. Dự án dự kiến sẽ được hoàn thành trong giai đoạn 2024 – 2025 và sẽ giúp POW gia tăng thêm 40% sản lượng điện.

Tuy nhiên việc ký kết hợp đồng PPA cho 2 nhà máy này đang gặp vướng mắc và chưa thể hoàn thành. Đây là dự án nhiệt điện khí LNG đầu tiên tại Việt Nam nên hiệu quả của các nhà máy vẫn chưa rõ ràng và sẽ là yếu tố quan trọng cần theo dõi.

Yếu tố cần theo dõi:

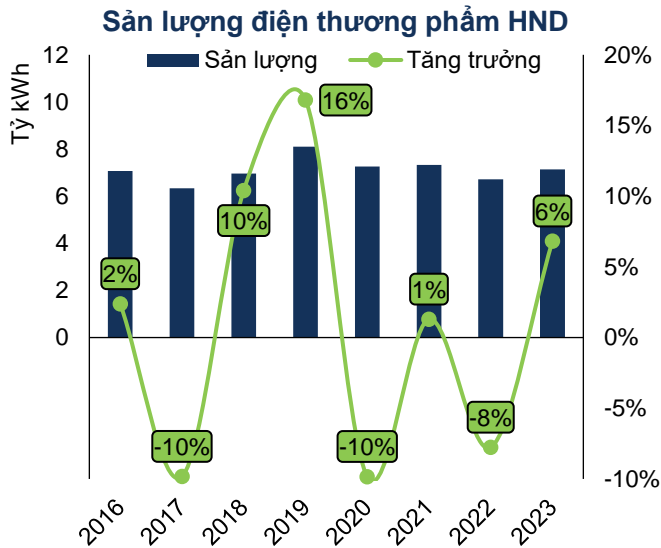
- **Rủi ro thiếu hụt nguồn cung nhiên liệu khí và rủi ro biến động giá khí:** Nhiệt điện khí chiếm tới 64% công suất của POW, do đó các biến động về nguồn cung khí và giá khí có thể ảnh hưởng rất lớn tới KQKD của POW.
- **Tình hình thủy văn và các diễn biến thời tiết khác:** Các yếu tố trên ảnh hưởng tới cung cầu chung của toàn hệ thống điện và qua đó cũng sẽ ảnh hưởng tới sản lượng điện của POW.
- **Rủi ro về tỷ giá và lãi suất:** Đến hết năm 2023, tổng dư nợ vay của POW là hơn 12.000 tỷ VND. Dư nợ vay dự kiến sẽ tiếp tục tăng lên để tài trợ cho dự án Nhơn Trạch 3&4, trong đó hơn một nửa là vay ngoại tệ. Do đó, các biến động về lãi suất và tỷ giá sẽ ảnh hưởng rất lớn tới kết quả kinh doanh của POW.
- **Dự án nhà máy Nhơn Trạch 3&4:** Đây là dự án quan trọng đối với POW, giúp công ty gia tăng 35% công suất và khoảng 40% sản lượng điện. Đây cũng là dự án đầu tiên tại Việt Nam sử dụng nguồn khí LNG nhập khẩu, do đó sẽ có nhiều vấn đề cần theo dõi liên quan đến loại nhiên liệu mới này.

3. Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng (HSX: HND)

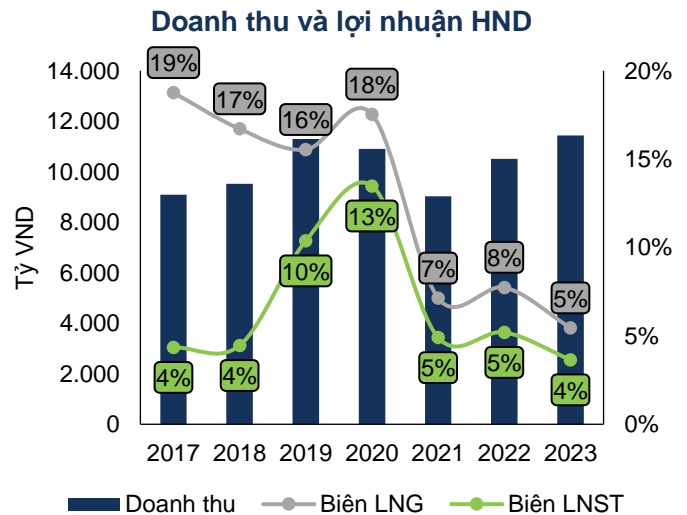
Thông tin giao dịch (10/04/2024)		Cơ cấu cổ đông (10/04/2024)	
Giá hiện tại (VND/cp)	14.300	Tổng Công ty Phát điện 2	51%
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	14.499	CTCP Nhiệt điện Phả Lại	26%
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	12.284	Tổng Công ty Đầu tư và Kinh doanh Vốn Nhà nước (SCIC)	9%
KLGD b/quân 30 ngày (cp/phiên)	9.799	Tổng Công ty Điện lực TKV	7%
EPS trailing (VND/cp)	539	Cổ đông khác	7%
P/E trailing	26,53x		

Hoạt động kinh doanh

Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng (HND) đang sở hữu và vận hành cụm Nhà máy nhiệt điện Hải Phòng 1&2 với tổng công suất 1.200 MW. Các nhà máy điện của HND sử dụng nhiên liệu than nội địa có giá thành ổn định, nhà máy vận hành ổn định và ít xảy ra sự cố.



Biểu đồ 165 - Nguồn: HND



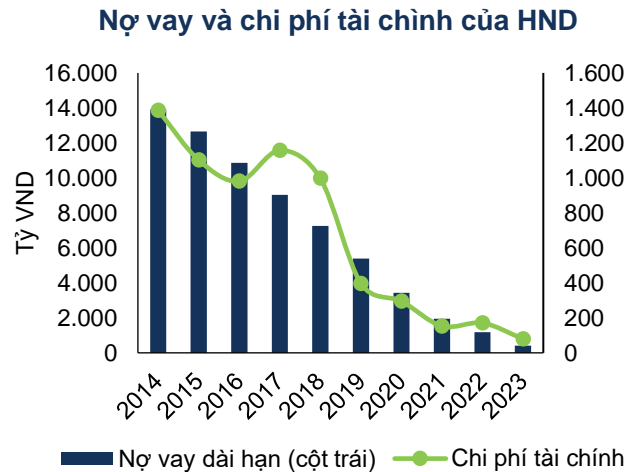
Biểu đồ 166 - Nguồn: BCTC HND, FPTS tổng hợp

Sản lượng điện của HND biến động do ảnh hưởng bởi yếu tố thời tiết. Sản lượng điện hàng năm của HND trong giai đoạn 2016 – 2023 thường biến động khoảng 15% quanh mức trung bình, sản lượng cao vào các năm El Nino (2015, 2019) và thấp vào năm La Nina (2017, 2020, 2022). Doanh thu và lợi nhuận gộp của HND cũng biến động cùng chiều với sản lượng điện. Năm 2023 mặc dù là năm El Nino nhưng sản lượng của HND vẫn đạt mức khá thấp do công ty gặp tình trạng thiếu than khá nghiêm trọng.

Biên lợi nhuận giảm mạnh từ năm 2021 do giá hợp đồng Pc giảm. HND đã hết thời hạn được hưởng giá bán điện cao theo hợp đồng và phải đàm phán lại giá điện hợp đồng trong năm 2021. Trong đó, thành phần giá cố định FC giảm từ 601 VND/kWh xuống còn 410 VND/kWh khiến cho doanh thu và lợi nhuận của HND sụt giảm mạnh trong năm 2021. Chi phí khấu hao của HND cũng bắt đầu giảm từ năm 2021, tuy nhiên mức giảm còn khá thấp do HND thực hiện giãn thời gian khấu hao từ 10 lên 15 năm. Từ năm 2024, chi phí khấu hao của HND mới bắt đầu giảm mạnh và biên lợi nhuận của HND dự kiến mới bắt đầu có sự cải thiện đáng kể.

Lợi nhuận và dòng tiền có khả năng được cải thiện trong thời gian tới do hết nợ vay, khấu hao. HND sẽ trả hết toàn bộ nợ vay dài hạn trong năm 2024, đồng thời chi phí khấu hao sẽ bắt đầu giảm mạnh trong vòng 2 – 3 năm tới. Chi phí tài chính của HND hiện đã giảm về mức không đáng kể, chi phí khấu hao giảm do giúp công ty tiếp tục cải thiện lợi nhuận.

Dòng tiền để chi trả nợ vay hàng năm của HND là 1.800 – 1.900 tỷ VND. Việc hoàn thành chi trả nợ vay dài hạn giúp cho dòng tiền của HND cũng sẽ tăng lên đáng kể trong các năm tới. HND cũng không có nhiều nhu cầu đầu tư tài sản cố định, do đó trong các năm tới cổ tức và lượng tiền mặt của HND được kỳ vọng sẽ tăng lên.



Biểu đồ 167 - Nguồn: BCTC HND

Yếu tố cần theo dõi:

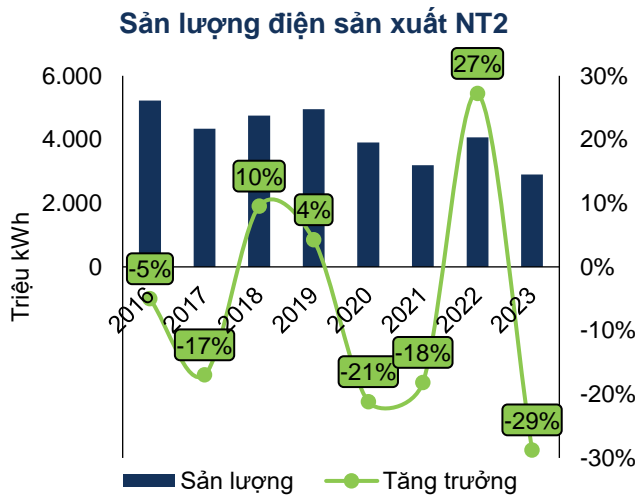
- **Tình hình thủy văn và các diễn biến thời tiết khác:** Các yếu tố trên ảnh hưởng tới cung cầu chung của toàn hệ thống điện và qua đó cũng sẽ ảnh hưởng tới sản lượng điện của HND.
- **Sản lượng Qc được giao:** Sản lượng Qc là phần sản lượng quan trọng để đảm bảo lợi nhuận của HND. Trong thời gian tới, việc thị trường điện có nhiều thay đổi có thể sẽ ảnh hưởng tới việc đàm phán sản lượng cũng như có thể làm giảm tỷ trọng sản lượng Qc của HND.
- **Biến động giá than và tình hình cung cấp than:** Suất hao nhiệt thực tế của HND đang cao hơn so với hợp đồng khiến cho công ty không thể chuyển hết chi phí than sang giá bán và có thể bị ảnh hưởng nếu giá than tăng cao. Ngoài ra, giá than cao có thể ảnh hưởng tới sản lượng huy động của HND. Việc khai thác than nội địa đang gặp nhiều khó khăn và giá than thế giới cao có thể ảnh hưởng tới khả năng cung cấp than của TKV và gây ra tình trạng thiếu than cho.
- **Tình hình chi trả cổ tức và đầu tư nguồn tiền mặt dư thừa trong tương lai:** HND sắp trả hết các khoản nợ vay dài hạn, do đó dòng tiền của công ty trong các năm tới là rất lớn. Do đó, các quyết định chi trả cổ tức hay việc đầu tư các nguồn tiền mặt dư thừa một cách hiệu quả sẽ là các yếu tố quan trọng trong những năm tiếp theo.

4. Công ty Cổ phần Điện lực dầu khí Nhơn Trạch 2 (HSX: NT2)

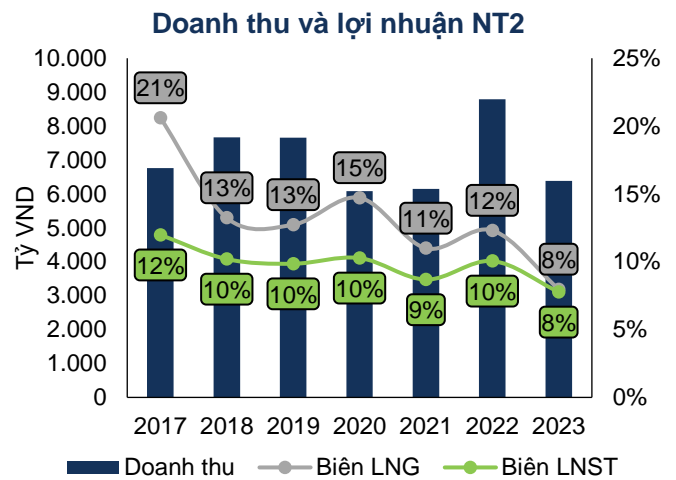
Thông tin giao dịch (10/04/2024)		Cơ cấu cổ đông (10/04/2024)	
Giá hiện tại (VND/cp)	22.750	Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (POW)	59,37%
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	31.030	Công ty TNHH Phát triển Công nghệ (CFTD)	8,27%
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	21.843	Samarang Ucits	5,00%
KLGD b/quân 30 ngày (cp/phiên)	1.190.648	Apollo Asia Fund	3,28%
EPS trailing (VND/cp)	1.460	Panah Master Fund	1,67%
P/E trailing	15,59x	Cổ đông khác	22,41%

Hoạt động kinh doanh

Công ty Cổ phần Điện lực dầu khí Nhơn Trạch 2 (NT2) có hoạt động kinh doanh chính là sản xuất điện, hiện đang sở hữu và vận hành Nhà máy nhiệt điện khí Nhơn Trạch 2 có công suất 750 MW. Nhà máy Nhơn Trạch 2 sử dụng công nghệ tua bin khí thế hệ F hiện đại, hiệu suất cao, vận hành ổn định, an toàn và đóng góp khoảng 4,5 – 5 tỷ kWh điện hàng năm.



Biểu đồ 168 - Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp



Biểu đồ 169 - Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

Kết quả kinh doanh có xu hướng giảm kể từ năm 2020. Kể từ năm 2020, sản lượng điện của NT2 sụt giảm mạnh do những khó khăn chung của mảng nhiệt điện khí. Sản lượng khí khai thác tại các mỏ khí Đông Nam Bộ bắt đầu suy giảm mạnh gây ra tình trạng thiếu hụt nguồn cung khí. Giá khí đầu vào tăng cao khiến cho NT2 và các nhà máy điện khí khác không thể cạnh tranh với nhiệt điện than cũng như thủy điện và năng lượng tái tạo. Sản lượng điện của NT2 năm 2023 đã giảm gần một nửa so với mức trung bình giai đoạn trước 2020 và vẫn đang có xu hướng tiếp tục sụt giảm.

Mặc dù sản lượng điện giảm mạnh, doanh thu và lợi nhuận của NT2 nhìn chung vẫn chưa quá kém khả quan do: (1) Qc được giao tương đối ổn định và NT2 có khả năng vận hành linh hoạt để tận dụng Qc; (2) NT2 dần trả hết nợ vay để giảm bớt gánh nặng lãi vay.

NT2 đã thanh toán hết các khoản nợ gốc vay dài hạn và sắp hết khấu hao nhà máy. NT2 hiện không còn rủi ro liên quan tới lãi suất và tỷ giá do đã trả hết các khoản vay dài hạn. NT2 sẽ bắt đầu hết khấu hao máy móc thiết bị từ năm 2024, do đó có thể tiếp tục cải thiện LNST và có thể bù đắp một phần cho việc lợi nhuận sụt giảm do sản lượng điện tiếp tục thấp.

Yếu tố cần theo dõi:

- **Rủi ro thiếu hụt nguồn cung nhiên liệu khí và rủi ro biến động giá khí:** Nguồn cung khí trong nước đang cạn kiệt dần và sản lượng khai thác khí sẽ tiếp tục suy giảm, ảnh hưởng tới tình hình cung cấp khí của NT2. Mặt khác, do chiếm tỷ trọng lớn trong chi phí sản xuất của doanh nghiệp, việc tăng giá khí sẽ làm tăng chi phí sản xuất, giảm tính cạnh tranh của NT2 với doanh nghiệp khác trong ngành.
- **Nhu cầu tiêu thụ điện, tình hình thủy văn và các diễn biến thời tiết khác:** Các yếu tố trên ảnh hưởng tới cung cầu chung của toàn hệ thống điện và qua đó cũng sẽ ảnh hưởng tới sản lượng điện của NT2.

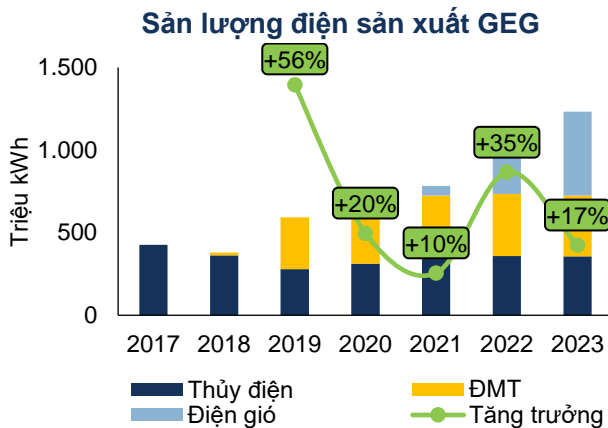
5. Công ty Cổ phần Điện Gia Lai (HSX: GEG)

Thông tin giao dịch (10/04/2024)		Cơ cấu cổ đông (10/04/2024)	
Giá hiện tại (VND/cp)	13.750	Jera Asia Vietnam Holding	35,1%
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	16.241	CTCP Đầu tư Thành Thành Công	16,8%
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	12.150	CTCP Thành Thành Công Biên Hòa	11,0%
KLGD b/quân 30 ngày (cp/phiên)	756.418	CTCP Xuất Nhập khẩu Bến Tre	6,3%
EPS trailing (VND/cp)	309	CTCP Hàng Tiêu Dùng Biên Hòa	5,3%
P/E trailing	34,19x	Cổ đông khác	25,5%

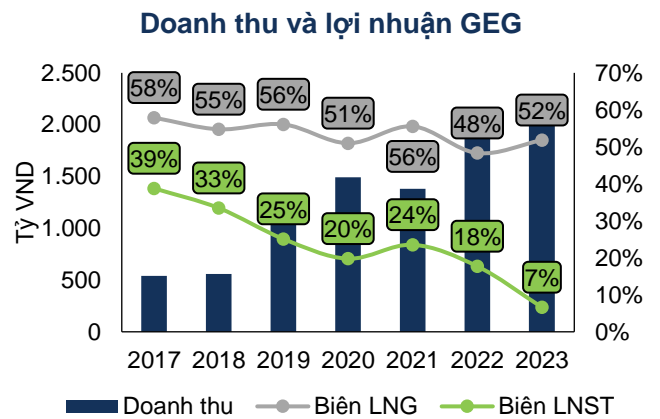
Hoạt động kinh doanh

GEG là một trong những doanh nghiệp đi đầu trong lĩnh vực năng lượng tái tạo tại Việt Nam và cũng là một trong những doanh nghiệp có quy mô công suất điện mặt trời lớn nhất cả nước. Hiện tại, công ty đang sở hữu và vận hành gần 300 MWp điện mặt trời. Cùng với đó, GEG cũng đang sở hữu 14 nhà máy thủy điện với tổng công suất 84 MW và vừa hoàn thành 3 nhà máy điện gió với tổng công suất 125 MW trong năm 2021.

Sản lượng điện và doanh thu tăng trưởng mạnh nhờ liên tục đầu tư vào các dự án điện năng lượng tái tạo. Kể từ năm 2019, GEG bắt đầu đẩy mạnh phát triển lĩnh vực điện tái tạo và đưa vào vận hành nhiều nhà máy điện mặt trời, điện gió. Nhờ đó, sản lượng điện và doanh thu của GEG tăng trưởng rất nhanh trong giai đoạn 2019 – 2023.



Biểu đồ 170 - Nguồn: GEG



Biểu đồ 171 - Nguồn: GEG

Biên lợi nhuận luôn duy trì ở mức cao, tuy nhiên biên LNST dần sụt giảm do áp lực lãi vay. Các loại hình phát điện mà GEG đầu tư là thủy điện, điện mặt trời và điện gió đều có mức biên lợi nhuận gộp cao. Các dự án điện mặt trời và điện gió của GEG hầu hết đều được hưởng mức giá FIT ưu đãi cao nhất, do đó biên lợi nhuận gộp của GEG luôn được duy trì ở mức cao trong khoảng từ 50 - 60%. Tuy nhiên, biên LNST của công ty đang có xu hướng giảm trong các năm gần đây do công ty phải huy động nhiều vốn vay để đầu tư các dự án, khiến cho chi phí lãi vay của công ty tăng lên khá cao.

Các yếu tố cần theo dõi:

- **Cơ chế giá và các chính sách ưu đãi cho năng lượng tái tạo.** Chính sách ưu đãi giá FIT đã kết thúc và cơ chế giá mới hiện vẫn chưa rõ ràng. Hiệu quả của các dự án điện tái tạo phụ thuộc rất nhiều vào cơ chế giá bán điện và nếu cơ chế giá không còn hấp dẫn sẽ ảnh hưởng tiêu cực tới KQKD cũng như tiềm năng tăng trưởng của GEG.

- **Rủi ro biến động lãi suất.** GEG phải huy động rất nhiều vốn vay để đầu tư các dự án điện mặt trời và điện gió. Tổng dư nợ vay của GEG tại thời điểm cuối năm 2023 đã tăng lên hơn 10.000 tỷ đồng và phần lớn các khoản vay đều có lãi suất vay thả nổi. Với mỗi 1% lãi suất tăng lên có thể khiến cho chi phí lãi vay của GEG tăng thêm 100 tỷ đồng, tương đương 70% LNST hợp nhất của công ty năm 2023.

E. PHỤ LỤC

I. Phụ lục 1: Các công nghệ sản xuất điện

(Quay lại phần ngành Điện thế giới)

1.1. Nhiệt điện than

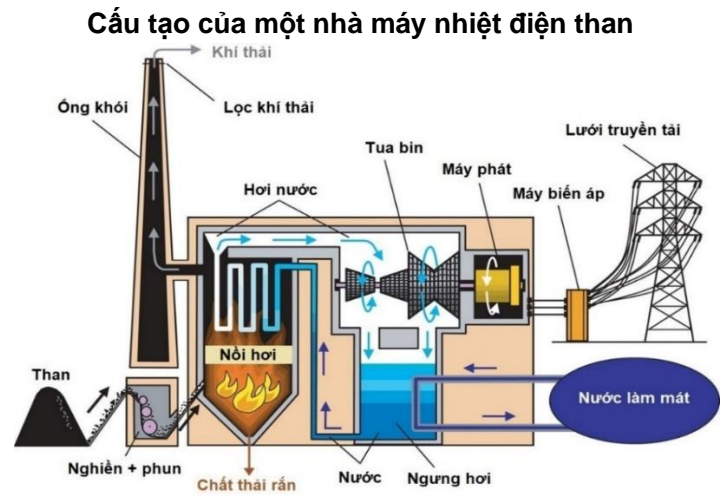
1.1.1. Nguyên lý làm việc

(Quay lại phần nhiệt điện than)

Nhà máy nhiệt điện than phát điện bằng cách sử dụng loại tuabin là tuabin hơi. Quy trình sản xuất điện của nhà máy nhiệt điện than dựa theo chu trình Rankine sử dụng hơi nước.

Một nhà máy nhiệt điện than bao gồm 3 bộ phận chính là lò hơi, tuabin và máy phát điện. Lò hơi là nơi sản xuất hơi nước bằng cách sử dụng nhiệt năng (từ việc đốt than) để làm nóng dòng nước được dẫn qua lò hơi. Dòng nước được làm nóng sẽ tăng nhiệt độ và áp suất, hóa hơi rồi sau đó được dẫn qua tuabin và làm quay tuabin. Tuabin quay sẽ làm máy phát điện hoạt động và sản sinh ra điện. Điện năng do nhà máy sản xuất sẽ được tăng áp và đưa lên lưới truyền tải.

Ngoài 3 bộ phận chính trên, còn một số bộ phận quan trọng khác của nhà máy là bộ phận nghiền và phun than, bộ phận làm mát và ngưng hơi để tuần hoàn dòng nước và các bộ phận xử lý tro xỉ, khí thải.



1.1.2. Phân loại nhà máy nhiệt điện than

Các nhà máy nhiệt điện than thường được phân loại theo công nghệ lò hơi. Đối với các nhà máy nhiệt điện than, bộ phận quan trọng nhất quyết định hiệu suất của toàn bộ chu trình là lò hơi. Do đó các nhà nghiên cứu tập trung chủ yếu phát triển các công nghệ nhằm cải tiến bộ phận này. Các loại hình công nghệ nhà máy điện thường được phân chia theo cấu tạo của lò hơi và theo thông số của dòng hơi nước được đẩy vào tuabin. Về cấu tạo lò hơi, có 2 loại công nghệ phổ biến là: (1) Lò hơi đốt than phun (PC) và (2) Lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB). Về thông số hơi, có 3 loại công nghệ là: (1) Cận tới hạn, (2) Siêu tới hạn và (3) Trên siêu tới hạn.

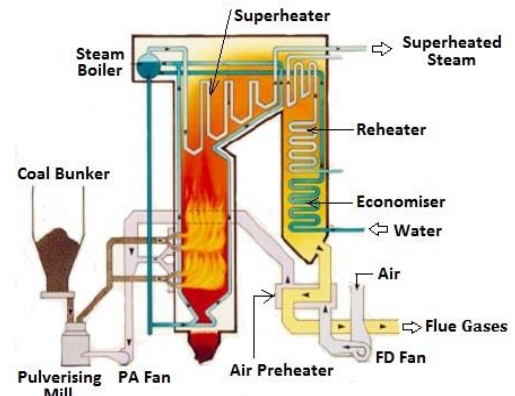
1.1.2.1. Phân loại theo cấu tạo lò hơi:

❖ Công nghệ lò hơi đốt than phun (Pulverized Coal – PC)

Đây là công nghệ truyền thống, đã được nghiên cứu và phát triển từ lâu nên thường đem lại hiệu suất cao và suất đầu tư rẻ hơn so với loại hình công nghệ còn lại. Nhờ những ưu điểm này, công nghệ lò than phun đã được sử dụng một cách rộng rãi và phổ biến ở cả Việt Nam và trên thế giới.

Cơ chế hoạt động của lò than phun được hiểu đơn giản là nguồn than đầu vào được nghiền nát thành bột mịn, nhỏ sau đó được thổi qua các vòi phun vào trong buồng đốt. Trong buồng đốt này than sẽ được đốt cháy tạo ra nhiệt năng để đun nóng các ống dẫn nước được dẫn qua buồng.

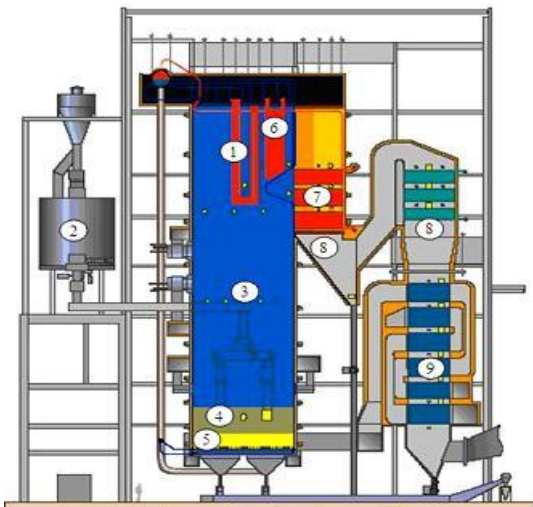
Sơ đồ lò hơi đốt than phun PC



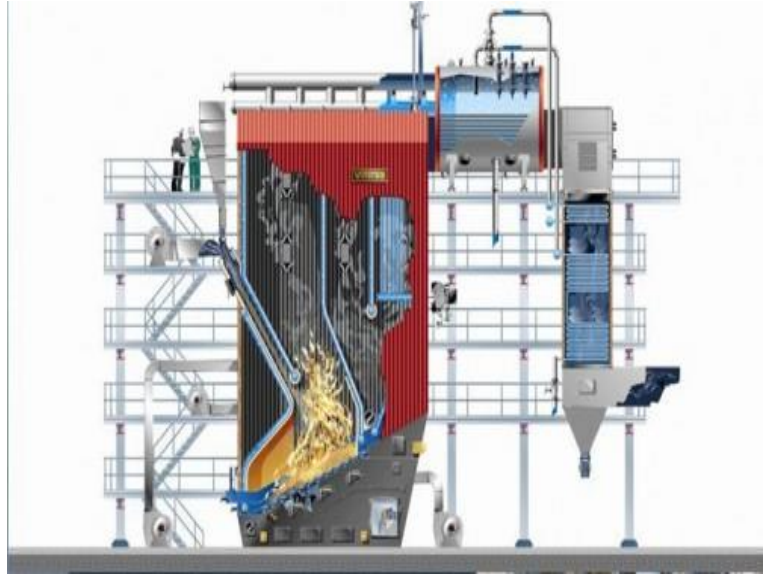
Công nghệ lò PC có một vài nhược điểm. Than trong buồng đốt của lò than phun thường khó cháy và không thể cháy kiệt được hoàn toàn. Do đó các nhà máy sử dụng công nghệ này thường có yêu cầu cao hơn về nguồn than đầu vào (chất bốc nhiều hơn, độ tro thấp hơn) cũng như than cần phải được nghiền mịn. Đồng thời các nhà máy cũng phải sử dụng thêm dầu FO và một vài loại phụ liệu trong quá trình khởi động cũng như để hỗ trợ quá trình cháy của than. Loại công nghệ này cũng tạo ra nhiều khí thải gây ô nhiễm NO_x, SO_x và thường tạo ra nhiều xỉ ở trong buồng đốt.

Công nghệ lò hơi tầng sôi tuần hoàn (Lò CFB): Đây là loại hình công nghệ mới và tiên tiến hơn so với lò than phun. Loại lò hơi này cũng có cấu trúc phức tạp hơn so với lò than phun thông thường.

Sơ đồ cấu tạo lò hơi CFB



1. Bộ quá nhiệt cấp 2; 2. Silô nhiên liệu; 3. Buồng lửa;
4. Tầng sôi; 5. Sàn rửa nước; 6. Bộ quá nhiệt cấp 3; 7. Bộ quá nhiệt cấp 1; 8. Bộ tiết kiệm nhiệt; 9. Bộ gia nhiệt sơ bộ không



Lò CFB giải quyết được các vấn đề về khả năng đốt than cũng như là vấn đề khí thải của lò than phun. Trong buồng đốt của lò CFB có các luồng gió được thổi vào để đẩy các hạt than luôn chuyển lên xuống và cháy ở một tầng sôi lơ lửng trong buồng. Các hạt than vẫn còn sót lại trong luồng khí thải ra khỏi buồng cũng được lọc và đưa trở lại buồng đốt. Với thiết kế trên than trong lò CFB sẽ được đốt cháy hoàn toàn và hạn chế được lượng tro xỉ tạo ra.

Công nghệ lò CFB có hai ưu điểm nổi bật:

- Có thể sử dụng các loại than xấu, than có chất lượng kém như than cám 6, 7, than bùn hoặc thậm chí là sử dụng các loại nhiên liệu rắn khác như rác thải hay sinh khối.
- Là công nghệ thân thiện với môi trường, ít tạo ra khí thải độc hại.

Tuy nhiên, do đây là loại công nghệ mới được phát triển cho nên chi phí đầu tư vẫn còn khá cao. Với cùng một suất đầu tư thì thường nhà máy sử dụng công nghệ lò CFB thường sẽ có hiệu suất thấp hơn nhà máy dùng công nghệ lò than phun. Công nghệ này thường được sử dụng ở những nơi có sẵn nguồn than xấu không thể sử dụng ở các nhà máy lò than phun để tận dụng nguồn nhiên liệu giá rẻ này.

Ngoài 2 công nghệ trên, còn có nghệ chu trình hỗn hợp khí hóa than (IGCC) là công nghệ lai giữa nhiệt điện than và nhiệt điện khí. Với công nghệ này, than sẽ được khí hóa trong thiết bị khí hóa để sinh hỗn hợp khí trong đó chủ yếu là CO và H₂ và N₂. Khí được làm sạch và cháy trong chu trình tuabin khí sau đó gia nhiệt cho nước - hơi trong lò thu hồi nhiệt giống như trong nhà máy nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp (CCGT).

Ưu điểm của công nghệ này là hiệu suất rất cao, phát thải SO₂ và NO_x rất thấp và đặc biệt là có khả năng lưu giữ CO₂. Nhược điểm là kết cấu phức tạp, vận hành kém linh hoạt, và chi phí đầu tư vẫn còn cao. Do vậy, hiện tại công nghệ này chưa được áp dụng nhiều trên thế giới.

1.1.2.2. Phân loại theo thông số hơi:

Các nhà máy nhiệt điện than thường được phân loại theo công nghệ lò hơi. Đối với các nhà máy nhiệt điện than, bộ phận quan trọng nhất quyết định hiệu suất của toàn bộ chu trình là lò hơi. Các loại hình công nghệ nhà máy điện thường được phân chia theo cấu tạo của lò hơi và theo thông số của dòng hơi nước đẩy vào tuabin. Về cấu tạo lò hơi, có 2 loại công nghệ phổ biến là: (1) Lò hơi đốt than phun (PC) và (2) Lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB). Về thông số hơi, có 3 loại công nghệ là: (1) Cận tới hạn, (2) Siêu tới hạn và (3) Trên siêu tới hạn.

So sánh các công nghệ lò hơi nhiệt điện than

Công nghệ lò hơi	Nhà máy sử dụng tại Việt Nam	Ưu điểm	Nhược điểm
Cận tới hạn (Subcritical)	Đa số các nhà máy nhiệt điện than tại Việt Nam đang sử dụng công nghệ này. VD: Hải Phòng, Quảng Ninh, Phả Lại, Vũng Áng, ...	+ Công nghệ đơn giản, dễ tiếp cận + Áp suất và nhiệt độ hơi nước thấp nên chỉ cần sử dụng vật liệu thông thường. → Chi phí đầu tư xây dựng thấp hơn	- Hiệu suất chuyển đổi năng lượng của nhà máy thấp nên chi phí nhiên liệu cao - Mức phát thải cao, gây ô nhiễm môi trường
Siêu tới hạn (Super Critical)	Một số nhà máy mới đi vào hoạt động: Vĩnh Tân 4, Vĩnh Tân 4 MR, Duyên Hải 3 MR.	+ Hiệu suất chuyển đổi năng lượng của nhà máy cao, tiết kiệm được chi phí nhiên liệu.	+ Yêu cầu nhiên liệu có chất lượng cao hơn + Công nghệ phức tạp, đòi hỏi vật liệu có khả năng chịu nhiệt, chịu áp suất cao → Chi phí đầu tư xây dựng tốn kém hơn
Trên siêu tới hạn (Ultra-Super Critical)	Chưa được áp dụng tại Việt Nam, dự kiến sẽ được áp dụng tại nhà máy nhiệt điện Quảng Trị 1.	+ Sử dụng ít nhiên liệu hơn nên giảm được lượng khí phát thải, thân thiện với môi trường.	

So sánh thông số của các công nghệ

Công nghệ lò hơi	Áp suất	Nhiệt độ	Hiệu suất chuyển đổi	Mức phát thải
Lò hơi cận tới hạn	22,1 MPa		<39%	>850g CO2/kWh
Lò hơi siêu tới hạn	>22,1 MPa	>540°C	39 – 42%	750 - 850g CO2/kWh
Lò hơi trên siêu tới hạn	>24 Mpa	>593°C	43 – 47%	<750g CO2/kWh

Nguồn: FPTTS tổng hợp

Công nghệ sản xuất điện từ than ở Việt Nam chủ yếu là công nghệ cận tới hạn có hiệu suất thấp. Các nhà máy nhiệt điện than tại Việt Nam chủ yếu đều áp dụng công nghệ cận tới hạn. Trong đó, hầu hết các nhà máy đều sử dụng lò hơi đốt than phun PC cho sản xuất điện. Kiểu lò hơi CFB chủ yếu được áp dụng bởi các nhà máy nhiệt điện than của TKV nhằm tận dụng những chủng loại than có chất lượng xấu sau sàng tuyển.

Hiệu suất đốt than trong các lò than phun của Việt Nam nhìn chung thấp hơn hiệu suất đốt than bitum trong các lò than phun của các quốc gia khác do than antraxit Việt Nam có hàm lượng chất bốc thấp, các bon cố định cao, khó bắt cháy và khó cháy kiệt. Mặt khác, các nhà máy trong nước cũng mới chỉ sử dụng các lò hơi có thông số dưới tới hạn nên đem lại mức hiệu suất rất thấp, chỉ khoảng 33 – 35%.

Các nhà máy sử dụng công nghệ siêu tới hạn đã bắt đầu được áp dụng trong một số nhà máy mới được đưa vào vận hành từ sau năm 2018 như Nhà máy Nhiệt điện Vĩnh Tân 1, Vĩnh Tân 4, Vĩnh Tân 4 MR, Duyên Hải 3 MR. Các nhà máy này đều nằm ở phía Nam, sử dụng than bitum và á bitum nhập khẩu, hiệu suất rơi vào khoảng 40%. Công nghệ siêu tới hạn và trên siêu tới hạn sẽ được ưu tiên sử dụng đối với các nhà máy nhiệt điện than tại Việt Nam trong tương lai nhờ vào những ưu điểm về hiệu suất và tính thân thiện với môi trường.

1.1.3. Ưu – nhược điểm của nhiệt điện than
➤ Ưu điểm:

- ✓ Là công nghệ truyền thống, lâu đời và gần như đã phát triển tối ưu về hiệu suất.
- ✓ Công suất nhà máy ổn định, phù hợp cho việc chạy nền. Hiệu suất nhà máy cũng không bị giảm nhiều ở chế độ non tải so với đầy tải như với tua bin khí chu trình hỗn hợp.
- ✓ Nhiên liệu than thường có giá thành rẻ và khá ổn định nên chi phí sản xuất điện than khá cạnh tranh.

➤ Nhược điểm:

- x Nhà máy điện đốt than nếu không kiểm soát ô nhiễm sẽ phát thải hàm lượng cao NOx, SO2 và các chất dạng hạt (PM), kéo theo chi phí môi trường cao.
- x So với những công nghệ khác như tua bin khí hoặc thủy điện, nhà máy nhiệt điện than có tốc độ điều chỉnh thấp hơn, vận hành phức tạp hơn và đòi hỏi số lượng nhân công lớn.

- x Nhà máy điện đốt than sử dụng chu trình hơi nước tiên tiến (siêu tới hạn) có độ linh hoạt khá tốt và hàm lượng khí thải ít hơn. Tuy nhiên, các nhà máy siêu tới hạn có yêu cầu cao hơn về chất lượng nhiên liệu. Do vậy khi sử dụng các công nghệ siêu tới hạn sẽ không sử dụng được nguồn dầu đốt kèm như các nhà máy điện cận tới hạn.

(Quay lại phần nhiệt điện khí)

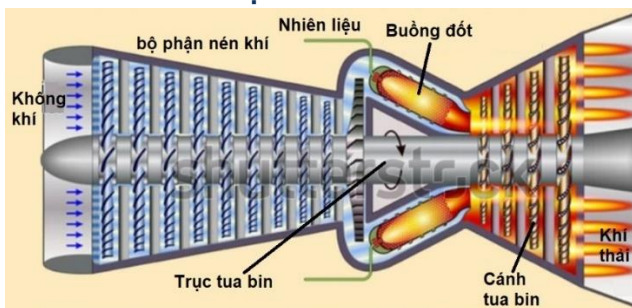
1.2. Nhiệt điện khí

1.2.1. Nguyên lý hoạt động và phân loại

Nguyên lý phát điện của các nhà máy nhiệt điện khí cũng giống như nhiệt điện than, đó là làm quay tua bin để tạo ra dòng điện. Đây cũng là nguyên lý chung của hầu hết các loại hình công nghệ phát điện.

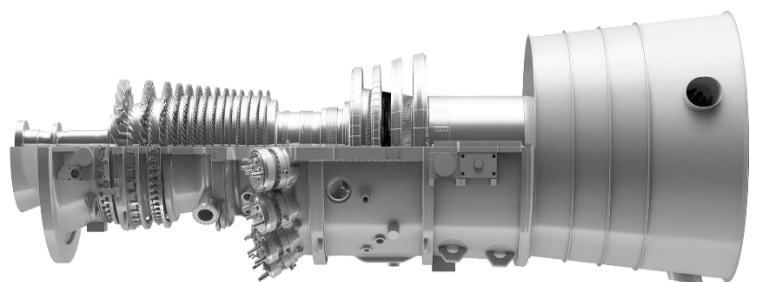
Tuy nhiên, các nhà máy nhiệt điện khí sử dụng tuabin khí thay vì tuabin hơi như nhiệt điện than. Tuabin khí sử dụng dòng khí được nén với áp suất cao, sau đó được bổ sung nhiên liệu tạo thành dòng khí có nhiệt độ và áp suất cao. Dòng khí này sẽ tác động lên tuabin làm cho tuabin quay và làm cho máy phát điện hoạt động.

Cấu tạo của Tuabin khí



Nguồn: FPTS tổng hợp

Tuabin khí GE's 9HA

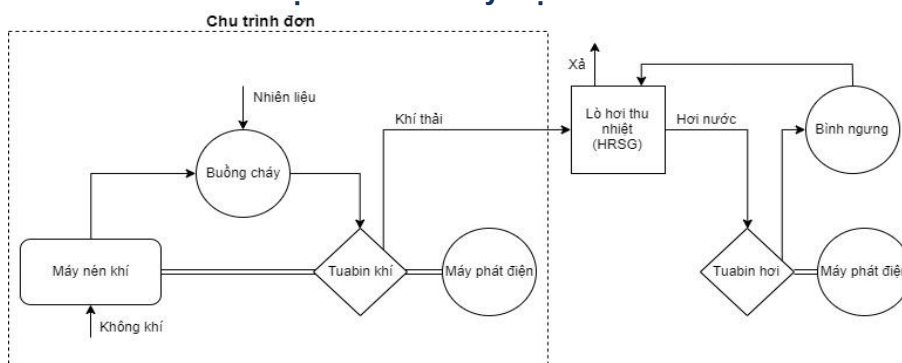


Nguồn: GE Vernova

Tuabin khí phổ biến thường là loại đơn trục có bộ phận nén khí và cánh tuabin được gắn vào cùng một trục và cùng với buồng đốt tạo thành một module thống nhất. Thiết kế dạng module như trên giúp tuabin có độ cơ động cao hơn và có thể áp dụng linh hoạt hơn với nhiều thiết kế, khác với tuabin hơi trong nhiệt điện than với các bộ phận riêng biệt và cố định. Các module tuabin khí này cũng thường được sản xuất sẵn từ xưởng sản xuất, do đó việc lắp đặt thiết bị sẽ đơn giản và nhanh hơn so với nhiệt điện than, đồng thời chi phí đầu tư thường cũng sẽ thấp hơn. Ngoài phát điện thì tuabin khí còn được áp dụng trong nhiều lĩnh vực khác, trong đó điển hình là sử dụng cho các động cơ máy bay.

Phân loại: Công nghệ sản xuất nhiệt điện khí gồm 2 loại: **Công nghệ tuabin khí chu trình đơn** và **công nghệ tuabin khí chu trình hỗn hợp**.

Cấu tạo của nhà máy điện khí CCGT



Biểu đồ 172 - Nguồn: FPTS tổng hợp

➤ **Công nghệ tua-bin khí chu trình đơn, hay còn gọi là chu trình hở (Simple/Open Cycle Gas Turbine – SCGT/OCGT):** Công nghệ này chỉ sử dụng tuabin khí thông thường để phát điện. Công nghệ này có hiệu suất chuyển đổi khá thấp, thường xấp xỉ hoặc thấp hơn một chút so với các tuabin hơi trong nhiệt điện than. Bù lại thì chi phí đầu tư của công nghệ này rất thấp và công nghệ này thường được sử dụng cho các nhà máy có quy mô nhỏ, dùng để làm nguồn dự phòng hoặc chạy phủ đỉnh.

➤ **Công nghệ tua-bin khí chu trình hỗn hợp (Combined Cycle Gas Turbine – CCGT):** Công nghệ này là một bản mở rộng của công nghệ chu trình đơn. Dòng khí thải thoát ra khỏi tuabin khí vẫn còn mang rất nhiều nhiệt năng. Công nghệ CCGT tận dụng nguồn nhiệt năng này bằng cách sử dụng thêm một lò hơi thu hồi nhiệt và dùng lượng nhiệt này để cung cấp cho tuabin hơi giống như trong nhà máy nhiệt điện than. Do tận dụng được nguồn nhiệt dư thừa nên công nghệ này có thể đạt được hiệu suất chuyển đổi năng lượng rất cao, có thể lên tới 65%.

1.2.2. Ưu – nhược điểm của nhiệt điện khí

➤ Ưu điểm:

- ✓ Các nhà máy nhiệt điện khí CCGT thường có hiệu suất chuyển đổi năng lượng cao, kết hợp với việc sử dụng nhiên liệu là khí tự nhiên nên hàm lượng phát thải thấp hơn nhiều so với nhiệt điện than.
- ✓ Nhà máy điện tua bin khí chu trình đơn có thời gian khởi động/tắt máy ngắn. Đối với vận hành bình thường, khởi động nóng có thể chỉ mất khoảng 10 - 15 phút.
- ✓ Nhiệt điện khí là chi phí đầu tư thấp, hiệu suất điện cao, thời gian xây dựng tương đối ngắn. Tuy nhiên, suất đầu tư của các nhà máy có công suất dưới 200 MW sẽ tăng lên khi công suất nhà máy giảm đi.

➤ Nhược điểm:

- x Các nhà máy điện khí phụ thuộc rất lớn vào nguồn cung cấp khí. Nguồn khí đầu vào khó có khả năng dự trữ hơn so với than và việc tìm nguồn khí thay thế khi có sự cố về nguồn cung là rất khó. Sự cố cung cấp khí có thể dẫn tới tổn thất cho nhiều nhà máy điện sử dụng cùng một nguồn khí.
- x Công nghệ SCGT không phù hợp với quy mô lớn do hiệu suất kém và lãng phí nguồn nhiệt dư. Ngược lại, các tổ máy CCGT công suất nhỏ có hiệu suất điện thấp hơn nhiều so với những tổ máy công suất lớn nên ít được sử dụng.

1.3. Thủy điện

1.3.1. Nguyên lý làm việc

[\(Quay lại phần thủy điện\)](#)

Thủy điện là nguồn điện có được từ năng lượng nước (thủy năng). Các nhà máy thủy điện sản xuất điện bằng cách sử dụng nguồn năng lượng từ dòng chảy của nước. Qua một hệ thống ống dẫn, dòng chảy của nước được truyền tới làm quay turbine nước của máy phát điện, từ đó tạo ra dòng điện. Công suất phát điện của thủy điện được khái quát như sau:

$$P = \eta * \rho * g * h * Q$$

Trong đó:	P	Công suất phát điện	η :	Hiệu suất của nhà máy
	ρ :	Khối lượng riêng của nước	g:	Gia tốc trọng trường
	h:	Chiều cao cột nước	Q:	Lưu lượng nước qua tuabin

Dựa vào công thức trên, các nhà máy thủy điện thường khai thác nguồn thủy năng dựa trên 2 yếu tố chính: (1) lưu lượng nước qua turbine và (2) chiều cao cột nước (là chênh lệch độ cao mực nước tại thượng lưu và hạ lưu nhà máy).

Nguồn thủy năng có thể sẵn có trong tự nhiên (hồ lớn trên cao, thác nước lớn, ...) hoặc có thể được tạo ra bằng cách xây dựng đập và đường ống dẫn nước. Việc xây dựng đập sẽ ngăn dòng nước, làm nước dâng lên để tạo ra cột nước, đồng thời có thể tạo ra một hồ chứa để điều tiết lưu lượng.

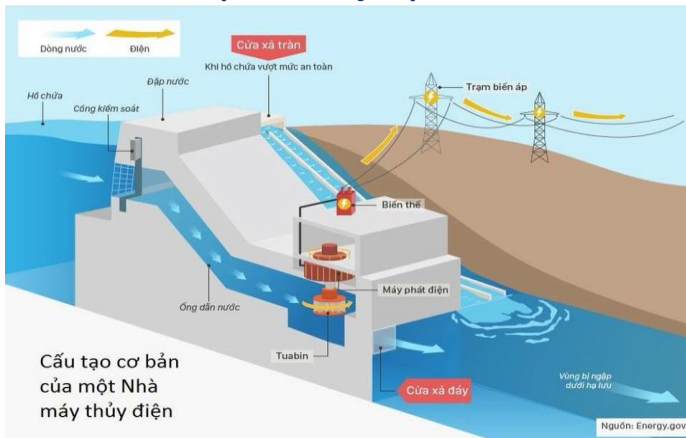
Đối với những vị trí có địa hình không phù hợp để tạo hồ chứa, hoặc mực nước dâng lên thấp thì có thể xây dựng một đường dẫn từ nguồn nước tới một vị trí thấp hơn để tạo ra cột nước. Một số nhà máy thủy điện có thể kết hợp xây dựng cả đập và đường dẫn nước.

1.3.2. Phân loại nhà máy thủy điện

Các nhà máy thủy điện thường được phân loại theo cách thức sử dụng nguồn nước để phát điện. Có thể chia thủy điện thành 3 loại chính:

- **Thủy điện đập chứa:** Là dạng nhà máy thủy điện sử dụng đập để tích nước. Đập thủy điện được xây dựng để chặn dòng sông, tạo ra một hồ chứa để dự trữ nước. Nước trong hồ chứa sẽ được đưa vào ống dẫn nước khi nhà máy cần phát điện. Đây cũng là dạng thủy điện phổ biến nhất trong đối với các dự án thủy điện quy mô lớn (công suất trên 30MW). Nhờ việc tích trữ nước mà các nhà máy thủy điện loại này có thể tự điều chỉnh công suất phát điện mong muốn.
- **Thủy điện dòng chảy:** Là dạng nhà máy thủy điện không cần hồ chứa mà tận dụng trực tiếp dòng chảy và chênh lệch độ cao của các dòng sông, suối. Các nhà máy dạng này thường có công suất nhỏ và sản lượng điện phụ thuộc hoàn toàn vào dòng chảy tự nhiên.

Cấu tạo của thủy điện hồ chứa



Cấu tạo của thủy điện dòng chảy



- **Thủy điện tích năng:** Là dạng thủy điện có thiết kế gồm 2 hồ chứa: hồ trên cao (với mục đích tích trữ nước) và bể dưới thấp (mục đích cung cấp nước bơm ngược) với nguyên lý bơm ngược nước từ bể thấp lên bể trên cao trong những khung giờ thấp điểm để tích trữ và sử dụng cho sản xuất điện. Đây cũng có thể được xem là một loại hình lưu trữ năng lượng.

Ngoài ra, điện thủy triều cũng có thể được xem là một dạng thủy điện. Loại hình này tận dụng trực tiếp dòng chảy khi thủy triều lên xuống để phát điện hoặc bằng cách xây các đập thủy triều. Tuy nhiên, loại hình phát điện này hiện vẫn chưa phổ biến và cũng thường xếp vào một loại hình phát điện riêng.

1.3.3. Ưu – nhược điểm của thủy điện

➤ Ưu điểm:

- ✓ Thủy điện là nguồn năng lượng sạch do không phát thải và là một nguồn năng lượng tái tạo, gần như không bao giờ cạn kiệt.
- ✓ Thủy điện có hồ chứa vận hành rất linh hoạt, có thể sẵn sàng huy động khi cần và có thể điều chỉnh lưu lượng nước qua tuabin để điều chỉnh sản lượng và công suất phát điện theo yêu cầu.
- ✓ Các cơ sở thủy điện có tuổi đời hoạt động dài, có thể kéo dài thêm tuổi thọ và cải tiến tiếp. Một số nhà máy đang hoạt động tại một vài quốc gia đã vận hành 100 năm và lâu hơn.
- ✓ Sản xuất thủy điện có chi phí rất thấp do không cần chi phí nhiên liệu, hệ số công suất vẫn có thể đạt mức cao, nhà máy có tuổi thọ rất cao giúp giảm chi phí cố định.
- ✓ Các hồ chứa thủy điện cũng có nhiều vai trò khác như kiểm soát lũ, cung cấp nước cho tưới tiêu, sinh hoạt ở hạ du, ...

➤ Nhược điểm:

- x Các hồ chứa thủy điện vẫn gây ra nhiều tác động có hại tới môi trường. Hồ chứa chiếm một diện tích lớn làm mất đi môi trường sống của con người và nhiều loài động vật. Một số đập thủy điện làm thay đổi dòng chảy và gây ảnh hưởng xấu tới vùng hạ du. Ngoài ra, các đập thủy điện làm ảnh hưởng tới chất lượng nước, ngăn cản phù sa và hoạt động của các loài cá.

- x Các nhà máy thủy điện kể cả có hồ chứa lớn thì vẫn phụ thuộc rất lớn vào điều kiện thủy văn, trong thời gian khô hạn, nhiều nhà máy thủy điện không thể phát điện.
- x Một số nhà máy thủy điện lớn có vai trò quan trọng sẽ bị hạn chế độ linh hoạt do cần đáp ứng nhu cầu nước cho thủy lợi và những nhu cầu khác.

1.4. Điện mặt trời

[\(Quay lại phần điện mặt trời\)](#)

1.4.1. Nguyên lý làm việc

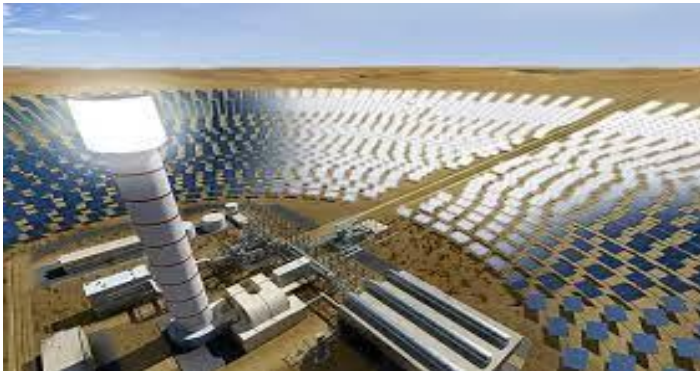
Điện mặt trời được sản xuất dựa trên năng lượng tạo ra từ năng lượng từ bức xạ mặt trời. Đa số nhà máy điện mặt trời hiện tại sử dụng công nghệ pin năng lượng mặt trời, phát điện dựa trên hiệu ứng quang điện. Tuy nhiên, năng lượng bức xạ mặt trời cũng có thể dùng để tạo ra nhiệt năng và kết hợp với tuabin hơi để phát điện trong công nghệ CSP, tương tự như quy trình sản xuất trong các nhà máy nhiệt điện.

1.4.2. Phân loại nhà máy điện mặt trời

Công nghệ sản xuất điện từ bức xạ mặt trời có 2 loại: **Công nghệ pin năng lượng mặt trời** và **công nghệ điện mặt trời tập trung**:

- **Công nghệ pin năng lượng mặt trời (Solar PV):** Đây là công nghệ khác biệt với hầu hết các loại hình phát điện khác. Công nghệ này không dùng cách làm quay tuabin để làm máy phát điện hoạt động mà tạo ra dòng điện bằng hiệu ứng quang điện. Dòng điện tạo ra từ các tấm pin mặt trời là dòng điện 1 chiều, do đó cần có một hòa lưới (inverter) để chuyển đổi thành dòng điện xoay chiều trước khi phát lên lưới điện.
- **Công nghệ điện mặt trời tập trung (Concentrated Solar Power – CSP):** Công nghệ này còn được gọi là nhà máy nhiệt điện mặt trời. Các nhà máy CSP sử dụng các tấm gương hoặc thấu kính để hội tụ ánh sáng vào một điểm để tạo ra nhiệt năng, từ đó dùng lượng nhiệt năng để cung cấp cho tuabin hơi như trong nhà máy nhiệt điện.

Nhà máy điện mặt trời tập trung



Nhà máy điện mặt trời PV



Công nghệ pin mặt trời được sử dụng phổ biến hơn và đang phát triển mạnh trong vài năm gần đây do chi phí sản xuất đã giảm mạnh. Các tấm pin mặt trời hầu hết được làm từ tinh thể silicon và có 3 loại công nghệ phổ biến là: pin đa tinh thể (poly), đơn tinh thể (mono) và pin màng mỏng (thin-film).

Các nhà máy điện mặt trời cũng có thể được phân loại theo nơi các tấm pin được đặt. Có 3 dạng nhà máy là: (1) điện mặt trời mặt đất/trang trại; (2) điện mặt trời nổi và (3) điện mặt trời mái nhà. Các nhà máy điện mặt trời trang trại thường có quy mô lớn, đấu nối trực tiếp vào lưới truyền tải với mục đích chính là cung cấp điện cho toàn hệ thống. Trong khi đó các nhà máy điện mặt trời mái nhà thường có quy mô nhỏ, phân tán và thường dùng một phần điện năng để cung cấp nhu cầu tiêu thụ nội bộ.

1.4.3. Ưu và nhược điểm của điện mặt trời

- **Ưu điểm:**
 - ✓ Điện mặt trời là nguồn năng lượng sạch và không phát thải. Năng lượng mặt trời là năng lượng tái tạo và gần như vô tận. Điện mặt trời sẽ giúp hạn chế sử dụng nhiên liệu hóa thạch.
 - ✓ Các tấm pin mặt trời có dạng module, lắp đặt dễ dàng và nhanh chóng.

- ✓ Các trang trại điện mặt trời thường được đặt ở những vùng đất khô cằn, khó sử dụng. Trong khi đó, điện mặt trời mái nhà không đòi hỏi diện tích đất và cũng không cần xây dựng thêm các đường dây đầu nối.

➤ **Nhược điểm:**

- x Điện mặt trời là loại hình có hiệu suất và hệ số công suất thấp nhất, thường chỉ dưới 20%.
- x Điện mặt trời chỉ có thể phát điện vào ban ngày lúc có ánh sáng mặt trời. Công suất phát điện phụ thuộc vào điều kiện thời tiết và biến động mạnh giữa các khoảng thời gian trong ngày. Công suất và sản lượng điện chỉ có thể điều chỉnh giảm theo nhu cầu.
- x Điện mặt trời thường được huy động trước các nguồn nhiệt điện do không có chi phí biến đổi, nếu biến động công suất điện mặt trời không đồng pha với phụ tải sẽ khiến việc huy động các nguồn nhiệt điện kém linh hoạt gặp nhiều khó khăn.
- x Các tấm pin mặt trời có chứa một số chất gây hại, do đó cần có quá trình tái chế và xử lý rác thải.

1.5. Điện gió

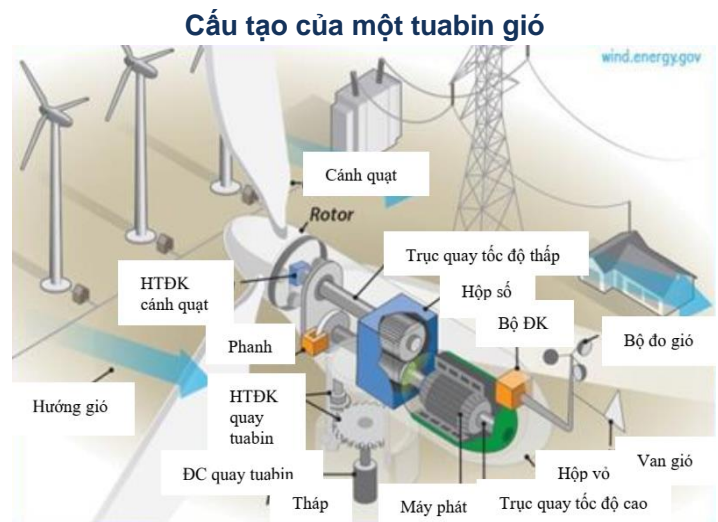
[\(Quay lại phần điện gió\)](#)

1.5.1. Nguyên lý làm việc và phân loại

Điện gió là công nghệ phát điện bằng năng lượng gió và khai thác nguồn năng lượng này thông qua các tuabin gió. Các tuabin gió hiện tại hầu hết có cấu tạo tương đồng nhau với trục tuabin nằm ngang. Các tuabin gió sẽ hoạt động nhờ nhận động năng từ gió thông qua các cánh quạt gắn trên 1 rotor và truyền năng lượng lên 1 trục truyền động. Trục này được nối với 1 hộp số tăng tốc độ và hộp số này lại nối với máy phát điện. Máy phát điện sẽ biến đổi năng lượng quay của trục thành năng lượng điện.

Các tuabin gió được kết cấu và sản xuất theo dạng module, có thể hoạt động đơn lẻ và cũng có thể được lắp đặt thành những trang trại lớn với nhiều tuabin. Tuy nhiên, việc lắp đặt các tuabin gió vẫn khá khó khăn do: (1) các thiết bị khá cồng kềnh, cần các phương tiện vận chuyển chuyên dụng và (2) các tuabin thường được đặt ở nơi có độ cao lớn hoặc ở trên biển để tận dụng nguồn gió.

Các nhà máy điện gió thường không được phân loại theo công nghệ mà phân loại theo vị trí đặt nhà máy. Điện gió thường được chia thành 3 loại: (1) điện gió trên bờ; (2) điện gió gần bờ và (3) điện gió ngoài khơi. Điện gió ngoài khơi lắp đặt khó khăn và chi phí cao hơn, tuy nhiên tốc độ gió sẽ cao và ổn định hơn.



1.5.2. Ưu và nhược điểm của điện gió

➤ **Ưu điểm:**

- ✓ Điện gió cũng là nguồn năng lượng sạch và không phát thải. Năng lượng gió là năng lượng tái tạo và gần như vô tận. Sử dụng điện gió giúp hạn chế sử dụng nhiên liệu hóa thạch.
- ✓ Các tuabin gió dạng module cho phép mở rộng công suất theo nhu cầu. Thời gian xây dựng, lắp đặt cũng tương đối ngắn so với các công nghệ nhiệt điện hay thủy điện.
- ✓ Chi phí ổn định và có thể dự báo được do không mất chi phí nhiên liệu

➤ **Nhược điểm:**

- x Sản lượng và công suất phát điện phụ thuộc vào tốc độ gió, thường biến động mạnh và cần dự báo trước một cách chính xác.
- x Hệ số công suất của điện gió thường khá thấp so với các nguồn nhiệt điện, thủy điện.
- x Việc xây dựng tuabin gió có thể gây cản trở tầm nhìn, ảnh hưởng tới cảnh quan và gây ô nhiễm tiếng ồn.

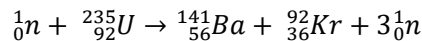
1.6. Điện hạt nhân

1.6.1. Nguyên lý hoạt động

Nguyên lý phát điện của các nhà máy điện hạt nhân tương tự như các nhà máy nhiệt điện than, đó là dùng nhiệt để hóa hơi nước và làm quay các tuabin hơi để phát điện. Tuy nhiên nhà máy điện hạt nhân không dùng cách đốt nhiên liệu để tạo ra nhiệt mà dùng các phản ứng hạt nhân, do đó nhà máy không sử dụng lò hơi thông thường mà dùng các lò phản ứng hạt nhân.

Có hai loại phản ứng hạt nhân là: (1) phân hạch (fission): từ một hạt nhân tách ra nhiều hạt nhân nhỏ hơn và (2) nhiệt hạch (fusion): từ nhiều hạt nhân tổng hợp thành một hạt nhân mới. Cả hai loại phản ứng đều có khả năng tỏa nhiệt rất lớn, tuy nhiên phản ứng nhiệt hạch vẫn đang trong quá trình nghiên cứu và chưa được áp dụng trong thực tế.

Các nhà máy điện hạt nhân hiện tại đều áp dụng phản ứng phân hạch, trong đó đồng vị hạt nhân uranium 235 (U-235) là hạt nhân chủ yếu tham gia vào phản ứng, ngoài ra còn có plutonium 239 (P-239). Phản ứng được tạo ra bằng cách bắn các hạt neutron vào hạt nhân U-235 và P-239, khiến các hạt nhân này vỡ ra thành các hạt nhân nhỏ hơn và giải phóng năng lượng. Phương trình phản ứng với U-235 diễn ra như sau:



Phản ứng trên cũng tạo ra thêm các hạt neutron, các hạt này tiếp tục tấn công các hạt nhân U-235 khác và tạo ra chuỗi phản ứng dây chuyền. Các neutron này là “neutron nhanh” và cần phải làm chậm bằng các **chất làm chậm** để phản ứng dây chuyền có thể diễn ra. Tốc độ phân hạch trong lò phản ứng cũng sẽ được điều khiển thông qua các thanh điều khiển ở trong lò. Nhiệt năng mà lò phản ứng sản sinh ra sẽ được truyền qua **chất làm mát (chất tải nhiệt)** để đưa tới nơi sản sinh hơi nước. Đối với một số loại lò phản ứng chỉ có 1 vòng tuần hoàn, nước trực tiếp đóng vai trò là chất làm mát, được đưa tới lò phản ứng, hóa hơi và được dẫn vào tuabin.

1.6.2. Phân loại các nhà máy điện hạt nhân

Các nhà máy điện hạt nhân được phân loại theo công nghệ của lò phản ứng. Các công nghệ lò phản ứng có thể phân theo cấu tạo lò hoặc theo thế hệ lò. Các nhà máy điện hạt nhân mới nhất đang được xây dựng đang sử dụng lò phản ứng thế hệ III+. Lò phản ứng thế hệ IV đã được bắt đầu nghiên cứu từ đầu những năm 2000, tuy nhiên hiện vẫn chưa được khai thác thương mại.

Phân loại theo cấu tạo lò: Có thể tạm chia các lò phản ứng thành 6 loại dựa theo kết cấu lò, các loại lò này có thể sử dụng các chất làm mát khác nhau (nước nhẹ H₂O, nước nặng D₂O hoặc khí CO₂) hoặc chất làm chậm khác nhau (nước nhẹ, nước nặng, graphite hoặc không dùng). Một số loại lò chỉ dùng nước nhẹ sẽ chỉ dùng một vòng tuần hoàn nước, các loại lò khác có thể dùng 2 vòng tuần hoàn và sản sinh hơi một cách gián tiếp. Các đặc điểm cơ bản của một số loại lò được thể hiện ở bảng sau.

Các công nghệ lò phản ứng hạt nhân

Loại lò	PWR	BWR	AGR	PHWR (Candu)	LWGR	FBR
Cấu tạo	Lò điều áp nước nhẹ	Lò đun sôi nước nhẹ trực tiếp	Lò làm mát bằng khí	Lò điều áp nước nặng	Lò nước nhẹ làm chậm bằng graphite	Lò neutron nhanh không cần chất làm chậm
Nhiên liệu	UO ₂ đã làm giàu	UO ₂ đã làm giàu	UO ₂ đã làm giàu	UO ₂ tự nhiên	UO ₂ đã làm giàu	PuO ₂ /UO ₂
Chất làm mát	H ₂ O	H ₂ O	CO ₂	D ₂ O	H ₂ O	Natri
Chất làm chậm	H ₂ O	H ₂ O	Graphite	D ₂ O	Graphite	không dùng
Số vòng tuần hoàn	2	1	2	2	1	2
Tạo hơi	Gián tiếp	Trực tiếp	Gián tiếp	Gián tiếp	Trực tiếp	Gián tiếp
Số nhà máy đang hoạt động	298	73	14	49	14	3

Nguồn: World Nuclear Association

1.6.3. Ưu và nhược điểm của điện hạt nhân

➤ **Ưu điểm:**

- ✓ Điện hạt nhân là một nguồn điện sạch và không phát thải.
- ✓ Các nhà máy điện hạt nhân có công suất ổn định và có hệ số công suất cao, phù hợp để chạy nền trong hệ thống.

➤ **Nhược điểm:**

- x Nhà máy điện hạt nhân thường có cấu trúc phức tạp và chi phí đầu tư ban đầu thường rất cao.
- x Chất thải của nhà máy là các sản phẩm phân hạch có mức độ phóng xạ rất cao, cần có quá trình xử lý phức tạp, mất nhiều thời gian và chi phí.
- x Việc vận hành nhà máy cũng rất phức tạp và cần có sự kiểm soát chặt chẽ, bởi những sự cố xảy ra tại nhà máy có thể đem lại những hậu quả cực kỳ lớn.
- x Điện hạt nhân có độ linh hoạt rất thấp, thời gian khởi động lâu và tốc độ tăng/giảm phụ tải thấp.

1.7. Lưu trữ năng lượng

1.7.1. Tổng quan các công nghệ lưu trữ năng lượng

Sự phát triển của các loại hình điện năng lượng tái tạo (ngoài thủy điện) đã thúc đẩy nhu cầu phát triển các loại hình lưu trữ năng lượng. Điện tái tạo có nhược điểm lớn là thiếu ổn định, khó kiểm soát và dự đoán sản lượng, gây nhiều khó khăn cho hệ thống điện. Các công nghệ lưu trữ năng lượng có thể giải quyết các nhược điểm của điện tái tạo. Các nguồn lưu trữ năng lượng là nguồn dự phòng phù hợp cho điện tái tạo nhờ khả năng tích trữ điện năng lúc hệ thống dư thừa và phát điện lúc nguồn cung thiếu hụt với tốc độ phản ứng rất nhanh.

Điện năng là một loại hàng hóa đặc biệt do không thể lưu trữ một cách thông thường. Điện sau khi sản xuất sẽ được truyền tải ngay lập tức lên hệ thống lưới điện và việc lưu trữ điện năng cần có những loại hình lưu trữ đặc biệt. Các loại hình lưu trữ năng lượng thường chuyển đổi điện năng thành các dạng năng lượng khác (thủy năng, hóa năng, điện trường, ...) để lưu trữ và chuyển đổi ngược lại thành điện năng lúc nhu cầu tiêu thụ điện cao.

Tổng quan một số loại hình lưu trữ năng lượng

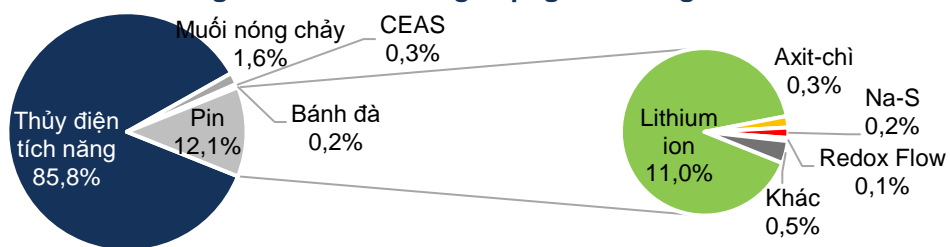
	Nguyên lý hoạt động	Mức độ phát triển	Công suất điển hình	Hiệu suất	Tuổi thọ
Thủy điện tích năng	Bơm nước lên hồ chứa cao để tích trữ nước và phát điện lúc cần thiết. Công nghệ này có thể lưu trữ được lượng năng lượng lớn, tuy nhiên thời gian lưu trữ và xả lâu hơn các công nghệ khác.	Phát triển lâu đời	100 - 3.000MW	75-85%	40 - 60 năm
Khí nén CAES	Nén không khí và lưu trữ tại bể chứa. Khi cần phát điện, lượng khí nén này sẽ được đẩy vào turbine và được đốt cháy như một nhà máy nhiệt điện khí.	Phát triển lâu đời	10 - 1.000MW	70-89%	20 - 40 năm
Muối nóng chảy	Dùng nhiệt năng để làm nóng chảy muối và lưu trữ trong các bể chứa cách nhiệt. Khi cần phát điện, lượng nhiệt này được giải phóng để làm nóng nước và cung cấp hơi cho các tuabin hơi. Công nghệ này thường được kết hợp với các trang trại CSP.	Phát triển lâu đời	1 – 150MW	80-90%	30 năm
Pin	Pin là loại hình lưu trữ điện hóa và hoạt động dựa trên phản ứng oxi hóa-khử và sự di chuyển của các ion+ và electron. Giữa 2 cực của tấm pin có chất điện phân chỉ cho phép ion+ mà không cho electron đi qua. Electron chỉ có thể di chuyển khi nối 2 cực của pin với một mạch ngoài, từ đó tạo ra dòng điện. Trong quá trình sạc và xả, electron và ion+ di chuyển theo chiều ngược nhau.	Đã thương mại hóa	1-40MW	85-95%	1.000-10.000 chu kỳ
Pin Redox Flow	Hoạt động tương tự như pin thông thường, tuy nhiên chất điện phân được tách thành 2 dung dịch khác nhau được chứa ở 2 bể riêng biệt bên ngoài tấm pin. Chúng sẽ được bơm vào tấm pin khi cần sử dụng. Nhờ cấu tạo này mà pin Redox Flow có thể đạt công suất lưu trữ lớn hơn so với pin thường.	Bắt đầu thương mại hóa	1-100MW	60-85%	12.000-14.000 chu kỳ

Bánh đà	Gồm một bánh đà gắn với motor-máy phát điện và đặt trong chân không. Điện năng dư thừa được nạp vào làm bánh đà quay và lưu trữ năng lượng dưới dạng động năng quay. Khi cần phát điện, đảo chiều motor và bánh đà sẽ hoạt động như một tuabin trong máy phát điện.	Bắt đầu thương mại hóa	100kW-20MW	93-95%	Trên 15 năm
Hydrogen	Hydrogen được tạo ra bằng cách dùng nguồn điện dư thừa để điện phân nước, sau đó sẽ được lưu trữ để dùng làm nhiên liệu khi cần phát điện. Hydrogen có thể dùng làm nhiên liệu trong các tấm pin nhiên liệu (fuel cell), hoạt động giống như pin, hoặc có thể làm nhiên liệu đốt trong các nhà máy nhiệt điện khí.	Đang phát triển	n/a	35-55%	5 - 30 năm
Siêu tụ điện	Hoạt động giống như các tụ điện được dùng phổ biến trong ngành công nghiệp điện tử, nhưng có công suất lớn hơn. Các bản cực của tụ điện có khả năng tích trữ electron và lưu trữ điện dưới dạng điện trường, và cũng có thể phóng các điện tích này ra để phát điện.	Đang nghiên cứu	n/a	90-95%	Trên 20 năm
Từ trường siêu dẫn (SMES)	Lưu trữ năng lượng dưới dạng từ trường bằng cách cho dòng điện chạy qua cuộn dây siêu dẫn được làm lạnh để không còn điện trở.		n/a	95-98%	Trên 20 năm

Nguồn: The World Energy Council, EESI, FPTs tổng hợp

Các công nghệ lưu trữ năng lượng rất đa dạng, tuy nhiên phần lớn đều chưa được thương mại hóa rộng rãi. Nguyên nhân chính vẫn là chi phí đầu tư của các công nghệ này vẫn còn quá cao, chưa hiệu quả về kinh tế để thương mại hóa. Hiện tại chỉ có 2 loại hình lưu trữ được sử dụng phổ biến là thủy điện tích năng và pin lưu trữ.

Cơ cấu công suất lưu trữ năng lượng trên thế giới



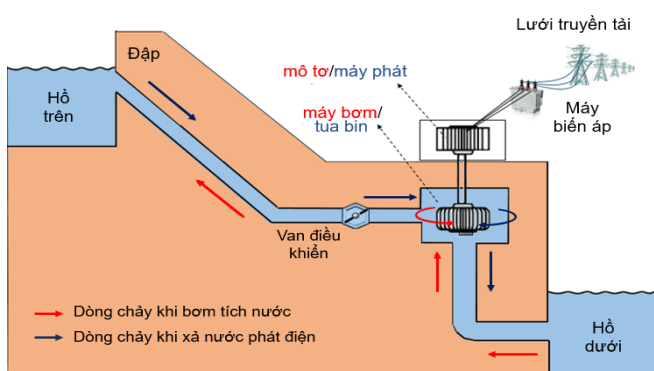
Biểu đồ 173 - Nguồn: CNESA

Mặc dù vậy, với sự phát triển của năng lượng tái tạo và xe điện, các công nghệ lưu trữ đang ngày càng phát triển và được đầu tư nghiên cứu nhiều hơn. Chi phí đầu tư các công nghệ này được kỳ vọng sẽ ngày càng giảm xuống để đạt hiệu quả về kinh tế, giống như điều đã xảy ra đối với các công nghệ điện tái tạo.

1.7.2. Thủy điện tích năng:

Thủy điện tích năng là loại hình lưu trữ năng lượng được phát triển lâu đời, đã có mặt từ đầu thế kỷ 20 và cũng là công nghệ lưu trữ năng lượng phổ biến nhất hiện tại với công suất lắp đặt khoảng 180 GW, chiếm hơn 90% công suất lưu trữ năng lượng toàn thế giới.

Cấu tạo của một nhà máy thủy điện tích năng



Nguồn: FPTs tổng hợp

Thủy điện tích năng La Muela, Tây Ban Nha



Nguồn: FPTs tổng hợp

- **Cấu tạo của thủy tích năng:** Nhà máy thủy điện tích năng có hai hồ chứa riêng biệt có độ cao khác nhau. Khi nguồn cung điện dư thừa, nhà máy sẽ dùng phần điện dư thừa để bơm nước từ hồ chứa dưới lên hồ chứa trên, biến điện năng thành thủy năng và tích trữ ở hồ chứa trên. Khi cần phát điện, nước sẽ được xả từ hồ trên xuống hồ dưới qua turbine để phát điện như một nhà máy thủy điện thông thường.
- **Đặc điểm của thủy điện tích năng:**
 - o **Công suất lớn:** Công suất phát điện mỗi tổ máy thủy điện tích năng thường dao động từ 50 – 500 MW, công suất nhà máy lớn nhất hiện tại là 3.000 MW. Công suất lưu trữ của thủy điện tích năng cũng lớn hơn rất nhiều so với các loại hình lưu trữ còn lại.
 - o **Chi phí đầu tư ban đầu lớn:** Do phải xây dựng tới 2 hồ chứa nên chi đầu tư của thủy tích năng là rất lớn. Đồng thời, việc tìm kiếm vị trí phù hợp để xây dựng các nhà máy thủy điện tích năng cũng trở nên khó khăn hơn, khi mà các vị trí thuận lợi để xây dựng nhà máy thủy điện lớn tại Việt Nam gần như đã được khai thác hết.
 - o **Thời gian lưu trữ dài:** Thủy điện tích năng có thể lưu trữ năng lượng trong một khoảng thời gian rất dài và tổn thất rất ít trong thời gian lưu trữ.
 - o **Khả năng phản hồi:** Giống như thủy điện thông thường, thủy điện tích năng cũng có khả năng điều chỉnh công suất khá linh hoạt, thời gian khởi động và điều chỉnh công suất chỉ tính bằng phút. Tuy nhiên so với các loại hình lưu trữ khác thì khả năng phản hồi của thủy điện tích năng vẫn là khá chậm.
 - o **Hiệu suất chu trình trung bình:** Quá trình bơm và xả nước giữa 2 hồ chứa của nhà máy thủy điện tích năng sẽ gây ra tổn thất về năng lượng. Hiệu suất của các nhà máy thủy điện tích năng trên thế giới thường rơi vào khoảng 75% - 85%. Đây là mức hiệu suất trung bình trong số các loại hình lưu trữ năng lượng.
 - o **Vấn đề môi trường:** Thủy điện là một nguồn năng lượng sạch và không gây phát thải. Tuy nhiên việc xây dựng các hồ chứa lớn lại gây ra một số vấn đề như: (1) làm mất diện tích đất sinh sống của con người và các loài sinh vật; (2) ảnh hưởng tới dòng chảy, nguồn nước ở hạ lưu; (3) các đập thủy điện ngăn cản việc di chuyển của các loài cá và phù sa;...
- **Một số dự án thủy điện tích năng đã và đang được quy hoạch tại Việt Nam:**

Dự án	Vị trí	Công suất đặt (MW)	Công suất tích trữ (MWh)	Chi phí đầu tư xây dựng (triệu USD)	Tình trạng
Bác Ái	Ninh Thuận	1.200	9.247	1.008	Đang xây dựng, dự kiến vận hành từ 2026
Đông Phú Yên	Sơn La	1.200	8.984	1.064	Quy hoạch 7 điều chỉnh: vận hành từ 2028
Đơn Dương	Lâm Đồng	1.200	8.956	1.120	Quy hoạch 7 điều chỉnh: vận hành từ 2030
Ninh Sơn	Ninh Thuận	1.200	8.948	1.023	Đã loại khỏi quy hoạch điện 7
Tây Phú Yên	Sơn La	1.000	7.500	1.070	Chưa được bổ sung vào quy hoạch
Châu Thôn	Nghệ An	1.000	7.500	1.116	Chưa được bổ sung vào quy hoạch
Mộc Châu	Sơn La	900	6.178	653	Chưa được bổ sung vào quy hoạch
Hàm Thuận Bắc	Ninh Thuận	1.200	8.948	1.011	Chưa được bổ sung vào quy hoạch

Nguồn: FPTSA tổng hợp

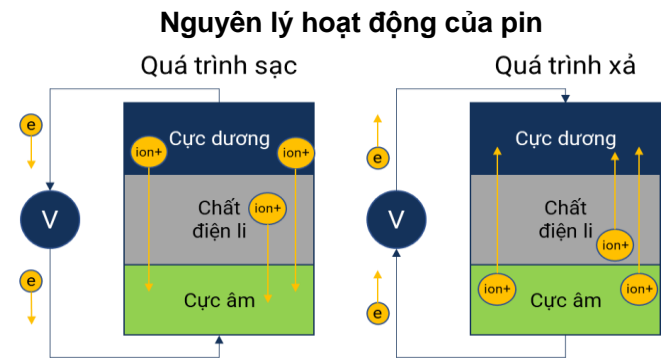
1.7.3. Pin lưu trữ năng lượng

Pin là loại hình lưu trữ năng lượng đã được phát triển từ rất lâu đời và được áp dụng rộng rãi trong nhiều lĩnh vực như các loại pin dùng trong thiết bị điện tử (điện thoại, máy tính, điều khiển, ...) hay các loại pin, ắc quy trong các phương tiện vận tải. Tuy nhiên hầu hết các loại pin sử dụng trong các lĩnh vực trên có công suất nhỏ, các hệ thống pin lưu trữ quy mô lớn để kết nối với lưới điện mới chỉ được phát triển trong một vài năm gần đây.

- **Nguyên lý hoạt động:** Một tấm pin bao gồm 2 điện cực và chất điện phân ở giữa 2 cực. Chất điện phân này chỉ cho phép các ion+ đi qua mà không cho các electron đi qua. Electron chỉ có thể di chuyển giữa 2 cực khi nối với một mạch ngoài và sự di chuyển này tạo ra dòng điện.

Các loại pin dùng để lưu trữ năng lượng đều là những loại pin có thể sạc. Trong quá trình sạc và xả, một cặp phản ứng oxi hóa-khử sẽ được diễn ra ở trong tấm pin. Tại một cực xảy ra phản ứng oxi hóa sinh ra các electron, trong khi ở cực còn lại xảy ra phản ứng khử để nhận electron.

Trong quá trình sạc, điện áp từ bên ngoài buộc các electron di chuyển từ cực dương sang cực âm. Các electron tích tụ tại cực âm tạo ra điện tích âm và thu hút các ion+ sang cực âm. Trong quá trình xả, electron và ion+ di chuyển theo chiều ngược lại.



Biểu đồ 174 - Nguồn: FPTSS tổng hợp

- **Phân loại:** Pin rất đa dạng về chủng loại do có thể sử dụng nhiều loại chất liệu để tạo ra các bộ phận bên trong tấm pin. Trong đó, chỉ những loại pin có khả năng sạc/xả mới có thể áp dụng trong lĩnh vực lưu trữ năng lượng. Một số loại pin được áp dụng nhiều trong lĩnh vực này bao gồm:

+ **Pin Lithium-ion:** Được sử dụng rất phổ biến trong các thiết bị điện tử và gần đây được sử dụng nhiều trong xe điện và trong lưu trữ năng lượng. Loại pin này có nhiều ưu điểm như: mật độ năng lượng cao, hiệu suất chuyển đổi cao, trọng lượng nhẹ, thời gian sạc nhanh và có tuổi thọ cao. Tuy nhiên, giá thành của pin lithium ion lại tương đối đắt.

+ **Pin Chi-axit:** hay thường được gọi là ắc quy chì, là loại pin đã xuất hiện từ rất lâu đời, được sử dụng nhiều trong các phương tiện vận tải. Loại pin này có ưu điểm lớn nhất là giá thành rẻ, còn lại các đặc điểm của pin này đều kém hơn so với pin lithium ion.

+ **Pin Redox flow Vanadium:** Là loại pin mới được phát triển, có cấu tạo đặc biệt do 2 loại dung dịch điện phân khác nhau được kết nối với 2 bể chứa ở bên ngoài tấm pin. Nhờ cấu tạo này mà pin redox flow có thể gia tăng công suất lưu trữ bằng cách tăng thể tích các bể chứa. Tuy nhiên loại pin này vẫn còn nhiều nhược điểm như mật độ năng lượng và hiệu suất thấp và chất điện phân được sử dụng nhiều là Vanadium khá đắt đỏ.

- **Đặc điểm của pin lưu trữ năng lượng:**

+ **Quy mô công suất vừa và nhỏ:** Nhìn chung quy mô công suất của hệ thống pin lưu trữ khá nhỏ khi so sánh với các loại hình như thủy điện tích năng hay CEAS. Hệ thống pin lưu trữ nổi trội lớn nhất hiện tại chỉ có công suất đặt là 150MW và công suất lưu trữ là 194MWh.

+ **Thời gian phản hồi nhanh và khả năng lưu trữ đa dạng:** Các loại pin có khả năng phản hồi rất nhanh, từ vài mili giây tới vài giây. Các loại pin phổ biến hiện tại thường chỉ lưu trữ năng lượng trong khoảng thời gian ngắn và vừa, thường từ vài giờ tới vài ngày. Một số loại pin mới phát triển cho phép việc lưu trữ dài hơn.

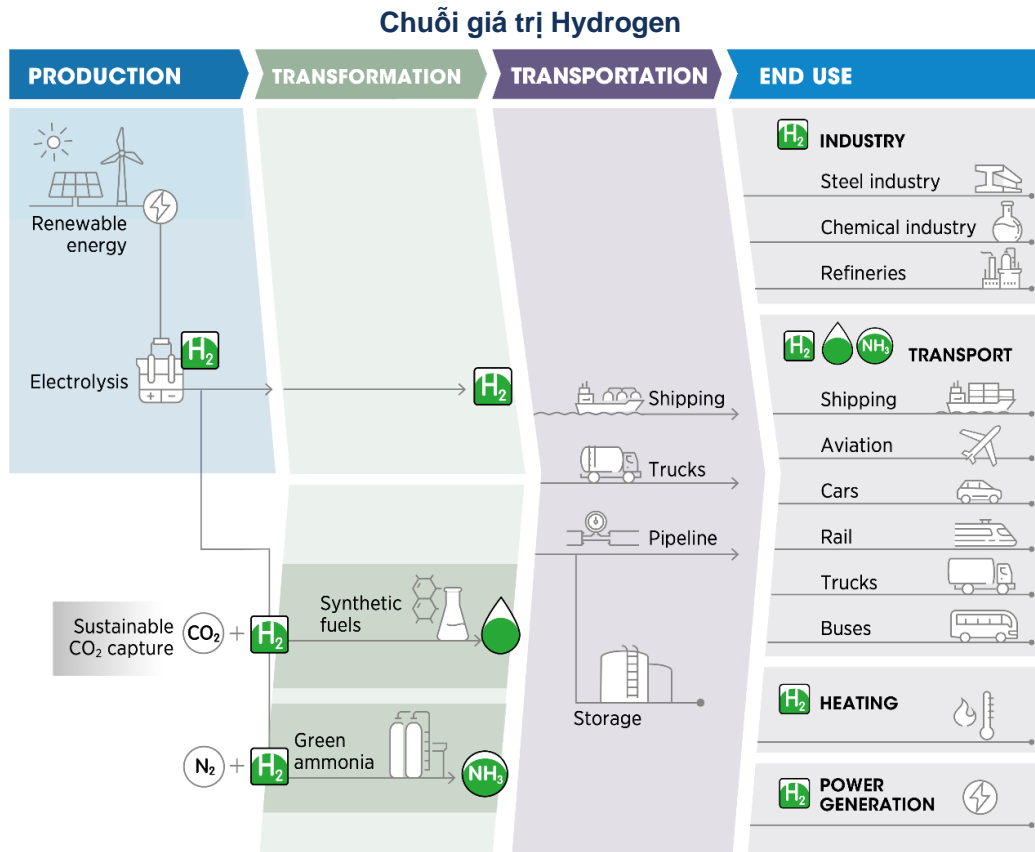
+ **Mật độ năng lượng và hiệu suất cao:** Các loại pin hầu hết đều có mật độ năng lượng cao và có thể đạt đến mức hiệu suất chu trình rất cao, ví dụ như pin Lithium ion có thể đạt hiệu suất lên tới 97%. Tuy nhiên, pin sẽ có tình trạng tự xả nếu lưu trữ lâu.

+ **Tuổi thọ ngắn:** Nhìn chung pin có tuổi thọ khá ngắn, một số loại pin chỉ có tuổi thọ một vài năm. Việc sạc và xả pin nhiều chu kỳ liên tục cũng nhanh chóng làm giảm tuổi thọ của pin.

+ **Pin sử dụng dòng điện 1 chiều (DC),** do đó rất phù hợp để tích hợp với nguồn điện mặt trời.

1.7.4. Hydrogen

Hydrogen là công nghệ mới phát triển, tuy nhiên lại có tiềm năng lớn do có thể ứng dụng ở trong nhiều lĩnh vực, không chỉ trong sản xuất điện. Hydrogen được tạo ra bằng cách điện phân nước, có thể sử dụng nguồn điện từ các nhà máy điện tái tạo. Hydrogen sau đó có thể được lưu trữ trực tiếp, hoặc có thể dùng để sản xuất các hợp chất khác như NH₃. Hydrogen được sử dụng bằng cách: (1) dùng cho các tấm pin fuel cell hoặc (2) đốt cháy trong các tuabin khí.



Nguồn: IRENA, FPTs tổng hợp

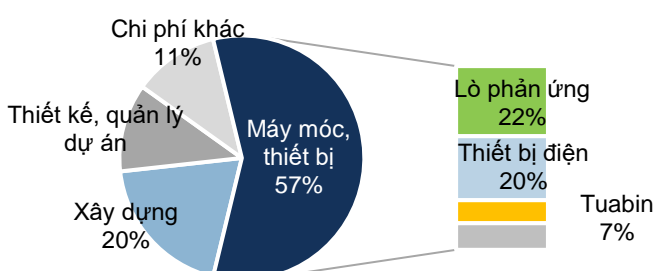
II. Phụ lục 2: Chi phí sản xuất điện

1.1. Chi phí đầu tư tài sản cố định

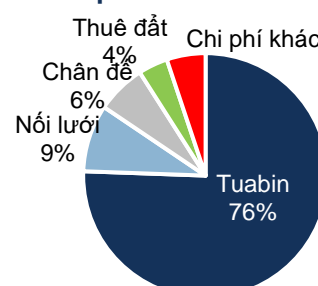
[\(Quay lại\)](#)

Chi phí đầu tư tài sản cố định (CapEx) là các chi phí liên quan đến việc xây dựng, lắp đặt nhà máy và các chi phí khác để đưa nhà máy vào vận hành thương mại. Chi phí đầu tư ban đầu thường bao gồm các chi phí như: chi phí đất, chi phí mua thiết bị, máy móc, chi phí xây dựng, chi phí tư vấn thiết kế, quản lý dự án, chi phí chạy thử nghiệm, ... Ví dụ về chi phí đầu tư ban đầu của một số nhà máy điện có thể tham khảo ở biểu đồ dưới đây:

Cơ cấu chi phí đầu tư nhà máy điện hạt nhân



Cơ cấu chi phí đầu tư nhà máy điện gió



Biểu đồ 175 - Nguồn: Nuclear Energy Agency

Biểu đồ 176 - Nguồn: The European Wind Energy Association

Sản xuất điện là một lĩnh vực có mức độ thâm dụng vốn cao và chi phí đầu tư ban đầu có vai trò tối quan trọng đối với hầu hết các loại hình phát điện. Các nhà máy điện nổi lưới thường có quy mô rất lớn, công suất có thể lên tới hàng nghìn MW và chi phí đầu tư ban đầu lên tới hàng triệu USD. Đối với những loại hình phát điện không sử dụng nhiên liệu (ví dụ như thủy điện, điện mặt trời, điện gió) thì CapEx là chi phí quan trọng nhất và có thể chiếm tới 70 - 80% tổng chi phí sản xuất.

Suất đầu tư có sự khác biệt khá lớn giữa các loại hình công nghệ, đồng thời suất đầu tư của mỗi loại hình công nghệ cũng biến đổi theo thời gian.

Chi phí đầu tư ban đầu của nhà máy điện thường được thể hiện dưới dạng suất đầu tư, là chi phí đầu tư ban đầu cho mỗi đơn vị công suất của nhà máy (kW hoặc MW).

Một số công nghệ có suất đầu tư khá đồng nhất giữa các nhà máy sử dụng chung công nghệ, ví dụ như nhiệt điện khí, điện gió, điện mặt trời, ... Nguyên nhân là do các máy móc, thiết bị thường đã được thiết kế hoàn chỉnh tại các nhà xưởng sản xuất và chỉ cần đưa đến vị trí đặt nhà máy điện để lắp đặt, nối lưới và sử dụng.

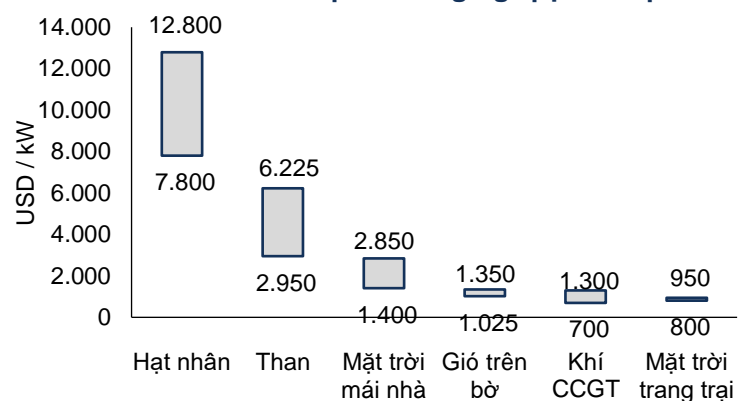
Ngược lại, với các công nghệ như thủy điện, điện hạt nhân, nhiệt điện than, các công việc xây dựng nhà máy và lắp đặt máy móc thiết bị hầu hết đều được thực hiện tại vị trí đặt nhà máy. Chi phí đầu tư của các dự án điện thuộc loại hình này phụ thuộc nhiều vào đặc điểm riêng của từng nhà máy, do đó với cùng một loại công nghệ suất đầu tư cũng có sự khác biệt đối với từng nhà máy khác nhau.

So sánh suất đầu tư của một số công nghệ phát điện: Theo số liệu của Lazard, một số công nghệ có suất đầu tư cao có thể kể đến điện hạt nhân (7.800 – 12.800 USD/kW) hay nhiệt điện than (2.950 – 6.225 USD/kW). Trong khi đó, công nghệ có suất đầu tư thấp nhất là nhiệt điện khí, có thể xuống mức 700 USD/kW.

Suất đầu tư của một số loại hình điện tái tạo như điện gió và điện mặt trời đã rẻ hơn nhiều trong một vài năm trở lại đây và đã giảm xuống bằng với nhiệt điện khí.

Số liệu tại các khu vực khác trên thế giới có thể có một số sự khác biệt, tuy nhiên xu hướng chung vẫn tương tự như tại thị trường Mỹ.

Suất đầu tư của một số công nghệ phát điện



Số liệu tại thị trường Mỹ, 2021

Biểu đồ 177 - Nguồn: Lazard

1.2. Chi phí nhiên liệu

Chi phí nhiên liệu là chi phí quan trọng và chiếm tỷ trọng lớn nhất đối với các nhà máy sử dụng nhiên liệu. Có 2 yếu tố quan trọng tác động tới chi phí nhiên liệu của nhà máy điện là: (1) giá nhiên liệu và (2) suất tiêu hao nhiên liệu.

- **Giá nhiên liệu:** Nhìn chung giá các loại nhiên liệu thường biến động rất mạnh và diễn biến giá cũng có sự khác biệt rõ ràng giữa các quốc gia/khu vực trên thế giới. (chi tiết hơn ở phần [nhiên liệu hóa thạch](#))

Các loại nhiên liệu khác nhau sẽ có các tính nhất đặc thù riêng, tuy nhiên vẫn có thể so sánh tương đối giá của một số loại nhiên liệu để quy đổi như than, khí tự nhiên và dầu dựa trên giá thành và nhiệt trị của loại nhiên liệu đó. Nhiên liệu sinh khối và hạt nhân khá đặc thù nên khó có thể so sánh với các loại nhiên liệu trên. Ở hầu hết các khu vực thì than vẫn là loại nhiên liệu có giá thành rẻ nhất, tiếp đến là khí tự nhiên và dầu. Giá các loại nhiên liệu được quy đổi sang đơn vị USD/mmBTU tại thị trường Mỹ và Việt Nam được thể hiện ở bảng sau.

Giá nhiên liệu quy đổi 2021 (USD/mmBTU)

Loại nhiên liệu	Mỹ	Việt Nam
Than	2,0	3,5
Khí	5,1	7,7
Dầu DO	14,1	19,0

Nguồn: EIA, FPTS tổng hợp

- **Suất tiêu hao nhiên liệu:** Suất tiêu hao nhiên liệu thể hiện lượng nhiên liệu đầu vào cần thiết để nhà máy sản xuất điện. Suất tiêu hao nhiên liệu của các nhà máy điện thường được biểu diễn bằng 1 trong 2 cách sau:

+ **Suất hao nhiệt:** đơn vị là BTU/kWh, J/kWh hoặc kcal/kWh, thể hiện lượng nhiệt năng từ nguồn nhiên liệu được sử dụng để tạo ra 1 kWh điện.

+ **Hiệu suất chuyển đổi năng lượng:** đơn vị là %, thể hiện tỷ lệ năng lượng từ nhiên liệu được chuyển hóa thành năng lượng điện.

Hai đơn vị này có thể quy đổi cho nhau. Ví dụ, một nhà máy điện than có hiệu suất chuyển đổi năng lượng là 37% thì suất hao nhiệt là khoảng 2.300 kcal/kWh hay 9.200 BTU/kWh. Nếu nhà máy trên sử dụng loại than có nhiệt lượng là 5.500 kcal/kg thì suất tiêu hao nhiên liệu than của nhà máy là khoảng 418 g/kWh.

So sánh suất tiêu hao nhiên liệu của các công nghệ:

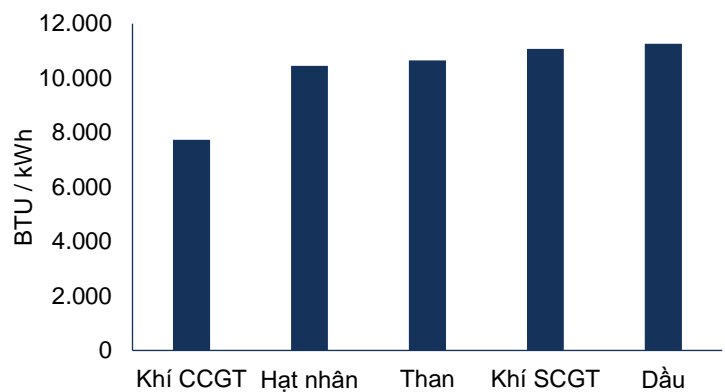
Nhiệt điện khí là công nghệ có hiệu suất chuyển đổi cao nhất. Nhà máy nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp có thể đạt hiệu suất lên tới hơn 60%. Hiệu suất của nhà máy nhiệt điện khí chu trình đơn thấp hơn, vào khoảng 34% - 42%. Hiệu suất của nhà máy nhiệt điện than nằm trong khoảng 33% - 47% và điện hạt nhân là 33% - 37%.

Hiệu suất thiết kế của một số công nghệ

Nhiên liệu	Công nghệ	Hiệu suất (LHV)
Than	Cận tới hạn	33% - 38%
	Siêu tới hạn	39% - 42%
	Trên siêu tới hạn	43% - 47%
Khí	Chu trình đơn	35% - 42%
	Chu trình hỗn hợp	52% - 62%
Hạt nhân		33% - 37%

Nguồn: FPTS tổng hợp

Suất hao nhiệt trung bình của một số công nghệ



Biểu đồ 178 - Nguồn: EIA

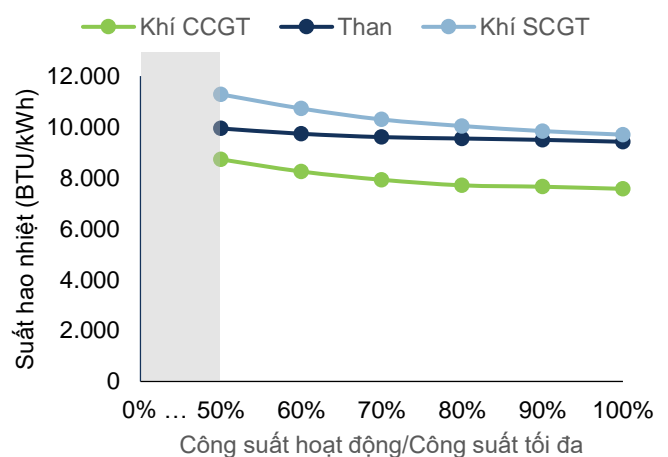
Các công nghệ phát điện cũng đã được tối ưu, cải tiến để tăng hiệu suất chuyển đổi năng lượng, ví dụ như các công nghệ siêu tới hạn, trên siêu tới hạn đối với nhiệt điện than hay công nghệ chu trình hỗn hợp đối với nhiệt điện khí. Hiệu suất cao hơn sẽ làm giảm chi phí nhiên liệu cho nhà máy đồng thời làm giảm hàm lượng khí thải mà nhà máy phát thải ra môi trường. Tuy nhiên, các công nghệ có hiệu suất cao hơn cũng đòi hỏi suất đầu tư lớn hơn do phải sử dụng các công nghệ và vật liệu có chất lượng cao hơn.

Suất hao nhiệt thực tế chịu ảnh hưởng bởi chế độ vận hành.

Suất hao nhiệt/hiệu suất thực tế của nhà máy chịu ảnh hưởng khá lớn bởi chế độ vận hành của nhà máy. Hiệu suất thường đạt được cao nhất khi nhà máy chạy ở mức công suất tối đa. Công suất hoạt động của nhà máy càng thấp thì hiệu suất càng giảm và suất hao nhiệt càng lớn.

Nhà máy nhiệt điện than có thể duy trì hiệu suất tốt hơn ở chế độ non tải (mức công suất thấp) so với nhiệt điện khí. Ở chế độ non tải thì hiệu suất của nhiệt điện khí suy giảm đáng kể. Bù lại, các nhà máy nhiệt điện khí có độ linh hoạt cao hơn do có khả năng khởi động và điều chỉnh công suất nhanh hơn. Chi phí cho mỗi lần khởi động của nhiệt điện khí cũng thấp hơn.

Đường cong suất hao nhiệt



Biểu đồ 179 - Nguồn: NREL

1.3. Chi phí sản xuất điện quy dẫn LCOE và các yếu tố tác động

[\(Quay lại\)](#)

1.3.1. Tổng quan về LCOE

LCOE là thước đo phổ biến trong ngành Điện để tính toán chi phí sản xuất trong dài hạn. Trong dài hạn, các chi phí cố định cũng cần được tính toán vào chi phí sản xuất điện. Thước đo được sử dụng phổ biến nhất để tính toán chi phí sản xuất điện trong dài hạn là **Chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE)**. LCOE thể hiện chi phí bình quân để sản xuất mỗi kWh điện trong suốt vòng đời của nhà máy. Công thức LCOE cụ thể như sau:

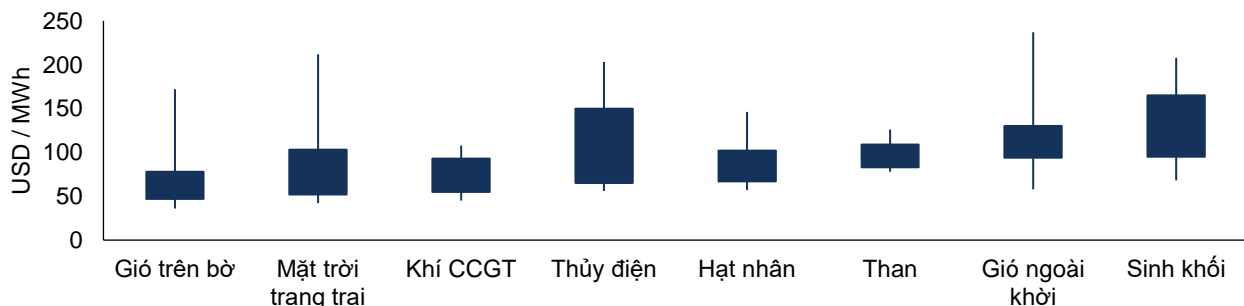
$$LCOE = \frac{\text{Tổng chi phí sản xuất điện trong cả vòng đời}}{\text{Tổng sản lượng điện trong cả vòng đời}} = \frac{\sum_t \frac{Capex_t + O\&M_t + Fuel_t + Other_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{Q_t}{(1+r)^t}}$$

Trong đó:

$Capex_t$:	Chi phí đầu tư tài sản cố định năm t
$O\&M_t$:	Chi phí vận hành và bảo dưỡng năm t
$Fuel_t$:	Chi phí nhiên liệu năm t
$Other_t$:	Chi phí khác năm t
Q_t :	Sản lượng điện sản xuất năm t
n :	Vòng đời dự án
r :	Hệ số chiết khấu

LCOE giúp đưa ra quyết định đầu tư và thể hiện tính cạnh tranh của các công nghệ phát điện trong dài hạn. LCOE có thể cho biết hiệu quả đầu tư của nhà máy trong dài hạn và chủ đầu tư thường sẽ chỉ quyết định đầu tư xây dựng nhà máy nếu LCOE thấp hơn giá điện trung bình trong dài hạn. LCOE cũng thể hiện tính cạnh tranh của các công nghệ phát điện trong dài hạn do ngành Điện thường ưu tiên lựa chọn những công nghệ có LCOE thấp nhất.

So sánh LCOE của một số loại hình phát điện



Biểu đồ 180 - Nguồn: IEA, Lazard, FPTTS tổng hợp

LCOE tồn tại một số hạn chế nhất định.

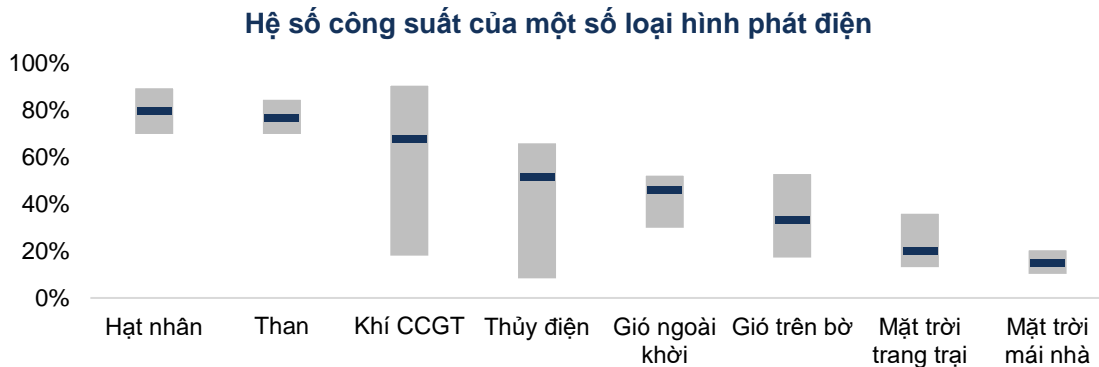
- Công thức và các chi phí sản xuất điện đưa vào để tính toán LCOE cũng đều là số liệu ước tính (thường dựa trên số liệu trung bình của nhiều nhà máy) và đã được đơn giản hóa nên số liệu có thể không chính xác với thực tế do các đặc điểm đặc thù của từng nhà máy. Chi phí nhiên liệu trong LCOE thường cũng sẽ được ước tính mà không tính đến biến động giá của các loại nhiên liệu.
- LCOE là một mô hình tính toán dựa trên một nhà máy giả định và LCOE rất nhạy và biến động khá mạnh khi thay đổi các giả định đưa vào tính toán.
- Công thức LCOE không tính đến các chi phí gián tiếp để đảm bảo hệ thống điện hoạt động ổn định khi đưa nguồn điện vào hệ thống điện.

1.3.2. Một số yếu tố quan trọng khi tính toán LCOE:

Ngoài các yếu tố tác động tới chi phí đầu tư TSCĐ hay chi phí nhiên liệu đã được phân tích ở trên, LCOE còn bị ảnh hưởng bởi một số yếu tố quan trọng khác bao gồm:

- Hệ số công suất: Hệ số công suất thể hiện khả năng tạo ra sản lượng của mỗi kW công suất nhà máy. Hệ số công suất càng cao thì nhà máy càng tạo ra được nhiều sản lượng, do đó làm giảm chi phí cố định trên mỗi đơn vị sản lượng và LCOE cũng sẽ giảm xuống.

Các công nghệ có suất đầu tư lớn như điện hạt nhân hay nhiệt điện than thường có hệ số công suất cao. Do đó, LCOE của các công nghệ này vẫn có thể ngang bằng hoặc thậm chí thấp hơn so với điện mặt trời hay điện gió mặc dù suất đầu tư cao hơn gấp nhiều lần.



Biểu đồ 181 - Nguồn: IEA, FPTS tổng hợp

Các nhà máy điện có sử dụng nhiên liệu như nhiệt điện than, khí, điện hạt nhân thường có thể chủ động được khâu đầu vào nên có thể hoạt động ổn định với hệ số công suất cao, thường rơi vào khoảng 70% - 90%. Trong khi đó, các nguồn điện mà có nguồn năng lượng đầu vào phụ thuộc nhiều vào điều kiện tự nhiên như thủy điện, điện gió, điện mặt trời thường có hệ số công suất thấp hơn, đồng thời hệ số này cũng biến thiên khá mạnh theo gian và theo vị trí của nhà máy.

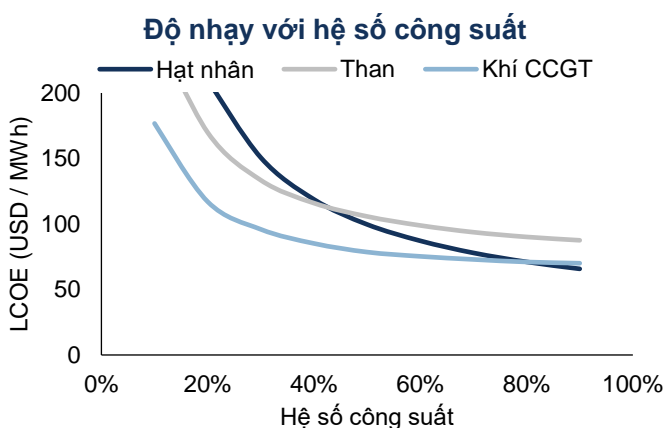
- Vòng đời dự án: Vòng đời dự án cũng ảnh hưởng tới khả năng tạo ra sản lượng của các loại hình công nghệ phát điện. Vòng đời dự án nhà máy càng dài cũng đồng nghĩa với sản lượng của nhà máy trong cả vòng đời càng cao và LCOE của nhà máy càng thấp.

Loại hình công nghệ	Vòng đời
Thủy điện	80 năm
Điện hạt nhân	60 năm
Nhiệt điện than	40 năm
Nhiệt điện khí CCGT	30 năm
Điện mặt trời, điện gió	25 năm

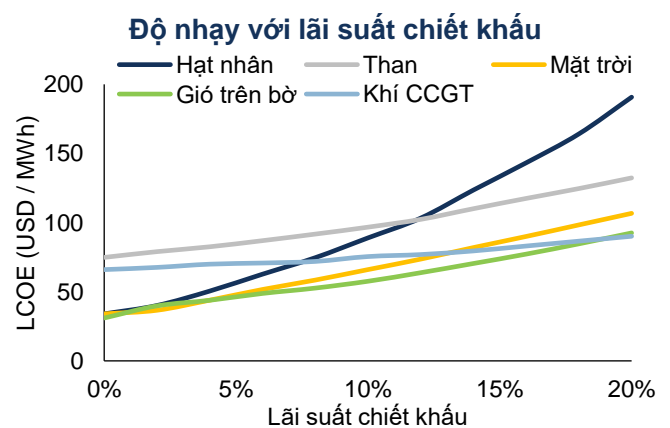
Nguồn: IEA

- Hệ số chiết khấu: Việc tính toán LCOE sử dụng các chi phí và sản lượng trong suốt cả vòng đời dự án và cần chiết khấu các khoản chi phí cũng như sản lượng trong tương lai về hiện tại. Trong khi đó vòng đời của một dự án nhà máy điện thường rất dài, kéo dài hàng chục năm, do đó kết quả tính toán LCOE rất nhạy với các thay đổi lãi suất chiết khấu. Các công nghệ càng có tỷ trọng chi phí đầu tư TSCĐ cao thì LCOE càng nhạy với lãi suất chiết khấu.

Độ nhạy của LCOE đối với hệ số công suất và với lãi suất chiết khấu được thể hiện ở các biểu đồ dưới đây:



Biểu đồ 182 - Nguồn: IEA

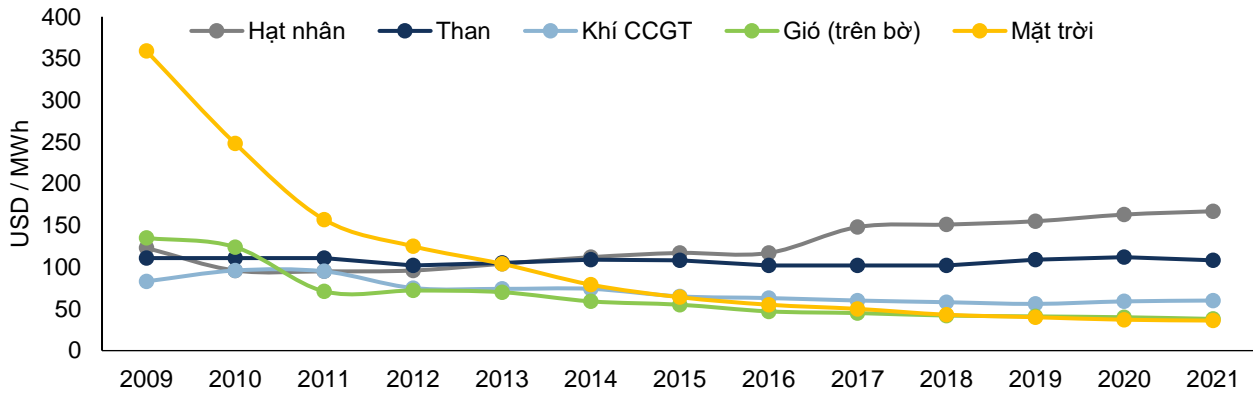


Biểu đồ 183 - Nguồn: IEA

1.3.3. Xu hướng thay đổi LCOE của các loại hình phát điện.

LCOE của điện mặt trời và điện gió đã giảm đáng kể trong vòng hơn 10 năm trở lại đây. Các công nghệ phát điện liên tục được thay đổi và tối ưu, đồng thời các chi phí sản xuất cũng thay đổi khiến cho LCOE của các loại hình phát điện cũng thay đổi theo thời gian. Theo số liệu của Lazard, có thể thấy rõ xu hướng thay đổi của LCOE trong vòng hơn 10 năm trở lại đây, đó là LCOE của các nguồn điện năng lượng tái tạo như điện mặt trời hay điện gió đã giảm đáng kể và hiện đã thấp hơn các loại hình nguồn điện truyền thống.

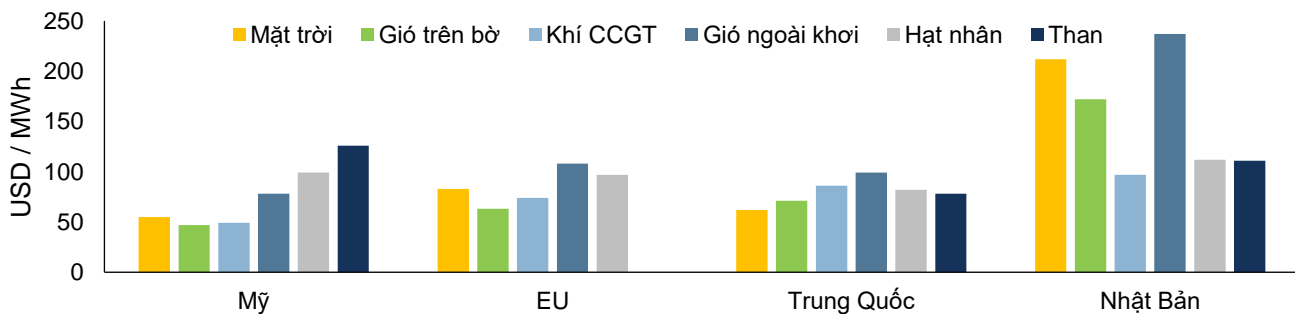
Xu hướng thay đổi LCOE của một số loại hình phát điện



Biểu đồ 184 - Nguồn: Lazard

Xu hướng trên diễn ra ở hầu hết các quốc gia/ khu vực trên thế giới. LCOE của cùng một loại công nghệ có thể có sự khác biệt lớn do những yếu tố như giá nhiên liệu, tiềm năng năng lượng tái tạo hay mức độ phát triển của ngành công nghiệp chế tạo máy móc, thiết bị điện. Tuy nhiên, theo số liệu từ IEA, điện gió hay điện mặt trời hiện đang trở thành nguồn điện có LCOE thấp nhất tại đa số các quốc gia, khu vực. Ngay cả với Mỹ, quốc gia có giá các loại nhiên liệu như than và khí rất rẻ thì điện gió trên bờ hiện cũng đã trở thành nguồn điện có LCOE thấp nhất.

LCOE các loại hình phát điện tại một số quốc gia điển hình



Biểu đồ 185 - Nguồn: IEA

1.3.4. Ước tính LCOE tại Việt Nam

Chúng tôi ước tính LCOE năm 2030 của các công nghệ phát điện tại Việt Nam cụ thể như sau:

Công nghệ	CF	Tmax	Vòng đời	Suất đầu tư	O&M cố định	O&M biến đổi	Fuel/Thuế phí	Carbon	LCOE	Quy đổi VND
Đơn vị		giờ	năm	kUSD/MW	kUSD/MW/năm	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	VND/kWh
Than nội SSC	68%	6.000	30	1.503	30	2,1	39,3	-	72,9	1.787
Than nhập SC	68%	6.000	30	1.775	32	2,2	40,2	-	79,0	1.935
Than nhập USC	68%	6.000	30	1.998	43	2,0	36,7	-	81,2	1.989
Khí nội	63%	5.500	25	870	29	2,0	68,2	-	92,8	2.275

Khí LNG	63%	5.500	25	870	29	2,0	68,2	-	92,8	2.275
Thủy điện	46%	4.000	40	1.350	38	0,5	6,1	-	50,6	1.240
Điện mặt trời	20%	1.750	25	806	7	-	-	-	54,9	1.345
Điện gió onshore	34%	3.000	30	1.531	43	4,4	-	-	72,9	1.786
Điện gió offshore	51%	4.500	30	2.460	3	3,1	-	-	61,8	1.514

Nguồn: FPTS tổng hợp

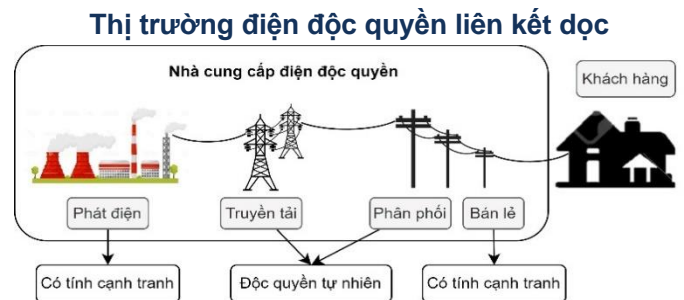
[\(Quay lại\)](#)

III. Phụ lục 3: Thị trường điện cạnh tranh

1.1. Quá trình tự do hóa của ngành Điện trên thế giới

1.1.1. Mô hình độc quyền liên kết dọc và tính độc quyền trong ngành Điện

Ngành Điện được hình thành dưới dạng thị trường độc quyền liên kết theo chiều dọc. Trong mô hình độc quyền liên kết dọc, một đơn vị độc quyền sẽ đảm nhiệm tất cả các khâu trong ngành từ phát điện, truyền tải, phân phối và bán lẻ tới người tiêu thụ cuối cùng. Mô hình này phù hợp với ngành Điện, vốn được cấu trúc dưới dạng một hệ thống điện phức tạp kết nối rất nhiều phần tử và các sản phẩm, dịch vụ trong ngành Điện khá phức tạp và có nhiều đặc điểm đặc thù.



Biểu đồ 186 - Nguồn: FPTS tổng hợp

Cụ thể, một số nguyên nhân khiến cho mô hình độc quyền liên kết dọc trở nên phù hợp với ngành Điện bao gồm:

➤ **Để dàng quản lý việc vận hành các tất các phần tử trong hệ thống điện để đảm bảo các ràng buộc kỹ thuật.** Việc vận hành hệ thống điện cần tuân thủ nhiều ràng buộc kỹ thuật như: cân bằng công suất, ổn định tần số và điện áp, giới hạn nhiệt trên lưới điện, ... Các ràng buộc này cần được đảm bảo cả trên quy mô toàn hệ thống cũng như tại từng điểm nút trong hệ thống và cần được đảm bảo liên tục theo thời gian. Trong khi đó, công suất tiêu thụ điện biến thiên liên tục khiến cho việc đảm bảo các ràng buộc trên càng trở nên khó khăn hơn.

Các ràng buộc kỹ thuật nếu không được đảm bảo sẽ làm giảm độ tin cậy và chất lượng điện, thậm chí có thể gây mất an toàn và tạo ra những sự cố nghiêm trọng cho hệ thống. Thị trường điện độc quyền với chỉ một đơn vị quản lý tất cả các phần tử trong hệ thống sẽ giúp cho việc vận hành hệ thống điện an toàn và tin cậy.

➤ **Tính toán giá điện, quản lý chi phí để dàng hơn khi tích hợp tất cả các khâu vào cùng một đơn vị.** Hệ thống điện còn có nhiều sản phẩm, dịch vụ phức tạp và khó để tính toán và phân bổ chi phí: dịch vụ lưới điện truyền tải, phân phối, các dịch vụ phụ trợ như: điều tần, điều chỉnh điện áp, dự phòng quay, ...

Ngay cả sản phẩm cơ bản nhất trong ngành Điện là điện năng cũng khó để xác định được các giao dịch song phương do không thể xác định được luồng hàng hóa từ người bán đến người mua. Nguyên nhân là do: (1) điện năng được truyền tải từ nhà máy tới người tiêu thụ thông qua hệ thống lưới điện phức tạp, bao gồm rất nhiều phần tử kết nối với nhau và (2) các đơn vị điện năng sau khi được sản xuất và hòa lưới thì gần như đồng nhất và không thể phân biệt được.

Với mô hình độc quyền liên kết dọc, tất cả các khâu trong hệ thống điện đều thuộc sở hữu của đơn vị độc quyền, do đó không cần thiết phải xác định các giao dịch giữa các khâu với nhau và không cần phải tính toán chi phí, xác định giá bán cho riêng từng khâu.

➤ **Có thể tối ưu chi phí cho toàn hệ thống, tận dụng lợi thế về quy mô và tạo ra rào cản gia nhập lớn cho các đơn vị bên ngoài muốn cạnh tranh.** Hầu hết các khâu trong ngành Điện đều có mức độ thâm dụng vốn lớn do phải đầu tư vào một lượng lớn cơ sở hạ tầng, cần chi phí đầu tư ban đầu lớn và thời gian xây dựng dài. Tính kinh tế theo quy mô trong ngành Điện rất cao nên đơn vị độc quyền có lợi thế lớn ở trên cả phương diện chi phí cũng như trên phương diện vận hành. Một hệ thống điện lớn bao gồm nhiều nhà máy kết nối với nhau và có sự đa dạng công nghệ sẽ có thể cung cấp điện với chi phí tối ưu hơn đồng thời có độ ổn định và tin

cây cao hơn so với một nhà máy điện riêng lẻ. Nhờ lợi thế về quy mô, đơn vị độc quyền sẽ tạo ra một rào cản gia nhập rất lớn khiến cho các đơn vị bên ngoài rất khó tham gia để cạnh tranh trong ngành Điện.

Điều này đặc biệt đúng ở khâu truyền tải và phân phối do việc chỉ tồn tại một hệ thống lưới điện duy nhất trở nên tối ưu và việc đầu tư thêm một hệ thống lưới điện khác để cạnh tranh là rất khó và lãng phí. Đến thời điểm hiện tại, khâu truyền tải và phân phối điện vẫn được xem có tính độc quyền tự nhiên, trong khi các khâu còn lại đều đã có thể hình thành các thị trường cạnh tranh.

Hạn chế của thị trường điện độc quyền. Trong thời gian đầu, thị trường độc quyền hoạt động tương đối hiệu quả đối với ngành Điện. Nhà độc quyền có thể tự lựa chọn danh mục nhà máy điện tối ưu để các nhà máy có thể vận hành hiệu quả và tận dụng tính kinh tế theo quy mô để giảm chi phí giá thành sản xuất điện.

Tuy nhiên, về sau thị trường điện độc quyền ngày càng bộc lộ nhiều điểm hạn chế, một số có thể kể đến như:

- Nhà việc độc quyền thường không có động lực để cắt giảm chi phí hay để loại bỏ các nhà máy sản xuất kém hiệu quả và xây dựng những nhà máy điện mới hoạt động hiệu quả hơn. Thay vào đó họ thường đẩy các chi phí tăng thêm do sự kém hiệu quả này tới tay người tiêu dùng. Điều này cũng làm hạn chế việc cải tiến hay phát triển những công nghệ mới trong ngành Điện.
- Đối với các thị trường điện độc quyền Nhà nước, giá điện được Nhà nước điều hành, thị trường độc quyền kém hiệu quả thường dẫn tới thua lỗ của nhà độc quyền và làm tăng các khoản trợ cấp từ ngân sách. Chất lượng dịch vụ của ngành Điện tại các quốc gia cũng thường rất thấp do nhà độc quyền không phải cạnh tranh và không có động lực để cải thiện chất lượng dịch vụ.
- Khi thị trường điện ngày càng lớn hơn, đơn vị độc quyền thường sẽ không đủ nguồn lực để đầu tư vào các cơ sở hạ tầng để theo kịp tốc độ phát triển của ngành Điện. Do đó, đơn vị độc quyền sẽ cần thêm sự hỗ trợ từ nguồn vốn đầu tư bên ngoài và cần phải gỡ bỏ các rào cản cũng như xây dựng một thị trường có tính cạnh tranh và minh bạch hơn để các nhà đầu tư khác có thể tham gia.

Mô hình độc quyền dần trở nên lỗi thời và khiến cho ngành Điện xuất hiện nhiều bất cập. Điều này đã thúc đẩy các quốc gia thực hiện cải tổ và tự do hóa ngành Điện. Bên cạnh đó, sự thành công trong công cuộc cải tổ những ngành công nghiệp có tính độc quyền khác như: đường sắt, viễn thông, phân phối khí, ... cùng với sự phát triển của hạ tầng công nghệ thông tin cũng là những động lực lớn thúc đẩy công cuộc tự do hóa ngành Điện.

Tính độc quyền tự nhiên trong ngành Điện hiện chỉ còn giới hạn trong khâu truyền tải, phân phối. Mô hình độc quyền liên kết dọc rất phù hợp với ngành Điện trong thời gian đầu, và toàn bộ ngành Điện được xem như là một ngành có tính độc quyền tự nhiên. Tuy nhiên, sau quá trình cải tổ và tự do hóa ngành Điện tại các quốc gia phát triển, tính độc quyền tự nhiên trong ngành Điện đã được xem xét lại và chỉ còn giới hạn ở trong khâu truyền tải và phân phối. Tại nhiều quốc gia, thị trường cạnh tranh đã được hình thành ở các khâu phát điện và bán lẻ điện, tuy nhiên khâu truyền tải và phân phối điện vẫn duy trì tình trạng độc quyền.

1.1.2. Lộ trình tự do hóa thị trường điện

Quá trình tự do thị trường điện bao gồm nhiều công đoạn phức tạp và thường mất rất nhiều thời gian. Quá trình tự do hóa bao gồm các công việc chính là:

(1) phân tách ngành Điện thành các khâu riêng biệt gồm: phát điện, truyền tải, phân phối và bán lẻ. Trong đó khâu truyền tải và phân phối có tính độc quyền tự nhiên, còn khâu phát điện và bán lẻ có tính cạnh tranh. Quá trình phân tách thị trường yêu cầu việc tái cấu trúc đơn vị độc quyền trở thành nhiều đơn vị có sự độc lập.

(2) thiết kế và xây dựng thị trường bán buôn và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh từ các khâu có tính cạnh tranh là sản xuất điện và bán lẻ điện

(3) thành lập các đơn vị điều độ hệ thống/ đơn vị vận hành thị trường điện độc lập.

Nhìn chung, công cuộc cải tổ và tự do hóa thị trường điện tương đối phức tạp và mất nhiều thời gian. Các quốc gia phát triển cũng thường mất 15 – 20 năm để có thể đưa thị trường điện cạnh tranh vào hoạt động một cách ổn định và sau đó họ vẫn tiếp tục có những thay đổi và cải tiến thêm.

Thiết kế thị trường điện luôn hướng tới sự cạnh tranh công bằng giữa các đơn vị tham gia thị trường nhưng vẫn phải đảm bảo sự phù hợp với các đặc điểm của hệ thống điện tại mỗi quốc gia. Quá trình tự do hóa thị trường điện thường cũng sẽ diễn ra từng bước theo nhiều giai đoạn và cần có lộ trình chuyển đổi cụ thể để tránh việc những thay đổi lớn trên thị trường có thể ảnh hưởng tới quá trình vận hành hệ thống điện.

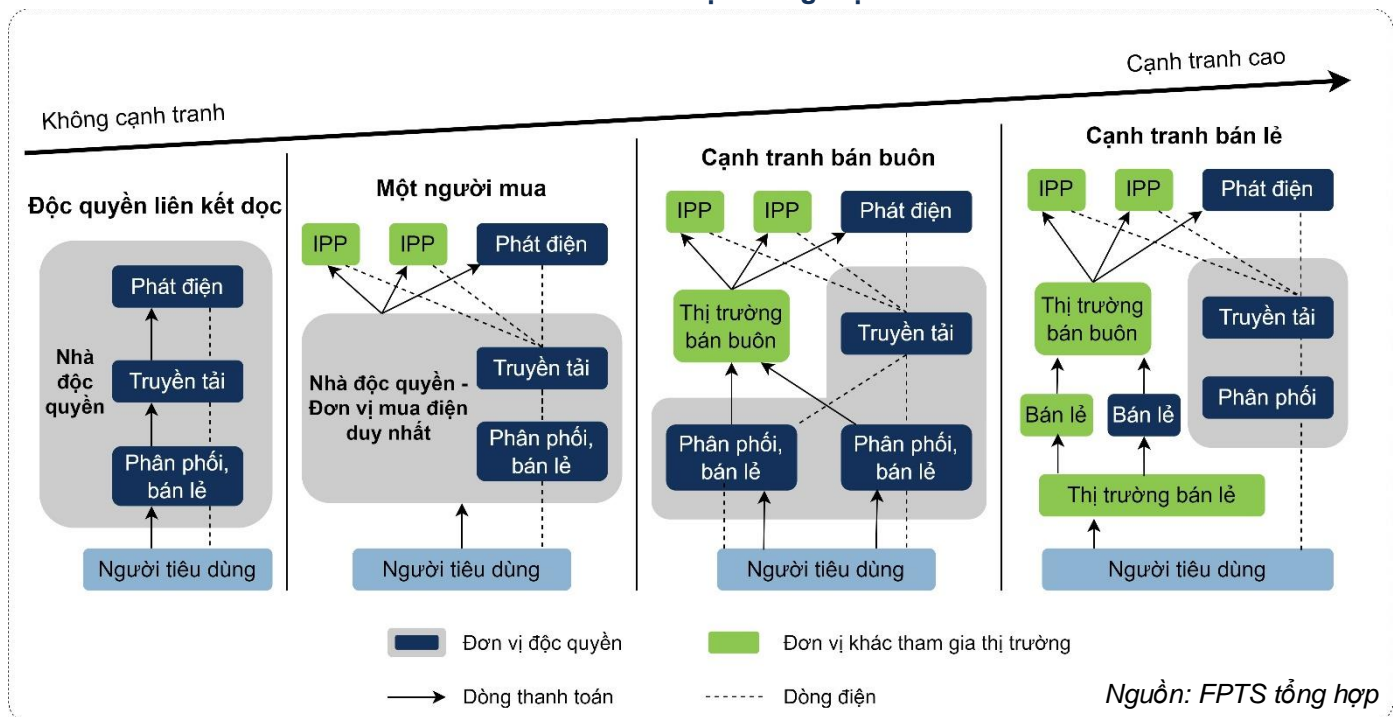
Lộ trình tự do hóa thị trường điện. Mỗi quốc gia thường có thiết kế thị trường và cách thức tự do hóa thị trường điện khác nhau, nhưng về cơ bản quá trình tự do hóa thường được thực hiện theo lộ trình và phát triển dần theo các mô hình thị trường như sau: độc quyền liên kết dọc → một người mua → cạnh tranh bán buôn → cạnh tranh bán lẻ. Các mô hình thị trường điện kể trên thường có các đặc điểm như sau:

- **Một người mua (Single Buyer):** Mô hình này bắt đầu có sự cạnh tranh nhất định ở khâu sản xuất điện nhờ có sự xuất hiện của các nhà máy điện độc lập (Independent power producer – IPP). Đơn vị độc quyền vẫn kiểm soát hoàn toàn các khâu còn lại trong chuỗi giá trị và có thể vẫn duy trì sở hữu một số nhà máy điện cùng cạnh tranh với các IPP.

- **Cạnh tranh bán buôn (Wholesale Competition):** Đây là mô hình thị trường điện Việt Nam ở thời điểm hiện tại. Trong mô hình này, sẽ có nhiều đơn vị tham gia và cạnh tranh mua điện từ thị trường bán buôn điện thay vì chỉ một người mua duy nhất. Các đơn vị này vẫn đảm nhiệm cả hai khâu phân phối và khâu bán lẻ điện và thường sẽ độc quyền cung cấp điện trong khu vực hoạt động của mình.

- **Cạnh tranh bán lẻ (Retail Competition):** Mô hình này có mức độ cạnh tranh cao nhất và là mô hình mà Việt Nam đang hướng tới. Khâu phân phối và bán lẻ điện sẽ được tách bạch với nhau, trong đó đơn vị phân phối vẫn có vai trò độc quyền nhưng sẽ chỉ đơn thuần cung cấp dịch vụ lưới điện phân phối. Các đơn vị bán lẻ sẽ cạnh tranh để mua điện từ thị trường bán buôn và bán điện trên thị trường bán lẻ điện tới tay người tiêu dùng.

Các mô hình thị trường điện



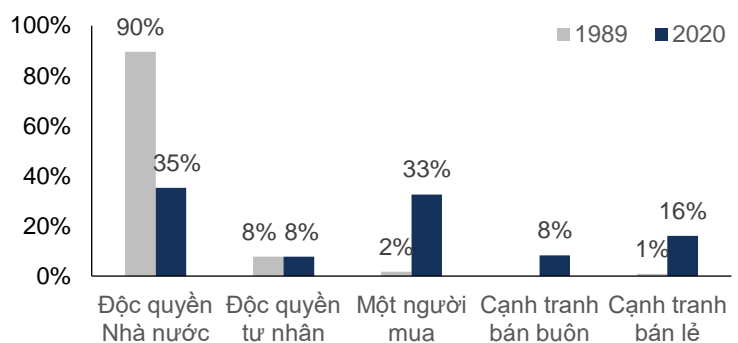
Thị trường điện cạnh tranh nhìn chung đã đem lại nhiều lợi ích cho ngành Điện và cho các khách hàng tiêu thụ điện. Các lợi ích lớn nhất của thị trường điện cạnh tranh bao gồm:

- (1) tăng tính minh bạch của thị trường
- (2) đưa ra được các tín hiệu về giá điện, giúp phản ánh tình hình thị trường và hỗ trợ cho việc đưa ra quyết định đầu tư, sản xuất
- (3) thúc đẩy các nhà máy vận hành hiệu quả hơn và cải tiến công nghệ để tối ưu chi phí sản xuất
- (4) giúp nâng cao chất lượng dịch vụ của các nhà bán lẻ điện, đồng thời tăng sự lựa chọn cho những người tham gia thị trường.

Việc gia tăng cạnh tranh trên thị trường điện cũng được kỳ vọng sẽ giúp giảm giá bán điện. Tuy nhiên, điều này lại thường không xảy ra trên thực tế khi các nước thực hiện tự do hóa thị trường điện.

Những lợi ích mà thị trường điện cạnh tranh đem lại là rất lớn và ngày càng có nhiều quốc gia tiến tới cải cách và hình thành thị trường điện cạnh tranh. Đến năm 2020, khoảng 57% quốc gia đã loại bỏ độc quyền, trong đó 16% quốc gia đã có thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

Số lượng các quốc gia phân chia theo cấu trúc thị trường điện

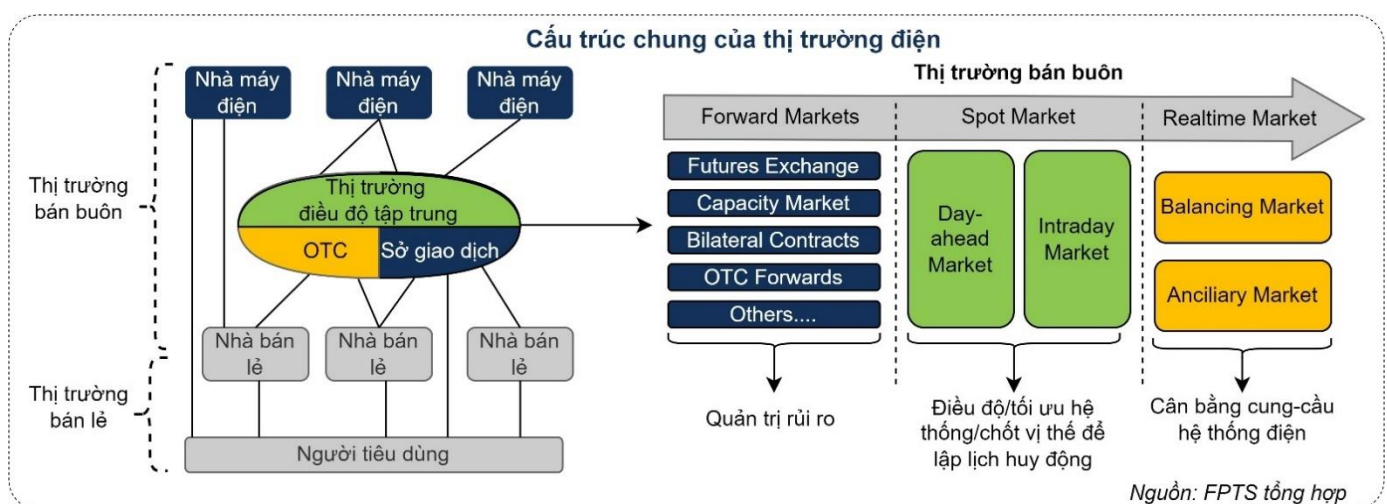


Biểu đồ 187 - Nguồn: IFC - Djeneba Doumbia

1.2. Cấu trúc thị trường điện cạnh tranh

Thị trường điện trên thế giới khi phát triển đến mức độ cạnh tranh hoàn chỉnh sẽ được chia thành:

- (1) **Thị trường bán buôn:** nơi giao dịch chủ yếu của các nhà máy điện. Thị trường bán buôn có cấu trúc phức tạp và hoạt động của thị trường bán buôn gắn liền với việc điều độ hệ thống điện.
- (2) **Thị trường bán lẻ:** Nơi giao dịch giữa các nhà bán lẻ điện với khách hàng tiêu thụ điện.



1.2.1. Cấu trúc thị trường điện bán buôn

Hoạt động của thị trường bán buôn điện thường gắn liền với hệ thống điện, cụ thể là các khâu sản xuất và truyền tải điện. Thị trường bán buôn điện càng phát triển thì càng trở nên phức tạp để có thể bám sát hơn với các hoạt động trong hệ thống điện. Với thị trường bán buôn, mỗi hệ thống điện sẽ có một “pool” giao dịch cho các đơn vị trong hệ thống tham gia vào thị trường.

Điện năng (sản lượng điện) là sản phẩm chính trên thị trường điện bán buôn, ngoài ra còn có thêm nhiều sản phẩm khác như: dịch vụ truyền tải điện, dịch vụ phụ trợ, công suất. Các thị trường điện phát triển thường sẽ có thêm các thị trường con để hỗ trợ và minh bạch việc giao dịch các sản phẩm này.

Thị trường bán buôn cho sản phẩm điện năng cũng được chia thành nhiều thị trường nhỏ hơn, chia theo thứ tự thời gian, bao gồm:

- **Thị trường giao ngay (Spot Market):** Nơi giao dịch chính trên thị trường bán buôn. Thị trường giao ngay ở hầu hết các quốc gia là Thị trường ngày tới, nơi các bên tham gia sẽ mua bán điện năng 1 ngày trước khi giao nhận điện năng vật lý được thực hiện. Sản lượng giao dịch trên Thị trường giao ngay cũng sẽ là dữ kiện để các nhà máy điện lập lịch huy động để chuẩn bị cho việc phát điện vào ngày hôm sau.

Hoạt động của Thị trường ngày tới cần phải dự báo nhu cầu tiêu thụ điện trước một ngày nên sẽ có khả năng bị sai lệch so với thực tế. Do đó nhiều nước đã xây dựng thêm thị trường Intraday Market nhằm bổ sung cho Thị trường ngày tới. Tại đây các bên tham gia sẽ giao dịch ngay trong ngày giao nhận điện năng, do đó nhu cầu dự báo sẽ sát với thực tế hơn.

- **Thị trường thời gian thực (Realtime Market):** Các thị trường vận hành theo thời gian thực, có nhiệm vụ đảm bảo cho cung - cầu điện năng trong thực tế luôn cân bằng với bằng với nhau.

- **Thị trường tương lai (Forward Market):** Do giá điện trên Thị trường giao ngay biến động mạnh nên các bên tham gia thị trường cần quản trị rủi ro về biến động giá. Các bên tham gia thị trường điện thường sử dụng các hợp đồng song phương để thực hiện mục đích trên. Tuy nhiên, nhiều quốc gia phát triển đã xây dựng các Thị trường tương lai, cung cấp các sản phẩm được tiêu chuẩn hóa giúp cho việc giao dịch trở nên dễ dàng hơn và minh bạch hơn.

❖ Giá điện trên thị trường bán buôn

Các mô hình thị trường và cơ chế giá điện bán buôn: Thị trường bán buôn điện thường được thiết kế dựa theo 1 trong 2 mô hình thị trường là:

(3) **Thị trường dạng Gross Pool:** Thị trường điều độ tập trung, tất cả nhà máy điện đều bắt buộc tham gia và phải giao dịch mua bán điện thông qua thị trường. Thị trường dạng Gross Pool thường được quy định chặt chẽ do gắn liền với hệ thống điện và gần như mô phỏng lại quy trình điều độ trong hệ thống điện. Thị trường điện tại Việt Nam được thiết kế theo mô hình Gross Pool.

(4) **Thị trường dạng Net Pool:** Các bên tự do giao dịch, thông qua các hợp đồng song phương hoặc qua các Sở Giao dịch. Trong thị trường điện sẽ có thị trường cân bằng/ thị trường giao ngay để định giá cho phần sản lượng chênh lệch giữa sản lượng thực tế và sản lượng hợp đồng. Thị trường dạng Net Pool tự do hơn do các bên có thể tự do thỏa thuận các hợp đồng song phương.

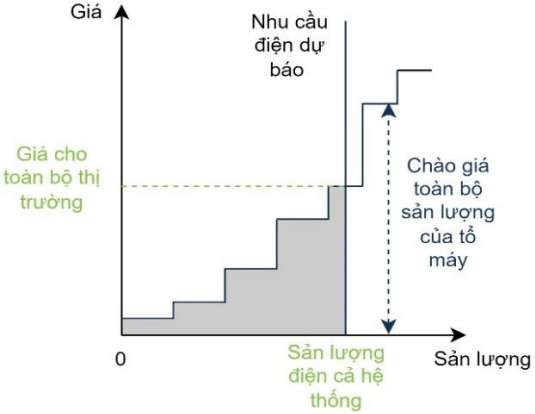
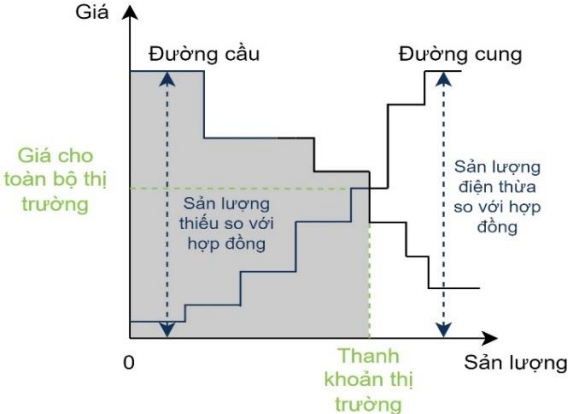
Trên lý thuyết, giá điện sẽ có sự khác nhau đối với 2 mô hình thị trường điện này.

- Thị trường Net Pool: giá điện cho phần lớn sản lượng sẽ do các bên tự đàm phán trong các hợp đồng song phương. Giá điện thị trường chỉ được quyết định bởi phần sản lượng dư thừa/thiếu hụt so với dự báo.

- Thị trường Gross Pool: giá điện sẽ bằng với chi phí biên của hệ thống điện. Chi phí biên của hệ thống điện là giá bán điện của nhà máy có giá cao nhất được huy động trong hệ thống. Tuy nhiên, trong thị trường Gross Pool sẽ có các hợp đồng PPA hoặc các hợp đồng tương lai. Các hợp đồng này có vai trò gần giống với hợp đồng song phương trong thị trường Net Pool, nhưng chỉ là hợp đồng thuần về tài chính. Các hợp đồng này khiến cho giá điện trên thị trường Gross Pool bị sai lệch so với chi phí biên hệ thống.

Trên thực tế, cơ chế thị trường điện bán buôn có nhiều đặc điểm thiết kế phức tạp hơn có thể làm ảnh hưởng tới giá điện trên thị trường, ví dụ như: cơ chế chào giá từ một phía hay hai phía, chào giá theo chi phí hay theo giá; định giá một giá, theo nút hay theo vùng, ...

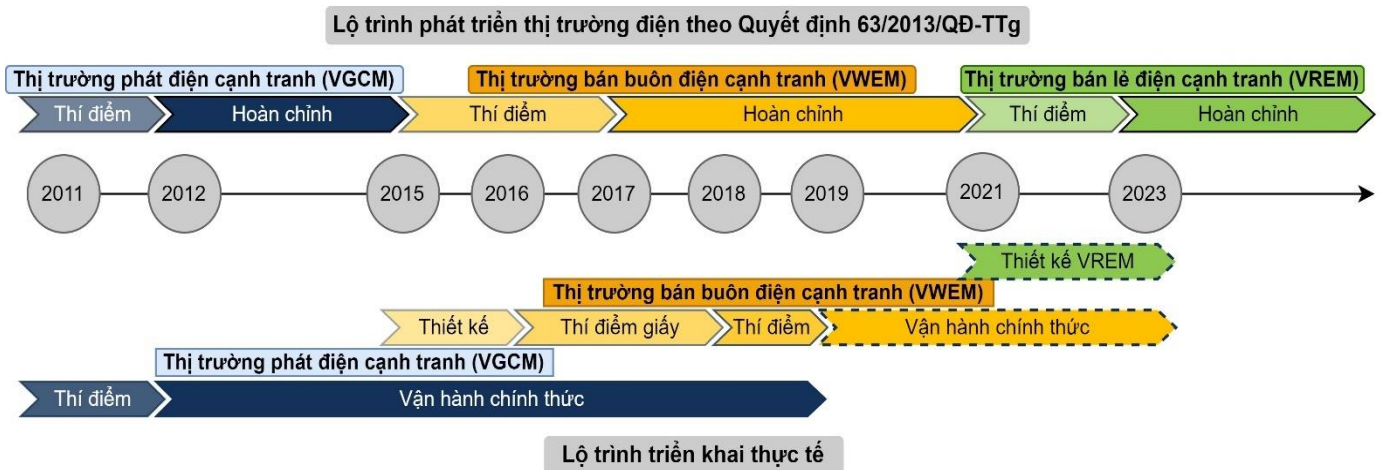
Đặc điểm	Thị trường Gross Pool	Thị trường Net Pool
----------	-----------------------	---------------------

Nước áp dụng	Việt Nam, Mỹ, Úc, Singapore, ...	Các nước châu Âu, Nhật Bản, Ấn Độ, ...
Cấu trúc thị trường	Thị trường điều độ tập trung và gần như đại diện cho toàn bộ hệ thống điện. Toàn bộ các bên tham gia hệ thống điện sẽ phải giao dịch trên thị trường. Các bên tham gia thị trường thường vẫn có thể ký kết các hợp đồng song phương dưới dạng CfD, tuy nhiên các tính toán trên thị trường điện sẽ bỏ qua các hợp đồng này.	Thị trường kết hợp giữa việc giao dịch thông qua hợp đồng song phương và giao dịch qua một thị trường tập trung là Sở Giao dịch (Power Exchange). Các bên thường chủ yếu mua/bán điện thông qua hợp đồng song phương. Sở giao dịch sẽ đóng vai trò cân bằng và giải quyết phần sản lượng dư thừa/thiếu hụt so với hợp đồng.
Tham gia thị trường	Bắt buộc: Tất cả nhà máy điện phải tham gia thị trường và phải mua bán toàn bộ sản lượng điện giao nhận thực tế ở trên thị trường.	Tự nguyện: Bên mua và bán điện có thể lựa chọn tham gia thị trường hoặc không. Các bên chỉ mua bán trên thị trường bán một phần sản lượng điện giao nhận, còn lại mua bán theo hợp đồng.
Cơ chế chào giá	- Thường chỉ chào giá từ một phía là bên bán (nhà máy điện). - Thường chào giá theo chi phí (cost - based)	- Chào giá từ 2 phía. Người tham gia thị trường vừa có thể là người mua vừa có thể là người bán. - Chào giá tự do theo giá (price – based)
Xác định giá		
Đơn vị vận hành thị trường điện	Đơn vị vận hành thị trường điện cũng là đơn vị vận hành hệ thống điện do thị trường điện gần như đã phản ánh toàn bộ hệ thống điện.	Đơn vị vận hành thị trường và đơn vị vận hành hệ thống là khác nhau do thị trường điện chỉ là một phần của hệ thống điện.
Điều độ	Tập trung: Đơn vị vận hành thực hiện điều độ, lập lịch huy động cho toàn bộ hệ thống. Điều này giúp tối ưu chi phí cho toàn bộ hệ thống điện.	Phi tập trung: Các bên tham gia thị trường tự điều độ dựa theo sản lượng hợp đồng và sản lượng giao dịch được trên thị trường. Mỗi đơn vị tự tối ưu hóa chi phí của mình.

1.3. Thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

1.3.1. Lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

Lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam được chia thành 3 giai đoạn, được định hướng theo [Quyết định 63/2013](#) của Thủ Tướng Chính phủ. Tuy nhiên, lộ trình triển khai thực tế thường chậm trễ hơn so với lộ trình đề ra trong Quyết định 63.



Biểu đồ 188 – Nguồn: FPT S tổng hợp

Lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam được dựa theo kinh nghiệm phát triển từ thị trường điện thế giới và sẽ phát triển dần theo 3 giai đoạn. Các giai đoạn/cấp độ phát triển theo lộ trình của thị trường điện Việt Nam bao gồm:

- **Giai đoạn 1: Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM: 2011 – 2018):** Xây dựng thị trường giao ngay (Spot Market) trong khâu phát điện để các nhà máy điện cạnh tranh với nhau. Chỉ có một đơn vị mua buôn điện duy nhất là **Công ty Mua bán điện (EPTC)** mua điện từ các nhà máy điện trên thị trường điện giao ngay và thông qua hợp đồng song phương. EPTC sau đó sẽ bán điện cho các đơn vị phân phối, bán lẻ điện là các **Tổng công ty Điện lực (PC)**.
- **Giai đoạn 2: Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM: 2019 – nay):** Các đơn vị mua buôn điện khác được tham gia mua điện từ thị trường điện. Trong thời gian đầu, chỉ có các Tổng công ty Điện lực được tham gia, sau đó sẽ mở rộng ra thêm cho các đơn vị bán lẻ khác và các khách hàng tiêu thụ điện lớn.
- **Giai đoạn 3: Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM: thí điểm năm 2022):** các khách hàng sử dụng điện trên toàn quốc được quyền lựa chọn nhà cung cấp điện cho mình (đơn vị bán lẻ điện) hoặc trực tiếp mua điện từ thị trường. Đồng thời, các tổ chức, cá nhân đáp ứng các yêu cầu về hoạt động điện lực được phép thành lập mới các đơn vị bán lẻ điện để cạnh tranh trong khâu bán lẻ.

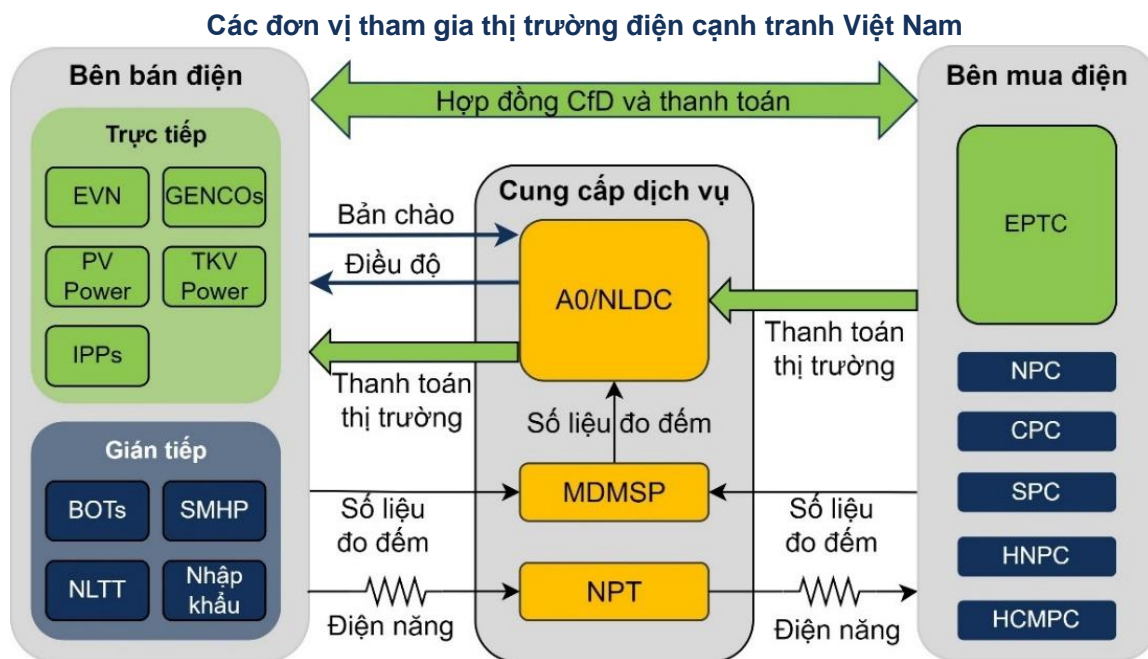
Tính đến hết năm 2023, thị trường điện Việt Nam đã bước sang giai đoạn Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) hơn 5 năm và đang chuẩn bị thí điểm Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM). Tuy nhiên, thị trường chưa có nhiều sự thay đổi so với giai đoạn VCGM do mô hình thị trường bán buôn vẫn chưa được hoàn thiện. Thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam hiện vẫn còn nhiều vấn đề, để thị trường điện có thể phát triển hoàn chỉnh sẽ còn mất rất nhiều thời gian và khó có thể bắt kịp được theo lộ trình được đề ra trong Quyết định 63.

1.3.2. Đặc điểm thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

1.3.2.1. Mô hình thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

Thị trường điện Việt Nam được cấu trúc theo dạng “Gross Pool” với điều độ tập trung, chào giá từ một phía và hoạt động theo nguyên tắc tối thiểu hóa chi phí. So với thị trường điện của các quốc gia phát triển thì thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam vẫn còn tương đối đơn giản. Thị trường điện Việt Nam hiện chỉ bao gồm thị trường điện giao ngay (thị trường điện năng vật lý). Các hoạt động giao dịch hợp đồng tương lai, dự phòng công suất hay cung cấp dịch vụ phụ trợ chưa có thị trường riêng mà vẫn do EVN và A0 đảm nhiệm và quản lý. Thị trường điện vẫn đang chịu sự chi phối khá nhiều từ EVN và A0, do đó mức độ cạnh tranh và tự do trên thị trường thực tế vẫn còn khá thấp.

1.3.2.2. Các đơn vị tham gia thị trường điện cạnh tranh

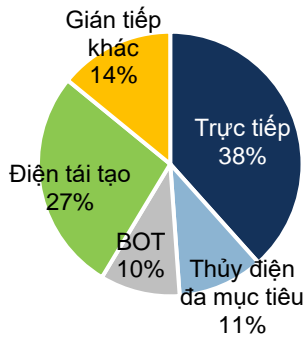


Biểu đồ 189 - Nguồn: FPTTS tổng hợp

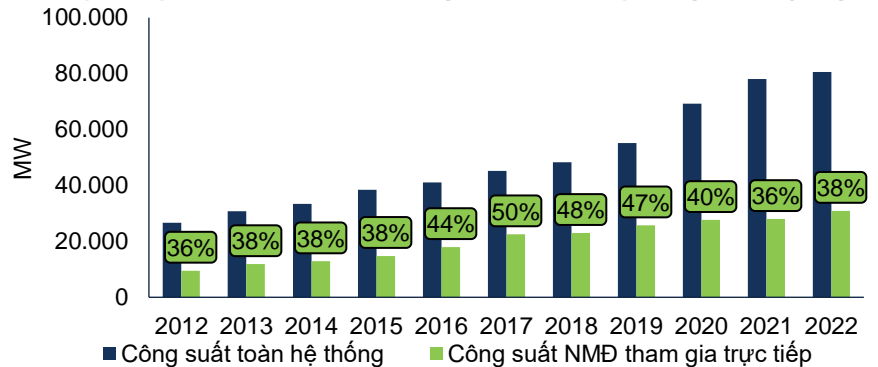
- **Đơn vị bán điện:** Bên tham gia bán điện trên thị trường điện cạnh tranh là các đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện. **Thị trường điện Việt Nam là thị trường dạng bắt buộc và điều độ tập trung, trong đó các nhà máy điện có công suất lớn hơn 30 MW đầu nối vào hệ thống điện bắt buộc phải tham gia thị trường điện.** Các nhà máy có công suất nhỏ hơn 30 MW có quyền tham gia thị trường nếu đáp ứng đủ điều kiện. Các nhà máy điện tham gia thị trường điện dưới 2 hình thức là **tham gia trực tiếp** và **tham gia gián tiếp**.

- **Tham gia gián tiếp:** Các nhà máy điện có vai trò đặc biệt tham gia thị trường điện theo hình thức gián tiếp. Các nhà máy này thường được xem là không tham gia thị trường điện do họ không trực tiếp chào giá trên thị trường điện. Thay vào đó, sẽ có một đơn vị khác đảm nhận việc chào giá thay cho các nhà máy này hoặc A0 sẽ công bố trước biểu đồ huy động dự kiến của các nhà máy này. Các nhà máy tham gia gián tiếp vào thị trường điện cũng không áp dụng cơ chế thanh toán giá điện theo thị trường điện, việc tham gia thị trường điện của các nhà máy này nhằm mục đích hỗ trợ cho việc điều độ hệ thống điện. Các nhà máy tham gia gián tiếp thị trường điện bao gồm:
 - Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu
 - Nhà máy điện BOT
 - Nhà máy điện năng lượng tái tạo không phải là thủy điện (các nhà máy công suất lớn hơn 30 MW có thể tham gia trực tiếp nếu muốn)
 - Nhà máy nhiệt điện khí có ràng buộc về nhiên liệu
 - Nhà máy điện thuộc khu công nghiệp chỉ bán một phần điện lên hệ thống

- Các nguồn điện nhập khẩu
- **Tham gia trực tiếp:** Các nhà máy có công suất trên 30 MW đấu nối vào hệ thống mà không thuộc vào các trường hợp kể trên sẽ **bắt buộc phải tham gia** thị trường điện cạnh tranh dưới hình thức trực tiếp. Các nhà máy này phải trực tiếp chào giá trên thị trường điện và giá điện được thanh toán theo cơ chế của thị trường điện. Các nhà máy điện tái tạo trên 30 MW cũng có quyền tham gia trực tiếp thị trường điện, tuy nhiên vẫn chưa có nhà máy nào tham gia do loại hình này đang được cơ chế giá bán hấp dẫn hơn so với việc tham gia trực tiếp thị trường điện.

Cơ cấu tham gia thị trường 2022


Biểu đồ 190 - Nguồn: ERAV

Tổng công suất các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện


Biểu đồ 191 - Nguồn: EVN

- **Đơn vị mua điện:** Thị trường điện Việt Nam vẫn đang trong quá trình chuyển giao từ thị trường một người mua (VCGM) sang thị trường bán buôn cạnh tranh có nhiều người mua (VWEM). Việc chuyển giao hiện tại vẫn đang hạn chế cho nên về cơ bản thị trường điện hiện tại vẫn chưa có nhiều điểm khác biệt so với giai đoạn VCGM. Các đơn vị đang và sẽ được mua điện từ thị trường điện bao gồm:

- **Công ty Mua bán điện (EPTC):** Trong giai đoạn VCGM, EPTC là đơn vị mua điện duy nhất trên thị trường điện và sau đó sẽ bán điện cho các đơn vị phân phối điện theo cơ chế giá nội bộ (BST). Trong thời gian đầu của thị trường VWEM, mặc dù có thêm các đơn vị mua buôn điện khác tham gia thị trường, EPTC vẫn đang là đơn vị mua điện trực tiếp của phần lớn các nhà máy điện. Ngoài ra, EPTC còn có vai trò mua điện và chào giá thay cho các nhà máy tham gia gián tiếp thị trường điện.
- **Các Tổng Công ty Điện lực (PC):** Đây là các đơn vị mới được tham gia mua điện từ thị trường điện khi VWEM bắt đầu đi vào vận hành. Hiện tại các PC mới chỉ ký kết hợp đồng và mua điện trực tiếp (thông qua thị trường điện) từ một số nhà máy điện mới được đưa vào vận hành (VD: Thái Bình 1, Vĩnh Tân 4&4 MR, Duyên Hải 3 MR), còn lại vẫn đang mua điện từ EPTC theo cơ chế giá nội bộ (BST).
- **Các đơn vị bán buôn mới và các khách hàng tiêu thụ điện lớn:** Các đơn vị này được phép tham gia mua điện từ thị trường điện trong giai đoạn VWEM, nhưng hiện vẫn chưa có cơ chế để tham gia.

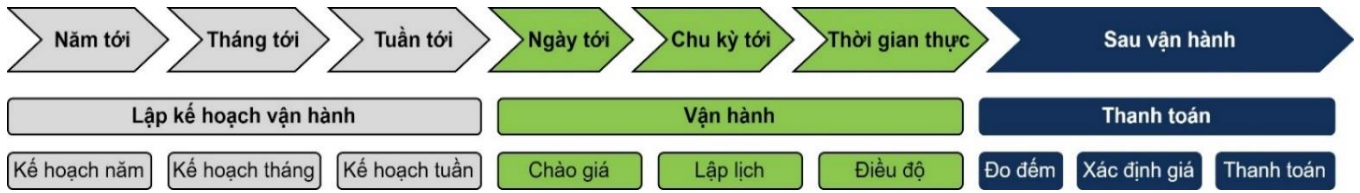
- **Đơn vị cung cấp dịch vụ:** Một số đơn vị khác để cung cấp các dịch vụ giúp cho thị trường điện có thể hoạt động. Hiện tại các đơn vị cung cấp dịch vụ trên thị trường điện vẫn đang thuộc quyền sở hữu của EVN, bao gồm:

- Đơn vị vận hành thị trường điện: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC/A0)
- Đơn vị cung cấp dịch vụ truyền tải và phân phối điện: Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia (NPT) và các Tổng Công ty Điện lực (PC)
- Đơn vị cung cấp dịch vụ quản lý số liệu đo đếm (MDMSP): NLDC, NPT, PC,...

1.3.2.3. Quy trình hoạt động thị trường điện giao ngay tại Việt Nam

Các hoạt động chính diễn ra trên thị trường điện được thể hiện qua sơ đồ sau:

Lịch vận hành trên thị trường điện giao ngay



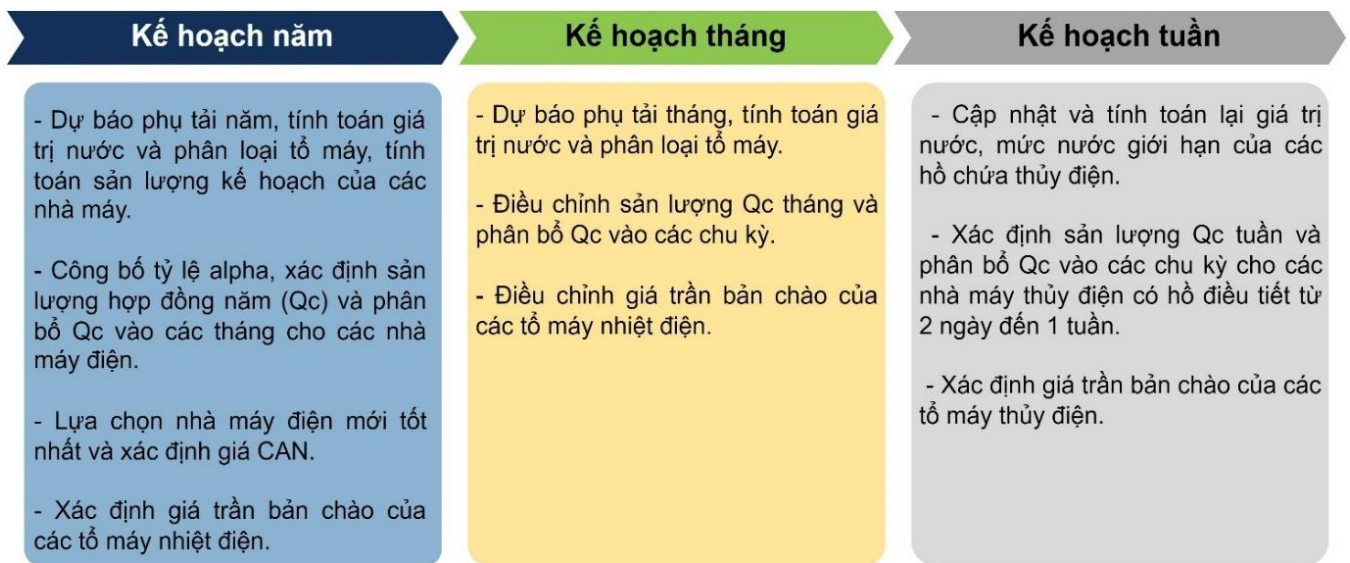
Biểu đồ 192 - Nguồn: FPTIS tổng hợp

a) Lập kế hoạch vận hành

Trước mỗi năm/tháng/tuần thì A0 sẽ dự báo, tính toán và lập kế hoạch vận hành của cả thị trường điện. Kế hoạch vận hành có nhiều nội dung quan trọng ảnh hưởng tới hoạt động vận hành và tới doanh thu, lợi nhuận của các nhà máy điện tham gia thị trường, trong đó quan trọng nhất là việc **xác định sản lượng hợp đồng (Qc)**.

Một số nội dung quan trọng trong kế hoạch vận hành năm/tháng/tuần cụ thể như sau:

Các nội dung quan trọng trong kế hoạch vận hành thị trường điện



Biểu đồ 193 - Nguồn: Thông tư 45/2018/TT-BCT, FPTIS tổng hợp

b) Vận hành thị trường giao ngay và thời gian thực:

❖ Chào giá:

Trước 11h30 mỗi ngày, các nhà máy điện sẽ nộp bản chào giá (bao gồm 10 cặp giá và công suất chào) cho 48 chu kỳ giao dịch của ngày tiếp theo. Bản chào trên sẽ được A0 sử dụng để lập lịch huy động cho ngày hôm sau.

Trong cấu trúc thị trường hiện tại, chỉ có bên bán điện (các nhà máy điện) thực hiện chào giá ở trên thị trường. Cơ chế chào giá tại thị trường điện Việt Nam là **chào giá theo chi phí (cost-based)**. Các nhà máy điện được quy định một mức **giá trần bản chào** được tính toán dựa theo **chi phí biến đổi** đối với nhà máy nhiệt điện và theo **giá trị nước** đối với nhà máy thủy điện. Các nhà máy chỉ được phép chào giá trong khoảng từ giá sàn (0 hoặc 1 VND/kWh) đến mức giá trần trên.

Nhiều quốc gia phát triển đang áp dụng một cơ chế chào giá khác là **chào giá tự do (price-based)**, cơ chế này cho phép các nhà máy có thể chào giá mà không bị giới hạn bởi chi phí đầu vào. Định hướng của thị trường điện Việt Nam cũng sẽ chuyển sang cơ chế này trong tương lai.

❖ **Lập lịch huy động:** A0 sẽ tính toán và lập lịch huy động các nhà máy điện, căn cứ trên bản chào giá của các tổ máy, dự báo phụ tải hệ thống điện và có xét đến các ràng buộc vận hành hệ thống điện. Việc lập lịch huy động dựa trên nguyên tắc tối thiểu hóa chi phí chi phí mua điện cho từng chu kỳ giao dịch. Các nhà máy điện sẽ được huy động lần lượt từ nhà máy có giá chào thấp đến cao cho đến khi đủ đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện.

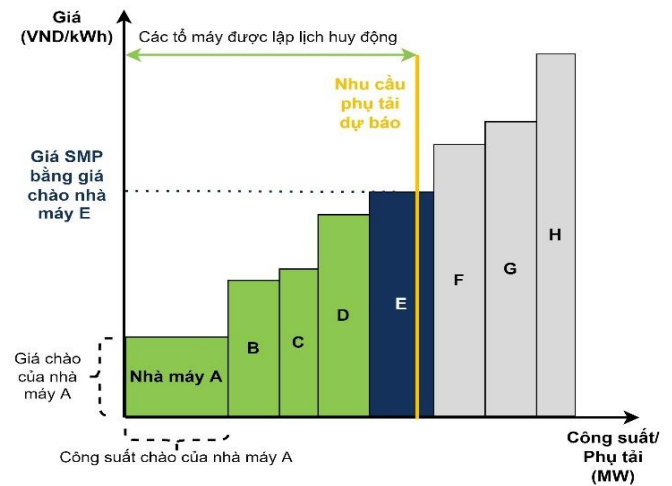
Lập lịch huy động trên thị trường điện

Sau khi tính toán, A0 sẽ công bố lịch huy động ngày tới trước 16h hàng ngày. Trong ngày giao dịch, A0 cũng sẽ tính toán lại, điều chỉnh và công bố lịch huy động trước mỗi chu kỳ giao dịch.

❖ Điều độ thời gian thực:

Trong chu kỳ giao dịch, A0 sẽ vận hành thị trường căn cứ theo lịch huy động. Chu kỳ giao dịch của thị trường trong giai đoạn hiện tại đang là 30 phút.

Trong thực tế, phụ tải và công suất nguồn có thể sai lệch so với dự báo, ngoài ra tình trạng nghẽn lưới truyền tải có thể diễn ra. Lúc đó, A0 sẽ can thiệp vào thị trường, điều chỉnh công suất các nhà máy và sử dụng các dịch vụ phụ trợ để đảm bảo hệ thống vận hành an toàn.



c) Các hoạt động sau thời gian thực phục vụ thanh toán tiền điện:

❖ Xác định giá thị trường:

Các nhà máy tham gia thị trường sẽ được áp dụng chung một mức giá bán điện trên thị trường. Mức giá này gọi là SMP và được tính bằng giá chào của tổ máy cuối cùng được huy động (*tổ máy có giá chào cao nhất*). SMP cũng bị giới hạn bởi một **mức giá trần**, do A0 tính toán và công bố hàng năm.

Ngoài ra, do giá chào của các nhà máy dựa theo chi phí biến đổi, thị trường điện có thêm một mức giá công suất (CAN) để các nhà máy thu hồi chi phí cố định. Ngoài ra, còn một số thành phần khác chiếm tỷ trọng nhỏ và tính toán khá phức tạp nên chúng tôi không đề cập trong báo cáo.

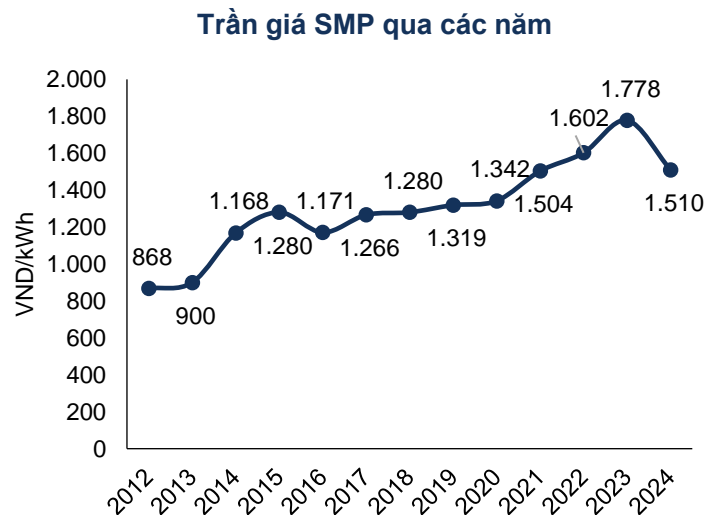
Mức giá toàn phần mà tất cả các nhà máy điện tham gia thị trường nhận được theo công thức đơn giản là: **FMP = SMP + CAN**.

Việc tính toán giá thị trường được thực hiện và giá thị trường được công bố 2 ngày sau ngày giao dịch. Trong tương lai, khi hạ tầng thị trường phát triển thì có thể tiến tới định giá trước giao dịch, giúp cho các đơn vị tham gia thị trường chủ động hơn trong việc chào giá và vận hành.

Nhược điểm của giá SMP: Giá SMP được áp dụng chung cho toàn bộ các nhà máy trong hệ thống điện. Tuy nhiên, hệ thống điện thực tế được chia thành nhiều vùng miền tách biệt với nhau và có giới hạn truyền tải giữa các vùng. Giá SMP chưa tính đến các ràng buộc phát do giới hạn truyền tải giữa các vùng mà các khoản thanh toán phát sinh do ràng buộc này gây ra sẽ được thanh toán riêng.

Do đó, SMP sẽ có một số nhược điểm: (1) việc lập lịch huy động không tối ưu dẫn đến phát sinh thêm các khoản chi phí; (2) các khoản thanh toán bên ngoài làm giảm độ minh bạch của thị trường và (3) không có tín hiệu giá riêng của từng vùng dẫn đến mất cân đối cung – cầu nội vùng và làm tăng nhu cầu truyền tải giữa các vùng.

Thị trường điện trong tương lai có thể sẽ hướng tới việc định giá theo vùng hoặc theo nút (ZMP/LMP) giống như tại nhiều quốc gia phát triển. Việc này sẽ giải quyết được các nhược điểm trên, đưa ra tín hiệu giá sát hơn cho từng vùng, do đó sẽ hỗ trợ tốt cho việc quy hoạch và việc đầu tư phát triển nguồn điện, lưới điện sau này.

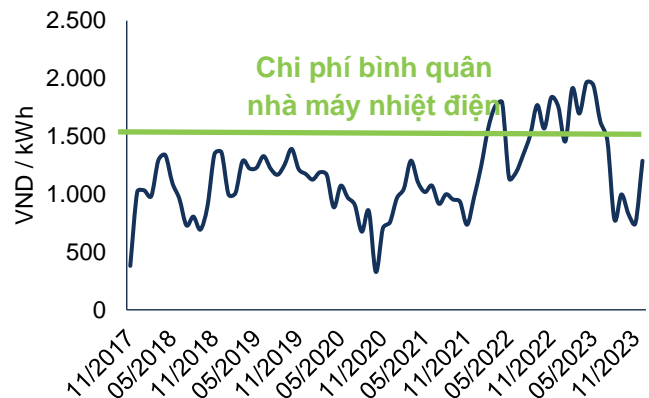


Giá thị trường điện biến động rất mạnh và khó dự báo. Giá SMP trong cùng một ngày có thể biến động từ 0 VND cho tới giá trần SMP. Giá SMP trung bình theo ngày/tháng/năm cũng biến động khá mạnh và khó dự báo.

Các biến động về cung - cầu trên thị trường là nguyên nhân tất yếu dẫn tới biến động giá thị trường. Công suất tiêu thụ điện biến động hàng giờ, giá SMP thường tăng lên rất cao vào những khung giờ cao điểm vì phải huy động đến những nguồn điện chạy phủ đỉnh giá cao. Nguồn cung điện và chi phí phát điện cũng biến động thường xuyên do nhiều yếu tố như chi phí nhiên liệu, tình hình thời tiết, nhất là đối với hệ thống có tỷ trọng năng lượng tái tạo lớn như Việt Nam.

Tại Việt Nam, có thêm một số yếu tố khiến cho giá SMP càng trở nên bất định và khó dự báo hơn. Thứ nhất là do sản lượng Qc chiếm tỷ trọng rất lớn ảnh hưởng tới hành vi chào giá của các nhà máy.

Diễn biến giá FMP trung bình tháng



Biểu đồ 196 - Nguồn: GENCO 3, NLDC

Các nhà máy điện có chi phí cao nhưng đã được phân bổ Qc vẫn sẽ sẵn sàng chào giá rất thấp để được huy động, làm cho giá SMP thấp hơn nhiều so với thực tế. Ngoài ra, hơn 60% công suất nguồn điện hiện đang tham gia thị trường theo hình thức gián tiếp. Các nhà máy này không trực tiếp chào giá và thường được huy động theo cách đặc biệt nên càng khiến cho giá điện trên thị trường trở nên khó dự báo hơn.

❖ **Thanh toán**

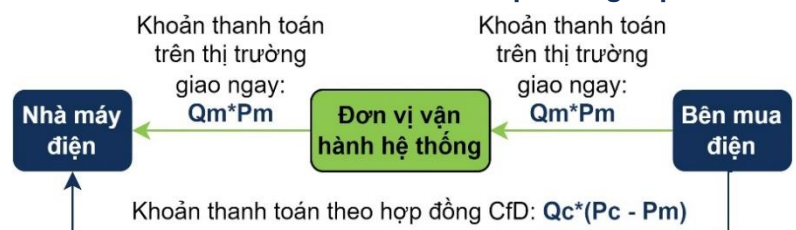
Cơ chế giá bán điện có sự khác nhau giữa các nhà máy tham gia trực tiếp và nhà máy tham gia gián tiếp. Cụ thể, các nhà máy tham gia trực tiếp bán điện theo giá thị trường và giá hợp đồng, còn các nhà máy tham gia gián tiếp sẽ bán điện với cơ chế giá bán riêng cho mỗi loại hình. **Điểm chung của các nhà máy tham gia trực tiếp và gián tiếp là đều bán điện chủ yếu qua các cơ chế giá bán ngoài thị trường, giá điện thị trường chiếm tỷ trọng thấp và thường không có nhiều ý nghĩa đối với các nhà máy.**

- Các nhà máy tham gia trực tiếp thị trường điện:

Các nhà máy điện tham gia trực tiếp thị trường sẽ được nhận hai khoản thanh toán: (1) khoản thanh toán trên thị trường giao ngay và (2) khoản thanh toán theo hợp đồng CfD.

Khoản thanh toán trên thị trường giao ngay là khoản thanh toán cho phần sản lượng mà nhà máy phát được trên thực tế và được thanh toán theo giá thị trường điện (P_m hay FMP).

Các khoản thanh toán trên thị trường điện



Biểu đồ 197 – Nguồn: FPTs tổng hợp

Ngoài ra, các nhà máy tham gia trực tiếp tham gia thị trường điện đều ký với bên mua điện một **hợp đồng mua bán điện dạng sai khác (CfD)**. Hợp đồng CfD là một hợp đồng thuần về tài chính nhằm mục đích để chia sẻ rủi ro cho cả bên mua và bên bán. Đối với khoản thanh toán theo hợp đồng, nhà máy điện hoặc bên mua điện sẽ nhận được phần thanh toán dựa trên chênh lệch giữa **giá hợp đồng (PC)** và giá thị trường điện. (chi tiết về hợp đồng CfD tại [phụ lục](#))

Khoản thanh toán trên thị trường giao ngay được thanh toán thông qua A0, và khoản thanh toán theo hợp đồng do bên mua và bên bán tự thanh toán. Tuy nhiên, hiện tại A0 vẫn chưa phải là một đơn vị độc lập và A0 cũng như các đơn vị mua điện đều đang thuộc sở hữu của EVN nên các khoản này vẫn được thanh toán chung.

Công thức các khoản thanh toán cho nhà máy tham gia trực tiếp thị trường điện như sau:

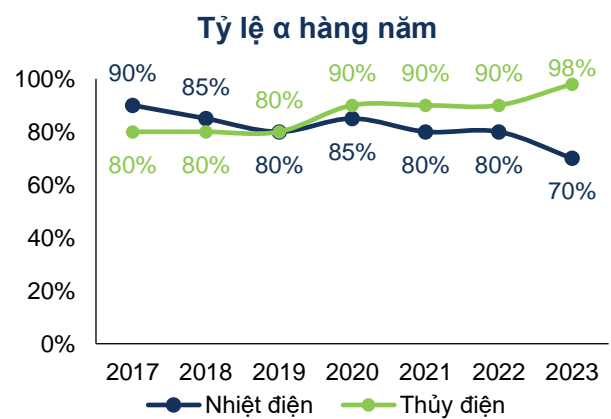
$$R = Q_m * P_m + Q_c * (P_c - P_m) = Q_c * P_c + (Q_m - Q_c) * P_m$$

Sản lượng điện theo hợp đồng CfD (sản lượng Qc) giúp hạn chế rủi ro cho các nhà máy điện, đặc biệt là đối với các nhà máy nhiệt điện. Hợp đồng CfD giống như bảo hiểm giúp cho các nhà máy điện phòng tránh rủi ro về biến động giá thị trường. Giá SMP biến động rất mạnh, có thể biến động từ 0 VND cho đến giá trần trong cùng một ngày, do đó các nhà máy cần có biện pháp để phòng ngừa rủi ro và phát điện một cách ổn định. Trong thời gian giá thị trường điện xuống thấp, nếu có Qc thì các nhà máy sẽ nhận được thêm phần chênh lệch giá và vẫn nhận được đủ phần thanh toán với giá bằng với Pc đã thỏa thuận trước. Đặc biệt là đối với các nhà máy nhiệt điện, chi phí nhà máy thường cao hơn so với giá thị trường điện. Do đó, hợp đồng CfD giúp cho các nhà máy nhiệt điện tham gia thị trường mà vẫn đảm bảo được lợi nhuận.

Ngoài rủi ro về biến động giá, thì hợp đồng CfD cũng giúp bảo vệ nhà máy khỏi các rủi ro liên quan tới chi phí đầu vào, do giá Pc khi thỏa thuận cho phép chuyển ngang các chi phí đầu vào của nhà máy sang giá bán. Diễn hình có thể kể đến chi phí nhiên liệu của các nhà máy nhiệt điện. Trong cơ cấu giá Pc có thành phần giá biến đổi Vc, thành phần này được điều chỉnh hàng tháng dựa theo chi phí nhiên liệu đầu vào thực tế của nhà máy. Do đó, các nhà máy nhiệt điện vẫn được đảm bảo lợi nhuận khi giá nhiên liệu đầu vào tăng cao.

Tỷ lệ sản lượng Qc của các nhà máy vẫn cao. Theo quy định mới nhất là Thông tư 24/2019/TT-BCT, tỷ lệ sản lượng Qc so với sản lượng kế hoạch của A0 được giới hạn từ 60% - 100%. Hàng năm, A0 sẽ công bố **tỷ lệ α** , là tỷ lệ sản lượng hợp đồng áp dụng cho các nhà máy trong năm. Cũng theo thông tư này, các nhà máy có thể tự thỏa thuận Qc với bên mua điện. Tuy nhiên, thực tế có ít nhà máy tự thỏa thuận được Qc mà chủ yếu vẫn đang dùng Qc theo kế hoạch của A0.

Tỷ lệ α các năm gần đây vẫn đang khá cao, thường vào khoảng 80% - 90%. Do đó, các nhà máy vẫn thường xem Qc là phần sản lượng chính và quan trọng nhất của họ.



Biểu đồ 198 - Nguồn: ERAV

- Các nhà máy tham gia gián tiếp thị trường điện:

Giá bán điện của các nhà máy tham gia gián tiếp thị trường điện không bị ảnh hưởng bởi giá thị trường. Do các nhà máy tham gia gián tiếp thường rơi vào các loại hình phát điện đặc biệt hoặc có vai trò đặc biệt, do đó các nhà máy này thường có cơ chế giá bán riêng không bị ảnh hưởng bởi giá điện trên thị trường điện giao ngay. Bảng dưới đây tổng hợp cơ chế giá bán đối với một số loại hình phát điện tham gia gián tiếp thị trường:

Tổng hợp cơ chế giá bán điện của các nhà máy điện tham gia gián tiếp thị trường điện

Loại nhà máy		Cơ chế giá	
Thủy điện chiến lược đa mục tiêu		Hạch toán phụ thuộc EVN	
Nhà máy điện BOT		Theo hợp đồng BOT	
Thủy điện nhỏ (<30 MW)		Giá chi phí tránh được	
Điện mặt trời	Giá điện hỗ trợ (FiT) trong vòng 20 năm	Trước 30/6/2019:	9,35 cents/kWh
		Trước 31/12/2020:	- Mặt đất: 7,09 cents/kWh - Nổi: 7,69 cents/kWh - Mái nhà: 8,38 cents/kWh
Trước 30/11/2021:		- Trên biển: 9,8 cents/kWh - Đất liền: 8,5 cents/kWh	
Điện gió			
Điện sinh khối			- Đồng phát: 7,03 cents/kWh - Không phải đồng phát: 8,47 cents/kWh

Điện rác	- Đốt chất thải trực tiếp: 10,05 cents/kWh - Đốt khí từ bãi chôn: 7,28 cents/kWh
----------	---

1.4. Hợp đồng mua bán điện dạng sai khác CfD

Hợp đồng CfD là hợp đồng tài chính (hợp đồng swap) giữa bên bán điện và bên mua điện nhằm mục đích chia sẻ rủi ro về giá điện cho cả hai bên, đồng thời đảm bảo dòng tiền cho bên bán điện và đảm bảo sản lượng điện cho bên mua. Trong hợp đồng CfD, hai bên thống nhất trước về một mức sản lượng (**Qc**) và quy định trước một mức giá hợp đồng (**Pc**). Đối với phần sản lượng phát điện đã được phân bổ Qc, hai bên sẽ thanh toán cho nhau phần chênh lệch giữa Pc và giá điện thực tế trên thị trường:

$$Rc = Qc * (Pc - Pm)$$

Hợp đồng CfD về bản chất chỉ là một hợp đồng tài chính, chỉ có ý nghĩa trong thanh toán và tách biệt với dòng điện vật lý. Tuy nhiên, nó lại có ý nghĩa rất quan trọng đối với hoạt động sản xuất cũng như kết quả kinh doanh của các nhà máy điện, đặc biệt là đối với các nhà máy nhiệt điện. Sản lượng Qc hiện vẫn chiếm một tỷ lệ rất lớn (khoảng 80-90%) trên tổng sản lượng điện của các nhà máy. Các nguyên tắc xác định hai yếu tố quan trọng nhất trong hợp đồng CfD là Qc và Pc đối với nhà máy nhiệt điện sẽ được đề cập ở phần dưới đây.

1.4.1. Nguyên tắc xác định sản lượng hợp đồng Qc

[\(Quay lại\)](#)

Sản lượng điện hợp đồng Qc cần được xác định đầu tiên là Qc năm. Sau đó, sản lượng Qc năm sẽ được phân bổ vào các tháng, sau đó tiếp tục phân bổ đến từng chu kỳ giao dịch. Hiện nay, các quy định về Qc đã được mở hơn, cho phép các bên có thể tự thỏa thuận, đàm phán các điều khoản về sản lượng Qc.

Nguyên tắc xác định sản lượng Qc được quy định trong các thông tư 45/2018/TT-BCT và thông tư 24/2019/TT-BCT. Trong đó, sản lượng hợp đồng năm của nhà máy nhiệt điện được xác định theo công thức sau:

$$Qc = \alpha \times AGO$$

Trong đó: α : là tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng

AGO: sản lượng điện kế hoạch năm của nhà máy

- **Xác định AGO:** AGO của nhà máy được A0 xác định trong Kế hoạch vận hành thị trường điện năm tới. Trong bản Kế hoạch này, A0 sẽ mô phỏng thị trường điện trong năm tới, từ đó tính toán sản lượng điện dự kiến (EGO) của các nhà máy điện. Sau đó, A0 sẽ xác định AGO dựa theo công thức sau:

$$AGO = EGO \text{ nếu } a \times GO \leq EGO \leq b \times GO$$

$$AGO = a \times GO \text{ nếu } EGO < a \times GO$$

$$AGO = b \times GO \text{ nếu } EGO > b \times GO$$

Trong đó: GO: Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện.

a, b : Hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm do Bộ Công Thương công bố, trừ trường hợp Đơn vị phát điện và Đơn vị mua điện có thỏa thuận khác và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện.

- **Xác định tỷ lệ α :** Trước đây, Cục Điều tiết Điện lực có trách nhiệm tính toán và công bố tỷ lệ α cho các nhà máy điện theo loại hình công nghệ. Từ năm 2019, Thông tư 24/2019/TT-BCT đã sửa đổi các quy định và cho phép bên mua và bán điện tự thỏa thuận, thống nhất tỷ lệ α . Tuy nhiên, tỷ lệ này vẫn bị giới hạn trong khoảng 60-100%.

1.4.2. Nguyên tắc xác định giá hợp đồng Pc

[\(Quay lại\)](#)

Các nguyên tắc xác định giá Pc được quy định trong Thông tư 57/2020/TT-BCT. Trong đó, giá Pc được xây dựng trên cơ sở là giúp cho Chủ đầu tư nhà máy thu hồi được các chi phí hợp lý trong suốt vòng đời kinh tế và đạt được mức tỷ suất sinh lời nội bộ IRR không vượt quá 12%.

Nhìn chung, giá Pc giúp cho các nhà máy điện đảm bảo được dòng tiền và hạn chế được rất nhiều rủi ro. Ngoài rủi ro về giá điện trên thị trường cạnh tranh, nhà máy còn tránh được các rủi ro về giá nhiên liệu, lạm phát, tỷ giá, ...

Công thức xác định giá Pc được quy định trong Thông tư 57/2020/TT-BCT, cụ thể như sau:









$$P_c = FC + FOMC + VC$$

Trong đó: FC: Giá cố định

FOMC: Giá vận hành và bảo dưỡng

VC: Giá biến đổi

- **FC:** Giá cố định giúp cho chủ đầu tư thu hồi được các chi phí cố định khi đầu tư xây dựng nhà máy. Trên cơ sở phân tích tài chính dự án, hai bên sẽ thống nhất mức giá FC bình quân cho cả vòng đời của nhà máy. Hai bên có thể áp dụng luôn mức FC này cho toàn bộ vòng đời hoặc có thể quy đổi thành giá cố định từng năm. Sau khi quy đổi, giá điện trong các năm đầu (thường gọi là profile) sẽ cao hơn để chủ đầu tư thực hiện nghĩa vụ chi trả nợ vay, sau đó sẽ giảm xuống khi trả hết nợ vay. Một số thông số để tính toán FC được quy định như sau:

 Tổng mức đầu tư	 Đời sống kinh tế	 Điện năng phát bình quân nhiều năm	 Tỷ lệ điện tự dùng
<ul style="list-style-type: none"> Bao gồm toàn bộ chi phí thuộc trách nhiệm đầu tư của Bên bán tính đến Điểm đấu nối của nhà máy điện 	<ul style="list-style-type: none"> Nhiệt điện than: 20 năm Tuabin khí CTHH: 25 năm Thủy điện: 40 năm 	<ul style="list-style-type: none"> Nhiệt điện: Xác định theo CS đầu cực theo thiết kế được duyệt và Tmax của NMD Thủy điện: Xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt 	<ul style="list-style-type: none"> Là giá trị nhỏ hơn của giá trị được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt của nhà máy điện hoặc xác định theo tài liệu kỹ thuật
 Thời gian trích khấu hao từng nhóm TSCĐ	 Tỷ lệ vốn chủ sở hữu và vốn vay	 Lãi suất vay vốn	 Thuế
<ul style="list-style-type: none"> Xác định trên cơ sở thời gian trích khấu hao của từng nhóm tài sản cố định chính theo khung thời gian trích khấu hao quy định 	<ul style="list-style-type: none"> Được xác định căn cứ quyết định phê duyệt dự án đầu tư và thực tế huy động vốn cho dự án tại thời điểm đàm phán 	<ul style="list-style-type: none"> Căn cứ vào Hợp đồng vay vốn, các văn bản, tài liệu giữa Chủ đầu tư và các tổ chức tín dụng, ngân hàng cho vay; 	<ul style="list-style-type: none"> Xác định theo quy định của pháp luật liên quan.

- **FOMC:** Giúp chủ đầu tư thu hồi các chi phí vận hành và bảo dưỡng, bao gồm chi phí nhân công, chi phí sửa chữa lớn và một số chi phí khác. FOMC thường xác định trong năm cơ sở, sau đó sẽ điều chỉnh theo tỷ lệ lạm phát hoặc theo mức lương tối thiểu trong các năm tiếp theo.

- **VC:** Giúp chủ đầu tư thu hồi được chi phí biến đổi, trong đó chủ yếu là chi phí nhiên liệu. Cấu thành của VC được quy định trong Thông tư 57/2020/TT-BCT như sau:

$$VC = VC_{\text{nhiên liệu chính}} + VC_{\text{nhiên liệu phụ}} + VC_{\text{khác}} + \text{Giá vận chuyển nhiên liệu}$$

VC sẽ được điều chỉnh hàng tháng theo biến động giá của các loại nhiên liệu, do đó giúp cho nhà máy hạn chế được rủi ro về giá nhiên liệu. Giá biến đổi được điều chỉnh dựa theo giá nhiên liệu và suất hao nhiệt để nhà máy có động lực cải thiện suất hao nhiệt và không sử dụng lãng phí nhiên liệu, cụ thể:

$$VC_{\text{nhiên liệu chính}} = HR * K_{HR} * P_{\text{nhiên liệu chính}} * [1 + (l-1) * K_{HS}]$$

Trong đó: HR: Suất hao nhiệt thỏa thuận theo hợp đồng
 K_{HR}: Hệ số quy đổi suất hao nhiệt về điều kiện thực tế
 P_{nhiên liệu chính}: giá nhiên liệu chính trong tháng
 l: số thứ tự năm vận hành nhà máy
 K_{HS}: Tỷ lệ suy giảm hiệu suất

Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTTS coi là đáng tin cậy, có sẵn và mang tính hợp pháp. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo tính chính xác hay đầy đủ của các thông tin này.

Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này cần lưu ý rằng các nhận định trong báo cáo này mang tính chất chủ quan của chuyên viên phân tích FPTTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTTS có thể dựa vào các thông tin trong báo cáo này và các thông tin khác để ra quyết định đầu tư của mình mà không bị phụ thuộc vào bất kỳ ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra.

Báo cáo này không được phép sao chép, phát hành và phân phối dưới bất kỳ hình thức nào nếu không được sự chấp thuận của FPTTS. Xin vui lòng ghi rõ nguồn trích dẫn nếu sử dụng các thông tin từ báo cáo này.

Các thông tin có liên quan đến chứng khoán khác hoặc các thông tin chi tiết liên quan đến cổ phiếu này có thể được xem tại <https://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức.

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT Trụ sở chính	Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT Chi nhánh Tp.Hồ Chí Minh	Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT Chi nhánh Tp.Đà Nẵng
52 đường Lạc Long Quân, phường Bưởi, quận Tây Hồ, TP. Hà Nội, Việt Nam.	Tầng 3, Tòa nhà 136-138 Lê Thị Hồng Gấm, phường Nguyễn Thái Bình, Quận 1, TP.Hồ Chí Minh, Việt Nam.	100, Quang Trung, Phường Thạch Thang, Quận Hải Châu, TP. Đà Nẵng, Việt Nam.
ĐT: 19006446 Fax: (84.24) 3 773 9058	ĐT: 19006446 Fax: (84.28) 6 291 0607	ĐT: 19006446 Fax: (84.236) 3553 888