

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC THƯƠNG MẠI

ĐINH XUÂN BÁCH

PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH
TẠI VIỆT NAM

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KINH TẾ

Hà Nội, tháng 12/2023

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC THƯƠNG MẠI

ĐINH XUÂN BÁCH

PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH
TẠI VIỆT NAM

Chuyên ngành : Quản lý kinh tế
Mã số : 9.31.01.10

LUẬN ÁN TIẾN SĨ KINH TẾ

Người hướng dẫn khoa học: 1. PGS.TS Nguyễn Thị Bích Loan
2. PGS.TS Đinh Văn Thành

Hà Nội, tháng 12/2023

LỜI CAM ĐOAN

Tôi đã đọc và hiểu về các hành vi vi phạm sự trung thực trong học thuật. Tôi cam kết bằng danh dự cá nhân rằng, luận án tiến sĩ “Phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam” do tôi thực hiện và không vi phạm yêu cầu về sự trung thực trong học thuật. Kết quả nghiên cứu nêu trong Luận án chưa từng được công bố trong bất kỳ công trình nào khác.

Tác giả luận án

Đình Xuân Bách

LỜI CẢM ƠN

Trước hết, tôi xin chân thành cảm ơn PGS.TS Nguyễn Thị Bích Loan và PGS.TS Đinh Văn Thành đã dành rất nhiều thời gian và tâm huyết hướng dẫn để tôi có thể hoàn thành Luận án.

Tôi xin chân thành cảm ơn sự giúp đỡ tận tình của các Thầy, Cô giáo trong Trường Đại học Thương mại trong suốt quá trình học tập, nghiên cứu và hoàn thành Luận án Tiến sĩ.

Cuối cùng, tôi xin chân thành cảm ơn gia đình, bạn bè và đồng nghiệp đã luôn ủng hộ và giúp đỡ tôi trong suốt thời gian học tập và nghiên cứu.

Xin trân trọng cảm ơn!

Tác giả luận án

Đinh Xuân Bách

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN	i
LỜI CẢM ƠN	ii
MỤC LỤC.....	iii
DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT.....	vi
DANH MỤC CÁC BẢNG	x
DANH MỤC CÁC HÌNH	xi
MỞ ĐẦU	1
1. Tính cấp thiết của đề tài nghiên cứu	1
2. Tổng quan tình hình nghiên cứu	2
3. Mục đích, câu hỏi, đối tượng và phạm vi nghiên cứu	10
4. Phương pháp nghiên cứu	11
5. Những đóng góp mới của luận án	13
6. Kết cấu luận án	14
CHƯƠNG 1. CƠ SỞ LÝ LUẬN VÀ KINH NGHIỆM QUỐC TẾ VỀ PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH.....	15
1.1.Những vấn đề chung về thị trường điện và thị trường điện cạnh tranh.....	15
1.1.1.Những vấn đề lý luận cơ bản về thị trường điện.....	15
1.1.2. Thị trường điện cạnh tranh.....	21
1.2. Phát triển thị trường điện cạnh tranh.....	32
1.2.1. Khái niệm phát triển thị trường điện cạnh tranh	32
1.2.2. Nội dung và các tiêu chí đánh giá sự phát triển thị trường điện cạnh tranh..	33
1.2.3. Các yếu tố quản lý nhà nước tác động đến phát triển thị trường điện cạnh tranh	40
1.3.Kinh nghiệm phát triển thị trường điện cạnh tranh của một số quốc gia và bài học cho Việt Nam	42
1.3.1. Kinh nghiệm của Singapore	43
1.3.2. Kinh nghiệm của Hàn Quốc	48
1.3.3.Kinh nghiệm của Trung Quốc	51
1.3.4. Kinh nghiệm một số quốc gia khác.....	55
1.3.5.Bài học kinh nghiệm cho Việt Nam	55
Kết luận chương 1	62

CHƯƠNG 2. THỰC TRẠNG PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH TẠI VIỆT NAM.....	63
2.1. Tổng quan về thị trường điện tại Việt Nam.....	63
2.1.1. Khái quát về quá trình hình thành, phát triển thị trường điện tại Việt Nam .	63
2.1.2. Khái quát nhu cầu phụ tải điện tại Việt Nam.....	65
2.1.3. Khái quát các nguồn cung điện năng tại Việt Nam	66
2.1.4. Khái quát mức giá điện tại Việt Nam.....	72
2.2. Thực trạng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam.....	74
2.2.1. Thực trạng phát triển thị trường điện bán buôn cạnh tranh	74
2.2.2. Thực trạng phát triển thị trường điện bán lẻ cạnh tranh	84
2.3. Thực trạng các yếu tố quản lý nhà nước tác động đến phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam.....	92
2.3.1. Thực trạng chính sách phát triển thị trường điện	92
2.3.2. Thực trạng tổ chức bộ máy quản lý và điều tiết thị trường điện	95
2.3.3. Thực trạng hệ thống truyền tải điện	97
2.3.4. Thực trạng hoạt động của Đơn vị vận hành Hệ thống điện và Thị trường điện Quốc gia - Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia	99
2.4. Đánh giá chung thực trạng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam.....	102
2.4.1. Kết quả đạt được trong quá trình phát triển thị trường điện cạnh tranh ..	102
2.4.2. Một số hạn chế, bất cập - Những vấn đề đặt ra trong phát triển thị trường điện cạnh tranh.....	105
Kết luận Chương 2	119
CHƯƠNG 3. QUAN ĐIỂM, ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH TẠI VIỆT NAM VÀ MỘT SỐ GIẢI PHÁP	120
3.1. Quan điểm phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam	120
3.1.1. Dự báo phát triển kinh tế và nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam	120
3.1.2. Quan điểm phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam	122
3.2. Định hướng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam.....	122
3.2.1. Về mô hình tổ chức thị trường.....	122
3.2.2. Về thị trường bán buôn điện cạnh tranh	123
3.2.3. Về thị trường bán lẻ điện cạnh tranh	128
3.3. Một số giải pháp quản lý nhà nước nhằm phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam.....	135

3.3.1. Tiếp tục hoàn thiện cơ chế, chính sách phát triển thị trường điện cạnh tranh	135
3.3.2. Hoàn thiện mô hình tổ chức thị trường điện cạnh tranh	140
3.3.3. Tăng cường quản lý, giám sát thị trường điện cạnh tranh	152
3.3.4. Đầu tư, nâng cấp phát triển cơ sở hạ tầng phục vụ thị trường điện	153
3.3.5. Các giải pháp hỗ trợ phát triển thị trường	154
Kết luận chương 3	157
KẾT LUẬN	158
DANH MỤC BÀI BÁO CÔNG BỐ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU ĐỀ TÀI LUẬN	
ÁN	
TÀI LIỆU THAM KHẢO	
PHỤ LỤC	

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

Chữ viết tắt	Tiếng Việt
ACCC	Australian Consumer and Competition Commission/ Ủy ban Cạnh tranh và Người tiêu dùng Úc
AEMC	Ủy ban thị trường năng lượng Úc
AEMO	Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện Australia
AGC	Automatic Generation Control/ Điều khiển phát điện tự động
AGL	Tông ty bán lẻ điện ở Úc.
AGO	Đàm phán sản lượng điện kế hoạch năm
ASEAN	Hiệp hội các quốc gia Đông Nam Á
BCT	Bộ Công Thương
BOT	Xây dựng-Vận hành-Chuyên giao
BST	Giá bán buôn điện nội
CAN	Giá công suất thị trường
CASE	Consumers Association of Singapore/ Hiệp hội người tiêu dùng Singapore
CBP	Cost-Based Pool/ Chào giá theo chi phí
CĐTĐL	Cơ quan điều tiết trung ương
CfD	Hợp đồng chênh lệch
CNTT	Công nghệ thông tin
CPI	Chỉ số giá tiêu dùng
DER	Nguồn điện lực phân tán
DN	Doanh nghiệp
DPPA	Cơ chế mua bán điện trực tiếp
DSC	Công ty phân phối
DSO	Vận hành hệ thống điện phân phối
EGO	Sản lượng dự kiến năm
ELSPOT	Trung bình cộng của giá thị trường ngày tới
EMA	Cơ quan Điều tiết năng lượng
EMC	Công ty vận hành thị trường điện
EMS	Quản lý năng lượng
ENARSA	Công ty nhà nước đặc biệt (ENARSA), chịu trách nhiệm cho sự phát triển năng lượng của Argentina
EPTC	Công ty Mua bán điện

ERAV	Cục Điều tiết điện lực
ERCOT	Trung tâm điều độ hệ thống điện cho khu vực bang Texas, Mỹ
EU	Liên minh châu Âu
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt
EVN GENCO	Tổng công ty Phát điện
EVNCPC	Tổng công ty Điện lực miền Trung
EVNHCM	Tổng công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh
EVNHN	Tổng công ty Điện lực Thành phố Hà Nội
EVNNLDC (A0)	Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia
EVNNPC	Tổng công ty Điện lực miền Bắc
EVNPC	Năm tổng công ty điện lực
EVNSPC	Tổng công ty Điện lực miền Nam
FBMC	Cơ chế để phân bổ năng lực xuyên biên giới
FIT	Feed-in Tariff/ Biểu giá điện hỗ trợ
FMP	Giá thị trường toàn phần
GDP	Tổng sản phẩm quốc nội
HĐMBĐ	Hợp đồng mua bán điện
HTĐ	Hệ thống điện
ID	Định danh
IES	Tư vấn xây dựng quy định vận hành TTD Việt Nam
IPA	Công ty tư vấn phân tích dự án độc lập
IPP	Nhà máy điện độc lập
ISO	Independent System Operator/ Nhà điều hành hệ thống độc lập
KEPCO	Tổng công ty Điện lực Hàn Quốc
KNK	Khí nhà kính
KOREC	Ủy ban điều tiết điện lực Hàn Quốc
KPX	Korean Electric Power Exchange/ Sàn giao dịch điện lực Hàn Quốc
LMP	Cơ chế định giá biên nút
LNG	Khí tự nhiên hóa lỏng
MMS	Hệ thống thông tin quản lý thị trường điện
MPR	Đơn vị bán lẻ trực tiếp tham gia thị trường bán buôn điện
MSSL	Đơn vị cung cấp các dịch vụ cho thị trường

NCS	Nghiên cứu sinh
NEA	Cơ quan quản trị năng lượng quốc gia
NECA	Cơ quan quản lý Quy định điện lực quốc gia
NEM	Thị trường điện quốc gia
NEMMCO	Công ty vận hành hệ thống điện và thị trường điện
NEMS	Thị trường điện quốc gia Singapore
NGMC	National Grid Management Council/ Hội đồng quản lý lưới điện quốc gia
NLTT	Năng lượng tái tạo
NMND	Nhà máy nhiệt điện
NMPR	Đơn vị bán lẻ điện không tham gia thị trường bán buôn điện
NP	Nord Pool/ Sàn giao dịch năng lượng Bắc Âu
NSW	Bang New South Wales
NVE	Cục Năng lượng và Tài nguyên nước
OEM	Thị trường điện mở
PBP	Price Based Pool/ Chào giá theo giá sàn
Pc	Giá hợp đồng mua bán điện
PJM	Thị trường hoạt động mạnh, ổn định và tăng trưởng tốt là các thị trường tại Mỹ
PPA	Hợp đồng mua bán điện
PSO	Công ty vận hành hệ thống điện
PVGC	Công ty khí Việt Nam
Qc	Sản lượng hợp đồng
QĐ	Quyết định
QHĐ VII ĐC	Quy hoạch điện VII điều chỉnh
QHĐ VIII	Quy hoạch điện VIII
QLD	Bang Queensland của Úc
QLKT	Quản lý kinh tế
QLNN	Quản lý nhà nước
RsmP	Khoản thanh toán cho phần sản lượng được thanh toán theo giá điện năng thị trường
SC	Công ty bán lẻ
SCADA	Giám sát điều khiển và thu thập số liệu
SGX	Sàn Chứng khoán Singapore

SMHP	Nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu
SMO	Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
SMP	Giá biên hệ thống
SPC	State Power Corporation/ Tổng công ty Điện lực Nhà nước
TCTĐL	Tổng công ty điện lực
TĐTN	Thủy điện tích năng
TNHH MTV	Trách nhiệm hữu hạn một thành viên
TOU	Biểu giá điện của Úc
TSO	Vận hành hệ thống điện truyền tải
TT	Thông tư
TTCK	Thị trường cạnh tranh
TTĐ	Thị trường điện
TWBP	Two-Way Bidding Pool/ Chào giá hai chiều
USEP	Uniform Singapore Energy Price/ Giá năng lượng thống nhất của Singapore
VAT	Thuế giá trị gia tăng
VCGM	Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam
VIC	Bang Victoria
VREM	Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh
VWEM	Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam
WEM	Thị trường bán buôn điện Australia

DANH MỤC CÁC BẢNG

Bảng 0.1: Các chỉ tiêu cơ bản đánh giá sự phát triển của thị trường	6
Bảng 0.2: Quy mô và cơ cấu mẫu khảo sát.....	12
Bảng 1.1 So sánh 2 thị trường theo chi phí và theo giá	21
Bảng 1.2: Phân loại chỉ số TTĐ	39
Bảng 1.3: Các chỉ số được các bên quan tâm.....	40
Bảng 1.4: Các phương án lựa chọn mua điện của khách hàng Singapore	46
Bảng 2.1: Cơ cấu nguồn theo loại hình tham gia TTĐ	65
Bảng 2.2: Nhu cầu phụ tải điện tại Việt Nam giai đoạn 2012-2022.....	65
Bảng 2.3: Phụ tải hệ thống điện quốc gia giai đoạn 2012-2023	78
Bảng 2.4: Nguồn mới trên 30MW vào vận hành giai đoạn 2012 - 2022.....	79
Bảng 2.5: Thống kê công suất đặt nguồn NLTT giai đoạn 2012 – 2022.....	81
Bảng 2.6: Các chỉ số được các bên quan tâm.....	85
Bảng 2.7: Thống kê các lần điều chỉnh giá bán lẻ điện 2010 - 2023	87
Bảng 2.8: Sản lượng điện theo từng cấp điện áp của các TCTĐL.....	89
Bảng 2.9: Tỷ lệ số lượng khách hàng từng cấp điện áp của các TCTĐL	89
Bảng 2.10: Tỷ lệ cơ cấu khách hàng giữa các TCTĐL.....	90
Bảng 2.11: Giá trần thị trường điện theo các năm	111
Bảng 3.1: Kịch bản tăng trưởng trung bình GDP của Việt Nam (%).....	120
Bảng 3.2: Dự báo sản lượng điện thương phẩm và công suất cực đại.....	121
Bảng 3.3: Định hướng phát triển nguồn điện.....	123
Bảng 3.4: Chỉ tiêu phát triển nguồn điện	124
Bảng 3.5: Các giai đoạn triển khai thực hiện thị trường bán lẻ điện	129
Bảng 3.6: Hình thức giao dịch và mối quan hệ các đơn vị trong cơ chế DPPA.....	131
Bảng 3.7: Các cấp độ tách bạch chức năng phân phối điện và bán lẻ điện	141

DANH MỤC CÁC HÌNH

Hình 1.1: Thị trường toàn phần.....	20
Hình 1.2: Thị trường một phần	20
Hình 1.3: Mô hình công ty điện lực độc quyền liên kết dọc.....	25
Hình 1.4: Mô hình cạnh tranh phát điện (mô hình một người mua duy nhất).....	28
Hình 1.5: Thị trường điện cạnh tranh bán buôn (Mô hình nhiều người mua, nhiều người bán)	30
Hình 1.6: Mô hình TTĐ bán lẻ cạnh tranh.....	31
Hình 1.7: Cấu trúc TTĐ Singapore	43
Hình 1.8: Các bước phát triển mở rộng phạm vi TTĐ bán lẻ.....	45
Hình 1.9: Các bước phát triển mở rộng phạm vi TTĐ bán lẻ.....	48
Hình 2.1: Phụ tải hệ thống điện quốc gia giai đoạn 2009-2022.....	66
Hình 2.2: Tăng trưởng thủy điện giai đoạn 2010 – 2023.....	68
Hình 2.3: Tăng trưởng Nhiệt điện than 2010 – 2023.....	69
Hình 2.4: Tăng trưởng Tuabin khí giai đoạn 2010 – 2023	69
Hình 2.5: Tăng trưởng Nhiệt điện dầu 2010 – 2021	70
Hình 2.6: Điện nhập khẩu các năm	72
Hình 2.7: Tương quan công suất đặt, phụ tải và giá điện giai đoạn 2012 - 2022	73
Hình 2.8: Mô hình tổ chức và cơ chế thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam	75
Hình 2.9: Thị phần các doanh nghiệp tham gia sản xuất điện tại Việt Nam	77
Hình 2.10: Tương quan phụ tải HTĐ và công suất nguồn điện giai đoạn 2012 – 2023	79
Hình 2.11: Thống kê công tác đóng điện các nhà máy điện mặt trời	80
Hình 2.12: Điểm số khảo sát bên cung điện về mức độ quan trọng của TTĐ.....	83
Hình 2.13: Điểm số khảo sát bên cung điện về mức độ thực hiện của TTĐ	83
Hình 2.14: Điểm số khảo sát bên cung điện về mức độ hài lòng về TTĐ.....	84
Hình 2.15: Tỷ lệ sản lượng điện thương phẩm giữa các TCTĐL.....	88
Hình 2.16: Tỷ lệ sản lượng điện thương phẩm tại từng cấp điện áp.....	89
Hình 2.17: Điểm khảo sát bên cầu điện về mức độ quan trọng của TTĐ.....	91
Hình 2.18: Điểm khảo sát bên cầu điện về mức độ thực hiện của TTĐ.....	91
Hình 2.19: Điểm khảo sát bên cầu điện về mức độ hài lòng về TTĐ.....	92
Hình 2.20: Lộ trình phát triển Thị trường điện theo QĐ 63/2013/QĐ-TTg.....	93
Hình 2.21: Cấu trúc bộ máy quản lý - điều tiết thị trường điện Việt Nam	96

Hình 2.22: Mô hình tổ chức Tổng công ty truyền tải điện quốc gia.....	97
Hình 2.23: Tăng trưởng số lượng các đơn vị phát điện tham gia thị trường	103
Hình 2.24: Tỷ trọng các nhà máy trực tiếp chào giá trên hệ thống.....	106
Hình 2.25: Giá biên TTĐ trung bình các giờ 6 tháng đầu năm 2019 – 2020	107
Hình 2.26: Giá CAN trung bình qua các năm.....	109
Hình 2.27: Giá CAN trung bình các tháng.....	110
Hình 3.1: Mô hình thị trường điện cạnh tranh Việt Nam.....	123
Hình 3.2: Cơ chế tham gia thị trường điện của BOTs	149

MỞ ĐẦU

1. Tính cấp thiết của đề tài nghiên cứu

Các nghiên cứu về lý thuyết phát triển thị trường cạnh tranh nói chung cũng như về thực tiễn phát triển thị trường điện cạnh tranh tại một số quốc gia cho thấy, thị trường điện cạnh tranh phát triển sẽ góp phần nâng cao tính minh bạch, hiệu quả của thị trường, đồng thời đảm bảo sự công bằng, bình đẳng giữa các chủ thể tham gia.

Tại Việt Nam, những năm gần đây, cùng với sự phát triển kinh tế, xã hội của đất nước, Đảng và Nhà nước dành sự quan tâm đặc biệt đến lĩnh vực phát triển ngành năng lượng nước nhà. Theo Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050 của Chính phủ, mục tiêu dài hạn của ngành năng lượng là phải bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, góp phần bảo đảm giữ vững an ninh, quốc phòng và phát triển nền kinh tế độc lập, tự chủ của đất nước; cung cấp đầy đủ năng lượng với chất lượng cao cho phát triển kinh tế - xã hội; khai thác và sử dụng hợp lý, có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng trong nước; đa dạng hóa phương thức đầu tư và kinh doanh trong lĩnh vực năng lượng, hình thành và phát triển thị trường năng lượng cạnh tranh lành mạnh; phát triển nhanh, hiệu quả và bền vững ngành năng lượng đi đôi với bảo vệ môi trường. Như vậy, với phương châm “năng lượng phải đi trước một bước”, ngành năng lượng phải đảm bảo cung cấp đủ các yêu cầu về điện, than, các loại hình nhiên liệu khác, làm tiền đề vững chắc cho công cuộc công nghiệp hóa, hiện đại hóa của cả nước.

Đối với ngành điện lực, bên cạnh mục tiêu đảm bảo an ninh cung cấp điện, cung cấp đủ điện cho các hoạt động kinh tế - chính trị - xã hội với chất lượng tốt, an toàn, tin cậy, ngành điện Việt Nam cũng hướng đến việc thúc đẩy phát triển thị trường điện (TTĐ) cạnh tranh. Đây là xu hướng phát triển chung của các nước trên thế giới, là động lực cho hoạt động hiệu quả trong sản xuất kinh doanh điện và phát triển kinh tế xã hội. Khi TTĐ được phát triển lên các cấp độ cao hơn, số lượng các khách hàng tiêu thụ điện có cơ hội được lựa chọn nhà cung cấp điện sẽ tăng dần lên theo thời gian; tài chính các khâu trong ngành điện được cải thiện. Đặc biệt, giá điện sẽ hình thành hợp lý dựa trên quy luật cung - cầu khách quan, chất lượng cung cấp điện được tăng lên, việc sử dụng điện sẽ hiệu quả hơn và các khách hàng sử dụng điện sẽ được hưởng các lợi ích khác từ TTĐ cạnh tranh. Chính vì thế, phát triển TTĐ cạnh tranh là mục tiêu chiến lược trong phát triển TTĐ Việt Nam. Phát triển TTĐ cạnh tranh sẽ tạo động lực nâng cao hoạt động sản xuất, kinh doanh điện, đồng thời nâng cao tính minh bạch.

Theo Lộ trình xây dựng và phát triển thị trường điện (TTĐ) cạnh tranh được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt (Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg), TTĐ tại Việt Nam sẽ phát triển qua 3 giai đoạn từ cấp độ thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) sang cấp độ bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) và cuối cùng là bán lẻ điện cạnh tranh.

Mỗi giai đoạn TTĐ sẽ được phát triển qua hai bước: Bước thử nghiệm và bước hoàn chỉnh.

Tính đến nay, thị trường điện cạnh tranh Việt Nam đã vận hành chính thức được 11 năm – kể từ ngày 1/7/2012 và trải qua hai giai đoạn phát triển: thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) và thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM). Tại thời điểm bắt đầu vận hành, toàn hệ thống mới có 31 nhà máy điện trực tiếp tham gia chào giá trên thị trường với tổng công suất 9.212 MW. Sau 11 năm vận hành, số lượng nhà máy tham gia trực tiếp tăng xấp xỉ 3,5 lần (108 nhà máy), với tổng công suất đặt tăng khoảng 3,35 lần (30.940 MW), tăng bình quân 13,12 %/năm. Đặc biệt, ngoài việc tăng trưởng ở phía các đơn vị phát điện, việc tham gia thị trường điện của 5 Tổng công ty điện lực cũng từng bước thay đổi trong khâu mua buôn điện và dần tiến tới vận hành chính thức thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM) vào năm 2023 theo kế hoạch đã đề ra [13].

Bên cạnh những kết quả đạt được, việc triển khai các giai đoạn tiếp theo của lộ trình phát triển thị trường điện còn vấp phải nhiều khó khăn, ảnh hưởng đến hiệu quả và lộ trình phát triển thị trường điện theo định hướng đã đặt ra; liên quan chủ yếu đến các điều kiện đặc thù của hệ thống điện và cơ cấu tổ chức ngành điện Việt Nam, đồng thời là các yếu tố thuộc về thị trường, môi trường pháp luật. Đặc biệt, những hạn chế trong quản lý vĩ mô của Bộ chủ quản là một trong những nguyên nhân căn bản cho sự phát triển chậm chạp thị trường điện cạnh tranh. Do vậy việc nghiên cứu, xây dựng các chính sách quản lý nhà nước đối với quá trình triển khai thị trường điện Việt Nam là vô cùng cần thiết và cấp bách.

Mặt khác, qua tổng quan nghiên cứu (mục 2 dưới đây) cho thấy: đã có khá nhiều nghiên cứu về phát triển thị trường và thị trường cạnh tranh, nhưng có rất ít nghiên cứu (luận án, các dạng công trình khoa học khác) về thị trường điện cạnh tranh - một thị trường đặc thù cần sự kiểm soát của Nhà nước để đảm bảo tính hiệu quả của thị trường và an ninh năng lượng quốc gia. Thực tế đó đặt ra yêu cầu cần có những nghiên cứu, luận giải rõ ràng hơn về các bộ phận của thị trường điện cạnh tranh, đặc điểm và cơ chế hoạt động, tiêu chí đánh giá sự phát triển, nội dung quản lý nhà nước đối với sự phát triển của thị trường điện cạnh tranh...

Xuất phát từ các cơ sở nêu trên, tôi đã chọn đề tài **“Phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam”** làm đề tài nghiên cứu của mình.

2. Tổng quan tình hình nghiên cứu

2.1 Các nghiên cứu về mô hình và xu hướng phát triển thị trường điện

Những vấn đề lý thuyết và thực tiễn về phát triển thị trường điện theo các mô hình khác nhau đã được các nghiên cứu trước luận án đề cập. Sau đây là một số công trình tiêu biểu:

Theo Yago Saez và cộng sự [64] thị trường điện châu Âu đang tích cực trong một quá trình hội nhập đòi hỏi một sự chuyển đổi cơ bản. Trong quá trình này, khái niệm “Khớp nối thị trường dựa trên dòng chảy”, lần đầu tiên được sử dụng trong thị

trường điện Trung Tây Âu vào năm 2015 như một phương tiện để quản lý phân bố công suất xuyên biên giới, và là một nền tảng quan trọng. Tính mới của bài viết này nằm trong phân tích về sự hội tụ hoặc tắc nghẽn giá trên toàn khu vực Trung Tây Âu kể từ khi Khớp nối thị trường dựa trên dòng chảy được thực hiện. Tác giả đề xuất sử dụng phương pháp rừng ngẫu nhiên để xây dựng các mô hình học tập được đào tạo và thử nghiệm với các tính năng từ các thị trường được kết nối của khu vực này trong năm 2016 và 2017. Các mô hình học máy này được sử dụng để khai thác kiến thức về biến mục tiêu, cân bằng giá. Để tìm kiếm các mẫu dự đoán mạnh mẽ mà những người ra quyết định có thể sử dụng để hiểu các tình huống tắc nghẽn, tác giả đã thử nghiệm các kết hợp khác nhau của các sơ đồ học tập, một số ước tính và các tham số mô hình khác nhau. Kết quả của tất cả các mô hình được triển khai đều mạnh mẽ và cho thấy rằng việc thúc đẩy năng lượng tái tạo có thể mâu thuẫn với sự tích hợp của thị trường điện nếu lưới truyền tải và đặc biệt là các đường dây không thích ứng với mô hình mới [22, 24, 65]. Từ những kết quả nghiên cứu, các tác giả đi đến kết luận thị trường điện châu Âu đang tiến lên phía trước với một quá trình hội nhập, trong đó mục tiêu cuối cùng là có một thị trường năng lượng thông nhất, với dòng điện chạy bất kể ràng buộc lưới điện. Yếu tố cơ bản của quá trình này là FBMC, một cơ chế để phân bổ năng lực xuyên biên giới.

Về thiết kế thị trường điện, nhiều nhà nghiên cứu cho rằng thị trường điện được thiết kế để cung cấp nguồn điện ổn định với chi phí thấp nhất cho người tiêu dùng [35, 45, 50, 54]. Cách thiết kế tốt nhất thỏa mãn hai mục tiêu kép là hiệu quả ngắn hạn là tận dụng tốt nhất các nguồn lực hiện có và hiệu quả lâu dài là thúc đẩy đầu tư hiệu quả vào các nguồn lực mới. Thị trường điện đang trải qua quá trình chuyển đổi khi cơ cấu nguồn tài nguyên chuyển đổi từ nhiên liệu hóa thạch sang năng lượng tái tạo [51]. Năng lượng tái tạo chính (gió và mặt trời), không liên tục, không có chi phí cận biên và thiếu quán tính. Tác giả cũng mô tả các giai đoạn phát triển thị trường điện. Ngoài ra, tác giả cũng nhấn mạnh đến cấu trúc thị trường điện, mà nền tảng của thị trường này là thị trường bán buôn trong đó các nhà phát điện cạnh tranh để phục vụ phụ tải (phía cầu của thị trường). Điều này cho phép các nhà phát điện hoạt động trong một thị trường cạnh tranh, trong đó họ đưa ra quyết định đầu tư của riêng mình và được hay mất dựa trên kết quả của những quyết định đó.

Quản lý thị trường điện xem xét các hạn chế của hệ thống điện trong lưới phân phối thông minh, các tác giả Poria Astero và Bong Jun Choi; Marius Buchmann cho rằng nhu cầu ngày càng tăng, biến đổi khí hậu, chi phí nhiên liệu ngày càng tăng, cơ sở hạ tầng hệ thống điện lỗi thời và công nghệ sản xuất điện mới đã khiến các máy phát điện tái tạo trở nên rất hấp dẫn trong những năm gần đây [27, 33][47, 62]. Do mức độ thâm nhập ngày càng tăng của các nguồn năng lượng tái tạo bên cạnh sự tăng trưởng của các ngành có nhu cầu điện mới, chẳng hạn như xe điện, hệ thống năng lượng có thể phải đối mặt với những vấn đề và thách thức nghiêm trọng trong tương lai gần. Một hệ thống lưới điện mới mang tính cách mạng, được gọi là lưới điện thông

minh, đã được phát triển như một giải pháp cho những vấn đề này. Lưới điện thông minh được trang bị cơ sở hạ tầng tính toán và truyền thông hiện đại, có thể phối hợp các bộ phận khác nhau của hệ thống điện để nâng cao hiệu quả, độ tin cậy và chất lượng năng lượng, đồng thời giảm chi phí.

Bài báo “The Impact of Electricity Competitive Market Establishment on Technical Efficiency of Thermal Power Plants in Iran” (Tác động của việc thiết lập thị trường điện cạnh tranh đến hiệu quả kỹ thuật của các nhà máy nhiệt điện ở Iran) của các tác giả Mohammad Ali Motafakker Azad, Mohsen Pourebadollahan Covich và Sakineh Sojoodi năm 2015 được đăng tại International Journal of Energy Economics and Policy [28] mô tả các giai đoạn phát triển của thị trường điện và thực tế khách quan phải tái cơ cấu thị trường điện.

Nhiều tác giả cho rằng [44] thị trường điện ở hầu hết các nước đang có những thay đổi nhanh chóng và mạnh mẽ [42]. Thảo luận về những rủi ro có thể xảy ra trên thị trường điện từ các khía cạnh khác nhau [26, 69], đồng thời trên cơ sở áp dụng phương pháp quản lý rủi ro tài chính đối với rủi ro về giá trên thị trường điện và chứng minh rằng nếu xem xét đầy đủ các đặc điểm của thị trường điện thì phương pháp tài chính cũng có thể hữu ích cho việc quản lý rủi ro của thị trường điện.

Bài báo “Characterizing electricity market integration in Nord Pool” (Đặc điểm hội nhập thị trường điện ở Nord Pool) của JM Uribe, S Mosquera-López và M Guillen năm 2020 tại Energy [68]. Dựa trên giá điện hàng giờ của Nord Pool, nhóm tác giả nhận thấy người tiêu dùng và người sản xuất trên thị trường điện có rủi ro bất cân xứng. Việc phân bổ phần đuôi của giá điện đóng vai trò quan trọng trong mức độ rủi ro.

Bài báo “A decentralized trading algorithm for an electricity market with generation uncertainty” (Thuật toán giao dịch phi tập trung cho thị trường điện với sự không chắc chắn về phát điện) của nhóm tác giả Shahab Bahrami và M. Hadi Amini năm 2018 tại Applied Energy [29] đề xuất mô hình giao dịch năng lượng phi tập trung để giảm thiểu rủi ro trong quá trình sản xuất các nguồn tài nguyên tái tạo. Đồng thời, mục tiêu giảm thiểu chi phí của các bộ tổng hợp phụ tải và tối đa hóa lợi nhuận của các máy phát điện cũng có thể đạt được.

Bài báo “Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—a comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK” (Ưu và nhược điểm của việc đặt năng lượng tái tạo trước rủi ro thị trường điện - so sánh các phương pháp hội nhập thị trường ở Đức, Tây Ban Nha và Vương quốc Anh) của nhóm tác giả Corinna Klessmann, Christian Nabe và Karsten Burges năm 2008 tại Energy Policy [49]. Lấy năng lượng gió làm ví dụ, nhóm tác giả thảo luận về rủi ro của việc tích hợp các máy phát điện năng lượng tái tạo vào thị trường điện ở Đức, Tây Ban Nha và Vương quốc Anh. Kết quả cho thấy khi rủi ro thị trường cao hơn, việc phát triển năng lượng tái tạo cần được hỗ trợ tài chính nhiều hơn.

Luận án tiến sĩ của Nguyễn Hoài Nam (2018) với đề tài “Phát triển thị trường

điện lực tại Việt Nam” [12]. Trong bài nghiên cứu tác giả đã tổng hợp được những kinh nghiệm quốc tế về phát triển thị trường điện lực, bao gồm lộ trình hình thành một thị trường điện lực ở các quốc gia trên thế giới từ châu Mỹ tới châu Âu và cả châu Á. Từ kinh nghiệm quốc tế tác giả đưa ra những đánh giá về hiện trạng và các vấn đề tồn tại của ngành điện Việt Nam. Theo đó tác giả đưa ra những con số cho thấy tuy thị trường điện lực Việt Nam đã cởi mở hơn khi có các công ty phát điện ngoài EVN nhưng EVN vẫn giữ vai trò chi phối khâu phát điện và độc quyền trong khâu truyền tải điện. Đây sẽ là một áp lực rất lớn cho ngành điện nếu giữ nguyên cơ cấu tổ chức theo mô hình độc quyền tích hợp dọc. Kinh nghiệm thực tế trên thế giới cho thấy, chỉ có thúc đẩy cạnh tranh trong các hoạt động điện lực mới có thể giải quyết được vấn đề tăng hiệu quả sản xuất và kinh doanh điện, thu hút các nguồn vốn đầu tư cũng như sử dụng vốn đầu tư một cách hiệu quả. Từ những hiện trạng như vậy, tác giả nêu lên các giải pháp nhằm xây dựng và phát triển thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam. Mục tiêu của thị trường phát điện cạnh tranh bao gồm: i) Đảm bảo cung cấp điện ổn định; ii) Thu hút vốn đầu tư vào lĩnh vực phát điện; iii) Nâng cao tính cạnh tranh trong khâu phát điện; và iv) Nâng cao tính minh bạch trong các hoạt động phát điện, huy động nguồn điện và định giá phát điện. Thị trường phát điện cạnh tranh được xây dựng theo mô hình thị trường tập trung chào giá theo chi phí biến đổi (Mandatory Gross Cost-Based Pool). Thị trường phát điện cạnh tranh được vận hành thí điểm từ 2012, bước đầu cho thấy những chuyển biến tích cực trong thị trường điện tuy nhiên bên cạnh đó tác giả cũng nêu ra những vấn đề phát sinh phần lớn liên quan đến các điều kiện đặc thù của hệ thống điện và cơ cấu tổ chức ngành điện Việt Nam; các yếu tố như kỹ thuật hay cơ sở hạ tầng, CNTT cũng có những khó khăn nhất định và rất nhiều các yếu tố bên ngoài đặc biệt là vấn đề nhiên liệu.

Bài báo của Trần Đăng Khoa đăng trên Tạp chí quốc tế về kinh tế và chính sách năng lượng (2018) với nghiên cứu “Năng lực và hiệu quả của thị trường tại Thị trường phát điện cạnh tranh tại Việt Nam” [16]. Nghiên cứu đã đi sâu vào hai khía cạnh chính của nghiên cứu thị trường là hiệu quả và năng lực của thị trường. Trong nghiên cứu này tác giả đã đưa ra hai mô hình tính toán quan trọng để thấy được sự hiệu quả của thị trường. Mô hình 1 là kiểm tra hiệu quả thị trường; Mô hình 2 là kiểm tra hiệu quả thị trường và năng lực thị trường. Từ hai mô hình trên tác giả đưa ra được những kết quả nhằm đánh giá chi tiết hơn hiệu quả thị trường. Để phân tích năng lực thị trường tác giả đã chọn cụm nhà máy Phú Mỹ EVN cho bài nghiên cứu của mình. Từ đó tác giả rút ra kết luận rằng VCGM không hiệu quả vì bằng chứng từ 35.000 giờ lấy mẫu cho thấy hiệu quả của VCGM không được chứng minh liên quan đến lý thuyết Fama. Từ đó tác giả đã đưa ra những đề xuất kiến nghị: Thứ nhất, cơ chế giao dịch hợp đồng được thiết lập giống nhau cho tất cả các công ty thị trường nên được thay đổi thành một cơ chế giao dịch khác nhau. Các mức độ cao hơn nên được đặt cho các nhà máy có công suất lớn hơn; Thứ hai, về lâu dài, cơ chế giá chênh lệch được thiết lập khác nhau cho mỗi đơn vị phát điện nên được thay đổi thành sử dụng một mức giá trần cho

toàn thị trường. Cuối cùng, tất cả các thông tin thị trường và các quy trình pháp lý nên được thông báo như nhau cho tất cả đơn vị tham gia thị trường để tăng hiệu quả thị trường với năng lực thị trường giới hạn trong VCGM.

2.2 Các nghiên cứu về tiêu chí đánh giá sự phát triển của thị trường

Thực tiễn cho thấy, sự phát triển của thị trường hàng hóa, dịch vụ có vai trò quan trọng trong phát triển kinh tế - xã hội của mỗi quốc gia. Vì vậy, đây cũng là những chủ đề được nhiều người quan tâm nghiên cứu, trong đó “sử dụng tiêu chí/tiêu chuẩn nào để đánh giá sự phát triển của thị trường” là mảng vấn đề được trao đổi, thảo luận khá phổ biến trong các đề tài nghiên cứu, cũng như tại các diễn đàn. Qua khảo cứu các tài liệu, NCS nhận thấy có khá nhiều nghiên cứu bàn luận về tiêu chí đánh giá sự phát triển của thị trường các hàng hóa, dịch vụ thông thường, nhưng hầu như không bàn luận về tiêu chí đánh giá sự phát triển của một thị trường đặc thù, đó là thị trường điện cạnh tranh.

Để có thêm luận cứ cho việc xây dựng khung lý thuyết về các tiêu chí đánh giá sự phát triển của thị trường điện cạnh tranh, NCS đã tìm hiểu, nghiên cứu một số công trình tiêu biểu về phát triển các thị trường hàng hóa dịch vụ thông thường như: “Phát triển thị trường hỗ trợ kinh doanh cho các doanh nghiệp một số tỉnh miền Trung, Việt Nam” (2014), Luận án tiến sĩ của Đinh Văn Tuyên [10]; “Phát triển thương mại theo hướng bền vững ở Việt Nam trong bối cảnh hội nhập quốc tế” (2020), Luận án tiến sĩ của Lê Nguyễn Diệu Anh [11]. Khi bàn luận về tiêu chí đánh giá sự phát triển của thị trường, các tác giả thực hiện phân loại theo các nhóm tiêu chí đánh giá khác nhau. Tác giả Đinh Văn Tuyên (2014) chia thành 3 nhóm tiêu chí: (i) Các chỉ tiêu về lượng; (ii) Các chỉ tiêu chất lượng; (iii) Các chỉ tiêu hiệu quả. Tác giả Lê Nguyễn Diệu Anh (2020) chia tiêu chí đánh giá theo ba lát cắt: quy mô, cơ cấu và chất lượng.

Bảng 0.1: Các chỉ tiêu cơ bản đánh giá sự phát triển của thị trường

TT	Tên chỉ tiêu đánh giá	Nguồn
1	Số lượng các doanh nghiệp tham gia thị trường Tốc độ tăng số lượng doanh nghiệp	Đinh Văn Tuyên, 2014 Lê Nguyễn Diệu Anh, 2020
2	Số lượng các nhóm hàng hóa, dịch vụ Tốc độ tăng số lượng nhóm hàng hóa, dịch vụ	Đinh Văn Tuyên, 2014 Lê Nguyễn Diệu Anh, 2020
3	Mức độ hài lòng trung bình của khách hàng sử dụng dịch vụ	Đinh Văn Tuyên, 2014
4	Tỉ lệ khách hàng phàn nàn về dịch vụ	Đinh Văn Tuyên, 2014
5	Tốc độ giải quyết các yêu cầu của khách hàng	Đinh Văn Tuyên, 2014
6	Cơ cấu hàng hóa/dịch vụ	Lê Nguyễn Diệu Anh, 2020

(Nguồn: NCS tổng hợp)

2.3 Các nghiên cứu về quản lý nhà nước đối với phát triển thị trường điện

Bài báo “Overview of Electricity Market Monitoring” (Tổng quan về giám sát thị trường điện) của các tác giả Marcin Pinczynski và Rafał Kasperowicz năm 2016

tại Economics and Sociology [61]. Bài báo khẳng định, giám sát là một trong những chức năng quan trọng của QLNN, đồng thời trình bày các khía cạnh khác nhau của việc giám sát thị trường điện và tập trung vào việc giám sát các thông số kinh tế, sức mạnh thị trường, hiệu suất thị trường và và giám sát hành vi.

Theo Carlo và cộng sự [40] về Quản lý tự do thị trường điện bán lẻ của Ý, nhóm tác giả kiến nghị Ý cần loại bỏ điều chỉnh giá bán lẻ điện vào ngày 1 tháng 7 năm 2020 đồng thời đưa ra cách thức phân tích theo hiệu suất – cấu trúc của thị trường điện bán lẻ của Ý để tìm ra hai vấn đề tiềm tàng là tập trung thị trường quá mức và sự tham gia thấp của khách hàng từ đó đề xuất cơ chế loại bỏ dần dần, quy định bất cân xứng và chuyển đổi bắt buộc. Tác giả cũng đưa ra một số chi tiết về thị trường điện bán lẻ của Ý tuân theo phương pháp được sử dụng bởi tư vấn IPA trong việc phát triển Chỉ số cạnh tranh bán lẻ Acer, hay Arci (IPA, 2015), mô hình (Weiss, 1979) từ đó chỉ ra rằng Ý thực hiện tương đối tốt trong chỉ số tổng thể bao gồm IPA, được xếp hạng là thị trường bán lẻ điện hạng thứ 5 trong số các quốc gia được khảo sát nhưng cạnh tranh có thể bị cản trở bởi tỷ lệ tập trung cao hơn và hoạt động chuyển đổi tương đối thấp hơn. Từ những nghiên cứu và đánh giá, nhóm tác giả đã đề xuất tự do hóa trong thị trường điện bán lẻ ở Ý. Trong đề xuất này tác giả dựa trên ba điểm chính; thứ nhất là chuyển đổi có lộ trình: phải mất thời gian để thị trường phát triển, và sẽ mất thời gian cho cả khách hàng và nhà cung cấp để tìm hiểu các quy tắc trò chơi; thứ hai là quy tắc bất cân xứng nhằm giúp khách hàng được bảo vệ ở mức cao hơn và yêu cầu sự chấp thuận của cơ quan quản lý đối với bất kỳ sự thay đổi giá nào trong toàn bộ thời gian chuyển đổi. Và cuối cùng là cơ chế bắt buộc, từ chối chuyển đổi tập trung. Qua đó tác giả đi đến kết luận bán lẻ điện cạnh tranh có thể mang lại lợi ích đáng kể cho người tiêu dùng, có thể phát triển lớn hơn nữa khi công nghệ phát triển. Khả năng của khách hàng để gạt hái những lợi ích phụ thuộc rất nhiều vào sự cạnh tranh hiệu quả giữa các nhà cung cấp và sự tham gia tích cực ở phía cầu đồng thời nhấn mạnh hơn đề xuất của mình trong việc chuyển đổi tại thị trường điện bán lẻ của Ý.

Theo Mohammad Ali và cộng sự [40] về Tự do hóa và hành vi của khách hàng trong thị trường bán lẻ điện Bồ Đào Nha, nhóm tác giả phân tích bước cuối cùng mà Bồ Đào Nha đang thực hiện để đạt được một thị trường điện tự do hóa hoàn toàn là việc bãi bỏ thị trường bán lẻ bằng cách loại bỏ giá điện quy định và giảm gánh nặng hành chính ở khu vực này. Những nỗ lực này được thực hiện để thúc đẩy sự gia nhập của các công ty vào kinh doanh bán lẻ và tích cực thu hút người dùng cuối vào thị trường. Phân tích này cho thấy mặc dù tỷ lệ chuyển đổi tiêu dùng cao trong giai đoạn 2013-2015, thị trường bán lẻ ở Bồ Đào Nha vẫn tập trung cao độ. Giá bán lẻ cũng không tuân theo những thay đổi trong giá thị trường bán buôn. Trong nghiên cứu của mình, các tác giả từ những nghiên cứu trước đây để hướng tới Tự do hóa thị trường điện ở Bồ Đào Nha. Trong bài báo này, tác giả tập trung đến việc đánh giá hiệu suất của thị trường điện bán lẻ tự do hóa ở Bồ Đào Nha thông qua nghiên cứu thực nghiệm

định lượng sử dụng dữ liệu công khai về thị trường bán lẻ điện của Bồ Đào Nha trong những năm 2008 – 2015 trong đó có giá điện, tỉ lệ chuyển đổi và sự tập trung của thị trường. Từ đó tác giả đưa ra kết luận rằng nghiên cứu có ý nghĩa đối với các nhà hoạch định chính sách ở Bồ Đào Nha, những người muốn chuyển giao hiệu quả lợi ích của tự do hóa thị trường cho người dùng cuối.

TS. Nguyễn Thành Sơn với nghiên cứu “Vai trò quản lý nhà nước về Thị trường điện Việt Nam”[18]. Nghiên cứu đã phân tích vai trò quan trọng của điện năng, tầm ảnh hưởng cũng như tính chất sở hữu trong ngành điện của EVN qua các khâu như phát điện, truyền tải, phân phối. Nghiên cứu cũng chỉ ra trách nhiệm QLNN về hoạt động điện lực và sử dụng điện, điều tiết hoạt động điện lực và quan trọng là đã đưa ra được giải pháp, đề xuất thực hiện điều tiết thị trường điện [13].

Tiếp tục là một nghiên cứu của TS. Nguyễn Thành Sơn về “Thị trường điện và những bất cập trong quản lý Nhà nước”[17]. Bài viết đi sâu vào những bất cập liên quan đến công tác quản lý nhà nước; đáng chú ý nhất là tác giả đưa ra những điểm bất cập từ chính những thông tư của Bộ Công Thương: "Thông tư quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện" (số 56/2014/TT-BCT do Bộ Công Thương ban hành ngày 19/12/2014) và "Thông tư sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 30/2014/TT-BCT ngày 02/10/2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và Thông tư số 56/2014/TT-BCT ngày 19/12/2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện".

Bài nghiên cứu của ThS. Nguyễn Anh Tuấn - Cục trưởng Cục Quản lý Giá (Bộ Tài chính) về “Tăng cường hiệu quả quản lý nhà nước về giá điện ở Việt Nam” [8]. Bài viết đánh giá thực trạng công tác quản lý nhà nước về giá điện ở Việt Nam trong thời gian qua cụ thể như hệ thống cơ chế, chính sách cơ bản đầy đủ để hướng dẫn trình tự, thủ tục và hình thành giá các khâu trong hoạt động sản xuất kinh doanh điện; cơ chế quản lý giá điện phù hợp với hình thái thị trường và điều kiện kinh tế - xã hội tại thời điểm hiện nay. Giá điện chịu ảnh hưởng của nhiều yếu tố [41]. Nguyên tắc điều chỉnh giá tôn trọng nguyên tắc thị trường, phù hợp với đặc thù của ngành Điện. Đồng thời, việc điều chỉnh giá điện dần dần được quy định theo hướng linh hoạt hơn, phù hợp với tín hiệu của thị trường (biến động các yếu tố đầu vào) nhưng vẫn đảm bảo sự quản lý của Nhà nước; cơ chế quản lý nhà nước về giá điện hiện nay có chính sách hỗ trợ hiệu quả cho các đối tượng chính sách.

2.4 Các kết luận rút ra từ tổng quan nghiên cứu

2.4.1 Giá trị khoa học và thực tiễn của các nghiên cứu đã công bố

Các nghiên cứu ở nước ngoài đã nêu ra những vấn đề lý luận cơ bản về phát triển thị trường điện và vai trò quản lý của các cấp trong thị trường điện; các phương pháp mà các nước và các tổ chức quốc tế khuyến nghị sử dụng để giám sát hoạt động trên thị trường điện lực.

Các nghiên cứu trong nước đã phản ánh được một số khía cạnh hoạt động của thị trường điện Việt Nam.

2.4.2 Giới hạn của các nghiên cứu đã công bố

Bên cạnh những giá trị khoa học và thực tiễn đã thực hiện được, do bối cảnh, đối tượng và phạm vi nghiên cứu đã được xác định, nên các nghiên cứu này còn có các giới hạn sau:

Một là, về lý luận, đã có nhiều nghiên cứu về phát triển thị trường và thị trường cạnh tranh, nhưng có ít nghiên cứu về một thị trường đặc thù – đó là thị trường điện cạnh tranh. Vì vậy, những vấn đề về các bộ phận của thị trường điện cạnh tranh, đặc điểm và cơ chế hoạt động, tiêu chí đánh giá sự phát triển của thị trường... chưa được luận giải rõ ràng.

Hai là, những nghiên cứu trước luận án về thị trường điện Việt Nam tuy có tương đối nhiều, nhưng phổ biến thực hiện dưới dạng bài báo khoa học, phản ánh những vấn đề nhỏ liên quan đến phát triển thị trường một cách khái quát, việc đi sâu phân tích làm rõ tính chất liên kết trong mối liên hệ giữa các bên trong thị trường điện chưa được làm rõ, trừ nghiên cứu của Nguyễn Hoài Nam (2018) với đề tài “Phát triển thị trường điện lực tại Việt Nam”. Tuy nhiên, Luận án này nghiên cứu thị trường điện Việt Nam những năm trước năm 2018 nên một số kết luận không phù hợp với điều kiện thực tế hiện nay. Mặt khác, luận án tiếp cận dưới góc nhìn của ngành Kinh tế phát triển, tập trung vào các vấn đề về điều kiện để phát triển thị trường điện, chưa tiếp cận sâu dưới góc nhìn quản lý kinh tế, quản lý nhà nước về mô hình cũng như phân cấp trong thị trường điện Việt Nam. Các nghiên cứu đã công bố cũng chưa làm rõ việc triển khai cụ thể từng bước, từng giai đoạn cũng như các điều kiện cần và đủ trong việc phát triển thị trường điện ở Việt Nam.

Ba là, các nghiên cứu đã công bố chưa giải quyết triệt để tại sao quá trình phát triển thị trường điện Việt Nam thực hiện rất khó khăn và hiện nay đang chậm so với lộ trình Chính phủ đặt ra. Thực tế cho thấy, cơ chế quản lý và hạn chế rủi ro khi giá mua buôn điện trên thị trường giao ngay biến động mạnh thông qua các hợp đồng tài chính, hoặc trên thị trường phái sinh còn bỏ ngõ; những văn bản quy phạm pháp luật về kiểm soát lũng đoạn do các cơ quan hữu quan Việt Nam đưa ra đã và đang bộc lộ nhiều vấn đề bất cập, song ít có nghiên cứu đề cập tới vấn đề này. Đây chính là một vấn đề thực tiễn đặt ra song chưa có nghiên cứu nào phân tích, luận giải triệt để và có giải pháp thích hợp.

Bốn là, chưa có các nghiên cứu phân tích, đánh giá sâu những điểm còn hạn chế trong QLNN đối với việc phát triển thị trường điện Việt Nam trong thời gian qua. Những nghiên cứu trước luận án chỉ tập trung vào nội dung kiểm soát – một chức năng của các cơ quan QLNN với những đánh giá khái quát, chưa đi sâu phân tích, đánh giá toàn diện hoạt động QLNN một cách đầy đủ theo chức năng quản lý (từ xây dựng ban hành các quy định pháp luật đến tổ chức bộ máy triển khai thực hiện các hoạt động quản lý thị trường điện); chưa có nghiên cứu việc tác động của thị trường

điện đến việc phát triển các nguồn điện mới đáp ứng cân bằng cung cầu trong hệ thống điện; chưa có nghiên cứu chi tiết đến việc phát triển thị trường điện bán lẻ, mối liên thông giữa thị trường điện bán lẻ và thị trường điện bán buôn trong một tổng thể hoàn chỉnh. Các giải pháp đề xuất thường mang tính chất tổng quát, thiếu giải pháp nghiệp vụ cụ thể.

2.4.3 Khoảng trống nghiên cứu

Từ việc khái quát các giá trị khoa học, thực tiễn và giới hạn của những nghiên cứu trước, có những vấn đề lý luận và thực tiễn sau chưa được làm rõ hoặc chưa được nghiên cứu trong các công trình khoa học trong và ngoài nước đã công bố, cần được tiếp tục nghiên cứu. Đây chính là khoảng trống để tác giả luận án nghiên cứu. Đó là:

Một là, những vấn đề lý luận có tính chuyên sâu về một thị trường đặc thù, đó là thị trường điện cạnh tranh: đặc điểm và các bộ phận cấu thành, tiêu chí đánh giá; vai trò của quản lý nhà nước và các chủ thể quản lý phát triển thị trường điện cạnh tranh, lộ trình và các điều kiện cần thiết để chuyển đổi từ thị trường độc quyền sang thị trường cạnh tranh.

Hai là, thực trạng và những hạn chế, bất cập trong phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam giai đoạn 2012-2023, nhất là những năm gần đây; định hướng và các giải pháp tiên quyết để đảm bảo các điều kiện phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam.

3. Mục đích, câu hỏi, đối tượng và phạm vi nghiên cứu

3.1 Mục đích nghiên cứu

Mục đích chủ yếu, cốt lõi của luận án là xác lập cơ sở lý luận và nghiên cứu đánh giá thực tiễn đề xuất hệ thống các giải pháp có luận cứ khoa học, phù hợp với thực tế phát triển TTD tại Việt Nam theo từng cấp độ phát triển của thị trường, đặc biệt là thị trường điện bán lẻ cạnh tranh.

3.2 Câu hỏi nghiên cứu

Thị trường điện cạnh tranh là gì? Các bộ phận cấu thành thị trường điện cạnh tranh? Tiêu chí nào đánh giá sự phát triển và các yếu tố tác động đến phát triển thị trường điện cạnh tranh?

Thực trạng vận hành các cấp độ phát triển của Thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam giai đoạn 2012-2023 có những hạn chế, vướng mắc gì?

Thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam giai đoạn 2024-2030 cần phát triển theo định hướng, lộ trình như thế nào? Các cơ quan QLNN, EVN,... cần làm gì để thị trường điện Việt Nam phát triển an toàn, minh bạch, hiệu quả, đảm bảo sự công bằng, bình đẳng giữa các chủ thể tham gia thị trường?

3.3 Đối tượng nghiên cứu

Đối tượng nghiên cứu của luận án là các vấn đề lý luận và thực tiễn về phát triển thị trường điện cạnh tranh.

3.4. Phạm vi nghiên cứu

Về nội dung

Luận án tập trung nghiên cứu đặc điểm, các bộ phận cấu thành và nội hàm của phát triển thị trường, mô hình phát triển thị trường, tiêu chí đánh giá và các yếu tố tác động đến sự phát triển của thị trường điện cạnh tranh.

Do nghiên cứu tiếp cận từ chuyên ngành QLKT, luận án chỉ tập trung phân tích thực trạng các yếu tố thuộc môi trường kinh tế vĩ mô (chính sách, mô hình tổ chức bộ máy quản lý và hoạt động quản lý thị trường điện của các cơ quan QLNN), môi trường ngành tác động đến sự phát triển của thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam, không đi sâu nghiên cứu các yếu tố ảnh hưởng khác. Ngoài giới thiệu mô hình tổ chức quản lý chung đối với hoạt động phát triển thị trường điện ở Việt Nam, luận án đi sâu phân tích đánh giá hoạt động quản lý của cơ quan điều tiết điện lực, với chức năng là đơn vị trực tiếp kiểm tra, giám sát các hoạt động trong thị trường điện lực.

Về không gian nghiên cứu

Các đối tượng tham gia thị trường điện: cơ quan vận hành hệ thống điện và thị trường điện, các công ty điện lực..., và một số đơn vị tham gia gián tiếp thị trường điện như: Các dự án điện BOT; Các dự án điện năng lượng tái tạo đang tham gia dưới cơ chế giá FIT được quy định bởi Chính Phủ; Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu đóng vai trò vừa đảm bảo cấp điện song song với việc cắt lũ cũng như các nhiệm vụ khác được giao; Cơ quan điều tiết điện lực; hộ tiêu thụ điện.

Về thời gian nghiên cứu

Luận án nghiên cứu thực trạng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam giai đoạn từ năm 2012 đến năm 2023. Các giải pháp đề xuất áp dụng cho giai đoạn 2024 đến 2030.

4. Phương pháp nghiên cứu

4.1 Phương pháp thu thập thông tin

4.1.1. Thông tin sơ cấp

Để có thêm căn cứ thực tiễn cho việc đánh giá thực trạng và đề xuất các khuyến nghị nhằm phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam, NCS đã tiến hành thu thập thông tin sơ cấp thông qua phỏng vấn chuyên gia và khảo sát đối với các chủ thể tham gia thị trường.

** Phỏng vấn chuyên gia*

- Đối tượng phỏng vấn: Tác giả luận án đã tiến hành phỏng vấn chuyên sâu với nhà quản trị các cấp tại một số công ty điện lực, nhà máy điện; nhà nghiên cứu của Viện Khoa học Năng lượng, trường đại học... tại Việt Nam. Tổng số đối tượng phỏng vấn đã thực hiện là 8 người. Danh sách đối tượng phỏng vấn xem phụ lục 1.

- Cách thức phỏng vấn: trao đổi qua điện thoại và phỏng vấn trực tiếp (tùy thuộc vào điều kiện của người phỏng vấn).

- Câu hỏi phỏng vấn: tập trung vào một số vấn đề như: các thành tựu phát triển thị trường điện Việt Nam sau 11 năm vận hành, một số điểm nghẽn làm cho thị trường điện chưa phát triển được theo lộ trình của Chính phủ (Xem phụ lục 2).

- Thời gian thực hiện các phỏng vấn: từ tháng 1/2023 đến 10/2023.

* *Khảo sát các chủ thể tham gia thị trường*

- Đối tượng khảo sát:

Bên cung điện: Khảo sát lãnh đạo quản lý, quản đốc, cán bộ kỹ thuật, trưởng ca của các nhà máy điện tham gia trên thị trường điện bán buôn (Danh sách các nhà máy đã khảo sát Xem Phụ lục 5), mỗi doanh nghiệp gửi 1-20 phiếu khảo sát tùy vào tình trạng tham gia thị trường điện gián tiếp/trực tiếp.

Bên cầu điện: Khảo sát giám đốc/trưởng phòng/chuyên viên tại 10 công ty điện lực, mỗi công ty gửi 10 phiếu khảo sát (Danh sách các tổng công ty điện lực đã khảo sát Xem Phụ lục 7); Khách hàng sử dụng điện: tác giả lựa chọn phương pháp ngẫu nhiên và thuận tiện để gửi phiếu khảo sát tới khách hàng sử dụng điện, tổng số khách hàng đã gửi phiếu khảo sát là 400 người.

- Cách thức khảo sát: Tác giả trực tiếp gửi phiếu khảo sát qua Google Form để thu thập thông tin.

- Câu hỏi khảo sát: tập trung vào 3 nhóm vấn đề: mức độ hài lòng, mức độ thực hiện và mức độ quan trọng (Xem phụ lục số 6).

- Thời gian thực hiện khảo sát: từ tháng 1/2023 đến 10/2023.

Bảng 0.2: Quy mô và cơ cấu mẫu khảo sát

TT	Đối tượng khảo sát	Số phiếu gửi đi	Số phiếu thu về	Tỷ lệ
1	Nhà máy điện	500	333	67%
2	Tổng công ty điện lực	100	92	92%
3	Khách hàng sử dụng điện	400	347	87%
	Tổng cộng	1000	772	77%

(Nguồn: NCS tổng hợp từ kết quả khảo sát)

4.1.2. Thông tin, số liệu thứ cấp

Thông tin thứ cấp được tác giả luận án sử dụng gồm: thông tin, số liệu của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia, Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Cục Điều tiết Điện lực, Bộ Công Thương; các văn bản quy phạm pháp luật, các báo cáo, đề án, chương trình có liên quan của Cục Điều tiết Điện lực. Cùng với đó là các đề án, công trình nghiên cứu khoa học các cấp, các luận án tiến sĩ kinh tế, các bài báo khoa học ở cả trong và ngoài nước có liên quan đến việc phát triển thị trường năng lượng nói chung và thị trường điện nói riêng.

4.2 Phương pháp xử lý thông tin

Các thông tin, dữ liệu sơ cấp, thứ cấp sau khi thu thập được, NCS tiến hành sàng lọc, tổng hợp để sử dụng cho mục đích nghiên cứu. Riêng thông tin thu thập qua phiếu khảo sát tác giả sử dụng phần mềm SPSS để tính ra mức điểm trung bình cho mỗi câu hỏi khảo sát. Sau đây là một số phương pháp cơ bản được sử dụng trong phân tích

đánh giá thực trạng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam:

4.2.1 Phương pháp phân tích mô tả, phân tích thống kê

Phương pháp phân tích được sử dụng để phân tích các số liệu liên quan đến các vấn đề về lợi ích cũng như kết quả của việc phát triển thị trường điện ở Việt Nam từ 2012 đến 2023. Cùng với đó, phương pháp này được sử dụng trong việc phân tích các hình thức, quá trình mà DN điện triển khai để thực hiện hoạt động trên thị trường điện.

4.2.2 Phương pháp so sánh

Phương pháp này được sử dụng để đối chiếu cũng như so sánh thị trường điện lực ở Việt Nam với các nước trên thế giới. Dù mô hình chính trị của mỗi nước là khác nhau, tuy nhiên vẫn có những điểm chung và điều kiện tương tự để phát triển thị trường điện.

Phương pháp so sánh cũng được sử dụng để đối chiếu, phân tích sự thay đổi của các quy định phát triển thị trường điện Việt Nam qua các thời kỳ, nhằm chỉ rõ ưu nhược điểm của từng quy định.

Trong quá trình phân tích các vấn đề về quản lý nhà nước trong việc phát triển thị trường điện, luận án còn sử dụng các bảng biểu so sánh để làm tăng tính trực quan và sức thuyết phục của đề tài.

5. Những đóng góp mới của luận án

Về lý luận, học thuật

Luận giải rõ thêm về đặc điểm, các bộ phận cấu thành của thị trường điện và thị trường điện cạnh tranh; bổ sung và cụ thể hóa các tiêu chí đánh giá (gồm các chỉ tiêu định lượng, định tính) đối với sự phát triển của một thị trường đặc thù, đó là thị trường điện cạnh tranh; luận giải các yếu tố QLNN tác động đến phát triển thị trường điện cạnh tranh.

Về đánh giá thực tiễn

Làm rõ mô hình tổ chức, cơ chế hoạt động và thực trạng phát triển thị trường điện cạnh tranh (thị trường bán buôn và thị trường bán lẻ), phân tích thực trạng các yếu tố QLNN tác động đến phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam từ khi bắt đầu vận hành chính thức (tháng 7/2012) đến nay; trên cơ sở đó chỉ rõ những vấn đề đặt ra trong phát triển các đơn vị phát điện, về tính cạnh tranh giữa các chủ thể và cơ chế giao dịch trên thị trường bán buôn, cơ sở pháp lý, vấn đề tái cơ cấu ngành điện, về hạ tầng thị trường, về thị trường dịch vụ phụ trợ...

Về định hướng phát triển và các giải pháp

Từ các quan điểm và định hướng phát triển thị trường với những lộ trình cụ thể, luận án đề xuất một số giải pháp với Chính phủ, các cơ quan quản lý nhà nước, các đơn vị liên quan nhằm phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam theo hướng tuân thủ quy luật chung của sự phát triển, phù hợp với thông lệ quốc tế và điều kiện

thực tế Việt Nam, xóa dần độc quyền tạo môi trường cạnh tranh công bằng, minh bạch trong các khâu phát điện, bán buôn điện, bán lẻ điện. Một số giải pháp cơ bản, đó là: Hoàn thiện cơ chế, chính sách phát triển thị trường; Hoàn thiện mô hình tổ chức và tái cơ cấu ngành điện phù hợp với yêu cầu thị trường bán lẻ điện; Tăng cường quản lý, giám sát thị trường điện; Đầu tư, nâng cấp phát triển cơ sở hạ tầng phục vụ thị trường điện; Thu hút đầu tư phát triển nguồn điện mới; Xoá bỏ bù chéo và tách độc lập các khoản trợ giá điện, cải cách giá điện theo lộ trình để chuyển đổi sang cạnh tranh bán lẻ điện;...

6. Kết cấu luận án

Ngoài phần mở đầu, kết luận, danh mục bài báo công bố kết quả nghiên cứu đề tài luận án của tác giả, danh mục tài liệu tham khảo, các phụ lục, nội dung Luận án được kết cấu thành 03 chương:

Chương 1: Cơ sở lý luận và kinh nghiệm quốc tế về phát triển thị trường điện cạnh tranh.

Chương 2: Thực trạng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam.

Chương 3: Quan điểm, định hướng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam và một số giải pháp.

CHƯƠNG 1. CƠ SỞ LÝ LUẬN VÀ KINH NGHIỆM QUỐC TẾ VỀ PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH

1.1. Những vấn đề chung về thị trường điện và thị trường điện cạnh tranh

1.1.1. Những vấn đề lý luận cơ bản về thị trường điện

1.1.1.1. Khái niệm và đặc điểm của thị trường điện

a. Khái niệm thị trường điện

Có nhiều khái niệm về thị trường. Theo Samuelson “thị trường là một cơ chế trong đó người mua và người bán tương tác với nhau để xác định giá cả và sản lượng của hàng hóa hay dịch vụ” [72]. Trong cuốn Kinh tế học, nhà kinh tế học Begg và cộng sự cho rằng: “Thị trường là sự dàn xếp giữa người bán và người mua trong trao đổi hàng hóa và dịch vụ”. Như vậy, thị trường là tổng thể các quan hệ kinh tế giữa các chủ thể mua, chủ thể bán, xác định giá cả, lượng cung, lượng cầu các hàng hóa và dịch vụ. Phạm vi của thị trường được giới hạn thông qua việc xem xét bản chất hành vi tham gia thị trường, ở đâu có sự trao đổi, mua bán hàng hoá, dịch vụ thì ở đó có thị trường. Đây là cách hiểu thị trường gắn với yếu tố địa lý của hành vi tham gia thị trường. Thị trường còn được hiểu là sự kết hợp giữa cung và cầu trong đó người mua, người bán bình đẳng cạnh tranh, số lượng người bán nhiều hay ít phụ thuộc vào cơ chế hoạt động và quy mô của thị trường lớn hay nhỏ.

Đối với ngành điện, có thể nhận thấy điện năng không phải là một dạng hàng hóa thông thường với đặc điểm cơ bản là quá trình sản xuất và tiêu thụ diễn ra đồng thời và trong ngắn hạn luôn luôn phải được cân bằng thông qua các biện pháp kỹ thuật và công nghệ [46]. Ngoài ra, hạ tầng điện mang tính xương sống, có quan hệ mật thiết với phát triển kinh tế - xã hội và rộng hơn nữa, bảo đảm an toàn cung cấp điện là góp phần bảo đảm an ninh quốc gia trong trung và dài hạn.

Trong vận hành hệ thống điện, cần có một cơ quan kiểm soát và đơn vị điều hành hệ thống truyền tải, điều phối các đơn vị phát điện để đáp ứng nhu cầu dự kiến của hệ thống trên lưới truyền tải. Nếu điện năng sản xuất và nhu cầu tiêu thụ không cân bằng, máy phát điện sẽ tăng tốc hoặc quay chậm lại làm cho tần số hệ thống tăng hoặc giảm. Nếu tần số nằm ngoài phạm vi đã xác định trước, người vận hành hệ thống sẽ phải thực hiện thao tác huy động thêm hoặc loại bỏ các tổ máy phát điện hoặc phụ tải. Do đó, thị trường điện là dạng thị trường có sự khác biệt, mang tính đặc thù so với các thị trường hàng hóa khác.

Từ đặc điểm của điện năng, theo NCS “Thị trường điện (còn gọi là thị trường điện lực/điện năng) là hệ thống cho phép nhà cung ứng điện và nhu cầu sử dụng gặp nhau được xác định bằng giá mua điện trên thị trường nhằm thoả mãn các lợi ích kinh tế của người mua và người bán”.

Thị trường điện là môi trường năng động với độ phức tạp ngày càng tăng, được thúc đẩy bởi quá trình tái cơ cấu trong những thập kỷ qua [42, 60, 63, 66]. Trong thị trường điện, cung là tổng năng lượng điện mà nhà sản xuất cung ứng cho thị trường

ứng với từng mức giá, trong khi cầu là nhu cầu sử dụng điện ứng với từng mức giá, là sản lượng điện cần cung cấp cho các nhà truyền tải (cấp 1) - phân phối (cấp 2) và các nhà tiêu thụ. Về mặt lý thuyết, thị trường điện về cơ bản tuân theo quy luật của nền kinh tế thị trường: đường cầu và cung cắt nhau ở điểm cân bằng thị trường mà tại đó xác định được giá cả và số lượng. Giá cả có xu hướng thay đổi cho đến khi thị trường đạt trạng thái cân bằng - khi lượng cung cân bằng với lượng cầu. Quá trình này diễn ra liên tục, xác định các điểm cân bằng mới có ảnh hưởng đến sản lượng điện năng, chi phí sử dụng để sản xuất điện cũng như nhu cầu tiêu dùng như: theo giờ, ngày, tuần, tháng, năm hoặc theo mùa. Tuy nhiên trong ngắn hạn, sự khác biệt giữa cung và cầu điện không thể hiện bằng sản lượng điện do sản xuất thường tương đương với nhu cầu. Sự khác biệt này về mặt tức thời được phản ánh qua các chỉ tiêu kỹ thuật quan trọng nhất như điện áp và tần số.

Sản lượng điện và giá cả có thể biến động tăng, giảm đồng thời đường cầu, cung điện năng luôn biến động tăng, giảm từ đó xác định điểm cân bằng mới trong các thời kỳ có ảnh hưởng đến sản lượng điện năng, chi phí sử dụng để sản xuất điện cũng như nhu cầu tiêu dùng theo các chu kỳ thời gian hoặc theo mùa.

b. Đặc điểm của thị trường điện

Do có những khác biệt lớn giữa điện năng và các loại hàng hóa thông thường, thị trường điện mang những đặc điểm tương đối đặc trưng.

Thứ nhất, điện hầu như không thể lưu trữ được: Cho đến nay, các công nghệ lưu trữ điện năng vẫn chưa cho phép tích trữ điện năng ở quy mô đủ lớn để có thể có “tồn kho điện năng”. Do đó, TTD vẫn phải được xây dựng, phát triển và vận hành dựa trên các nguyên tắc vật lý: khách hàng được cung cấp điện năng thông qua hệ thống mạng lưới đường dây truyền tải và phân phối để kết nối với nhà máy sản xuất một cách liên tục, tức thời và phải đảm bảo tin cậy. Nếu không duy trì được sự cân bằng vật lý giữa cung và cầu điện, hệ thống điện sẽ chịu những hậu quả nghiêm trọng và nặng nề. Do vậy, việc phát điện và tiêu thụ điện phải luôn luôn được cân bằng để duy trì tần số, điện áp và độ ổn định của mạng lưới điện đồng thời tránh được các sự cố mất điện đột ngột.

Thứ hai, do hầu như không thể lưu trữ, vận hành của TTD phải bám sát theo thay đổi của nhu cầu điện trong năm, trong mùa, tháng, ngày hay thậm chí hàng giờ để gửi tín hiệu huy động công suất phát và hình thành các giao dịch mua bán. Do yêu cầu về cân bằng giữa cung và cầu điện, điện năng chỉ được sản xuất ra khi có nhu cầu tiêu thụ. Để đảm bảo tính kinh tế, sẽ chỉ có một số nhà máy được huy động để sản xuất điện. Khi nhu cầu điện giảm xuống mức thấp, chỉ các nhà máy có hiệu quả cao nhất mới được huy động vào hệ thống. Do sản xuất thay đổi tăng hoặc giảm theo nhu cầu, giá điện cũng thay đổi trong ngày và làm cho sự biến thiên về chi phí sản xuất và giá bán điện không giống như các hàng hóa thông thường khác.

Thứ ba, truyền tải và phân phối điện bắt buộc phải thực hiện qua khâu trung gian qua lưới điện truyền tải và phân phối: không giống như các hàng hóa thông

thường, điện sản xuất từ nhà máy không thể đưa trực tiếp đến từng khách hàng cụ thể. Khách hàng sử dụng điện chỉ đơn thuần tiếp cận và sử dụng điện năng được cấp cho họ tại nơi họ được đấu nối vào mạng lưới điện. Điện năng do toàn bộ các nhà máy sản xuất ra được tập hợp lại trên đường phân phối đến các tải tiêu thụ. Bên cạnh đó, điện năng là hàng hóa đặc biệt khi di chuyển trên đường dây truyền tải với tốc độ ánh sáng. Mặt khác, thị trường điện phải thực hiện các quyết định của đơn vị quản lý, điều hành/điều độ về cung - cầu trong thời gian rất ngắn. Bản thân TTĐ không thể tự thực hiện chức năng cân bằng cung - cầu mà cần phải có đơn vị điều độ thực hiện chức năng điều khiển và điều phối sản xuất và tiêu thụ. Bên cạnh đó, lợi ích vật chất tổng thể của xã hội không cho phép xây dựng nhiều hơn một mạng lưới để nhiều đơn vị có thể cạnh tranh. Vì vậy, lưới truyền tải và phân phối ở mọi nơi trên thế giới đều mang tính độc quyền tự nhiên [39]. Tính chất độc quyền nếu không được điều tiết sẽ dẫn đến cửa quyền với nhiều hậu quả tiêu cực kèm theo.

Thứ tư, điện năng là sản phẩm thiết yếu phục vụ cho đời sống con người và phát triển kinh tế - xã hội đồng thời hạ tầng điện là hạ tầng xương sống của nền kinh tế. Do đó, việc vận hành TTĐ và mô hình hoạt động của ngành điện ngoài việc đảm bảo tính kinh tế, hiệu quả còn phải duy trì các tiêu chuẩn kỹ thuật chặt chẽ nhằm mang lại sự an toàn, tin cậy không chỉ cho khách hàng mà còn cho quốc gia, xã hội. Xét trên khía cạnh này, vận hành và phát triển TTĐ không thể tách rời việc bảo đảm an ninh hệ thống điện như một hạ tầng quan trọng của nền kinh tế và là một bộ phận của an ninh quốc gia.

Thứ năm, nhu cầu điện ít nhạy cảm với giá điện trong ngắn hạn. Điện là nhu cầu thiết yếu đối với cuộc sống hiện đại và có xu hướng ít nhạy cảm với giá. Người tiêu dùng ít có cơ hội điều chỉnh hành vi sử dụng điện của mình khi có biến động về giá, đặc biệt là khi giá tăng do họ ít có khả năng sử dụng sản phẩm khác thay thế cho điện. Tuy nhiên trong dài hạn, khách hàng có thể có nhiều lựa chọn hơn với sản phẩm thay thế. Ví dụ, các khách hàng là hộ gia đình tại các quốc gia ôn đới có thể tăng sử dụng dịch vụ cấp nhiệt thay vì dùng điện để sưởi ấm hoặc các khách hàng là cơ sở sản xuất công nghiệp có thể chọn giải pháp giảm tiêu thụ điện năng trong dây chuyền sản xuất hoặc sử dụng nhiên liệu thay thế để bù đắp cho nhu cầu điện bị giảm sút trước tác động của giá điện tăng.

Thị trường điện là một thị trường cho sản phẩm phổ biến là điện năng nhưng có những đặc điểm đặc thù về kỹ thuật. Do đó, cơ chế xây dựng, hình thành, quản lý và phát triển có sự khác biệt so với các thị trường khác. Các đặc điểm nêu trên là những yếu tố ảnh hưởng đến sự vận hành của TTĐ cạnh tranh tại bất kỳ quốc gia nào. Nhu cầu điện thay đổi theo từng giờ hoặc từng thời điểm, khác biệt qua từng ngày, từng tháng và từng năm. Mặt khác, điện năng là sản phẩm không thể lưu kho, do đó, việc phát điện và tiêu thụ điện phải luôn luôn được cân bằng để duy trì tần số, điện áp và độ ổn định của mạng lưới điện đồng thời tránh được các sự cố mất điện đột ngột.

1.1.1.2. Các thành phần của thị trường điện

Một thị trường điện bao gồm bên có nhu cầu (bên cầu) và bên cung cấp (bên cung).

a. Bên cung

Công ty phát điện: Có trách nhiệm phát công suất lên hệ thống theo kế hoạch được xác định bởi thị trường.

Công ty phân phối và những nhà bán lẻ: Công ty phân phối sở hữu hệ thống phân phối và cung cấp những dịch vụ phân phối điện, những nhà bán lẻ xuất phát từ Công ty phân phối và cung cấp điện đến khách hàng đầu cuối.

Công ty truyền tải: Trong thị trường điện, hệ thống truyền tải thường vẫn thuộc sở hữu của nhà nước (hoặc những công ty quốc doanh). Cơ quan vận hành hệ thống truyền tải đối xử công bằng với tất cả những người sử dụng mạng. Ngoài ra cơ quan vận hành hệ thống truyền tải còn quản lý và cung cấp những dịch vụ phụ thuộc.

Cơ quan vận hành hệ thống độc lập: là tổ chức tối cao điều khiển thị trường điện. Điều kiện cơ bản của đơn vị vận hành hệ thống độc lập không được liên kết với bất kỳ người tham gia thị trường điện và không được đầu tư tài chính vào hệ thống phát điện và hệ thống phân phối. Trong một số trường hợp, cơ quan vận hành hệ thống được tách khỏi cơ quan vận hành thị trường điện. Tuy nhiên, cũng có nhiều trường hợp hai cơ quan này là một và do Cơ quan vận hành hệ thống độc lập quản lý.

Ba mục tiêu mà Cơ quan vận hành hệ thống độc lập hướng đến đó là: giữ an ninh hệ thống, đảm bảo chất lượng dịch vụ và nâng cao hiệu quả kinh tế. Cơ quan vận hành hệ thống độc lập có các chức năng như sau:

Chức năng vận hành hệ thống điện: vận hành hệ thống theo kế hoạch và điều khiển hệ thống theo thời gian thực.

Chức năng quản trị thị trường điện: có hai dạng thị trường điện, thị trường chung và thị trường theo hợp đồng (giao dịch song phương hoặc đa phương). Các giao dịch mua bán được thực hiện bởi trung tâm/sở giao dịch hoặc trung tâm giao dịch và vận hành hệ thống độc lập). Trung tâm giao dịch là nơi tập trung mọi thông tin về điện, nơi những nhà cung cấp và nhu cầu về điện gặp gỡ và đặt giá điện. Thông tin thị trường có thể thay đổi từ 5 phút đến 1 tuần hoặc lâu hơn, thường là thị trường định giá điện ngày hôm sau. Thị trường ngày hôm sau có lợi thế là dễ dàng cân bằng cung cầu trong thời gian ngắn.

Chức năng và nhiệm vụ của trung tâm/sở giao dịch điều hành thị trường điện: Tạo ra một môi trường cho những công ty phát, khách hàng đặt giá bán, mua điện và cũng tại đây lượng cung cầu sẽ cân bằng; Đem lại một giá thị trường công bằng, những người tham gia chỉ phải trả tiền điện theo giá thị trường, giá điện sát với chi phí sản xuất biên. Quá trình hoạt động của trung tâm giao dịch gồm các bước sau:

- Bước 1: Nhận thông tin đặt giá từ người sản xuất điện và khách hàng mua điện.
- Bước 2: Phân tích và tính toán giá thị trường.
- Bước 3: Cung cấp kế hoạch cho Cơ quan vận hành hệ thống độc lập hoặc người vận hành hệ thống truyền tải.

- Bước 4: Xây dựng sẵn kế hoạch điều chuyển hệ thống khi có tình trạng quá tải.

Chức năng dự phòng những dịch vụ phụ thuộc.

Chức năng dự phòng mức độ linh động truyền tải.

Ngoài các thành phần trên, tại các thị trường điện tổ chức mua bán qua giao trung tâm giao dịch/sở giao dịch điện, còn có sự tham gia của Công ty môi giới. Công ty thực hiện chức năng trung gian môi giới và tập hợp những người tham gia giao dịch.

Các yếu tố ảnh hưởng đến việc cung điện: (i) Nguồn tài nguyên sẵn có: Sự sẵn có của các nguồn năng lượng sơ cấp (ví dụ: ánh sáng mặt trời, gió, nhiên liệu hóa thạch) ảnh hưởng đến việc cung cấp điện; (ii) Chính sách môi trường: Các quy định và khuyến khích liên quan đến năng lượng sạch và giảm phát thải có thể ảnh hưởng đến việc lựa chọn nguồn năng lượng; (iii) Đầu tư cơ sở hạ tầng: Đầu tư vào các nhà máy điện mới, đường dây truyền tải và nâng cấp lưới điện có thể ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện và (iv) một số yếu tố khác [59, 70].

b. Bên cầu

- Các công ty điện lực thực hiện chức năng phân phối điện.
- Khách hàng sử dụng điện lớn mua điện từ cấp điện áp 110 kV trở lên đấu nối trực tiếp vào trạm biến áp truyền tải cấp điện áp 220 kV đáp ứng các điều kiện theo quy định.
- Công ty mua bán điện: Thực hiện nhiệm vụ mua điện từ các nhà máy điện không tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh và bán sản lượng điện này cho các Tổng công ty Điện lực theo quy định.
- Đơn vị mua điện mới độc lập.
- Người tiêu dùng sử dụng điện.

Các yếu tố ảnh hưởng đến nhu cầu điện: (i) Hoạt động kinh tế: Tăng trưởng kinh tế dẫn đến nhu cầu điện tăng do ngày càng có nhiều ngành công nghiệp và doanh nghiệp hoạt động; (ii) Tăng trưởng dân số: Dân số ngày càng tăng dẫn đến mức tiêu thụ điện dân dụng và thương mại cao hơn; (iii) Công nghệ và hiệu quả: Tiến bộ công nghệ và các thiết bị tiết kiệm năng lượng có thể làm giảm mức tiêu thụ điện bình quân đầu người; (iv) Chính sách của Chính phủ: Các chính sách về năng lượng, chẳng hạn như ưu đãi cho năng lượng tái tạo hoặc các chương trình bảo tồn năng lượng, có thể tác động đến nhu cầu và (v) các yếu tố khác như sự dao động tốc độ gió trong các hệ thống năng lượng tích hợp, chính sách giá điện [21, 24, 48].

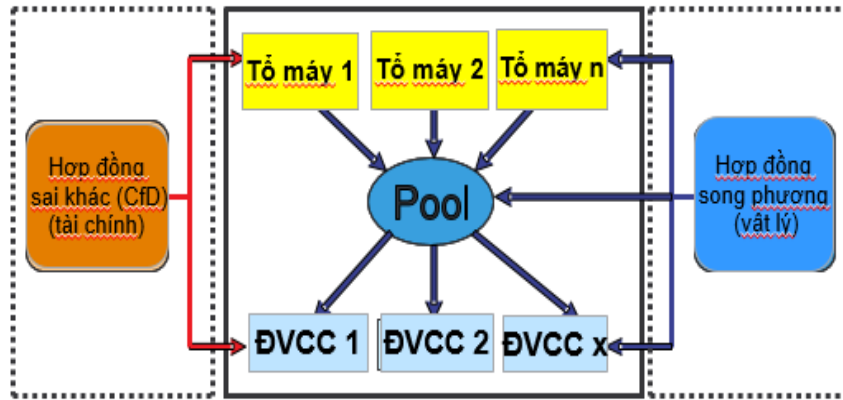
1.1.1.3. Các loại hình thị trường điện

a. Thị trường điện toàn phần

Thị trường điện toàn phần là thị trường mà ở đó toàn bộ điện năng được giao dịch qua thị trường. Trong thị trường điện toàn phần tập trung, tất cả các đơn vị đều phải chào mua và bán toàn bộ điện năng tập trung tại một nơi. Thị trường điện toàn phần tập trung là mô hình thị trường điện cơ bản trong quá trình phát triển ngành điện, để được tổ

chức và thường áp dụng trong các thị trường có quy mô vừa và nhỏ.

Trong thị trường điện toàn phần tập trung, các tổ máy được lập lịch huy động bởi một đơn vị điều hành trung gian. Do đó cần phải có đầy đủ thông tin, đặc tính kỹ thuật của các tổ máy tập trung về đơn vị điều hành. Các giao dịch đều là cơ chế 1 chiều và có tích hợp cơ chế cân bằng giữa các đơn vị tham gia [5].



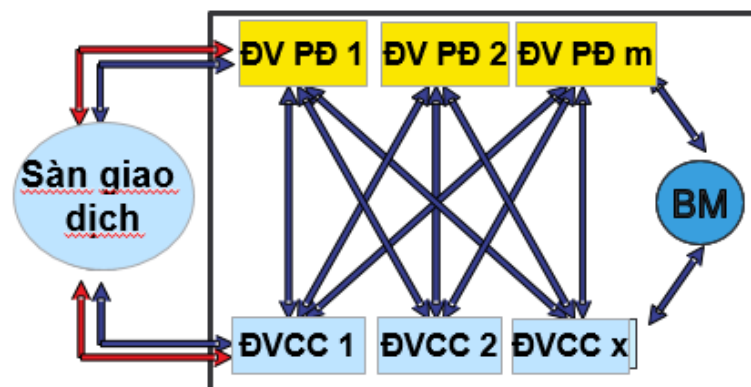
Hình 1.1: Thị trường toàn phần

(Nguồn: NCS tổng hợp)

b.Thị trường điện một phần

Thị trường điện một phần là thị trường nâng cao, phức tạp hơn thị trường điện toàn phần. Trong thị trường điện một phần, các giao dịch giữa các đơn vị sẽ linh hoạt và phức tạp hơn. Các giao dịch không chỉ được thực hiện thông qua thị trường mà còn thông qua các hợp đồng song phương và các giao dịch khác mà không cần thông qua thị trường.

Trong thị trường điện phi tập trung, cơ chế giao dịch hầu hết tuân thủ theo từng vùng riêng với các hợp đồng được ký kết, các giao dịch thường mang tính độc lập, đảm bảo mục tiêu tối ưu cục bộ trước rồi mới đến tối ưu toàn cục sau. Các giao dịch trong mô hình này là 2 chiều và cơ chế cân bằng được tách ra riêng biệt.



Hình 1.2: Thị trường một phần

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Đối với các dạng phát triển thị trường điện khác nhau, cơ cấu nguồn điện khác nhau, đặc thù quốc gia khác nhau thì các mô hình được lựa chọn sẽ khác nhau.

c. Thị trường điện theo chi phí

Thị trường điện theo chi phí là thị trường được vận hành bởi các bản chào bắt buộc phải dựa theo chi phí, có quy định mức giá trần, sàn cho từng loại hình công nghệ và cho toàn bộ thị trường. Cơ chế chào giá dựa theo chi phí nhằm giúp các đơn vị phát điện thu hồi đủ tất cả các loại chi phí.

Trong dài hạn, thị trường điện năng đơn thuần có xu hướng hoạt động hiệu quả hơn thị trường kết hợp điện năng và công suất. Một thị trường điện năng đơn thuần hoạt động hiệu quả sẽ có giá cao khi cần công suất, giá điện năng sẽ tự động thu hồi thanh toán công suất và thanh toán công suất này là theo cơ chế thị trường. Trong khi đó, các thị trường có cơ chế thanh toán công suất thường có vấn đề vì thanh toán công suất thường trả không đúng thời điểm hoặc không đúng về lượng thanh toán... Đó là bởi vì thanh toán công suất là kết quả điều tiết và luôn khó tìm được phương pháp điều tiết hoạt động hiệu quả như cơ chế thị trường khi có đủ cạnh tranh.

d. Thị trường điện chào giá tự do

Thị trường điện chào giá tự do là thị trường mà các bên tham gia chào giá tự tối ưu bằng việc thay đổi giá chào trên thị trường dựa trên các cơ hội và rủi ro mà không bị ràng buộc bởi chi phí. Trong thị trường chào giá tự do thì các chi phí cố định thường được thu hồi thông qua giá chào. Trong loại hình thị trường điện này sẽ chỉ có quy định về giá chào trần và sàn trên thị trường cho tất cả các bên tham gia thị trường.

Bảng 1.1 So sánh 2 thị trường theo chi phí và theo giá

Tiêu chí	Chào giá dựa trên chi phí	Chào giá dựa trên giá
Minh bạch	Khá	Rất tốt
Tín hiệu giá thị trường	Khá (phụ thuộc vào việc các cơ quan có thẩm quyền điều chỉnh các tham số chi phí)	Tốt
Sức chịu đựng đối với các điều kiện thị trường không hoàn hảo	Tốt	Kém (dễ tổn thương do quyền lực thị trường các yếu tố gây méo khác)
Độ đơn giản và thực tế	Khá (cần tính toán và giám sát chi phí)	Tốt

(Nguồn: NCS tổng hợp)

1.1.2. Thị trường điện cạnh tranh

1.1.2.1. Các quy luật kinh tế cơ bản của thị trường sản phẩm và Lý thuyết về cạnh tranh

Các quy luật kinh tế cơ bản của thị trường sản phẩm

Trong nền kinh tế thị trường, các hoạt động sản xuất kinh doanh phải tuân thủ

một số quy luật cơ bản như: quy luật giá trị, quy luật cung-cầu, quy luật cạnh tranh,...

Quy luật giá trị

Quy luật giá trị là quy luật kinh tế cơ bản của sản xuất và trao đổi hàng hóa. Quy luật giá trị yêu cầu tất cả hàng hóa tham gia lưu thông phải tuân thủ nguyên tắc trao đổi ngang giá, lấy giá trị xã hội làm cơ sở, không dựa trên giá trị cá biệt, tức là dựa trên hao phí lao động xã hội cần thiết. Hoạt động của quy luật giá trị biểu hiện thông qua sự vận động của giá cả thị trường.

Quy luật cung-cầu

Cung-cầu trong nền kinh tế thị trường tuân theo một quy luật nhất định. Đó là khi cầu một loại hàng hóa nào đó lớn hơn cung thì giá cả của hàng hóa này có xu hướng tăng lên, cầu nhỏ hơn cung thì giá giảm, cầu bằng cung thì giá về trạng thái cân bằng. Quy luật cung cầu là sự điều chỉnh của thị trường với một mức giá cân bằng và một lượng giao dịch cân bằng sẽ được xác định.

Quy luật cạnh tranh

Quy luật cạnh tranh là một quy luật cơ bản, quan trọng đối với nền kinh tế. Quy luật cạnh tranh thể hiện qua việc điều tiết khách quan mối quan hệ ganh đua kinh tế giữa các chủ thể sản xuất và trao đổi hàng hóa. Khi tham gia thị trường, các chủ thể sản xuất kinh doanh, bên cạnh sự hợp tác cần chấp nhận cạnh tranh. Cạnh tranh phát triển cùng với sự phát triển của nền sản xuất hàng hóa vận hành theo cơ chế thị trường và là một tất yếu khách quan.

Lý thuyết về cạnh tranh

Trong nền kinh tế thị trường, cạnh tranh là hiện tượng phổ biến và có ý nghĩa quan trọng đối với phát triển kinh tế ở các quốc gia. Việc nghiên cứu hiện tượng cạnh tranh đã có từ lâu và lý thuyết về cạnh tranh cũng xuất hiện từ rất sớm với các trường phái nổi tiếng như: lý thuyết cạnh tranh cổ điển, lý thuyết cạnh tranh của trường phái tân cổ điển và lý thuyết cạnh tranh hiện đại. Các lý thuyết này đã làm rõ bản chất của cạnh tranh, vai trò và tác động của cạnh tranh, các phương thức cạnh tranh.

Việc kết hợp các lý thuyết cạnh tranh khác nhau có thể mang lại sự hiểu biết toàn diện hơn về cách thức hoạt động của cạnh tranh trong các thị trường và ngành khác nhau. Dưới đây NCS tổng hợp một số lý thuyết cạnh tranh chính và thảo luận về cách kết hợp giữa các mô hình cạnh tranh này:

i) **Cạnh tranh hoàn hảo**: Trong cạnh tranh hoàn hảo, nhiều doanh nghiệp nhỏ sản xuất các sản phẩm giống hệt nhau và không có rào cản gia nhập hoặc rút lui. Kết hợp lý thuyết này với những lý thuyết khác để tạo ra một mô hình thực tế hơn:

- **Cạnh tranh độc quyền**: [30] Lý thuyết này thừa nhận rằng các doanh nghiệp trong thế giới thực thường sản xuất những sản phẩm hơi khác biệt. Kết hợp cạnh tranh hoàn hảo và cạnh tranh độc quyền, chúng ta sẽ có được một mô hình trong đó có nhiều công ty nhưng họ có sức mạnh thị trường ở một mức độ nào đó do sự khác biệt hóa sản phẩm.

- **Độc quyền nhóm (Oligopoly)**: [42] Trong tình trạng độc quyền nhóm, một vài

công ty lớn chiếm lĩnh thị trường. Kết hợp cạnh tranh hoàn hảo với độc quyền nhóm, chúng ta có thể phân tích xem một số công ty lớn trên thị trường có thể tác động như thế nào đến giá cả và cạnh tranh trong khi xem xét sự hiện diện của nhiều công ty nhỏ.

- **Độc quyền:** Ngược lại, độc quyền tồn tại khi chỉ có một hãng trên thị trường. Việc kết hợp cạnh tranh hoàn hảo với độc quyền giúp chúng ta hiểu được các điểm cực đoan của phạm vi cạnh tranh, nơi không có cạnh tranh hoặc cạnh tranh khốc liệt.

- **Lý thuyết cạnh tranh của Porter:** Porter thừa nhận rằng các công ty có thể tạo sự khác biệt cho sản phẩm của mình nhưng nhấn mạnh sự cần thiết phải đưa ra một tuyên bố giá trị duy nhất và hiệu quả chi phí để đạt được lợi thế cạnh tranh.

ii) **Lý thuyết trò chơi:** [56] Lý thuyết trò chơi phân tích các tương tác chiến lược giữa những người ra quyết định hợp lý. Kết hợp lý thuyết trò chơi với các lý thuyết cạnh tranh khác để hiểu cách các công ty đưa ra quyết định trong các cấu trúc thị trường khác nhau.

- **Độc quyền nhóm và Lý thuyết trò chơi:** Thị trường độc quyền nhóm là những ứng cử viên hàng đầu cho việc phân tích lý thuyết trò chơi. Chúng ta có thể nghiên cứu cách các công ty trong nhóm độc quyền đưa ra các quyết định về giá và sản xuất một cách chiến lược để tối đa hóa lợi nhuận của họ.

iii) **Rào cản gia nhập:** [43] Sự hiện diện của rào cản gia nhập có thể tác động đáng kể đến cạnh tranh. Kết hợp khái niệm này với các lý thuyết khác để khám phá các kịch bản trong thế giới thực:

- **Độc quyền và các rào cản gia nhập:** Hiểu cách các rào cản có thể tạo ra và duy trì sự độc quyền bằng cách ngăn cản những người mới gia nhập.

- **Cạnh tranh hoàn hảo và rào cản gia nhập:** Xem xét việc không có rào cản đặc trưng cho cạnh tranh hoàn hảo như thế nào và so sánh nó với các thị trường có rào cản đáng kể.

iv) **Chính sách quản lý và cạnh tranh:** [67] Kết hợp các kiến nghị chính sách quản lý và cạnh tranh vào các lý thuyết cạnh tranh khác để nghiên cứu tác động của sự can thiệp của chính phủ:

- **Độc quyền và quản lý:** Phân tích cách các cơ quan quản lý có thể hạn chế quyền lực độc quyền thông qua kiểm soát giá hoặc các biện pháp chống độc quyền

- **Chính sách cạnh tranh và độc quyền nhóm:** Kiểm tra xem các chính sách cạnh tranh có thể thúc đẩy cạnh tranh công bằng như thế nào giữa một số ít người chơi thống trị.

v) **Hành vi của người tiêu dùng:** [31] Kết hợp lý thuyết hành vi của người tiêu dùng với lý thuyết cạnh tranh để khám phá sự lựa chọn của người tiêu dùng ảnh hưởng đến động lực thị trường như thế nào.

- **Cạnh tranh độc quyền và sở thích của người tiêu dùng:** Hiểu sự khác biệt của sản phẩm ảnh hưởng như thế nào đến sự lựa chọn của người tiêu dùng và lòng trung thành với thương hiệu.

vi) **Quan điểm dựa trên nguồn lực (RBV) về cạnh tranh: [52]**

- RBV cho rằng lợi thế cạnh tranh của một công ty xuất phát từ các nguồn lực và khả năng độc đáo của nó.

- Lợi thế cạnh tranh bền vững phát sinh khi các nguồn lực này có giá trị, hiếm, khó bắt chước và không thể thay thế được.

- Quan điểm của Porter: Lý thuyết của Porter tích hợp các yếu tố của RBV bằng cách nhấn mạnh tầm quan trọng của các hoạt động và nguồn lực đặc biệt trong việc tạo ra lợi thế cạnh tranh.

vii) **Mô hình 5 áp lực của Porter: [53]** là một khung lý thuyết được Michael Porter phát triển vào năm 1979 để phân tích động lực cạnh tranh và sức hấp dẫn của một ngành. Nó giúp doanh nghiệp đánh giá môi trường cạnh tranh và đưa ra các quyết định chiến lược sáng suốt. Mô hình bao gồm áp lực cùng nhau định hình khả năng cạnh tranh của ngành.

a) **Mối đe dọa của những người mới gia nhập:** Áp lực này xem xét các rào cản gia nhập đối với các đối thủ cạnh tranh mới. Rào cản càng cao thì ngành đó càng kém hấp dẫn đối với những người mới tham gia. Rào cản có thể bao gồm các yếu tố như tính kinh tế theo quy mô, yêu cầu về vốn, quy định của chính phủ, lòng trung thành với thương hiệu và khả năng tiếp cận các kênh phân phối.

b) **Quyền lực thương lượng của các nhà cung cấp:** Áp lực này đánh giá sức mạnh của các nhà cung cấp điện trong ngành. Nếu có ít nhà cung cấp có nguồn lực độc đáo hoặc thiết yếu, họ có thể đưa ra các điều khoản và tăng giá. Ngược lại, nếu có nhiều nhà cung cấp hàng hóa có thể hoán đổi cho nhau thì quyền lực của họ sẽ giảm đi.

c) **Quyền lực thương lượng của người mua:** Áp lực này xem xét quyền lực của người mua trong ngành. Nếu người mua có nhiều sự lựa chọn, có đủ thông tin hoặc có thể dễ dàng chuyển sang sản phẩm hoặc nhà cung cấp khác thì họ có khả năng thương lượng cao hơn. Điều này có thể dẫn đến áp lực về giá và nhu cầu về chất lượng cao hơn.

d) **Mối đe dọa của sản phẩm hoặc dịch vụ thay thế:** Sản phẩm thay thế là những lựa chọn thay thế có thể đáp ứng cùng nhu cầu như sản phẩm hoặc dịch vụ của ngành. Sự sẵn có và hấp dẫn của các sản phẩm thay thế càng lớn thì khách hàng càng có nhiều khả năng chuyển đổi. Lực lượng này gây áp lực lên giá cả và lợi nhuận.

e) **Sự cạnh tranh giữa các đối thủ cạnh tranh hiện tại:** Áp lực này đánh giá cường độ cạnh tranh trong ngành. Các yếu tố bao gồm số lượng và quy mô của đối thủ cạnh tranh, tốc độ tăng trưởng của ngành, sự khác biệt của sản phẩm và rào cản rút lui. Sự cạnh tranh cao có thể dẫn đến chiến tranh về giá và giảm lợi nhuận.

NCS đã kết hợp các lý thuyết này vào một thị trường cụ thể, đó là thị trường điện cạnh tranh nói chung, thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam nói riêng. Đặc biệt, mô hình 5 áp lực của Porter là một công cụ có giá trị giúp NCS tổng hợp các yếu tố để đánh giá thực trạng phát triển TTD Việt Nam, trên cơ sở đó đề xuất các giải

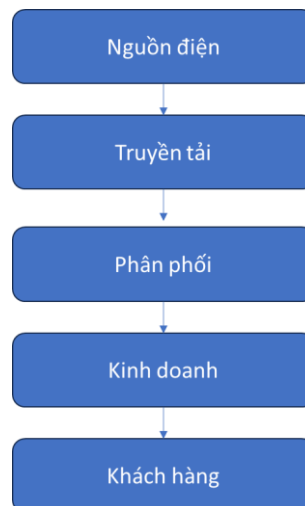
pháp đối với các cơ quan QLNN, với EVN, với các doanh nghiệp sản xuất, kinh doanh điện ở Việt Nam nhằm phát triển thị trường điện cạnh tranh, nhất là thị trường bán lẻ trong thời gian tới.

1.1.2.2. Khái niệm thị trường điện cạnh tranh

Đối với thị trường điện, lịch sử phát triển thị trường cho thấy, không phải ngẫu nhiên mà hình thành ngay một mô hình Thị trường điện cạnh tranh hoàn chỉnh, mà do lịch sử hình thành nền công nghiệp điện theo các các mô hình cơ bản trước đó, sau một thời gian vận hành, các mô hình điện lực phát sinh những vấn đề tồn tại, bất cập nên theo thời gian nó dần dần được cải tiến và phát triển các mô hình hiện đại và thay thế mô hình điện lực trước đó.

Tương tự như mô hình điện Việt Nam, tất cả các mô hình điện lực trên thế giới đều được tổ chức theo mô hình Thị trường điện độc quyền [42]. Theo mô hình này, việc cung cấp điện cho phạm vi một đất nước hay một khu vực được thực hiện do một Công ty điện lực tích hợp dọc quản lý. Công ty này quản lý và sở hữu tất cả các khâu từ tất cả các phát điện, truyền tải, phân phối điện và bán lẻ. Nó được độc quyền quản lý bởi một Công ty sở hữu Nhà nước hoặc Tư nhân duy nhất [36].

Nguyên tắc hoạt động là Công ty điện lực tích hợp dọc là đảm nhận đầu tư và quản lý ở tất cả các công đoạn từ phát điện, truyền tải và phân phối và bán lẻ điện trên phạm vi quản lý. Toàn bộ Hệ thống điện được vận hành, điều độ của Đơn vị điều độ trực thuộc. Đơn vị điều độ này lập ra các phương thức vận hành để huy động các nhà máy điện phát điện, truyền tải điện và phân phối bán lẻ đến các khách hàng.



Hình 1.3: Mô hình công ty điện lực độc quyền liên kết dọc

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Nguyên tắc hình thành giá điện bán lẻ (giá điện cuối cùng mà người dân và doanh nghiệp sẽ trả): Với mô hình này khách hàng cuối cùng sẽ được mua điện bán lẻ theo cơ chế giá phê duyệt của Nhà nước. Cơ quan chức trách của Nhà nước dựa

trên tổng chi phí của Công ty điện lực tích hợp dọc này đã thực hiện ở tất cả các khâu Phát điện, truyền tải điện, phân phối và bán lẻ. Ngoài ra sẽ được cộng thêm các giá trị về lợi nhuận và các loại thuế, dựa trên tổng sản lượng điện bán được, Cơ quan nhà nước sẽ phê duyệt giá điện bán lẻ cho khách hàng. Trên giá bán lẻ này Công ty Điện lực tích hợp dọc tiếp tục thực hiện cho các năm sau, thường 1 đến 2 năm đến khi tổng chi phí cộng lợi nhuận và thuế không cân bằng được doanh thu bán điện thu được (doanh thu bằng sản lượng điện bán được nhân với khung giá bán lẻ) lúc này Công ty điện lực tích hợp này sẽ đệ trình khung giá bán lẻ điện mới để Chính phủ phê duyệt và cứ tiếp tục thực hiện như vậy. Hạn chế của mô hình này: Mô hình Công ty điện lực tích hợp dọc này sau nhiều năm vận hành nó đã bộc lộ những hạn chế như sau: Do Công ty điện lực tích hợp phần lớn sử dụng nguồn vốn ngân sách nhà nước để bù lỗ, nên chưa tự cân đối tài chính để đảm đương toàn bộ nhu cầu sử dụng điện cho khu vực nên hầu hết sử dụng nguồn vốn từ nhà nước, vì vậy trong quá trình phát triển nguồn vốn ngân sách không thể bao tiêu toàn bộ việc đầu tư hệ thống điện đảm bảo nhu cầu phát triển của đất nước, đặc biệt không đủ nguồn tài chính để phát triển đủ và kịp thời nguồn điện cấp cho quốc gia và từ thực tế đó đã hình thành và phát triển các loại hình nhà máy điện độc lập khác ra đời như IPP, BOT.v.v các máy này được đầu tư từ các Tập đoàn kinh tế nhà nước khác hoặc từ các Nhà đầu tư tư nhân trong và ngoài nước. Các nhà máy điện này sẽ bán điện cho Công ty điện lực tích hợp dọc này. Do có nhiều loại sở hữu các nhà máy điện nên cũng từ đây phát sinh ra những mâu thuẫn khác trong khâu phát điện, các nhà máy do doanh nghiệp khác vận hành được đối xử không công bằng và phát sinh những mâu thuẫn trong việc huy động phát điện, nên sau thời gian, các nhà quản lý đã cải tiến nó và hình thành mô hình Thị trường điện cạnh tranh.

Từ các phân tích trên, theo NCS “Thị trường điện cạnh tranh là hệ thống cung ứng điện năng và nhu cầu sử dụng điện gặp nhau, được xác định bằng giá bán điện trên thị trường nhằm thỏa mãn các lợi ích kinh tế của người mua và người bán”. Như vậy, khâu sản xuất điện năng muốn có thị trường cạnh tranh thì các nhà máy điện phải thuộc sở hữu bởi nhiều công ty khác nhau thay vì trực thuộc một công ty duy nhất quản lý và điều hành. Khâu truyền tải và phân phối có đặc điểm là trên một mặt bằng địa lý không thể để nhiều công ty cùng xây dựng nhiều lưới điện truyền tải và phân phối, do đó có thể chấp nhận một công ty độc quyền cung ứng dịch vụ này. Khâu kinh doanh điện năng muốn có cạnh tranh thì phải tạo cơ chế để có nhiều nhà cung ứng cùng tham gia thị trường.

Tạo lập thị trường điện cạnh tranh là một quá trình phức tạp đòi hỏi phải lập kế hoạch, quản lý và giám sát liên tục can trọng. TTĐ nhằm mục đích cân bằng lợi ích của người tiêu dùng, nhà máy phát điện và môi trường, đồng thời thúc đẩy hiệu quả kinh tế và đổi mới trong lĩnh vực năng lượng.

Thị trường điện cạnh tranh bao gồm việc tạo ra một môi trường nơi nhiều nhà cung cấp điện và người tiêu dùng có thể tương tác tự do, thúc đẩy hiệu quả, đổi mới

và giảm giá. Dưới đây là các thành phần và bước chính để hình thành thị trường điện cạnh tranh.

i) Cơ cấu và quy định thị trường: Xác định cấu trúc thị trường, bao gồm thị trường bán buôn và bán lẻ. Xây dựng các quy định và hướng dẫn nhằm đảm bảo cạnh tranh công bằng, bảo vệ người tiêu dùng và bền vững môi trường.

ii) Nguồn điện: Khuyến khích các nguồn phát điện khác nhau như nhiên liệu hóa thạch, năng lượng tái tạo (mặt trời, gió, thủy điện) và điện hạt nhân. Tạo điều kiện dễ dàng cho các nhà sản xuất máy phát điện gia nhập thị trường.

iii) Truyền tải và phân phối: Tách biệt chức năng truyền tải và phân phối khỏi nguồn điện để tránh tình trạng độc quyền. Quy định các nhà vận hành lưới điện để đảm bảo quyền truy cập không phân biệt đối xử vào mạng lưới truyền tải.

iv) Nhà điều hành thị trường: Chỉ định một nhà điều hành thị trường độc lập chịu trách nhiệm thanh lọc thị trường, lập kế hoạch và đảm bảo cạnh tranh công bằng. Triển khai các cơ chế thị trường như thị trường ngày tới và thị trường thời gian thực trong kinh doanh điện.

v) Giá điện: Cho phép các lực lượng thị trường quyết định giá điện, giá điện dao động theo cung cầu. Thực hiện định giá theo thời gian sử dụng để khuyến khích quản lý phía cầu.

vi) Thành viên thị trường: Cho phép nhiều nhà cung cấp điện, nhà máy phát điện và nhà bán lẻ cạnh tranh. Cho phép người tiêu dùng tự do lựa chọn nhà cung cấp điện.

vii) Hợp đồng và thỏa thuận: Tạo điều kiện thuận lợi cho việc sử dụng các loại hợp đồng khác nhau (ví dụ: hợp đồng song phương, hợp đồng mua bán điện) trong mua bán điện. Khuyến khích các hợp đồng dài hạn để mang lại sự ổn định cho các nhà phát điện và người tiêu dùng.

viii) Minh bạch thị trường: Đảm bảo tính minh bạch trong hoạt động thị trường, bao gồm công bố dữ liệu về giá cả và tính sẵn có theo thời gian thực. Cung cấp cho người tham gia thị trường khả năng tiếp cận thông tin liên quan.

ix) Cơ chế năng lực: Xem xét thị trường công suất hoặc cơ chế để đảm bảo độ tin cậy của lưới điện và duy trì đủ công suất dự trữ.

x) Cân nhắc về môi trường: Thúc đẩy các nguồn năng lượng xanh và thiết lập các cơ chế như tín dụng năng lượng tái tạo hoặc định giá carbon. Khuyến khích sử dụng năng lượng hiệu quả và giảm phát thải. [55]

xi) Giáo dục người tiêu dùng: Giáo dục người tiêu dùng về quyền và lựa chọn của họ trên thị trường điện. Thúc đẩy việc bảo tồn và sử dụng năng lượng hiệu quả để giảm nhu cầu.

xii) Đổi mới và công nghệ: Hỗ trợ nghiên cứu và phát triển công nghệ năng lượng. Tận dụng các công nghệ mới nổi như lưới điện thông minh, lưu trữ năng lượng.

1.1.2.3. Các bộ phận cấu thành thị trường điện cạnh tranh

Thị trường điện cạnh tranh gồm hai bộ phận sau: (i) Thị trường bán buôn cạnh

tranh (WEM); và (ii) Thị trường bán lẻ cạnh tranh (REM). Nếu các mô hình TTĐ cạnh tranh được thiết kế và thực hiện đúng bản chất như tên gọi của nó là sự cạnh tranh thì sẽ đem lại nhiều lợi ích to lớn xã hội, cho nhà đầu tư và cho tất cả thành viên tham gia thị trường, đó là:

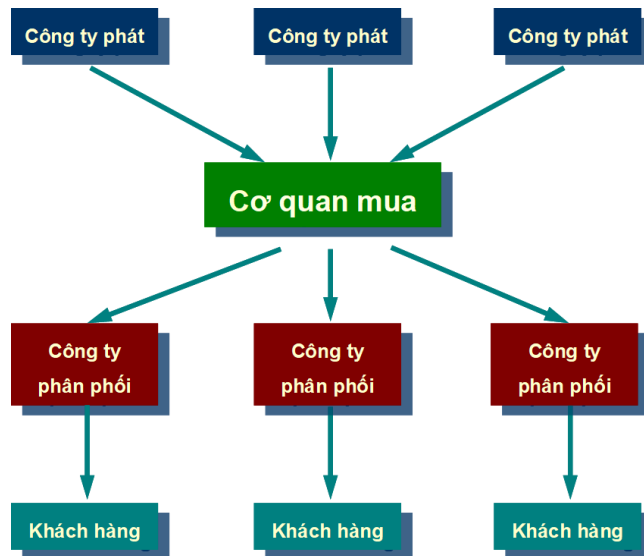
- Giải quyết được bài toán giá điện tối ưu;
- Tạo được môi trường khuyến khích đầu tư hiệu quả;
- Tạo cơ hội để phát triển năng lượng sạch và bảo vệ môi trường một cách bền vững.

a. Thị trường bán buôn điện cạnh tranh

Thị trường bán buôn điện cạnh tranh được tổ chức theo một trong các mô hình sau:

(i) Mô hình nhiều người bán và một người mua duy nhất

Khác với mô hình độc quyền liên kết dọc truyền thống (hình 4), mô hình này được cải tiến hơn để có sự cạnh tranh công bằng hơn trong khâu phát điện, các Nhà máy điện trước đây thuộc Công ty điện lực tích hợp dọc được tách ra để hoạt động độc lập về vận hành và kinh doanh. Công ty điện lực tích hợp dọc sẽ chỉ còn quản lý Công ty truyền tải, Công ty phân phối và bán lẻ điện. Lúc này Công ty tích hợp dọc trở thành Người mua duy nhất, có trách nhiệm mua điện từ các Công ty nguồn điện để bán lại cho các khách hàng sử dụng điện trên lãnh thổ quốc gia hoặc khu vực được giao quản lý. Các Công ty nguồn này sẽ được cạnh tranh nhau về giá để bán điện cho Người mua duy nhất [37].



Hình 1.4: Mô hình cạnh tranh phát điện (mô hình một người mua duy nhất)

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Nguyên tắc hoạt động mô hình trên là Người mua duy nhất được mua điện từ các nhà máy điện bằng 2 cách: Cách thứ nhất qua thị trường giao ngay và cách thứ hai là người mua duy nhất sẽ ký hợp đồng song phương trực tiếp với nhà máy điện. Đối với thị trường giao ngay: giá điện sẽ được cạnh tranh theo từng giờ hoặc nửa giờ,

các nhà máy điện sẽ chào giá điện theo từng công suất phát của mình theo từng giờ/nửa giờ, căn cứ vào tổng nhu cầu phụ tải sử dụng điện theo từng giờ trong ngày, cơ quan vận hành thị trường sẽ chạy phần mềm chuyên dụng để khớp tổng công suất cung được chào và tổng nhu cầu phụ tải cầu để khớp lệnh cho ra kết quả thị trường, trong đó có từng công suất phát cố từng nhà máy và giá bán điện theo từng giờ tương ứng. Với cách thực hiện này người mua duy nhất sẽ mua điện từ các nhà máy với giá điện được cạnh tranh theo từng giờ/nửa giờ. Đối với loại hợp đồng song phương Bilateral contract thì Người mua duy nhất ký trực tiếp với nhà sản xuất điện. Thường loại này ít được cạnh tranh về giá, nó được áp dụng cho các nhà máy qui mô nhỏ, hoặc loại nhà máy cần được khuyến khích đầu tư theo cơ chế đặc biệt như năng lượng tái tạo...

Nguyên tắc hình thành giá điện bán lẻ của mô hình: Cũng giống như mô hình độc quyền liên kết dọc truyền thống, giá điện bán lẻ cho khách hàng cuối cùng cũng dựa vào Tổng chi phí thực hiện của Người mua duy nhất bao gồm chi phí mua điện từ Thị trường giao ngay và qua hợp đồng song phương, cộng với các chi phí truyền tải, phân phối, dịch vụ, lợi nhuận và thuế... và được Cơ quan Thẩm quyền Nhà nước phê duyệt.

Mô hình này có nhược điểm là giá điện bán lẻ cuối cùng không phản ánh sự thay đổi giá điện trực tiếp từ những thay đổi giá bán buôn trong khâu phát điện, trong trường hợp giá điện cạnh tranh nguồn xuống thấp, thì khách hàng sử dụng điện cuối cùng không được hưởng lợi từ sự cạnh tranh này. Theo nhận định của các nhà kinh tế thì mô hình này là một mô hình không hoàn hảo và là mô hình nguy hiểm cần phải vượt qua nhanh. Vì nó đang kết hợp các yếu tố của về sự độc quyền mua cả lẫn độc quyền bán. Độc quyền mua: vì chỉ có một người mua nên việc phát triển các nhà máy điện mới sẽ bị gây khó khăn, việc ký các hợp đồng PPA sẽ có những điều khoản không được song phẳng, vì vậy việc phát triển các nhà máy điện mới có thể bị gây khó khăn khi tham gia vào hệ thống. Độc quyền bán: Mô hình này khách hàng sử dụng điện cuối cùng phụ thuộc vào Người mua duy nhất, không được quyền được lựa chọn và thay đổi được nhà cung cấp điện [4].

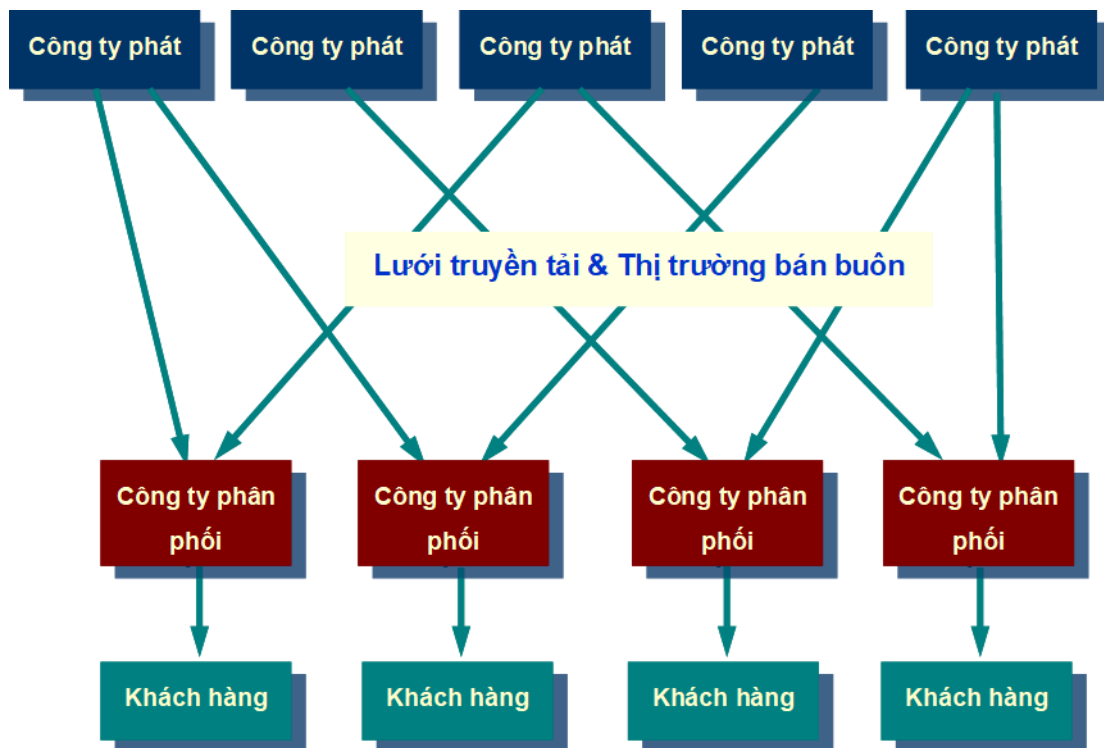
(ii) Mô hình nhiều người mua và nhiều người bán

Mô hình này khắc phục được những tồn tại của mô hình phát điện cạnh tranh, tạo ra được nhiều người mua và nhiều người bán hơn. Không còn Người mua duy nhất nữa, tách các Công ty phân phối và bán lẻ được hoạt động độc lập và cạnh tranh với nhau. Các Công ty truyền tải được hoạt động độc lập với cả khâu phát điện và phân phối điện. Các Công ty phân phối được hoạt động độc lập, cạnh tranh tiết kiệm chi phí để bán điện cho các khách hàng trong khu vực mình với giá điện cạnh tranh. Các công ty phân phối được quyền trực tiếp ký hợp đồng song phương PPA với các Nhà máy điện khác nhau [6].

Cách thức hình thành giá bán lẻ của mô hình này là giá điện bán lẻ sẽ được thể hiện tức thời theo từng khu vực của Công ty phân phối (DSC). Giá bán lẻ sẽ bằng chi

phí mua điện của DSC mua qua thị trường và các hợp đồng song phương được ký giữa DSC và Công ty phát điện và cộng với phí truyền tải, phí phân phối và phí dịch vụ trong khu vực của DSC quản lý như vậy giá điện bán lẻ trong trường hợp này sẽ thay đổi khác theo từng giờ và phản ánh thay đổi trực tiếp giá điện cạnh tranh ở khâu phát điện. Các phí truyền tải, phân phối và dịch vụ do Nhà nước kiểm soát. Việc thực hiện Thị trường giao ngay cũng tương tự như mô hình trước, các nhà máy cũng chào công suất phát và giá, còn phía nhu cầu thì các DSC sẽ đưa ra nhu cầu phụ tải từng DSC để khớp lệnh cho ra kết quả. Với mô hình này các DSC có quyền được lựa chọn và thay đổi các nhà sản xuất điện, và từ đó khách hàng trong phạm vi DSC sẽ được hưởng lợi thêm về quyền lựa chọn của mình.

Tuy nhiên Mô hình này vẫn còn tồn tại các khách hàng cuối cùng nhỏ hơn trong khu vực DSC quản lý có thể chưa được quyền lựa chọn và thay đổi Công ty phân phối, nhà cung cấp điện trực tiếp của mình [7].



**Hình 1.5: Thị trường điện cạnh tranh bán buôn
(Mô hình nhiều người mua, nhiều người bán)**

(Nguồn: NCS tổng hợp)

b. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh

Trong mô hình này, người sử dụng điện có thể được cung cấp điện từ các Công ty phân phối điện (DSC) hoặc các Công ty bán lẻ (SC) khác nhau. SC là một thành viên mới tham gia thị trường xuất hiện trong Mô hình này. SC là đơn vị mua bán lẻ và không có lưới điện phân phối riêng, đứng ra giao dịch để mua điện từ các nhà máy

điện và cung cấp lại cho các khách hàng ở bất kỳ khu vực nào. Các DSC phải cung cấp quyền truy cập vào mạng của họ (với một khoản phí nhất định) cho bất kỳ SC nào và cả nhà sản xuất nguồn điện (PGC và NPP) để bán điện cho người tiêu dùng được kết nối với mạng lưới điện. Xuất hiện sự cạnh tranh trong lĩnh vực cung cấp điện bán lẻ đã làm nảy sinh những kỳ vọng lớn. [38]

Với mô hình hình này giá điện bán lẻ sẽ thể hiện một cách tức thời theo giờ hoặc nửa giờ theo thời gian giao dịch của thị trường. Giá điện lúc này sẽ theo giá thị trường điện cạnh tranh một cách rõ ràng và minh bạch nhất. Đây là mô hình cạnh tranh hoàn hảo nhất, tất cả các khách hàng sử dụng điện đều có quyền lựa chọn và thay đổi cả Công ty phát điện, Công ty phân phối điện, công ty bán lẻ điện nếu không được phục vụ tốt để được thỏa mãn nhu cầu sử dụng điện của mình.



Hình 1.6: Mô hình TTĐ bán lẻ cạnh tranh

(Nguồn: NCS tổng hợp)

1.1.2.4. Sự cần thiết của thị trường điện cạnh tranh

Việc xây dựng và phát triển thị trường điện cạnh tranh nhằm hướng tới các mục tiêu:

- Xóa bỏ độc quyền, tạo lập một môi trường sản xuất, kinh doanh điện công bằng, minh bạch trong các khâu phát điện, bán buôn điện, bán lẻ điện.
- Giá điện do thị trường quyết định, không một tổ chức, cá nhân nào có thể can thiệp vào các mức giá (bán buôn, bán lẻ), đồng thời phản ánh đúng, đầy đủ các chi phí đầu vào hợp lý, hợp lệ, có sự liên thông với mức giá trên thị trường nhiên liệu đầu

vào như than, khí tự nhiên, khí LNG... Giá bán lẻ điện phản ánh đúng chi phí mua điện đầu vào (chi phí phát điện, chi phí truyền tải điện, chi phí phân phối điện bán buôn và bán lẻ). Qua đó, thị trường điện cạnh tranh góp phần bảo vệ quyền lợi chính đáng, hợp pháp của các chủ đầu tư vào ngành điện; Dung hoà lợi ích các chủ thể tham gia; Đảm bảo tính hiệu quả của thị trường điện...

- Cạnh tranh làm giảm giá bán ở khâu phát điện, gia tăng hiệu quả cung cấp điện: thông qua cạnh tranh và các biện pháp điều tiết đối với dịch vụ truyền tải và phân phối TTD góp phần nâng cao hiệu quả của ngành công nghiệp điện hướng đến việc giảm chi phí trong toàn bộ chuỗi cung ứng điện. Với môi trường cạnh tranh, các đơn vị phát điện sẽ phải đầu tư cơ sở hạ tầng để đẩy mạnh ứng dụng khoa học và công nghệ nhằm nâng cao năng lực công nghệ làm tăng hiệu quả và năng suất, cắt giảm chi phí sản xuất mang lại lợi thế khi chào giá trên thị trường.

- TTD với cơ chế giao dịch công khai, minh bạch sẽ hỗ trợ cho sự phát triển của ngành công nghiệp điện đúng với các quy luật kinh tế và thị trường. Khi thị trường vận hành có hiệu quả, thể hiện ở các tín hiệu quan trọng như giá điện, quy mô tăng trưởng ..., sẽ thu hút được các khoản đầu tư mới vào ngành điện, bảo đảm an ninh năng lượng, gia tăng sự cạnh tranh và vận hành hiệu quả của toàn hệ thống.

- Cạnh tranh làm cho chất lượng các dịch vụ về điện tăng lên rõ rệt.

- Thay thế dần các nhà máy nhiệt điện có chi phí sản xuất lớn gây ô nhiễm môi trường bằng các nhà máy năng lượng tái tạo với chi phí thấp, thân thiện với môi trường. Tạo cơ hội để phát triển năng lượng sạch và bảo vệ môi trường một cách bền vững.

Với tầm quan trọng nêu trên, việc xây dựng và phát triển một thị trường điện cạnh tranh là xu hướng tất yếu mà các quốc gia, trong đó có Việt Nam, đã và đang hướng tới.

1.2. Phát triển thị trường điện cạnh tranh

1.2.1. Khái niệm phát triển thị trường điện cạnh tranh

Theo quan điểm duy vật biện chứng của triết học Mác - Lênin, phát triển là một phạm trù triết học dùng để chỉ quá trình vận động tiến lên từ thấp đến cao, từ đơn giản đến phức tạp, từ kém hoàn thiện đến hoàn thiện hơn của sự vật.

TTĐ vận động và phát triển theo những quy luật khách quan như quy luật cung - cầu, quy luật cạnh tranh, quy luật giá cả... Bên cạnh đó, TTD có đặc điểm riêng để tạo các điều kiện cần thiết để các giao dịch giữa người mua và người bán được thực hiện đảm bảo cung - cầu được cân bằng ở mọi thời điểm về mặt kỹ thuật. Để đáp ứng được các điều kiện như trên, hạ tầng kỹ thuật - công nghệ phục vụ cho TTD cũng có những cơ chế, tổ chức và đặc điểm riêng.

Phát triển của thị trường điện cạnh tranh là một quá trình chuyển đổi từ ngành điện được điều tiết và tích hợp theo chiều dọc sang thị trường mở và cạnh tranh. Quá trình chuyển đổi này cũng ảnh hưởng đến doanh nghiệp phân phối điện và cung cấp

điện [58]. Phát triển TTĐ cạnh tranh là đề cập đến quá trình xây dựng và hoàn thiện khung pháp lý và cấu trúc thị trường trong lĩnh vực năng lượng nhằm thúc đẩy cạnh tranh giữa các nhà cung cấp điện khác nhau và khuyến khích các lực lượng thị trường xác định giá điện và phân bổ nguồn lực. Mục tiêu cuối cùng là tạo ra một môi trường thị trường có lợi cho cả nhà sản xuất và người tiêu dùng bằng cách thúc đẩy cạnh tranh, hiệu quả và đổi mới trong ngành điện.

Phát triển TTĐ là quá trình thay đổi của TTĐ và các yếu tố cấu thành nên thị trường về lượng và chất theo hướng hoàn thiện hơn. Đây là quá trình phát triển đồng bộ và bền vững các yếu tố cơ bản của thị trường bao gồm cung, cầu, hạ tầng truyền tải và phân phối điện, các nền tảng và cơ chế phục vụ giao dịch TTĐ, giá điện. Ở đây các yếu tố cơ bản nhất cấu thành TTĐ bao gồm: cung, cầu và các yếu tố giúp kết nối cung - cầu đóng vai trò là nền tảng giao dịch.

Trong số các yếu tố cơ bản nêu trên, hạ tầng lưới điện truyền tải ở đa số các nước trên thế giới đều do Nhà nước giữ độc quyền do đây là hạ tầng có chi phí đầu tư lớn, thực thi các yêu cầu và chức năng bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.

Từ các phân tích trên, theo NCS “Phát triển thị trường điện cạnh tranh là tổng hợp các cách thức, biện pháp để tổ chức phát triển về lượng các yếu tố/bộ phận cấu thành thị trường (thị trường bán buôn, thị trường bán lẻ) nhằm thúc đẩy sự phù hợp giữa cung - cầu điện năng và nâng cao chất lượng hoạt động của thị trường.

Nhìn chung, việc phát triển thị trường điện của các nước là giống nhau, đều phát triển từ độc quyền cho tới cấp độ cao nhất là thị trường điện bán lẻ [14]:

- Cấp độ 1: Độc quyền, ở đó đơn vị độc quyền kiểm soát toàn bộ chuỗi cung ứng bao gồm sản xuất, truyền tải, phân phối điện.

- Cấp độ 2: Cạnh tranh trong khâu sản xuất điện (trên thực tế thường dùng “thị trường phát điện cạnh tranh”), thị trường mở cửa có thêm sự tham gia của các đơn vị sản xuất điện độc lập.

- Cấp độ 3: Cạnh tranh bán buôn, khi các công ty phân phối điện được mua điện trực tiếp từ các nhà sản xuất điện.

- Cấp độ 4: Cạnh tranh bán lẻ, khi đó thị trường ở trạng thái cạnh tranh cao nhất, khách hàng được quyền lựa chọn nhà cung cấp điện ở cấp độ bán lẻ.

1.2.2. Nội dung và các tiêu chí đánh giá sự phát triển thị trường điện cạnh tranh

1.2.2.1. Nội dung phát triển thị trường điện cạnh tranh

a. Chủ thể phát triển thị trường điện cạnh tranh

Phát triển thị trường điện cạnh tranh có sự tham gia của nhiều chủ thể. Những thực thể này đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo thị trường hoạt động hiệu quả, công bằng và cạnh tranh. Dưới đây là một số chủ thể chính tham gia vào việc phát triển thị trường điện cạnh tranh:

Nhà nước: chủ thể phát triển thị trường điện cạnh tranh về phía Nhà nước gồm Chính phủ, mà trực tiếp là các cơ quan quản lý chuyên ngành và các cấp chính quyền

địa phương. Để phát triển thị trường, Chính phủ và các cơ quan quản lý nhà nước phải hoạch định chiến lược và các lộ trình phát triển cụ thể đối với từng bộ phận thị trường, kiến tạo môi trường pháp lý cho sự phát triển. Cơ chế chính sách vĩ mô đối với phát triển thị trường điện cạnh tranh thường bao gồm các quy định về mô hình hoạt động của thị trường, cơ chế thanh tra, giám sát thị trường; quy định điều kiện tham gia, quyền hạn, trách nhiệm của các chủ thể tham gia thị trường (điều kiện thành lập doanh nghiệp, chính sách thuế đối với các hoạt động sản xuất, cung ứng điện năng, hạ tầng kỹ thuật công nghệ,...) v.v. Cơ chế chính sách vĩ mô có tác động mạnh mẽ đến sự phát triển của nền kinh tế xã hội nói chung và thị trường điện, thị trường điện cạnh tranh nói riêng theo một trong hai chiều hướng: thúc đẩy hoặc kìm hãm sự phát triển của thị trường. Một cơ chế chính sách hợp lý, phù hợp với điều kiện thực tế của nền kinh tế - xã hội sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho sự phát triển của đồng bộ, an toàn và bền vững, góp phần bảo vệ môi trường Cấp độ 2: Cạnh tranh trong khâu sản xuất điện, thị trường mở cửa có thêm sự tham gia của các đơn vị sản xuất điện độc lập.

Các doanh nghiệp tham gia vào chuỗi cung ứng điện năng: tham gia thị trường điện gồm các doanh nghiệp phát điện, bán buôn, bán lẻ. Để phát triển trong môi trường cạnh tranh, mỗi doanh nghiệp cần xây dựng được chiến lược phù hợp với điều kiện các nguồn lực (tài chính, nhân lực, công nghệ...).

Người tiêu dùng: Người tiêu dùng là người sử dụng điện cuối cùng, bao gồm khách hàng dân cư, thương mại và công nghiệp... Trong thị trường cạnh tranh, người tiêu dùng có quyền tự do lựa chọn nhà cung cấp điện cho mình.

b. Nội dung phát triển thị trường điện cạnh tranh

Nội dung phát triển thị trường điện cạnh tranh bao gồm việc tạo ra một hệ thống thành tố và lực lượng cấu thành đáp ứng nhu cầu thị trường, thúc đẩy cạnh tranh giữa các thành phần thị trường khác nhau, nâng cao hiệu quả của các giao dịch mua bán và từng bước xóa bỏ kiểm soát độc quyền về giá để đảm bảo thị trường công bằng và minh bạch.

• **Phát triển nguồn cung điện năng trên cơ sở đáp ứng kịp thời nhu cầu của thị trường.** Điều này đòi hỏi phải thiết kế và triển khai một hệ thống đáp ứng được nhu cầu năng động của thị trường. Tuy nhiên, nhu cầu điện thay đổi liên tục, các nhà cung cấp cần tạo ra nhiều năng lượng điện hơn khi nhu cầu cao và ít hơn khi nhu cầu thấp. Cung cấp điện phải phù hợp với nhu cầu, nhưng nhu cầu thay đổi trong suốt một ngày, một tuần, một năm, nên yêu cầu cơ quan kiểm soát, đơn vị vận hành hệ thống truyền tải, phải điều phối các tổ máy phát điện để đáp ứng nhu cầu dự kiến của hệ thống trên toàn lưới truyền tải. Tách biệt các chức năng cạnh tranh tiềm tàng của việc phát điện và bán lẻ khỏi các chức năng độc quyền tự nhiên về truyền tải và phân phối. Hình thành thị trường điện bán buôn và thị trường điện bán lẻ. Tuy nhiên, đây là một trong những thách thức trong phát triển thị trường điện cạnh tranh.

Duy trì tốc độ tăng trưởng các nguồn điện, đảm bảo tính ổn định và có khả năng

đáp ứng kịp thời các biến cố do thiên tai, thời tiết, mùa vụ... gây ra. Chú trọng phát triển các nguồn điện sạch, NLTT (điện gió, điện mặt trời...), hướng tới mục tiêu tăng tỉ lệ năng lượng xanh, đảm bảo bền vững về môi trường. Muốn vậy, phải xây dựng một cơ chế dự báo hiệu quả để dự đoán mô hình tiêu thụ điện, đảm bảo sự cân bằng giữa cung và cầu. Triển khai các công nghệ và cơ sở hạ tầng cho phép điều chỉnh nhanh chóng hoạt động sản xuất điện nhằm giải quyết những biến động về nhu cầu, cuối cùng là thúc đẩy nguồn cung cấp điện có khả năng thích ứng và đáp ứng tốt hơn.

• **Phát triển các thành tố và lực lượng cấu thành thị trường điện cạnh tranh với cơ cấu hợp lý** trên cơ sở hoàn thiện khung pháp lý để thu hút, khuyến khích đông đảo các loại hình doanh nghiệp tham gia thị trường cạnh tranh, đảm bảo tính công bằng và lợi ích chính đáng của các chủ thể tham gia thị trường, đảm bảo sự bình đẳng giữa các nhóm doanh nghiệp: Doanh nghiệp nhà nước, doanh nghiệp tư nhân, doanh nghiệp BOT.

Thị trường điện cạnh tranh bao gồm nhiều thành tố, lực lượng cấu thành khác nhau, mỗi thành phần có vai trò khác nhau trong chuỗi cung ứng. Sự tương tác giữa các thành phần này một cách khoa học, hiệu quả và tuân thủ luật pháp góp phần quan trọng vào sự phát triển của thị trường điện cạnh tranh. Những thay đổi trong một phân khúc thị trường có thể có tác động đến toàn bộ chuỗi cung ứng điện, ảnh hưởng đến mọi thành phần tham gia chuỗi cung ứng. Quản lý và phối hợp hiệu quả giữa các lực lượng và thành phần cấu thành góp phần tạo nên một thị trường điện cạnh tranh và mạnh mẽ.

Cơ quan quản lý: Các cơ quan quản lý nhà nước có chức trách điều tiết thị trường điện, giám sát cạnh tranh, thiết lập các tiêu chuẩn và đảm bảo thực hành công bằng, tác động đến hành vi của những người tham gia thị trường, bao gồm các tiêu chuẩn môi trường, yêu cầu về năng lượng tái tạo và người tiêu dùng.

Doanh nghiệp phát điện: Các doanh nghiệp này sử dụng các nguồn năng lượng khác nhau để tạo ra điện. Việc thành lập một loạt các doanh nghiệp sản xuất điện sẽ khuyến khích cạnh tranh, đổi mới và sử dụng các nguồn năng lượng khác nhau, thúc đẩy tính bền vững và giảm sự phụ thuộc vào một loại năng lượng duy nhất.

Doanh nghiệp phân phối: Các công ty phân phối vận hành mạng điện áp thấp để cung cấp điện cho người dùng cuối (khách hàng dân cư, thương mại và công nghiệp). Hệ thống phân phối hiện đại có thể kết hợp các công nghệ lưới điện thông minh sẽ góp phần cải thiện hiệu quả, độ tin cậy và tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo.

Doanh nghiệp bán lẻ: Các nhà bán lẻ tương tác trực tiếp với người dùng cuối, cung cấp dịch vụ thanh toán, hỗ trợ khách hàng và quản lý tài khoản khách hàng. Các nhà bán lẻ đưa ra nhiều gói giá và biểu giá khác nhau cho người dùng cuối, khuyến khích sử dụng năng lượng hiệu quả và lựa chọn cho khách hàng.

Thị trường bán buôn điện: Đây là nơi mua bán điện với số lượng lớn. Những người tham gia thị trường bao gồm các nhà sản xuất điện và người mua bán buôn như

công ty phân phối, và người tiêu dùng công nghiệp lớn. Quá trình kết nối cung cấp điện với nhu cầu ở mức giá thị trường. Điều này có thể được thực hiện thông qua đấu giá hoặc các cơ chế thị trường khác. Xây dựng thị trường bán buôn cạnh tranh sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc mua bán điện hiệu quả giữa nhà sản xuất điện và nhà bán lẻ, thúc đẩy giá cả hợp lý và giao dịch minh bạch.

Mạng truyền tải: Các công ty truyền tải sở hữu và bảo trì các hệ thống đường dây truyền tải điện áp cao và các trạm biến áp vận chuyển điện trên khoảng cách xa. Hoạt động của lưới điện truyền tải liên quan đến việc cân bằng cung và cầu trong thời gian thực, đảm bảo sự ổn định của lưới điện và quản lý các vấn đề tắc nghẽn.

• **Từng bước xóa bỏ độc quyền trong xác định giá điện.** Hướng tới loại bỏ sự độc quyền trong việc xác định giá điện, thúc đẩy cạnh tranh công bằng và thiết lập một hệ thống định giá phản ánh chính xác sự tương tác năng động giữa cung và cầu trên thị trường điện.

Giá chính là yếu tố chủ yếu thể hiện hiệu quả vận hành của thị trường và là động lực thúc đẩy sự tham gia của các bên vào thị trường. Mức giá bán buôn điện phải đảm bảo phản ánh đúng và đầy đủ về chi phí biên của hệ thống điện, đồng thời được xác định tính toán một cách công bằng và minh bạch giữa các nhà máy điện. Tùy thuộc vào từng giai đoạn phát triển của thị trường bán lẻ, mức giá bán lẻ điện cần được điều chỉnh phù hợp, phản ánh đúng, đầy đủ chi phí ở tất cả các khâu và được điều chỉnh khi các yếu tố đầu vào thay đổi dựa trên chứng từ hợp pháp, hợp lệ. Xóa bỏ hoàn toàn tình trạng bù chéo giữa các nhóm khách hàng, bù giá trong giá bán lẻ điện. Các cơ chế chính sách hỗ trợ về giá của nhà nước đối với các trường hợp đặc thù cần được tách bạch và độc lập với giá bán lẻ điện [34].

Nâng cao chất lượng, hiệu quả các giao dịch mua bán điện, phòng ngừa các biểu hiện độc quyền, gian lận thương mại, thông qua việc kết hợp đổi mới công nghệ, ra quyết định dựa trên dữ liệu, hỗ trợ pháp lý và nỗ lực hợp tác trong toàn ngành trên cơ sở: (i) Cải tiến, hoàn thiện mô hình tổ chức thị trường, nâng cao năng lực và chất lượng hoạt động của các tổ chức, đơn vị vận hành Hệ thống điện và Thị trường điện Quốc gia; nâng cấp, hiện đại hóa hạ tầng ngành điện, hệ thống truyền tải điện, triển khai các công nghệ tiên tiến, như lưới điện thông minh và hệ thống giám sát thời gian thực, có thể nâng cao hiệu quả kinh doanh điện bằng cách cung cấp dữ liệu chính xác về cung và cầu đảm bảo tính công bằng, công khai, minh bạch, phòng ngừa rủi ro trong kinh doanh điện; (ii) Hợp lý hóa các quy trình giao dịch thông qua nền tảng kỹ thuật số và tự động hóa có thể giảm bớt gánh nặng hành chính, giảm thiểu sai sót, đồng thời nâng cao tốc độ và độ tin cậy chung của giao dịch điện. Phân tích dữ liệu nâng cao và mô hình dự báo để phân tích dữ liệu lịch sử và xu hướng thị trường. Điều này có thể giúp các nhà giao dịch đưa ra quyết định sáng suốt hơn và tối ưu hóa chiến lược giao dịch của họ. Mô hình dự đoán có thể hỗ trợ dự báo cung và cầu điện, cho phép chủ động đưa ra quyết định và quản lý rủi ro. Triển khai hệ thống giám sát thời

gian thực để theo dõi biến động giá điện, nhu cầu và nguồn cung. Điều này cho phép các nhà giao dịch phản ứng kịp thời với những thay đổi của thị trường và tận dụng các cơ hội mới nổi hoặc giảm thiểu rủi ro. Tự động hóa các thuật toán giao dịch có thể cho phép đưa ra quyết định theo thời gian thực, nâng cao tính linh hoạt của những người tham gia thị trường; (iii) Xây dựng, sửa đổi, bổ sung và hoàn thiện hệ thống cơ sở pháp lý quy định hoạt động điều tiết, quy tắc TTĐ; quy định lưới điện truyền tải; quy định lưới phân phối; quy định về đo đếm điện năng; quy định về giá điện... phù hợp với cấu trúc và vận hành thị trường điện cạnh tranh. Khuyến khích cạnh tranh trên thị trường điện giúp loại bỏ sự kiểm soát độc quyền về giá, dẫn đến giá cả theo định hướng thị trường hợp lý dựa trên động thái cung và cầu. Thực hiện các quy định, chính sách ngăn chặn hành vi thao túng giá, phản cạnh tranh, đảm bảo sân chơi bình đẳng cho tất cả các bên tham gia thị trường. Thúc đẩy tính minh bạch trong cơ chế giá, cho phép người tiêu dùng và các bên tham gia thị trường hiểu rõ về cách xác định giá điện. (iv) Triển khai các giải pháp tăng cường tính minh bạch trên thị trường điện: cung cấp thông tin về giá điện, chi phí sản xuất và động lực cung-cầu cho tất cả những người tham gia thị trường và công chúng. Thiết lập nền tảng hoặc cơ quan chịu trách nhiệm phổ biến thông tin thời gian thực về giá điện và điều kiện thị trường.

1.2.2.2. Tiêu chí đánh giá sự phát triển thị trường điện cạnh tranh

Để đánh giá mức độ phát triển của thị trường điện cạnh tranh, có thể sử dụng nhiều tiêu chuẩn, tiêu chí, chỉ tiêu khác nhau. Trên cơ sở tham khảo các chỉ tiêu đánh giá sự phát triển đối với thị trường các hàng hóa, dịch vụ thông thường của một số nghiên cứu đã công bố, NCS cụ thể hóa, phát triển bổ sung thêm một số chỉ tiêu đánh giá sự phát triển của thị trường điện cạnh tranh, và phân chia thành 2 nhóm chỉ tiêu: các chỉ tiêu đánh giá quy mô (phản ánh mức tăng trưởng về lượng) và các chỉ tiêu phản ánh chất lượng hoạt động của thị trường.

a. Các chỉ tiêu phản ánh mức tăng trưởng về lượng

Tăng trưởng quy mô TTĐ cạnh tranh là nội dung cơ bản, thể hiện mức tăng cung và cầu điện năng cũng như mức tăng trưởng về số lượng các chủ thể tham gia thị trường. Mức tăng trưởng này có thể đánh giá qua các chỉ tiêu cụ thể sau:

- Mức tăng trưởng nguồn cung điện năng trên cơ sở đáp ứng đầy đủ, kịp thời nhu cầu điện của tất cả các lĩnh vực sản xuất – kinh doanh và tiêu dùng.

- Mức tăng trưởng nhu cầu điện

Đối với thị trường điện cạnh tranh, chỉ tiêu mức tăng trưởng nhu cầu điện cần được xem xét và đối chiếu với hệ số đàn hồi điện/GDP. Hệ số này nếu có xu hướng giảm dần sẽ là tín hiệu tốt cho thị trường.

- Mức tăng quy mô thị trường phát điện cạnh tranh/Tổng quy mô thị trường điện.

- Mức tăng trưởng quy mô thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

- Mức tăng trưởng số lượng các nhà máy sản xuất điện.
- Mức tăng trưởng số lượng doanh nghiệp bán buôn, bán lẻ điện trên thị trường điện cạnh tranh.

• Tỷ lệ tham gia của các nhà sản xuất/kinh doanh điện độc lập, các nhà sản xuất ngoài. Bên cạnh các nhà đầu tư truyền thống mức thu hút những nguồn đầu tư khác, đặc biệt là các nhà đầu tư tư nhân và nước ngoài là tiêu chí đánh giá thể hiện việc đa dạng hóa nguồn lực đầu tư cho TTĐ và cũng thể hiện sức khỏe của TTĐ, cho thấy thị trường vận hành tốt, không có sự lũng đoạn hoặc chi phối bởi số ít nhóm DN thống lĩnh hoặc chi phối TTĐ.

b.Các chỉ tiêu phản ánh chất lượng thị trường

(i) Tỷ lệ xanh hóa TTĐ theo hướng khuyến khích phát triển NLTT: thể hiện cơ cấu sản xuất điện hiện đại, đảm bảo bền vững về môi trường, giảm phát thải KNK. Phát triển điện NLTT cũng đồng nghĩa với việc gia tăng an ninh năng lượng cho quốc gia, bảo vệ hệ thống trước những cú sốc giá nhiên liệu hoặc giá năng lượng trên thế giới. Tiêu chí này thể hiện qua chỉ tiêu tăng trưởng công suất và điện thương phẩm tham gia giao dịch trên thị trường, mức gia tăng các dạng nguồn điện thân thiện hơn với môi trường như điện gió, điện mặt trời...

(ii) Chất lượng dịch vụ/hoạt động cung ứng điện: thể hiện qua một số tiêu chí như Mức độ hài lòng với các sở/ban/ ngành địa phương trong việc triển khai thủ tục xây dựng công trình, PCCC, môi trường? Chất lượng công việc của đơn vị điện lực hỗ trợ các thủ tục đấu nối, đóng điện, hợp đồng mua bán điện? Công tác vận hành xử lý sự cố đáp ứng nhu cầu vận hành ở mức độ nào? Mức độ hài lòng về tính minh bạch và công bằng trong việc định giá và tính toán tiền điện? Mức độ hài lòng về quy trình và thời gian giải quyết khiếu nại, hoặc yêu cầu hỗ trợ hướng dẫn từ EVN và các đơn vị cung ứng điện? Mức độ hài lòng trong việc thanh toán tiền điện?...

(iii) Mức độ cải thiện cơ chế cạnh tranh và tự do hóa: là cơ sở để nâng cao hiệu quả hoạt động và có giá điện hợp lý, mức độ cạnh tranh trong TTĐ sẽ tăng lên dần dần để tạo ra những động lực mạnh mẽ khuyến khích nâng cao hiệu quả toàn ngành. Thể hiện ở ba tiêu chí:

- Thực hiện đúng lộ trình xây dựng các cấp độ TTĐ.
- Rào cản gia nhập thị trường.
- Tính minh bạch của thị trường.

Hiện nay chưa có con số thống kê chính xác về số lượng các quốc gia phát triển thị trường điện. Tuy nhiên, theo tư vấn IES thì hiện nay trên thế giới có khoảng 50 thị trường điện, trong đó có thị trường điện quy mô liên bang (như ở Mỹ), Quốc gia (như ở Châu Á, Châu Úc, Mỹ Latin), thị trường điện liên Quốc gia (Châu Âu, Scandinavi). Phần lớn thị trường điện ở các quốc gia trên thế giới đang ở cấp độ chuyển tiếp giữa bán buôn và bán lẻ. Những thị trường hoạt động mạnh, ổn định và tăng trưởng tốt là các thị trường tại Mỹ (PJM, ERCOT,...), châu Âu (NordPool, Epex

Spot), Singapore (EMC), Úc (AEMO), New Zealand (NZEM),... Các thị trường điện đều xây dựng các bộ chỉ số nhằm cung cấp thông tin thị trường điện cho các bên tham gia thị trường. Các bộ chỉ số thị trường điện có thể được phân loại thành 4 loại (như bảng ở dưới). Tùy theo những mục đích và nhu cầu khác nhau, các bên tham gia thị trường sẽ quan tâm đến những chỉ số khác nhau. Đối với thị trường năng lượng sơ cấp cũng có 1 vài chỉ số tương tự như thị trường điện có thể áp dụng như: concentration index (mức độ tập trung), chỉ số cung-cầu...

Bảng 1.2: Phân loại chỉ số TTĐ

Phân loại chỉ số	Mục đích chỉ số	Các loại chỉ số chính
Tài chính (Settlement Outcomes)	Đánh giá tài chính của đơn vị tham gia TTĐ	Chỉ số về thanh toán thị trường điện (Thống kê doanh thu, chi phí trong thị trường, tương quan doanh thu hoặc chi phí thực tế và kế hoạch của các đơn vị) Chỉ số quản lý rủi ro thị trường (chỉ số sản lượng hợp đồng so với nhu cầu phụ tải, Chỉ số phân phối giá thị trường điện)
Mức độ cạnh tranh (Market Power)	Kiểm tra, đánh giá khả năng và hành vi lũng đoạn thị trường của các đơn vị tham gia TTĐ	Chỉ số cạnh tranh thị trường (Mức độ tập trung thị trường điện, Chỉ số tập trung thị trường điện) Chỉ số quản lý lũng đoạn thị trường Market power monitoring index
Giám sát tuân thủ (Compliance Performance)	Giám sát việc thực hiện các quy định vận hành thị trường điện của các đơn vị tham gia TTĐ	Chỉ số hành vi thị trường Các chỉ số kiểm toán tuân thủ quy định thị trường (tùy theo quy định của từng nước)
Báo cáo định kỳ (Routine Report)	Báo cáo vận hành định kỳ của thị trường điện	Chỉ số chung của thị trường điện Chỉ số cung và cầu (sai số dự báo phụ tải hệ thống, Chỉ số sai số dự báo phụ tải của TCTĐL, Chỉ số dự phòng hệ thống, Chỉ số biên dự trữ theo công suất sẵn sàng) Chỉ số giá (Chỉ số giá thị trường cho bên mua và bên bán, Tần suất SMP đạt đến giá trần, Chỉ số tần suất nhà máy giữ giá biên, Chỉ số tỷ lệ tăng trưởng giá mua điện trong thị trường điện so với giá mua điện theo hợp đồng, Chỉ số giá nhiên liệu) Các chỉ số Day Base, Day Peak, Month Base, Month Peak

(Nguồn: NCS tổng hợp và đề xuất)

Đối với những nhóm đối tượng riêng, việc quan tâm từng nhóm chỉ số thị trường điện là khác nhau (xem bảng 5).

Bảng 1.3: Các chỉ số được các bên quan tâm

Đơn vị	Chỉ số quan tâm	Mục đích
Cơ quan quản lý nhà nước/ Cơ quan điều tiết	Sức mạnh thị trường; Giám sát sự phù hợp.	Kiểm tra, đánh giá khả năng và hành vi lũng đoạn thị trường của các đơn vị tham gia TTĐ Giám sát việc thực hiện các quy định vận hành thị trường điện của các đơn vị tham gia TTĐ
Các bên tham gia thị trường (Gencos, Buyers, Retailers)	Báo cáo định kỳ; Sức mạnh thị trường.	Các bên tham gia thị trường cũng quan tâm các chỉ số Market Power để đánh giá mức độ minh bạch và tin cậy của thị trường
Đơn vị vận hành thị trường	Báo cáo định kỳ	Báo cáo vận hành định kỳ của thị trường điện

(Nguồn: NCS tổng hợp và đề xuất)

1.2.3. Các yếu tố quản lý nhà nước tác động đến phát triển thị trường điện cạnh tranh

Sự phát triển của thị trường điện cạnh tranh chịu tác động của nhiều yếu tố, về cơ bản có thể chia thành ba nhóm: các yếu tố thuộc về môi trường vĩ mô, môi trường ngành và môi trường vi mô/doanh nghiệp. Xét trên góc độ chủ thể phát triển thị trường điện, nội dung mục 1.2.2.1 cũng đã đề cập đến ba nhóm chủ thể: (1) Nhà nước: gồm Chính phủ mà trực tiếp là các cơ quan quản lý chuyên ngành, và các cấp chính quyền địa phương; (2) Các doanh nghiệp tham gia vào chuỗi cung ứng điện năng; và (3) Người tiêu dùng điện năng. Do luận án nghiên cứu dưới tiếp cận từ chuyên ngành QLKT nên trong nội dung này, tác giả chỉ tập trung luận giải các yếu tố QLNN tác động đến phát triển TTĐ cạnh tranh.

Sự phát triển của TTĐ tác động trực tiếp đến sự phát triển của nền kinh tế - xã hội, góp phần mở rộng và chuyển dịch cơ cấu ngành nghề, việc làm, mức sống và lối sống của người dân. Vì vậy, Nhà nước cần thực hiện chức năng quản lý thị trường điện cạnh tranh nhằm đảm bảo thị trường phát triển hiệu quả, minh bạch và công bằng. Vai trò quản lý nhà nước tác động đến sự phát triển của thị trường được thể hiện thông qua việc kiến tạo môi trường pháp lý, thiết lập mô hình tổ chức và thực hiện chức năng quản lý, thanh tra, giám sát toàn diện các hoạt động của thị trường; định hướng xây dựng hệ thống truyền tải điện quốc gia, thiết lập cơ quan/tổ chức vận hành, điều độ hệ thống điện...

1.2.3.1. Hệ thống pháp luật, chính sách đối với ngành công nghiệp điện lực

Hệ thống pháp luật, chính sách đối với ngành công nghiệp điện lực thể hiện qua các đạo luật, chính sách được ban hành để điều chỉnh sự vận hành và phát triển của ngành. Hệ thống pháp luật, chính sách quan trọng nhất và có liên quan mật thiết tới TTĐ là Luật Điện lực, các Chiến lược phát triển năng lượng như than, dầu, khí, NLTT, các Quy hoạch phát triển phân ngành năng lượng, các quy định về lộ trình hình thành TTĐ các cấp độ, các chính sách về an ninh năng lượng, các chính sách thu hút đầu tư... Bên cạnh đó, các chính sách và định hướng, chủ trương của Nhà nước còn có thể bao gồm chính sách về liên kết vận hành của ngành công nghiệp điện lực quốc gia với các nước trong khu vực, bao gồm các hoạt động xuất nhập khẩu điện và năng lượng. Chính sách này cũng đóng vai trò quan trọng, ảnh hưởng tới sự phát triển của TTĐ quốc gia.

1.2.3.2. Mô hình bộ máy tổ chức quản lý, giám sát thị trường điện

Khi phát triển TTĐ, các nội dung liên quan tới mô hình tổ chức quản lý thị trường đóng vai trò quan trọng thiết yếu. Thông thường, hoạt động quản lý nhà nước đối với thị trường điện được thực hiện bởi bộ công thương/bộ năng lượng. Ngoài ra còn có các tổ chức hiệp hội tự quản. Hoạt động quản lý thị trường điện an toàn, hiệu quả sẽ thực hiện được các mục đích: Bảo vệ quyền lợi của các chủ đầu tư vào ngành điện; Đảm bảo tính hiệu quả và minh bạch trong giao dịch trên thị trường điện; Dung hoà lợi ích các chủ thể trong thị trường; Ngăn chặn và kiểm soát các rủi ro dẫn đến làm sụp đổ thị trường.

Thị trường điện hiệu quả đòi hỏi hoạt động an ninh, giám sát thị trường, đảm bảo những nguyên tắc và chuẩn mực của mỗi quốc gia trong điều kiện hội nhập kinh tế. Vì vậy, việc thiết lập cấu trúc tổ chức các cơ quan quản lý TTĐ cùng với việc phân cấp chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và trách nhiệm của mỗi cơ quan phù hợp với thực tế phát triển của thị trường, với đặc điểm kinh tế - xã hội sẽ có tác động thúc đẩy thị trường phát triển và ngược lại.

Tổ chức quản lý, giám sát thị trường điện cần triển khai hoạt động này với các chủ thể, các khâu, các lĩnh vực hoạt động có liên quan đến toàn thị trường như: theo dõi việc thực hiện kế hoạch và dự án đầu tư phát triển nguồn điện, lưới điện truyền tải, lưới điện phân phối để đảm bảo thực tế phát triển phù hợp với quy hoạch phát triển đã được phê duyệt; xác định tỉ lệ công suất và tỉ lệ điện năng giữa hình thức mua bán thông qua hợp đồng có thời hạn và mua bán giao ngay phù hợp với các cấp độ phát triển của thị trường; kiểm tra việc xác định giá điện, giải quyết khiếu nại và tranh chấp trên thị trường điện...

1.2.3.3. Các yếu tố khác

Ngoài vai trò kiến tạo môi trường pháp lý và tổ chức bộ máy quản lý, giám sát thị trường, Chính phủ, các cấp chính quyền địa phương và các cơ quan quản lý nhà nước chuyên ngành còn có vai trò quan trọng trong định hướng phát triển và thực hiện tốt chức năng quản lý giám sát đối với quá trình đầu tư hệ thống truyền tải điện quốc gia,

hệ thống cơ sở hạ tầng thị trường điện, thiết lập mô hình tổ chức và hoạt động của cơ quan vận hành hệ thống điện,...

Thứ nhất, sự phát triển của hệ thống truyền tải điện

Nhà nước định hướng phát triển hệ thống truyền tải điện quốc gia thông qua việc ban hành chiến lược phát triển mạng lưới, chính sách huy động và đầu tư nguồn lực tài chính cho hệ thống truyền tải điện... Nếu chiến lược phát triển mạng lưới, chính sách huy động và đầu tư nguồn lực tài chính phù hợp sẽ góp phần đảm bảo an ninh lưới điện quốc gia và ngược lại.

Thứ hai, mô hình tổ chức và hoạt động của cơ quan vận hành hệ thống điện

Để thực hiện tốt vai trò vận hành, điều tiết điện lực, cơ quan quản lý nhà nước cấp ngành căn cứ vào quy định pháp luật hiện hành, tổ chức bộ máy cơ quan điều tiết, vận hành thị trường điện phù hợp. Ban hành văn bản cụ thể hóa các quy định về vận hành thị trường điện cạnh tranh, hướng dẫn điều kiện, trình tự, thủ tục ngừng cấp điện, cắt điện hoặc giảm mức tiêu thụ điện; ban hành điều kiện, trình tự thủ tục đấu nối vào hệ thống điện quốc gia. Nghiên cứu cơ chế xác định biểu giá điện bán lẻ, phê duyệt phí truyền tải điện, phân phối điện và các chi phí khác. Đề xuất các giải pháp điều chỉnh quan hệ cung cầu và quản lý quá trình thực hiện cân bằng cung cầu điện...

Thứ ba, cơ sở hạ tầng hệ thống điện

Trong kỷ nguyên của đột phá công nghệ trên nhiều lĩnh vực, ngành điện đã và đang chứng kiến sự ứng dụng của các kỹ thuật - công nghệ hiện đại để nâng cao năng suất và cải thiện chất lượng điện năng tới khách hàng nhờ các tiến bộ công nghệ trong lĩnh vực phát điện, truyền tải điện, vận hành lưới điện thông minh, quản lý nhu cầu trên nền tảng công nghệ thông tin và truyền thông. Hệ thống SCADA/EMS, hệ thống đo đếm từ xa... được đầu tư hoàn chỉnh tới tất cả các khách hàng sử dụng điện, đơn vị tham gia thị trường điện; Hệ thống thông tin phục vụ quản lý vận hành thị trường điện lực được trang bị phù hợp sẽ góp phần phát triển thị trường điện cạnh tranh. Vì vậy, hoạt động nghiên cứu xây dựng định hướng đầu tư và thực hiện tốt chức năng quản lý giám sát đối với quá trình đầu tư cơ sở hạ tầng thị trường điện của cơ quan quản lý nhà nước cấp ngành có vai trò quan trọng trong việc thực hiện mục tiêu nâng cao hiệu quả hoạt động của thị trường điện năng.

1.3. Kinh nghiệm phát triển thị trường điện cạnh tranh của một số quốc gia và bài học cho Việt Nam

Thị trường điện cạnh tranh đã được phát triển tại nhiều quốc gia nhưng hầu hết là ở các nước đã phát triển có mức độ tăng trưởng phụ tải điện ổn định và thấp như Úc, Singapore, các nước Tây Âu, Bắc Âu, Mỹ ... Kinh nghiệm triển khai thị trường bán lẻ tại các nước chỉ ra rằng để đảm bảo không bị xáo trộn thì quá trình tạo cạnh tranh ở khâu bán lẻ điện cần có nhiều thời gian để triển khai thực hiện tùy thuộc vào trình độ, sự phát triển kinh tế theo hướng thị trường của từng nước. Trong phạm vi luận án thực hiện nghiên cứu kinh nghiệm của một số nước đã phát triển thành công thị trường điện, từ đó rút kinh nghiệm cho thị trường điện Việt Nam.

1.3.1. Kinh nghiệm của Singapore

Năm 2018, sản lượng điện tiêu thụ toàn hệ thống đạt 49,643GWh (tăng 2,1% so với năm 2017). Cơ cấu phụ tải: công nghiệp chiếm 43,3%; thương mại - dịch vụ 35,9%; giao thông 5,5%; tiêu dùng dân cư 14,7% và các hoạt động khác 0,6%. Tổng phụ tải hệ thống cực đại đạt 7.370MW (tăng 3.1% so với năm 2017 - 7149MW). Tổng công suất đặt hệ thống điện Singapore là 13.614,4MW, trong đó chiếm phần lớn là các nhà máy Tuabin khí (chiếm trên 95%) .[20] Hiện nay, thị trường điện bán lẻ cạnh tranh của Singapore đã đạt đến mức hoàn chỉnh, tất cả các khách hàng đều có thể tự do lựa chọn đơn vị bán lẻ điện hoặc mua điện theo giá bán lẻ được điều tiết.

1.3.1.1. Quá trình cải cách và tái cơ cấu ngành Điện

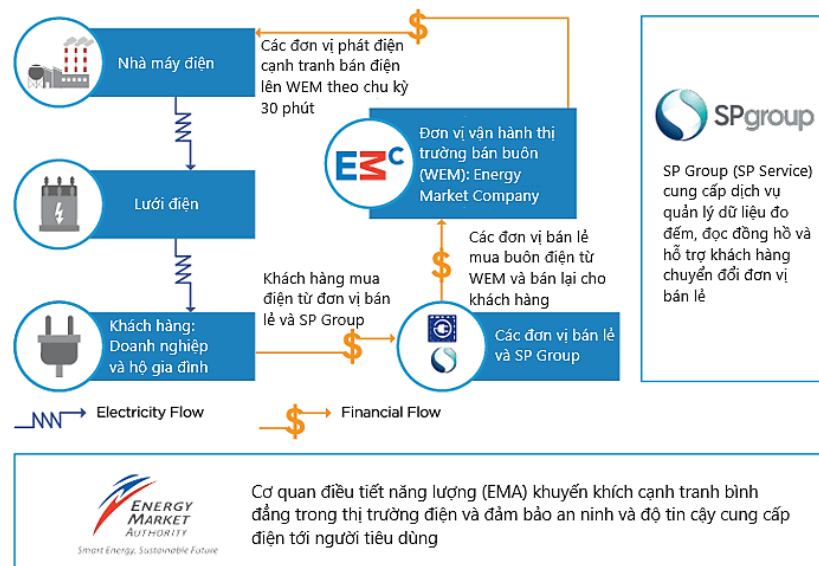
Trước 1995, ngành điện Singapore theo mô hình liên kết dọc và do nhà nước sở hữu. Năm 1995, Singapore thành lập Ủy ban quản lý ngành điện và khí để chuẩn bị cho việc xây dựng thị trường điện.

Năm 1998, bắt đầu vận hành thị trường điện bán buôn, trong đó Công ty lưới điện quốc gia thực hiện chức năng vận hành thị trường và hệ thống điện.

Năm 2001: Thành lập cơ quan điều tiết năng lượng (Energy Market Authority - EMA), từng bước đưa vào vận hành thị trường bán lẻ điện. Tháng 01/2003, thành lập cơ quan vận hành thị trường điện (National Electricity Market of Singapore - NEMS), thực hiện chức năng vận hành thị trường bán buôn điện. Năm 2008, bán phần vốn nhà nước do Tập đoàn Temasek quản lý tại Tuas Power cho Tập đoàn Huaneng (Trung Quốc); Senoko Power cho Lion Consortium; PowerSeraya cho YTL Power.

Tháng 07/2001, bắt đầu tự do hoá trong cạnh tranh bán lẻ điện .[9]

1.3.1.2. Cấu trúc thị trường điện



Hình 1.7: Cấu trúc TTĐ Singapore

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Cơ quan Điều tiết năng lượng (EMA): Là cơ quan nhà nước trực thuộc Bộ Công Thương. Nhiệm vụ chính của EMA là cấp phép hoạt động điện lực, chủ quản đơn vị vận hành hệ thống điện (PSO), điều tiết ngành năng lượng (thị trường điện và khí) của Singapore.

Công ty vận hành thị trường điện (EMC): Là công ty cổ phần, trong đó cơ quan điều tiết EMA sở hữu 51% và các đơn vị tham gia thị trường sở hữu 49%. EMC được cấp giấy phép hoạt động trong 10 năm, thực hiện các chức năng điều hành giao dịch thị trường điện, lập lịch huy động và thanh toán trên thị trường.

Công ty vận hành hệ thống điện (PSO): Là đơn vị do chính phủ quản lý (trực thuộc PSO), chịu trách nhiệm cung cấp điện năng ổn định và an ninh hệ thống.

Công ty lưới điện quốc gia (SP Power Assets) sở hữu toàn bộ lưới điện Singapore, có chức năng vận hành và bảo dưỡng lưới điện.

Đơn vị cung cấp các dịch vụ cho thị trường (MSSL) bao gồm: (i) Thanh toán với khách hàng; (ii) đọc công tơ và quản lý dữ liệu đo đếm; (iii) cung cấp các dịch vụ cho khách hàng mới; (iv) lập hóa đơn và thanh toán phí truyền tải; (v) bán điện cho các khách hàng nhỏ và gián tiếp bán điện cho khách hàng lớn ([15]).

a. Thị trường bán buôn điện Singapore

Mô hình: Thị trường điện tập trung bắt buộc, chu kỳ điều độ 30 phút. Các đơn vị phát điện trên thị trường điện giao ngay chào giá để bán điện năng và các dịch vụ phụ trợ. Sử dụng thuật toán đồng tối ưu điện năng và dịch vụ phụ trợ để xác định thứ tự huy động và giá thanh toán áp dụng cho các đơn vị phát điện.

Giá điện áp dụng cho các đơn vị phát điện là các giá nút, còn giá điện áp dụng cho các đơn vị mua điện từ thị trường điện giao ngay là giá thị trường năng lượng thống nhất (Uniform Singapore Energy Price- USEP). Ngoài ra còn các loại giá dịch vụ phụ trợ và điều tần.

Các đơn vị phát điện: Có 7 công ty phát điện lớn tham gia thị trường, bao gồm: PowerSeraya (16,9% - cơ cấu sản lượng năm 2017), Senoko Energy (17,4%), Tuas Power Generation (21,4%), SembCorp Cogen (9,6%), Keppel Merlimau Cogen (11,8%), PacificLight Power (9,0%), Tuaspring (3,6%) và khoảng 7 đơn vị phát điện nhỏ khác (10%). Cơ chế hợp đồng Vesting được áp dụng để hạn chế khả năng lũng đoạn thị trường của các đơn vị phát điện lớn và ổn định giá bán điện. Giống như tại Úc và NewZealand, các công ty phát điện sau khi tách khỏi khâu quản lý lưới điện đều được phép tích hợp chức năng bán lẻ (Gentailer).

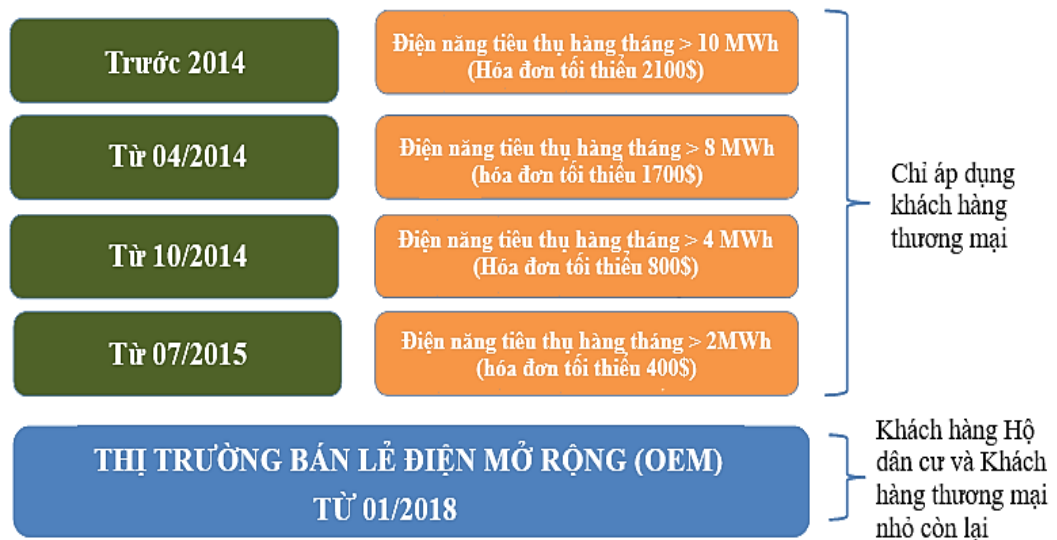
Năm 2015, Sàn Chứng khoán Singapore (SGX - hiện là đơn vị sở hữu EMC) và EMA đã tiến hành vận hành thị trường điện tương lai (Electricity Futures Market) - là một cấu phần của thị trường chứng khoán Singapore. Thị trường tương lai này đã thúc đẩy cạnh tranh và đem lại lợi ích cho khách hàng. Năm 2016, đã có 6 đơn vị bán lẻ điện mới gia nhập thị trường sau khi cơ chế này được vận hành.

Thị trường điện NEMS hiện nay là thị trường năng lượng và không có thanh

toán chi phí riêng cho thành phần công suất. Tuy nhiên, để đảm bảo thu hút đầu tư nguồn điện mới, Singapore đang nghiên cứu xây dựng chế thu hút đầu tư nguồn điện (Capacity Adequacy Scheme) trong đó bao gồm việc thanh toán chi phí riêng cho thành phần công suất.

b. Thị trường bán lẻ điện Singapore

Các đơn vị bán lẻ điện lớn tại Singapore bao gồm: Senoko Energy Supply, Seraya Energy, Tuas Power Supply, SembCorp Power, Keppel Electric và PacificLight Power. Giống như tại Úc và New Zealand, các công ty phát điện sau khi tách khỏi khâu quản lý lưới điện đều được phép tích hợp hoặc thực hiện chức năng bán lẻ (Gentailer). Tính đến cuối năm 2017, có khoảng 22 đơn vị kinh doanh bán lẻ điện hoạt động ở Singapore, trong đó công ty MSSL là đơn vị bán lẻ mặc định, chỉ bán điện cho các khách hàng không tham gia thị trường bán lẻ điện theo biểu giá do nhà nước quy định, không tham gia cạnh tranh với các đơn vị bán lẻ điện khác.



Hình 1.8: Các bước phát triển mở rộng phạm vi TTD bán lẻ

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Các đơn vị bán lẻ điện được phân chia thành 02 nhóm: Đơn vị bán lẻ trực tiếp tham gia thị trường bán buôn điện (Market Participant Retailers - MPRs) và Đơn vị bán lẻ điện không tham gia thị trường bán buôn điện (Non-Market Participant Retailers - NMPRs). Các đơn vị MPR phải đăng ký với EMA để tham gia mua buôn điện trên thị trường NEMS; và sau đó bán lượng điện năng mua buôn này các khách hàng sử dụng điện. Các đơn vị NMPR mua buôn điện một cách gián tiếp thông qua MSSL để bán lại cho các khách hàng sử dụng điện.

Các đơn vị bán lẻ điện phải ký thỏa thuận với Công ty SP Service để cung cấp dịch vụ hỗ trợ thị trường (truyền tải, phân phối, đo đếm); đồng thời phải trang bị hệ thống

CNTT đảm bảo khả năng giao tiếp với Hệ thống Giao dịch điện tử của Công ty SP Service. Ngoài ra, các đơn vị bán lẻ trực tiếp tham gia thị trường bán buôn điện (MPR) phải ký thỏa thuận với PSO về cung cấp dịch vụ vận hành hệ thống điện.

Về bên mua điện trong thị trường bán lẻ điện: Tại thời điểm tháng 07 năm 2001 khi bắt đầu tự do hoá trong cạnh tranh bán lẻ điện, với 250 khách hàng có công suất tiêu thụ 2MW trở lên được quyền chọn đơn vị cung cấp điện. Phạm vi khách hàng được quyền tham gia thị trường điện ngày càng được mở rộng với tiêu chí về sản lượng điện tiêu thụ bình quân hàng tháng theo lộ trình giảm dần.

Cơ chế giá bán lẻ điện trong thị trường bán lẻ điện Singapore được tóm tắt trong bảng dưới đây:

Bảng 1.4: Các phương án lựa chọn mua điện của khách hàng Singapore

TT	Đơn vị	Chỉ số quan tâm	Mục đích
1	Mua theo biểu giá bán lẻ được điều tiết	Giá cố định hàng quý	SP Group (SP Services)
2	Chọn mua từ đơn vị bán lẻ điện	Tùy theo mức giá do đơn vị bán lẻ điện đưa ra	Khách hàng thương mại lớn: lựa chọn bất kỳ đơn vị bán lẻ điện đã được cấp phép Khách hàng dân dụng và khách hàng thương mại quy mô nhỏ: được lựa chọn các đơn vị bán lẻ điện được EMA cấp phép.
3	Mua điện từ thị trường bán buôn điện	Giá thị trường điện (theo chu kỳ 30 phút)	SP Group (SP Services)

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Bất kỳ khách hàng sử dụng điện đều có thể lựa chọn mua điện từ một đơn vị bán lẻ hoặc tiếp tục mua điện từ SP Group theo biểu giá bán lẻ điện được điều tiết. Chất lượng điện năng và độ tin cậy cung cấp điện luôn được đảm bảo cho khách hàng kể cả khi chuyển đổi sang đơn vị bán lẻ điện khác, do việc vận hành lưới điện và cấp điện đến khách hàng tiêu thụ điện vẫn do SP Group (01 đơn vị độc lập với các bên) đảm nhận.

Khi chuyển sang mua điện từ các đơn vị bán lẻ điện, khách hàng có thể lựa chọn mua điện theo các biểu giá điện do đơn vị bán lẻ điện này cung cấp. Các gói dịch vụ của đơn vị bán lẻ điện có thể được chia thành 02 nhóm: biểu giá điện được chuẩn hóa và biểu giá điện phi chuẩn hóa. Các loại hình biểu giá điện được chuẩn hóa bao gồm:

- Mức giá điện cố định (ví dụ 20 cents/kWh) trong toàn bộ khoảng thời gian bán điện cho khách hàng theo hợp đồng đã ký.

- Tính chiết khấu theo biểu giá bán lẻ điều tiết: Giá bán điện cho khách hàng được chiết khấu giảm (ví dụ: khoảng 5%) so với mức giá bán lẻ điều tiết do Ủy ban điều tiết năng lượng Singapore phê duyệt hàng quý.

- Biểu giá cao - thấp điểm: Mức giá điện thay đổi theo các chu kỳ (ví dụ: 25 cents/kWh trong các giờ cao điểm từ 08h00 đến 20h00 và 15 cents/kWh trong các chu kỳ thấp điểm còn lại) [15].

Bốn thành phần chính của biểu giá điện ở Singapore là (i) Chi phí phát điện (trả cho các công ty phát điện), (ii) Phí truyền tải và phân phối (trả cho SP PowerAssets), (iii) Phí dịch vụ hỗ trợ thị trường (trả cho MSSL) và (iv) Phí quản lý thị trường và vận hành hệ thống điện (trả cho PSO và EMA). Giá bán lẻ điều tiết áp dụng cho các khách hàng không tham gia thị trường điện được EMA tính toán và cập nhật hàng quý, phụ thuộc phần lớn vào giá các loại nhiên liệu. Ngoài ra, còn một số chi phí khác trong giá điện như: Chi phí tổn thất, chi phí phát thải carbon.

Singapore không đưa các thành phần trợ giá, bù giá vào trong giá điện, nhằm mục đích định giá điện chính xác, đầy đủ, và khuyến khích sử dụng điện hiệu quả và tránh lãng phí. Những hộ gia đình thu nhập thấp được Chính phủ hỗ trợ thông qua chương trình U-Save, với số tiền giảm giá cao hơn sẽ dành cho các hộ gia đình có thu nhập thấp hơn.

EMA cung cấp một công cụ online cho phép so sánh các cơ chế giá điện dựa trên vị trí và nhà ở của khách hàng, thành phần hộ gia đình, thiết bị điện, loại công tơ và mức tiêu thụ hàng năm để khách hàng có thể lựa chọn giải pháp mua điện phù hợp nhất với họ.

Có hai loại công tơ điện: Loại cơ bản được phần lớn các hộ gia đình sử dụng, cần người đọc chỉ số tại chỗ; loại công tơ thông minh cho phép đọc chỉ số mỗi nửa giờ, có thể truy cập online, cần thiết khi sử dụng điện theo các chương trình cấp điện khuyến mại của nhà bán lẻ, phí lắp đặt là \$40 trả cho SP Group.

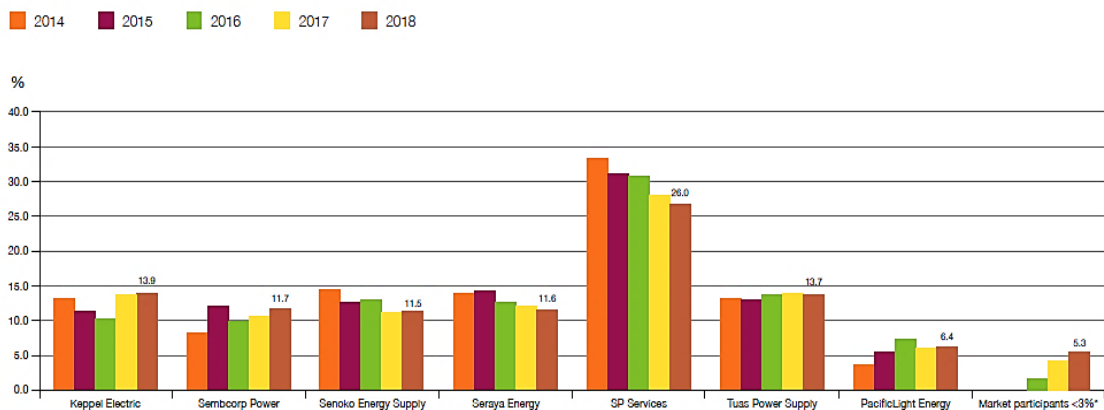
Về chính sách bảo vệ quyền lợi khách hàng: Việc tham gia vào thị trường điện mở (OEM) là không bắt buộc. Khách hàng sẽ không phải đối mặt với bất kỳ sự gián đoạn cung cấp điện nào; trong trường hợp đơn vị bán lẻ điện hiện tại của khách hàng ngừng hoạt động (phá sản...), khách hàng sẽ được tự động chuyển sang mua điện từ trở lại công ty SP Service. Khách hàng cũng sẽ không phải trả khoản phí nào về việc chấm dứt hợp đồng sớm. Tiền đặt cọc của khách hàng được bảo vệ bởi bảo lãnh của ngân hàng và sẽ được hoàn trả sau khi trừ các khoản phí chưa thanh toán. Các tranh chấp giữa khách hàng và đơn vị bán lẻ nếu không được hòa giải sẽ được xử lý bởi Hiệp hội người tiêu dùng Singapore (Consumers Association of Singapore - CASE) [20].

Ngoài SP Service, thị trường bán lẻ điện Singapore được cung cấp phần lớn bởi

các đơn vị phát điện có tích hợp chức năng bán lẻ (Gentailer), cụ thể là 5 công ty lớn: PowerSeraya, Senoko Energy, Tuas Power Generation, SembCorp Cogen, Keppel Electric. Năm 2018, cạnh tranh trên thị trường bán lẻ diễn ra mạnh mẽ khi tổng thị phần của các nhà bán lẻ nhỏ (<3%) đã tăng lên 1,2% và đạt mức 5,3%. Thị phần của SP Service đã giảm 2% xuống 26,0% trong năm 2018 khi người mua chuyển sang lựa chọn nhà bán lẻ khác.

Trong năm 2018, EMC đã ghi nhận năm đơn vị bán lẻ được cấp phép rời khỏi thị trường bán lẻ điện, ngừng cung cấp dịch vụ, trong đó có Red Dot Power (chiếm thị phần 1,4% năm 2017). Nguyên nhân do trước năm 2018, thị trường điện tự do hóa của Singapore đã được mở tới 80% nhu cầu điện, các doanh nghiệp lớn tiêu thụ trên 2000 kWh mỗi tháng có thể mua điện từ bất kỳ nhà bán lẻ nào, chỉ có các hộ gia đình và kinh doanh nhỏ chưa tham gia thị trường. Các đơn vị bán lẻ mới gặp nhiều khó khăn để bắt kịp các đối thủ và đối mặt áp lực về tài chính, cạnh tranh nhau trong việc theo đuổi một thị trường nhỏ khiến cho việc phát triển thị trường có thể không bền vững.

Tỷ lệ chuyển đổi của Singapore vào cuối tháng 1 năm 2019 dao động trong khoảng từ 18 đến 40%, tỷ lệ khá cao so với các quốc gia khác [20].



Hình 1.9: Các bước phát triển mở rộng phạm vi TTD bán lẻ

(Nguồn: NCS tổng hợp)

1.3.2. Kinh nghiệm của Hàn Quốc

Hàn Quốc là một trong những nước có tốc độ tăng trưởng kinh tế nhanh trên thế giới, chuyển mình từ một trong những nước nghèo thành một trong những nước có nền kinh tế lớn trên thế giới. Hệ thống điện Hàn Quốc vì vậy có quy mô khá lớn để đáp ứng nhu cầu điện cho phát triển kinh tế. Năm 2018, tổng sản lượng điện sản xuất vào khoảng 594 TWh, chủ yếu là nguồn từ các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hoá thạch (261 TWh từ than, 160 TWh từ khí tự nhiên) và năng lượng hạt nhân (134 TWh). Hàn Quốc tiến hành tái cơ cấu thị trường điện từ cuối thập niên 1990 và ngưng cải cách từ năm 2004. Tiên trình này ở Hàn Quốc có thể xem là một ví dụ điển hình về trở ngại chính trị trong việc thực hiện tái cơ cấu ngành điện.

1.3.2.1. Tiến trình tái cơ cấu và cấu trúc thị trường

Năm 1999, chính phủ Hàn Quốc tiến hành tái cơ cấu ngành điện thông qua lộ trình tư nhân hoá từng bước Tổng công ty điện lực Hàn Quốc KEPCO và giới thiệu thị trường điện. Cơ sở pháp lý cho tiến trình tái cơ cấu là Đạo luật doanh nghiệp điện lực được quốc hội thông qua cuối năm 2000. Đạo luật này quy định thiết lập sàn giao dịch điện lực Hàn Quốc (Korean Electric Power Exchange, KPX), chịu trách nhiệm vận hành hệ thống điện và thị trường điện, và giới thiệu thị trường điện bán buôn và bán lẻ. Bộ thương mại, công nghiệp và năng lượng công bố *Kế hoạch cơ bản tái cơ cấu cách ngành điện* gồm ba giai đoạn:

- *Giai đoạn 1 - Thị trường cạnh tranh phát điện với thị trường gộp chung chào giá theo chi phí (Cost-Based Pool, CBP):* Giai đoạn này được thực hiện trong 2000-2002 tách bạch chức năng phát điện và giới thiệu thị trường gộp chung, trong đó các NMD chào giá phản ánh chi phí phát điện và KEPCO là người mua duy nhất với giá theo quy định của thị trường. Giai đoạn này cung cấp cơ cấu để các NMD thực hành mua bán điện và là bước chuẩn bị cho việc tiến tới một thị trường gộp chung chào giá tự do (Price Based Pool, PBP), được kế hoạch đưa vào vận hành cuối năm 2001.

- *Giai đoạn 2 - Thị trường bán buôn với thị trường gộp chung chào giá hai chiều (Two-Way Bidding Pool, TWBP):* Giai đoạn này được thực hiện trong 2003-2008, giới thiệu thị trường gộp chung chào giá hai chiều trong đó khách hàng lớn sẽ có thể lựa chọn nhà cung cấp bán lẻ, còn những khách hàng nhỏ hơn và khách hàng dân dụng sẽ được quy định cung cấp điện bởi nhiều công ty bán lẻ mới sẽ được thành lập. Chức năng phân phối và bán lẻ sẽ được tách ra khỏi KEPCO thành các doanh nghiệp phân phối và bán lẻ. Thị trường gộp chung chào giá hai chiều giới thiệu chào giá phía nhu cầu và cơ chế định giá dựa trên giá chào mua và chào bán, nhằm khuyến khích tham gia cạnh tranh từ phía nhu cầu.

Thị trường bán buôn Hàn Quốc là thị trường gộp chung chào giá theo chi phí. Tất cả những NMD có công suất lớn hơn 20 MW phải tham gia thị trường gộp chung và nộp bản chào công suất khả dụng và giá cho mỗi chu kỳ mua bán (mỗi giờ) của thị trường ngày tới. Giá chào phải phản ánh chi phí, bao gồm các chi phí phát sinh khi tổ máy được đưa vào hoạt động, kể cả chi phí khởi động. Cơ quan điều tiết sẽ duyệt giá chào. Do vậy, về thực chất các NMD chỉ được chào lượng (công suất), không được chào giá.

Cơ quan vận hành thị trường điện KPX dự báo phụ tải và lập kế hoạch huy động công suất cho thị trường ngày tới dựa trên các bản chào giá của các NMD, dự báo phụ tải và các yêu cầu dự trữ công suất. Các ràng buộc vận hành từ hợp đồng hay chính sách như các hợp đồng dài hạn PPA và hợp đồng nhiên liệu sẽ không được xem xét trong kế hoạch giá của thị trường ngày tới. Các công ty phát điện có hợp đồng PPA với KEPCO có thể cung cấp điện cho KEPCO mà không phải mua bán điện qua thị trường. Kế hoạch vận hành thời gian thực xem xét thêm nhiều ràng buộc vận hành

khác nhau như lưới điện, ràng buộc nhiên liệu và thoả mãn phụ tải hệ thống với chi phí thấp nhất. Trong ngày giao dịch, điện năng được sản xuất và giao nhận tùy theo tình trạng hệ thống trong thời gian thực và được thanh toán theo giá điện giao ngay từng giờ.

Các NMD có nhiệm vụ cung cấp dịch vụ phụ trợ theo lệnh điều độ từ KPX. Theo quy định thị trường các NMD được huy động phải cung cấp dịch vụ như điều khiển phát tự động AGC, điều tốc, dự trữ công suất, công suất phản kháng, dịch vụ khởi động đen mà không được trả tiền trong thời kỳ đầu vận hành thị trường. Mãi đến năm 2006 các tiêu chuẩn thanh toán mới được thiết lập để thanh toán cho các NMD cung cấp các dịch vụ phụ trợ giúp vận hành hệ thống điện ổn định và an ninh.

Giá điện giao dịch bán buôn cho mỗi giờ gồm có giá biên hệ thống, chi phí công suất và các phụ phí thanh toán. Giá biên hệ thống (SMP) áp dụng đồng nhất cho mỗi giờ giao dịch thể hiện chi phí của tổ máy điện đứng biên (chưa phát điện ở mức tối đa công suất và vẫn có khả năng tăng công suất). Giá công suất thể hiện chi phí đầu tư và chi phí cố định vận hành sản xuất điện. Giá công suất tham chiếu được quyết định hàng năm thông qua việc lựa chọn một nhà máy điện chuẩn và tính toán giá công suất cho nhà máy điện chuẩn đó. Phụ phí thanh toán là phần sai khác giữa SMP (không tính đến các ràng buộc) và chi phí khi có tính đến các ràng buộc tắc nghẽn truyền tải và ràng buộc an ninh hệ thống khác. Giá chào theo chi phí và giá công suất được duyệt bởi Ủy ban định giá, là cơ quan được thành lập theo quy định gồm các viên chức chính phủ và các chuyên gia của ngành. Do vậy, KEPCO và các công ty phát điện khác không thực sự có tác động nào lên việc định giá điện của thị trường bán buôn.

- *Giai đoạn 3 - Thị trường bán lẻ:* Giai đoạn này được kế hoạch thực hiện từ năm 2009, giới thiệu thị trường bán lẻ điện cho phép các khách hàng nhỏ tự do lựa chọn nhà cung cấp bán lẻ. Trong giai đoạn này, các công ty phân phối sẽ được tư nhân hoá và giá điện sẽ không chịu sự điều tiết.

Kết quả là vào đầu những năm 2000, sản giao dịch điện lực Hàn Quốc KPX đã được thành lập như một cơ quan độc lập và phi lợi nhuận để quản lý vận hành thị trường cạnh tranh bán buôn điện. Tổng công ty KEPCO thuộc sở hữu nhà nước được tách thành 6 công ty phát điện trực thuộc KEPCO vào đầu năm 2001. Tuy nhiên vào tháng 5 năm 2004 trước khi bắt đầu giai đoạn 2, chính phủ Hàn Quốc đình chỉ kế hoạch cơ bản mà không có thảo luận nào về việc khi nào sẽ tiếp tục lại. Quyết sách này được chính phủ đưa ra dựa trên kết luận của nhóm nghiên cứu của một uỷ ban ba bên gồm các đại diện của chính phủ, ngành điện và công đoàn. Uỷ ban này kết luận rằng những lợi ích đạt được của cải cách chỉ là trên lý thuyết và không chắc chắn trong khi chi phí thực tế và rủi ro lại quá lớn. Kể từ đó, ngành điện Hàn Quốc bao gồm cả phần thị trường và phi thị trường. Sản giao dịch điện lực Hàn Quốc vẫn tiếp tục thực hiện nhận các bản chào từ các NMD nhưng giá bán buôn lại được định bởi cơ chế định giá theo quy định chứ không theo cơ chế thị trường đúng nghĩa.

Đặc điểm chính của thị trường bán buôn điện Hàn Quốc là chào giá theo chi phí trong đó các NMD chỉ chào lượng chứ không chào giá, và như vậy không tác động đến việc định giá điện thị trường. Vì không thể xác định giá chi phí sản xuất điện chính xác trong thời gian thực, giá điện thực sự được định trước một tháng bằng cách thẩm định các hạng mục chi phí cho từng nhà máy điện.

1.3.2.2. Cơ quan điều tiết và vận hành thị trường

Cơ cấu quản trị và điều tiết thị trường điện và ngành điện Hàn Quốc gồm có:

- *Ủy ban điều tiết điện lực Hàn Quốc KOREC*, thiết lập năm 2001 trực thuộc Bộ Thương mại, Công nghiệp và Năng lượng, chịu trách nhiệm quản trị mọi hoạt động điều tiết ngành điện với mục tiêu chính là tạo ra môi trường cạnh tranh và công bằng cho các công ty điện lực và bảo vệ quyền lợi người tiêu dùng điện. Nhiệm vụ của KOREC là thiết lập các tiêu chuẩn và quy định cho ngành điện, cấp giấy phép hoạt động cho các công ty điện lực, theo dõi các hành vi phi cạnh tranh và giám sát việc vận hành thị trường điện và hệ thống điện, đảm bảo tuân thủ theo quy định, giải quyết tranh chấp giữa các thành viên tham gia thị trường, và xem xét các vấn đề liên quan đến quyền lợi người tiêu dùng điện.

- *Cơ quan vận hành thị trường điện Hàn Quốc KPX* chịu trách nhiệm vận hành thị trường điện và hệ thống điện, quản lý điều độ thời gian thực, giám sát lưới điện và quản lý mất điện đen và nâu. KPX cũng có nhiệm vụ hỗ trợ các chính sách năng lượng tái tạo và các kế hoạch phát triển nguồn cung và nhu cầu điện năng dài hạn của chính phủ Hàn Quốc.

Vì kế hoạch cơ bản tái cơ cấu thị trường điện bị đình chỉ từ năm 2004, Hàn Quốc chưa thể tiến hành thị trường bán lẻ điện. Giá bán lẻ điện vẫn được KOREC điều tiết chặt trên cơ sở suất thu lợi và bù chéo từ khách hàng dân dụng và thương mại cho khách hàng công nghiệp và nông nghiệp, cũng như bù chéo giữa các loại khách hàng dân dụng. Chính phủ đã công bố chương trình sẽ loại dần cơ chế bù chéo nhưng vẫn chưa thực sự thực hiện được.

1.3.3. Kinh nghiệm của Trung Quốc

Trung Quốc, với dân số khoảng 1,4 tỉ người vào năm 2020, đứng đầu danh sách các quốc gia đông dân nhất trên thế giới. Nước này cũng nổi bật với tốc độ tăng trưởng kinh tế ấn tượng, đạt trung bình 10% mỗi năm trong giai đoạn từ 2000 đến 2011, và sau đó là trung bình 7% mỗi năm từ 2012 đến 2019. Trong thập kỷ tiếp theo, từ 2020 đến 2030, Trung Quốc đã đặt ra mục tiêu duy trì tốc độ tăng trưởng kinh tế ổn định ở mức trung bình 7% mỗi năm.

Trong hơn 40 năm qua, từ năm 1968, ngành điện Trung Quốc đã liên tục gia tăng sản lượng và hiện đang có quy mô lớn nhất trên thế giới. Chỉ trong năm 2018, tổng sản lượng điện đạt 7.112 TWh, chiếm khoảng 26% tổng sản lượng toàn cầu. Công suất lắp đặt của các nhà máy điện đã đạt khoảng 2.200 GW vào năm 2020. Hệ thống lưới điện quốc gia, do Công ty lưới điện Nhà nước và Công ty lưới điện Nam

Trung Quốc quản lý, đã phủ sóng và kết nối toàn bộ các tỉnh thành của Trung Quốc.

Ngành điện Trung Quốc đã bắt đầu quá trình cải cách từ năm 1985. Trong bối cảnh thiếu hụt nguồn điện, năm 2004, các nỗ lực thị trường hóa ngành điện đã bị tạm dừng để tập trung vào việc phát triển công suất. Tuy nhiên, khác với Hàn Quốc, kể từ năm 2015, Trung Quốc đã tái khởi động quá trình cải cách toàn diện trong ngành điện, hướng tới thị trường và hiện đang trong quá trình hoàn thiện nhiều khía cạnh của thị trường điện..

1.3.3.1. Tiến trình tái cơ cấu

Năm 1985, Trung Quốc phải đối mặt với khủng hoảng thiếu điện trên diện rộng. Để giải quyết tình trạng này, Chính phủ Trung Quốc quyết định mở cửa độc quyền trong ngành điện và mở rộng phạm vi đầu tư bằng cách cho phép chính quyền địa phương, doanh nghiệp trong nước, nhà đầu tư nước ngoài và tư nhân tham gia vào lĩnh vực này. Tuy nhiên, những nhà đầu tư chỉ được tham gia vào việc sản xuất điện, không được đầu tư vào lưới truyền tải và phân phối điện. Các hợp đồng mua điện dài hạn được thiết lập để đảm bảo nhà máy điện có nguồn thu nhập ổn định, với mức lợi nhuận trung bình trên 15% mỗi năm. Chính sách này đã kích thích đầu tư mạnh mẽ, giúp giải quyết vấn đề thiếu điện cơ bản tại Trung Quốc vào năm 1995.

Năm 1997, Bộ Điện lực đã trải qua quá trình chuyển đổi thành Công ty Điện lực Trung Quốc (State Power Corporation, SPC) để tách bạch hoạt động kinh tế của doanh nghiệp năng lượng khỏi các chức năng quản lý của nhà nước.

Năm 2002, ngành điện Trung Quốc trải qua đợt cải cách thứ hai, với việc tách bạch các khâu sản xuất điện và lưới truyền tải, phân phối điện. SPC được phân chia thành nhiều công ty, giữ nguyên sự quản lý của nhà nước. Những công ty này đã hình thành năm công ty lớn với công suất sản xuất điện phân bố đồng đều, không có đơn vị nào chiếm quá 20% thị phần. Các công ty lưới điện cũng được tái cấu trúc để đảm bảo vận hành liên kết toàn quốc.

Trong năm 2002, Ủy ban Điều tiết điện lực Nhà nước được thành lập để giám sát hoạt động của TTĐ và xây dựng quy định thị trường. Giá mua điện từ các nhà máy phát điện riêng lẻ được cố định thông qua các hợp đồng trung và dài hạn, chỉ điều chỉnh khi có đề xuất từ nhà máy. Những biện pháp này đã khuyến khích hiệu suất hoạt động của các nhà máy điện và tăng lợi nhuận. Đối với giá bán điện, Trung Quốc áp dụng biểu giá khác nhau cho các nhóm khách hàng, bao gồm công nghiệp, thương mại và dân dụng. Trong giai đoạn này, các công ty lưới điện cũng đảm nhận vai trò người mua duy nhất trong thị trường phát điện cạnh tranh.

Sau đợt cải cách năm 2002, các công ty quản lý lưới điện Trung Quốc được giao nhiệm vụ quy hoạch phát triển nguồn điện và tổ chức đấu thầu cho các dự án xây dựng nhà máy phát điện. Các nhà đầu tư trúng thầu không chỉ được đảm bảo tiêu thụ điện, mà còn được trả phí công suất như biện pháp khuyến khích tăng cường độ tin cậy trong sản xuất điện của hệ thống.

Sau khi thực hiện thị trường phát điện cạnh tranh, Trung Quốc tạm dừng cải

cách vào năm 2004 để tập trung vào giải quyết vấn đề thiếu điện tại một số tỉnh do tăng trưởng kinh tế quá nhanh. Trong giai đoạn này, từ 2004 đến 2014, Trung Quốc tăng công suất lắp đặt phát điện lên gấp đôi.

Năm 2015, Ban Chấp hành Trung ương Đảng Cộng sản Trung Quốc và Quốc vụ viện/Chính phủ ban hành Văn kiện số 9 về Tăng cường Cải cách ngành điện, hay còn được gọi là Chính sách số 9. Đây là đợt cải cách toàn diện, tạo nền tảng cho việc thiết lập các thị trường bán buôn và bán lẻ cạnh tranh. Chính sách số 9 tập trung vào việc tách bạch phí truyền tải khỏi khâu bán lẻ, cải cách cơ chế giá và hình thành các cơ chế giao dịch thị trường, thúc đẩy nguồn điện lực phân tán (DER,) và quản lý phía nhu cầu điện.

Năm 2016, sau nhiều năm tạm ngừng TTD, Chính phủ Trung Quốc mở thị trường bán lẻ điện. Nhiều công ty bán lẻ điện được cấp phép để cung cấp dịch vụ điện cho khách hàng công thương nghiệp và dân dụng. Ví dụ, tại Quảng Châu năm 2019, có 760 công ty bán lẻ và nhiều khách hàng lớn đăng ký tham gia sàn giao dịch. Con số này ở Bắc Kinh là 3641.

Đến tháng 6 năm 2020, 32 tỉnh thành ở Trung Quốc đã thiết lập sàn giao dịch bán buôn cho phép mua bán hợp đồng tương lai trung và dài hạn. Trong số này, có 8 tỉnh, trong đó có Quảng Đông và Sơn Đông, đã thiết lập thị trường giao ngay theo kiểu gộp chung. Nhiều vùng đã hoàn tất thí điểm thị trường giao ngay. Các công ty bán lẻ và khách hàng tiêu dùng điện lớn có thể mua điện thông qua hợp đồng dài hạn hay ngắn hạn theo chu kỳ hàng tháng hoặc từ các thị trường giao ngay.

1.3.3.2. Cấu trúc thị trường điện

a. Thị trường bán buôn

Sàn giao dịch điện lực

Sàn giao dịch điện lực trong khuôn khổ Chính sách số 9 đã được triển khai để quản lý quá trình mua bán điện tại Trung Quốc. Việc thực hiện mua bán điện ở cấp tỉnh được thực hiện thông qua sàn giao dịch cấp tỉnh, trong khi mua bán liên tỉnh và liên vùng được thực hiện qua sàn giao dịch quốc gia. Đến tháng 6 năm 2020, 32 tỉnh ở Trung Quốc đã hoàn tất quá trình thiết lập sàn giao dịch bán buôn, với hai sàn quốc gia đặt tại Bắc Kinh và Quảng Châu.

Chính sách số 9 tập trung vào việc thiết kế thị trường trung và dài hạn làm thị trường chính, trong khi thị trường giao ngay được xem xét là thị trường bổ sung. Tuy nhiên, do nhiều vùng ở Trung Quốc chưa thiết lập thị trường giao ngay khi mới áp dụng cải cách, nên mua bán trung và dài hạn thường được ưu tiên.

Mua bán điện trung và dài hạn

Quy trình mua bán điện trung và dài hạn được đặt ra trước, trong đó kế hoạch sản xuất hàng năm của các nhà máy phát điện không tham gia thị trường được xác định trước. Sản lượng được phân bổ cho từng tháng, và nhu cầu còn lại được giao dịch trên thị trường. Cả quy trình mua bán điện hàng tháng cũng được thực hiện theo cách tương tự sau quá trình mua bán hàng năm. Cả mua bán điện hàng năm và hàng

tháng đều trải qua một hoặc hai lần kiểm tra trước khi thực hiện giao dịch vật lý.

Lưu ý rằng TTĐ Trung Quốc hiện vẫn chưa kết hợp thị trường giao ngay để tối ưu hóa nguồn lực. Hợp đồng mua bán trung và dài hạn thường có tham chiếu đến giao nhận vật lý. Sau khi hoàn tất hợp đồng vật lý, cơ quan điều độ sẽ kiểm tra và xác nhận khối lượng thực tế với hợp đồng. Khi thị trường giao ngay được thiết lập, các thành viên sẽ có khả năng lựa chọn giữa hợp đồng giao dịch vật lý và tài chính.

Dữ liệu năm 2019 cho thấy tổng lượng điện mua bán trong thị trường điện quốc gia chiếm 30,1% tổng sản lượng tiêu thụ ở Trung Quốc, với tỷ lệ mua bán nội tỉnh chiếm 93,2% tổng lượng mua bán trung và dài hạn

Mua bán giao ngay

Đến tháng 6 năm 2020, TTĐ Trung Quốc đã thực hiện thí điểm 8 thị trường năng lượng giao ngay, mỗi thị trường này có thiết kế độc lập nhưng được xây dựng trên các đặc điểm chung để tạo cơ sở cho việc đánh giá và xây dựng mô hình chung cho thị trường giao ngay quốc gia. Ví dụ, thị trường giao ngay Quảng Đông, là một trong những thị trường giao ngay phát triển nhanh nhất tại Trung Quốc, đã được thiết kế theo kiểu thị trường điện gộp chung PJM tại Mỹ, với các đặc điểm như sự tham gia của các nhà máy phát điện than và khí, kiểm soát tập trung của ISO, cơ chế định giá biên nút (LMP), thị trường gồm ngày tới và thời gian thực, và thanh toán dựa trên sai lệch và giá điện giao ngay. Tuy nhiên, có một số khác biệt chính giữa TTĐ Quảng Đông và PJM, như giới hạn tham gia, kiểm soát rủi ro thanh toán, chỉ cho phép thực thể vật lý mới tham gia, và sự tách rời giữa thị trường giao ngay và dịch vụ phụ trợ.

b.Thị trường bán lẻ

Thị trường bán lẻ điện Trung Quốc được thực hiện dần theo lộ trình. Trong giai đoạn đầu, chỉ có khách hàng công thương nghiệp lớn được tham gia mua bán điện trực tiếp, còn khách hàng dân dụng, cơ quan công quyền, viện nghiên cứu mua điện thông qua công ty bán lẻ với giá điện vẫn chịu sự điều tiết của nhà nước. Ở hầu hết các tỉnh, để tham gia mua bán điện trực tiếp, các khách hàng công thương nghiệp lớn phải thoả một số yêu cầu về cấp điện áp và mức tiêu thụ điện hàng năm. Chẳng hạn, điện áp phải trên 10 kV và mức tiêu thụ hàng năm phải trên 10 GWh. Khi thị trường phát triển, các yêu cầu tham gia thị trường này thường xuyên được xem xét lại.

c.Thị trường dịch vụ phụ trợ

Thị trường điện ở Trung Quốc đang đối mặt với sự cần thiết của một thị trường dịch vụ phụ trợ chính thức, khi hơn hai phần ba sản lượng điện đến từ các nhà máy than. Hệ thống hiện tại đã có cơ chế cho phép người sử dụng các dịch vụ phụ trợ thông qua lệnh điều độ và đồng thời áp dụng cơ chế đền bù hợp lý đối với thiệt hại của nhà cung cấp dịch vụ phụ trợ. Dưới tác động của Chính sách số 9, đã xuất hiện một cơ chế "chia sẻ trách nhiệm" mới cho các dịch vụ phụ trợ, với nguyên tắc cơ bản là "những người thực hiện là những người được hưởng lợi". Cụ thể, người sử dụng, tùy thuộc vào hợp đồng dịch vụ phụ trợ của họ với các công ty phát điện hoặc lưới điện, sẽ phải chịu trách nhiệm trả phí dịch vụ phụ trợ bắt buộc hoặc một số hình thức

đền bù kinh tế khác. Các cơ chế liên quan cũng được điều chỉnh để khuyến khích mua trực tiếp các dịch vụ phụ trợ ổn định cho năng lượng tái tạo và thúc đẩy sự phát triển của các dịch vụ phụ trợ khác.

d. Giá điện hai thành phần

Từ ngày 1/1/2024, Trung Quốc áp dụng chính sách giá điện "hai thành phần" đối với nhà máy nhiệt điện chạy than, nhằm thích ứng với sự gia tăng của nguồn năng lượng tái tạo. Chính sách này đánh giá đúng vai trò quan trọng của điện than trong bối cảnh chuyển đổi năng lượng. Nguồn cung cấp điện than được trả tiền cố định, kể cả khi không phát điện, để bảo đảm ổn định hệ thống và hỗ trợ sự phát triển của năng lượng tái tạo. Các nhà máy điện than phải chịu chi phí cố định và biến đổi, và giá điện sẽ bao gồm giá công suất và giá điện năng.

Cơ chế mới này giúp bảo vệ doanh nghiệp điện than khỏi tình trạng lỗ lớn và đảm bảo sự ổn định của hệ thống điện. Trong tương lai, giá điện có thể tăng đối với khách hàng công nghiệp và thương mại, nhưng mang lại lợi ích lâu dài thông qua việc tạo ra cơ chế cạnh tranh giữa các nguồn điện và thúc đẩy nguồn năng lượng mới. Cơ chế giá mới cũng áp dụng các biện pháp xử phạt nếu nhà máy không đáp ứng đúng mức sản lượng công bố, thúc đẩy trách nhiệm và chất lượng cung cấp điện. Điều này phản ánh sự tiến bộ trong hệ thống giá điện và nhấn mạnh tầm quan trọng của điện than trong quá trình chuyển đổi năng lượng.

1.3.4. Kinh nghiệm một số quốc gia khác

Ngoài nghiên cứu kinh nghiệm phát triển thị trường điện của Singapore, Hàn Quốc, Trung Quốc, NCS còn nghiên cứu Kinh nghiệm của Na Uy, Úc, Texas (Mỹ), và một số quốc gia khác (xem phụ lục số 1).

1.3.5. Bài học kinh nghiệm cho Việt Nam

1.3.5.1. Bài học về cơ chế, chính sách quản lý nhà nước đối với TTD cạnh tranh

Các trường hợp và kinh nghiệm tại một số quốc gia nêu trên cho thấy những bài học kinh nghiệm hữu ích để phát triển TTD, không chỉ là những vấn đề cần giải quyết xét trên góc nhìn từ phía nội tại của TTD mà còn bao gồm các nhân tố ảnh hưởng như hệ thống chính sách quản lý, môi trường kinh doanh và đầu tư, cải thiện mức độ cạnh tranh cho TTD:

Thứ nhất, việc phát triển TTD theo định hướng tự do hóa và cải thiện cơ chế cạnh tranh là định hướng tốt, phù hợp với chiến lược phát triển kinh tế - xã hội của Việt Nam. Tuy nhiên, nền tảng đầu tiên và thiết yếu để phát triển thành công TTD, đặc biệt qua các thời điểm, giai đoạn chuyển đổi có tính bước ngoặt hoặc bản lề, chính là có nguồn cung cấp điện ổn định, đa dạng, kinh tế và có dự phòng hợp lý. Nói cách khác, nguồn cung ứng điện năng ổn định, bao gồm hạ tầng lưới điện được đầu tư đồng bộ là một trong những điều kiện tiên quyết để hình thành và phát triển một TTD bền vững hơn và hiệu quả hơn. Tại một số quốc gia châu Âu, bên cạnh việc bố trí nguồn lực đầu tư cho mức công suất dự phòng hợp lý, việc tham gia kết nối lưới điện để đa dạng hóa nguồn cung và tăng cường an ninh hệ thống điện thông qua xuất nhập

khẩu điện với các nước trong khu vực cũng là một yếu tố nền tảng dẫn đến tự do hóa TTĐ thành công.

Thứ hai, cơ chế giá điện cần được xây dựng hợp lý trong đó hướng đến mục tiêu khuyến khích hoạt động tiêu thụ điện tiết kiệm và hiệu quả, đồng thời đảm bảo thu hút đầu tư, không chỉ từ các đơn vị thuộc sở hữu nhà nước mà còn từ khối tư nhân đồng thời tạo nguồn lực bổ sung để phát triển các dạng nguồn điện thân thiện hơn với môi trường như điện gió, điện mặt trời...

Thứ ba, xây dựng TTĐ cạnh tranh phải đi đôi với quá trình cải tổ ngành điện theo định hướng phi điều tiết các khu vực phát điện và bán lẻ điện, duy trì điều tiết về chức năng và điều tiết về kinh tế đối với khâu dịch vụ lưới điện để đảm bảo các đơn vị ngoài nhà nước có điều kiện tiếp cận lưới điện như một hạ tầng dùng chung, hướng đến mục đích phục vụ lợi ích tốt hơn cho người tiêu dùng. Tuy nhiên, như một số trường hợp cải cách không thành công đã nêu ở trên, cần có bàn tay của Chính phủ và các chiến lược, phương án theo dõi, đánh giá và dự phòng cho các tình huống hoặc các nguy cơ gây mất an toàn, an ninh hệ thống điện và TTĐ để kịp thời khắc phục, xử lý. Phát triển TTĐ theo định hướng tự do hóa và cải thiện cơ chế cạnh tranh phải tính toán đầy đủ các yếu tố nội tại của mỗi quốc gia, của nền kinh tế, đặc điểm của tiêu thụ điện năng để xây dựng lộ trình, bước đi phù hợp.

Thứ tư, bên cạnh môi trường chính sách quản lý TTĐ rõ ràng và có hệ thống, cần thiết có các cơ chế và cấu trúc tốt để đảm bảo các chính sách, quy định của pháp luật được thực hiện đúng và có hiệu lực cao. Do vậy, các nước đều có các giải pháp xây dựng bộ máy quản lý và điều tiết có cấu trúc ổn định, được trao nhiều thẩm quyền và cơ quan điều tiết có mức độ độc lập cao so với chính quyền.

Thứ năm, để xây dựng và phát triển thành công TTĐ, ngành điện cần có định hướng và lộ trình bao gồm:

- Tư nhân hóa các DN độc quyền sở hữu nhà nước để khuyến khích nâng cao hiệu quả hoạt động và hạn chế ảnh hưởng của các quyết định chính trị tác động đến thị trường thông qua các công ty sở hữu nhà nước;

- Cấu trúc lại và tách theo chiều/ngành dọc các khu vực có tiềm năng thúc đẩy cạnh tranh ra khỏi các khu vực tiếp tục phải điều tiết. Ví dụ, khu vực sản xuất, bán lẻ điện thường sẽ được xây dựng để tạo sự cạnh tranh trong khi khu vực hạ tầng truyền tải, phân phối điện sẽ tiếp tục được điều tiết;

- Cấu trúc lại theo chiều ngang đối với khu vực phát điện để gia tăng số lượng đơn vị phát điện cạnh tranh với nhau. Điều này sẽ giúp hạn chế sự thống lĩnh thị trường của số ít DN và tăng sự cạnh tranh của thị trường;

- Sáp nhập hoặc hợp nhất các đơn vị truyền tải và vận hành lưới điện để bảo đảm/hoàn thiện phạm vi địa lý cần thiết của lưới điện và TTĐ, đồng thời xây dựng đơn vị độc lập duy nhất chịu trách nhiệm quản lý vận hành lưới. Đơn vị này sẽ lập lịch huy động nguồn điện để đáp ứng nhu cầu, bảo đảm các chỉ tiêu kỹ thuật của lưới

điện, tham gia định hướng đầu tư phát triển hạ tầng truyền tải điện để đáp ứng các yêu cầu về độ tin cậy cung cấp dịch vụ điện năng và các chỉ tiêu kinh tế;

- Tạo lập thị trường năng lượng giao ngay và thực hiện cơ chế công suất dự trữ phù hợp để cân bằng cung cầu, hỗ trợ cho việc trao đổi, giao dịch giữa các cơ sở phát điện và giữa người bán và người mua;

- Áp dụng các quy chế điều tiết và cơ chế hỗ trợ để nâng cao việc tiếp cận hạ tầng lưới điện cho các đơn vị tham gia mua bán điện trên thị trường bán buôn để hỗ trợ cho khâu sản xuất và giao dịch hiệu quả trên thị trường;

- Minh bạch hóa và tách biệt các thành phần chi phí trong cơ cấu giá điện bán lẻ trong đó làm rõ phân chi phí phải trả cho dịch vụ truyền tải và phân phối điện năng - tiếp tục là đối tượng điều tiết của nhà nước;

- Xây dựng và cơ quan điều tiết thị trường độc lập có khả năng kiểm soát tốt các thông tin về chi phí, chất lượng dịch vụ và hiệu quả vận hành của các DN lưới điện. Cơ quan điều tiết có thẩm quyền điều tiết phí truyền tải/phân phối và các điều kiện, điều khoản tiếp cận và sử dụng lưới điện cho các đơn vị sản xuất và mua bán điện. Đây là một tiêu chí quan trọng cho việc cải cách thị trường thành công nhưng thường không được đánh giá đúng mức tại nhiều quốc gia.

1.3.5.2. Bài học về đảm bảo tính liên thông giữa các thị trường điện

Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh vận hành song song và độc lập với thị trường bán buôn điện. Trong đó đầu ra của thị trường bán buôn điện cạnh tranh chính là đầu vào của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Hai thị trường điện tồn tại song song trong một tổng thể hoàn chỉnh.

Đơn vị bán lẻ điện (retailer) là cầu nối giữa thị trường bán buôn điện cạnh tranh và thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, đơn vị này mua điện từ thị trường bán buôn (đầu vào) và cạnh tranh để bán lẻ điện cho khách hàng (đầu ra). Vì vậy, để triển khai cạnh tranh bán lẻ điện, cần có sự đồng bộ và hậu thuẫn vững chắc của một thị trường bán buôn điện hoàn chỉnh, minh bạch, công bằng, bình đẳng.

Do giá mua buôn điện đầu vào trên thị trường giao ngay biến động rất lớn; việc quản trị rủi ro biến động giá đầu vào có ý nghĩa quan trọng và quyết định đến chiến lược kinh doanh của các đơn vị bán lẻ điện. Việc quản trị rủi ro thường được thực hiện thông qua các hợp đồng tài chính, hoặc trên thị trường phái sinh.

Các khách hàng sử dụng điện lớn đủ điều kiện cũng có thể trực tiếp tham gia thị trường bán buôn điện hoặc tham gia thị trường điện thông qua một đơn vị bán lẻ điện (giá mua điện sẽ theo giá thị trường bán buôn điện). Tuy nhiên, theo kinh nghiệm tại Singapore và Úc thì lượng khách hàng lớn trực tiếp tham gia thị trường bán buôn rất ít, chủ yếu là mua điện qua đơn vị bán lẻ điện.

1.3.5.3. Bài học về phát triển thị trường điện bán lẻ cạnh tranh

Kinh nghiệm phát triển TTD tại các nước trên thế giới cho thấy để hình thành và phát triển thị trường bán lẻ điện cạnh tranh cần phải xử lý các nội dung sau [1]:

a. Điều kiện để hình thành TTĐ bán lẻ

(i) Xoá bỏ bù chéo và tách độc lập các khoản trợ giá điện

Khi chuyển đổi sang cạnh tranh bán lẻ điện, giá bán lẻ điện phải phản ánh đúng chi phí theo từng nhóm đối tượng khách hàng sử dụng điện, cũng như theo khu vực địa lý. Giá bán lẻ điện tại các vùng, khu vực khác nhau sẽ có giá trị khác nhau (do cấu trúc chi phí cấu thành của giá điện khác nhau, đặc biệt là chi phí phân phối điện, truyền tải điện). Do vậy, việc xoá bỏ các giá bù chéo [32, 71] giữa các nhóm khách hàng trong biểu giá bán lẻ điện trước khi chuyển đổi sang cạnh tranh bán lẻ điện là điều kiện cơ bản để cạnh tranh mua bán điện trên thị trường.

Chi phí phân phối điện do cơ quan điều tiết quy định theo từng công ty phân phối. Ở Singapore, do có diện tích nhỏ, nên chỉ có 01 công ty phân phối (SP Group) và có duy nhất 01 giá phân phối cho cả nước. Tuy nhiên, tại Úc và Philippines, do quy mô địa lý lớn hơn, đều hình thành nhiều công ty phân phối (độc quyền trong 01 khu vực địa lý nhất định) và có giá phân phối riêng cho từng công ty. Tại Úc không có bù chéo chi phí phân phối giữa các vùng. Còn tại Philippines, để hỗ trợ cho các công ty phân phối nhỏ trong việc cung cấp điện cho vùng sâu vùng xa, Chính phủ đã quy định tính thêm 01 khoản chi phí bắt buộc (Universal Charge Missionary Electrification) khoảng 0,1544 peso/kWh vào giá bán lẻ điện.

Cơ chế hỗ trợ cho các hộ gia đình thu nhập thấp, các khách hàng dễ bị tổn thương/khó khăn trong việc chi trả tiền điện tại Singapore và Úc đều được thực hiện thông qua các chương trình của Chính phủ, dưới dạng hỗ trợ trực tiếp, không tính vào giá điện.

(ii) Cải cách quy định về giá bán lẻ điện

Cho phép từng đơn vị bán lẻ điện có quyền tự do định giá bán lẻ điện là cơ chế cơ bản đảm bảo thị trường bán lẻ điện cạnh tranh hoạt động hiệu quả. Kinh nghiệm các nước cho thấy [38], trong thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, các đơn vị bán lẻ điện đều được phép tự tính toán và đưa ra mức giá bán lẻ điện để chào bán cho khách hàng (không có sự can thiệp của nhà nước). Đơn vị bán lẻ điện cũng có thể chủ động đưa ra các gói cước tiền điện dưới nhiều hình thức khác nhau (tương tự như dịch vụ viễn thông) để khách hàng lựa chọn gói dịch vụ phù hợp nhất. Điều này sẽ làm đa dạng hoá các loại hình sản phẩm trong thị trường bán lẻ điện, cũng như tăng quyền lựa chọn cho khách hàng sử dụng điện.

- Cơ quan điều tiết chỉ quy định mức giá bán lẻ đối với các đối tượng khách hàng không tham gia thị trường (mức giá bán lẻ này cũng phản ánh đầy đủ tất cả các chi phí từ khâu phát điện, truyền tải điện, phân phối bán lẻ điện và các dịch vụ có liên quan khác);

- Các khoản chi phí phát sinh (hỗ trợ năng lượng tái tạo, trợ giá.....) cần có quy định tính toán cụ thể và minh bạch để đưa vào thành 01 thành phần bắt buộc trong giá điện.

(iii) Tái cơ cấu ngành điện nhằm đảm bảo cạnh tranh công bằng, minh bạch

Tách bạch rõ ràng các hoạt động mang tính độc quyền tự nhiên (phân phối điện) với các hoạt động mang tính cạnh tranh (mua buôn, bán lẻ điện). Theo đó, đơn vị phân phối điện sẽ chỉ cung cấp dịch vụ phân phối cho các đơn vị bán lẻ và khách hàng sử dụng điện. Các đơn vị phân phối điện sẽ có nguồn thu từ phí phân phối để phục vụ công tác quản lý, vận hành, sửa chữa bảo dưỡng cũng như phát triển mở rộng lưới phân phối điện. Mức giá phân phối điện sẽ do cơ quan điều tiết kiểm soát, kết hợp với các quy định về tiêu chuẩn kỹ thuật để đảm bảo tất cả các khách hàng sử dụng điện và các đơn vị bán lẻ điện đều có thể tiếp cận dịch vụ phân phối điện một cách công bằng, minh bạch và không phân biệt đối xử. Tùy thuộc theo từng quốc gia, việc tách bạch khâu phân phối bán lẻ điện có thể thực hiện theo các hình thức khác nhau:

- Tách bạch về tổ chức và pháp nhân thành đơn vị phân phối và đơn vị bán lẻ độc lập hoàn toàn (áp dụng tại Úc, Singapore...): Đảm bảo đơn vị phân phối điện có tính độc lập cao nhất, nhưng có hạn chế là các đơn vị bán lẻ phải quản lý rủi ro tốt nếu không rất dễ lâm vào nguy cơ mất cân bằng dòng tiền dẫn đến phá sản (thực tế tại Úc và Singapore, hầu hết các công ty bán lẻ phải tích hợp lại với các đơn vị phát điện để có thể quản lý rủi ro).

- Tách bạch về chi phí/tổ chức trong nội bộ 01 đơn vị phân phối bán lẻ (áp dụng tại Philippines...): Giúp đơn vị bán lẻ giảm bớt sức ép về tài chính (do vẫn còn tích hợp với đơn vị phân phối điện), nhưng cần có quy định rõ về cơ chế tách bạch chi phí phân phối và quy định, cơ chế giám sát để đảm bảo dịch vụ phân phối điện cung cấp cho các đơn vị bán lẻ khác một cách công bằng, minh bạch.

Cơ quan điều tiết đóng vai trò giám sát hoạt động của thị trường bán lẻ điện, đưa ra các điều khoản chính trong hợp đồng bán lẻ điện để chuẩn hoá và đơn giản hoá quá trình ký kết hợp đồng giữa khách hàng và đơn vị bán lẻ điện; cũng như các quy định đảm bảo quyền lợi cho các bên khi khách hàng chuyển đổi giữa các đơn vị bán lẻ điện.

Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện (SMO) bắt buộc phải có vị trí độc lập với các bên mua/bán điện trên thị trường, nhằm đảm bảo thị trường bán buôn điện vận hành hiệu quả, minh bạch, không phân biệt đối xử; tạo hậu thuẫn vững chắc cho thị trường bán lẻ điện.

b. Hạ tầng công nghệ thông tin

Cơ sở dữ liệu khách hàng: Mỗi khách hàng sử dụng điện đều có mã ID riêng và quản lý trên một cơ sở dữ liệu khách hàng chung cho toàn bộ thị trường. Giống như ngành viễn thông, cơ sở dữ liệu khách hàng sẽ do 1 đơn vị quản lý và cung cấp dịch vụ tự do chuyển đổi đơn vị bán lẻ điện, giảm thiểu thủ tục hành chính làm cản trở việc thay đổi đơn vị mua bán điện, giúp cho thị trường bán lẻ điện hoạt động linh hoạt, hiệu quả.

Thu thập và quản lý dữ liệu đo đếm điện năng: Trong phạm vi thị trường bán lẻ

điện cạnh tranh, chức năng thu thập và quản lý dữ liệu đo đếm điện năng thường do đơn vị phân phối điện cung cấp nhằm tạo điều kiện thuận lợi cho khách hàng sử dụng điện trong việc chuyển đổi đơn vị bán lẻ điện. Riêng tại Úc, mới đây đã điều chỉnh quy định không cho đơn vị phân phối điện độc quyền trong cung cấp dịch vụ này, và cho phép các đơn vị thứ ba bên ngoài tham gia cạnh tranh cung cấp dịch vụ thu thập số liệu đo đếm cho các đơn vị bán lẻ điện. Yêu cầu kỹ thuật của hệ thống đo đếm điện năng khi tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh không nhất thiết phải có hệ thống công tơ điện tử đo đếm từ xa mà tùy thuộc vào yêu cầu của từng loại biểu giá do khách hàng lựa chọn (biểu giá TOU mới cần đo đếm chính xác theo từng chu kỳ, biểu giá một giá - Flat rate thì chỉ cần công tơ cơ cũng có thể đáp ứng được yêu cầu).

c. Các công cụ quan trọng trong TTD bán lẻ

Công cụ hỗ trợ khách hàng lựa chọn đơn vị bán lẻ điện: Hình thành và vận hành các công cụ (trang website...) tổng hợp, cập nhật các gói bán điện của đơn vị bán lẻ; tạo điều kiện cho khách hàng có thể tìm hiểu đầy đủ thông tin cũng như so sánh đánh giá giữa các gói bán điện của các đơn vị bán lẻ trong vùng để có lựa chọn phù hợp.

Cung cấp nhiều lựa chọn cho khách hàng:

- Các khách hàng sử dụng điện đủ điều kiện tham gia thị trường điện được quyền lựa chọn đơn vị bán lẻ điện phù hợp với yêu cầu. Đơn vị bán lẻ điện và khách hàng sử dụng điện sẽ ký kết hợp đồng mua điện, trong đó thống nhất về mức giá điện bán lẻ, các điều khoản khác về việc cung cấp điện, thanh toán tiền điện.

- Các gói cước tiền điện dưới nhiều hình thức khác sau (tương tự như dịch vụ viễn thông) được các đơn vị bán lẻ điện chủ động đưa ra để khách hàng có nhiều lựa chọn. Điều này sẽ làm đa dạng hoá các loại hình sản phẩm trong thị trường bán lẻ điện, cũng như tăng quyền lựa chọn cho khách hàng sử dụng điện.

- Duy trì các đơn vị bán lẻ điện mặc định để bán điện cho các khách hàng không tham gia thị trường, hoặc tiếp nhận các khách hàng sử dụng điện từ các đơn vị bán lẻ điện khác bị phá sản/dừng hoạt động kinh doanh. Giá bán điện của các đơn vị bán lẻ điện mặc định cho khách hàng sử dụng điện sẽ do cơ quan nhà nước có thẩm quyền quy định, đảm bảo thu hồi đầy đủ các chi phí.

- Bảo lãnh thanh toán.

- Các đơn vị bán lẻ điện khi tham gia mua buôn điện trên thị trường giao ngay đều phải đáp ứng yêu cầu về bảo lãnh thanh toán, đảm bảo việc thanh toán trên thị trường giao ngay thông qua Đơn vị vận hành thị trường điện được thực hiện liên tục, đầy đủ.

- Tùy theo đối tượng, chiến lược kinh doanh cụ thể, các đơn vị bán lẻ điện có thể yêu cầu khách hàng sử dụng điện thực hiện đặt cọc tiền điện, hoặc có hình thức bảo lãnh thanh toán tương đương.

- Kinh nghiệm tại Úc cũng cho thấy, nếu có sự khác biệt lớn về chu kỳ thu tiền từ khách hàng sử dụng điện với chu kỳ thanh toán trên thị trường giao ngay, đơn vị

bán lẻ điện cần có đủ năng lực tài chính (vốn lưu động) để đảm bảo về dòng tiền của đơn vị khi tham gia cạnh tranh bán lẻ điện.

d.Thu hút đầu tư phát triển nguồn điện mới nhằm đảm bảo nguồn cung

Thị trường điện (thị trường giao ngay) giúp đưa ra tín hiệu về cân bằng cung cầu trong ngắn hạn, giúp nhà đầu tư có được thông tin về nhu cầu điện. Do vậy, giá thị trường điện phải đảm bảo phản ánh đúng và đầy đủ về chi phí biên của hệ thống điện, đồng thời được xác định tính toán một cách công bằng và minh bạch (cả Úc và Singapore đều đặt giá trần thị trường ở mức khá cao, để đưa ra tín hiệu khi hệ thống thiếu nguồn điện).

Giá bán lẻ điện được xác định theo cơ chế thị trường cạnh tranh (khi đã có thị trường bán lẻ điện); hoặc nếu trường hợp chưa có thị trường bán lẻ cạnh tranh và vẫn do cơ quan nhà nước điều tiết thì giá bán lẻ phải đảm bảo phản ánh đầy đủ chi phí các khâu, được điều chỉnh khi các yếu tố đầu vào thay đổi. Thông qua đó, các đơn vị bán lẻ điện mới đảm bảo được doanh thu, đảm bảo năng lực tài chính để ký kết các hợp đồng dài hạn với các nhà đầu tư phát triển nguồn điện mới.

Bên cạnh vấn đề về giá, nhà đầu tư còn cần có công cụ để quản lý rủi ro trên thị trường giao ngay (thông qua các hợp đồng tài chính). Việc hình thành các thị trường phái sinh điện để các bên liên quan có thể dễ dàng tham gia ký kết hợp đồng là xu hướng phát triển chung của các nước (Úc, Singapore...). Thị trường phái sinh điện giúp các đơn vị bán lẻ điện điều chỉnh (tăng/giảm) khối lượng mua điện qua hợp đồng, quản lý được rủi ro mua điện. Đây cũng là điều kiện tiên quyết để hình thành các đơn vị bán lẻ điện độc lập cạnh tranh với những đơn vị Genterail đã tồn tại trước đây.

Song song với việc vận hành thị trường điện, các nước châu Mỹ Latin (Brasil, Chile...) đã thực hiện cơ chế đấu thầu cạnh tranh để lựa chọn nhà đầu tư nguồn điện mới, đảm bảo an ninh cung cấp điện dài hạn, giá điện cạnh tranh, đồng thời giúp các nhà đầu tư có hợp đồng dài hạn với các đơn vị bán lẻ điện để giảm thiểu rủi ro về biến động giá thị trường.

Singapore đang nghiên cứu xây dựng thị trường công suất (có cơ chế thanh toán phí công suất riêng) để hỗ trợ các nhà đầu tư nguồn điện mới, tăng cường thu hút đầu tư phát triển nguồn điện.

e.Lộ trình và các cấp độ phát triển thị trường bán lẻ điện cạnh tranh

Thị trường bán lẻ điện hoàn chỉnh (tất cả các khách hàng đều có quyền lựa chọn đơn vị bán lẻ điện) được phát triển tại nhiều quốc gia, nhưng hầu hết là các nước đã phát triển, có mức độ tăng trưởng phụ tải điện ổn định và thấp (Úc, các nước Tây Âu, Bắc Âu, Mỹ...).

- Việc phát triển thị trường bán lẻ điện cần thực hiện theo lộ trình từng bước và cần 01 quá trình dài để hoàn thiện. Ví dụ tại bang New South Wales (Úc) cần 12 năm (từ 2002 đến 2014) để có thị trường bán lẻ điện cạnh tranh hoàn chỉnh (không còn sự can thiệp của nhà nước vào giá trần), tại bang South Australia, thời gian cần thiết là 10 năm (2003 - 2013), thậm chí tại một số bang như Tasmania thị trường bán lẻ mới

triển khai từ năm 2014 và vẫn còn sự can thiệp của nhà nước thông qua giá trần.

- Trong khu vực Đông Nam Á, hiện tại chỉ có Singapore đạt đến cấp độ cạnh tranh bán lẻ điện hoàn chỉnh từ tháng 05 năm 2019. Mặc dù cho phép khách hàng lớn tham gia thị trường từ năm 2001, nhưng phải đến tháng 5/2019 Singapore mới mở rộng thị trường bán lẻ điện đến tất cả các hộ khách hàng (sau quá trình hơn 18 năm thúc đẩy, triển khai mô hình cạnh tranh bán lẻ điện). Philippines cũng đã triển khai thị trường bán lẻ điện từ năm 2013, tuy nhiên đến nay vẫn đang trong giai đoạn hoàn thiện.

- Ngoài ra, đối với các nước có tốc độ tăng trưởng phụ tải cao tương tự Việt Nam (ví dụ: Brasil, các nước Mỹ Latin...): Song song với phát triển thị trường điện cần phải xây dựng và thực hiện các cơ chế có liên quan khác để thu hút đầu tư nguồn điện mới. Thị trường điện sẽ giúp nâng cao tính cạnh tranh, minh bạch, công bằng trong huy động các nguồn điện hàng giờ, hàng ngày, đưa ra tín hiệu giá thị trường cho nhà đầu tư; nhưng với việc giá thị trường điện giao ngay luôn biến động cũng như tạo sức ép về quản lý rủi ro giá thị trường cho các nhà đầu tư. Do vậy, cần có cơ chế đấu thầu cạnh tranh để lựa chọn nhà đầu tư nguồn điện mới, đảm bảo an ninh cung cấp điện dài hạn, giá điện cạnh tranh, đồng thời giúp các nhà đầu tư có hợp đồng dài hạn với các đơn vị bán lẻ điện để giảm thiểu rủi ro về biến động giá thị trường. Cơ chế đấu thầu cạnh tranh phát triển nguồn điện sẽ giúp đưa ra mức giá phát điện tối ưu trong dài hạn, và hỗ trợ tốt cho vận hành thị trường giao ngay (ngắn hạn).

Thông thường các nước đều áp dụng cách mở thị trường bán lẻ điện cho các khách hàng tiêu thụ điện lớn, sau đó giảm dần cho các khách hàng nhỏ hơn tham gia và cuối cùng là áp dụng cho tất cả các khách hàng sử dụng điện.

Kết luận chương 1

Chương 1 đã hệ thống hóa, phát triển, bổ sung một số vấn đề lý luận về phát triển thị trường điện và thị trường điện cạnh tranh: khái niệm, các thành phần của TTĐ, cung-cầu TTĐ, các loại hình và bộ phận cấu thành thị trường, nội dung; các tiêu chí đánh giá sự phát triển TTĐ cạnh tranh, và các yếu tố quản lý nhà nước tác động đến phát triển TTĐ cạnh tranh.

Trên cơ sở nghiên cứu kinh nghiệm thực tiễn phát triển thị trường điện cạnh tranh của Singapore, Hàn Quốc, Trung Quốc, và một số quốc gia khác (Na Uy, Úc, bang Texas (Mỹ), Brazil, Argentina), luận án rút ra một số bài học kinh nghiệm làm cơ sở đề xuất các giải pháp phát triển TTĐ cạnh tranh tại Việt Nam trong thời gian tới.

CHƯƠNG 2. THỰC TRẠNG PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH TẠI VIỆT NAM

2.1. Tổng quan về thị trường điện tại Việt Nam

2.1.1. Khái quát về quá trình hình thành, phát triển thị trường điện tại Việt Nam

Ngành điện Việt Nam có lịch sử hình thành và phát triển trên 60 năm, khi Chủ tịch Hồ Chí Minh về thăm Nhà máy đèn Bờ Hồ và Nhà máy điện Yên Phụ. Kể từ đây, ngành điện luôn duy trì được sự tăng trưởng ổn định, đóng góp vào phát triển kinh tế - xã hội quốc gia. Sau năm 1975, Nhà nước quản lý trực tiếp ngành điện, với ba công ty điện lực miền trực thuộc Bộ Năng lượng (cũ). Các công ty điện lực chịu trách nhiệm về sản xuất, truyền tải và phân phối trong phạm vi địa lý được giao phụ trách. Năm 1995 các công ty điện lực được sáp nhập vào một công ty độc quyền duy nhất, Tổng Công ty Điện lực Việt Nam (EVN). Việc sáp nhập này đã chính thức tách hoạt động quản lý nhà nước ra khỏi khâu sản xuất và vận hành hệ thống điện. Bộ Năng lượng (sau đó được sáp nhập vào Bộ Công nghiệp, sau này là Bộ Công Thương (BCT) là cơ quan chủ quản, ban hành các chính sách, quy định để thực hiện chức năng quản lý nhà nước đối với ngành điện.

Kể từ khi Luật Điện lực được ban hành năm 2004, Chính phủ đã triển khai và ban hành các quy định, hướng dẫn để tái cấu trúc ngành điện và xây dựng lộ trình cải cách. Trọng tâm của cải cách được đặt vào hai nhiệm vụ: xây dựng TTĐ cạnh tranh theo ba cấp độ và tái cơ cấu Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN).

Hệ thống điện Việt Nam có nhiệm vụ thực hiện từ các khâu sản xuất, truyền tải và phân phối điện năng cho 63 tỉnh thành. Theo yếu tố lịch sử, địa lý, HTĐ Việt Nam được chia thành 3 HTĐ miền Bắc, Trung, Nam:

- HTĐ miền Bắc: gồm 28 tỉnh thành phía Bắc kéo dài tới hết Hà Tĩnh.
- HTĐ miền Trung: gồm 13 tỉnh thành, 9 tỉnh từ Quảng Bình – Khánh Hòa và 4 tỉnh Tây Nguyên là Đak Lak, Dak Nong, Kon Tum, Gia Lai.
- HTĐ miền Nam: gồm 22 tỉnh thành, 19 tỉnh Nam Bộ và Ninh Thuận, Bình Thuận và Lâm Đồng.

Theo quyết định số 63/2013/QĐ-TTg quy định về lộ trình, điều kiện và cơ cấu ngành điện, Thị trường điện tại Việt Nam được hình thành và phát triển qua 03 cấp độ: (i) Thị trường phát điện cạnh tranh (cấp độ 1): Tiếp tục thực hiện thị trường phát điện cạnh tranh; (ii) Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (cấp độ 2): Từ năm 2015 đến năm 2016: Thực hiện thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm; Từ năm 2017 đến năm 2021: Thực hiện thị trường bán buôn điện cạnh tranh hoàn chỉnh; và (iii) Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (cấp độ 3): Từ năm 2021 đến năm 2023: Thực hiện thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm; Từ sau năm 2023: Thực hiện thị trường bán lẻ điện cạnh tranh hoàn chỉnh.

Việc tái cơ cấu được thực hiện từ năm 2013. Tái cơ cấu là bước đầu tiên để chuyển đổi TTĐ Việt Nam từ mô hình độc quyền tích hợp dọc sang mô hình cạnh

tranh, giúp tăng hiệu quả, minh bạch trong hoạt động sản xuất - kinh doanh điện, bắt đầu bằng việc lựa chọn và cổ phần hóa một số đơn vị phát điện thuộc EVN. Định hướng chung là EVN tiếp tục sở hữu 100% và giữ kiểm soát hoàn toàn với các thủy điện lớn và cổ phần hóa các nhà máy còn lại. Trong các năm tiếp theo, một số nhà máy thuộc diện cổ phần hóa đã lần lượt được chào bán và niêm yết như công ty đại chúng. Tuy nhiên, đối với hầu hết các nhà máy cổ phần hóa, EVN vẫn giữ cổ phần chi phối và cơ cấu công suất thuộc sở hữu của EVN cho đến 2021 vẫn chiếm 39% tổng công suất thị trường.

Hiện nay, EVN đã được chia tách và không còn là DN tích hợp theo chiều dọc, hoạt động chủ yếu như là một công ty đầu tư, không trực tiếp sản xuất hoặc cung cấp dịch vụ mà chỉ nắm giữ cổ phần chi phối hoặc sở hữu tại các công ty khác trong ngành điện. Các bộ phận kinh doanh chiến lược được chia tách thành các đơn vị phân phối điện, hạch toán độc lập và các đơn vị phát điện và truyền tải điện. Công ty Truyền tải điện Quốc gia là một pháp nhân riêng biệt chịu trách nhiệm về các hoạt động của lưới điện truyền tải, có tài khoản, chế độ quản lý và ban giám đốc hoạt động riêng biệt. Chức năng phân phối và bán lẻ của EVN đã được chia tách và giao về các công ty điện lực. Năm công ty (EVNPC) trong số này thực hiện chức năng công ty điện lực có cổ đông thiểu số ngoài EVN nhưng EVN vẫn giữ cổ phần chi phối. Các EVNPC có trách nhiệm quản lý tài sản lên đến cấp điện áp 110 kV, và mua điện từ EVN với giá nội bộ của EVN và bán điện cho khách hàng nhượng quyền của họ ở mức phí do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. EVN đã bước đầu thực hiện tách bạch chi phí phân phối và bán lẻ điện của các TCTĐL theo hướng dẫn tại Quyết định số 3409/QĐ-BCT ngày 20 tháng 9 năm 2018 của Bộ Công Thương.

Hiện tại đã thực hiện cổ phần hóa Tổng công ty Điện lực dầu khí (thuộc Tập đoàn Dầu khí quốc gia Việt Nam); Tổng công ty Điện lực Than - Khoáng sản (thuộc Tập đoàn công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam); Tổng công ty Phát điện 3 (thuộc EVN). Việc cổ phần hóa Tổng công ty Phát điện 1 và 2 (thuộc EVN) đang trong quá trình triển khai thực hiện.

Thị trường phát điện cạnh tranh (cấp độ 1) chính thức vận hành ngày 01/7/2012 và ngày càng hoàn thiện, góp phần nâng cao hiệu quả hoạt động của ngành điện, giúp vận hành hệ thống điện và thị trường điện an toàn, ổn định và tin cậy. Qua hơn 11 năm vận hành, thị trường phát điện cạnh tranh đã đạt được các kết quả tích cực góp phần đảm bảo an ninh cung cấp điện, tăng cường tính minh bạch, công bằng trong việc lập lịch, huy động các nhà máy điện, góp phần tối ưu chi phí toàn hệ thống, từng bước tạo được sự tin tưởng của các nhà đầu tư, các thành viên tham gia thị trường điện. Đến tháng 10 năm 2023, có 108 nhà máy điện với tổng công suất 27990 MW (chiếm 37% tổng công suất toàn hệ thống) trực tiếp tham gia thị trường điện 2 [2].

Bảng 2.1: Cơ cấu nguồn theo loại hình tham gia TTD

Cơ cấu nguồn theo loại hình tham gia thị trường điện			
Phân loại	Số nhà máy	Công suất (MW)	Tỉ lệ
Trực tiếp	109	30860	37%
Gián tiếp	263	18087	22%
ACT	12	378	0%
Khác	14	455	1%
DVPT	5	1571	2%
SMHP	11	8442	10%
Phối hợp với SMHP	3	219	0%
BOT	9	9328	11%
Nhập khẩu	7	806	1%
Thủy điện nhỏ	0	5296	6%
MT mái nhà	0	7722	9%
Mua TQ	0	625	1%
Total	433	83788	100%

(Nguồn: NCS tổng hợp từ báo cáo TK 11 năm Thị trường điện)

2.1.2. Khái quát nhu cầu phụ tải điện tại Việt Nam

Đvt: kwh

Bảng 2.2: Nhu cầu phụ tải điện tại Việt Nam giai đoạn 2012-2022

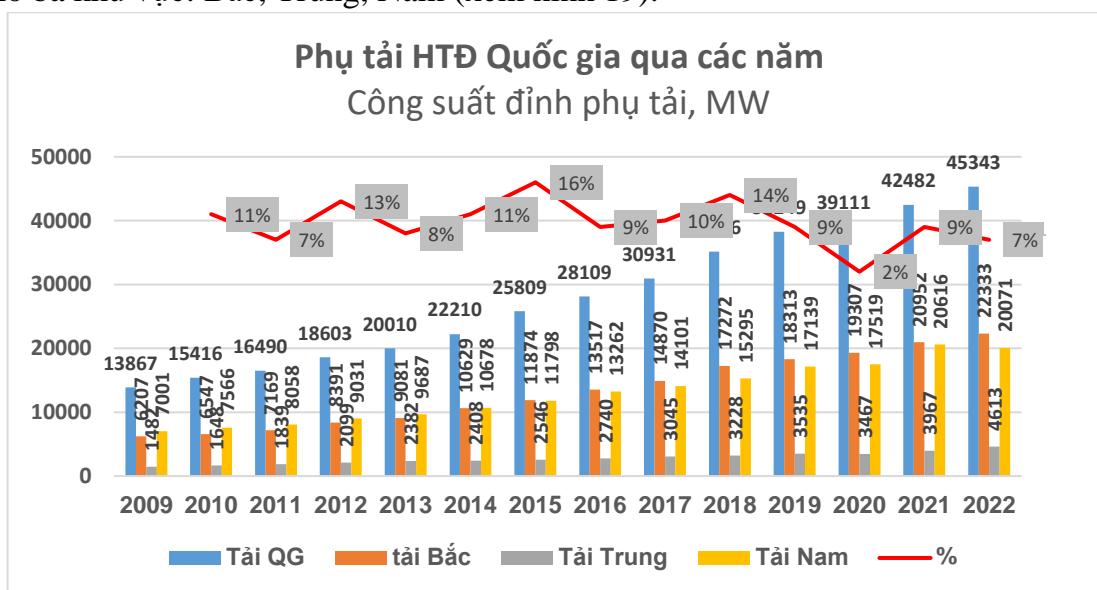
Thành phần phụ tải	Toàn EVN	1.Nông, lâm nghiệp, thủy sản	2.Công nghiệp, Xây dựng	3.Thương nghiệp, khách sạn, nhà hàng	4.Quản lý, tiêu dùng	5.Hoạt động khác	Tổng cộng
Năm 2012		1,265,913,851	55,567,211,754	4,987,733,482	38,421,473,427	5,231,776,548	105,474,109,062
Năm 2013		1,502,259,379	61,276,572,082	5,373,954,575	41,483,220,449	5,646,714,006	115,282,720,491
Năm 2014		1,892,305,365	69,524,164,835	6,131,310,572	45,468,104,481	5,611,834,939	128,627,720,192
Năm 2015		2,326,950,750	77,188,466,641	7,547,760,341	50,377,002,743	6,241,990,803	143,682,171,278
Năm 2016		3,701,958,373	85,422,370,111	8,787,933,052	54,555,267,435	7,325,837,890	159,793,366,861
Năm 2017		4,442,640,619	95,423,583,164	9,667,503,511	57,274,243,067	7,845,044,964	174,653,015,325
Năm 2018		4,908,262,161	105,078,622,037	11,813,065,805	61,647,109,566	8,913,181,160	192,360,240,729
Năm 2019		6,593,512,871	113,353,949,743	11,713,438,908	68,543,803,535	9,563,225,353	209,767,930,410
Năm 2020		7,382,405,291	117,029,234,385	10,352,129,043	73,149,937,355	9,036,290,342	216,949,996,416
Năm 2021		8,086,949,715	122,731,335,882	9,088,667,258	76,792,665,638	8,598,017,908	225,297,636,401

Năm		8,424,423,010	131,366,878,647	12,028,022,349	80,744,438,868	10,153,490,262	242,717,253,136
2022							

(Nguồn: NCS tổng hợp từ báo cáo thường niên EVN.)

Xét một cách tổng thể, Việt Nam là quốc gia đang phát triển, nhu cầu sử dụng điện tăng cao hơn tăng trưởng GDP. Tính chung cả giai đoạn điện thương phẩm tăng trên 10%/năm.

Để đáp ứng nhu cầu tăng trưởng về phụ tải, đáp ứng nhu cầu phát triển về kinh tế, xã hội của đất nước, việc phát triển nguồn cung điện được xác định và phân bổ cho ba khu vực: Bắc, Trung, Nam (xem hình 19).



Hình 2.1: Phụ tải hệ thống điện quốc gia giai đoạn 2009-2022

(Nguồn: NCS tổng hợp)

2.1.3. Khái quát các nguồn cung điện năng tại Việt Nam

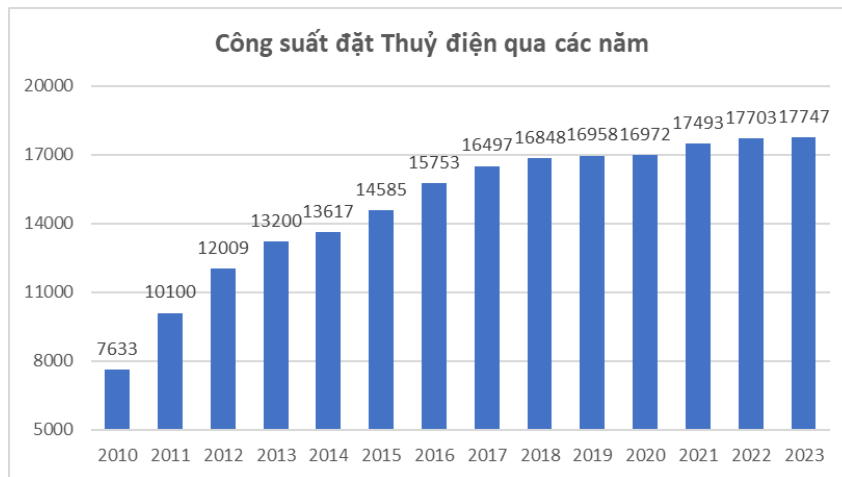
Nguồn cung điện năng của Việt Nam trong giai đoạn từ 2015 trở lại đây được duy trì mức tăng trưởng cao. Năm 2021, công suất cực đại đạt mức 42482 MW; điện sản xuất tăng 1.56 lần so với năm 2015 và tăng gấp 2.52 lần so với năm 2010, đạt 255.37 tỷ kWh (2021). Tổng công suất đặt nguồn điện năm 2021 đạt 77982 MW (tăng 2 lần so với năm 2015) đứng thứ 2 trong các nước ASEAN (sau Indonesia). Xét theo 3 miền: miền Trung có tốc độ tăng trưởng bình quân công suất cực đại cao nhất đạt 8%/năm, miền Bắc và miền Nam đạt 11.2% và 9.8%/năm.

Cơ cấu nguồn điện cũng có sự thay đổi đáng kể, theo đó, tỉ trọng nguồn thủy điện có xu hướng giảm dần, trong khi nguồn nhiệt điện than, khí tăng dần và bước đầu có sự tham gia của nguồn NLTT. Giai đoạn 2015-2021 tổng công suất đặt nguồn điện toàn quốc tăng bình quân 9.98%/năm, cao hơn mức tăng trưởng phụ tải cực đại cùng giai đoạn (9.6%/năm). Trong cùng kỳ, điện sản xuất tăng bình quân 9.8%/năm,

thấp hơn mức tăng trưởng điện thương phẩm (10.6%/năm). Nhìn chung hệ thống điện Việt Nam được vận hành khá an toàn, tin cậy, đảm bảo cung cấp điện cho TTĐ. Hầu hết các nhà máy đều mới được xây dựng và đi vào hoạt động với thời gian chưa lâu, do đó tình trạng thiết bị vẫn còn khá tốt, các nhà máy làm việc ổn định [2].

2.1.3.1.Thủy điện

Thủy điện là một trong những nguồn điện truyền thống và giữ vai trò cung cấp chính trong hệ thống điện Việt Nam. Tuy nhiên, trong những năm tới, do nguồn thủy điện đã được khai thác gần hết, cùng với sự phát triển của nhiệt điện than và nhiệt điện khí, tỷ trọng của thủy điện sẽ giảm dần trong cơ cấu tổng nguồn điện sản xuất. Các nhà máy thủy điện có mức độ tự động hóa, thiết bị, công nghệ không đồng đều. Có nhà máy đã tự động hóa cao như Vĩnh Sơn (thiết bị của hãng Cogelec Pháp), cũng có nhà máy sử dụng hệ thống kích từ thuộc loại hiện đại nhất thế giới như ở Hòa Bình, nhưng cũng có nhà máy còn thiết bị của những năm 1960. Mức độ tự động hóa tại các nhà máy chưa cao nên biên chế cán bộ công nhân còn khá lớn; trung bình 0.66 người/MW trong khi chỉ số ở các nước phát triển là 0.1. Biến đổi khí hậu đang ảnh hưởng đến nguồn nước sẵn có và do đó ảnh hưởng đến việc sản xuất thủy điện ở nhiều khu vực trên thế giới, trong đó có Việt Nam. [23, 25]



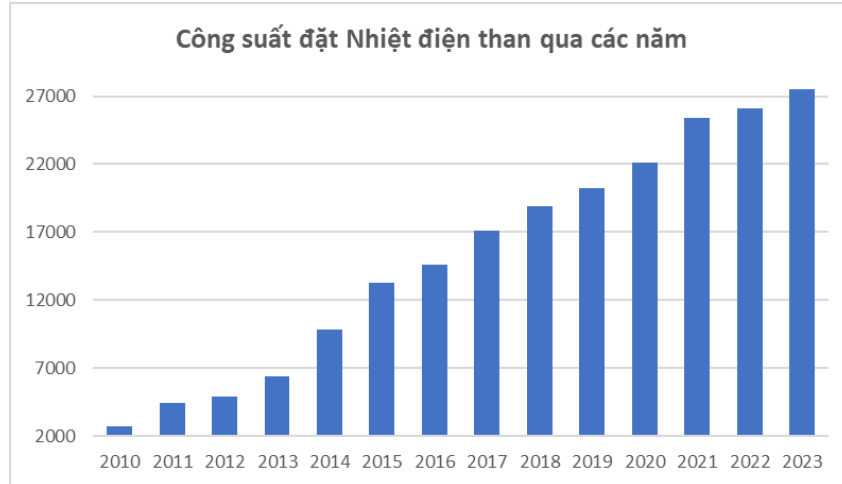
Hình 2.2: Tăng trưởng thủy điện giai đoạn 2010 – 2023

(Nguồn: NCS tổng hợp)

2.1.3.2.Nhiệt điện than

Nhiệt điện than là nguồn điện truyền thống, với ưu điểm là có công suất rất linh hoạt từ nhỏ nhất là khoảng 5 MW đến khoảng 1500 MW hiện nay và có khả năng chuyển đổi sang nhiệt điện chạy dầu hoặc khí hoặc chu trình hỗn hợp. Việt Nam hiện có 24 nhà máy nhiệt điện than với tổng công suất lắp đặt là 25397 MW, tổng lượng điện năng sản xuất trung bình năm là 68.32 tỷ kWh. Trong đó một số nhà máy xây dựng từ lâu như: nhiệt điện Ung Bí (1963), nhiệt điện Ninh Bình (1974), nhiệt điện Phả Lại 1 (1980)... chủ yếu là các nhà máy nhiệt điện ngưng hơi, sử dụng lò hơi tuần hoàn tự nhiên, công suất thấp. Hiện nay, các nhà máy này đều đã được lắp đặt các công nghệ mới để xử lý khói thải và đáp ứng được các yêu cầu về đảm bảo cung cấp điện. Gần đây đã có thêm nhiều nhà máy nhiệt điện than mới được đưa vào vận hành,

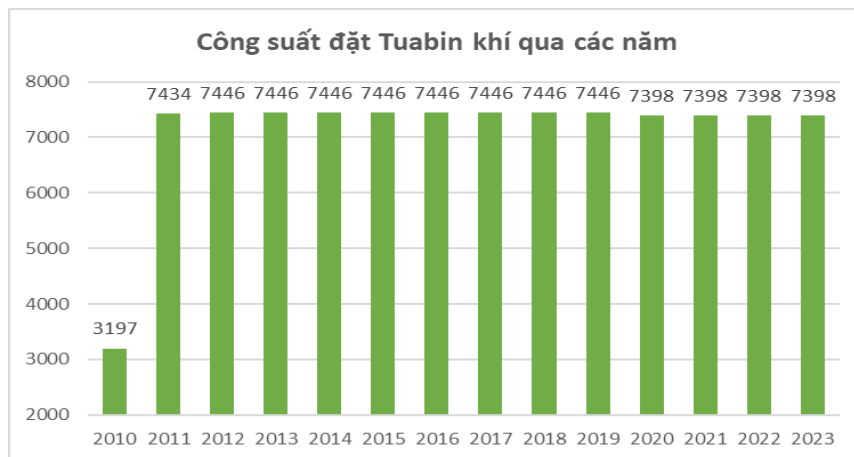
đó là các nhà máy Nghi Sơn 1 (Thanh Hóa) với công suất lắp đặt là 600MW, Vũng Áng (600MW), Hải Phòng 2, Mông Dương 2 (600MW), Vĩnh Tân 2 (1200MW) và An Khánh 1 (115MW) cung cấp thêm công suất phát điện cho hệ thống [19].



Hình 2.3: Tăng trưởng Nhiệt điện than 2010 – 2023

(Nguồn: NCS tổng hợp)

2.1.3.3. Tuabin khí



Hình 2.4: Tăng trưởng Tuabin khí giai đoạn 2010 – 2023

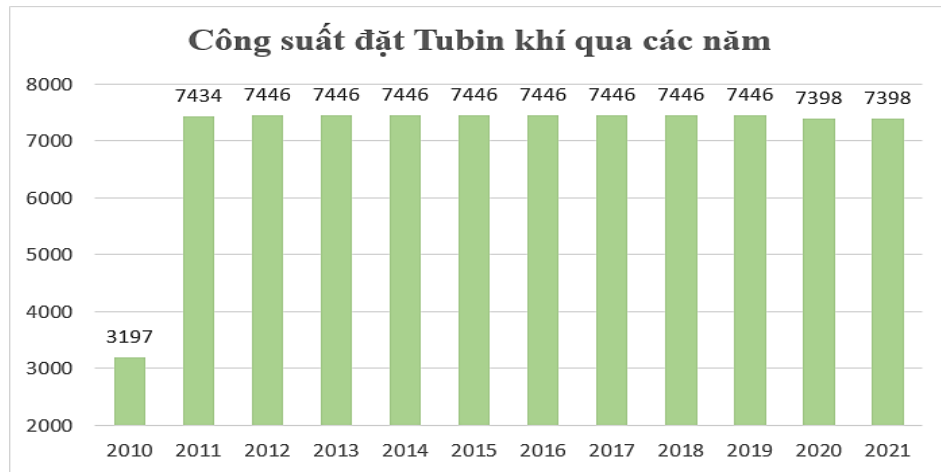
(Nguồn: NCS tổng hợp)

Các nhà máy nhiệt điện khí có ưu điểm là thời gian xây dựng nhanh, mức độ phức tạp trong việc vận hành và ô nhiễm môi trường đều thấp hơn nhiệt điện chạy than. Các nhà máy điện hoạt động dạng tuabin khí chu trình đơn và chu trình hỗn hợp. Hầu hết các nhà máy đều có thiết bị công nghệ tiên tiến, hiệu suất khá cao. Các nhà máy đều sử dụng hệ thống điều khiển hiện đại chung cho các hệ thống thiết bị

chính. Công ty khí Việt Nam (PVGC), một thành viên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chịu trách nhiệm về điều hành khí đốt tự nhiên và chịu trách nhiệm phát triển hệ thống vận chuyển khí, trong vài trường hợp phối hợp với các công ty nước ngoài, về thăm dò và khai thác khí. Công ty cũng phối hợp với một số nhà đầu tư nước ngoài để xây dựng các nhà máy nhiệt điện khí.

2.1.3.4. Nhiệt điện dầu

Các nhà máy nhiệt điện đốt dầu FO do EVN quản lý gồm 3 nhà máy nhiệt điện chạy dầu là Công ty nhiệt điện Thủ Đức, Công ty nhiệt điện Cần Thơ và nhà máy nhiệt điện Ô Môn. Các nhà máy nhiệt điện chạy dầu có thành phần chi phí nhiên liệu chiếm tỷ trọng rất lớn từ 80% đến trên 90% trong cơ cấu giá thành. Do vậy, nguồn nhiệt điện này bị hạn chế công suất để giảm giá thành sản xuất điện, giảm chi phí mua điện của EVN. Các nhà máy nhiệt điện dầu chiếm tỷ trọng nhỏ trong cơ cấu nguồn điện của hệ thống điện Việt Nam.



Hình 2.5: Tăng trưởng Nhiệt điện dầu 2010 – 2021

(Nguồn: NCS tổng hợp)

2.1.3.5. Năng lượng tái tạo

Việt Nam có tiềm năng NLTT đa dạng, với các nguồn NLTT chính, có khả năng khai thác có hiệu quả là mặt trời, gió và sinh khối. Khu vực ven biển miền Trung và các tỉnh phía Nam được nhận định là có tiềm năng cao hơn với lợi thế về điều kiện khí hậu, đặc điểm phát triển kinh tế xã hội.

a. Năng lượng mặt trời

Ở Việt Nam, bức xạ mặt trời trung bình 150 kcal/m² chiếm khoảng 2,000 - 5,000 giờ trên năm, với ước tính tiềm năng lý thuyết khoảng 43.9 tỷ TOE (11, 23, 25). Số ngày nắng trung bình trên các tỉnh của miền trung và miền nam là khoảng 300 ngày/năm. Hiện nay đa phần điện mặt trời chỉ khai thác ở quy mô nhỏ, được lắp đặt tại các khu vực vùng sâu, vùng xa và hải đảo. Thời gian gần đây với việc ban

hành cơ chế giá mua điện cố định ở mức 9.35 Uscent/kWh của chính phủ, điện mặt trời được dự báo sẽ có mức tăng trưởng rất cao trong những năm tới và có thể đạt mức trên 10% công suất toàn hệ thống vào năm 2030.

b. Năng lượng gió

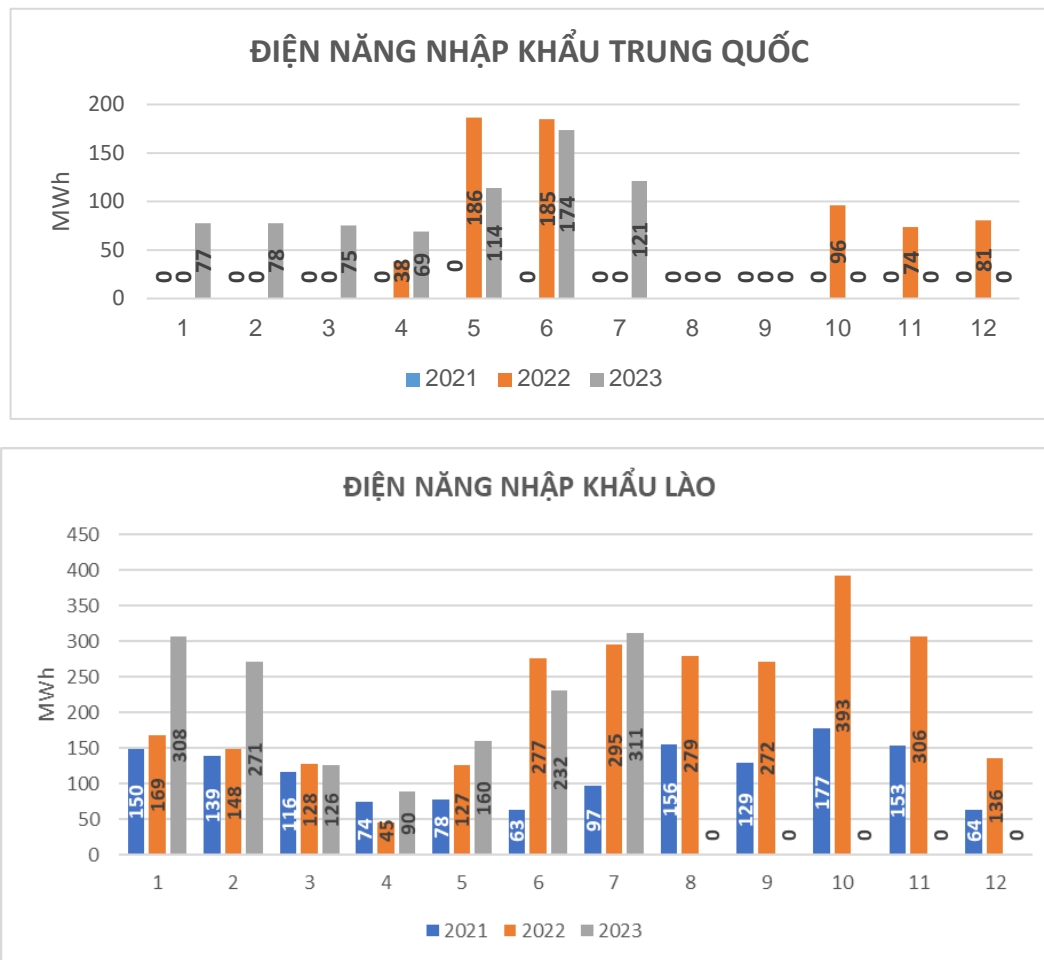
Việt Nam được xác định là quốc gia có tiềm năng gió lớn nhất so với các nước láng giềng trong khu vực như Lào, Campuchia và Thái Lan. Những khu vực hứa hẹn nhất cho phát triển điện gió chủ yếu nằm ở các vùng ven biển và cao nguyên miền nam trung bộ và miền nam của Việt Nam. Cũng theo nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới, ước lượng khoảng 8.6% tổng diện tích lãnh thổ Việt Nam có tiềm năng gió với mức từ “cao” đến “rất cao”, phù hợp cho việc triển khai tuabin gió cỡ lớn. Điện gió ở Việt Nam có tiềm năng khoảng 475 GW điện gió ngoài khơi tại vùng biển có độ sâu dưới 200 m và tổng công suất các nhà máy điện đang hoạt động của Việt Nam hiện nay là 40 GW, với các nguồn chính là thủy điện, nhiệt điện than và cơ bản đang dần tới ngưỡng. Tiềm năng điện gió ngoài khơi gấp nhiều lần công suất hiện có, có thể đáp ứng nhu cầu điện năng hiện tại và tương lai. Hiện Việt Nam đã ban hành chính sách giá mua điện gió cố định ở mức 7.5 Uscent/kWh. Cho đến nay, tổng công suất lắp đặt của các trang trại gió phát điện quy mô lớn nổi trội đã đạt trên 100 MW, tập trung tại các tỉnh ven biển phía Nam như Bạc Liêu, Cà Mau, Bình Thuận. Trong giai đoạn tới, dự báo tiềm năng gió tại Việt Nam sẽ tiếp tục được khai thác và có mức tăng trưởng rất cao.

c. Năng lượng sinh khối

Là một nước nông nghiệp, Việt Nam có tiềm năng rất lớn về nguồn năng lượng sinh khối. Các loại sinh khối chính là: gỗ năng lượng, phế thải - phụ phẩm từ cây trồng, chất thải chăn nuôi, rác thải ở đô thị và các chất thải hữu cơ khác. Khả năng khai thác bền vững nguồn sinh khối cho sản xuất năng lượng ở Việt Nam đạt khoảng 100-150 triệu tấn mỗi năm. Một số dạng sinh khối có thể khai thác được ngay về mặt kỹ thuật cho sản xuất điện hoặc áp dụng công nghệ đồng phát năng lượng (sản xuất cả điện và nhiệt) đó là: trấu ở đồng bằng sông Cửu Long, bã mía dư thừa ở các nhà máy đường, rác thải sinh hoạt ở các đô thị lớn, chất thải chăn nuôi từ các trang trại gia súc, hộ gia đình và chất thải hữu cơ khác từ chế biến nông-lâm-hải sản [10, 90]. Theo thống kê, hiện có khoảng 40 nhà máy đồng phát nhiệt điện với tổng công suất 150MW tại Việt Nam.

2.1.3.6. Nhập khẩu điện

Năm 2021, Việt Nam không mua điện từ Trung Quốc. Hệ thống điện nhập khẩu một phần sản lượng từ Lào với sản lượng 1399 triệu kWh và bán bán cho Campuchia là 560 triệu kWh.



Hình 2.6: Điện nhập khẩu các năm

(Nguồn: NCS tổng hợp)

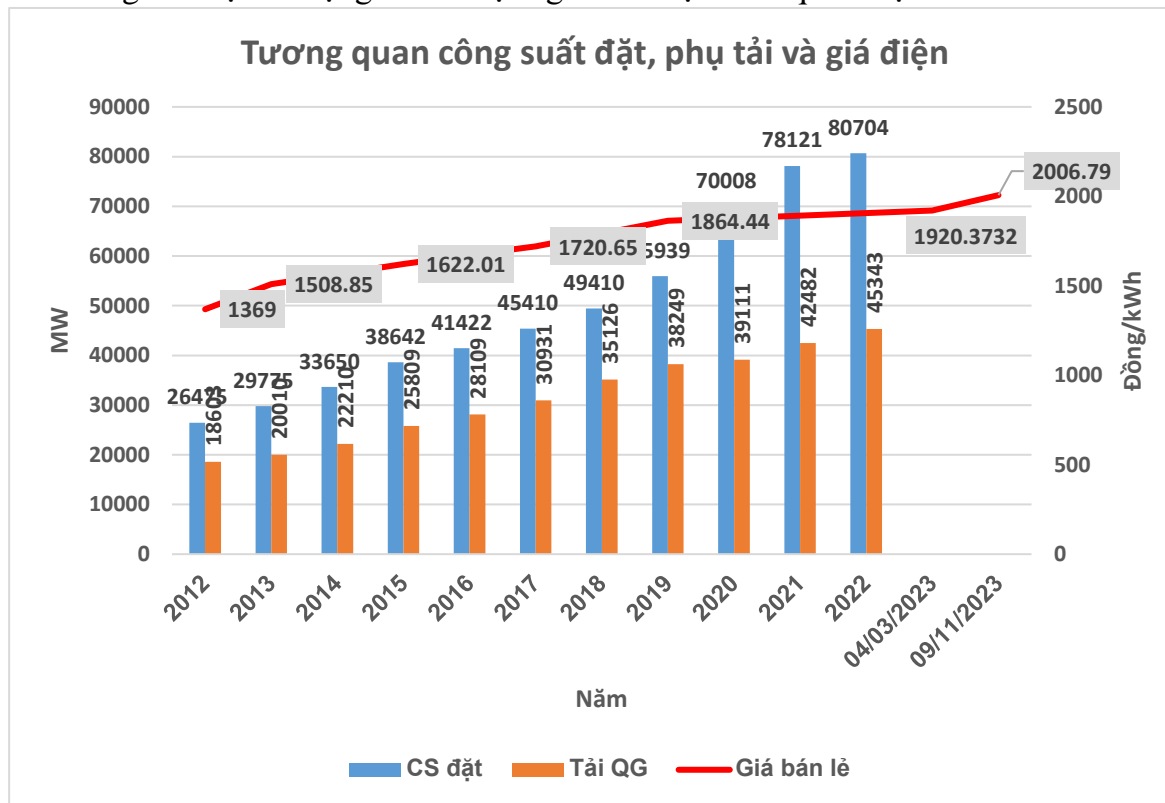
2.1.4. Khái quát mức giá điện tại Việt Nam

Điện là một mặt hàng đặc thù và rất quan trọng đối với nền kinh tế cũng như sinh hoạt của nhân dân, do đó thông tin về giá điện luôn được dư luận xã hội quan tâm. Vì tính chất quan trọng đó, dù định hướng theo cơ chế thị trường, thu đúng, thu đủ, có lên có xuống nhưng giá điện tại Việt Nam vẫn có sự điều tiết của nhà nước theo hướng bảo vệ cho đa số người dân.

Ở mỗi thời kỳ, giá bán điện bình quân sẽ được Thủ tướng quyết định với 2 văn bản bao gồm: (1) Khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân và (2) cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân. Những quyết định trên đều căn cứ và tuân thủ theo Luật giá và các Nghị định của Chính phủ. Đối với cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân được thực hiện theo Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg có hiệu lực từ ngày 15/8/2017.

Trong các văn bản trên, có quy định rõ ràng về thẩm quyền, trách nhiệm của

các Bộ/ngành, đơn vị, tổ chức liên quan triển khai thực hiện. Theo Quyết định 24, về nguyên tắc điều chỉnh giá bán điện bình quân (tăng/giảm) sẽ căn cứ vào kết quả kiểm tra giá thành sản xuất kinh doanh điện của EVN hàng năm, nếu giá các thông số đầu vào của tất cả các khâu (phát điện, truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều hành - quản lý ngành và dịch vụ phụ trợ hệ thống điện) có biến động (tăng hoặc giảm) so với thông số được sử dụng để xác định giá bán điện bình quân hiện hành.



Hình 2.7: Tương quan công suất đặt, phụ tải và giá điện giai đoạn 2012 - 2022

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Tùy vào từng mức độ biến động thông số đầu vào tính theo % thì EVN, hoặc Bộ Công Thương/Bộ Tài chính được phép điều chỉnh hoặc trình Chính phủ xem xét cho ý kiến. Trường hợp cần thiết, Bộ Công Thương phối hợp với Bộ Tài chính báo cáo Ban Chỉ đạo điều hành giá trước khi báo cáo Thủ tướng Chính phủ. Về phương pháp lập giá bán điện bình quân hàng năm, Quyết định 24 nêu rõ: Giá bán điện bình quân được lập hàng năm trên cơ sở chi phí mua điện từ các đơn vị phát điện, chi phí và lợi nhuận định mức của các khâu truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện lực, chi phí dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, chi phí quản lý chung của Tập đoàn EVN để đảm bảo khả năng vận hành, cung ứng điện và đáp ứng nhu cầu đầu tư theo kế hoạch do cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền ban hành.

Về nguyên tắc, giá điện được tính toán trên cơ sở chi phí của các thông số đầu vào gồm 4 khâu chính: phát điện, truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều hành

- quản lý ngành và dịch vụ phụ trợ hệ thống điện.

Tuy nhiên cũng có nhiều yếu tố liên quan có tác động lên giá điện vì để có thể sản xuất và cung ứng điện cần số vốn đầu tư lớn cho hệ thống nguồn và lưới điện, cũng như các dịch vụ liên quan.

Qua đánh giá, mặc dù qua 11 năm, các yếu tố về cung-cầu có nhiều sự thay đổi. Tuy nhiên giá bán lẻ điện bình quân có sự biến động ít, chưa phản ánh hết được chi phí đầu vào vận hành hệ thống điện và thị trường điện theo cơ chế thị trường.

2.2. Thực trạng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

2.2.1. Thực trạng phát triển thị trường điện bán buôn cạnh tranh

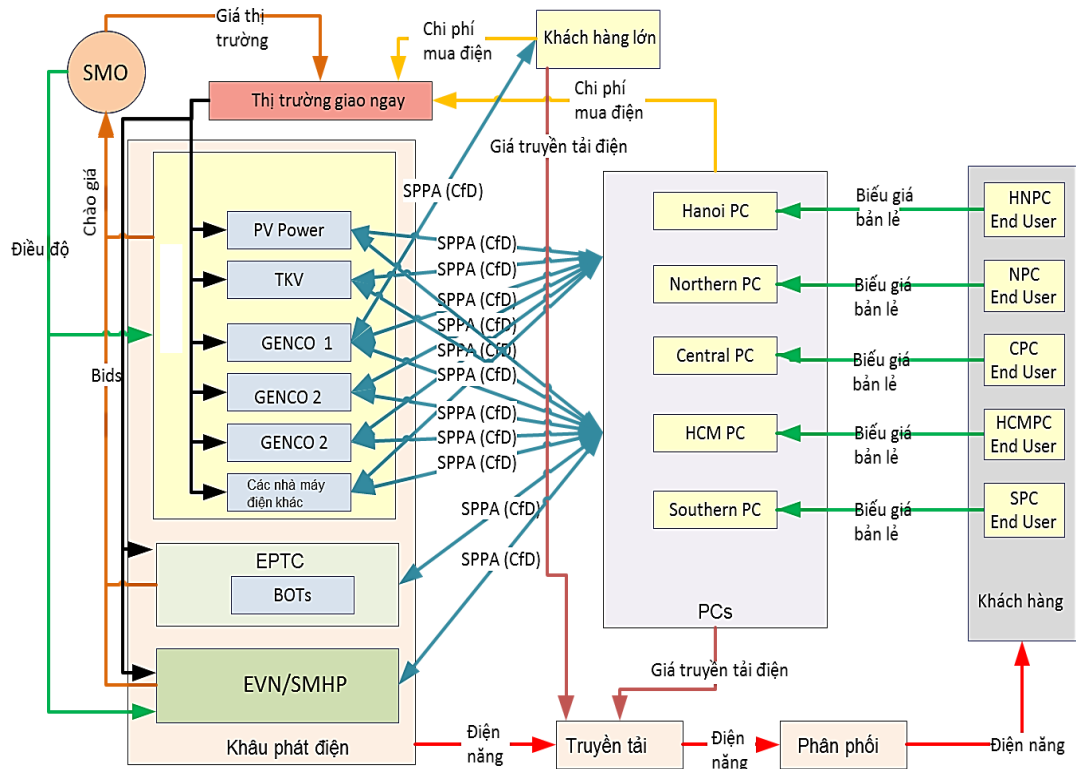
2.2.1.1. Mô hình tổ chức và cơ chế hoạt động của thị trường bán buôn

Mô hình thiết kế tổng thể và thiết kế chi tiết thị trường bán buôn điện cạnh tranh hoàn chỉnh đã được Bộ Công Thương tiếp thu, chọn lọc các cơ chế, mô hình thị trường điện tiên tiến trên thế giới (Úc, Ireland, Singapore...) có điều chỉnh cho phù hợp với điều kiện đặc thù của ngành điện Việt Nam (Quyết định số 6463/QĐ-BCT ngày 22/7/2014 và Quyết định số 8266/QĐ-BCT ngày 10/8/2015) của Bộ trưởng Bộ Công Thương).

Thị trường bán buôn điện cạnh tranh đã được vận hành thử nghiệm từ 2017-2018 và vận hành chính thức từ 01/01/2019. Tham chiếu thực tế bối cảnh ngành điện, kinh nghiệm vận hành trong giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh thí điểm, cũng như các điều kiện khác để xây dựng Thị trường bán buôn điện cạnh tranh hoàn chỉnh, Bộ Công Thương đã ban hành phương án vận hành Thị trường bán buôn điện cạnh tranh năm 2019 (tại Quyết định số 3038/QĐ-BCT ngày 24/8/2018). Bên cạnh đó Bộ Công Thương cũng đã ban hành quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh năm 2019 (tại Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15/1/2018) tạo cơ sở pháp lý để các đơn vị triển khai thực hiện.

Đặc điểm khác biệt của mô hình thiết kế thị trường bán buôn điện cạnh tranh so với thị trường phát điện cạnh tranh là việc mở rộng đối tượng tham gia thị trường điện và tính cạnh tranh trên thị trường. Đối tượng tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh gồm: Bên bán điện là các đơn vị phát điện, bên mua điện gồm Tập đoàn Điện lực Việt Nam và 05 Tổng công ty điện lực-TCTĐL (Thành phố Hà Nội, Thành phố Hồ Chí Minh, miền Bắc, miền Trung, miền Nam), khách hàng lớn (đủ điều kiện). Thị trường bán buôn điện cạnh tranh áp dụng mô hình thị trường điện tập trung toàn phần (tương tự một sàn giao dịch tập trung). Toàn bộ điện năng phát của các nhà máy điện được chào bán trên thị trường giao ngay, các đơn vị mua điện cạnh tranh mua điện trên thị trường giao ngay. Các cơ chế hợp đồng trong Thị trường bán buôn điện cạnh tranh bao gồm: Hợp đồng song phương (ký dưới dạng hợp đồng CfD), hợp đồng vesting (phân bổ hợp đồng từ các hợp đồng hiện hữu ký với EVN cho các TCTĐL), sàn giao dịch hợp đồng (quản lý rủi ro cho bên bán và bên mua trước biến động giá của thị trường).

Trên cơ sở rút kinh nghiệm từ việc vận hành Thị trường bán buôn điện giai đoạn thí điểm và căn cứ theo điều kiện bối cảnh thực tế của ngành điện và các ràng buộc liên quan, mô hình Thị trường bán buôn điện hoàn chỉnh áp dụng từ năm 2019, như sau:



Hình 2.8: Mô hình tổ chức và cơ chế thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam

(Nguồn: NCS tổng hợp từ báo cáo TK 11 năm Thị trường điện Việt Nam)

- Các TCTĐL mua một phần sản lượng điện năng đầu nguồn trên thị trường điện (theo giá thị trường giao ngay và hợp đồng). Phần sản lượng điện còn lại được mua từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam theo cơ chế giá bán buôn điện nội bộ của EVN - giá BST và mua từ thị trường điện theo quy định thị trường bán buôn điện, sau đó bán buôn điện cho các công ty bán lẻ điện khác (khách hàng mua buôn) theo giá bán buôn điện, bán lẻ điện cho các khách hàng sử dụng điện theo giá mua điện đã được Bộ Công Thương quy định. Các TCTĐL được phân bổ hợp đồng của nhà máy điện Phú Mỹ 1 và Phú Mỹ 4; và trực tiếp ký kết hợp đồng với 04 nhà máy điện mới (Thái Bình 1, Vĩnh Tân 4, Duyên Hải 3 mở rộng, Vĩnh Tân 4 mở rộng);

- Thị trường điện giao ngay vận hành theo mô hình chào giá theo chi phí biến đổi, có chu kỳ giao dịch là 01 giờ (khi điều kiện về hạ tầng công nghệ thông tin đáp ứng sẽ áp dụng chu kỳ giao dịch là 30 phút) và chu kỳ thanh toán là 01 tháng. Giá thị trường được xác định căn cứ trên bản chào giá hàng ngày của các nhà máy điện và

nhu cầu phụ tải thực tế trong từng chu kỳ giao dịch, trên nguyên tắc tối thiểu hóa chi phí mua điện toàn hệ thống;

Cơ chế thanh toán: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện là đơn vị thực hiện tính toán, công bố giá thị trường điện giao ngay, các khoản thanh toán trong thị trường điện giao ngay. Tổng công ty Điện lực thực hiện thanh toán cho 04 nhà máy mới được ký kết trực tiếp giữa hai bên. Tập đoàn Điện lực Việt Nam thực hiện chức năng thanh toán cho các nhà máy điện còn lại tương tự như trong Thị trường phát điện cạnh tranh. Các TCTĐL mua điện đầu nguồn từ EVN theo giá bán buôn điện nội bộ của EVN - giá BST và mua từ thị trường điện theo quy định thị trường bán buôn điện, sau đó bán buôn điện cho các công ty bán lẻ điện khác (khách hàng mua buôn) theo giá bán buôn điện, bán lẻ điện cho các khách hàng sử dụng điện theo giá mua điện đã được Bộ Công Thương quy định.

Căn cứ khung giá bán buôn điện do Bộ Công Thương ban hành, EVN có trách nhiệm quy định cụ thể giá bán buôn điện cho từng TCTĐL. Như vậy, về bản chất khi thực hiện cơ chế giá bán buôn nội bộ, các TCTĐL sẽ chịu trách nhiệm đối với phần điện mua trên thị trường phân bổ theo hợp đồng, thu hồi được chi phí phân phối bán lẻ điện được duyệt và có lợi nhuận cho phép đối với hoạt động phân phối, bán lẻ điện. Toàn bộ doanh thu bán lẻ điện theo giá bán điện thống nhất toàn quốc từ các TCTĐL sau khi trừ đi phần chi phí phân phối, bán lẻ điện; lợi nhuận cho phép và chi phí mua điện của các TCTĐL trên thị trường sẽ được EVN thu hồi và điều phối cho các đơn vị phát điện, truyền tải điện, quản lý ngành và dịch vụ phụ trợ để đảm bảo cân đối tài chính cho toàn Tập đoàn.

Do việc áp dụng giá bán lẻ điện thống nhất toàn quốc trong khi các TCTĐL trực tiếp mua điện trên thị trường điện, có chi phí phân phối, bán lẻ điện khác nhau, đồng thời có giá bán lẻ điện bình quân khác nhau nên phương pháp xác định giá bán buôn điện hiện hành đã thực hiện chức năng bù chéo đảm bảo điều hòa tài chính giữa các TCTĐL và không làm ảnh hưởng đến chức năng hoạt động của thị trường VWEM. Tuy nhiên, cơ chế giá bán buôn điện hiện hành chỉ áp dụng trong giai đoạn chuyển tiếp, khi mà EVN vẫn còn mua phần lớn sản lượng điện phát để bán cho các TCTĐL. Không thể áp dụng cơ chế này nếu tất cả khách hàng đều tham gia thị trường, trường hợp toàn bộ khách hàng tham gia thị trường trong tương lai, cần có những giải pháp thay thế hiệu quả hơn để giải quyết vấn đề này như không áp dụng biểu giá thống nhất toàn quốc hoặc tăng mức hỗ trợ tiền điện cho hộ nghèo theo tiêu chí do Thủ tướng Chính phủ quy định.

Giá bán buôn điện nông thôn; khu tập thể, cụm dân cư; tổ hợp thương mại - dịch vụ - sinh hoạt; chợ; khu công nghiệp được xác định căn cứ theo quy định tại Khoản 2 và Khoản 4 Điều 1 Thông tư số 25/2018/TT-BCT ngày 12 tháng 9 năm 2018 của Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 16/2014/TT-BCT, theo đó, khi điều chỉnh giá bán lẻ điện thì giá bán buôn điện cho các đơn vị bán lẻ điện được điều chỉnh trên cơ sở mức trừ lùi giá bán buôn điện hiện hành nhân với

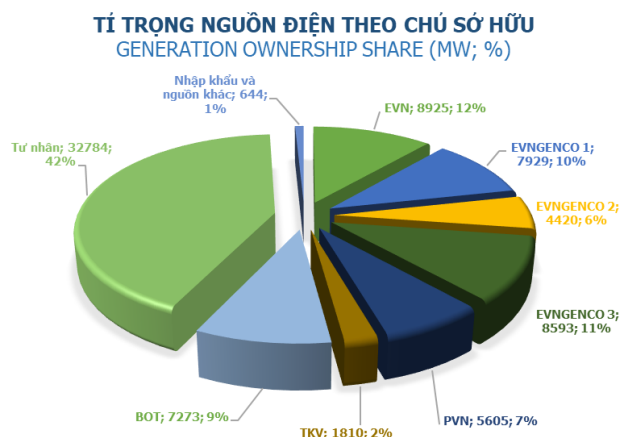
mức tăng chỉ số giá tiêu dùng (CPI) kế hoạch do Quốc hội ban hành tại năm điều chỉnh giá bán lẻ điện.

Hiện nay, EVN đã và đang triển khai các công tác liên quan đến thực hiện tách bạch chi phí khâu phân phối và khâu kinh doanh bán lẻ điện của các TCTĐL và đã có báo cáo Bộ Công Thương về tình hình và kết quả tách bạch chi phí phân phối điện và khâu kinh doanh bán lẻ điện năm 2018.

2.2.1.2. Các đơn vị sản xuất điện, tổng cung và cơ cấu nguồn cung điện năng

a. Thị phần các đơn vị tham gia sản xuất điện

Lĩnh vực sản xuất điện tại Việt Nam hiện nay đang từng bước có sự tham gia của các DN từ nhiều thành phần khác nhau. Thị trường sản xuất điện có thị phần của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và các công ty thành viên hoặc công ty liên kết của EVN; các đơn vị thuộc các Tập đoàn, Tổng Công ty nhà nước, các công ty tư nhân và nhà đầu tư nước ngoài.



Hình 2.9: Thị phần các doanh nghiệp tham gia sản xuất điện tại Việt Nam

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Chiếm tỉ trọng lớn nhất là nhóm các công ty thuộc EVN hoặc có liên quan về sở hữu với EVN, bao gồm các EVN GENCO - là các công ty được thành lập từ việc tái cơ cấu lại các nhà máy điện trực thuộc của EVN, 3 EVN GENCO được giao trách nhiệm đảm nhận quản lý các nhà máy điện và phần vốn của EVN tại các Công ty phát điện đang hoạt động. Sau khi thành lập các EVN GENCO, EVN chỉ còn quản lý trực tiếp các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu (là những thủy điện lớn, có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, an ninh, quốc phòng) như Hòa Bình, Sơn La, Ialy, Trị An, Tuyên Quang.

Nhóm các nhà máy điện độc lập, trong đó có Tổng Công ty Điện lực dầu khí (PV Power) và Tổng công ty Điện lực Than - Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin Power Holding Corporation) là hai nhà đầu tư điện độc lập lớn nhất tại Việt Nam. PV Power hiện quản lý danh mục gồm 9 nhà máy điện đang vận hành sản xuất với

tổng công suất là 5462 MW, hàng năm chiếm từ 13 - 15% tổng sản lượng điện quốc gia. Vinacomin Power đang là nhà cung cấp điện thứ 3 sau nhóm EVN và PV Power, quản lý và vận hành 5 nhà máy nhiệt điện than với tổng công suất 1545 MW.

Ngoài nhóm các DN nêu trên, TTĐ có sự tham gia của các nhà đầu tư trong và ngoài nước. Đây là nhóm có tốc độ tăng trưởng cao nhất và có sự thay đổi mạnh mẽ nhất trong cơ cấu nguồn điện những năm gần đây. Năm 2011 thị phần của nhóm các DN này chỉ chiếm 6.8% nhưng đến năm 2021 đã tăng lên chiếm khoảng 42% công suất hệ thống [19]. Một số nhà đầu tư nước ngoài tiêu biểu tại Việt Nam là AES Corporation (Mỹ), Posco Energy (Hàn Quốc), China Investment Corporation (Trung Quốc), Tata Power (Ấn Độ).

b. Tăng trưởng tổng cung điện năng

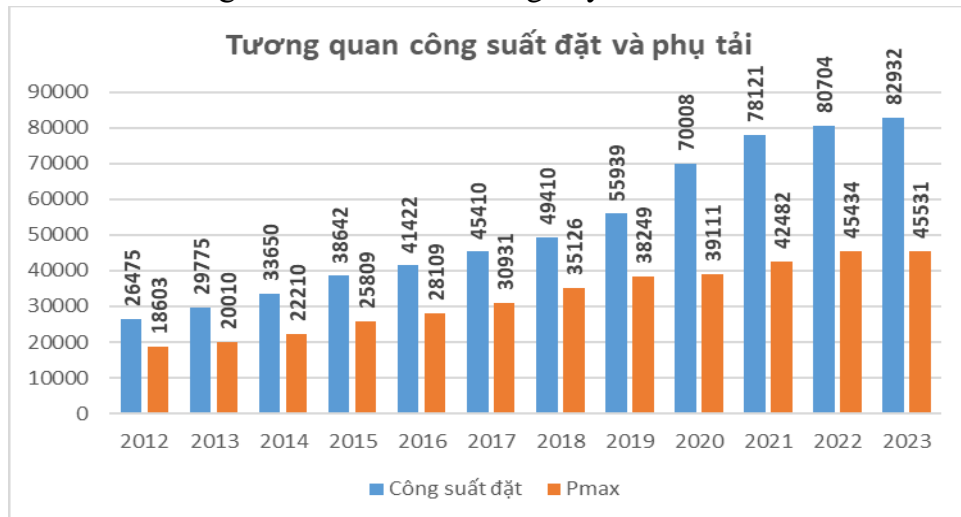
Giai đoạn 2012-2022, kể từ khi chính thức vận hành thị trường phát điện cạnh tranh (tháng 7/2012) đến 2018, tăng trưởng công suất và sản lượng toàn hệ thống điện Quốc gia luôn ở mức cao mặc dù vận hệ thống điện luôn đảm bảo cân bằng cung cầu góp phần duy trì sự phát triển kinh tế xã hội các năm vừa qua. Tăng trưởng bình quân trong cả giai đoạn 2012-2018 của công suất và sản lượng lần lượt là 11,4% và 10,8%. Số liệu thống kê cho thấy năm 2016-2017 tăng trưởng phụ tải có suy giảm so với các năm trước đó, tuy nhiên giai đoạn 20 cho thấy nhìn chung phụ tải có xu hướng phục hồi mức tăng trưởng cao.

Bảng 2.3: Phụ tải hệ thống điện quốc gia giai đoạn 2012-2023

Năm	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2019	2020	2021	2022	2023
Phụ tải đỉnh (MW)	18603	20010	22210	25809	28109	30931	38249	38617	42482	45434	45531
Tăng trưởng phụ tải đỉnh (%)	12.82	7.56	10.99	16.21	8.91	10.04	8.89	1.04	8.62	6.95	
Sản lượng (triệu kWh)	119033	128849	144646	163501	182166	197610	240100	245890	256730	271103	
Tăng trưởng sản lượng (%)	10.64	8.25	12.26	13.04	11.42	8.48	9.1	2.42	3.91	5.6	

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Giai đoạn 2012-2018 cùng với tăng trưởng phụ tải cao, tổng công suất đặt hệ thống hàng năm cũng được bổ sung một lượng công suất khá lớn, bình quân 3.697MW/năm. Các nguồn điện đưa vào vận hành trong giai đoạn này có xu hướng giảm dần các nguồn thủy điện do tiềm năng khai thác các nhà máy thủy điện đã gần đạt mức tới hạn, ngược với thủy điện là xu hướng tăng của các nguồn nhiệt điện và năng lượng tái tạo đưa vào vận hành. Chênh lệch giữa tổng công suất đặt và phụ tải cũng tăng từ 7.872MW cho năm 2012 lên 14.284MW cho năm 2018, mặc dù vậy dự phòng công suất của hệ thống thực tế lại không đạt được, một số thời điểm hệ thống gần như không còn dự phòng do một số các nguyên nhân sau: (i) Nguồn điện bị sự cố, (ii) Các tổ máy thường xuyên phải bảo dưỡng sửa chữa để khắc phục các tồn tại, (iii) Suy giảm công suất ở các nhà máy thủy điện trong giai đoạn cuối mùa khô khi cột áp giảm mạnh, (iv) Lưu lượng nước về cũng như khả năng cung cấp nhiên liệu than/khí cũng làm ảnh hưởng đến khả dụng tổ máy do không có đủ nước/nhiên liệu để huy động và (iv) Tiến độ các công trình điện mới thường xuyên bị chậm.



Hình 2.10: Tương quan phụ tải HTĐ và công suất nguồn điện giai đoạn 2012 – 2023

(Nguồn: NCS tổng hợp)

c. Cơ cấu nguồn cung điện năng

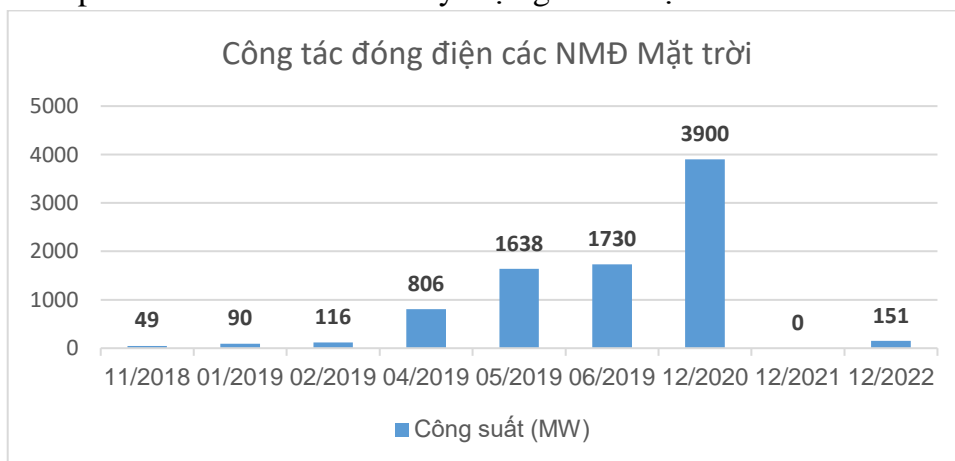
Bảng 2.4: Nguồn mới trên 30MW vào vận hành giai đoạn 2012 - 2022

Năm	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Thủy điện	1.852	1.281	575	968	1502	706	394	108.8	119.5	721	679.35
Nhiệt điện	740	1.823	2.768	3.314	1.544	2.524	1.535	1322.3	1810	3228	1200
Nhiệt điện dầu	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0	0
Năng lượng tái tạo	0	0	0	0	0	31	219	4405.3	4140.4	3612.2	1084

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Giai đoạn 2019-2020, qua cân đối cung-cầu điện cho thấy hệ thống điện có thể đáp ứng nhu cầu cho phát triển kinh tế xã hội, tuy nhiên phải huy động các nguồn điện chạy dầu có giá thành sản xuất cao, với sản lượng khoảng 2,4 tỷ kWh và 4,5 tỷ kWh lần lượt cho các năm 2019 và năm 2020. Mặc dù vậy, với tình trạng các nguồn điện mới bổ sung cho năm 2020 không lớn nên trong năm 2020 dự phòng còn thấp cũng như xuất hiện khả năng nguồn cung không đáp ứng được nhu cầu trong một số tình huống cực đoan như: (i) Phụ tải cao hơn dự báo; (ii) Lưu lượng về các hồ thủy điện thấp; (iii) Nhiên liệu than, khí cho phát điện thiếu hụt và (iv) Sai lệch trong dự báo khả năng phát của các nguồn năng lượng tái tạo.

Công tác phát triển nguồn các năm trong giai đoạn từ năm 2012 đến tháng 6 năm 2019 chủ yếu theo Quy hoạch điện VII, các nguồn điện chủ yếu là nguồn điện truyền thống bao gồm thủy điện và nhiệt điện than. Riêng giai đoạn cuối năm 2018 đến nay các nguồn năng lượng đã có sự thay đổi mạnh mẽ, công suất đặt các nhà máy điện mặt trời tăng lên đáng kể, trong đó chỉ có 2 nhà máy điện mặt trời vào vận hành năm 2018 với công suất đặt 84MW thì đến cuối tháng 6 năm 2019 số nhà máy đã tăng lên là 82 nhà máy với tổng công suất đặt là 4.440MW. Nguyên nhân chủ yếu do chính sách giá điện với điện mặt trời là 9,35Uscents/kWh có sức hút rất lớn với các nhà đầu tư theo Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 của Thủ tướng chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam. Với các nguồn điện gió cũng có chính sách giá điện cũng rất hấp dẫn theo Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018 về sửa đổi, bổ sung một số điều của Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ngày 29/6/2011 của Thủ tướng chính phủ về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam theo đó với các dự án điện gió trong đất liền là 8,5Uscents/kWh và các dự án điện gió trên biển là 9,8Uscents/kWh, khả năng trong các năm tiếp theo sẽ có nhiều nhà máy điện gió vào vận hành.



Hình 2.11: Thống kê công tác đóng điện các nhà máy điện mặt trời

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Bảng 2.5: Thống kê công suất đặt nguồn NLTT giai đoạn 2012 – 2022

Năm	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	6/2019	2020	2021	2022
Điện gió	30	30	30	30	54	84	301	301	4300	4126	5059
Điện mặt trời							84	4440	8850	8904	8908
Điện sinh khối	20	20	20	133	133	163	278	273	355	325	395

(Nguồn: NCS tổng hợp)

2.2.1.3. Các đơn vị mua, bán buôn điện

Về cơ bản, mô hình tổ chức của các TCTĐL giống nhau, đều được tổ chức theo mô hình công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên (TNHH MTV) do Tập đoàn Điện lực Việt Nam - EVN sở hữu 100% vốn điều lệ (hạch toán độc lập với EVN), hoạt động theo mô hình công ty mẹ (TCTĐL) và các công ty con.

Các công ty con trực thuộc TCTĐL gồm 3 loại hình công ty:

- Các công ty hạch toán phụ thuộc như: Các công ty điện lực tỉnh/thành phố trực thuộc trung ương, quận/huyện, Công ty lưới điện cao thế, Công ty dịch vụ điện lực, Công ty công nghệ thông tin, Trung tâm Chăm sóc khách hàng...

- Công ty TNHH MTV do các TCTĐL nắm giữ 100% vốn điều lệ như: 05 CTĐL tỉnh/thành phố (Hải Phòng, Hải Dương, Ninh Bình, Đà Nẵng, Đồng Nai), công ty thí nghiệm điện, công ty tư vấn điện, công ty phát điện.

- Công ty cổ phần mà TCTĐL có vốn góp chi phối hoặc quyền chi phối khác.

Hiện tại, các TCTĐL thực hiện hai hoạt động chính là phân phối điện và kinh doanh bán lẻ điện. Ngoài ra, các TCTĐL còn tham gia một số hoạt động kinh doanh mang tính hỗ trợ khác như: khảo sát, thiết kế, tư vấn xây dựng điện, xây lắp, giám sát công trình lưới điện, xuất nhập khẩu vật tư thiết bị ngành điện, tự động hoá và điều khiển, công nghệ thông tin phục vụ ngành điện... Hoạt động phân phối điện là các hoạt động liên quan đến cung cấp dịch vụ phân phối điện cho khách hàng sử dụng dịch vụ, bao gồm: Đầu tư phát triển lưới điện phân phối, quản lý, vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa, xử lý sự cố lưới điện phân phối, quản lý công tơ và thiết bị bảo vệ sau công tơ (bao gồm việc kiểm định, thay thế, sửa chữa công tơ), hoạt động truyền thông, chăm sóc khách hàng liên quan đến hoạt động phân phối điện. Hoạt động kinh doanh bán lẻ điện là các hoạt động liên quan đến kinh doanh mua bán điện năng, bao gồm: Mua buôn điện, bán lẻ điện, phát triển khách hàng sử dụng điện mới, ghi chỉ số công tơ, phát hành hoá đơn, thu tiền điện, chăm sóc khách hàng mua điện.

Các TCTĐL sở hữu, quản lý và vận hành phần lớn lưới điện phân phối cấp điện áp từ 110 kV trở xuống (trừ một số đường dây 110 kv thuộc Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia - NPT), đồng thời cung cấp dịch vụ kinh doanh bán lẻ điện cho các khách hàng trong phạm vi quản lý của từng TCTĐL, cụ thể:

Tổng công ty Điện lực miền Bắc (EVNNPC): Có 24 công ty điện lực tỉnh (hạch

toán phụ thuộc), 3 công ty điện lực là công ty TNHH MTV Điện lực (Hải Phòng, Hải Dương, Ninh Bình) thực hiện quản lý vận hành lưới điện trung, hạ áp (cấp điện áp dưới 110kV) và kinh doanh bán lẻ điện tại 27 tỉnh và thành phố thuộc miền Bắc của Việt Nam (trừ Thành phố Hà Nội);

Tổng công ty Điện lực miền Trung (EVNCPC): Có 11 công ty điện lực tỉnh (hạch toán phụ thuộc), 01 công ty TNHH MTV Điện lực Đà Nẵng, 01 công ty cổ phần Điện lực Khánh Hòa) thực hiện quản lý vận hành lưới điện trung, hạ áp và kinh doanh bán lẻ điện tại 13 tỉnh và thành phố thuộc miền Trung của Việt Nam;

Tổng công ty Điện lực miền Nam (EVNSPC): Có 20 công ty điện lực tỉnh (hạch toán phụ thuộc), 01 công ty TNHH MTV Điện lực Đồng Nai thực hiện quản lý vận hành lưới điện trung, hạ áp và kinh doanh bán lẻ điện tại 21 tỉnh và thành phố thuộc miền Nam của Việt Nam (trừ Thành phố Hồ Chí Minh);

Tổng công ty Điện lực Thành phố Hà Nội (EVNHN): Có 30 công ty điện lực quận/huyện (hạch toán phụ thuộc) thực hiện quản lý vận hành lưới điện trung, hạ áp và kinh doanh bán lẻ điện tại các quận/huyện của Thành phố Hà Nội;

Tổng công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh (EVNHCM): Có 16 công ty điện lực quận/huyện (hạch toán phụ thuộc) thực hiện quản lý vận hành lưới điện trung, hạ áp và kinh doanh bán lẻ điện tại các quận/huyện của Thành phố Hồ Chí Minh.

Các Điện lực phân bố trên địa bàn các quận, huyện, thành phố, thị xã thuộc tỉnh/thành phố trực thuộc Trung ương hạch toán phụ thuộc hoặc hạch toán độc lập với các công ty điện lực tỉnh, có nhiệm vụ quản lý vận hành lưới điện trung, hạ áp và kinh doanh bán lẻ điện trên địa bàn quản lý.

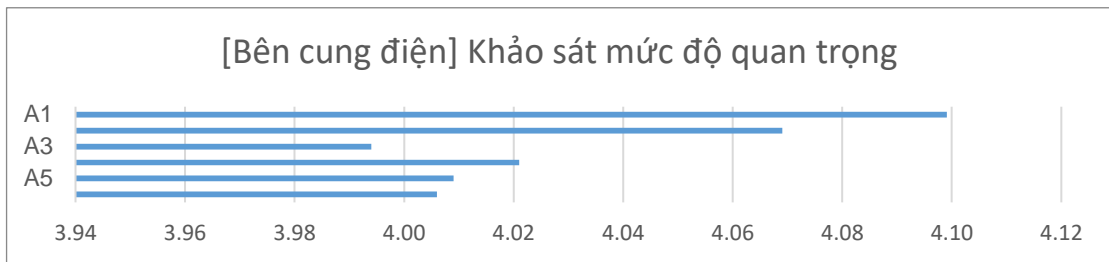
2.2.1.4. Chất lượng hoạt động của thị trường bán buôn

Để đánh giá chất lượng hoạt động của thị trường điện bán buôn, NCS tiến hành khảo sát và tổng hợp kết quả đánh giá của các chủ đầu tư nguồn cung điện (xem phụ lục 5)

- *Đối tượng khảo sát:*

- Tổng số lượng người tham gia khảo sát: 333 người.
- Đối tượng khảo sát bao gồm: Công ty Cổ phần (64%), Công ty tư nhân (25%), Công ty vốn nước ngoài (6%), Công ty TNHH (5%).
- Trong đó, số năm thành lập của các doanh nghiệp như sau: Từ 11-20 năm (39%), 6-9 năm (29%), 3-5 năm (13%), dưới 3 năm (11%), trên 20 năm (8%). Số doanh nghiệp đã đầu tư chiếm 98%, chưa đầu tư 2%.

- *Khảo sát mức độ quan trọng:*

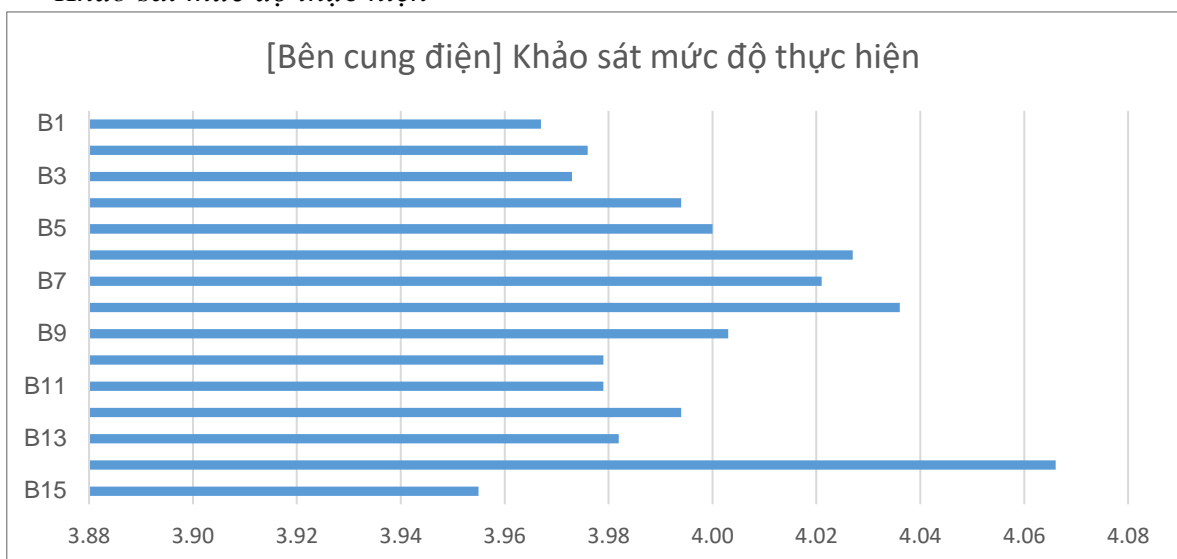


Hình 2.12: Điểm số khảo sát bên cung điện về mức độ quan trọng của TTĐ

Nguồn: Kết quả khảo sát của NCS

Qua kết quả khảo sát, việc xây dựng chính sách và huy động vốn đầu tư vào Thị trường điện Việt Nam được các đơn vị cung cấp điện đánh giá có vai trò quan trọng (trung bình 4/5 điểm). Để đạt được các mục tiêu đã đặt ra khi phát triển thị trường điện, đơn vị xây dựng chính sách cần tạo được môi trường để thu hút đầu tư và đảm bảo dòng tiền trong thị trường. Bên cạnh đó, các hoạt động đàm phán và ký kết hợp đồng/thỏa thuận mua bán điện cần diễn ra công bằng, minh bạch, dưới sự giám sát của các cơ quan quản lý có liên quan hoặc trọng tài quốc tế. Ngoài ra, khung giá bán điện cũng đóng vai trò quan trọng để thu hút nguồn lực vào thị trường điện do là cơ sở để các đơn vị xây dựng kế hoạch đầu tư và suất sinh lời của các dự án.

- *Khảo sát mức độ thực hiện*



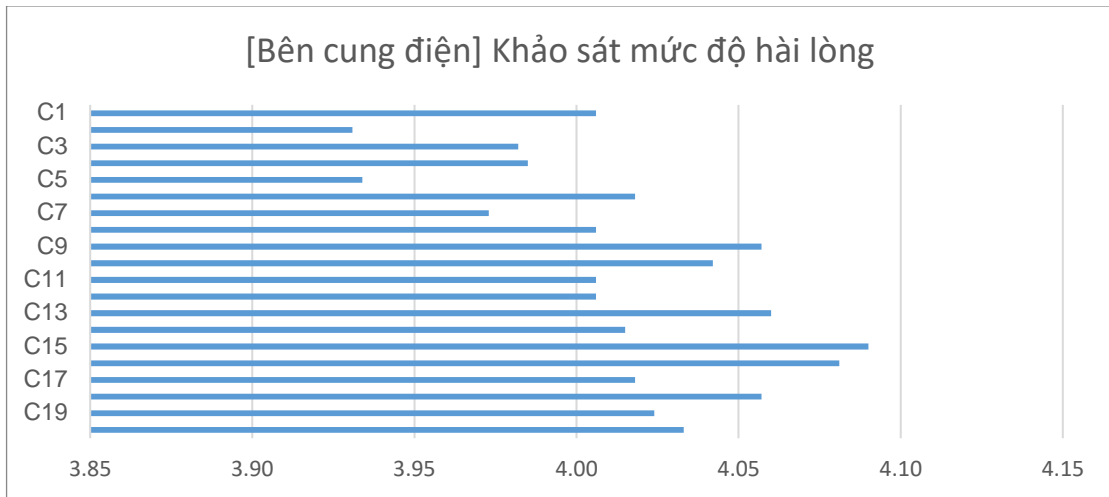
Hình 2.13: Điểm số khảo sát bên cung điện về mức độ thực hiện của TTĐ

Nguồn: Kết quả khảo sát của NCS

Đối với việc triển khai thực hiện trong thực tế, kết quả khảo sát cho thấy khả năng tìm lao động địa phương trong quá trình triển khai các dự án đạt mức điểm tốt nhất (trung bình 4.07/5 điểm). Trung bình mức độ thực hiện các nội dung liên quan trong quá trình phát triển thị trường điện đạt mức tốt (trung bình 4/5 điểm). Về mặt chính sách, lộ trình phát triển thị trường điện Việt Nam được quy định cụ thể, phù

hợp với thực tiễn kinh tế - xã hội. Các thủ tục để triển khai dự án tương đối đầy đủ và có thể dễ dàng tiếp cận. Các cơ quan quản lý hỗ trợ các vấn đề liên quan như thủ tục đấu nối, đóng điện, HĐMBĐ được các đơn vị cung cấp điện đánh giá đã thực hiện tốt. Bên cạnh đó, đơn vị vận hành thị trường điện cũng cung cấp các website công bố thông tin một cách rõ ràng, minh bạch.

- *Khảo sát mức độ hài lòng*



Hình 2.14: Điểm số khảo sát bên cung điện về mức độ hài lòng về TTĐ

Nguồn: Kết quả khảo sát của NCS

Điểm trung bình về mức độ hài lòng của các đơn vị cung cấp điện đối với công tác vận hành thị trường điện và khả năng giải quyết các vấn đề liên quan đạt mức tốt (trung bình 4.02/5 điểm). Trong đó, khả năng thực hiện các giao dịch mua bán điện một cách thuận tiện trên thị trường đạt được mức đánh giá hài lòng cao nhất (4.1/5 điểm). Ngoài ra, đơn vị vận hành thị trường điện và các cơ quan quản lý có liên quan cũng nhận được sự hài lòng từ các đơn vị về đảm bảo tính minh bạch, công bằng trong định giá và tính toán thanh toán. Khả năng đồng bộ hóa và phối hợp nhịp nhàng giữa các bên đã hỗ trợ tốt cho quá trình phát điện và công tác điều hành giao dịch thị trường điện. Thêm vào đó, các sở ban ngành cũng đã có những sự triển khai tốt trong thủ tục xây dựng công trình, quy định PCCC và môi trường.

2.2.2. Thực trạng phát triển thị trường điện bán lẻ cạnh tranh

2.2.2.1. Mô hình tổ chức và cơ chế hoạt động của thị trường bán lẻ

Đối với thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, ngày 7/8/2020, Bộ Công Thương đã ban hành Quyết định số 2093/QĐ-BCT phê duyệt Đề án thiết kế mô hình thị trường bán lẻ điện cạnh tranh và đến thời điểm hiện tại, thị trường điện bán lẻ cạnh tranh chưa hình thành tại Việt Nam.

Tham gia hoạt động mua điện (mua buôn) và đồng thời cũng là đơn vị bán lẻ điện gồm 05 Tổng công ty Điện lực và các đơn vị bán lẻ khác. Các đơn vị bán lẻ điện

mua buôn điện từ các TCTĐL, bán điện cho các khách hàng sử dụng. Trong đó, 5 TCTĐL là những đơn vị bán lẻ có quy mô lớn nhất bao gồm cả về địa bàn kinh doanh (hầu hết các tỉnh thành trong cả nước) và sản lượng điện thương phẩm (chiếm khoảng 94% tổng sản lượng điện thương phẩm), các Tổng công ty Điện lực (TCTĐL) vừa làm nhiệm vụ phân phối, vừa làm nhiệm vụ bán lẻ điện. Chiếm 6% tổng sản lượng thương phẩm là các đơn vị bán lẻ điện có quy mô nhỏ như: các công ty trách nhiệm hữu hạn, các công ty cổ phần mua buôn và phân phối, bán lẻ điện tại các khu công nghiệp, khu đô thị, khu dân cư...; các hợp tác xã, các tổ chức bán lẻ điện nông thôn... dùng điện theo giá đã được Bộ Công Thương quy định.

Các đơn vị bán lẻ khác bao gồm các công ty TNHH, công ty cổ phần, các tổ chức bán lẻ điện nông thôn... Tính đến cuối năm 2018, sản lượng điện thương phẩm của các đơn vị đạt gần 12 tỷ kWh, chiếm 6% tổng sản lượng điện thương phẩm của tất cả các TCTĐL.

Các công ty TNHH, công ty cổ phần thường phân bố tại các tỉnh, thành phố tập trung nhiều khu công nghiệp, khu đô thị/khu dân cư lớn. Các công ty bán lẻ mua buôn điện từ các TCTĐL sau đó bán lẻ điện cho các công ty/nhà máy tại các khu công nghiệp, các hộ dân cư tại các khu đô thị/khu dân cư lớn.

Các tổ chức bán lẻ điện nông thôn: Có 470 tổ chức quản lý điện nông thôn còn quản lý và kinh doanh bán điện tại 844 xã và bán điện trực tiếp tới gần 7,3% hộ dân có điện trên cả nước. Các tổ chức này mua điện ở lưới trung áp và bán lẻ đến khách hàng trong địa bàn quản lý theo biểu giá của Chính phủ (khách hàng trong các tổ chức này chủ yếu là sinh hoạt nông thôn và sản xuất nhỏ), cụ thể:

Bảng 2.6: Các chỉ số được các bên quan tâm

TT	Tên đơn vị bán buôn điện	Số lượng đơn vị bán lẻ điện	Số xã/phường/thị trấn		Lưới điện hạ áp (km)	Số lượng công tơ tổng (công tơ)	Số hộ sử dụng điện sau công tơ tổng (hộ)	Sản lượng điện bán buôn cho các tổ chức ĐNT (kWh)
			Số xã	Số phường/thị trấn				
			(xã)	(phường/TT)				
1	EVN	846	822	59	670.210	12.935	1.744.299	4.502.083.304
2	EVNNPC	563	477	18	609.584	3.454	872.961	2.159.204.096
3	EVNCPC	135	59	9	55.481	1.538	132.253	270.420.074
4	EVNSPC	9	203	31	4.295	7.074	541.618	1.127.032.510
5	EVNHN	124	83	1	850	869	197.468	945.426.624

(Nguồn: NCS tổng hợp.)

Hiện nay, giá bán lẻ điện được thực hiện theo cơ chế điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân quy định tại Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg và trong phạm vi khung giá của mức giá bán lẻ điện bình quân giai đoạn 2016 - 2020 tại Quyết định số

34/2017/QĐ-TTg ngày 25/7/2017 của Thủ tướng Chính phủ. Theo đó hàng năm, sau khi kiểm tra giá thành sản xuất, kinh doanh điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, giá bán điện bình quân được xem xét, điều chỉnh theo biến động khách quan thông số đầu vào của tất cả các khâu (phát điện, truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều hành - quản lý ngành và dịch vụ phụ trợ hệ thống điện) so với thông số đã được sử dụng để xác định giá bán điện bình quân hiện hành; trong năm, giá bán điện bình quân được xem xét điều chỉnh khi thông số đầu vào cơ bản trong khâu phát điện (gồm giá nhiên liệu, tỷ giá ngoại tệ, cơ cấu sản lượng điện phát và chi phí mua điện trên thị trường điện) biến động so với thông số đã được sử dụng để xác định giá bán điện bình quân hiện hành; thời gian điều chỉnh giá bán điện bình quân tối thiểu là 06 tháng kể từ lần điều chỉnh giá điện gần nhất.

Giá bán điện bình quân được lập hàng năm trên cơ sở chi phí mua điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các Tổng công ty Điện lực từ các đơn vị phát điện, chi phí và lợi nhuận định mức của các khâu truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện, chi phí dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, chi phí quản lý chung của Tập đoàn Điện lực Việt Nam để đảm bảo khả năng vận hành, cung ứng điện và đáp ứng nhu cầu đầu tư theo kế hoạch do cơ quan quản lý Nhà nước có thẩm quyền ban hành, trong đó:

- Chi phí mua điện từ các đơn vị phát điện được thực hiện theo quy định vận hành thị trường điện theo từng cấp độ do Bộ Công Thương ban hành và theo Hợp đồng mua bán điện đã ký kết giữa đơn vị phát điện và bên mua điện.

- Chi phí mua dịch vụ truyền tải điện, dịch vụ phân phối - bán lẻ điện, chi phí quản lý chung, chi phí mua dịch vụ điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện lực được xác định trên cơ sở chi phí cộng lợi nhuận định mức của các khâu truyền tải điện, phân phối - bán lẻ điện, điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện lực, chi phí dịch vụ phụ trợ hệ thống điện, chi phí quản lý chung của Tập đoàn Điện lực Việt Nam theo quy định do Bộ Công Thương ban hành.

Trong các năm qua, giá bán điện bình quân đã được thực hiện theo quy định về cơ chế điều chỉnh tại Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg, trước đây là Quyết định số 69/2013/QĐ-TTg, Quyết định số 24/2011/QĐ-TTg. Các nguyên tắc và cơ chế được phê duyệt tại Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg đã tạo cơ sở pháp lý cho việc điều hành linh hoạt, hiệu quả giá bán điện; giá bán điện đã được điều chỉnh kịp thời khi có sự biến động của các thông số đầu vào cơ bản (gồm: giá nhiên liệu, tỷ giá ngoại tệ và cơ cấu sản lượng điện phát) một cách rõ ràng và minh bạch.

Bảng 2.7: Thống kê các lần điều chỉnh giá bán lẻ điện 2010 - 2023

Thời điểm	Giá điện (đồng/kWh)	Tỷ lệ tăng (%)
01/03/2010	1.058	11,54%
01/03/2011	1.242	17,39%
20/12/2011	1.304	5%
01/07/2012	1.369	5%
22/12/2012	1.437	5%
01/08/2013	1.508,85	5%
16/03/2015	1.622,01	7,5%
01/12/2017	1.720,65	6,08%
20/03/2019	1.864,44	8,36%
04/05/2023	1.920,3732	3%
9/11/2023	2.006,79	4.5%

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Từ thực tế điều chỉnh giá điện các năm vừa qua cho thấy: giá điện không được điều chỉnh từ đầu năm như thiết kế tại Quyết định số 24/2017/QĐ-TTg, dẫn tới một số khó khăn, vướng mắc trong quá trình xây dựng, cập nhật các thông số cho tính toán giá bán lẻ điện bình quân và chưa phản ánh kịp với các quy định về thị trường điện bán buôn điện cạnh tranh VWEM trong việc xác định chi phí mua điện trên thị trường bán buôn điện cạnh tranh và xác định các thông số của giá bán lẻ điện bình quân trong cơ chế điều chỉnh giá điện.

2.2.2.2. Tình hình kinh doanh bán lẻ điện

a. Thực trạng phân cấp ký kết và quản lý HĐMBĐ

Các TCTĐL quản lý và vận hành lưới điện phân phối cấp điện áp từ 110 kV trở xuống (có phân cấp thỏa thuận đấu nối với khách hàng mua điện cho các Công ty Điện lực tỉnh, quận/huyện, Điện lực), đồng thời bán buôn, bán lẻ điện cho các khách hàng mua điện theo giá điện tương ứng với từng nhóm khách hàng sử dụng điện (sản xuất, kinh doanh, hành chính sự nghiệp, sinh hoạt) và từng cấp điện áp (từ 110 kV trở lên; từ 22 kV đến dưới 110 kV; từ 6 kV đến dưới 22 kV; dưới 6 kV)... theo quy định của Bộ Công Thương. Việc phân cấp ký kết và quản lý hợp đồng mua bán điện như sau:

- TCTĐL ký kết và thực hiện hợp đồng mua bán điện với khách hàng mua điện có cấp điện áp 110 kV (trừ trường hợp các khách hàng thuộc công ty TNHH MTV, công ty cổ phần điện lực quản lý);

- Công ty TNHH MTV, công ty cổ phần điện lực ký kết và thực hiện hợp đồng mua bán điện với khách hàng mua điện (đấu nối vào lưới phân phối do công ty TNHH MTV, công ty cổ phần điện lực quản lý): Tại cấp điện áp 110 kV; từ lưới điện trung

áp có tổng công suất trạm biến áp (TBA) tại một điểm mua điện lớn hơn 2.000 kVA;

- Công ty điện lực miền (Bắc, Trung, Nam) ký kết và thực hiện hợp đồng mua bán điện với khách hàng mua điện từ lưới điện trung áp có tổng công suất trạm biến áp tại một điểm mua điện lớn hơn 2.000 kVA; TCTĐL thành phố (Hà Nội, Hồ Chí Minh) ký kết và thực hiện hợp đồng mua bán điện với khách hàng mua điện từ lưới điện trung, hạ áp;

- Điện lực ký kết và thực hiện hợp đồng mua bán điện với khách hàng mua điện từ lưới điện trung áp có tổng công suất trạm biến áp tại một điểm mua điện nhỏ hơn 2.000 kVA và từ lưới điện hạ áp.

b. Kết quả hoạt động kinh doanh bán lẻ điện

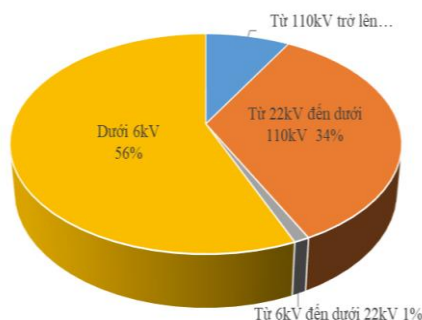
Quy mô sản lượng điện thương phẩm giữa các TCTĐL: Trong năm 2021, tính riêng hoạt động kinh doanh bán lẻ điện, sản lượng điện thương phẩm tại 5 TCTĐL đạt trên 180 tỷ kWh, trong đó sản lượng điện thương phẩm tại EVNNPC và EVNSPC đều chiếm tỷ lệ cao nhất.



Hình 2.15: Tỷ lệ sản lượng điện thương phẩm giữa các TCTĐL

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Về sản lượng điện thương phẩm tại từng cấp điện áp: Sản lượng điện thương phẩm tại cấp điện áp dưới 6 kV chiếm tỷ trọng lớn nhất (56%), sau đó đến sản lượng điện thương phẩm tại cấp điện áp từ 22kV đến 110kV (34%), cấp điện áp từ 110kV trở lên (8%), cấp điện áp từ 6kV đến 22kV. Tuy nhiên, số lượng khách hàng tại cấp điện áp 6 kV lại chiếm tỷ lệ cao hơn nhiều so với số lượng khách hàng tại cấp điện áp khác [19].



Hình 2.16: Tỷ lệ sản lượng điện thương phẩm tại từng cấp điện áp

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Có sự chênh lệch lớn giữa số lượng khách hàng tại cấp điện áp dưới 6 kV so với các cấp điện áp khác là do khách hàng ở cấp điện áp dưới 6 kV chủ yếu là khách hàng sử dụng điện phục vụ cho sinh hoạt (chiếm 99,48%) nên mặc dù có số lượng khách hàng lớn nhưng sản lượng điện thương phẩm không cao hơn nhiều so với sản lượng điện thương phẩm ở cấp điện áp khác (số lượng khách hàng ít nhưng tiêu thụ điện năng nhiều hơn).

Bảng 2.8: Sản lượng điện theo từng cấp điện áp của các TCTĐL

	EVNNPC	EVNCPC	EVNSPC	EVNHN	EVNHCM
Từ 110 kV trở lên	15%	2%	8%	0%	1%
Từ 22 kV đến dưới 110 kV	37%	11%	43%	20%	31%
Từ 6 kV đến dưới 22 kV	2%	4%	0%	0%	0%
Dưới 6 kV	46%	83%	48%	79%	68%

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Bảng 2.9: Tỷ lệ số lượng khách hàng từng cấp điện áp của các TCTĐL

	EVNNPC	EVNCPC	EVNSPC	EVNHN	EVNHCM
Từ 110 kV trở lên	0,004%	0,001%	0,000%	0,000%	0,000%
Từ 22 kV đến dưới 110 kV	0,030%	0,022%	0,010%	0,033%	0,195%
Từ 6 kV đến dưới 22 kV	1,209%	0,002%	0,001%	0,076%	0,008%
Dưới 6 kV	98,756%	99,975%	99,989%	99,891%	99,797%

(Nguồn: NCS tổng hợp)

So sánh tỷ lệ sản lượng điện thương phẩm và tỷ lệ số lượng khách hàng của từng cấp điện áp của từng TCTĐL, cho thấy yếu tố vùng/miền có ảnh hưởng tới các tỷ lệ này. Tỷ lệ sản lượng điện thương phẩm và tỷ lệ khách hàng tại cấp điện áp dưới 6 kV

so với các cấp điện áp khác ở EVNNPC, EVNSPC khác với 3 TCTĐL còn lại. Mặc dù EVNNPC, EVNSPC có phạm vi địa lý rộng, dân cư đông (trên 9,1 triệu và trên 6,4 triệu khách hàng sinh hoạt) hơn EVNHN, EVNHCM, EVNCPC (trên 2,2 triệu, trên 2,2 triệu, trên 3,4 triệu khách hàng sinh hoạt) nhưng tỷ lệ sản lượng điện thương phẩm tại cấp điện áp dưới 6 kV lại thấp hơn tương ứng là 46%, 48% và 83%, 79%, 68%. Nguyên nhân dẫn tới điều này chủ yếu là do EVNNPC, EVNSPC có nhiều khu công nghiệp, nhà máy sản xuất... hơn so với 3 TCTĐL khác.

So sánh về cơ cấu khách hàng giữa các TCTĐL: Tại các TCTĐL, khách hàng mua điện được chia thành 4 đối tượng khách hàng chính: Sản xuất; hành chính sự nghiệp; kinh doanh; sinh hoạt. Số lượng khách hàng sinh hoạt đều chiếm tỷ lệ cao (trên 90%) tại tất cả các TCTĐL. Đối với các nhóm đối tượng khách hàng khác, về cơ bản đều có tỷ lệ khách hàng tương đương nhau, chỉ có một vài điểm khác biệt, cụ thể như bảng sau:

Bảng 2.10: Tỷ lệ cơ cấu khách hàng giữa các TCTĐL

	Sản xuất	Hành chính, sự nghiệp	Kinh doanh	Sinh hoạt
EVNNPC	5,5%	2,1%	1,3%	91,2%
EVNCPC	5,1%	2,6%	1,6%	90,7%
EVNSPC	5,1%	1,5%	1,5%	91,8%
EVNHN	4,4%	1,5%	1,6%	92,5%
EVNHCM	3,8%	1,4%	3,1%	91,7%

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Điểm khác biệt này chủ yếu do yếu tố vùng/miền tác động đến sự phân bố đối với từng nhóm đối tượng khách hàng, cụ thể:

- Nhóm đối tượng khách hàng sản xuất tại các TCTĐL miền chiếm tỷ lệ cao hơn tại các TCTĐL thành phố. Nguyên nhân là do chủ trương của Chính phủ, các khu sản xuất sẽ được chuyển ra ngoài thành phố Hà Nội và Hồ Chí Minh, nên tại 2 thành phố này chỉ còn lại một số xưởng sản xuất nhỏ, không ảnh hưởng đến khu đông dân cư.

- Nhóm đối tượng khách hàng kinh doanh tại EVNHCM cao hơn các TCTĐL khác là do thành phố Hồ Chí Minh được coi là trung tâm tài chính, kinh tế của cả nước.

2.2.2.3. Chất lượng hoạt động của thị trường bán lẻ

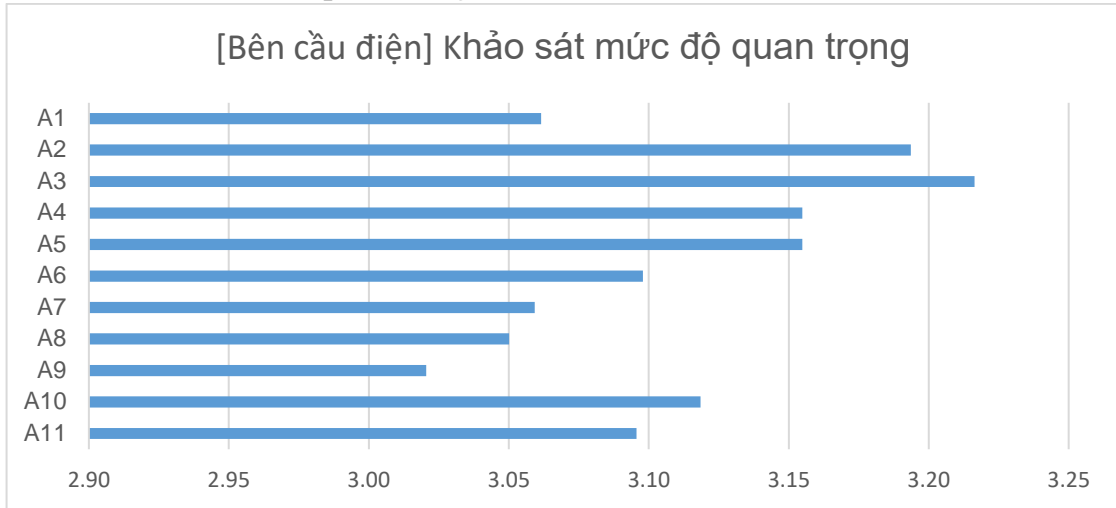
Để đánh giá chất lượng hoạt động của thị trường bán lẻ, NCS tiến hành khảo sát và tổng hợp kết quả đánh giá của bên cầu điện năng - các công ty điện lực và khách hàng sử dụng điện (xem mẫu phiếu khảo sát tại phụ lục 7)

- Đối tượng tham gia khảo sát:

- Tổng số người tham gia khảo sát: 439 người.
- Độ tuổi người tham gia khảo sát: Dưới 30 tuổi (59%), 30-40 tuổi (29%), 41-50 tuổi (12%).

• Trình độ học vấn người tham gia khảo sát: Đại học (193 người), Thạc sỹ (165 người), Cao đẳng (80 người), Tiến sỹ (1 người).

- Khảo sát mức độ quan trọng:

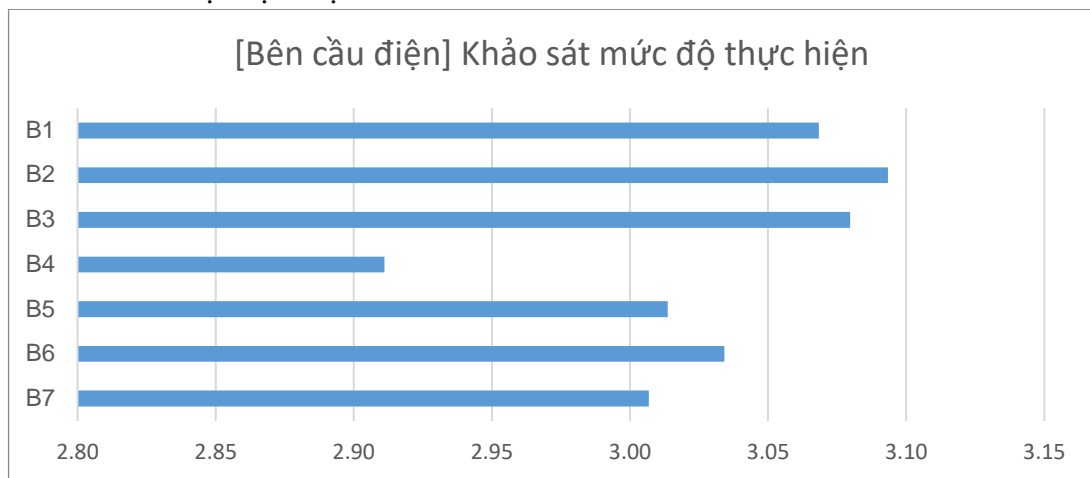


Hình 2.17: Điểm khảo sát bên cầu điện về mức độ quan trọng của TTĐ

Nguồn: Kết quả khảo sát của NCS

Mức độ quan trọng của việc phát triển thị trường điện thông qua khảo sát đối với khách hàng sử dụng điện được đánh giá ở mức khá (trung bình 3.11/5 điểm). Trong đó, việc thị trường điện Việt Nam cần thu hút đầu tư và phát triển vào các nguồn năng lượng mới được đánh giá cao. Bên cạnh đó, thị trường điện Việt Nam cần thúc đẩy cạnh tranh trong khâu bán lẻ điện và cần có đa dạng nhà cung cấp. Ngoài ra, theo đánh giá của khách hàng, thị trường điện Việt Nam cần có thêm các biện pháp để giảm giá điện theo nhiều mức độ thu nhập cũng như bảo vệ quyền lợi của người tiêu dùng.

- Khảo sát mức độ thực hiện:

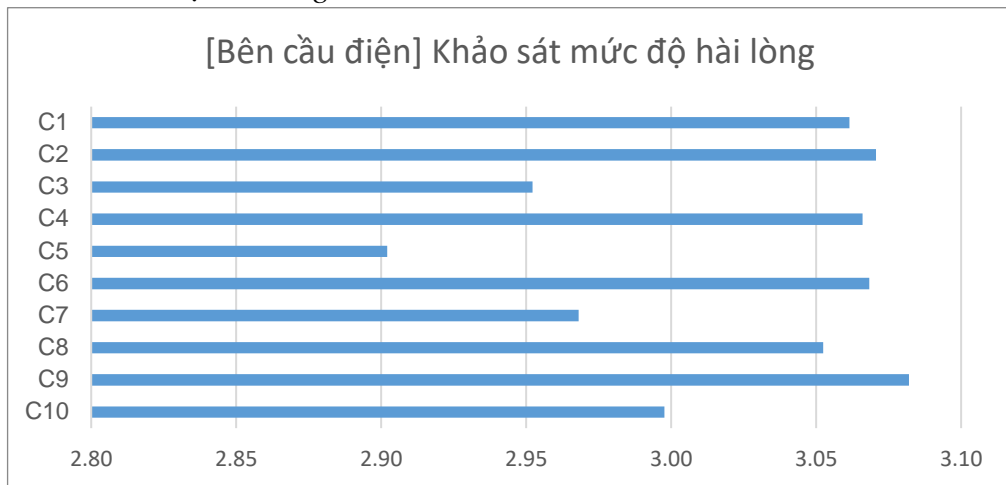


Hình 2.18: Điểm khảo sát bên cầu điện về mức độ thực hiện của TTĐ

Nguồn: Kết quả khảo sát của NCS

Qua khảo sát, khách hàng sử dụng điện đánh giá chất lượng vận hành và quá trình thực hiện lộ trình phát triển thị trường điện Việt Nam hiện nay đạt mức khá (trung bình 3.08/5 điểm). Bên cạnh đó, sự minh bạch, công bằng và tính bền vững của thị trường đã đáp ứng được các sự mục tiêu đặt ra ban đầu. Tương tự, đối với các biện pháp, quy định hiện hành và chất lượng thực hiện các hợp đồng mua bán điện cũng đạt ở mức khá.

- *Khảo sát mức độ hài lòng:*



Hình 2.19: Điểm khảo sát bên cầu điện về mức độ hài lòng về TTD

Nguồn: Kết quả khảo sát của NCS

Điểm trung bình về mức độ hài lòng của các đơn vị cung cấp điện đối với công tác vận hành thị trường điện và khả năng giải quyết các vấn đề liên quan đạt mức khá (trung bình 3.02/5 điểm). Trong đó, khách hàng đánh giá cao về tính ổn định giá điện của thị trường điện Việt Nam cũng như việc sử dụng công nghệ số hóa (ứng dụng điện tử, thanh toán trực tuyến,..). Bên cạnh đó, các chiến dịch vận động tiết kiệm điện từ đơn vị cung cấp điện và các kế hoạch điều chỉnh nhu cầu phụ tải của các đơn vị quản lý vận hành cũng đạt được sự hài lòng của khách hàng với điểm đánh giá trung bình 3/5 điểm.

2.3. Thực trạng các yếu tố quản lý nhà nước tác động đến phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

2.3.1. Thực trạng chính sách phát triển thị trường điện

Xây dựng và phát triển thị trường điện cạnh tranh là chiến lược phát triển quan trọng của ngành Điện Việt Nam và đã được cụ thể hóa tại các văn bản quy phạm pháp luật: Luật Điện lực, Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực (sau đây gọi chung là Luật Điện lực), Quyết định 63/2013/QĐ-TTg ngày 8/11/2013 của Thủ tướng Chính phủ, quy định lộ trình và các điều kiện hình thành thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam. Theo đó, Bộ Công Thương được giao nhiệm vụ chủ trì, phối hợp với các đơn vị nghiên cứu, xây dựng và phát triển thị trường Điện lực Việt Nam theo các

cấp độ và lộ trình như sau:



Hình 2.20: Lộ trình phát triển Thị trường điện theo QĐ 63/2013/QĐ-TTg

(Nguồn: NCS tổng hợp từ QĐ 63)

Trong những năm qua, Bộ Công Thương đã sửa đổi, bổ sung hoặc thay thế 06 lần quy định vận hành thị trường phát điện cạnh tranh nhằm đảm bảo các quy định được áp dụng phù hợp với thực tế. Năm 2018, Bộ đã ban hành Thông tư số 28/2018/TT-BCT ngày 27/9/2018 quy định về vận hành thị trường phát điện cạnh tranh và trách nhiệm của các đơn vị tham gia thị trường điện, tạo cơ sở pháp lý cho sự vận hành của thị trường, trong đó quy định chi tiết về mô hình thiết kế, đối tượng tham gia thị trường, cơ chế giao dịch... Ngoài ra, để thị trường điện vận hành ổn định, Bộ Công Thương cũng đã ban hành các quy định liên quan đến đo đếm điện năng trong Thị trường phát điện cạnh tranh, quy định về trình tự, thủ tục giải quyết tranh chấp phát sinh trong thị trường điện, giám sát vận hành, trình tự, thủ tục xây dựng, ban hành khung giá phát điện và phê duyệt hợp đồng mua bán điện.

Về Cơ chế chi phí tránh được: Năm 2014, Bộ Công Thương đã ban hành thông tư số 32/2014/TT-BCT ngày 9/10/2014, quy định về trình tự xây dựng, áp dụng biểu giá chi phí tránh được và ban hành hợp đồng mua bán điện mẫu cho các nhà máy thủy điện nhỏ.

Thông tư áp dụng cho các tổ chức, cá nhân mua, bán điện từ các nhà máy thủy điện nhỏ sử dụng nguồn năng lượng tái tạo chưa có cơ chế giá điện riêng được Thủ tướng Chính phủ quy định, khi đấu nối với lưới điện quốc gia. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, các tổ chức, cá nhân khác có liên quan. Biểu giá chi phí tránh được (chưa bao gồm thuế tài nguyên nước, tiền dịch vụ môi trường rừng và thuế giá trị gia tăng) được tính theo thời gian sử dụng trong ngày và các mùa trong năm, bao gồm 7 thành phần: giờ cao điểm mùa khô; giờ bình thường mùa khô; giờ thấp điểm mùa khô; giờ cao điểm mùa mưa; giờ bình thường mùa mưa; điện thặng dư. Các chi phí tương ứng với 7 thành phần biểu giá bao gồm: chi phí điện năng phát điện tránh được; chi phí tổn thất truyền tải tránh được; chi phí công suất phát điện

tránh được (chỉ áp dụng trong thời gian cao điểm của mùa khô).

Năm 2017, Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư số 02/2017/TT-BCT ngày 10 tháng 02 năm 2017 quy định phương pháp, trình tự lập và thẩm định và phê duyệt giá truyền tải điện, Thông tư số 13/2010/TT-BCT ngày 15 tháng 4 năm 2010 của Bộ Công Thương quy định phương pháp lập, trình tự, thủ tục xây dựng chi phí vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

Về cơ cấu giá bán điện áp dụng cho từng đối tượng khách hàng: Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện có hiệu lực từ ngày 01/6/2014. Theo đó giá bán lẻ điện được quy định chi tiết cho từng nhóm khách hàng sử dụng điện, bao gồm: sản xuất, kinh doanh, hành chính sự nghiệp và sinh hoạt. Giá bán lẻ điện theo các cấp điện áp (từ 110kV trở lên, từ 22kV đến dưới 110kV, từ 6kV đến dưới 22kV và dưới 6kV) áp dụng cho các nhóm khách hàng sản xuất, kinh doanh, hành chính sự nghiệp. Giá bán lẻ điện theo thời gian sử dụng điện trong ngày cho mục đích sản xuất, kinh doanh tại các cấp điện áp được áp dụng đối với khách hàng sử dụng điện đủ điều kiện. Quyết định số 28 quy định giá bán lẻ điện cho nhóm khách hàng sử dụng điện sinh hoạt gồm 6 bậc có mức giá tăng dần nhằm khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả; giá bán lẻ điện sinh hoạt cho bậc 1 (từ 0 - 50 kWh) và bậc 2 (từ 51 – 100kWh) được tính toán tương ứng chỉ bằng 92% và 95% so với mức giá bán lẻ điện bình quân được điều chỉnh theo thẩm quyền nhằm mục tiêu hỗ trợ tiền điện cho các hộ thu nhập thấp. Quyết định số 28 cũng quy định chính sách hỗ trợ tiền điện cho hộ nghèo, hộ chính sách xã hội, theo đó, hộ nghèo được hỗ trợ với mức hỗ trợ hàng tháng tương đương số lượng điện sử dụng 30kWh/hộ/tháng; hộ chính sách xã hội có lượng điện sử dụng không quá 50 kWh/ tháng được hỗ trợ với mức hỗ trợ hàng tháng tương đương số lượng điện sử dụng 30kWh/hộ/tháng; kinh phí hỗ trợ tiền điện cho các hộ nghèo, hộ chính sách xã hội được trích từ nguồn Ngân sách Nhà nước.

Về giá sản phẩm, dịch vụ công ích trong lĩnh vực cung cấp điện cho vùng sâu, vùng xa, biên giới, hải đảo: Hiện nay, các khoản chênh lệch chi phí của các TCTĐL bán điện tại các xã vùng sâu, vùng xa, nông thôn, miền núi, biên giới, hải đảo (địa bàn công ích) do giá bán điện thấp hơn giá thành đã được tính vào giá bán điện chung toàn quốc và được tính phân bổ cho tất cả các khách hàng sử dụng điện khi xây dựng cơ cấu biểu giá và biểu giá bán lẻ điện. Cụ thể là phân bổ cho nhóm khách hàng kinh doanh dịch vụ, nhóm khách hàng sinh hoạt lũy tiến bậc thang cao và các nhóm khách hàng khác có giá bán điện cao hơn giá bán điện bình quân do Thủ tướng Chính phủ quy định. Đây là một trong những yếu tố chủ đạo khiến cho chi phí phân phối của các TCTĐL miền (miền Bắc và miền Trung) cao hơn mặt bằng chung toàn quốc. Vì vậy, cần thiết tách bạch giá sản phẩm, dịch vụ công ích trong lĩnh vực cung cấp điện cho vùng sâu, vùng xa, biên giới, hải đảo phục vụ công tác tách bạch chi phí sản xuất kinh doanh điện và hoạt động công ích cũng như phục vụ hoạt động đặt hàng, giao kế hoạch của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền.

Thực hiện Khoản 4 Điều 5 Nghị định số 130/2013/NĐ-CP ngày 16 tháng 10 năm 2013 của Chính phủ về sản xuất và cung ứng sản phẩm, dịch vụ công ích, Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư số 24/2018/TT-BCT ngày 31/8/2018 quy định phương pháp xác định giá sản phẩm, dịch vụ công ích trong lĩnh vực cung cấp điện cho vùng sâu, vùng xa, biên giới, hải đảo thực hiện theo phương thức Nhà nước đặt hàng sử dụng nguồn ngân sách Trung ương. Căn cứ quy định tại Khoản 3 Điều 2 Nghị định số 131/2018/NĐ-CP ngày 29 tháng 9 năm 2018 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp, Bộ Công Thương đã có Văn bản đề nghị EVN báo cáo Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp xem xét, quyết định việc đặt hàng thực hiện nhiệm vụ công ích cung cấp điện cho các địa bàn vùng sâu, vùng xa, biên giới hải đảo, đồng thời cũng yêu cầu EVN xác định địa bàn công ích và tính toán phân bổ chi phí theo đúng quy định tại Nghị định số 130/2013/NĐ-CP và Thông tư số 24/2018/TT-BCT. Thực hiện Thông tư số 24/2018/TT-BCT, EVN đã có báo cáo về việc tách bạch chi phí sản xuất kinh doanh điện và hoạt động công ích năm 2017 - 2019 tại các TCTĐL.

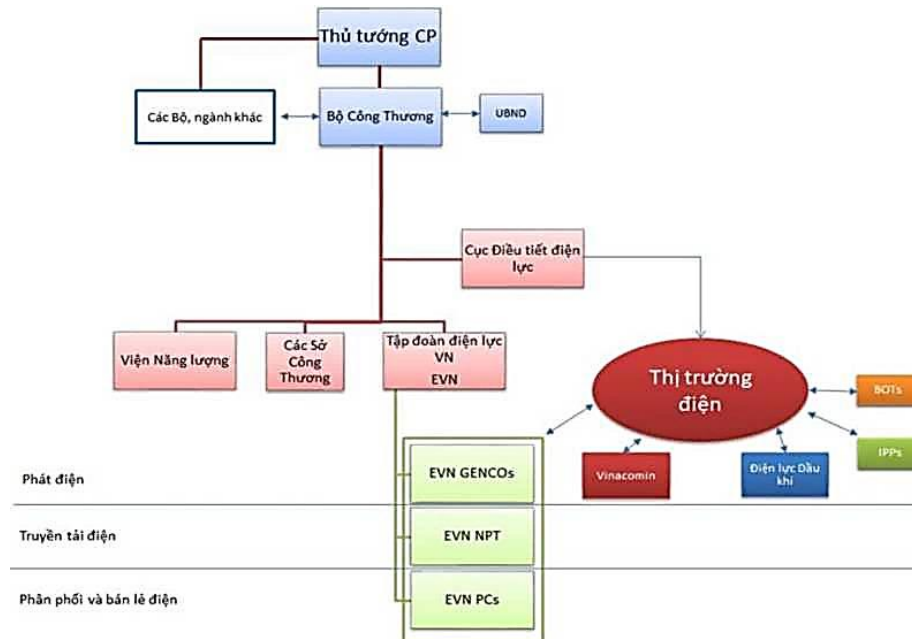
Về vấn đề tái cơ cấu ngành điện để phát triển thị trường điện cạnh tranh: Thủ tướng Chính phủ đã Phê duyệt Đề án tái cơ cấu ngành điện giai đoạn 2016 - 2020, định hướng đến năm 2025 tại Quyết định số 168/QĐ-TTg ngày 07/02/2017 và đã giao Bộ Công Thương chỉ đạo thực hiện tách bạch chi phí phân phối điện và bán lẻ điện của TCTĐL để chuẩn bị cho vận hành Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Bộ Công Thương đã ban hành Quyết định số 3409/QĐ-BCT ngày 20 tháng 9 năm 2018 về việc thực hiện tách bạch khâu phân phối điện và khâu kinh doanh bán lẻ điện của TCTĐL thuộc EVN giai đoạn 2018 - 2020, định hướng đến năm 2025.

Bộ Công Thương đã ban hành văn bản 7657/BCT-ĐTĐL ngày 14/10/2019 đề nghị EVN tiếp tục thực hiện phân tách chi phí khâu phân phối điện và khâu kinh doanh bán lẻ điện của các TCTĐL và thực hiện điều chỉnh, hướng dẫn các TCTĐL cho phù hợp với thực tế, bổ sung hướng dẫn về hoạt động mua bán điện trong hoạt động kinh doanh bán lẻ điện từ năm 2019 đồng thời xây dựng phương án về việc thí điểm thành lập các Công ty kinh doanh bán lẻ điện, báo cáo Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại Doanh nghiệp để triển khai thực hiện theo đúng tiến độ tại Quyết định 3409/QĐ-BCT.

2.3.2. Thực trạng tổ chức bộ máy quản lý và điều tiết thị trường điện

Bộ Công Thương đã ban hành văn bản 7657/BCT-ĐTĐL ngày 14/10/2019 đề nghị EVN tiếp tục thực hiện phân tách chi phí khâu phân phối điện và khâu kinh doanh bán lẻ điện của các TCTĐL và thực hiện điều chỉnh, hướng dẫn các TCTĐL cho phù hợp với thực tế, bổ sung hướng dẫn về hoạt động mua bán điện trong hoạt động kinh doanh bán lẻ điện từ năm 2019 đồng thời xây dựng phương án về việc thí điểm thành lập các Công ty kinh doanh bán lẻ điện, báo cáo Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại Doanh nghiệp để triển khai thực hiện theo đúng tiến độ tại Quyết định 3409/QĐ-BCT.

- Tổ chức lập biểu giá điện bán lẻ và nghiên cứu đề xuất các cơ chế, chính sách về giá điện trình Thủ tướng;
- Quyết định khung giá phát điện, bán buôn điện, giá truyền tải - phân phối điện và phí các dịch vụ phụ;
- Trực tiếp theo dõi, quản lý hoạt động của Cơ quan điều tiết trung ương (CĐTĐL), các hoạt động điện lực và sử dụng điện.



Hình 2.21: Cấu trúc bộ máy quản lý - điều tiết thị trường điện Việt Nam

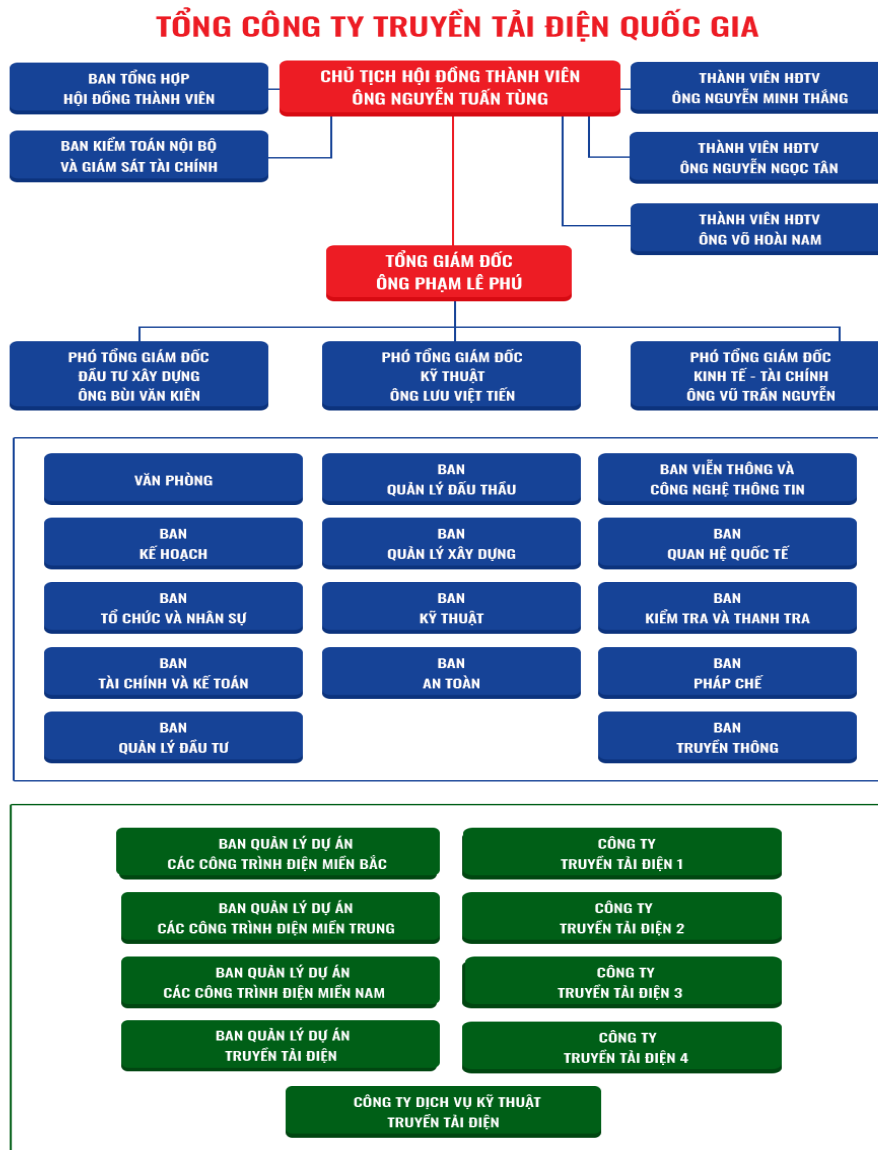
(Nguồn: NCS tổng hợp)

Cục Điều tiết Điện lực được thành lập trong vai trò một cơ quan trực thuộc Bộ Công Thương, có chức năng điều tiết TTĐ hoạt động để hạn chế độc quyền tự nhiên, không biến độc quyền nhà nước thành độc quyền DN, tác động vào các hoạt động điện lực và TTĐ nhằm bảo đảm cung cấp điện an toàn, ổn định, chất lượng, sử dụng điện tiết kiệm, có hiệu quả và bảo đảm tính công bằng, minh bạch, đúng quy định của pháp luật. Trong thể chế quản lý và điều tiết thị trường, vai trò của cơ quan điều tiết trung ương là rất quan trọng. CĐTĐL được hình thành trên mô hình cơ quan điều tiết trung ương, thực hiện các chức năng quản lý nhà nước và điều tiết TTĐ. Các nhiệm vụ chủ yếu của CĐTĐL bao gồm xây dựng và điều tiết TTĐ, tham mưu trong điều tiết giá điện và giám sát cân bằng cung - cầu điện.

Trong những năm qua, Cục Điều tiết điện lực đã thực hiện chủ trì phối hợp với các đơn vị điện lực đưa thị trường phát điện cạnh tranh chính thức đi vào hoạt động từ 1/7/2012; Tiếp tục tham mưu cho lãnh đạo Bộ Công Thương đưa thị trường bán buôn điện cạnh tranh vào vận hành từ 1/1/2019, và đến nay đã có thêm 5 tổng công ty điện lực trực tiếp tham gia mua điện trên thị trường giao ngay, cũng như ký hợp đồng song

phương với các nhà máy điện; Đã tham mưu cho lãnh đạo Bộ chuyển chu kỳ điều độ và chu kỳ giao dịch trong thị trường bán buôn điện từ 1 tiếng xuống còn 30 phút từ 1/9/2020; Đã trình lãnh đạo Bộ phê duyệt Thiết kế mô hình và lộ trình phát triển thị trường bán lẻ điện cạnh tranh; Đã thực hiện các chương trình thanh tra, kiểm tra, theo dõi thi hành pháp luật với các đơn vị điện lực và các sở công thương được Bộ giao. Công tác giám sát cung cấp điện và vận hành hệ thống điện cũng đã được Cục thực hiện, về cơ bản đảm bảo cung cấp đủ điện cho phát triển kinh tế - xã hội, đời sống của nhân dân và vận hành hệ thống điện quốc gia an toàn,...

2.3.3. Thực trạng hệ thống truyền tải điện



Hình 2.22: Mô hình tổ chức Tổng công ty truyền tải điện quốc gia

(Nguồn: NCS tổng hợp công thông tin điện tử EVNNPT)

Tại Việt Nam, hệ thống truyền tải điện quốc gia thuộc sở hữu của nhà nước và được xây dựng và tổ chức quản lý vận hành bởi Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia. Hệ thống truyền tải điện đóng vai trò quyết định trong việc đưa sản phẩm là điện năng đến với các hộ tiêu thụ. Thiết kế và vận hành hệ thống hạ tầng truyền tải và phân phối điện tại Việt Nam được cấu trúc thành các cấp điện áp 500kV, 220kV và 110kV. Lưới truyền tải 500, 220kV do Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia quản lý, lưới điện phân phối từ 6kV đến 110kV thuộc quyền quản lý của các Tổng Công ty điện lực miền.

2.3.3.1. Lưới truyền tải 500kV

Lưới truyền tải 500kV là xương sống của hệ thống điện Việt Nam, có tổng chiều dài 8,550km từ Bắc vào Nam. Hệ thống này đóng một vai trò vô cùng quan trọng trong cân bằng năng lượng của toàn quốc và có ảnh hưởng lớn tới độ tin cậy cung cấp điện của từng miền.

Khối lượng đường dây (ĐZ) 500kV tăng trưởng trung bình 14.2%/ năm trong giai đoạn 2011-2021. Dung lượng máy biến áp (MBA) 500kV cũng tăng đáng kể từ 13,950 MVA năm 2011 đến 47100 MVA năm 2021 (tăng trưởng giai đoạn 2011-2015 đạt 16.2%/năm). Trong khi đó khối lượng đường dây và dung lượng MBA 220-110kV đạt tốc độ tăng trưởng thấp hơn, bình quân 6.4% và 11.5% cùng giai đoạn [3].

Nhìn chung lưới truyền tải 500 kV Bắc- Nam vận hành tương đối ổn định và chủ yếu truyền tải công suất cao từ Bắc vào Nam đồng thời tổn thất trên đường dây 500 kV giảm dần qua các năm. Nhiều công trình đường dây và trạm đã chính thức đưa vào vận hành góp phần đáng kể trong việc đảm bảo cung cấp điện, cải thiện chất lượng điện áp, giảm tổn thất, chống quá tải và nâng cao độ ổn định vận hành của hệ thống.

2.3.3.2. Lưới truyền tải 220kV, 110kV

Lưới 220-110kV là xương sống cho hệ thống điện của từng miền, có nhiệm vụ đảm bảo việc cung cấp điện an toàn và liên tục tới lưới điện của miền và khu vực. Lưới truyền tải 220kV và 110kV trong thời gian qua cũng phát triển mạnh mẽ, từ xấp xỉ 24,789km đường dây năm 2011 tăng lên gần 35,100km đường dây năm 2016. Dung lượng các trạm biến áp cũng tăng mạnh từ 56,123MVA năm 2011 tăng lên 95,096MVA năm 2016 [3].

Nhìn chung cơ sở hạ tầng lưới điện đã có mức phát triển tốt, nhằm đảm bảo cung cấp điện ổn định do sự gia tăng nhu cầu của phụ tải trong thời gian qua, lưới điện 220-110kV vận hành tương đối ổn định mặc dù một số chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật chưa được đảm bảo một cách tối ưu như khả năng dự phòng (khu vực Miền Bắc và miền Nam). Trong một số trường hợp sự cố nguồn, sự cố lưới và phụ tải cao thực tế có dẫn đến tình trạng quá tải các đường dây 220kV liên kết.

2.3.3.3. Lưới điện phân phối trung và hạ áp

Trong hệ thống điện và vận hành TTĐ, lưới điện phân phối trung áp và hạ áp đóng vai trò trực tiếp đưa điện năng đến hộ tiêu thụ cuối cùng. Hiện nay, lưới phân phối trung áp khu vực các thành phố, thị xã, khu đô thị và khu công nghiệp được xây dựng theo cấu trúc mạch vòng vận hành hở, các khu vực còn lại theo cấu trúc hình tia. Về mặt kỹ thuật, cấu trúc mạch vòng vận hành hở đem lại khả năng phân phối điện an toàn và tin cậy hơn so với cấu trúc hình tia. Xu hướng chính trong đầu tư, cải tạo và nâng cấp lưới điện trung áp là chuyển về cấp điện áp 22kV trên cả ba miền.

Lưới điện hạ áp ở nước ta phần lớn được thiết kế với kết cấu 3 pha 4 dây hoặc 1 pha 2 dây, trung tính nối đất trực tiếp, cấp điện áp 220 (380)V với nhiều chủng loại dây dẫn như: cáp ngầm (ruột đồng hoặc nhôm), cáp bọc, cáp vặn xoắn ABC, dây trần và dây lưỡng kim. Trong đó, khu vực thành phố, thị xã chủ yếu sử dụng cáp bọc, cáp vặn xoắn ABC và cáp ngầm. Các khu vực còn lại dùng các loại dây như dây trần, dây lưỡng kim.

2.3.4. Thực trạng hoạt động của Đơn vị vận hành Hệ thống điện và Thị trường điện Quốc gia - Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia

Ngày 30 tháng 09 năm 1992, Bộ trưởng Bộ Năng lượng đã ký quyết định thành lập Ban chuẩn bị sản xuất Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia trực thuộc Công ty Điện lực 1. Ngày 11 tháng 4 năm 1994, Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia (A0) được thành lập theo Quyết định số 180 NL/TCCB-LĐ của Bộ Năng lượng, là đơn vị trực thuộc Bộ Năng lượng; với nhiệm vụ trọng tâm là chỉ huy điều hành hệ thống sản xuất, truyền tải, phân phối điện năng trong HTĐ Quốc gia, nhằm đạt kết quả tối ưu về kỹ thuật và kinh tế; đảm bảo HTĐ Quốc gia vận hành liên tục, tin cậy, an toàn.

Từ 01/7/2011, Trung tâm vận hành thị trường điện thí điểm và vận hành chính thức từ 01/7/2012 thành công. Thị trường điện đã đạt được những kết quả nhất định và những mục tiêu đề ra, nâng cao tính minh bạch, công bằng trong việc huy động nguồn điện, mang lại hiệu quả cho các đơn vị tham gia.

Như vậy hiện tại ở Việt Nam, chức năng vận hành Hệ thống điện và Thị trường điện Quốc gia được Chính phủ, Bộ Công thương, Tập đoàn Điện lực Việt Nam giao cho Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia.

Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia (AO): Là đơn vị hạch toán phụ thuộc EVN, có chức năng điều độ hệ thống điện quốc gia, vận hành thị trường điện và quản lý số liệu đo đếm trong thị trường điện. Hiện EVN đang hoàn thiện Đề án chuyển Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia thành Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện hạch toán độc lập trong EVN để trình Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp báo cáo Thủ tướng Chính phủ.

- Ngành nghề kinh doanh chính:

▪ Chỉ huy, điều khiển các đơn vị phát điện, truyền tải điện, phân phối điện, thực hiện phương thức vận hành HTĐ Quốc gia.

- Điều hành giao dịch thị trường điện Việt Nam.
- Quản lý, vận hành, bảo trì và bảo dưỡng hệ thống SCADA/ EMS/MMS của hệ thống điện Việt Nam (SCADA: Giám sát điều khiển và thu thập số liệu; EMS: Quản lý năng lượng; MMS: Hệ thống thông tin quản lý thị trường điện) và hệ thống viễn thông - công nghệ thông tin chuyên ngành phục vụ điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện.

- Đào tạo phát triển nguồn nhân lực phục vụ quản lý vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

- Ngành, nghề liên quan phục vụ trực tiếp ngành, nghề kinh doanh chính:

- Thí nghiệm hiệu chỉnh các hệ thống SCADA/ EMS/ MMS, hệ thống rơ le bảo vệ, hệ thống đo lường, điều khiển, tự động hoá hệ thống điện, hệ thống máy tính chuyên dụng, hệ thống viễn thông - công nghệ thông tin chuyên ngành phục vụ điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện.

- Tư vấn thẩm định dự án, tư vấn lập dự án đầu tư xây dựng, khảo sát xây dựng, quản lý dự án, giám sát thi công xây lắp, xây dựng và lắp đặt, bảo dưỡng, sửa chữa hệ thống rơ le bảo vệ, đo lường tự động hoá hệ thống điện, hệ thống SCADA/EMS/MMS, hệ thống máy tính chuyên dụng, hệ thống thông tin chuyên ngành, các dịch vụ liên quan đến số liệu và tính toán hệ thống điện, thiết bị điện lực, ứng dụng tin học điều khiển vào sản xuất, truyền tải và phân phối điện năng.

Đối với việc vận hành thị trường điện Việt Nam thực hiện các chức năng chính như sau:

Với vai trò điều hành giao dịch thị trường điện công bằng, minh bạch cho các đơn vị tham gia thị trường điện, Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia có chức năng, nhiệm vụ sau:

a. Lập kế hoạch vận hành thị trường điện

- Công tác lập kế hoạch vận hành TTĐ trong VCGM gồm các công việc theo các mốc thời gian từ kế hoạch dài hạn đến trung và ngắn hạn, bao gồm: lập kế hoạch vận hành TTĐ năm tới - tháng tới - tuần tới.

- Trong suốt 08 năm vận hành TTĐ 2012 - 2020, EVNNLDC đã thực hiện tính toán các kế hoạch vận hành thị trường điện năm, tháng, tuần tới để trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam, Cục Điều tiết điện lực theo đúng quy định. Kế hoạch vận hành thị trường điện năm được tính toán với bộ số liệu đầu vào thống nhất với kế hoạch vận hành hệ thống điện được Bộ Công Thương phê duyệt, ngoài ra, trong mô phỏng thị trường điện EVNNLDC đã nhiều lần đánh giá, lựa chọn các số liệu hợp lý để tính toán đưa ra các thông số chính như: (i) giá trần thị trường điện; (ii) nhà máy điện mới tốt nhất và giá công suất thị trường; (iii) sản lượng hợp đồng năm, tháng, tuần, giờ của các nhà máy điện; (iv) tỷ lệ thanh toán theo thị trường α và hệ số hiệu chỉnh sản lượng kế hoạch năm [a, b] góp phần đảm bảo duy trì tỷ lệ chi phí phù hợp cho Tập

đoàn.

b. Công tác lập lịch huy động tổ máy ngày tới, giờ tới và vận hành thời gian thực

- Lập lịch huy động ngày tới - giờ tới.
- Vận hành thời gian thực.

- Để đạt được thành quả đó, trong 8 năm qua, bộ phận lập kế hoạch vận hành và trực ca điều hành giao dịch TTĐ đã tiếp nhận trên 197.892 bản chào ngày, trên 227.409 bản chào giờ từ các đơn vị phát điện. Từ đó, kết quả vận hành công tác điều hành giao dịch thị trường điện luôn diễn ra công bằng, minh bạch, tuân thủ các quy trình, quy định về vận hành thị trường điện do các cơ quan Nhà nước có thẩm quyền ban hành, đảm bảo thị trường điện luôn vận hành liên tục, không có một giờ nào gián đoạn do nguyên nhân chủ quan gây ra.

c. Tính toán thanh toán thị trường điện.

- Quản lý và điều hành sàn giao dịch hợp đồng tập trung.
- Tính toán và quản lý bảo lãnh thanh toán thị trường điện.
- Tham gia thực hiện thanh toán trên thị trường điện giao ngay và các khoản thanh toán trên sàn giao dịch hợp đồng.

- Với chức năng tính toán thanh toán trên thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam, trong giai đoạn 2012 - 2018, thị trường bán buôn điện cạnh tranh giai đoạn 2019 - 2020; tổng doanh thu trực tiếp từ TTĐ của các NMD là 654.607,1 tỉ đồng. Tổng doanh thu các đơn vị phát điện chủ yếu là thành phần sản lượng trả theo giá điện năng thị trường (R_{smp} - 84,13%). Do đó, tổng doanh thu thị trường điện phản ánh tương quan mạnh nhất với giá điện năng thị trường. Các thành phần khác chiếm một tỷ lệ rất nhỏ so với tổng doanh thu của các nhà máy điện. Tuy nhiên, khối lượng công việc để tính toán ra được các khoản doanh thu này hiện nay lại rất lớn, đòi hỏi sự phối hợp nhiều lần giữa các đơn vị tham gia thị trường điện (các đơn vị phát điện, đơn vị mua buôn duy nhất, đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đơn vị quản lý số liệu đo đếm...).

d. Đăng ký tham gia thị trường điện

- Tiếp nhận, thẩm định, đánh giá và xác nhận hồ sơ đăng ký tham gia thị trường điện của các thành viên thị trường điện.

- Quản lý thành viên thị trường điện.

- Nếu như ở thời điểm bắt đầu chính thức vận hành thị trường phát điện cạnh tranh (1/7/2012), mới chỉ có 31 nhà máy điện trực tiếp tham gia chào giá với tổng công suất 9.212 MW chiếm 38% tổng công suất đặt hệ thống thì sau 8 năm vận hành, số lượng nhà máy trực tiếp đã tăng 3,2 lần lên 100 nhà máy, với tổng công suất đặt tăng gần 3 lần lên 27.640 MW, chiếm 44,8% tổng công suất đặt hệ thống.

e. Thủ tục đóng điện công trình mới

- Tập hợp, thẩm định hồ sơ đóng điện lần đầu và chạy thử nghiệm thu đối với công trình mới là nguồn điện thuộc quyền điều khiển của Cấp điều độ quốc gia. Trung bình mỗi năm, có khoảng 3000 - 4000MW các nguồn điện mới tham gia vào vận hành trong hệ thống điện Quốc gia.

- Kiểm tra cấp chứng nhận vận hành chức danh Trưởng ca nhà máy điện thuộc quyền điều khiển của Cấp Điều độ Quốc gia. Qua 04 năm triển khai thực hiện, EVNNLDC đã thực hiện cấp được 1169 Chứng nhận vận hành chức danh Trưởng ca nhà máy điện cho các nhà máy điện thuộc quyền điều khiển của cấp Điều độ Quốc gia. Đảm bảo các nhà máy điện có đủ lực lượng vận hành có trình độ, bằng cấp đúng theo quy định.

Theo Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 08/11/2013 của Thủ tướng Chính phủ quy định về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam: “Đơn vị điều độ hệ thống điện quốc gia, đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện là đơn vị độc lập, không có chung lợi ích với các đơn vị tham gia thị trường điện”. Quyết định số 168/QĐ-TTg ngày 17/02/2017 và Quyết định số 852/QĐ-TTg ngày 14/6/2017 của Thủ tướng Chính phủ đã quy định: A0 chuyển thành Công ty TNHH MTV trong giai đoạn 2019-2020 theo Quyết định số 168/QĐ-TTg do EVN giữ 100% vốn điều lệ; định hướng cơ cấu ngành điện giai đoạn 2021-2025: “Xây dựng phương án và triển khai thực hiện việc chuyển Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện thành đơn vị hoàn toàn độc lập về nhân sự, pháp lý, tài chính, không chung lợi ích với bên bán điện và bên mua điện, do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ”. EVN hiện nay là bên mua điện và cũng là bên bán điện trên thị trường điện và A0 vẫn đang là đơn vị trực thuộc EVN, chưa theo kịp lộ trình phát triển thị trường điện và phù hợp với Quyết định 63 và Quyết định 168.

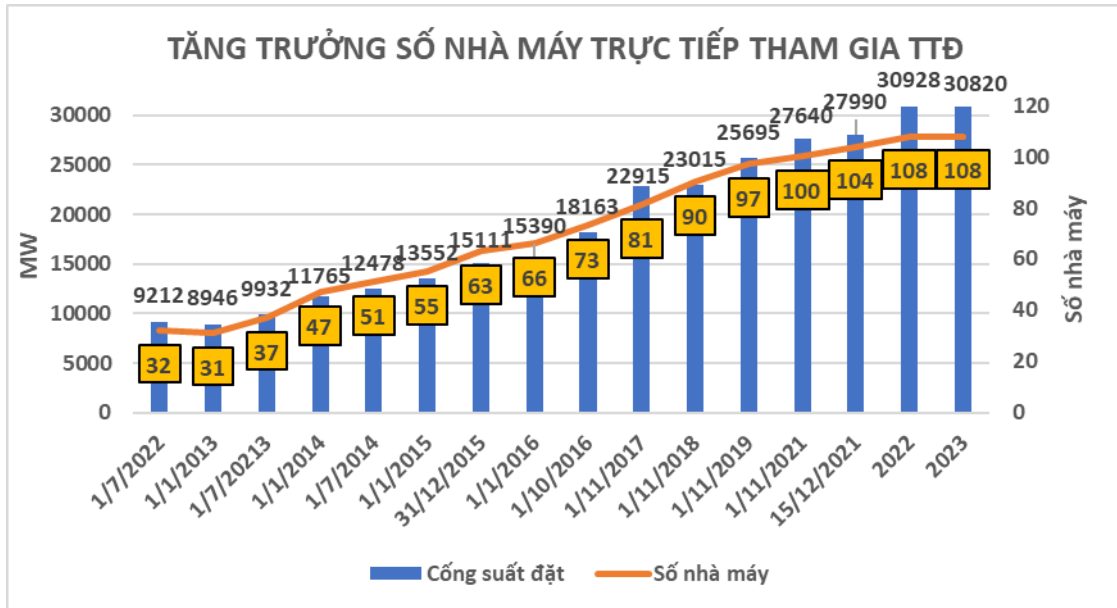
2.4.Đánh giá chung thực trạng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

2.4.1.Kết quả đạt được trong quá trình phát triển thị trường điện cạnh tranh

Tính đến 1/7/2023, thị trường điện cạnh tranh của Việt Nam đã vận hành được tròn 11 năm. Qua hai giai đoạn phát triển từ VCGM (2012-2018) và VWEM (2019 đến nay), TTĐ đã đem lại một số lợi ích quan trọng như: (i) tăng cường minh bạch trong vận hành HTĐ thông qua cơ chế chào giá (ii) tạo động lực cho NMD tiết giảm chi phí, tạo động lực rút ngắn thời gian bất khả dụng, sửa chữa để tối ưu hóa chi phí (iii) hình thành hệ thống pháp lý, hạ tầng CNTT, nhân lực vận hành TTĐ. Những kết quả đạt được trong quá trình phát triển TTĐ được thể hiện qua hai mặt lượng và chất như sau:

2.4.1.1 Mức tăng trưởng về lượng

a. Mức tăng trưởng các đơn vị sản xuất điện



Hình 2.23: Tăng trưởng số lượng các đơn vị phát điện tham gia thị trường

(Nguồn: NCS tổng hợp từ báo cáo TK 11 năm Thị trường điện Việt Nam)

Hình 24 cho thấy, số lượng các nhà máy điện tham gia Thị trường phát điện cạnh tranh tăng nhanh qua từng năm. Tính đến 9/2023 số lượng các nhà máy điện tham gia giao dịch trên thị trường là 108 nhà máy điện với tổng công suất đặt là 30820 MW, gấp khoảng 3 lần so với năm đầu đưa vào vận hành thị trường điện năm 2012 (chỉ có 32 nhà máy điện, tổng công suất đặt 9.523MW).

b. Mở rộng cạnh tranh trong khâu mua điện

Năm 2019, tỷ lệ điện năng thanh toán theo cơ chế thị trường điện tăng lên trong khoảng 8% - 10%. Nhờ đó, các TCTĐL có động lực tìm hiểu và nắm vững các quy định thị trường điện, chủ động có chiến lược dự báo phụ tải phù hợp nhằm tối thiểu hóa chi phí mua điện của đơn vị thông qua thị trường.

c. Giá mua buôn đầu vào đang từng bước chuyển sang cơ chế thị trường.

2.4.1.2. Mức tăng trưởng về chất

Thứ nhất, về an ninh cung cấp điện: Kể từ khi vận hành thị trường điện, hệ thống điện tiếp tục được vận hành an toàn tin cậy, cung cấp đủ điện năng cho phát triển kinh tế xã hội, không có sự cố có nguyên nhân từ việc vận hành thị trường điện làm ảnh hưởng đến an ninh cung cấp điện.

Thứ hai, tính minh bạch trong vận hành điện: Thông qua vận hành VCGM đã giúp tăng cường tính minh bạch, công bằng trong việc lập lịch, huy động các nhà máy điện, góp phần tối ưu chi phí toàn hệ thống, từng bước tạo được sự tin tưởng của các nhà đầu tư, các thành viên tham gia thị trường điện. Các đơn vị phát điện đã nhận thức được tầm quan trọng, chủ động hơn trong công tác vận hành, rút ngắn thời gian

sửa chữa bảo dưỡng, cắt giảm chi phí vận hành, chủ động và có chiến lược trong chào giá nhằm nâng cao hiệu quả sản xuất của đơn vị, góp phần nâng cao hiệu quả chung của toàn hệ thống.

Thứ ba, đảm bảo cân bằng cung cầu điện: về cơ bản cung cầu điện được đảm bảo (trừ một số thời điểm do nguyên nhân bất khả kháng), cơ cấu nguồn cung điện có chiều hướng thay đổi tích cực, tỉ lệ nguồn năng lượng tái tạo tăng trong 3-4 năm gần đây (trừ năm 2022).

Thứ tư, chất lượng các hoạt động và dịch vụ cung ứng điện được đánh giá ở mức khá tốt (hầu hết các câu hỏi khảo sát chất lượng hoạt động/dịch vụ cung ứng đều đạt mức trên 3 điểm theo thang điểm 5).

Thứ năm, điều tiết các hoạt động của thị trường: công tác điều tiết các hoạt động của thị trường điện được thực hiện thông qua cơ chế giá và cơ chế hợp đồng đã góp phần đảm bảo vận hành thị trường điện ổn định, công bằng, minh bạch, giảm thiểu rủi ro cho các thành viên tham gia.

a. Cơ chế giá trị trường điện

Đối với thị trường điện giao ngay được thiết kế theo mô hình thị trường điện tập trung, chào giá theo chi phí biến đổi (cả trong VCGM trước đây và VWEM hiện nay). Do vậy, việc tính toán, điều tiết thông qua mức giá trần thị trường để giảm thiểu hành vi lũng đoạn, thao túng thị trường, cũng như là để đảm bảo giá mua điện ổn định cho các đơn vị mua điện thông qua 02 công cụ, cụ thể:

- Giá trần thị trường điện: việc áp dụng mức giá trần thị trường điện giao ngay nhằm mục đích hạn chế các trường hợp tăng giá đột biến trên thị trường điện, giảm thiểu rủi ro về chi phí mua điện đầu vào của đơn vị mua điện đặc biệt là trong bối cảnh hệ thống điện Việt Nam đang có lượng công suất dự phòng thấp và thường phải đối mặt với các vấn đề căng thẳng về nguồn cung cấp điện. Tuy nhiên, giá trần thị trường điện cũng cần phải đảm bảo bên bán điện thu hồi đủ chi phí, và tạo tín hiệu tích cực thu hút cho các nhà đầu tư.

- Giá trần bản chào của các tổ máy phát điện: Việc duy trì giá trần bản chào của các tổ máy phát điện (giá trần đối với các tổ máy nhiệt điện, giá trị nước đối với các tổ máy thủy điện) phù hợp với mô hình thị trường điện chào giá theo chi phí biến đổi, đảm bảo giá chào của các nhà máy điện xoay quanh mức chi phí biến đổi; trên cơ sở đó sẽ ổn định được giá thị trường điện, hạn chế giá thị trường điện biến động đột biến.

b. Cơ chế hợp đồng

Việc áp dụng cơ chế hợp đồng dạng sai khác là một công cụ hữu ích giảm thiểu rủi ro cho các thành viên tham gia thị trường (bên bán điện và bên mua điện) trước biến động của giá thị trường điện giao ngay.

- Giai đoạn trước năm 2020: Sản lượng hợp đồng được tính toán theo: i) Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng do cơ quan có thẩm quyền quy định; ii) Sản

lượng dự kiến phát của nhà máy điện theo kế hoạch cung cấp điện năm tới.

- Giai đoạn từ năm 2020 đến nay: Các đơn vị phát điện và đơn vị mua điện đàm phán, thỏa thuận sản lượng hợp đồng nhằm mục đích gia tăng vai trò, trách nhiệm của các đơn vị. Trong giai đoạn các đơn vị chưa thỏa thuận được, sẽ tạm thời áp dụng mức tỷ lệ sản lượng điện năng thanh toán theo giá hợp đồng do cơ quan có thẩm quyền công bố.

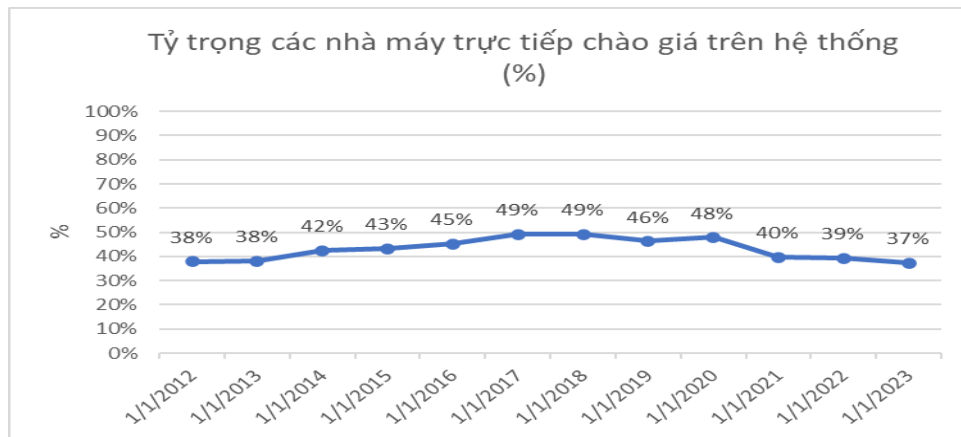
Như vậy, với các công cụ điều tiết thị trường điện được áp dụng, tất cả các thành viên tham gia thị trường điện đều được đối xử bình đẳng, không phân biệt nhằm tạo sự minh bạch, công bằng trong quá trình cạnh tranh trên thị trường điện.

2.4.2. Một số hạn chế, bất cập - Những vấn đề đặt ra trong phát triển thị trường điện cạnh tranh

2.4.2.1. Về các đơn vị phát điện

Một là, các nhà máy thủy điện đặc biệt là các nhà máy thủy điện đa mục tiêu vẫn chiếm tỷ trọng cao (xem hình 13 và bảng 12), trong khi các yếu tố đầu vào thủy văn thường bất định, khó dự báo, do vậy công tác lập kế hoạch vận hành thị trường điện hàng năm, hàng tháng cũng ẩn chứa nhiều yếu tố phức tạp.

Hai là, tỷ trọng nguồn tham gia thị trường điện thấp và có xu hướng giảm: Sau 9 năm vận hành, số lượng nhà máy tham gia thị trường điện đã tăng hơn 3 lần. Tuy nhiên, tỷ trọng các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện cạnh tranh trên tổng công suất đặt hệ thống vẫn còn ở mức thấp, chỉ khoảng trên dưới 40% (xem hình 25). Riêng các nhà máy điện BOT, mặc dù WEM đã vận hành được hơn 4 năm, nhưng các nhà máy điện BOT đã đi vào vận hành thương mại vẫn chỉ là những đơn vị tham gia gián tiếp VWEM (100% nhà máy điện BOT đang vận hành tham gia gián tiếp thị trường điện). Hiện tại, khoảng 51% công suất lắp đặt không tham gia thị trường và không tham gia xác định giá thị trường. Trong những năm sắp tới, do các nguồn điện đưa vào vận hành phần lớn là các nguồn BOT, nếu tình hình không thay đổi (các nhà máy điện BOT không tham gia TTD cạnh tranh), tỷ trọng các NMD tham gia trực tiếp có thể tiếp tục giảm xuống (xem hình 25).



Hình 2.24: Tỷ trọng các nhà máy trực tiếp chào giá trên hệ thống

(Nguồn: NCS tổng hợp từ báo cáo TK 11 năm Thị trường điện Việt Nam)

Với tỷ trọng các nhà máy tham gia thị trường điện thấp dẫn đến những vướng mắc sau:

- Giá thị trường điện không phản ánh đúng chi phí biên của hệ thống. Việc này tiếp tục cản trở các bước tiếp theo trong phát triển thị trường điện cụ thể như sau:

- Khó khăn trong việc chuyển đổi chi phí từ khâu phát điện sang khâu mua điện và xây dựng giá điện cộng tới cho thị trường điện bán lẻ.

- Giá thị trường không đủ thu hút các nguồn điện: Giá FMP bình quân thấp hơn giá Pc bình quân (thể hiện qua dòng tiền thanh toán CfD luôn từ EVN sang các đơn vị phát điện) nên không tạo ra tín hiệu đầu tư nguồn mới một cách hiệu quả; do vậy, các chủ đầu tư các dự án nguồn điện mới trước khi quyết định đầu tư đều yêu cầu cam kết mức Qc cao và ổn định trong các năm trả nợ vay của dự án thay vì chấp nhận quy định hiện hành.

- Giá thị trường điện thường xuyên ở cận biên: Do tỉ trọng tham gia thị trường điện thấp, giá thị trường điện cũng thường xuyên có sự biến động lớn khi có các yếu tố thay đổi (phụ tải, sự cố...). Do vậy, giá TTĐ nhiều thời điểm ở mức giá trần (SMPcap) hoặc giá sàn (1đ/kWh).

- Phức tạp hóa của bài toán tối ưu thị trường điện và ảnh hưởng mức độ minh bạch của thị trường điện:

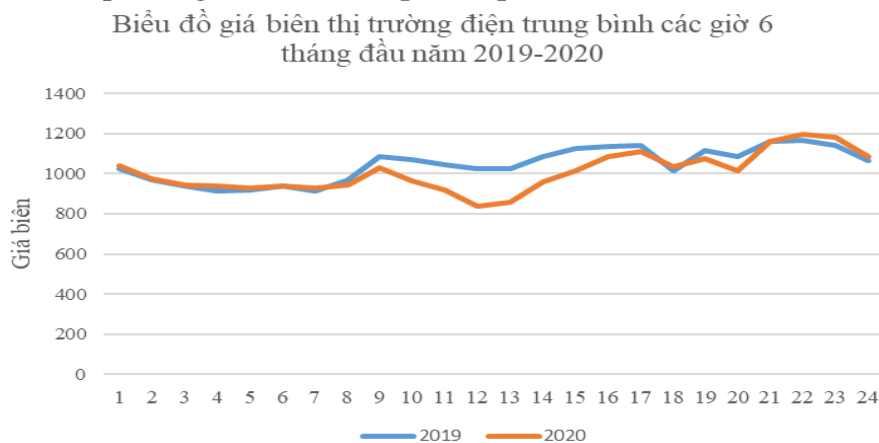
- Do dưới 50% các nguồn tham gia TTĐ dẫn đến việc lập lịch huy động ngày tới phải tách biệt thành 02 bước (tính toán D-2 để lập biểu đồ cho các nguồn gián tiếp tham gia TTĐ và tính toán D-1 để lập lịch huy động theo bản chào). Việc tách biệt thành 2 quá trình tính toán khác nhau trong một bài toán như vậy (trong khi hệ thống luôn có sự biến động trong sau các khung thời gian tính toán) sẽ khó khăn trong đảm bảo tối ưu chung (chi phí mua điện) của toàn hệ thống.

- Trong lập lịch chu kỳ tới, các nguồn gián tiếp tham gia TTĐ được giữ cố định

biểu đồ từ ngày tới còn các nguồn trực tiếp tham gia TTD thì sẽ huy động theo bản chào. Trong những thời điểm cực đoan như thừa nguồn, thiếu nguồn (hệ thống hoặc cục bộ), việc điều chỉnh cần phải thực hiện ở cả các nguồn gián tiếp và thỏa mãn nhiều ràng buộc kỹ thuật và kinh tế.

- Việc giữ cố định biểu đồ các NMD ngoài thị trường dẫn đến các nguồn trực tiếp tham gia TTD sẽ chịu tác động do biến thiên do chênh lệch dự báo phụ tải (giữa dự báo phụ tải ngày tới – phụ tải chu kỳ tới – phụ tải thực tế). Trong thực tế lập lịch huy động chu kỳ tới cho thấy nhiều chu kỳ các tổ máy nhiệt điện than giữ giá biên hệ thống phải thay đổi công suất liên tục qua các chu kỳ.

Ba là, giai đoạn từ cuối năm 2018 đến nay, hệ thống điện Việt Nam chứng kiến sự bùng nổ của các nguồn năng lượng mới đặc biệt là các nguồn năng lượng tái tạo: gió, mặt trời,... (xem bảng 12, 13) tham gia vào chuỗi cung ứng điện cho nền kinh tế thể hiện rõ sức hút của nhà đầu tư khi có chính sách giá điện ưu đãi hợp lý của Chính phủ. Tuy vậy, việc phát triển nóng các nguồn năng lượng tái tạo trong thời gian vừa qua cũng là gây ra một số thách thức trong vận hành: huy động các nhà máy điện này phụ thuộc mạnh vào yếu tố thời tiết nên hệ thống cần bổ sung thêm dự phòng công suất để đảm bảo chất lượng điện năng, tăng cường khả năng dự báo bằng nhiều nguồn nhằm nâng cao độ tin cậy; vấn đề quá tải các đường dây do tiến độ nguồn và lưới không đồng bộ; cơ chế khuyến khích các loại hình nhà máy điện này tham gia thị trường điện, khuyến khích cơ chế ký hợp đồng trực tiếp giữa khách hàng sử dụng điện và các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo cũng là những vấn đề đặt ra cần nghiên cứu để có phương án triển khai phù hợp.



Hình 2.25: Giá biên TTD trung bình các giờ 6 tháng đầu năm 2019 – 2020

(Nguồn: NCS tổng hợp từ trang thông tin điện tử Thị trường điện)

Các nguồn NLTT (chủ yếu là Điện mặt trời) cũng ảnh hưởng đến thị phần của các nguồn điều độ dẫn đến một số tín hiệu thị trường điện như giá CAN bị sai lệch.

2.4.2.2. Về tính cạnh tranh giữa các chủ thể và cơ chế giao dịch trên thị trường

bán buôn

Thứ nhất, tính cạnh tranh giữa các chủ thể còn hạn chế, thị trường chưa thực sự chuyển đổi sang cơ chế thị trường bán buôn

Theo báo cáo của EVN tại văn bản Góp ý Dự thảo 2 Đề án Thiết kế VREM, EVN đã nêu rõ: “EVN vẫn bán điện cho các Tổng Công ty Điện lực (TCTĐL) thông qua giá bán buôn nội bộ (BST), nghĩa là EVN vẫn là người mua duy nhất hay bản chất của thị trường vẫn là VCGM thay vì VWEM như tên gọi hiện nay” và thực tế có thể thấy:

- Chưa có bất kỳ một hoạt động cạnh tranh nào giữa 5 TCTĐL trong VWEM: các TCTĐL có mua điện trực tiếp từ một số NMD hạch toán phụ thuộc của EVN. Tuy nhiên, cơ chế mua điện này thực chất là “phân bổ chi phí” của các NMD này có 5 TCTĐL theo tỷ lệ sản lượng.

- Khách hàng lớn chưa được tham gia VWEM.

Lý do việc chưa VWEM chưa có đủ cơ chế thị trường bán buôn hoàn chỉnh là do:

- Chưa thực hiện Quỹ bù chéo hoặc cơ chế bù chéo
- Chưa có cơ chế xử lý triệt để việc phân bổ các PPA hiện hữu. Mặc dù khi chuyển sang VWEM, một số PPA được ký trực tiếp giữa các TCTĐL và NMD, tuy nhiên do giá BST được tính toán trừ lùi các chi phí mua trên đây của các TCTĐL từ doanh số bán lẻ tính toán.

- Chưa có cơ chế giá/phí phân phối để khách hàng lớn (nổi lưới phân phối) tham gia được VWEM

- Chính sách điều tiết giá bán lẻ ảnh hưởng trực tiếp đến cạnh tranh trên VREM. Nếu mức giá thấp hơn thị trường, sẽ không có khách hàng nào tự nguyện tham gia VREM.

Thứ hai, cơ chế giao dịch trên thị trường bán buôn còn nhiều bất cập

(i) Cơ chế điều tiết (bù chéo giữa các TCTĐL): Theo thiết kế mô hình hoàn chỉnh của thị trường bán buôn điện cạnh tranh, giai đoạn này vẫn tiếp tục duy trì biểu giá bán lẻ điện thống nhất toàn quốc. Như vậy, biểu giá bán lẻ điện của 05 TCTĐL là giống nhau, trong khi chi phí đầu tư quản lý vận hành lưới phân phối điện và cơ cấu khách hàng bán lẻ điện của từng TCTĐL là rất khác nhau (đây là do điều kiện khách quan). Khi tham gia thị trường bán buôn điện, các TCTĐL đều phải mua điện theo giá thị trường. Do đó, nếu duy trì biểu giá bán lẻ điện thống nhất toàn quốc thì cần có cơ chế bù chéo - thông qua quỹ bù chéo hoặc cơ chế tương đương (tài khoản cân bằng) để xử lý vấn đề chênh lệch về chi phí phân phối điện và cơ cấu khách hàng bán lẻ điện, đảm bảo cạnh tranh hiệu quả, bình đẳng và công bằng giữa các TCTĐL trong thị trường điện.

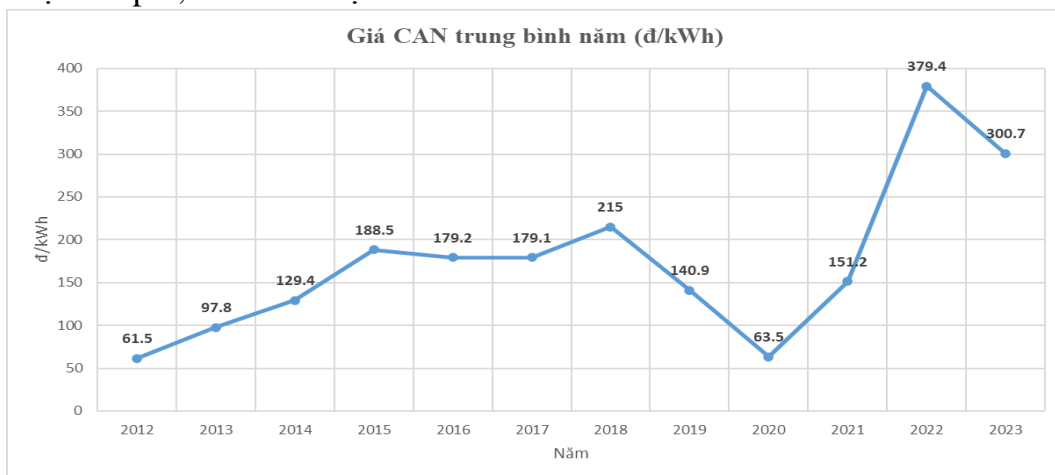
(ii) Cơ chế phân bổ hợp đồng: Theo thiết kế mô hình hoàn chỉnh của thị trường bán buôn điện cạnh tranh, để chuyển đổi sang thị trường bán buôn điện cạnh tranh chính thức cần phải thực hiện phân bổ và chuyển đổi tất cả các hợp đồng hiện hữu

giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam ký kết với các đơn vị phát điện tham gia thị trường điện sang cho các TCTĐL. Đây là điều kiện cần thiết để các TCTĐL tham gia hoàn toàn và đầy đủ vào thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Cơ chế này song hành cùng với cơ chế bù chéo giữa các TCTĐL thông qua tài khoản cân bằng (như đã trình bày ở trên).

(iii) Cơ chế giá CAN phức tạp và có nhiều biến động: Trong mô hình cost-based áp dụng trong thị trường điện Việt Nam, giá CAN có vai trò quan trọng trong thành phần doanh thu của các đơn vị. Giá công suất CAN được tính toán phù hợp với dự kiến thu hồi chi phí của nhà máy BNE trong từng năm và tỷ lệ với phụ tải lớn nhất từng chu kỳ trong năm để khuyến khích các nhà máy khả dụng vào các giờ cao điểm của hệ thống. Trong 10 năm vận hành thị trường điện, giá CAN đã có nhiều biến động, cụ thể trung bình năm có xu hướng tăng trong giai đoạn từ 2012-2015 do thay đổi trong giá nhiên liệu đầu vào của các nhà máy điện cũng như quy định tính toán giá điện, giai đoạn 2016-2017 giá CAN trung bình hầu như không đổi.

Đến năm 2018, với đặc điểm tình hình thủy văn tương đối tốt, tốc độ tăng trưởng phụ tải ở mức trung bình, đồng thời để tăng cơ hội thu hồi chi phí và tính khuyến khích khi tham gia thị trường điện của các nhà máy, giá CAN năm 2018 tăng trưởng ở mức 215 đ/kWh. Từ năm 2018 đến 2020, giá CAN giảm liên tục (năm 2019 là 140,9 đ/kWh; năm 2020 là 63,5 đ/kWh).

Giá CAN trung bình năm 2019 giảm thấp hơn so với năm 2018 và đạt 137,3 đ/kWh. Năm 2020 CAN tiếp tục đã giảm xuống còn 63,5 đ/kWh. Sang năm 2021, do ảnh hưởng của đại dịch Covid nên sản lượng huy động dự kiến của các nhà máy điện tương đối thấp, vì vậy CAN có xu hướng cao hơn để đảm bảo các đơn vị có thể thu hồi được chi phí, diễn biến cụ thể như sau:



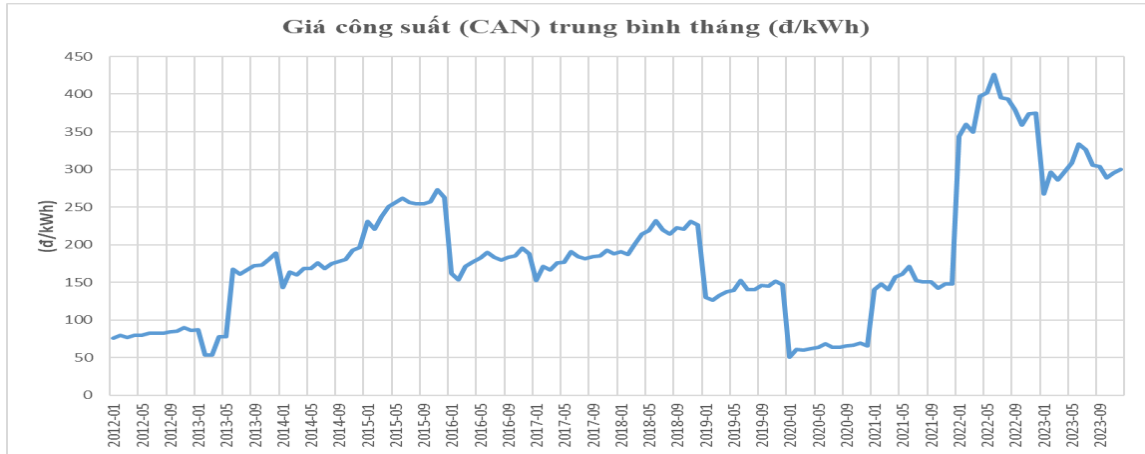
Hình 2.26: Giá CAN trung bình qua các năm

(Nguồn: NCS tổng hợp từ báo cáo TK 11 năm Thị trường điện Việt Nam)

Trong 3 năm đầu tiên vận hành thị trường điện, giá CAN được tính cho 18 chu kỳ trừ những giờ thấp điểm (23h ngày hôm trước tới 4h ngày hôm sau). Từ năm 2016 đến hết tháng 08/2020, giá CAN đã được tính toán cho 24 chu kỳ trong cả ngày. Theo

quy định mới của thị trường điện, kể từ ngày 01/09/2020, giá CAN đã được tính toán cho 48 chu kỳ 30 phút trong cả ngày [2].

Diễn biến giá công suất CAN trung bình tháng trong 8 năm như sau:



Hình 2.27: Giá CAN trung bình các tháng

(Nguồn: NCS tổng hợp từ báo cáo TK 11 năm Thị trường điện Việt Nam)

Biểu đồ giá CAN trung bình như trên cho thấy, do nguyên tắc tính toán CAN theo phụ tải lớn nhất trong tháng, do vậy CAN thường khá thấp vào các tháng đầu năm là các tháng phụ tải thấp do có dịp Tết Nguyên đán và thường cao nhất vào các tháng cuối năm do phụ tải cực đại trong năm thường cao vào các tháng này (mặc dù về sản lượng thì các tháng cuối năm không cao).

Giá trần thị trường thấp: Trong Giá trần thị trường điện có xu hướng tăng trong giai đoạn 2012-2015, cụ thể tốc độ tăng trung bình của giá trần trong giai đoạn này là 7.28%. Tuy sang năm 2016 giá trần thị trường đã giảm xuống ở mức 1171 đ/kWh nhưng bắt đầu giai đoạn từ 2017 đến 2021 thì giá trần tiếp tục có xu hướng tăng với tốc độ trung bình là 5.21%, trong đó năm 2021 có mức tăng cao nhất (12%) [2].

Với mức giá trần như trên chưa khuyến khích những nhà máy điện mới có công nghệ hiện đại, hoặc sử dụng nhiên liệu có giá thành cao (nhiên liệu nhập khẩu) tham gia thị trường điện. Trong thời gian tới, Bộ Công Thương cần tiếp tục nghiên cứu, xây dựng quy định xác định giá trần thị trường điện tạo điều kiện cho các đơn vị phát điện có giá thành cao tham gia thị trường điện, phản ánh được tín hiệu thị trường đồng thời đảm bảo đây là công cụ điều tiết giá của Nhà nước nhằm làm hài hòa lợi ích của các đơn vị tham gia thị trường điện cũng như ổn định giá điện. Cơ chế giá điện phù hợp sẽ có tác động tích cực trong việc khuyến khích các nhà đầu tư tư nhân tham gia phát triển các nguồn điện mới (đây là bài học kinh nghiệm từ việc phát triển nhanh các nhà máy điện mặt trời trong giai đoạn nửa đầu năm 2019 vừa qua).

Việc giá trần duy trì ở mức thấp có một số vấn đề như sau:

- Giá trần TTD thấp làm méo mó cơ chế chia sẻ rủi ro của hợp đồng CfD: Giá trần thị trường điện thường xuyên thấp hơn giá hợp đồng (Pc) của nhà máy tham tham

gia TTD, trong nhiều giai đoạn còn thấp hơn chi phí biến đổi (V_c) của tổ máy tham gia thị trường điện. Việc giá trần thị trường điện thấp hơn giá P_c (thậm chí là V_c như vậy) chưa phản ánh đúng cơ chế chia sẻ rủi ro của hợp đồng CfD. Ví dụ: khi một nhà máy điện có giá hợp đồng (P_c) cao, trong các chu kỳ có Q_c . Trong trường hợp sự cố, nhà máy sẽ phải trả lại cho TTD một khoản doanh thu tương ứng với: $Q_c (P_c - P_m)$. Tuy nhiên do giá trần TTD còn thấp hơn giá P_c nên các NMD này không những không mất doanh thu mà vẫn được thanh toán thành phần CfD. Điều này làm méo cơ chế rủi ro của theo thiết kế của thị trường điện.

- Giá trần TTD chưa tạo đúng tín hiệu lên xuống tổ máy và tín hiệu để các tổ máy thủy điện giữ nước trong giai đoạn mùa khô.
- Giá trần thấp cũng không tạo động lực cho các NMD mới/ nguồn NLTT tham gia TTD.

Bảng 2.11: Giá trần thị trường điện theo các năm

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Giá trần (đ/kWh)	846,3	1015	1168	1280	1171	1266	1280	1319	1342,3	1503,5	1602,3

Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia

(iv) Cơ chế thuế giá trị gia tăng (VAT) cho các giao dịch qua hợp đồng chênh lệch CfD: Theo thiết kế mô hình hoàn chỉnh của thị trường bán buôn điện cạnh tranh, việc thanh toán hợp đồng chênh lệch (CfD) và thanh toán thị trường điện giao ngay là tách bạch với nhau: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện thanh toán thị trường điện giao ngay với các đơn vị tham gia thị trường; các bên bán và bên mua thanh toán hợp đồng song phương (CfD) trực tiếp với nhau. Theo thông lệ quốc tế, thuế VAT chỉ áp dụng đối với các giao dịch trên thị trường điện giao ngay, nhưng không áp dụng đối với các khoản thanh toán hợp đồng tài chính CfD giữa các bên.

(v) Cơ chế hoạt động của sàn giao dịch hợp đồng tập trung: Đây là một cơ chế tiên tiến giúp các đơn vị tham gia thị trường điện linh hoạt và nhanh chóng trong việc quản lý rủi ro trong thị trường điện. Các đơn vị tham gia chào bán hoặc chào mua sản lượng hợp đồng trên sàn giao dịch. Giao dịch hợp đồng tập trung nhằm xử lý các chênh lệch (thừa hoặc thiếu) giữa sản lượng hợp đồng đã ký so với nhu cầu phụ tải hoặc khả năng phát thực tế của các đơn vị.

(vi) Cơ chế hợp đồng trong TTD còn nhiều vướng mắc: Theo thiết kế ban đầu của VCGM, hợp đồng CfD là công cụ tài chính trong TTD nhằm mục đích (i) chia sẻ rủi ro giữa đơn vị phát điện và đơn vị mua điện (thông qua tạo dòng tiền ổn định giữa hai bên và hạn chế tác động bởi biến động giá TTD) (ii) giảm khả năng lũng đoạn của đơn vị phát điện khi tham gia TTD. Tuy nhiên, trong triển khai thực tế, cơ chế hợp đồng CfD bộc lộ nhiều vướng mắc và bất cập như sau:

- Cơ chế hợp đồng CfD không thuần túy là công cụ tài chính. Hợp đồng CfD

hiện tại vẫn mang tính hợp lý kết hợp giữa phân giao ngay (Rttđ) và phân doanh thu sai khác (Rcfd). Trong thực tế, hợp đồng CfD vẫn bị ảnh hưởng bởi nhiều yếu tố kỹ thuật cụ thể là:

- Qc trong hợp đồng CfD được phân bổ trong một chu kỳ giao dịch phải đảm bảo lớn hơn Pmin của tổ máy.

- Qc tháng đã được phân bổ từ kế hoạch năm nhưng vẫn điều chỉnh cập nhật theo lịch sửa chữa/ khả dụng của tổ máy (điều chỉnh từ tháng này sang tháng khác để tổng Qc năm không đổi).

- Điều chỉnh Qc tháng (trước vận hành) do yếu tố thủy văn bất thường.

- Qc đã được phân bổ vẫn có thể điều chỉnh sau vận hành thông qua các quy định về điều chỉnh Qc do sự cố quá 72 giờ hoặc sửa chữa ngoài kế hoạch 72 giờ.

- Các vấn đề đáp ứng/tuân thủ các yêu cầu kỹ thuật trong hợp đồng mua bán điện:

- Công suất phát ổn định thấp nhất của tổ máy nhiệt điện ở dải công suất chào đầu tiên trong bản chào giá (trong điều kiện bình thường) hiện tại vẫn có nhiều đơn vị chưa tuân thủ theo hợp đồng mua bán điện.

- Thời gian khởi động của các tổ máy nhiệt điện (đặc biệt với các nhà máy NĐT) thường thấp hơn thông số trong hợp đồng.

- Vấn đề đảm bảo bao tiêu trong hợp đồng Mua bán điện: trong ngắn hạn không thể đưa ràng buộc bao tiêu vì không xác định được bao tiêu của từng ngày mà phụ thuộc vào tối ưu của hệ thống tại thời điểm đó. Hơn nữa, đối với các quy định hiện tại chưa có quy định cho việc lập lịch huy động có xét đến bao tiêu của các nhà máy.

- Việc đàm phán Qc thường gặp khó khăn do bản chất mâu thuẫn lợi ích giữa bên mua và bên bán: Thông tư 24/2019/TT-BCT (TT24) đã cho phép từ 2020 các NMTĐ và đơn vị mua điện được đàm phán sản lượng điện kế hoạch năm (AGO) và sau đó đàm phán sản lượng Qc năm với tỷ lệ α từ [60%-100%] của sản lượng AGO đã đàm phán nêu trên. Căn cứ sản lượng Qc năm đàm phán, bên mua và bên bán tiếp tục đàm phán Qc tháng và Qc từng giờ. Trường hợp đàm phán không thành công, A0 sẽ thông qua chương trình mô phỏng TTD năm tới để tính toán, công bố AGO trong khoảng [a,b] từ [0,35-1,1] *GO và Qc năm được tính toán với tỷ lệ α là 90%AGO cho NMTĐ và 80% cho nhà máy nhiệt điện (NMNĐ). Thực tế cho thấy bên mua điện và bên bán điện rất khó khăn trong việc đàm phán AGO cũng như tỷ lệ α .

- Chưa có cơ chế để các bên tự do lựa chọn đối tác ký hợp đồng song phương: tuy hiện tại thị trường điện đã trong giai đoạn bán buôn nhưng chưa có cơ chế các bên tham gia thị trường điện lựa chọn đối tác để ký hợp đồng CfD song phương. Việc chưa hình thành cơ chế đàm phán giữa các bên là do:

- Chưa phân tách được phần giao ngay và phần CfD trong hợp đồng PPA

- Dòng tiền trong trên thị trường giao ngay chưa cân bằng do vậy chưa thể thực hiện thanh toán qua SMO

- Chưa có cơ chế để các bên có thể giao dịch Qc: hiện tại ngoài việc đàm phán

song phương giữa NMD với EVN, hoặc EVN với TCTĐL thì các đơn vị chưa có công cụ để mua bán, trao đổi Qc để xử lý phần chênh lệch giữa Qc được phân bổ với sản lượng thực tế. Trong thiết kế TTĐ tại QĐ 8266 đã cho phép hình thành cơ chế giao dịch hợp đồng tập trung, tuy nhiên cơ chế này vẫn chưa được các cấp có thẩm quyền thông qua.

(vii) Nhiều cơ chế khác với thiết kế ban đầu: So với các thiết kế ban đầu, thị trường điện hiện tại có nhiều điểm khác biệt bao gồm:

- Các cơ chế hiệu chỉnh liên qua đến sản lượng hợp đồng (Qc). Đây là cơ chế làm phức tạp hóa quy định thị trường, khác với bản chất chia sẻ rủi ro của hợp đồng CfD và gây khó khăn cho triển khai các bước tiếp theo của thị trường điện. Các cơ chế này bao gồm:

- Hiệu chỉnh thành phần sản lượng thanh toán theo Qc.
- Điều chỉnh sản lượng Qc sau vận hành (sự cố quá 72h, sửa chữa quá 72h).
- Điều chỉnh Qc do thiết nhiên liệu sơ cấp (than, khí).
- Điều chỉnh Qc do bất thường thủy văn.

- Mâu thuẫn lợi ích trong quá trình EPTC thực hiện chào giá thay cho các nhà máy hạch toán phụ thuộc của EVN (vừa đóng vai trò bên bán và bên mua).

- Hệ số a trong Hệ số hiệu chỉnh sản lượng [a, b] bị hạ thấp (hiện tại còn 0.35) về lâu dài sẽ ảnh hưởng đến khả năng tham gia TTĐ của các đơn vị NMD mới.

- Cơ chế tỷ trọng mua điện X1% và X2% của đơn vị mua điện là quá phức tạp và chưa có tiền lệ trên các thị trường khác. Cơ chế này chỉ mang tính chất phân bổ chi phí của NMD cho các TCTĐL (một cách thụ động) và không tạo động lực tham gia TTĐ cho các đơn vị mua điện.

(viii) Thiết kế TTĐ có xu hướng có lợi cho khối các NMTĐ: Thủy điện là khối có lợi thế cạnh tranh thấp nhất trong 3 khối (thủy điện, nhiệt điện than và tuabin khí) do chi phí phát điện thấp. Phần lớn các nhà máy cho giá hợp đồng thấp so với các nhà máy nhiệt điện và so với giá thị trường điện trung bình (thậm chí có một số NMD có giá Pc nhỏ hơn 500đ/kWh). Trong khi đó giá trần thị trường có xu hướng tăng. Thiết kế TTĐ hiện tại có xu hướng làm lợi cho khối các NMTĐ so với khối các NMND. Đây là vấn đề EVN đã báo cáo Bộ Công Thương (giải pháp mà Bộ Công Thương đưa ra là sửa đổi Quy định VWEM theo Thông tư 24/2019/TT-BCT về việc cho phép EVN và chủ đầu tư thỏa thuận song phương tỷ lệ Qc trong khung từ 60% - 100%. Tuy nhiên, việc này chưa đạt hiệu quả cao do xung đột về lợi ích).

2.4.2.3. Về thị trường bán lẻ điện

Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh tại Việt Nam hiện vẫn chưa thực sự hình thành sau hơn 11 năm triển khai thí điểm theo chủ trương của Chính phủ. Theo lộ trình ban đầu tại Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg (về lộ trình, các điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam), giai đoạn thí điểm dự kiến hoàn thành vào cuối năm 2021, sau đó sẽ chuyển sang giai

đoạn cạnh tranh hoàn chỉnh trong khâu bán lẻ điện vào năm 2023. Tuy nhiên, tính đến thời điểm hiện tại, thị trường điện vẫn dừng lại ở giai đoạn thị trường bán buôn điện cạnh tranh chưa hoàn chỉnh.

Cụ thể, các chức năng, tổ chức và chi phí cho hoạt động phân phối điện mang tính độc quyền tự nhiên vẫn chưa được tách bạch rõ ràng so với khâu kinh doanh bán lẻ điện. Việc này xảy ra cả ở các Tổng Công ty Điện lực (TCTĐL) trực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) cũng như các đơn vị bán lẻ điện trực thuộc TCTĐL. Hoạt động phân phối và bán lẻ điện vẫn đang được vận hành dưới một mái nhà chung. Việc tách bạch chi phí cho hoạt động phân phối điện trong các TCTĐL mới chỉ ở giai đoạn thí điểm.

Thị phần thị trường bán lẻ điện hiện vẫn nằm trong sự chi phối của 5 TCTĐL thuộc EVN, với tình trạng độc quyền theo khu vực địa lý. Các TCTĐL này vừa là nhà độc quyền mua điện bán buôn, vừa là nhà cung cấp dịch vụ bán lẻ điện duy nhất cho khách hàng trong phạm vi quản lý. Mô hình này hạn chế sự tham gia của các nhà bán lẻ điện độc lập, thiếu cạnh tranh trong khâu cung cấp dịch vụ.

Nguyên nhân của tình trạng trên do các điều kiện tiên quyết để hình thành thị trường bán lẻ cạnh tranh chưa được kiến tạo đầy đủ, đó là: (1) Thị trường bán buôn điện cạnh tranh chưa thực sự phát triển hoàn chỉnh như thiết kết tại Quyết định 8266/QĐ-BCT ngày 10/8/2015; (2) Mô hình và cơ chế hoạt động của TCTĐL chưa được tái cấu trúc. Các TCTĐL vẫn kiêm nhiệm cả chức năng phân phối và bán lẻ điện. Chưa có sự tách bạch rõ ràng giữa các hoạt động độc quyền và cạnh tranh; (3) Hành lang pháp lý và các quy định hướng dẫn vận hành thị trường bán lẻ chưa được ban hành đầy đủ, đồng bộ trong đó chưa có quy định về giá phân phối điện, giá điều độ hệ thống điện và giá điều hành giao dịch thị trường điện; (4) Cơ chế giá bán lẻ điện chưa phù hợp với cạnh tranh thị trường; và (5) Hạ tầng kỹ thuật thị trường điện chưa sẵn sàng (Nguồn: tổng hợp từ kết quả phỏng vấn chuyên gia – xem phụ lục 3 và nghiên cứu của tác giả).

2.4.2.4. Các vấn đề khác

Về cơ sở pháp lý cho hoạt động của thị trường: Quy định TTĐ và các quy định liên quan chưa đáp ứng kịp thay đổi trong vận hành tỷ trọng nguồn NLTT tăng cao. Từ năm 2020, tỷ trọng nguồn NLTT phát triển nhanh dẫn đến nhiều quy định TTĐ chưa bắt kịp sự thay đổi trong vận hành như nguyên tắc huy động nguồn khi xử lý thừa nguồn/quá tải lưới điện (đã được EVN báo cáo Bộ Công Thương tại các văn bản số 8278/EVN-TTĐ ngày 18/12/2020, 487/EVN-TTĐ ngày 28/01/2021, 4200/EVN-TTĐ). Tuy nhiên, các đề xuất tại các văn bản nêu trên chưa được bổ sung trong hệ thống văn bản thị trường điện.

Cơ chế chi phí tránh được vận hành các NMTĐ nhỏ cần hiệu chỉnh để phù hợp với mục tiêu khuyến khích các nhà máy này phát điện vào các giờ cao điểm của hệ thống (do cơ cấu phụ tải điện thay đổi theo mùa và theo khu vực nên giờ cao điểm theo định nghĩa tại TT29 không phù hợp với giờ cao điểm thực tế).

Hiện nay chưa có căn cứ pháp lý cho việc xác định, tính toán và ban hành giá phân phối điện do Luật Điện lực và Luật Giá chưa có quy định về giá phân phối điện. Mặc dù giá mua buôn đầu vào đang từng bước chuyển sang cơ chế thị trường, tuy nhiên giá bán lẻ điện đầu ra hiện vẫn do nhà nước quản lý. Sau 11 năm vận hành TTĐ thì vẫn chưa có văn bản pháp lý cụ thể quy định chức năng, nhiệm vụ của kỹ sư điều hành giao dịch TTĐ cùng với các nội dung khác liên quan (ví dụ như thời gian nghỉ ca cho phép, thời gian đào tạo lại nếu không đi ca trong thời gian dài...).

Vấn đề tái cơ cấu ngành điện: Hiện nay, Tập đoàn Điện lực Việt Nam chưa hoàn thành việc xây dựng Đề án chuyển Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia thành Công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên, hạch toán độc lập trong Tập đoàn Điện lực Việt Nam, chậm hơn so với tiến độ đưa thị trường bán buôn vào vận hành từ năm 2019. Do vậy, EVN cần khẩn trương rà soát, hoàn thành Đề án nêu trên trình Ủy ban Quản lý vốn tại doanh nghiệp báo cáo Thủ tướng Chính phủ xem xét, quyết định.

Tốc độ tăng trưởng phụ tải luôn ở mức cao, trong khi đó các nguồn mới vào không tương ứng với tăng trưởng phụ tải và nguy cơ mất cân bằng cung cầu trong thời gian tới. Do đó, đây là một trong những khó khăn và thách thức cho việc vận hành thị trường điện trong điều kiện nguồn điện dự phòng rất thấp. Dự báo tốc độ tăng trưởng phụ tải điện tiếp tục ở mức cao, đặt ra các yêu cầu lớn về phát triển các nguồn điện mới để tránh nguy cơ thiếu điện. Do vậy, khi thiết kế mô hình cũng như lập kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện cần đặc biệt xem xét, cân nhắc đến vấn đề này, kết hợp với các cơ chế khác (quy hoạch phát triển nguồn điện, các cơ chế khuyến khích đầu tư nguồn điện, các chương trình điều chỉnh phụ tải điện, sử dụng điện tiết kiệm hiệu quả...) để đảm bảo đáp ứng đủ nhu cầu tiêu thụ điện trong tương lai.

Về việc tách bạch chi phí khâu phân phối điện và khâu kinh doanh bán lẻ điện: Hiện tại, các TCTĐL, các công ty con hạch toán phụ thuộc, hạch toán độc lập hoặc chiếm cổ phần ưu đãi của các TCTĐL vẫn thực hiện đồng thời cả khâu phân phối điện và khâu kinh doanh bán lẻ điện. Do vậy, chi phí phân phối điện đang được tính gộp và chi phí chung của các TCTĐL. Việc hình thành giá phân phối điện là điều kiện tiên quyết để tách bạch hoạt động mang tính độc quyền tự nhiên (phân phối điện) ra khỏi các hoạt động mang tính cạnh tranh theo thị trường (bán buôn, bán lẻ điện). Việc hình thành giá phân phối điện cũng sẽ giúp triển khai cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa các nguồn điện sử dụng năng lượng tái tạo với các khách hàng sử dụng điện lớn đấu nối trên lưới phân phối - đây là vấn đề mà các nhà đầu tư nước ngoài đang rất quan tâm trong thời gian gần đây. Tuy nhiên, hành lang pháp lý cho việc hình thành giá phân phối điện chưa đầy đủ (chưa được quy định trong Luật Giá và Luật Điện lực).

Về hạ tầng thị trường điện: Phần mềm lập lịch huy động ngày tới và chu kỳ tới

đã tiệm cận giới hạn: phần mềm Market Clearing (MC) đã được trang bị từ năm 2004 hiện tại đã bộc lộ nhiều hạn chế và khó đáp ứng được các yêu cầu sắp tới của vận hành TTĐ bao gồm: (i) Hạn chế mô phỏng ràng buộc lưới nội miền, đặc biệt trong trường hợp thừa công suất (ii) Không thể mô phỏng theo mạch vòng (iii) Không thể tính toán đồng tối ưu

Hạn chế trong khả năng tích hợp SCADA/EMS và hạ tầng thị trường điện: Quy trình tính toán lập lịch huy động thị trường điện chưa như quy trình thông thường: EMS dự báo phụ tải, đưa ra giới hạn lưới, tính toán đưa ra các cảnh báo, ràng buộc trong vận hành. Các dữ liệu này sau đó được chuyển sang hạ tầng TTĐ (sau này là MMS) để tính toán lập lịch huy động.

Hạ tầng CNTT phục vụ vận hành HTĐ và TTĐ vẫn rời rạc và cục bộ. Hạ tầng CNTT TTĐ bao gồm 15 hệ thống chính với các phần mềm được cài đặt trên các thiết bị phân cứng, được kết nối và tích hợp với nhau phục vụ tính toán tối ưu lập kế hoạch vận hành và lập lịch huy động thị trường điện theo khung thời gian tuần tới, ngày tới và từng chu kỳ giao dịch, cũng như quản lý việc điều độ hệ thống điện trong thời gian thực, đồng thời thực hiện định giá, tính toán thanh toán và kết nối với các hệ thống khác trong quá trình vận hành của hệ thống. Hạ tầng CNTT TTĐ không chỉ đáp ứng các yêu cầu của thị trường điện mà còn thực hiện tối ưu chung cho toàn bộ quá trình vận hành hệ thống điện (trong bài toán tối ưu tất cả nguồn điện trực tiếp, gián tiếp tham gia thị trường, các nguồn NLTT, nhập khẩu, dịch vụ phụ trợ). Hạ tầng hiện tại còn tồn tại một số vướng mắc chính bao gồm:

- Phần mềm lập lịch tối ưu Eterra Market Clearing đã được trang bị từ lâu (từ năm 2003) đã tiệm cận ngưỡng giới hạn, đã không còn khả năng mở rộng/nâng cao hiệu quả tính toán tối ưu và khó có khả năng đáp ứng được trong giai đoạn tới.

- Về hệ thống cơ sở dữ liệu trung tâm thị trường điện: thiết kế của hệ thống đã được xây dựng từ lâu, việc tăng trưởng tỉ trọng NLLT và các nguồn dữ liệu dự báo khiến phát sinh khối lượng dữ liệu lớn, ảnh hưởng tốc độ, hiệu năng và đồng bộ hệ thống.

- Mạng WAN TTĐ: hiện đang phân mảnh, gây tăng chi phí đầu tư, khó quản lý vận hành, và dịch vụ OT như FR/PMU chạy chung trên mạng WAN TTĐ. Tốc độ kết nối mạng backbone còn hạn chế, và nhiều kết nối liên vùng đang sử dụng công nghệ định tuyến truyền thống, khiến việc thiết lập kênh riêng ảo cho từng dịch vụ trở nên khó khăn.

- Về hệ thống đo đếm: phần mềm IEE tại EVNNLDC vượt sizing từ 2021 và không còn license hỗ trợ mở rộng. Các máy chủ và hệ thống lưu trữ đã hết hạn bảo hành, bảo trì và vòng đời sản phẩm, tiềm ẩn rủi ro sự cố thất thường gây gián đoạn vận hành hệ thống.

Chưa có hạ tầng giám sát vận hành thị trường điện thống nhất

Hạn chế trong khả năng dự báo phụ tải khi tỷ trọng nguồn NLTT tăng cao

Phụ tải ngày tới và chu kỳ tới chưa đồng nhất

Chưa có cơ chế bảo trì và nâng cấp hạ tầng CNTT TTĐ đáp ứng các yêu cầu trong quá trình vận hành HTĐ và TTĐ thường xuyên phát sinh những thay đổi và yêu cầu mới.

Hạ tầng công nghệ thông tin hiện nay mới ở mức đáp ứng yêu cầu cơ bản, hệ thống SCADA/EMS chưa đầy đủ gây khó khăn trong công tác dự báo, lập kế hoạch, điều độ, và giám sát vận hành thị trường điện. Trong thời gian tới, Bộ Công Thương cần tiếp tục đôn đốc, chỉ đạo EVN khẩn trương hoàn thành hệ thống SCADA/EMS phục vụ công tác vận hành hệ thống điện và thị trường điện, đầu tư xây dựng và hoàn thiện cơ sở hạ tầng CNTT theo quy định tại Quyết định số 2760/QĐ-BCT ngày 30/6/2016 phê duyệt Thiết kế tổng thể cơ sở hạ tầng CNTT phục vụ vận hành và giám sát thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

Bên cạnh các vấn đề nội tại của ngành điện, thị trường điện cạnh tranh cũng chịu thách thức lớn từ các nhân tố bên ngoài, trong đó nhân tố đặc biệt quan trọng là vấn đề cung ứng nhiên liệu sơ cấp (than, khí) cho phát điện. Cụ thể:

- Các cụm nhà máy điện tua bin khí (cụm Phú Mỹ, Nhơn Trạch...) cùng chia sẻ một hệ thống cung cấp khí nhưng lại có nhiều ràng buộc khác nhau về giá khí (giá bao tiêu, giá trên bao tiêu, thay đổi về khí khi hòa thêm nguồn khí mới...).

- Việc tăng giá nhiên liệu đầu vào (than/khí) gây áp lực tăng giá thị trường điện.

Hiệu quả hoạt động của thị trường điện lực cũng như an ninh cung cấp điện trung – dài hạn phụ thuộc rất lớn vào việc sử dụng, phân bổ tối ưu dài hạn các nguồn nhiên liệu đầu vào (than, khí), tận dụng được tối đa nguồn lực trong nước để phát triển. Về lâu dài, hướng tới đảm bảo tính thống nhất, tính đồng bộ trong các chính sách quy hoạch phát triển, quản lý giám sát, sử dụng tối ưu các nguồn năng lượng có vai trò đặc biệt quan trọng cho an ninh năng lượng quốc gia nói chung và cho vận hành thị trường điện lực nói riêng.

Hạ tầng AGC vẫn còn hạn chế, chưa đáp ứng đầy đủ yêu cầu vận hành Thị trường điện. Hiện tại mới chỉ có hơn 80 NMD có khả năng kết nối và nhận tín hiệu điều khiển qua AGC. Trong số đó, số nhà máy thử nghiệm dịch vụ điều tần thứ cấp thành công chỉ đạt 43.3% (theo kết quả thử nghiệm năm 2021). Việc hạ tầng AGC còn hạn chế ảnh hưởng đến khả năng rút ngắn chu kỳ giao dịch thị trường điện và triển khai các cơ chế dịch vụ phụ trợ trong TTĐ. Tính bất định của các nguồn NLTT, đặc biệt là điện gió và ĐMT đã ảnh hưởng lớn đến vận hành TTĐ từ kế hoạch vận hành TTĐ năm, tháng, tuần, ngày và vận hành TTĐ thời gian thực, kế hoạch sửa chữa nguồn truyền thống, kế hoạch mua dịch vụ phụ trợ đặc biệt là điều tần và dự phòng quay.

Về thị trường dịch vụ phụ trợ: thị trường dịch vụ phụ trợ chưa được hình thành.

VCGM quy định 6 loại hình dịch vụ phụ; tuy nhiên, cơ chế thanh toán cho dịch vụ điều tần hiện nay cũng như cơ chế không thanh toán cho các loại hình dịch vụ phụ

còn lại đều không khuyến khích các NMD tham gia cung cấp dịch vụ phụ cho hệ thống. Điều này có thể ảnh hưởng đến an ninh hệ thống, đặc biệt khi có số lượng lớn các NMD NLTT tham gia vào hệ thống.

Việc tính toán xác định nhu cầu (lượng công suất) dự phòng điều tần mới chỉ thực hiện đến tuần tới, chưa có quy định tính toán cho ngày tới, giờ tới, tính toán nhu cầu riêng cho khung thời gian cao điểm, thấp điểm... do vậy việc duy trì dự phòng 700MW cho mọi chu kỳ trong ngày chưa thực sự tối ưu về chi phí.

Theo quy định tại Quy trình xác định và vận hành dịch vụ phụ trợ, việc lựa chọn tổ máy cung cấp dịch vụ mới chỉ đưa ra nguyên tắc: lựa chọn tổ máy cung cấp dịch vụ đảm bảo ràng buộc vận hành, tốc độ tăng/giảm tải, tối ưu chi phí mua điện, tối ưu sử dụng nguồn nước mà chưa có định lượng và phương pháp xác định cụ thể.

Trong tính lập kế hoạch vận hành hệ thống điện và thị trường điện năm và tháng hiện tại chưa mô phỏng đầy đủ nhu cầu dịch vụ dự phòng điều chỉnh tần số thứ cấp do nếu mô phỏng đầy đủ có khả năng ảnh hưởng đến SMP, CAN và việc phân bổ sản lượng hợp đồng cho các nhà máy nhưng trong thực tế vận hành cũng chưa tuân thủ triệt để việc đảm bảo nhu cầu dự phòng điều chỉnh tần số thứ cấp.

Về hợp đồng mua bán điện và cơ chế giá mua điện của các nhà máy điện BOT:

Hiện nay, hợp đồng mua bán điện của các dự án BOT thường đi kèm các điều khoản bao tiêu, trong đó Bên Mua điện buộc phải mua hết sản lượng đã cam kết, hoặc nếu không huy động/mua hết thì phải thanh toán một khoản tiền chênh lệch cho phần sản lượng thiếu hụt (thường tính trên lượng nhiên liệu) mà Công ty BOT đã cam kết theo hợp đồng cung cấp hoặc vận chuyển nhiên liệu, hoặc phần sản lượng điện đã cam kết nhưng đã không được mua do Bên Mua điện không huy động đủ đáp ứng sản lượng điện hoặc lượng nhiên liệu tối thiểu đã cam kết theo quy định của PPA hoặc các Hợp đồng cung cấp hoặc vận chuyển nhiên liệu. Cơ chế này gây không ít khó khăn cho cả bên bán (nhà máy điện BOT) và bên mua (EVN - đơn vị được phép đại diện cho Chính phủ Việt Nam ký kết và thực hiện hợp đồng mua bán điện với các nhà máy điện BOT) trong quá trình thực hiện hợp đồng.

Chưa có cơ chế khuyến khích hợp lý cho các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường điện (SMHP, BOT, đặc biệt là các NMD NLTT) tham gia cung cấp dịch vụ dự phòng điều tần do vậy việc cung cấp dịch vụ vẫn còn mang tính chất tuân thủ lệnh điều độ hơn là cung cấp dịch vụ và được trả phí.

Về công tác đánh giá, giám sát và hậu kiểm vận hành thị trường điện: Hiện tại A0 đang trong quá trình tiêu chí/quy trình đánh giá chất lượng các công tác thị trường điện. A0 chưa có một hệ thống phần mềm/công cụ thống nhất để đánh giá kết quả của các khung thời gian vận hành thị trường điện.

Các khâu lập phương thức vận hành chưa có hệ thống/quy trình kiểm tra chéo. Hiện tại chỉ có khâu tính toán thanh toán là có thực hiện kiểm tra chéo, thực hiện 2 tiến trình độc lập để giám sát kết quả tính toán.

Việc công bố thông tin vẫn ở mức độ hạn chế: việc tiếp cận thông tin về thị trường điện sau 10 năm vẫn hạn chế trong khuôn khổ các đơn vị tham gia thị trường. Các đơn vị vẫn chưa thể tiếp cận với nguồn dữ liệu để tái mô phỏng thị trường điện (phục vụ việc phân tích đánh giá riêng của từng đơn vị).

Về đường dây truyền tải điện: việc nghẽn mạch đường dây truyền tải 500kV trong các chu kỳ cao điểm cũng tác động lớn đến kết quả vận hành thị trường. Ngay cả trong mùa mưa, dù công suất sẵn sàng của các nhà máy thủy điện miền Bắc tương đối cao nhưng không thể truyền tải hết vào miền Nam.

Kết luận Chương 2

Chương 2, sau khi giới thiệu tổng quan về thị trường điện Việt Nam (về nhu cầu phụ tải điện, các nguồn điện năng tại, thực trạng giá điện); luận án đã: (i) Phân tích thực trạng phát triển thị trường điện cạnh tranh (TTĐ bán buôn và TTĐ bán lẻ) theo một số khía cạnh: Mô hình tổ chức và cơ chế hoạt động của thị trường, số lượng và cơ cấu chủ thể tham gia, cơ cấu nguồn cung điện năng, giá điện,...; (ii) Phân tích thực trạng chính sách phát triển thị trường điện; thực trạng tổ chức quản lý và điều tiết TTĐ, các yếu tố thuộc về môi trường ngành; (iii) Đưa ra một số kết luận về những kết quả đạt được, các hạn chế - những vấn đề đặt ra đối với sự phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam. Đây là những luận cứ thực tiễn cho việc đề xuất các giải pháp phát triển TTĐ cạnh tranh ở Việt Nam theo hướng phù hợp với điều kiện thực tế Việt Nam, an toàn, minh bạch và hiệu quả.

CHƯƠNG 3. QUAN ĐIỂM, ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH TẠI VIỆT NAM VÀ MỘT SỐ GIẢI PHÁP

3.1. Quan điểm phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

3.1.1. Dự báo phát triển kinh tế và nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam

Dự báo tăng trưởng GDP của Việt Nam

Nhu cầu tiêu thụ điện của mỗi quốc gia chịu tác động của nhiều yếu tố, trong đó tốc độ phát triển kinh tế - xã hội của quốc gia là yếu tố quan trọng, do điện năng là đầu vào thiết yếu ở hầu hết các hoạt động của nền kinh tế. Nhu cầu sử dụng điện cho các khu vực kinh tế, đặc biệt là lĩnh vực công nghiệp nặng hay công nghiệp chế tạo thường có tác động chi phối tổng thể nhu cầu điện toàn quốc hoặc địa phương. Ngoài ra, nếu nền kinh tế sử dụng năng lượng có hiệu quả, sẽ cần ít điện năng hơn để sản xuất ra một đơn vị sản phẩm và qua đó, tạo ra nhu cầu điện bền vững hơn và ngược lại. Trong kịch bản tăng trưởng trung bình tại quy hoạch điện VIII, tốc độ tăng trưởng GDP trung bình trong giai đoạn 2021 – 2025 dự báo đạt 6,8 %/năm và 6,4%/năm giai đoạn 2026 – 2030. Dự báo cho từng miền, miền Bắc có tốc độ tăng trưởng cao nhất, sau đó đến miền Trung và miền Nam.

Bảng 3.1: Kịch bản tăng trưởng trung bình GDP của Việt Nam (%)

Giai đoạn	Toàn quốc	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
2021 – 2025	6,77	7,05	6,76	6,52
2026 – 2030	6,42	6,70	6,41	6,17
2031 – 2035	6,00	6,27	5,99	5,75
2036 – 2040	5,57	5,83	5,56	5,31
2041 – 2045	5,49	5,75	5,48	5,23

Nguồn: Quy hoạch điện VIII

Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam

Trong bối cảnh dự báo tăng trưởng GDP của Việt Nam giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 6,6%/năm, giai đoạn 2031 – 2045 bình quân 5,7%/năm (bảng 15); dự báo điện thương phẩm năm 2030 đạt 491 tỷ kWh, năm 2045 đạt 877 tỷ kWh. Hệ số đàn hồi điện thương phẩm/GDP đạt 1,13 lần năm 2030 và giảm xuống 0,58 lần năm 2045 (năm 2020 hệ số này là 1,20).

Tới năm 2030, tổng công suất đặt nguồn điện của Việt Nam đạt 137,2 GW (trong đó NĐ than: 27%; NĐ khí 21%; thủy điện 18%; điện gió, MT và NLTT khác 29%, nhập khẩu khoảng gần 4%; thủy điện tích năng và các loại thiết bị lưu trữ năng lượng khác khoảng gần 1%); năm 2045 tổng công suất đặt của nguồn điện đạt gần 276,7GW (trong đó NĐ than: 18%; NĐ khí 24%; thủy điện 9%; điện gió, MT và NLTT khác

trên 44%, nhập khẩu khoảng gần 2%, thủy điện tích năng và các loại thiết bị lưu trữ năng lượng khác khoảng 3%). Cơ cấu nguồn điện cho thấy QHĐ VIII khuyến khích phát triển mạnh mẽ NLTT (ngoài thủy điện), từ khoảng 13% năm 2020 lên tới gần 30% năm 2030 và 44% năm 2045. Đây là xu hướng phù hợp với sự phát triển của trên thế giới.

Viện Năng lượng cùng Viện Chiến lược phát triển của Bộ Kế hoạch Đầu tư đã phối hợp trong công tác dự báo phát triển kinh tế xã hội của Quốc gia, làm cơ sở cho dự báo phụ tải điện. Theo đó tăng trưởng GDP của Việt Nam ở Kịch bản trung bình giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 6,6%/ năm, giai đoạn 2031 – 2045 bình quân 5,7%/ năm.

Bảng 3.2: Dự báo sản lượng điện thương phẩm và công suất cực đại

	Năm	2025	2030
I	Điện thương phẩm (TWh)		
	Kịch bản thấp	330,2	457,6
	Kịch bản cơ sở	335,3	491,3
	Kịch bản cao	346,6	530,5
II	Công suất cực đại (GW)		
	Kịch bản thấp	58,5	80,6
	Kịch bản cơ sở	59,4	86,5
	Kịch bản cao	61,4	93,3

Nguồn: Quy hoạch điện VIII

Kết quả dự báo điện thương phẩm theo kịch bản cơ sở QHĐ VIII thấp hơn so với kịch bản cơ sở QHĐ VII ĐC khoảng 18 TWh vào năm 2020, 17 TWh năm 2025, và 15 TWh năm 2030. Công suất cực đại năm 2030 của QHĐ VIII sẽ thấp hơn 4,1 GW so với QHĐ VII ĐC.

Hệ số đàn hồi điện thương phẩm/ GDP đạt 1,24 lần giai đoạn 2026 - 2030 và giảm xuống 0,46 lần giai đoạn 2041 - 2045. Điều này thể hiện tác động của chuyển dịch cơ cấu kinh tế và hiệu quả chung sử dụng điện của Việt Nam sẽ dần được cải thiện theo thời gian.

Sự khác biệt lớn nữa giữa nhu cầu phụ tải QHĐ VIII và QHĐ VII ĐC là sự thay đổi tỷ trọng nhu cầu điện giữa miền Nam và miền Bắc. Theo QHĐ VIII, tỷ trọng điện thương phẩm của miền Bắc sẽ tăng dần từ 42,4% năm 2020 lên 45,8% năm 2045, miền Nam sẽ giảm tỷ trọng từ 47,4% năm 2020 xuống 43,6% năm 2045, vào năm 2040 điện thương phẩm của miền Bắc sẽ bắt đầu vượt điện thương phẩm miền Nam.

3.1.2. Quan điểm phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

Thứ nhất, phát triển thị trường điện cạnh tranh Việt Nam cần tuân thủ quy luật chung của sự phát triển, phù hợp với thông lệ quốc tế và điều kiện thực tế Việt Nam, theo từng cấp độ phát triển. Do điện năng là sản phẩm, hàng hóa thiết yếu, thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam phải đặt dưới sự định hướng, kiểm soát của Nhà nước và doanh nghiệp nhà nước có vai trò, trách nhiệm chủ đạo. Việc phát triển thị trường bán lẻ điện thực hiện theo lộ trình từng bước và cần một quá trình dài để hoàn thiện.

Thứ hai, xóa dần độc quyền. Mục tiêu của thị trường điện cạnh tranh là tạo môi trường cạnh tranh công bằng, minh bạch trong các khâu phát điện, bán buôn điện, bán lẻ điện. Tín hiệu từ giá thị trường điện là công cụ hữu hiệu cho các nhà đầu tư trong việc đánh giá xem xét khả năng đầu tư vào ngành điện.

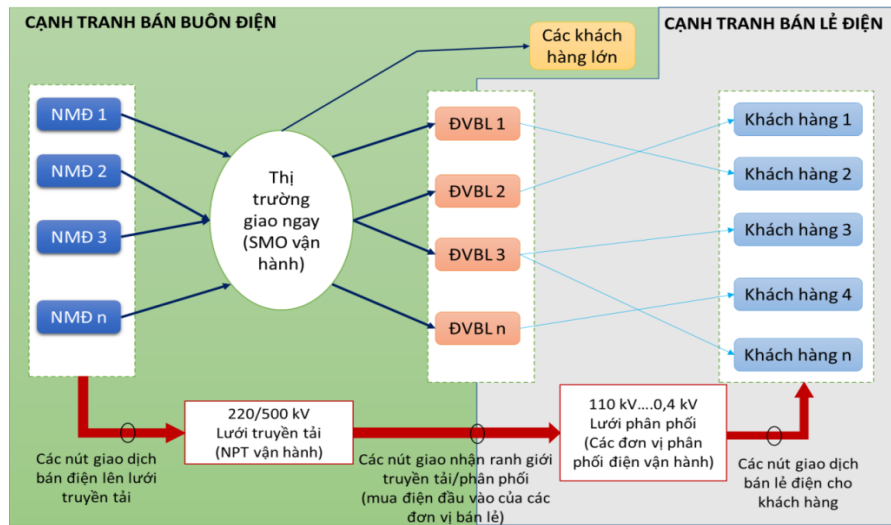
Thứ ba, điều hành giá điện minh bạch. Điều hành giá điện minh bạch, rõ ràng sẽ góp phần quan trọng trong việc thúc đẩy phát triển điện lực, đảm bảo cung cấp đủ điện cho nền kinh tế, giá điện từng bước thực hiện theo cơ chế thị trường. Trong đó, cần đặc biệt quan tâm xây dựng, hoàn thiện các cơ chế ưu đãi về giá điện để khuyến khích phát triển các nguồn điện năng lượng tái tạo như thủy điện nhỏ, năng lượng mặt trời, điện gió cũng như phát triển điện sinh khối,...; hoàn thiện các quy định khung về giá bán lẻ điện, khung giá bán buôn điện, khung giá phát điện và khung giá mua điện nhập khẩu từ nước ngoài.

Thứ tư, khuyến khích xã hội hóa tham gia đầu tư vào ngành điện. Để thu hút các nguồn lực xã hội tham gia đầu tư vào ngành điện và nâng cao tính cạnh tranh, hiệu quả của các đơn vị điện lực đòi hỏi Chính phủ phải có sự đổi mới đồng bộ mạnh mẽ về thể chế và các cơ chế đi kèm về tổ chức, tài chính, cơ chế thu hút vốn đầu tư tư nhân trong nước và ngoài nước.

3.2. Định hướng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

3.2.1. Về mô hình tổ chức thị trường

Dựa trên thực trạng phát triển thị trường điện Việt Nam hiện nay, kết quả dự báo những thay đổi về cung – cầu và điều kiện phát triển thị trường điện Việt Nam những năm tới, kinh nghiệm phát triển thị trường điện cạnh tranh của một số quốc gia, theo NCS, mô hình tổ chức, giao dịch mua bán điện, theo các phân khúc thị trường bán buôn điện, bán lẻ giai đoạn 2024-2030 nên triển khai thực hiện theo hình 29 dưới đây:



Hình 3.1: Mô hình thị trường điện cạnh tranh Việt Nam

(Nguồn: NCS tổng hợp)

3.2.2. Về thị trường bán buôn điện cạnh tranh

Định hướng phát triển nguồn điện năng

Thị trường phát điện cạnh tranh cần có sự thay đổi cơ cấu công suất theo hướng: giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than từ 34% năm 2020 xuống còn 27% vào năm 2030, trong giai đoạn này không phát triển thêm nhiệt điện than mới ngoài các nhà máy nhiệt điện than đang trong quá trình xây dựng, và đang xúc tiến đầu tư để có thể vào vận hành trong giai đoạn 2021-2025.

Bảng 3.3: Định hướng phát triển nguồn điện

Chỉ tiêu/năm	2025	2030
Nhu cầu phụ tải (MW)	59389	86493
Tổng công suất đặt (MW)	102193	137662
Tỷ lệ dự phòng thô (không bao gồm gió và mặt trời)	24.0%	16.1%
Trong đó:		
NĐ than nội	16841	16961
NĐ than nhập	12682	20362
TBKHH+NĐ khí nội	9054	10636
TBKHH hiện có chuyển sang sử dụng LNG	803	4147
TBKHH sử dụng LNG mới	2700	12550
Nguồn linh hoạt chạy LNG (ICE+SCGT)	600	1400
NĐ+TBK dầu	898	138
Thủy điện	19697	19792
Thủy điện nhỏ (dưới 30MW)	4800	5000

Điện gió trên bờ và gần bờ	11320	16010
Điện gió offshore	0	2000
Điện mặt trời (gồm ĐMT áp mái) (MW)	17240	18640
Điện sinh khối và NLTT khác	2050	3150
TĐ tích năng+pin tích năng	0	1200
Nhập khẩu Trung Quốc	700	700
Nhập khẩu Lào	2808	4977

(Nguồn: NCS tổng hợp từ ...)

Phát triển mạnh mẽ nguồn điện sử dụng khí từ 7GW năm 2020 lên 13,5GW năm 2025 và 28-33GW năm 2030. Tỷ trọng nguồn điện khí tăng từ 15% năm 2020 lên 21-23% năm 2030.

Phát triển mạnh mẽ điện gió từ công suất khoảng trên 600MW năm 2020 lên đến hơn 11-12 GW năm 2025 và hơn 18-19 GW năm 2030. Tỷ trọng điện gió chiếm 11% tổng công suất đặt năm 2025 và 13% tổng công suất đặt năm 2030.

Phát triển điện mặt trời từ công suất khoảng 17 GW giai đoạn 2020-2025 lên gần 19-20GW năm 2030. Tỷ trọng điện mặt trời chiếm 17% tổng công suất đặt năm 2025 và chiếm 14% năm 2030.

Song song với việc phát triển điện gió, điện mặt trời, cũng cần xây dựng các nhà máy điện có khả năng điều chỉnh linh hoạt, các nguồn pin tích năng, thủy điện tích năng, động cơ đốt trong ICE để đảm bảo vận hành ổn định hệ thống điện có tỷ trọng cao nguồn NLTT. Tổng các nguồn điện loại này đạt 2,6-2,8 GW năm 2030, chiếm gần 2% tổng công suất đặt của nguồn điện.

Bảng 3.4: Chỉ tiêu phát triển nguồn điện

Chỉ tiêu/năm	2025	2030
NĐ than	29523	37323
NĐ khí+dầu	14055	28871
Thủy điện+TĐTN (kể cả thủy điện nhỏ)	24497	25992
Điện gió	11320	18010
Điện mặt trời	17240	18640
Sinh khối và NLTT khác	2050	3150
Nhập khẩu	3508	5677
Điện hạt nhân		
Tổng công suất đặt (MW)	102193	137663
Pmax (MW)	59389	86493

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Từ kết quả tính toán cân đối theo nhu cầu phụ tải dự báo và cập nhật tiến độ vào vận hành của các dự án nguồn điện đang xúc tiến xây dựng, sự khác biệt giữa Quy hoạch điện VIII và QHĐ VII điều chỉnh trong giai đoạn tới năm 2030 như sau:

Về phát triển Năng lượng tái tạo: Tỷ trọng của NLTT (không bao gồm thủy điện) tại QHĐ VIII đã tăng lên tới gần 30% năm 2030, trong khi tỷ trọng nguồn NLTT tương ứng của QHĐ VII ĐC chỉ đạt được 16,3%. Một số thay đổi chính như sau: đến năm 2030 điện gió trên bờ và gần bờ sẽ phát triển thêm 9 GW, gió offshore thêm 2-3GW, điện mặt trời thêm 7GW, điện sinh khối giảm 0,5GW, thủy điện nhỏ giảm 1,8GW.

Về phát triển Nhiệt điện than: Tỷ trọng của nhiệt điện than tại QHĐ VIII là 27%, giảm 16% so với tỷ trọng của nhiệt điện than tại QHĐ VII ĐC. Khoảng 18GW nhiệt điện than nhập khẩu đã phê duyệt trong QHĐ VII ĐC sẽ được đẩy lùi ra giai đoạn sau 2030 hoặc không đưa vào cân đối.

Về phát triển Nhiệt điện khí: Tỷ trọng của nhiệt điện khí tại QHĐ VIII là 21%, tăng 6% so với tỷ trọng của nhiệt điện khí tại QHĐ VII ĐC. Tại QHĐ VIII dự kiến xây dựng thêm khoảng gần 5 GW nguồn tuabin khí hỗn hợp sử dụng LNG tại miền Bắc, 500-700MW nguồn linh hoạt ICE tại miền Bắc và 900MW ICE tại miền Nam.

Các nhà máy nhiệt điện sẽ có Tmax hàng năm thấp hơn so với truyền thống khi phát triển NLTT quy mô lớn (gió và mặt trời): Nhiệt điện than đạt khoảng 5000-6000h, tuabin khí hỗn hợp đạt 4500-5000h/năm. Các NMNĐ xây dựng mới và cải tạo cần được lựa chọn công nghệ mới để tăng cường tính linh hoạt trong vận hành. Việc cắt giảm NLTT với một tỷ lệ thích hợp là điều không thể tránh khỏi đối với một hệ thống điện tích hợp NLTT ở quy mô lớn. Tỷ lệ cắt giảm NLTT đối với cơ cấu nguồn đã lựa chọn khoảng từ 2-4% tổng điện năng sản xuất của các nguồn NLTT, tỷ lệ này đối với các nước trên thế giới là chấp nhận được.

Các mục tiêu cụ thể

Thị trường bán buôn điện cạnh tranh được xây dựng nhằm đạt được các mục tiêu cơ bản sau đây:

- Đảm bảo cung cấp điện ổn định, đầy đủ;
- Giá điện hợp lý;
- Đảm bảo phát triển ngành điện bền vững;
- Thu hút vốn đầu tư từ mọi thành phần kinh tế trong và ngoài nước tham gia hoạt động điện lực, giảm dần đầu tư của Nhà nước cho ngành điện;
- Nâng cao tính cạnh tranh, đảm bảo sự công bằng, bình đẳng, minh bạch trong các hoạt động giao dịch mua bán điện và trong công tác vận hành.

Để thực hiện được các mục tiêu đặt ra, Thiết kế chi tiết Thị trường bán buôn điện cạnh tranh cần phải tuân thủ các nguyên tắc thiết kế sau đây:

- Phù hợp với Thiết kế tổng thể VWEM và Lộ trình: Thiết kế chi tiết Thị trường bán buôn điện cạnh tranh sẽ căn cứ theo các nguyên tắc đã được quy định trong Quyết định 63/2013/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ và Quyết định 6463/QĐ-BCT của Bộ Công Thương để xây dựng các cơ chế vận hành chi tiết cho Thị trường bán buôn điện cạnh tranh phù hợp với điều kiện ngành điện Việt Nam và mang tính khả thi

trong quá trình thực hiện.

- Đơn giản, khả thi và phù hợp với điều kiện ngành điện Việt Nam: Yêu cầu bắt buộc đối với Thiết kế chi tiết Thị trường bán buôn điện cạnh tranh là phải đảm bảo tính đơn giản, hạn chế phát sinh các cơ chế phức tạp, gây khó khăn trong quá trình thực hiện, ảnh hưởng đến tính khả thi trong thực tế. Đồng thời, cần phải rà soát, đánh giá các điều kiện đặc thù của ngành điện Việt Nam để đưa ra được Thiết kế chi tiết Thị trường bán buôn điện cạnh tranh phù hợp với các điều kiện đặc thù này.

- Kế thừa các ưu điểm và khắc phục các tồn tại của Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam: Các kết quả đạt được và các vấn đề tồn tại của Thị trường phát điện cạnh tranh được đánh giá, tổng hợp tại Chương 2. Với vai trò là bước phát triển tiếp theo của Thị trường phát điện cạnh tranh, Thị trường bán buôn cạnh tranh cần phải tiếp tục duy trì, phát triển mở rộng các kết quả tích cực của Thị trường phát điện cạnh tranh; đồng thời cần đề xuất các cơ chế phù hợp để xử lý tốt, hiệu quả các vấn đề còn tồn tại của Thị trường phát điện cạnh tranh.

- Thiết kế phải mang tính dài hạn: Quá trình xây dựng Thiết kế chi tiết VWEM được thực hiện dựa trên tầm nhìn phát triển dài hạn của ngành điện Việt Nam, trên cơ sở đó xác định các bước thực hiện cần thiết để chuyển đổi từ Thị trường phát điện cạnh tranh lên Thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

- Tối thiểu hóa chi phí mua điện toàn hệ thống: Tối thiểu hóa chi phí là một trong những nguyên tắc quan trọng đối với Thiết kế chi tiết Thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Để thực hiện mục tiêu này, về nguyên tắc cần phải thực hiện lập lịch, điều độ tối ưu có xét đến ràng buộc về an ninh hệ thống; cũng như huy động hiệu quả các dịch vụ phụ trợ (các dịch vụ điều chỉnh tần số, dịch vụ điều chỉnh điện áp...).

- Định giá hiệu quả: Cơ chế định giá hiệu quả giúp đạt được mục tiêu tối thiểu hóa chi phí mua điện trên thị trường, đồng thời đưa ra tín hiệu giá đúng, phản ánh đúng chi phí mua điện tại bất cứ địa điểm và trong các chu kỳ giao dịch. Cơ chế định giá thị trường cần khuyến khích các đơn vị phát điện thực hiện các hành vi chào giá phát điện một cách hiệu quả, khuyến khích các đơn vị phát điện hoạt động theo định hướng tối ưu chi phí; và đưa ra tín hiệu giá hiệu quả cho khách hàng tham gia thị trường.

- Khuyến khích đầu tư hiệu quả: Một trong số các mục tiêu quan trọng của thị trường điện Việt Nam là thu hút đầu tư phát triển nguồn điện mới. Để đạt được mục tiêu này, thị trường bán buôn điện cạnh tranh cần phải: i) Đưa ra được tín hiệu về giá, phản ánh đúng nhu cầu hệ thống cho nhà đầu tư; ii) Đảm bảo tính minh bạch trong toàn bộ quá trình vận hành hệ thống điện – thị trường điện; iii) Có cơ chế hợp đồng ký kết với các nguồn điện mới để quản lý rủi ro thị trường; iv) Khuyến khích nâng cao hiệu quả vận hành để khai thác tối ưu các nguồn điện hiện có.

- Hiệu quả, minh bạch trong vận hành hệ thống điện, thị trường điện: Một khía

ạnh quan trọng của tất cả các thị trường điện là hiệu quả vận hành cũng như tính minh bạch trong quá trình vận hành thị trường điện và hệ thống điện. Một thị trường điện có thể được thiết kế tốt, nhưng thực tế hoạt động lại không đạt hiệu quả như dự kiến nếu như không đảm bảo việc thực hiện nguyên tắc vận hành thị trường hiệu quả và minh bạch. Để đảm bảo nguyên tắc trên, Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam cần đảm bảo các yêu cầu sau: i) Có cơ chế, công cụ định giá thị trường và điều độ hệ thống điện hiệu quả; ii) Huy động các nguồn điện một cách hiệu quả; iii) Khai thác nguồn nước thủy điện hiệu quả trong ngắn hạn, trung hạn và dài hạn; iv) Vận hành hệ thống truyền tải điện truyền tải hiệu quả; v) Đảm bảo tính minh bạch, đơn giản đối với lập lịch huy động và tính giá thị trường; vi) Có các quy định về đảm bảo tính minh bạch để tạo lòng tin đối với nhà đầu tư: công bố đầy đủ thông tin, đảm bảo tính độc lập của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện; kiểm toán độc lập các công cụ tính toán; cơ chế giám sát thị trường...; vii) Tối thiểu hóa các trường hợp ngoại lệ và ngoài thị trường; viii) Đảm bảo tính thống nhất, không chồng chéo giữa quy định vận hành thị trường và các quy định có liên quan khác).

- **Nâng cao tính cạnh tranh trong ngành điện:** để đảm bảo tính cạnh tranh trong ngành điện, trước hết cần phải đảm bảo cấu trúc ngành điện phù hợp, theo đó, cần hình thành nhiều đơn vị mua điện và nhiều đơn vị bán điện, các đơn vị cung cấp dịch vụ (Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện, Đơn vị truyền tải điện, Đơn vị phân phối điện...) cần độc lập với bên mua và bên bán. Ngoài ra, Thiết kế chi tiết Thị trường bán buôn điện cạnh tranh cần xem xét đến vấn đề phân bổ các hợp đồng CfD hiện tại cho các Tổng công ty Điện lực một cách hiệu quả; có cơ chế giám sát và điều tiết phù hợp để hạn chế hành vi chi phối lũng đoạn thị trường.

- **Phân bổ rủi ro hợp lý:** Một trong những nguyên tắc chung của Thiết kế chi tiết Thị trường bán buôn điện cạnh tranh cần phải phân bổ rủi ro thị trường điện một cách hợp lý. Để thực hiện được nguyên tắc này, Thị trường bán buôn điện cạnh tranh cần phải: i) Phân bổ rủi ro cho đến đơn vị thành viên có đủ khả năng và đủ động lực để quản lý rủi ro; ii) Thực hiện phân bổ hợp đồng CfD hiện có sang các Tổng công ty Điện lực để đảm bảo quản lý rủi ro hiệu quả cho các bên bán điện và bên mua điện; iii) Đưa ra các cơ chế hợp đồng phù hợp để đơn giản hóa việc quản lý rủi ro về giá và sản lượng, đặc biệt là đối với các thành viên mới tham gia thị trường.

- **Tối đa mức độ tham gia thị trường:** Một trong những hạn chế chính của Thị trường phát điện cạnh tranh là có khoảng 59% công suất đặt hệ thống không tham gia thị trường. Điều này gây ra các hạn chế trong việc đảm bảo giá thị trường phản ánh đúng chi phí biên toàn hệ thống, cũng như ảnh hưởng đến tính minh bạch trong thị trường. Để khắc phục vấn đề này, Thị trường bán buôn điện cạnh tranh được thiết kế theo nguyên tắc đưa tất cả các nhà máy điện có công suất đặt trên 30 MW, kể cả các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu và nhà máy điện BOT tham gia thị trường điện.

3.2.3. Về thị trường bán lẻ điện cạnh tranh

Kinh nghiệm phát triển thị trường điện tại các nước trên thế giới cho thấy thị trường điện cần phát triển theo lộ trình từng bước với cấp độ cao nhất là thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Với thị trường bán lẻ điện hoàn chỉnh (tất cả các khách hàng đều có quyền lựa chọn đơn vị bán lẻ điện) được phát triển tại nhiều quốc gia, nhưng hầu hết là các nước đã phát triển, có mức độ tăng trưởng phụ tải điện ổn định và thấp (Úc, các nước Tây Âu, Bắc Âu, Mỹ...). Việc phát triển thị trường bán lẻ điện cần thực hiện theo lộ trình từng bước và cần một quá trình dài để hoàn thiện.

Đối với các nước có tốc độ tăng trưởng phụ tải cao tương tự Việt Nam (ví dụ: Brasil, các nước Mỹ Latin...): phát triển thị trường điện phải xây dựng và thực hiện các cơ chế có liên quan khác để thu hút đầu tư nguồn điện mới. Thị trường điện sẽ giúp nâng cao tính cạnh tranh, minh bạch, công bằng trong huy động các nguồn điện hàng giờ, hàng ngày, đưa ra tín hiệu giá thị trường cho nhà đầu tư; nhưng với việc giá thị trường điện giao ngay luôn biến động cũng như tạo sức ép về quản lý rủi ro giá thị trường cho các nhà đầu tư. Do vậy, cần có cơ chế đấu thầu cạnh tranh để lựa chọn nhà đầu tư nguồn điện mới, đảm bảo an ninh cung cấp điện dài hạn, giá điện cạnh tranh, đồng thời giúp các nhà đầu tư có hợp đồng dài hạn với các đơn vị bán lẻ điện để giảm thiểu rủi ro về biến động giá thị trường. Cơ chế đấu thầu cạnh tranh phát triển nguồn điện sẽ giúp đưa ra mức giá phát điện tối ưu trong dài hạn, và hỗ trợ tốt cho vận hành thị trường giao ngay (ngắn hạn).

Tại Việt Nam, việc xây dựng, hoàn thiện thiết kế mô hình thị trường bán lẻ điện rất quan trọng, làm cơ sở để thị trường điện cạnh tranh nói chung cũng như thị trường bán lẻ điện nói riêng được vận hành ổn định và hiệu quả. Mục tiêu chính của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh là cho phép khách hàng được quyền lựa chọn, thay đổi đơn vị cung cấp điện với giá điện phản ánh đầy đủ các chi phí hợp lý hợp lệ và có tính cạnh tranh, đảm bảo sự công bằng, bình đẳng, minh bạch trong các hoạt động giao dịch mua bán điện. Dựa trên điều kiện đặc thù của ngành điện Việt Nam, có 2 mô hình thiết kế phù hợp với từng giai đoạn phát triển của thị trường bán lẻ điện Việt Nam, đó là: (i) Khách hàng sử dụng điện mua điện từ thị trường điện giao ngay; (ii) Khách hàng sử dụng điện lựa chọn mua điện từ đơn vị bán lẻ điện. Với từng mô hình, cần ban hành nguyên tắc vận hành, cũng như các điều kiện cần đáp ứng để triển khai thực hiện.

Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh đi vào vận hành sẽ làm thay đổi cơ bản các phương thức giao dịch mua bán lẻ điện của khách hàng sử dụng điện; trong khi vẫn phải đảm bảo yêu cầu cung cấp điện ổn định, liên tục cho khách hàng sử dụng điện. Từ các bài học kinh nghiệm của các nước và điều kiện thực tế Việt Nam, theo NCS quá trình phát triển thị trường bán lẻ điện cạnh tranh tại Việt Nam cần thực hiện tuần tự theo 4 giai đoạn sau đây: (1) Giai đoạn chuẩn bị; (2) Khách hàng lớn tham gia mua điện từ thị trường bán buôn; (3) Khách hàng lớn lựa chọn đơn vị bán lẻ điện; (4) Phát triển mở rộng Thị trường bán lẻ điện.

Căn cứ vào Lộ trình phát triển thị trường bán lẻ tại Quyết định 63/2013/QĐ-TTg ngày 08/11/2013, căn cứ vào thực tiễn phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam hiện nay, theo NCS, lộ trình các giai đoạn và nội dung các hoạt động của từng giai đoạn như sau (xem bảng 20):

Bảng 3.5: Các giai đoạn triển khai thực hiện thị trường bán lẻ điện

Giai đoạn 1 (Giai đoạn chuẩn bị)	Giai đoạn 2 (Khách hàng lớn tham gia mua điện từ thị trường điện giao ngay)	Giai đoạn 3 (Khách hàng lớn lựa chọn đơn vị bán lẻ điện)	Giai đoạn 4 (Phát triển mở rộng Thị trường bán lẻ điện)
2024 – 2025	2026 - 2028	2028 - 2030	Sau 2030
<ul style="list-style-type: none"> • Các khách hàng sử dụng điện tiếp tục mua điện từ các TCTĐL theo cơ chế hiện nay 	<ul style="list-style-type: none"> • Khách hàng lớn (cấp điện áp 110 kV) được lựa chọn tham gia thị trường điện giao ngay để mua điện (Ưu tiên cơ chế khách hàng lớn ký hợp đồng với các nguồn điện gió, điện mặt trời) • Các khách hàng còn lại tiếp tục mua điện từ các TCTĐL 	<ul style="list-style-type: none"> • Mở rộng đối tượng khách hàng lớn cấp 110 kV được quyền lựa chọn tham gia mua điện trên thị trường điện giao ngay • Cho phép một số khách hàng lớn tại một số khu vực được quyền lựa chọn, thay đổi đơn vị bán lẻ điện • Các khách hàng còn lại tiếp tục mua điện từ các TCTĐL 	<ul style="list-style-type: none"> • Mở rộng đối tượng khách hàng lớn được tham gia thị trường điện giao ngay. • Mở rộng phạm vi thị trường bán lẻ điện, cho phép các khách hàng sử dụng điện trên toàn quốc được quyền lựa chọn, thay đổi đơn vị bán lẻ điện (theo lộ trình phù hợp với quy mô tiêu thụ điện của khách hàng) • Các khách hàng không tham gia thị trường: mua điện từ các đơn vị bán lẻ điện mặc định (các TCTĐL)
<ul style="list-style-type: none"> • Hoàn thành các công tác chuẩn bị cho Giai đoạn 2 	<ul style="list-style-type: none"> • Hoàn thành các công tác chuẩn bị cho Giai đoạn 3 (hệ thống 	<ul style="list-style-type: none"> • Hoàn thành các công tác chuẩn bị cho Giai đoạn 4 (hệ thống 	<ul style="list-style-type: none"> • Theo dõi, đánh giá để tiếp tục hoàn thiện các cơ

(hệ thống văn bản pháp lý, cơ sở hạ tầng, nhân lực....)	văn bản pháp lý, cơ sở hạ tầng, nhân lực....)	văn bản pháp lý, cơ sở hạ tầng, nhân lực....)	chế vận hành của thị trường điện
• Triển khai các nghiên cứu, đánh giá để hoàn thiện cơ chế cụ thể cho các giai đoạn 3, 4	• Triển khai các nghiên cứu, đánh giá để hoàn thiện cơ chế cụ thể cho giai đoạn 4.		

Nguồn: Đề xuất của NCS

Trong 4 giai đoạn trên, về cơ bản giai đoạn 1 đã triển khai xong, giai đoạn 2 chưa hoàn thành và vẫn tiếp tục triển khai để chuẩn bị các giai đoạn tiếp theo (giai đoạn 3 và 4).

Giai đoạn 2: Khách hàng lớn tham gia mua điện từ thị trường bán buôn

*** Cơ chế vận hành**

Trong giai đoạn này, khách hàng lớn (tùy theo mức sản lượng điện năng tiêu thụ) sẽ được lựa chọn tham gia thị trường điện giao ngay để mua điện. Trong đó, sẽ ưu tiên cơ chế khách hàng lớn ký hợp đồng với các nguồn điện NLTT; do đây là nhu cầu thực tiễn hiện nay, và đã có nhiều khách hàng sử dụng điện bày tỏ nguyện vọng sớm triển khai thực hiện cơ chế này. Về cơ bản, cơ chế này được thực hiện như sau:

- *Các thành viên tham gia cơ chế thí điểm:* Gồm các khách hàng lớn công nghiệp lớn đấu nối vào lưới từ 22kV trở lên, các nguồn năng lượng tái tạo nối lưới có quy mô đủ lớn. Các Tổng công ty Điện lực đóng vai trò như đơn vị đại diện giao dịch (mua điện trên thị trường giao ngay và bán lại cho các Khách hàng lớn tham gia) đồng thời cung cấp dịch vụ phân phối, đo đếm điện năng.

- *Công suất đối với các dự án NLTT tham gia thí điểm:* Dự kiến trong khoảng từ 30MW đến 60MW; địa điểm đặt nhà máy có thể ở bất kỳ địa điểm nào trên lãnh thổ Việt Nam đáp ứng các tiêu chí lựa chọn. Các dự án NLTT tham gia thí điểm là các dự án đã được phê duyệt bổ sung trong quy hoạch phát triển điện lực theo quy định; và được hưởng cơ chế điều độ ưu tiên trong vận hành.

- *Khách hàng mua điện tiềm năng tham gia Cơ chế thí điểm DPPA:* Là các khách hàng lớn có năng lực tài chính đủ mạnh và thường là khách hàng có cam kết về môi trường (REBA, CDP, RE100...). Theo kết quả khảo sát, đề xuất đối tượng khách hàng tham gia thí điểm là Khách hàng công nghiệp. Khách hàng tham gia cơ chế DPPA được ký hợp đồng trực tiếp dạng CfD với nhà máy NLTT và mua điện từ các đơn vị bán lẻ điện (TCTĐL) với giá được tham chiếu tới giá thị trường theo từng chu kỳ giao dịch.

- *Một số tiêu chí đối với nhà đầu tư:* Các nhà đầu tư nguồn NLTT tham gia cơ chế thí điểm phải có kinh nghiệm và năng lực tài chính đáp ứng quy định về tỷ lệ vốn chủ sở hữu/tổng mức đầu tư dự án, ưu tiên các nhà đầu tư đã và đang thực hiện đầu

tư dự án NLTT tại Việt Nam.

Bảng 3.6: Hình thức giao dịch và mối quan hệ các đơn vị trong cơ chế DPPA

Công cụ	Các bên	Nội dung
Thoả thuận DPPA	GENCO NLTT và Khách hàng DPPA	<ul style="list-style-type: none"> Hợp đồng CfD (mẫu do Bộ Công Thương ban hành) Cho phép khả năng truy cập số liệu về giao nhận điện năng được đo đếm để đăng ký các thuộc tính môi trường của NLTT Khả năng chuyển từ một đối tác này sang đối tác khác (khi có cơ chế REC) Giá hợp đồng và sản lượng.
Thoả thuận tham gia thị trường bán buôn	GENCO NLTT và EVN/EPTC	<ul style="list-style-type: none"> Quy định điều độ ưu tiên Xác nhận thời hạn sao cho phù hợp với giai đoạn thí điểm DPPA nhưng vẫn có sự linh hoạt để tiếp tục duy trì sau này. Bổ sung phần nhượng quyền sở hữu đối với các thuộc tính môi trường Cung cấp cho Khách hàng DPPA quyền truy cập số liệu về điện năng giao nhận của GENCO
Biểu giá dành cho Người mua thị trường DPPA hay Hợp đồng đặc biệt	Khách hàng DPPA và PCs	<ul style="list-style-type: none"> Cho phép tiếp cận thị trường giao ngay Tính hoá đơn bán lẻ theo giá thị trường giao ngay Dịch vụ cung cấp dịch vụ quản lý số liệu đo đếm thông qua hệ thống công tơ điện tử đo đếm điện năng theo chu kỳ 30 phút (đo xa) Thiết lập phí dịch vụ DPPA (DPPA charge) và cách thức phân bổ/chi trả doanh thu từ phí DPPA
Thoả thuận đấu nối	EVN/NPT/ PCs – GENCO NLTT	<ul style="list-style-type: none"> Các yêu cầu kỹ thuật theo quy định của Thông tư 25/2016/TT-BCT
Thoả thuận dịch vụ vận hành HTĐ và TTĐ (bao gồm việc truy cập dữ liệu thị trường)	EVN/NLD C – GENCO NLTT	<ul style="list-style-type: none"> Cung cấp các số liệu giao dịch theo từng chu kỳ cho các bên để cùng đối soát, thanh toán Cung cấp khả năng truy cập điện năng giao nhận được đo đếm của GENCO NLTT thông qua cổng thông tin của NLDC

(Nguồn: NCS tổng hợp từ đâu? hay tự n/c đề xuất)

Các khách hàng sử dụng điện còn lại sẽ tiếp tục mua điện từ các TCTĐL theo

biểu giá bán lẻ do cơ quan nhà nước có thẩm quyền quy định, trong đó:

- Tăng cường tính minh bạch, công khai về các thành phần cấu thành lên giá điện;
- Thực hiện điều chỉnh biểu giá điện phù hợp với các biến động của chi phí đầu vào, nhằm đảm bảo giá bán lẻ điện phản ánh đúng các khoản chi phí trong dây chuyền từ sản xuất đến tiêu thụ điện năng.

*** Các điều kiện cần đáp ứng**

Cơ cấu tổ chức:

- Hình thành Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện hạch toán độc lập thuộc Bộ Công Thương: đảm bảo tính công bằng, minh bạch trong quá trình vận hành thị trường bán buôn điện, xây dựng lòng tin đối với các đơn vị thành viên tham gia thị trường;

- Tách bạch rõ chi phí phân phối và chi phí kinh doanh bán lẻ điện trong các TCTĐL; tạo điều kiện hình thành mức giá mà các khách hàng lớn tham gia thị trường điện phải trả cho đơn vị phân phối điện khi sử dụng lưới phân phối tại từng cấp điện áp.

Hệ thống văn bản pháp lý:

- Sửa đổi, bổ sung các văn bản pháp lý về quy định vận hành thị trường bán buôn điện phù hợp với việc đưa khách hàng lớn tham gia thị trường điện, tách bạch giữa dòng thanh toán trên thị trường giao ngay với dòng thanh toán theo hợp đồng song phương giữa bên mua và bên bán.

- Hoàn thiện các quy định pháp lý về cung cấp dịch vụ độc quyền tự nhiên (truyền tải, phân phối, vận hành hệ thống điện về thị trường điện): cơ chế giá, hợp đồng mẫu.

Cơ sở hạ tầng CNTT và nhân lực:

- Khách hàng lớn tham gia thị trường phải đáp ứng yêu cầu về đo đếm điện năng và có hệ thống kết nối với hệ thống CNTT thị trường điện của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.

- Khách hàng lớn (hoặc đơn vị đại diện giao dịch): bố trí đủ nguồn nhân lực để đáp ứng yêu cầu xử lý các giao dịch mua bán điện hàng ngày trên thị trường giao ngay.

Giai đoạn 3: Khách hàng lớn lựa chọn đơn vị bán lẻ điện

*** Cơ chế vận hành**

Triển khai song song các mô hình:

- Mở rộng đối tượng khách hàng lớn cấp 110 kV quyền lựa chọn tham gia thị trường bán buôn điện Trên cơ sở kết quả thí điểm tại giai đoạn 2, cần hoàn thiện các cơ chế cũng như các công tác cần thiết khác; đồng thời từng bước giảm tiêu chí về điện năng tiêu thụ điện của khách hàng lớn để tăng số lượng khách hàng được phép tham gia mua điện trên thị trường bán buôn điện.

- Cho phép một số khách hàng lớn tại một số khu vực được quyền lựa chọn,

thay đổi đơn vị bán lẻ điện trong đó:

- Lựa chọn các khu vực địa lý có điều kiện phù hợp để triển khai áp dụng cơ chế cạnh tranh bán lẻ;

- Phân loại khách hàng và lựa chọn nhóm khách hàng phù hợp (có sản lượng điện năng tiêu thụ lớn, theo cấp điện áp...) để tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

Các khách hàng sử dụng điện còn lại sẽ tiếp tục mua điện từ các TCTĐL theo biểu giá bán lẻ do cơ quan nhà nước có thẩm quyền quy định, trong đó:

- Tăng cường tính minh bạch, công khai về các thành phần cấu thành lên giá điện;
- Thực hiện điều chỉnh biểu giá điện phù hợp với các biến động của chi phí đầu vào, nhằm đảm bảo giá bán lẻ điện phản ánh đúng và đầy đủ các khoản chi phí trong dây chuyền từ sản xuất đến tiêu thụ điện năng.

*** Các điều kiện cần thiết**

Cơ cấu tổ chức:

- Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện có vị trí độc lập trực thuộc Bộ Công thương, đủ khả năng thực hiện các chức năng vận hành thị trường điện và hệ thống điện (bao gồm cả chức năng quản lý thanh toán trên thị trường điện giao ngay).

- Xây dựng phương án và triển khai thực hiện việc chuyển Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện thành đơn vị hoàn toàn độc lập về nhân sự, pháp lý, tài chính, không chung lợi ích với bên bán điện và bên mua điện, do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ (theo quy định tại Quyết định số 168/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ).

- Hoạt động phân phối điện và hoạt động kinh doanh bán lẻ điện được tách bạch độc lập trong TCTĐL.

- Quy định về việc giao chức năng đơn vị bán lẻ điện mặc định (bán điện cho các khách hàng không tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh).

Hệ thống văn bản pháp lý:

- Hoàn thiện các quy định về vận hành thị trường bán buôn điện: Thực hiện chức năng thanh toán trên thị trường giao ngay của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện; cơ chế sàn giao dịch hợp đồng tập trung để quản lý rủi ro của các đơn vị tham gia thị trường điện...

- Xây dựng, ban hành các văn bản pháp lý về vận hành thị trường bán lẻ điện: Quy định về cấp phép, đăng ký tham gia thị trường điện, các điều kiện để khách hàng lớn tham gia thị trường điện; trình tự, thủ tục để khách hàng chuyển đổi đơn vị bán lẻ điện; các quy định về kỹ thuật (đo đếm điện năng, lưới phân phối điện...);

- Hoàn thiện các quy định pháp lý về cung cấp dịch vụ độc quyền tự nhiên (truyền tải, phân phối, vận hành hệ thống điện và thị trường điện).

Các điều kiện khác

- Mức giá bán lẻ điện được điều chỉnh tiệm cận với thị trường đối với nhóm

khách hàng thuộc nhóm được quyền tham gia thị trường điện.

- Đơn vị bán lẻ điện tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh: Bố trí nhân lực và trang bị các hệ thống cơ sở hạ tầng CNTT phù hợp, đáp ứng yêu cầu vận hành thị trường bán buôn điện và bán lẻ điện.

- Đối với khách hàng sử dụng điện: Cần cập nhật, nắm bắt đầy đủ thông tin về lộ trình của thị trường bán lẻ điện; nắm vững quyền lợi trong việc được thay đổi lựa chọn đơn vị bán lẻ điện, cũng như các trình tự thủ tục thực hiện, các quyền lợi và nghĩa vụ theo hợp đồng mua bán điện đã ký kết.

Giai đoạn 4: Phát triển mở rộng Thị trường bán lẻ điện

*** Cơ chế vận hành**

Triển khai thực hiện việc trao quyền lựa chọn đơn vị cung cấp điện cho khách hàng sử dụng điện theo các mô hình:

- Khách hàng lớn cấp 110 kV được quyền lựa chọn tham gia thị trường bán buôn điện.

- Khách hàng sử dụng điện được phép lựa chọn đơn vị bán lẻ điện, trong đó:

- Mở rộng thị trường bán lẻ điện cạnh tranh trên phạm vi toàn quốc;

- Từng bước mở rộng đối tượng khách hàng được tham gia thị trường bán buôn điện theo lộ trình phù hợp với quy mô tiêu thụ điện của khách hàng.

*** Các điều kiện cần thiết**

Hoàn thành việc cải cách giá bán lẻ điện:

- Giá bán lẻ điện đã được điều chỉnh phù hợp phản ánh đúng và đầy đủ tất cả các chi phí đầu vào hợp lý, hợp lệ;

- Xóa bỏ hoàn toàn tính trạng bù chéo giữa các nhóm khách hàng, bù giá trong giá bán lẻ điện. Các cơ chế chính sách hỗ trợ của nhà nước về được tách bạch và độc lập với giá bán lẻ điện.

Cơ cấu tổ chức:

- Chuyển Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện thành đơn vị hoàn toàn độc lập về nhân sự, pháp lý, tài chính, không chung lợi ích với bên bán điện và bên mua điện, do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ.

- Hình thành các đơn vị bán lẻ điện mới.

Hệ thống văn bản pháp lý:

- Hoàn thiện các quy định về vận hành thị trường bán buôn điện theo các định hướng phát triển dài hạn đã quy định trong Quyết định số 8266/QĐ-BCT của Bộ Công Thương: Chuyển đổi mô hình thị trường chào giá theo chi phí (Cost-Based Pool) sang mô hình chào giá tự do (Price-Based Pool), cơ chế giá nút, cơ chế quyền truyền tải tài chính...

- Hoàn thiện các văn bản pháp lý về vận hành thị trường bán lẻ điện: Quy định về cấp phép, đăng ký tham gia thị trường điện, các điều kiện để khách hàng lớn tham gia thị trường điện; trình tự, thủ tục để khách hàng chuyển đổi đơn vị bán lẻ điện; các

quy định về kỹ thuật (đo đếm điện năng, lưới phân phối điện...).

Cơ sở hạ tầng CNTT và nhân lực:

- Đơn vị bán lẻ điện tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh: Bố trí nhân lực và trang bị các hệ thống cơ sở hạ tầng CNTT phù hợp, đáp ứng yêu cầu vận hành thị trường bán buôn điện và bán lẻ điện.

- Đối với khách hàng sử dụng điện: Cập nhật, nắm bắt đầy đủ thông tin về lộ trình của thị trường bán lẻ điện; Nắm vững quyền lợi trong việc được thay đổi lựa chọn đơn vị bán lẻ điện, cũng như các trình tự thủ tục thực hiện, các quyền lợi và nghĩa vụ theo hợp đồng mua bán điện đã ký kết.

Việc đưa thị trường bán lẻ điện cạnh tranh vào vận hành sẽ làm thay đổi về bản chất các giao dịch mua bán điện hiện nay, chuyển đổi từ cơ chế nhà nước điều tiết giá điện sang cơ chế giá điện xác định theo thị trường và theo thỏa thuận song phương giữa bên bán điện và khách hàng sử dụng điện. Tuy nhiên, việc này cũng đặt ra một loạt các thách thức, vấn đề cần giải quyết liên quan đến hệ thống văn bản pháp lý, cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin, cải cách giá điện... Để đảm bảo thuận lợi cho công tác phát triển thị trường bán lẻ điện, cần áp dụng đồng bộ các giải pháp, trong đó chú trọng vào việc tách bạch khâu phân phối và khâu kinh doanh bán lẻ điện, hoàn thiện thị trường bán buôn điện cạnh tranh cũng như các quy định, khung pháp lý đảm bảo sự ổn định trong quá trình vận hành thị trường điện.

3.1.3.3. Các trường hợp giao thoa giữa bán buôn và bán lẻ điện cạnh tranh

Một số khách hàng lớn đủ điều kiện có thể tham gia thị trường bán buôn điện theo 02 hình thức:

- Trực tiếp tham gia mua điện trên thị trường giao ngay (tự thực hiện các giao dịch mua bán điện hàng ngày);

- Tham gia thông qua 01 đơn vị bán lẻ điện, theo đó giá bán lẻ điện cho khách hàng này sẽ biến động theo giá thị trường giao ngay (đơn vị bán lẻ sẽ đại diện cho khách hàng này thực hiện các giao dịch hàng ngày trên thị trường giao ngay).

Về cơ bản, khâu bán lẻ điện được coi là theo cơ chế thị trường khi khách hàng sử dụng điện quyền lựa chọn, thay đổi đơn vị cung cấp điện, có thể mua điện từ thị trường bán buôn (trực tiếp tham gia hoặc tham gia thông qua 01 đơn vị bán lẻ được ủy quyền) hoặc lựa chọn mua điện từ bất kỳ đơn vị bán lẻ điện.

3.3. Một số giải pháp quản lý nhà nước nhằm phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam

3.3.1. Tiếp tục hoàn thiện cơ chế, chính sách phát triển thị trường điện cạnh tranh

3.3.1.1. Quốc hội

Luật hóa việc điều hành giá bán lẻ điện theo tinh thần “xoá bỏ mọi rào cản để bảo đảm giá năng lượng minh bạch do thị trường quyết định”, rút ngắn thời gian tối thiểu giữa các lần điều chỉnh giá điện xuống 03 tháng; cho phép giá bán lẻ điện có thể tăng, có thể giảm và bám sát với thị trường điện, biến động của thông số đầu vào,

giá nhiên liệu, tỷ giá nhằm điều hành giá bán lẻ điện linh hoạt và phù hợp, đảm bảo đủ bù đắp chi phí mua điện và lợi nhuận hợp lý đối với đơn vị bán điện. Cụ thể đề xuất điều chỉnh Điều 29, và điều 31 Luật Điện lực.

Bổ sung quy định về chính sách trong Luật Điện lực về Quản lý hoạt động mua bán điện theo hướng thúc đẩy thị trường điện cạnh tranh minh bạch, công bằng, hiệu quả và giá điện theo cơ chế thị trường.

Đề xuất nội dung Thị trường cạnh tranh bổ sung mới 2 điều so với Luật hiện hành, bổ sung quyền và nghĩa vụ của các đơn vị tham gia TTĐ và đơn vị điều hành giao dịch thị trường điện lực trong Luật Điện lực nhằm làm rõ thêm vai trò, chức năng của đơn vị điều hành Thị trường điện Quốc gia.

3.3.1.2. Chính phủ

Thực hiện thay đổi, cải cách cơ bản và sâu rộng về cơ chế giá bán lẻ điện: Theo các quy định pháp lý hiện tại, giá bán lẻ điện do nhà nước điều tiết. Trong đó, theo quy định tại Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực, giá bán lẻ điện bình quân, cơ chế điều chỉnh giá và cơ cấu biểu giá bán lẻ điện do Thủ tướng Chính phủ quy định phù hợp với cấp độ phát triển của thị trường điện lực.

Khi triển khai thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, đối với các đối tượng khách hàng tham gia thị trường bán lẻ cần sửa đổi Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg để giá bán lẻ điện sẽ do đơn vị bán lẻ điện và khách hàng sử dụng điện thỏa thuận, thống nhất theo hợp đồng song phương, do đó, giá bán lẻ điện được xác định trên cơ sở đàm phán thống nhất giữa 02 bên mua bán điện. Đối với khách hàng không lựa chọn tham gia thị trường bán lẻ điện thì tiếp tục theo biểu giá bán lẻ do Nhà nước quy định tại Quyết định số 28/2014/QĐ-BCT.

Sửa đổi, bổ sung một số văn bản pháp lý hiện tại về hoạt động bán lẻ điện: Theo yêu cầu của Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, cần thiết phải tách bạch hoạt động phân phối điện và hoạt động bán lẻ điện. Do vậy, hướng tới phải tách bạch chi phí phân phối và chi phí bán lẻ điện.

Hiện nay, Luật Điện lực và Luật Giá chưa quy định về giá phân phối điện. Vì vậy, cần thiết phải bổ sung nội dung quy định về giá phân phối điện trong Luật Điện lực và Luật Giá.

Xoá bỏ bù chéo và tách độc lập các khoản trợ giá điện: Khi chuyển đổi sang cạnh tranh bán lẻ điện, giá bán lẻ điện phải phản ánh đúng chi phí theo từng nhóm đối tượng khách hàng sử dụng điện, cũng như theo khu vực địa lý. Giá bán lẻ điện tại các vùng, khu vực khác nhau sẽ có giá trị khác nhau (do cấu trúc chi phí cấu thành của giá điện khác nhau, đặc biệt là chi phí phân phối điện, truyền tải điện). Do vậy, ban hành chính sách xoá bỏ các giá bù chéo giữa các nhóm khách hàng trong biểu giá bán lẻ điện trước khi chuyển đổi sang cạnh tranh bán lẻ điện là điều kiện cơ bản để cạnh tranh mua bán điện trên thị trường.

Thu hút đầu tư phát triển nguồn điện mới: Thị trường điện (thị trường giao ngay) giúp đưa ra tín hiệu về cân bằng cung cầu trong ngắn hạn, giúp nhà đầu tư có

được thông tin về nhu cầu điện. Do vậy, chính sách giá đối với thị trường điện phải đảm bảo phản ánh đúng và đầy đủ về chi phí biên của hệ thống điện, đồng thời được xác định tính toán một cách công bằng và minh bạch (cả Úc và Singapore đều đặt giá trần thị trường ở mức khá cao, để đưa ra tín hiệu khi hệ thống thiếu nguồn điện).

Giá bán lẻ điện được xác định theo cơ chế thị trường cạnh tranh (khi đã có thị trường bán lẻ điện); hoặc nếu trường hợp chưa có thị trường bán lẻ cạnh tranh và vẫn do cơ quan nhà nước điều tiết thì giá bán lẻ phải đảm bảo phản ánh đầy đủ chi phí các khâu, được điều chỉnh khi các yếu tố đầu vào thay đổi. Thông qua đó, các đơn vị bán lẻ điện mới đảm bảo được doanh thu, đảm bảo năng lực tài chính để ký kết các hợp đồng dài hạn với các nhà đầu tư phát triển nguồn điện mới.

Bên cạnh vấn đề về giá, nhà đầu tư còn cần có công cụ để quản lý rủi ro trên thị trường giao ngay (thông qua các hợp đồng tài chính). Việc xác lập khung pháp lý cho sự hình thành các thị trường phái sinh điện (future market) để các bên liên quan có thể dễ dàng tham gia ký kết hợp đồng là xu hướng phát triển chung của các nước (Úc, Singapore...). Thị trường phái sinh điện giúp các đơn vị bán lẻ điện điều chỉnh (tăng/giảm) khối lượng mua điện qua hợp đồng, quản lý được rủi ro mua điện. Đây cũng là điều kiện tiên quyết để hình thành các đơn vị bán lẻ điện độc lập cạnh tranh với những đơn vị Genterailer đã tồn tại trước đây.

3.3.1.3. Bộ Công Thương và Bộ Tài chính

Trước yêu cầu cấp thiết về hình thành thị trường dịch vụ phụ trợ, Bộ Công Thương cùng các cơ quan chức năng liên quan cần rà soát các quy định hiện hành, nghiên cứu ban hành các thông tư, quy định để tạo hành lang pháp lý đầy đủ cho việc cung cấp các hợp đồng dịch vụ phụ trợ đối với các loại hình nguồn điện hiện tại và tương lai; tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện cơ chế, chính sách, nâng cấp hệ thống hạ tầng, công nghệ thông tin... để thị trường điện Việt Nam phát triển hoàn chỉnh ở các giai đoạn tiếp theo. Trước mắt, cần tập trung nghiên cứu, ban hành cơ chế chào giá cho các loại hình dịch vụ phụ trợ. Tiếp tục cho phép thực hiện việc ký hợp đồng với thời hạn dài (trên 3 năm) hoặc dài hơn tương tự kinh nghiệm quốc tế, xác định giá dịch vụ phụ trợ thực hiện từng năm. Theo đó, hàng năm theo quy định giá dịch vụ phụ trợ năm N sẽ được tính toán, thẩm định và phê duyệt từ năm N-1 để đảm bảo chính xác và phù hợp với thực tế thực hiện, đồng thời tránh trường hợp các nhà máy dịch vụ phụ trợ hết hạn giá điện dẫn tới chỉ được huy động trong trường hợp để đảm bảo an ninh cung cấp điện.

Trước những bất cập hiện hành về thực trạng tham gia thị trường điện của các nhà máy điện BOT, Bộ Công Thương cùng các cơ quan chức năng liên quan cần rà soát các quy định hiện hành, nghiên cứu ban hành các thông tư, quy định để tạo hành lang pháp lý đầy đủ cho việc mua bán điện và cung cấp các hợp đồng đối với các nhà máy điện BOT trong hiện tại và tương lai. Để đảm bảo EVN có thể thực hiện tiếp các cam kết vận hành, mua điện theo các hợp đồng BOT đã ký kết, trong giai đoạn các nhà máy điện BOT chưa tham gia thị trường điện, cần sớm có các quy định vận hành

cụ thể, đảm bảo thực hiện được các cam kết vận hành mà EVN đã ký kết, đảm bảo tối ưu quyền lợi của phía Việt Nam mà EVN là đại diện tại các PPA.

Xây dựng cơ chế khuyến khích các nhà máy điện BOT tham gia thị trường điện cạnh tranh. Bổ sung, hoàn thiện hành lang pháp lý liên quan đến việc đưa các nhà máy điện BOT tham gia thị trường điện, ban hành văn bản hướng dẫn việc xác định giá điện trong hợp đồng CfD của nhà máy điện BOT giữa EVN/EPTC với các TCTĐL và mẫu hợp đồng tương ứng; ban hành quy định phối hợp giữa nhà máy điện BOT và Đơn vị chào giá trong việc cung cấp thông tin phục vụ công tác chào giá của Đơn vị chào giá cho nhà máy điện BOT.

Cải cách giá điện hiện tại theo lộ trình để chuyển đổi sang cạnh tranh bán lẻ điện. Một trong các yếu tố đảm bảo cho sự thành công cho thị trường bán lẻ điện là phải đảm bảo việc chuyển đổi từ cơ chế giá điện do nhà nước điều tiết sang cơ chế giá điện theo thị trường một cách thuận lợi, không gây các xáo trộn lớn cho khách hàng sử dụng điện. Kinh nghiệm tại Brasil cho thấy quốc gia này đã cần 05 năm để từng bước loại bỏ tình trạng bù chéo giữa khách hàng công nghiệp và dân dụng trước khi chuyển đổi sang cạnh bán lẻ điện. Do vậy, để đảm bảo sự thuận lợi cho việc chuyển đổi sang thị trường bán lẻ điện, cần có các giải pháp xử lý các vấn đề về giá bán lẻ điện hiện tại trước và trong giai đoạn chuyển giao sang thị trường bán lẻ điện theo lộ trình phù hợp, nhằm phản ánh đúng và đầy đủ tất cả các chi phí đầu vào hợp lý, hợp lệ.

Ban hành bổ sung cơ chế phát triển các nguồn điện mới thông qua đấu thầu cạnh tranh nhằm đảm bảo mức giá điện hợp lý, đồng thời tạo môi trường thuận lợi, minh bạch để các nhà đầu tư nguồn điện ký hợp đồng dài hạn với các đơn vị bán lẻ điện (thông qua đàm phán song phương, hoặc đấu thầu tập trung, sau đó phân bổ cho các đơn vị bán lẻ điện – tương tự kinh nghiệm tại các nước Mỹ Latin).

Bổ sung cơ chế thuế giá trị gia tăng (VAT) cho các giao dịch qua hợp đồng chênh lệch: Theo thiết kế mô hình hoàn chỉnh của thị trường bán buôn điện cạnh tranh, việc thanh toán hợp đồng chênh lệch (CfD) và thanh toán thị trường điện giao ngay là tách bạch với nhau. Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện thực hiện thanh toán thị trường điện giao ngay với các đơn vị tham gia thị trường, các bên bán và bên mua thanh toán hợp đồng song phương (CfD) trực tiếp với nhau. Theo thông lệ quốc tế, thuế VAT chỉ áp dụng đối với các giao dịch trên thị trường điện giao ngay, nhưng không áp dụng đối với các khoản thanh toán hợp đồng tài chính CfD giữa các bên. Vấn đề này cần xử lý trước khi triển khai Giai đoạn 2 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện.

Bổ sung cơ chế đảm bảo thanh khoản trên thị trường điện giao ngay: Bảo lãnh thanh toán là yêu cầu bắt buộc đối với với bên mua điện trên thị trường điện giao ngay nhằm đảm bảo cân bằng cán cân thanh toán trên thị trường điện giao ngay cho đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Bảo lãnh thanh toán là công cụ hữu hiệu để quản lý rủi ro trong thanh toán cho các thành viên thị trường điện. Vấn đề này

cần xử lý trước khi triển khai Giai đoạn 3 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện.

3.3.1.4. Cục Điều tiết Điện lực

Tiếp tục nghiên cứu sửa đổi các Quy định thị trường điện và hệ thống điện theo hướng cho phép: Phân tách nhu cầu dự phòng theo từng miền, khu vực để đảm bảo khả năng truyền tải; Có cơ chế khuyến khích các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường cung cấp dịch vụ điều chỉnh tần số, dịch vụ điều chỉnh điện áp; Bổ sung thêm các quy định, nguyên tắc cụ thể hơn trong việc lập kế hoạch, lập lịch trình và huy động các loại hình dịch vụ phụ trợ để đảm bảo công bằng, minh bạch; Bổ sung quy định cho các loại hình có thể cung cấp dịch vụ phụ trợ sắp tới như thủy điện tích năng, công nghệ pin tích trữ (BESS)...; Bổ sung khả năng tham gia cung cấp dịch vụ phụ của các khách hàng lớn; Bổ sung cơ chế giám sát, xử lý trong trường hợp không cung cấp hoặc cung cấp dịch vụ phụ trợ không phù hợp, tiến tới xây dựng thị trường dịch vụ phụ trợ hoàn chỉnh.

Đối với cơ chế hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA), để phân bổ chi phí dịch vụ phụ theo đúng quy định, đồng thời vẫn đảm bảo đúng nguyên tắc thị trường, đảm bảo khả năng quản lý rủi ro của đơn vị phát điện và khách hàng theo giá tham chiếu là giá thị trường, chi phí mua bán điện trực tiếp cần được phân tách và được xác định bằng tổng của chi phí truyền tải điện, chi phí phân phối điện, chi phí điều độ vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện và chi phí dịch vụ phụ trợ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng của Tổng Công ty Điện lực như Quy định thực hiện thí điểm mua bán điện trực tiếp trước đây đã xây dựng.

3.3.1.5. Tập đoàn Điện lực Việt Nam

Để các TCTĐL mua toàn bộ điện năng từ thị trường điện giao ngay, đáp ứng phụ tải của đơn vị, EVN cần tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện các cơ chế hỗ trợ vận hành thị trường giao ngay. Trước hết cần tập trung hoàn thiện các cơ chế sau:

- Chuyển tiếp hợp đồng: Theo thiết kế mô hình hoàn chỉnh của thị trường bán buôn điện cạnh tranh, cần thiết thực hiện chuyển tiếp nghĩa vụ hợp đồng đối với tất cả các hợp đồng hiện hữu giữa Tập đoàn Điện lực Việt Nam ký kết với các đơn vị phát điện tham gia thị trường điện sang cho các TCTĐL. Đây là điều kiện cần thiết để các TCTĐL tham gia hoàn toàn và đầy đủ vào thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Cơ chế này song hành cùng với cơ chế bù chéo giữa các TCTĐL thông qua tài khoản cân bằng, cần phải được ưu tiên nghiên cứu, xây dựng trước. Vấn đề này cần xử lý trước khi triển khai Giai đoạn 3 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện.

- Cơ chế điều tiết (bù chéo giữa các TCTĐL): Sự khác biệt về chi phí phân phối điện và cơ cấu khách hàng là nguyên nhân chính dẫn đến sự khác biệt về chi phí phân phối bán lẻ điện giữa các TCTĐL khi giá bán lẻ điện được áp dụng thống nhất toàn quốc. Do vậy, cần thiết phải có cơ chế điều tiết (bù chéo) để xử lý chênh lệch về chi phí giữa các TCTĐL. Hiện nay cơ chế điều tiết (bù chéo) đang áp dụng thông qua cơ chế giá bán buôn điện giữa EVN và các TCTĐL. EVN đóng vai trò là đơn vị trung gian

điều hòa bù chéo giữa các TCTĐL. Tuy nhiên, khi vận hành cơ chế thị trường điện, các TCTĐL tham gia mua điện 100% nhu cầu phụ tải theo cơ chế thị trường, do đó cơ chế giá BST không còn phù hợp. Vì vậy cần thiết phải có nghiên cứu cơ chế điều tiết (bù chéo) mới thay thế cho cơ chế giá BST. Trong ngắn hạn, khi tiếp tục duy trì biểu giá bán lẻ điện thống nhất toàn quốc, để xử lý vấn đề khác biệt chi phí giữa các TCTĐL cần xây dựng cơ chế tài khoản cân bằng. Vấn đề này cần xử lý trước khi triển khai Giai đoạn 3 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện.

Về mặt dài hạn, từng bước xây dựng biểu giá bán lẻ điện theo vùng, và điều chỉnh giá bán lẻ điện theo biến động giá thị trường điện để triệt tiêu hoàn toàn vấn đề chênh lệch về chi phí phân phối điện và cơ cấu khách hàng bán lẻ điện giữa các TCTĐL. Việc thực hiện này cần có lộ trình, và ưu tiên thực hiện trước, mở đường cho sự phát triển các cấp độ thị trường điện tại Việt Nam.

Cơ chế Sàn giao dịch hợp đồng tập trung: Đây là một cơ chế hữu hiệu giúp các đơn vị tham gia thị trường điện thực hiện quản lý rủi ro trong thị trường điện. Các đơn vị tham gia chào bán hoặc chào mua sản lượng hợp đồng trên sàn giao dịch. Giao dịch hợp đồng tập trung nhằm xử lý các chênh lệch (thừa hoặc thiếu) giữa sản lượng hợp đồng đã ký so với nhu cầu phụ tải hoặc khả năng phát thực tế của các đơn vị phát điện. Vấn đề này cần xử lý trước khi triển khai Giai đoạn 4 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện.

3.3.2. Hoàn thiện mô hình tổ chức thị trường điện cạnh tranh

3.3.2.1. Tái cơ cấu ngành điện phù hợp với yêu cầu thị trường bán lẻ điện

Để đảm bảo thị trường bán lẻ điện vận hành hiệu quả, minh bạch, công bằng, không phân biệt đối xử giữa các bên tham gia thị trường điện, tất cả các đơn vị có chức năng cung cấp các dịch vụ độc quyền tự nhiên (truyền tải điện, phân phối điện, vận hành hệ thống điện và thị trường điện) cần phải tách bạch chức năng với các đơn vị tham gia cạnh tranh. Các đơn vị này phải chịu sự giám sát, điều tiết của cơ quan nhà nước có thẩm quyền về chất lượng dịch vụ, cũng như nhu cầu về nguồn lực tài chính (thông qua mức giá dịch vụ do các đơn vị tham gia thị trường điện chi trả) để thực hiện nhiệm vụ được giao. Do vậy, cần thiết phải có các nghiên cứu, đánh giá và triển khai thực hiện các giải pháp về tái cơ cấu ngành điện phù hợp với mô hình thị trường điện đã đề xuất tại mục 3.1.3.

Cấu trúc lại ngành điện, đặc biệt là khâu phân phối bán lẻ điện hiện tại (đang theo mô hình độc quyền) là yêu cầu tiên quyết nhất để có thể triển khai thị trường bán lẻ điện cạnh tranh và đảm bảo thị trường bán lẻ điện cạnh tranh vận hành hiệu quả, công bằng, minh bạch, không phân biệt đối xử. Phương án cụ thể về tái cấu trúc ngành điện phục vụ thị trường bán lẻ điện cần có sự nghiên cứu cụ thể, đánh giá đúng hiện trạng để đề xuất về mô hình tổ chức ngành điện (đặc biệt là khâu phân phối, bán lẻ điện) phù hợp với từng giai đoạn của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Theo NCS, cơ cấu ngành điện phải đáp ứng các điều kiện sau:

- Giai đoạn thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm: Bộ phận bán lẻ điện thuộc

một số Công ty điện lực đáp ứng đủ điều kiện theo quy định tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm phải được tách thành đơn vị bán lẻ điện hạch toán độc lập.

- Giai đoạn thị trường bán lẻ điện cạnh tranh hoàn chỉnh: Bộ phận bán lẻ điện thuộc Công ty điện lực được tách thành đơn vị bán lẻ điện hạch toán độc lập.

Quá trình tái cơ cấu ngành điện cần tuân thủ nguyên tắc phù hợp với mô hình thiết kế thị trường bán lẻ điện. Khi đưa cơ chế thị trường cạnh tranh vào khâu bán lẻ điện, điều kiện tiên quyết là cần phân định rõ ranh giới giữa các hoạt động điện lực mang tính độc quyền tự nhiên (phân phối điện) và các hoạt động mang tính cạnh tranh (mua buôn, bán lẻ điện). Trong đó, phân phối điện là loại hình dịch vụ mà tất cả các khách hàng sử dụng điện, đơn vị bán lẻ điện đều phải sử dụng để có thể cung cấp điện năng đến vị trí mua điện của khách hàng. Hiện nay, các TCTĐL đang đồng thời thực hiện cả 02 chức năng phân phối điện và bán lẻ điện, do vậy để triển khai thị trường bán lẻ điện cần thực hiện phân tách riêng 02 chức năng trên trong TCTĐL nhằm các mục đích sau:

- Đảm bảo tính công bằng, minh bạch, không phân biệt đối xử trong việc tiếp cận dịch vụ phân phối điện;

- Tạo lòng tin cho các nhà đầu tư tiềm năng (các đơn vị bán lẻ điện mới) về việc tham gia cạnh tranh bình đẳng với các đơn vị bán lẻ điện hiện có;

- Đảm bảo tính bảo mật thông tin, tránh việc đưa đến lợi thế cạnh tranh cho đơn vị bán lẻ thuộc TCTĐL so với các đối thủ cạnh tranh còn lại.

Theo kinh nghiệm quốc tế, việc thực hiện tách bạch hoạt động phân phối điện với hoạt động bán lẻ điện có thể được thực hiện theo nhiều hình thức, cấp độ khác nhau:

- Tách bạch về tài chính, trong đó đơn thuần chỉ tách bạch về sổ sách tài chính và ít (hoặc không có) ảnh hưởng đến cơ cấu tổ chức;

- Tách bạch về mặt sở hữu, trong đó chủ sở hữu của các hoạt động kinh doanh mang tính cạnh tranh và hoạt động cung cấp dịch vụ là khác nhau.

Bảng 3.7: Các cấp độ tách bạch chức năng phân phối điện và bán lẻ điện

Cấp độ tách bạch	Đặc điểm
Tách bạch về tài khoản (chi phí)	<ul style="list-style-type: none"> • Rất ít hoặc gần như không có thay đổi về mặt cơ cấu tổ chức, do vậy các hoạt động được đảm nhận bởi cùng một đơn vị. • Có giấy phép chung cho toàn bộ các hoạt động kinh doanh của đơn vị. • Phân bổ doanh thu và chi phí cho các hoạt động kinh doanh khác nhau theo quy định. • Tách bạch về báo cáo tài chính.
Tăng cường tách bạch hoạt động	<ul style="list-style-type: none"> • Nâng cao mức độ chia tách chức năng, có một số thay đổi về cơ cấu tổ chức, nhưng vẫn còn các hoạt động

Cấp độ tách bạch	Đặc điểm
quản lý và chia sẻ các dịch vụ dùng chung	<p>vẫn được đảm nhận bởi một đơn vị chung.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Có giấy phép chung cho toàn bộ các hoạt động kinh doanh. Phân bổ doanh thu và chi phí cho các hoạt động kinh doanh khác nhau theo quy định, tuy nhiên bắt đầu thay thế bởi cơ chế xác định doanh thu, chi phí cho từng hoạt động kinh doanh đã được tách bạch. • Báo cáo tài chính kết hợp giữa doanh thu và chi phí trực tiếp cũng như lượng doanh thu và chi phí được phân bổ.
Tách bạch về pháp lý trong cùng 01 chủ sở hữu	<ul style="list-style-type: none"> • Tách riêng công ty với ban quản lý riêng và cơ cấu tổ chức riêng, tuy nhiên vẫn sử dụng một số dịch vụ dùng chung của công ty mẹ thông qua các hợp đồng dịch vụ. • Một số được chia tách về hệ thống IT và các quy trình kinh doanh, số khác vẫn dùng chung. • Có giấy phép riêng cho từng hoạt động kinh doanh • Tính toán xác định doanh thu và chi phí trực tiếp theo từng hoạt động kinh doanh đã được chia tách. • Báo cáo tài chính dựa trên doanh thu và chi phí của từng hoạt động kinh doanh.
Tách bạch hoàn toàn về sở hữu	<ul style="list-style-type: none"> • Các đơn vị có tư cách pháp nhân đảm nhận hoạt động kinh doanh và không có chung chủ sở hữu, nghĩa là tách bạch hoàn toàn về chủ sở hữu. • Mọi quan hệ giữa các đơn vị trong ngành điện được thực hiện dựa trên cơ sở thương mại. • Tách bạch về hệ thống IT và quy trình kinh doanh. • Có giấy phép riêng cho từng hoạt động kinh doanh.

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Việc lựa chọn hình thức, cấp độ tách bạch khâu phân phối bán lẻ điện phụ thuộc vào mức độ phát triển của thị trường điện; như mục tiêu ưu tiên của việc phát triển thị trường điện và sẽ có ảnh hưởng rất lớn đến tính ổn định trong cung cấp điện cũng như khả năng phát triển của thị trường điện.

Trong điều kiện tốc độ tăng trưởng phụ tải điện tại Việt Nam tiếp tục duy trì ở mức cao, việc phát triển thị trường điện cạnh tranh luôn gắn chặt với yêu cầu về đảm bảo an ninh cung cấp điện. Khi đó, bắt buộc phải duy trì các đơn vị bán lẻ điện có đủ tiềm lực tài chính để ký kết hợp đồng dài hạn với các nhà máy điện mới. Nếu tách các đơn vị bán lẻ điện hiện tại thuộc các TCTĐL theo hình thức tách bạch hoàn toàn về sở hữu thì các đơn vị bán lẻ điện này sẽ không đảm bảo được yêu cầu trên và sẽ không tạo được lòng tin cho nhà đầu tư phát triển nguồn điện mới. Do vậy, hình thức phù hợp

nhất là thực hiện tách bạch về mặt chi phí, sau đó là tách bạch về mặt pháp lý giữa đơn vị phân phối điện và đơn vị bán lẻ điện trong cùng 01 TCTĐL. Mô hình này sẽ phù hợp nhất với mô hình thiết kế thị trường bán lẻ điện vì:

- Các TCTĐL vẫn sở hữu khối tài sản cố định, và có tiềm lực tài chính nhất định để có thể ký kết hợp đồng dài hạn với các nhà đầu tư nguồn điện mới;
- Hoạt động phân phối điện đã được tách bạch riêng, với mức giá dịch vụ phân phối điện do cơ quan có thẩm quyền quy định, tạo điều kiện cho việc triển khai thị trường bán lẻ điện;
- Các TCTĐL vẫn tiếp tục thực hiện chức năng đơn vị bán lẻ điện mặc định trong phạm vi lưới phân phối do TCTĐL quản lý;
- Hình thức này cũng phù hợp với quy định tại Điều 11 Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ (hình thành đơn vị bán lẻ điện hạch toán độc lập trong TCTĐL).

3.3.2.2. Cải tiến, hoàn thiện mô hình tổ chức vận hành thị trường điện giao ngay

Mô hình thị trường điện triển khai ở Việt Nam là mô hình thị trường điện tập trung toàn phần. Theo kinh nghiệm quốc tế, để hình thành thị trường điện giao ngay hoàn chỉnh thì toàn bộ điện năng bán từ nhà máy điện và toàn bộ điện năng mua của các đơn vị bán lẻ điện đều thông qua thị trường giao ngay. Do đó, để vận hành hoàn chỉnh thị trường điện giao ngay, EVN cần phải hoàn thiện các nội dung sau:

Đối với khâu phát điện: Các nhà máy điện có công suất đặt lớn 30 MW phải trực tiếp tham gia thị trường điện để bán điện cho các đơn vị mua buôn điện thông qua thị trường giao ngay, trong đó:

- Các nhà máy điện BOT: Sẽ gián tiếp tham gia thị trường điện do các nhà máy điện này đã có cơ chế đặc thù riêng (cam kết bảo lãnh của Chính phủ). Tập đoàn Điện lực Việt Nam sẽ tiếp tục quản lý các hợp đồng với các nhà máy điện BOT. Khi thị trường điện giao ngay đã được mở rộng đầy đủ, chi phí mua điện từ các nhà máy điện BOT sẽ được phân bổ đúng và đầy đủ cho các đơn vị mua buôn điện (khoản chi phí này sẽ được tính vào giá thị trường điện giao ngay, đảm bảo thu hồi đủ các chi phí mua điện từ các nhà máy điện BOT). Vấn đề này cần xử lý triệt để trước khi thực hiện Giai đoạn 3 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện;

- Các nguồn điện nhập khẩu, năng lượng tái tạo: Sẽ gián tiếp tham gia thị trường điện do đã có quy định riêng về cơ chế hợp đồng cho các nguồn điện này. EVN sẽ tiếp tục quản lý các hợp đồng này và đóng vai trò là đơn vị đại diện giao dịch cho các nhà máy điện này trên thị trường điện, theo nguyên tắc đảm bảo thực hiện đúng các hợp đồng đã ký. Khoản chi phí của EVN mua điện từ các nguồn điện này sẽ được tính vào giá thị trường điện giao ngay, đảm bảo thu hồi đủ các chi phí mua điện từ các nhà máy điện này. Các nguồn điện NLTT tự nguyện tham gia VWEM thì sẽ vận hành theo quy định thị trường, không áp dụng cơ chế trên. Vấn đề này cần xử lý trước khi triển khai Giai đoạn 3 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện

- Các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu (SMHPs): Ở thời điểm hiện tại, SMHPs được xếp lịch huy động và gián tiếp tham gia thị trường điện. Theo quy định tại Quyết định số 8266/QĐ-BCT, các nhà máy SMHP tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh theo một trong hai hình thức: (i) trực tiếp tham gia thị trường, (ii) tham gia thị trường thông qua đơn vị chào giá thay thuộc EVN. Do vậy, cần xây dựng các cơ chế phù hợp đưa các nhà máy SMHPs tham gia thị trường mà vẫn đảm bảo hài hòa lợi ích giữa phát triển kinh tế chính trị xã hội và đảm bảo tính minh bạch của thị trường điện, cũng như phù hợp chính sách giá điện cho các nhóm khách hàng sử dụng điện. Vấn đề này cần xử lý trước khi triển khai Giai đoạn 3 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện.

Đối với khâu mua buôn điện: Trong thời gian tới các TCTĐL tiếp tục mua điện một phần nhu cầu phụ tải trực tiếp theo cơ chế thị trường điện qua các hợp đồng song phương ký trực tiếp với các đơn vị phát điện, phần còn lại mua theo cơ chế giá bán buôn điện nội bộ thông qua hợp đồng bán buôn điện nội bộ với EVN và việc bù chéo được thực hiện thông qua cơ chế giá bán buôn điện nội bộ. Theo thiết kế thị trường bán buôn điện được phê duyệt, để các TCTĐL mua điện 100% nhu cầu phụ tải từ thị trường điện giao ngay thì cần hoàn thiện đồng bộ các cơ chế như sau: cơ chế bù chéo (điều tiết), cơ chế phân bổ hợp đồng. Do đó, cần thiết phải ưu tiên xử lý trước các cơ chế nêu trên. Khi chưa hoàn thiện được các cơ chế nêu trên, việc bù chéo sẽ được thực hiện thông qua cơ chế giá bán buôn điện nội bộ. Vấn đề này cần xử lý trước khi triển khai Giai đoạn 3 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện.

3.3.2.3. Hình thành các sàn giao dịch hợp đồng tập trung (Contract Auction)

a. Đối với đơn vị phát điện

- Hiện tại các nhà máy điện (NMD) chỉ có thể quản lý rủi ro thông qua cơ chế hợp đồng Vesting. Theo quy định các NMD có thể đàm phán sản lượng hợp đồng với bên mua, tuy nhiên công tác đàm phán sản lượng hợp đồng (Qc) thường kéo dài hoặc rất khó thống nhất. Trong khi đó Qc lại ảnh hưởng rất lớn đến doanh thu và lợi nhuận của NMD;

- Theo thời gian, giá hợp đồng của các NMD có xu hướng ngày càng cao, do vậy các NMD rất khó để được cam kết Qc có lợi. Hơn nữa, giá thị trường điện chưa đủ cao (do mức giá trần thấp), trong khi đó chưa có công cụ cho NMD mua bán, trao đổi Qc;

- Qua thực tế vận hành, trong nhiều tình huống các NMD có nhu cầu giao dịch phần Qc vesting khi phát sinh sự cố tổ máy, sửa chữa kéo dài, thủy văn đột biến hoặc giá thị trường điện giảm thấp.

b. Đối với các tổng công ty điện lực

- Theo quy định hiện tại các TCTĐL chưa có nhiều chủ động trong thị trường điện. Sản lượng hợp đồng Qc được phân bổ tập trung cho các TCTĐL. Do vậy các TCTĐL không có công cụ để quản lý rủi ro trên thị trường điện.

- Về mặt dài hạn, tỷ trọng mua điện trên thị trường điện của các TCTĐL tăng lên, việc TCTĐL cần giao dịch hợp đồng để giảm rủi ro do giá thị trường điện.

- Trong thực tế vận hành, nhu cầu (phụ tải) của các TCTĐL thường xuyên thay đổi và khó khăn trong dự báo dài hạn. Do vậy các TCTĐL cần công cụ để xử lý việc thừa/thiếu Qc do dự báo phụ tải.

c. Cơ chế giao dịch hợp đồng tập trung (Contract Auction)

Trong giai đoạn VWEM, để đáp ứng nhu cầu quản lý rủi ro trong thị trường điện, cơ chế giao dịch hợp đồng mới đang được nghiên cứu để triển khai. Trong đó tư vấn xây dựng quy định vận hành TTĐ Việt Nam (IES) đã đưa ra đề xuất về triển khai cơ chế giao dịch hợp đồng tập trung với nguyên tắc chính như sau:

- Các Đơn vị phát điện có thể chào bán sản lượng hợp đồng dựa trên các thông số như giá công suất, giá điện năng, giới hạn công suất phát tối đa và tối thiểu.

- Các đơn vị mua điện và các khách hàng đủ điều kiện có thể chào mua với các yêu cầu phụ tải từng chu kỳ dự báo cho ngày, tuần, tháng...

- Các đơn vị mua điện và các khách hàng đủ điều kiện có thể xác định giá cao nhất sẵn sàng mua cho các hợp đồng khi các hợp đồng có các điều khoản linh hoạt.

Cơ chế giao dịch hợp đồng sẽ xác định ra giá biên cho từng chu kỳ, các giá biên này sẽ được áp dụng cho các hợp đồng giao dịch mà các tổ máy sẽ nhận được ít nhất bằng giá tối thiểu và các TCTĐL phải trả không lớn hơn giá tối đa trong hợp đồng ký kết. Ngoài ra:

- Các tổ máy có giá chào quá cao thì sẽ không ký kết được hợp đồng.

- Các TCTĐL trả giá quá thấp thì sẽ không ký kết được hợp đồng

- Thiết kế của cơ chế giao dịch hợp đồng khá giống với lập kế hoạch tuần tới, chỉ khác là thay vì sử dụng phụ tải dự báo thì sẽ sử dụng bản chào mua của các TCTĐL. Cơ chế giao dịch hợp đồng cũng tương tự như tối ưu phân bổ hợp đồng.

3.3.2.4. Đưa SMHPs và BOTs tham gia thị trường điện

***. Với SMHPS**

a. Thời điểm đưa SMHPs tham gia thị trường điện

Xét về mặt tài chính đối với EVN:

- Trong giai đoạn hiện nay, giá điện bán lẻ vẫn chưa thực hiện được theo nguyên tắc cộng tới, cơ chế giá bán buôn nội bộ (BST) giữa EVN và các TCTĐL cần phải duy trì để thực hiện nhiệm vụ bù chéo giữa các TCTĐL (bù chéo do cơ cấu khách và bù chéo chi phí phân phối).

- Hiện nay sản lượng phát của SMHP bán cho các TCTĐL thông qua giá BST để các TCTĐL lục bán cho khách hàng theo biểu giá bán lẻ điện và giá bán lẻ điện đang được tính dựa trên chi phí sản xuất điện của các SMHP. Khi SMHP tham gia thị trường điện thì cần phải có hợp đồng CfD với các TCTĐL và giá bán lẻ điện sẽ được tính trên cơ sở chí mua điện của các TCTĐL đối với SMHP thông qua hợp đồng và thị trường giao ngay.

• Theo quy định hiện nay, BST đang được tính toán theo nguyên tắc tổng chi phí của TCTĐL trừ đi chi phí các TCTĐL mua điện từ các nhà máy điện hạch toán phụ thuộc EVN mà tham gia thị trường điện. Như vậy, trong trường hợp SMHP tham gia thị trường điện thì EVN có thể thu lợi nhuận trên thị trường do giá hợp đồng của các SMHP rẻ hơn nhiều so với các nhà máy điện khác trong thị trường. Tuy nhiên với nguyên tắc tính toán BST nêu trên thì phần lợi nhuận của EVN gia tăng từ khối SMHP lại làm tăng giá BST cho phần sản lượng còn lại bán cho các TCTĐL. EVN chỉ thực sự có lợi ích trên thị trường đối với việc SMHP tham gia thị trường điện trong điều kiện giá bán lẻ điện được điều chỉnh theo doanh thu hợp đồng CfD và thị trường điện của SMHP. Phần lợi nhuận này được phản ánh vào lợi nhuận chung của Công ty mẹ EVN. Từ thực tiễn công tác điều chỉnh giá điện vừa qua cho thấy, việc điều chỉnh giá bán lẻ điện chưa kịp thời, đồng thời tỷ lệ lợi nhuận chung của EVN luôn được Chính phủ cân nhắc trong quá trình xem xét việc điều chỉnh giá bán lẻ điện. Vì vậy có thể thấy về mặt lợi ích tài chính của EVN khi đưa SMHP tham gia thị trường điện là chưa thực sự rõ ràng nếu giá bán lẻ điện chưa được điều chỉnh kịp thời và tỷ lệ lợi nhuận của EVN đang bị điều tiết để đảm bảo sự ổn định của giá bán lẻ điện.

Như vậy xét về mặt tài chính, tác giả luận án đề xuất SMHP tham gia thị trường điện khi đã thực hiện cải cách giá bán lẻ điện theo hướng cộng tới và không còn duy trì cơ chế giá BST.

Xét về vai trò của SMHP đối với an ninh cung cấp điện: Các SMHP thường xuyên đảm nhận các nhiệm vụ trọng yếu trên hệ thống điện như: đảm bảo an ninh cung cấp điện trong ngắn hạn và trung hạn, nhiệm vụ điều chỉnh tần số và dự phòng quay cho hệ thống điện cũng như đảm bảo các nhiệm vụ quan trọng như: cắt giảm lũ, tưới tiêu phục vụ nông nghiệp... Theo quy định thị trường điện hiện tại, các nhà máy SMHP tham gia gián tiếp thị trường điện được lập lịch huy động từ ngày tới và được điều chỉnh trong một số trường hợp như bất thường thủy văn, xả nước cho tưới tiêu và đảm bảo an ninh hệ thống. Với quy định như vậy, việc huy động của các nhà máy SMHP hiện tại được điều chỉnh rất linh hoạt theo chiến lược huy động của EVN (huy động cao trong trường hợp lượng nước về hồ hoặc lượng nước tích trong hồ lớn, xả nước phục vụ nông nghiệp, chống quá tải...; giảm huy động nhằm tích nước chuẩn bị cho các công tác lớn trên hệ thống như cắt khí, công tác đường dây, thời điểm phụ tải tăng cao).

Đồng thời, trong thời gian vừa qua khi tỷ trọng công suất các nguồn NLTT tái tạo trong hệ thống lớn. Công suất các nguồn NLTT có xu hướng tiếp tục tăng thêm trong thời gian tới. Với tỷ trọng của các nguồn NLTT trong hệ thống điện ngày càng tăng, phụ tải tăng trưởng thấp, chênh lệch giữa phụ tải cao điểm chiều và thấp điểm trưa trong ngày rất lớn trong khi tỷ trọng của điện mặt trời áp mái tự phát theo bức xạ mặt trời không thể điều khiển được ngày càng lớn. Để đảm bảo an ninh hệ thống, khi các nguồn năng lượng truyền thống đã giảm phát đến giới hạn kỹ thuật mà tổng công

suất phát vẫn vượt nhu cầu phụ tải, cơ quan điều độ hệ thống điện buộc phải cắt giảm tiếp các nguồn NLTT và các nhà máy SHMP thường xuyên phải duy trì các tổ máy để làm nhiệm vụ điều tần, cân bằng công suất hệ thống, duy trì quán tính nhằm giữ ổn định cho hệ thống.

Do đó, xét về mặt an ninh cung cấp điện, tác giả luận án đề xuất SMHP tham gia thị trường điện khi tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo ở mức hợp lý.

b. Cơ chế tham gia thị trường điện của SMHP

Khi các SMHP tham gia thị trường điện, EVN/EPTC sẽ ký Hợp đồng sai khác của các SMHP với các TCTĐL, các TCTĐL thanh toán cho EVN/EPTC theo quy định trong PPA đã ký và EVN trả chi phí cho SMHP chi phí bảo dưỡng, vận hành, trả nợ gốc và lãi vay.

c. Hợp đồng mua bán điện của các SMHP

Quy định bắt buộc đối với các nhà máy điện tham gia VWEM là phải có PPA dạng Hợp đồng sai khác (Contract For Differences – CfD) với các TCTĐL trong đó có giá điện (Pc) dùng để xác định doanh thu qua PPA. Trường hợp SMHP trực tiếp tham gia VWEM, SMHP sẽ có hợp đồng CfD với đơn vị mua điện và tham gia thị trường điện như các NMD trực tiếp tham gia thị trường khác.

Giá điện của từng nhà máy SMHP được xác định theo quy định tại Thông tư 26/2017/TT-BCT ngày 29/11/2017 (Thông tư 26) quy định phương pháp trình tự xác định chi phí hàng năm và giá điện của nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu. Theo đó, EVN với vai trò là bên bán có hợp đồng mua bán điện với các Tổng công ty Điện lực (TCTĐL) trong giai đoạn thị trường điện bán buôn.

Tác giả luận án đề xuất hợp đồng mua bán điện của các SMHP trực tiếp tham gia VWEM được tính toán phân bổ cho các TCTĐL tương tự như các nhà máy điện Thái Bình 1, Vĩnh Tân 4, Vĩnh Tân 4MR và Duyên Hải 3MR, cụ thể như sau:

Tập đoàn ủy quyền cho EPTC đại diện Tập đoàn ký kết và thực hiện hợp đồng mua bán điện với các TCTĐL;

Sản lượng hợp đồng của SMHP được tính toán theo Quy định thị trường bán buôn điện cạnh tranh và được phân bổ cho các TCTĐL theo tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo của các TCTĐL;

Thành phần hiệu chỉnh giá thị trường điện giao ngay áp dụng cho TCTĐL của SMHP được tính toán theo công thức quy định tại Thông tư số 45/2018/TT-BCT.

****.Với các NMD BOTs***

a. Thời điểm đưa NMD BOT tham gia thị trường điện

Khi chưa tham gia thị trường điện, sản lượng điện phát của các nhà máy điện BOT bán cho các TCTĐL thông qua giá BST để các TCTĐL bán cho khách hàng theo biểu giá bán lẻ điện. Giá bán lẻ điện đang được tính dựa trên chi phí sản xuất điện của các nhà máy điện BOT. Khi nhà máy điện BOT tham gia thị trường điện thì cần phải có hợp đồng CfD với các TCTĐL và giá bán lẻ điện sẽ được tính trên cơ sở chi phí mua điện của các TCTĐL đối với các nhà máy điện BOT thông qua hợp đồng

và thị trường giao ngay. Các nhà máy điện BOT hầu hết là có giá thành cao hơn các nhà máy điện khác trong hệ thống điện, khi các nhà máy điện BOT tham gia thị trường và toàn bộ chi phí mua điện từ các nhà máy điện BOT được uplift và thanh toán bởi các TCTĐL, khoản uplift này có thể gây áp lực về tài chính cho các TCTĐL.

Mặt khác, trong giai đoạn vẫn duy trì cơ chế giá BST như hiện nay, khi các nhà máy điện BOT tham gia thị trường điện sẽ gây áp lực lên giá BST vì BST sẽ được tính cho phần sản lượng đầu nguồn còn lại (không bao gồm sản lượng nhà máy điện BOT), dẫn đến mức độ chênh lệch rất lớn giá BST giữa các TCTĐL với nhau, mức độ chênh lệch giữa giá BST kế hoạch và thực tế có thể sẽ lớn hơn. Đồng thời, khung giá bán buôn hiện nay cũng đang bao gồm cả phần sản lượng điện của các nhà máy điện BOT.

Với các lý do như trên, EPTC kiến nghị xem xét đưa các nhà máy điện BOT tham gia thị trường điện trong giai đoạn sau khi giá bán lẻ điện đã được điều chỉnh phù hợp phản ánh đúng và đầy đủ tất cả các chi phí đầu vào hợp lý, hợp lệ, không thực hiện bù chéo giữa các nhóm khách hàng, giữa các vùng miền (không thực hiện bù chéo qua BST).

c. Cơ chế các nhà máy điện BOT tham gia thị trường điện

Theo đề xuất trong đề án đưa SMHP tham gia thị trường điện, EVN là đơn vị sở hữu các SMHP và thực hiện ký hợp đồng CfD với các TCTĐL (không ký với các Đơn vị bán lẻ khác). Thông qua các hợp đồng CfD của các SMHP để TCTĐL thực hiện trách nhiệm bán điện cho các khách hàng sinh hoạt và khách hàng không đủ điều kiện tham gia thị trường điện theo biểu giá điều tiết của chính phủ, đồng thời EVN cũng thực hiện nhiệm vụ bù một phần chi phí mua điện từ các NMĐ BOT (tức là mua điện từ nhà máy điện BOT), do vậy giữa EVN và TCTĐL phải có hợp đồng CfD để TCTĐL thực hiện nghĩa vụ mua điện từ các NMĐ BOT thông qua EVN. Do vậy tác giả luận án đề xuất:

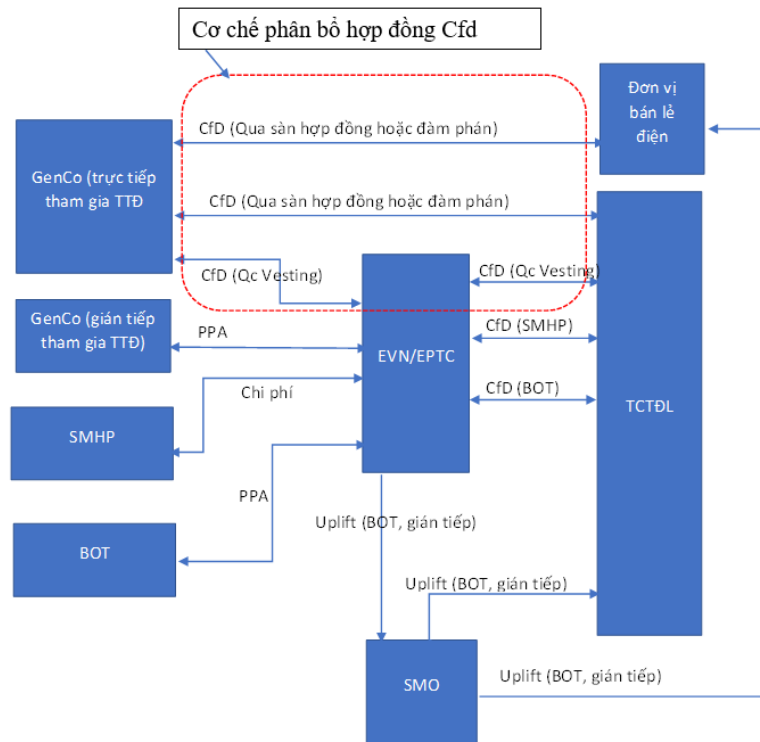
EVN sẽ ký hợp đồng CfD với 5 TCTĐL với tỷ lệ sản lượng hợp đồng Qc tương tự như các NM nhiệt điện khác tham gia thị trường điện.

Để thực EVN thực hiện việc bù chi phí mua điện từ các NMĐ BOT thì sẽ quy định một tỷ lệ sản lượng hợp đồng Qc nhất định để thực hiện thanh toán theo hợp đồng CfD giữa EVN và các TCTĐL.

Theo chỉ đạo của Cục Điều tiết Điện lực tại văn bản số 1444/ĐTĐL-TTĐ ngày 18/11/2020 của Cục Điều tiết Điện lực về Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ cạnh tranh, chi phí mua điện của EVN từ các NMĐ BOT được phân bổ cho các Đơn vị mua điện theo cơ chế uplift. Tác giả luận án đề xuất cơ chế thực hiện uplift như sau: Chi phí mua điện của EVN theo hợp đồng mua bán điện PPA hiện hữu của NMĐ BOT sau khi trừ đi chi phí mua điện trên thị trường giao ngay và chi phí mua điện theo hợp đồng CfD giữa EVN và TCTĐL sẽ thực hiện phân bổ cho các Đơn vị mua điện trên thị trường (bao gồm cả TCTĐL) thông qua cơ chế uplift.

EPTC đề xuất mô hình khối các nhà máy điện BOT tham gia thị trường điện

như sau:



Hình 3.2: Cơ chế tham gia thị trường điện của BOTs

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Theo cơ chế này, đối với các nhà máy điện BOT không lựa chọn trực tiếp tham gia thị trường điện, theo quy định tại Quyết định 8266/QĐ-BCT ngày 10/8/2015 thì các nhà máy điện BOT sẽ tham gia thị trường điện thông qua đơn vị chào giá thay thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam. Hiện EPTC đang được Tập đoàn ủy quyền đàm phán, ký kết và thực hiện hợp đồng mua bán điện với các nhà máy điện BOT, do đó Tác giả luận án đề xuất EPTC là đơn vị chào giá thay cho các nhà máy điện BOT không lựa chọn trực tiếp tham gia thị trường điện.

Hợp đồng mua bán điện của NMD BOT trong thị trường triển khai như sau.

Hợp đồng mua bán điện (PPA) giữa NMD BOT và EVN vẫn giữ nguyên, các bên có nghĩa vụ tuân thủ đầy đủ các nội dung đã cam kết trong PPA.

EPTC sẽ có hợp đồng dạng CfD với các đơn vị mua buôn điện (5 TCTĐL) tương ứng với mỗi nhà máy điện BOT. Tuy nhiên Thông tư 57/2020/TT-BCT ngày 31/12/2020 không áp dụng cho các nhà máy điện BOT và EPTC với vai trò là bên bán (do EVN/EPTC không phải là Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện BOT). Do đó, Bộ Công Thương cần có hướng dẫn để chuyển đổi giá điện trong hợp đồng PPA sang giá điện trong hợp đồng CfD giữa EVN và các TCTĐL, nguyên tắc chuyển đổi của NMD BOT nhiệt điện có thể làm tương tự như khi chuyển đổi các hợp đồng của NMD Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2 để 2 NMD này tham gia thị trường điện năm 2012.

Tác giả luận án đề xuất hợp đồng mua bán điện giữa EPTC với các đơn vị mua

buôn điện cho các nhà máy điện BOT tham gia thị trường được tính toán phân bổ cho các TCTĐL tương tự như các nhà máy điện Thái Bình 1, Vĩnh Tân 4, Vĩnh Tân 4MR và Duyên Hải 3MR, cụ thể như sau:

- Tập đoàn ủy quyền cho EPTC đại diện Tập đoàn ký kết và thực hiện hợp đồng mua bán điện với các TCTĐL;

- Sản lượng hợp đồng của các nhà máy điện BOT được tính toán theo Quy định thị trường bán buôn điện cạnh tranh và được phân bổ cho các TCTĐL theo tỷ trọng sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo của các TCTĐL.

Cụ thể sản lượng hợp đồng của các nhà máy điện BOT được tính toán và phân bổ cho các TCTĐL theo trình tự sau đây:

i. SMO sử dụng mô hình mô phỏng thị trường để xác định hệ số tải trung bình năm của các tổ máy phát điện và sản lượng dự kiến từng chu kỳ giao dịch của các tổ máy phát điện.

ii. Sản lượng kế hoạch năm của nhà máy điện được xác định theo công thức sau:

$$\begin{aligned} \text{AGO} &= \text{EGO} && \text{nếu } a \times \text{GO} \leq \text{EGO} \leq b \times \text{GO} \\ \text{AGO} &= a \times \text{GO} && \text{nếu } \text{EGO} < a \times \text{GO} \\ \text{AGO} &= b \times \text{GO} && \text{nếu } \text{EGO} > b \times \text{GO} \end{aligned}$$

Trong đó:

AGO : Tổng sản lượng kế hoạch năm N của nhà máy điện (kWh);

EGO: Sản lượng dự kiến năm N của nhà máy điện xác định từ kế hoạch vận hành hệ thống điện năm tới được quy đổi về vị trí đo đếm (kWh);

GO: Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện (kWh);

• a, b: Hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm do Bộ Công Thương quy định.

iii. Tính toán tổng sản lượng hợp đồng năm của nhà máy điện theo công thức sau:

$$Q_c = \alpha \times \text{AGO}$$

• Trong đó:

• Q_c : Tổng sản lượng hợp đồng năm N (kWh);

• AGO: Sản lượng kế hoạch năm N của nhà máy điện (kWh);

α : Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo giá hợp đồng áp dụng cho năm N (%) xác định theo quy định thị trường điện.

iv. Tổng sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được phân bổ từ tổng sản lượng hợp đồng năm theo tỷ trọng sản lượng dự kiến trong kết quả mô phỏng thị trường năm tới.

v. Sản lượng hợp đồng tháng dự kiến của nhà máy điện với TCTĐL được phân bổ từ tổng sản lượng hợp đồng tháng dự kiến của nhà máy điện theo tỷ lệ với phụ tải dự báo của TCTĐL theo công thức sau:

$$\bullet Q_{\text{cdk}}^M(l) = Q_c^M \times \frac{Q_{\text{ptdk}}^M(l)}{\sum_{l=1}^L Q_{\text{ptdk}}^M(l)}$$

Trong đó:

$Q_{cdk}^M(l)$: Sản lượng hợp đồng dự kiến tháng M của nhà máy điện với TCTĐL 1 (kWh);

Q_c^M : Tổng sản lượng hợp đồng tháng M của nhà máy điện (kWh);

$Q_{ptdk}^M(l)$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo trong tháng M của TCTĐL 1 (kWh).

vi. Trước tháng vận hành, tổng sản lượng hợp đồng tháng của nhà máy điện được xem xét điều chỉnh theo quy định thị trường điện.

vii. Tổng sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện được phân bổ từ tổng sản lượng hợp đồng tháng theo quy định thị trường điện.

viii. Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện với TCTĐL được phân bổ từ tổng sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch của nhà máy điện theo công thức sau:

$$Q_c^i(g,l) = Q_c^i(g) \times \frac{Q_{l,ptdk}^i}{\sum_{l=1}^L Q_{l,ptdk}^i}$$

Trong đó:

i : Chu kỳ giao dịch thứ i trong tháng;

$Q_c^i(g,l)$: Sản lượng hợp đồng của TCTĐL 1 với nhà máy điện g trong chu kỳ giao dịch i (kWh);

$Q_c^i(g)$: Sản lượng hợp đồng của nhà máy điện g trong chu kỳ giao dịch i được xác định theo quy định thị trường điện (kWh);

$Q_{l,ptdk}^i$: Sản lượng điện năng giao nhận đầu nguồn dự báo của TCTĐL 1 trong chu kỳ giao dịch i (kWh).

3.3.2.5. Hình thành đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện độc lập

Trong thị trường bán buôn điện cạnh tranh, đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện sẽ thực hiện 03 chức năng chính bao gồm: (i) Điều hành thị trường điện giao ngay (bao gồm cả chức năng quản lý thanh toán các giao dịch mua bán điện trên thị trường điện giao ngay); (ii) Vận hành, điều độ hệ thống điện và (iii) Thu thập, quản lý và lưu trữ số liệu đo đếm điện năng. Đơn vị này nhất thiết phải là đơn vị độc lập với bên bán điện và bên mua điện nhằm đảm bảo tính công bằng, minh bạch, không phân biệt đối xử giữa các thành viên tham gia thị trường điện.

Theo Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 08 tháng 11 năm 2013 và Quyết định số 168/QĐ-TTg ngày 07 tháng 02 năm 2017 của Thủ tướng Chính phủ, Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia phải được tách thành đơn vị hạch toán độc lập trong Tập đoàn điện lực Việt Nam. Tuy nhiên, đến thời điểm hiện tại, Tập đoàn Điện lực Việt Nam vẫn đang trong giai đoạn hoàn thiện việc xây dựng Đề án chuyển Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia thành Công ty Trách nhiệm hữu hạn một thành

viên, hạch toán độc lập trong Tập đoàn Điện lực Việt Nam để trình Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp báo cáo Thủ tướng Chính phủ xem xét phê duyệt. Tiến độ xây dựng và thực hiện Đề án chuyển đổi Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia thành đơn vị hạch toán độc lập thuộc Bộ Công thương cần bảo đảm đồng bộ với quá trình hoàn thiện thị trường bán buôn điện cạnh tranh cũng như việc hình thành của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

Xây dựng phương án và triển khai thực hiện việc chuyển Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện thành đơn vị hoàn toàn độc lập về nhân sự, pháp lý, tài chính, không chung lợi ích với bên bán điện và bên mua điện, do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ (theo quy định tại Quyết định số 168/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ).

Việc chuyển đổi Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia thành Công ty Trách nhiệm hữu hạn một thành viên, hạch toán độc lập trong Bộ Công Thương cần phải hoàn thành trước khi thực hiện Giai đoạn 2 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện hoặc càng sớm càng tốt.

3.3.3. Tăng cường quản lý, giám sát thị trường điện cạnh tranh

Để không ngừng nâng cao chất lượng, hiệu quả hoạt động của thị trường, Bộ Công Thương, trực tiếp là các cơ quan quản lý chuyên trách thị trường điện, cần tiếp tục đẩy mạnh việc minh bạch hóa về giá điện, đặc biệt là các thành phần cấu thành giá điện (chi phí phát điện, truyền tải điện, phân phối điện, các chi phí khác...). Trong đó, các mức giá chi phí dịch vụ mang tính độc quyền tự nhiên (truyền tải điện, phân phối điện, vận hành hệ thống điện và thị trường điện...) cần xác định một cách minh bạch, và mang tính dài hạn (ví dụ: Cho chu kỳ 05 năm, trong đó xem xét điều chỉnh cập nhật hàng năm) để các đơn vị tham gia thị trường, các nhà đầu tư có thông số và cái nhìn dài hạn khi tham gia vào thị trường điện.

Rà soát và xóa bỏ tình trạng bù chéo giữa các nhóm khách hàng, cũng như bù giá trong giá bán lẻ điện. Các cơ chế, chính sách hỗ trợ của nhà nước cần được tách bạch rõ ràng, độc lập với giá bán lẻ điện; khi đó mức giá điện sẽ hoàn toàn phản ánh đúng chi phí đầu vào theo đúng nguyên tắc thị trường cạnh tranh. Về vấn đề này, Bộ Công Thương đang triển khai thực hiện sửa đổi Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg ngày 07 tháng 4 năm 2014 của Thủ tướng Chính phủ quy định về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện, trong đó trước mắt tập trung nghiên cứu cải tiến biểu giá bán lẻ điện cho sinh hoạt theo hướng giảm bớt số bậc, thu hẹp biểu giá bán lẻ điện với số bậc phù hợp với chênh lệch hợp lý giá điện cho các bậc. Đối với các nhóm khách hàng khác sẽ được Bộ Công Thương chỉ đạo EVN nghiên cứu thận trọng, phù hợp, theo đó tập trung nghiên cứu, xây dựng giá bán điện 2 thành phần gồm giá công suất và giá điện năng để áp dụng thí điểm trước khi thực hiện cải tiến tổng thể biểu giá bán lẻ điện.

Xử lý khoản chi phí phát sinh do chênh lệch tỷ giá (hiện tại đang bị “treo”, chưa được tính vào giá bán lẻ điện) trước khi chuyển đổi hoàn toàn sang thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Đây là yêu cầu cần thiết, vì khi đã chuyển sang cạnh tranh bán lẻ

điện (giá điện theo thỏa thuận giữa đơn vị bán lẻ và khách hàng sử dụng điện) thì rất khó để can thiệp, đưa các khoản chi phí này vào giá bán lẻ điện.

3.3.4. Đầu tư, nâng cấp phát triển cơ sở hạ tầng phục vụ thị trường điện

3.3.4.1. Hoàn chỉnh cơ sở hạ tầng phục vụ thị trường bán buôn điện

Để đáp ứng thị trường bán buôn điện hoàn chỉnh và dài hạn, Bộ Công Thương đã ban hành Quyết định số 2760/QĐ-BCT ngày 30 tháng 6 năm 2016 phê duyệt thiết kế tổng thể phê duyệt thiết kế tổng thể cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin phục vụ vận hành và giám sát hoạt động của thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Hiện EVN đang triển khai thực hiện dự án đầu tư, xây dựng hệ thống cơ sở hạ tầng CNTT này. Khi hệ thống hạ tầng CNTT này đi vào vận hành sẽ tạo điều kiện để triển khai vận hành thị trường bán buôn điện theo đúng thiết kế hoàn chỉnh vào dài hạn, trong đó tập trung vào các vấn đề:

Rút ngắn chu kỳ giao dịch, rút ngắn chu kỳ chào giá trên thị trường giao ngay, để các giao dịch mua bán điện được thực hiện linh hoạt hơn, phù hợp với các biến động trong thời gian thực;

Mô phỏng được toàn bộ lưới truyền tải điện, tạo điều kiện nghiên cứu chuyển đổi sang cơ chế định giá cho nút giao dịch trên thị trường bán buôn điện;

Hỗ trợ tính toán đồng tối ưu giữa điện năng và dịch vụ điều chỉnh tần số hệ thống điện;

Các hệ thống được tích hợp, đồng bộ với nhau đảm bảo việc chuyển đổi dữ liệu/thông tin một cách tự động giữa các hệ thống giảm thiểu các thao tác bằng tay, rút ngắn quá trình tính toán, truyền lệnh...

Vấn đề này cần xử lý trước khi triển khai Giai đoạn 3 – Kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện.

3.3.4.2. Phát triển cơ sở hạ tầng cho thị trường bán lẻ điện

Sự hình thành và phát triển của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh dẫn đến việc tăng trưởng nhanh về các loại hình cũng như khối lượng giao dịch trong hoạt động bán lẻ điện, chu kỳ giao dịch/thanh toán cũng thay đổi, rút ngắn tùy theo thỏa thuận giữa các bên. Để đảm bảo các giao dịch được diễn ra liên tục, thông suốt, cần có sự hỗ trợ từ các ứng dụng công nghệ thông tin phục vụ trao đổi thông tin kịp thời giữa các bên, thu thập số lượng lớn các số liệu đo đếm, ứng dụng chữ ký số, giao dịch điện tử, thanh toán trực tuyến...

Vì vậy, để hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh tại Việt Nam cần hoàn thiện cơ sở hạ tầng hệ thống điện, cụ thể như sau:

- Tiếp tục củng cố hệ thống SCADA/DMS, hệ thống đo đếm từ xa cho lưới điện phân phối được đầu tư hoàn chỉnh đáp ứng yêu cầu của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh;

- Tiếp tục hoàn thiện hệ thống thông tin phục vụ quản lý vận hành thị trường

điện được trang bị phù hợp, đáp ứng yêu cầu của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

Để tạo điều kiện thuận lợi cho khách hàng sử dụng điện trong quá trình lựa chọn, thay đổi đơn vị bán lẻ điện, cần xây dựng các nền tảng sau đây:

- Website tổng hợp, cập nhật tất cả các gói bán điện của đơn vị bán lẻ; tạo điều kiện cho khách hàng có thể tìm hiểu đầy đủ thông tin cũng như so sánh đánh giá giữa các gói bán điện của các đơn vị bán lẻ trong vùng để có lựa chọn phù hợp. Các đơn vị bán lẻ điện có nghĩa vụ bắt buộc phải đăng công khai thông tin về các gói cước tiền điện lên website nêu trên. Website này được vận hành bởi 01 đơn vị độc lập (thường là cơ quan điều tiết hoặc Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện).

- Cơ sở dữ liệu trung tâm về khách hàng sử dụng điện: Quản lý thông tin về mã định danh của khách hàng, mã công-tơ đo đếm của khách hàng, mã định danh đơn vị bán lẻ điện đang cung cấp điện cho khách hàng. Mỗi khách hàng sử dụng điện đều có mã định danh riêng gắn liền với 01 công-tơ đo đếm. Điều này sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho công tác quản lý, cập nhật thông tin khi khách hàng sử dụng điện chuyển đổi sang đơn vị bán lẻ điện khác (trong khi vẫn giữ nguyên công-tơ đo đếm) - tương tự như cơ chế chuyển mạng di động giữ nguyên số điện thoại trong ngành viễn thông.

3.3.4.3. Xây dựng cơ sở hạ tầng phục vụ thị trường dịch vụ phụ trợ

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy việc cung cấp dịch vụ phụ trợ thường được thị trường hoá hoặc đồng tối ưu với thị trường năng lượng. Tuy nhiên, để tổ chức triển khai thực hiện, cần nâng cấp hạ tầng vận hành hệ thống điện và thị trường điện đồng bộ và đầu tư về nguồn lực kinh tế. Với chức năng tổ chức, quản lý và điều hành các hoạt động phát điện, truyền tải điện, phân phối điện, bán buôn và bán lẻ điện để đảm bảo cung cấp điện an toàn, ổn định, liên tục và đạt chất lượng cao, đáp ứng nhu cầu sử dụng điện, phục vụ phát triển kinh tế - xã hội, EVN cần tiếp tục tính toán, xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ, chỉ đạo các nhà máy trực thuộc và báo cáo Cục Điều tiết Điện lực yêu cầu các nhà máy ngoài Tập đoàn có giải pháp kỹ thuật để cải thiện khả năng, hạ tầng đáp ứng yêu cầu điều chỉnh tần số thứ cấp tại đơn vị.

3.3.5. Các giải pháp hỗ trợ phát triển thị trường

3.3.5.1. Khuyến khích các đơn vị sản xuất, kinh doanh điện tham gia cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA)

Tiếp tục triển khai công văn số 10124/VPCP- CN của Chính phủ, ngày 02/12/2020 phê duyệt Chương trình thí điểm cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện theo đề nghị của Bộ Công thương tại văn bản số 92/BC- BCT ngày 09/10/2020. Theo đó, Chính phủ đề nghị Bộ Công thương chịu trách nhiệm thống nhất với các Bộ gồm Bộ Tài chính và Bộ Tư pháp về các nội dung liên quan đến hợp đồng kỳ hạn dạng chênh lệch (CFD) và hình thức văn bản đối với chương trình thí điểm cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA), đảm bảo theo đúng quy định của pháp luật.

Theo cơ chế, khách hàng sử dụng điện được sẽ có quyền trực tiếp ký kết hợp

đồng, thỏa thuận giá điện mua điện với đơn vị phát điện năng lượng tái tạo mà không cần phải qua EVN. Và ở chiều ngược lại, bên bán (nhà đầu tư phát triển dự án) tham gia cơ chế DPPA có thể dự báo được doanh thu trong dài hạn nhờ chủ động được thông tin phần lớn hoặc toàn bộ sản lượng điện sản xuất sẽ chắc chắn được mua bởi một khách hàng có uy tín cao với giá bán điện được cố định trong dài hạn. Từ đó giúp nhà đầu tư hoặc các đơn vị phát triển dự án có thể giảm thiểu tối đa về rủi ro tài chính và dễ dàng hơn trong tiếp cận các dòng tiền có hạn để thực hiện phát triển dự án.

Như vậy, theo cơ chế này sắp tới khách hàng sử dụng điện được sẽ có quyền trực tiếp ký kết hợp đồng, thỏa thuận giá điện mua điện với đơn vị phát điện Năng lượng tái tạo mà không cần phải qua EVN.

3.3.5.2. Phát triển nhân lực cho thị trường bán lẻ điện

Các cơ chế về thị trường bán lẻ điện cạnh tranh là những vấn đề rất mới đối với Việt Nam. Để hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, đơn vị tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh phải có đội ngũ cán bộ, công nhân viên được đào tạo chuyên môn, nghiệp vụ; trang bị hệ thống cơ sở hạ tầng cần thiết đáp ứng các yêu cầu của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Trong đó, nhu cầu đào tạo nhân lực sẽ tập trung chủ yếu cho 02 đối tượng chính là đơn vị bán lẻ điện và khách hàng sử dụng điện:

- Đối với đơn vị bán lẻ điện: Về cơ bản cần bố trí đủ nhân sự để thực hiện các giao dịch trong thị trường bán buôn điện và thị trường bán lẻ điện, bao gồm: Dự báo phụ tải, quản lý rủi ro trên thị trường điện, đàm phán ký kết hợp đồng, quản lý và thực hiện các giao dịch mua điện trên thị trường giao ngay, quản lý và chăm sóc khách hàng, xây dựng các gói cước tiền điện và chiến lược kinh doanh bán lẻ điện phù hợp.... Đây là đối tượng sẽ có nhiều thay đổi, và cần thực hiện nhiều chức năng mới trong thị trường lẻ điện, do vậy cũng sẽ đòi hỏi cao về nguồn nhân lực.

- Đối với khách hàng sử dụng điện: cần cập nhật, nắm bắt đầy đủ thông tin về lộ trình của thị trường bán lẻ điện; nắm vững quyền lợi trong việc được thay đổi lựa chọn đơn vị bán lẻ điện, cũng như các trình tự thủ tục thực hiện, các quyền lợi và nghĩa vụ theo hợp đồng mua bán điện đã ký kết. Theo kinh nghiệm quốc tế, khi vận hành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (đặc biệt là trong giai đoạn đầu), cần thiết phải thực hiện tuyên truyền, phổ biến cho khách hàng sử dụng điện về các nội dung này để khách hàng kịp thời nắm bắt được đầy đủ thông tin, tạo điều kiện thuận lợi trong quá trình triển khai thực hiện.

3.3.5.3. Các giải pháp hỗ trợ khác

Phát triển công cụ hỗ trợ khách hàng lựa chọn đơn vị bán lẻ điện: Hình thành và vận hành các công cụ (trang website...) tổng hợp, cập nhật các gói bán điện của đơn vị bán lẻ; tạo điều kiện cho khách hàng có thể tìm hiểu đầy đủ thông tin cũng như so sánh đánh giá giữa các gói bán điện của các đơn vị bán lẻ trong vùng để có lựa chọn phù hợp.

Cung cấp nhiều lựa chọn cho khách hàng: Các khách hàng sử dụng điện đủ điều

kiện tham gia thị trường điện được quyền lựa chọn đơn vị bán lẻ điện phù hợp với yêu cầu. Đơn vị bán lẻ điện và khách hàng sử dụng điện sẽ ký kết hợp đồng mua điện, trong đó thống nhất về mức giá điện bán lẻ, các điều khoản khác về việc cung cấp điện, thanh toán tiền điện.

Các gói cước tiền điện dưới nhiều hình thức khác sau (tương tự như dịch vụ viễn thông) được các đơn vị bán lẻ điện chủ động đưa ra để khách hàng có nhiều lựa chọn. Điều này sẽ làm đa dạng hoá các loại hình sản phẩm trong thị trường bán lẻ điện, cũng như tăng quyền lựa chọn cho khách hàng sử dụng điện.

Duy trì các đơn vị bán lẻ điện mặc định để bán điện cho các khách hàng không tham gia thị trường, hoặc tiếp nhận các khách hàng sử dụng điện từ các đơn vị bán lẻ điện khác bị phá sản/dừng hoạt động kinh doanh. Giá bán điện của các đơn vị bán lẻ điện mặc định cho khách hàng sử dụng điện sẽ do cơ quan nhà nước có thẩm quyền quy định, đảm bảo thu hồi đầy đủ các chi phí.

Bảo lãnh thanh toán: Các đơn vị bán lẻ điện khi tham gia mua buôn điện trên thị trường giao ngay đều phải đáp ứng yêu cầu về bảo lãnh thanh toán, đảm bảo việc thanh toán trên thị trường giao ngay thông qua Đơn vị vận hành thị trường điện được thực hiện liên tục, đầy đủ.

Tùy theo đối tượng, chiến lược kinh doanh cụ thể, các đơn vị bán lẻ điện có thể yêu cầu khách hàng sử dụng điện thực hiện đặt cọc tiền điện, hoặc có hình thức bảo lãnh thanh toán tương đương.

Kinh nghiệm tại Úc cũng cho thấy, nếu có sự khác biệt lớn về chu kỳ thu tiền từ khách hàng sử dụng điện với chu kỳ thanh toán trên thị trường giao ngay, đơn vị bán lẻ điện cần có đủ năng lực tài chính (vốn lưu động) để đảm bảo về dòng tiền của đơn vị khi tham gia cạnh tranh bán lẻ điện.

Kết luận chương 3

Trên cơ sở nghiên cứu một số vấn đề lý luận, kinh nghiệm thực tiễn về phát triển TTD cạnh tranh ở một số nước, những vấn đề đặt ra trong thực trạng phát triển TTD tại Việt Nam, căn cứ vào quan điểm và định hướng phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam đến năm 2030 và tầm nhìn 2035, luận án đã đề xuất một số khuyến nghị nhằm đẩy mạnh lộ trình xây dựng và phát triển TTD cạnh tranh tại Việt Nam, hướng tới mục tiêu xây dựng một thị trường điện Việt Nam minh bạch, hiệu quả. Một số khuyến nghị chính được đề xuất là: Hoàn thiện cơ chế, chính sách phát triển thị trường điện cạnh tranh; Xoá bỏ bù chéo và tách độc lập các khoản trợ giá điện; Cải cách giá điện hiện tại theo lộ trình để chuyển đổi sang cạnh tranh bán lẻ điện; Xây dựng và hoàn thiện các cơ chế hỗ trợ vận hành thị trường giao ngay; Tái cơ cấu ngành điện phù hợp với yêu cầu thị trường bán lẻ điện; Hình thành đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện độc lập; Nâng cấp, hoàn chỉnh cơ sở hạ tầng CNTT phục vụ thị trường...

KẾT LUẬN

Với nguồn thông tin thứ cấp, sơ cấp đảm bảo độ tin cậy và các phương pháp nghiên cứu phù hợp, luận án đã hoàn thành được các mục tiêu, nhiệm vụ và trả lời được các câu hỏi nghiên cứu đặt ra. Cụ thể:

1. Qua tổng quan hơn 40 công trình nghiên cứu trên thế giới và trong nước liên quan đến phát triển TTD và phát triển TTD cạnh tranh, quản lý nhà nước đối với phát triển thị trường điện có thể khẳng định: phát triển thị trường điện cạnh tranh là yêu cầu cần thiết đối với các quốc gia phát triển nền kinh tế theo cơ chế thị trường. Trên cơ sở đó, luận án đã chỉ ra những “khoảng trống nghiên cứu” của các công trình đã công bố tạo cơ sở cho việc xác định nội dung, phạm vi, phương pháp nghiên cứu đề tài luận án.

2. Luận án đã hệ thống hóa, phát triển và làm sáng tỏ thêm các vấn đề lý luận về phát triển thị trường điện cạnh tranh, các bộ phận của thị trường điện cạnh tranh, các giai đoạn phát triển của TTD, các tiêu chí đánh giá sự phát triển và các yếu tố quản lý nhà nước tác động đến phát triển thị trường điện cạnh tranh. Trên cơ sở nghiên cứu kinh nghiệm phát triển thị trường điện cạnh tranh của một số quốc gia phát triển, các quốc gia có điều kiện tương đồng với Việt Nam, luận án đã rút ra bài học bài học về cơ chế, chính sách quản lý nhà nước đối với TTD cạnh tranh, về đảm bảo tính liên thông giữa các thị trường điện, về phát triển thị trường điện bán lẻ cạnh tranh... có thể tham khảo trong quá trình xây dựng và phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam.

3. Trên cơ sở phân tích đánh giá thực trạng phát triển và một số yếu tố quản lý nhà nước tác động đến phát triển TTD cạnh tranh ở Việt Nam trong giai đoạn từ năm 2012 đến năm 2023, Luận án đã chỉ ra một số hạn chế - những vấn đề đặt ra đối với sự phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam. Đó là: (i) Cơ chế giá điện chưa hợp lý, không phản ánh đúng chi phí biên của hệ thống, không khuyến khích nhà đầu tư; (ii) Quy định TTD và các quy định liên quan chưa đáp ứng kịp thay đổi trong vận hành tỷ trọng nguồn NLTT tăng cao; (iii) Tốc độ tăng trưởng phụ tải luôn ở mức cao, trong khi đó các nguồn mới vào không tương ứng với tăng trưởng phụ tải và nguy cơ mất cân bằng cung cầu; (iv) Chưa tách bạch chi phí khâu phân phối điện và khâu kinh doanh bán lẻ điện; (v) Hạ tầng CNTT phục vụ vận hành HTĐ và TTD vẫn rời rạc và cục bộ; (vi) Cơ chế hợp đồng trong TTD còn nhiều vướng mắc; (vii) Thị trường chưa thực sự chuyển đổi sang cơ chế thị trường bán buôn; (viii) Vướng mắc trong công tác đánh giá, giám sát và hậu kiểm vận hành thị trường điện.

4. Luận án đề xuất một số giải pháp nhằm đẩy mạnh lộ trình xây dựng và phát triển TTD cạnh tranh tại Việt Nam, hướng tới mục tiêu xây dựng một thị trường điện Việt Nam minh bạch, hiệu quả. Một số giải pháp chính được đề xuất là: Hoàn thiện cơ chế, chính sách phát triển thị trường điện cạnh tranh; Xoá bỏ bù chéo và tách độc lập các khoản trợ giá điện; Cải cách giá điện hiện tại theo lộ trình để chuyển đổi sang

cạnh tranh bán lẻ điện; Xây dựng và hoàn thiện các cơ chế hỗ trợ vận hành thị trường giao ngay; Tái cơ cấu ngành điện phù hợp với yêu cầu thị trường bán lẻ điện; Hình thành đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện độc lập; Tăng cường quản lý, giám sát thị trường; Nâng cấp, hoàn chỉnh cơ sở hạ tầng CNTT phục vụ thị trường...

Với những kết quả đạt được nêu trên, theo NCS, luận án có những đóng góp mới về giá trị khoa học và thực tiễn, đó là: Phát triển một số vấn đề lý luận về TTĐ cạnh tranh và QLNN với phát triển TTĐ cạnh tranh tại Việt Nam; Là tài liệu tham khảo tốt cho các nhà hoạch định chính sách nhà nước và quản lý kinh tế ở doanh nghiệp điện nói chung, EVN nói riêng.

Hạn chế của luận án:

Bên cạnh những kết quả đạt được, “Phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam” là đề tài nghiên cứu có phạm vi rất rộng, liên quan đến nhiều chủ thể và lĩnh vực hoạt động nên việc thu thập thông tin sơ cấp qua phỏng vấn và khảo sát chưa được triển khai trên diện rộng. Vì vậy, một số vấn đề nghiên cứu chưa được giải quyết một cách cụ thể, chi tiết. Bên cạnh đó, luận án được nghiên cứu chủ yếu dựa vào phương pháp định tính, chưa sử dụng các mô hình toán để kiểm định chiều hướng và mức độ tác động của các yếu tố đến sự phát triển của thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam. Những hạn chế nêu trên, nghiên cứu sinh sẽ tiếp tục nghiên cứu trong các đề tài/dự án tiếp theo khi điều kiện cho phép.

DANH MỤC BÀI BÁO CÔNG BỐ KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU ĐỀ TÀI LUẬN ÁN

1. Lê Hồng Lâm, **Đinh Xuân Bách**, Ngô Văn Dưỡng (2020), “Nghiên cứu mô hình mô phỏng quy luật vận hành cho các nhà máy nhiệt điện trong thị trường”. Tạp chí Khoa học và Công nghệ, Đại học Đà Nẵng (Vol. 18, No. 3, 2020). Đồng tác giả.
2. Đinh Xuân Bách (2023), “Phát triển thị trường dịch vụ phụ trợ cho hệ thống điện Việt Nam khi tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo tăng cao”. Tạp chí Khoa học Thương Mại, Đại học Thương mại (Số 174/2023, trang 25-36). Tác giả.
3. Le Hong Lam, **Đinh Xuan Bach** (2023), “Uniform purchasing price approach for Vietnam wholesale electricity market: modelling and discussing”. International Journal of Electrical Power and Energy Systems (148 (2023) 109012). Co-author.
4. Đinh Xuân Bách (2023), “Cơ chế tham gia thị trường điện của các nhà máy điện BOT tại thị trường điện Việt Nam: Những vấn đề đặt ra và giải pháp”. Tạp chí Kinh tế và Dự báo (Số 30 tháng 10/2023, trang 226-229). Tác giả.
5. Dinh Xuan Bach (2023), “The Potential of Carbon Credits Market in Vietnam Electricity Market: Research and Proposal”. International Journal of Advanced Multidisciplinary Research and Studies (Volume 3, Issue 6, 2023). Author.
6. The synchronization of the electricity market in the energy market

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Tài liệu Tiếng Việt

1. “Cục điều tiết điện lực.” <http://www.erav.vn/d4/van-ban/Nghi-dinh-quy-dinh-chi-tiet-thi-hanh-mot-so-dieu-cua-Luat-Dien-luc-va-Luat-sua-doi-bo-sung-mot-so-dieu-cua-Luat-Dien-luc-1-721.aspx> (accessed Dec. 16, 2022).
2. *Báo cáo tổng kết tình hình 10 năm vận hành thị trường điện giai đoạn 2012-2022 - Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia.*
3. *Báo cáo tổng kết vận hành Hệ thống điện năm 2022 - Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia.*
4. Bộ Công Thương (2009), Quyết định số: 6713/QĐ-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2009, phê duyệt thiết kế thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam, chủ biên.
5. Bộ Công Thương (2014), Quyết định số: 6463/QĐ-BCT ngày 22 tháng 7 năm 2014, Phê duyệt thiết kế tổng thể thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam, chủ biên.
6. Bộ Công Thương (2015), Quyết định số: 8266/QĐ-BCT ngày 10 tháng 08 năm 2015, phê duyệt thiết kế chi tiết thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam, chủ biên.
7. Bộ Công Thương (2019), Thông tư số: 24/2019/TT-BCT ngày 14 tháng 11 năm 2019, Sửa đổi, bổ sung một số điều của thông tư số 45/2018/tt-bct ngày 15 tháng 11 năm 2018 của bộ trưởng bộ công thương quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và sửa đổi, bổ sung một số điều của thông tư số 56/2014/tt-bct ngày 19 tháng 12 năm 2014 của bộ trưởng bộ công thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện, chủ biên.
8. ThS. Nguyễn Anh Tuấn - Cục trưởng Cục Quản lý Giá (Bộ Tài chính), "Tăng cường hiệu quả quản lý nhà nước về giá điện ở Việt Nam".
9. Cục điều tiết điện lực, truy cập ngày, tại trang web <https://www.erav.vn/d4/news/Thi-truong-dien-tai-Singapore-3-37.aspx>.
10. Đinh Văn Tuyên (2014), *Phát triển thị trường hỗ trợ kinh doanh cho các doanh nghiệp một số tỉnh miền Trung, Việt Nam.*
11. Lê Nguyễn Diệu Anh (2020), *Phát triển thương mại theo hướng bền vững ở Việt Nam trong bối cảnh hội nhập quốc tế.*
12. Nguyễn Hoài Nam (2018), *Phát triển thị trường điện lực tại Việt Nam.*
13. Nguyễn Thủy (2022), *10 năm vận hành thị trường điện cạnh tranh*, Tập đoàn điện lực Việt Nam, truy cập ngày, tại trang web <https://www.evn.com.vn/d6/news/-10-nam-van-hanh-thi-truong-dien-can-h-tranh-6-12-30801.aspx>.

14. Quốc hội (2004), Luật Điện Lực 2004 số 28/2004/QH11 ngày 3 tháng 12 năm 2004, Căn cứ vào Hiến pháp nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam năm 1992 đã được sửa đổi, bổ sung theo Nghị quyết số 51/2001/QH10 ngày 25 tháng 12 năm 2001 của Quốc hội khoá X, kỳ họp thứ 10, chủ biên.
15. *Thị trường bán lẻ điện Singapore, kinh nghiệm nào cho Việt Nam?* (2019), truy cập ngày, tại trang.
16. Trần Đăng Khoa (2018), *Năng lực và hiệu quả của thị trường tại Thị trường phát điện cạnh tranh tại Việt Nam*, Tạp chí quốc tế về kinh tế và chính sách năng lượng.
17. TS. Nguyễn Thành Sơn, "Thị trường điện và những bất cập trong quản lý Nhà nước".
18. TS. Nguyễn Thành Sơn, "Vai trò quản lý nhà nước về Thị trường điện Việt Nam".
19. *Vận hành Hệ thống điện và Thị trường điện Việt Nam 2022 - Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia.*

Tài liệu Tiếng Anh

20. "EMA | Overview of Singapore's Electricity Market." https://www.ema.gov.sg/electricity_market_overview.aspx (accessed Dec. 16, 2022).
21. Mohamed H Albadi và Ehab F El-Saadany (2008), "A summary of demand response in electricity markets", *Electric power systems research*. 78(11), tr. 1989-1996.
22. Giancarlo Aquila và các cộng sự. (2017), "Wind power feasibility analysis under uncertainty in the Brazilian electricity market", *Energy Economics*. 65, tr. 127-136.
23. S Arango-Aramburo, JP Ríos-Ocampo và ER Larsen (2020), "Examining the decreasing share of renewable energy amid growing thermal capacity: The case of South America", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 119, tr. 109648.
24. Santiago Arango-Aramburo, Sebastián Bernal-García và Erik R Larsen (2021), "Renewable energy sources and the cycles in deregulated electricity markets", *Energy*. 223, tr. 120058.
25. Santiago Arango-Aramburo và các cộng sự. (2019), "Climate impacts on hydropower in Colombia: A multi-model assessment of power sector adaptation pathways", *Energy Policy*. 128, tr. 179-188.
26. Uwe Arnold và Özgür Yildiz (2015), "Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures—A Monte Carlo Simulation approach", *Renewable energy*. 77, tr. 227-239.

27. Poria Astero và Bong Jun Choi (2016), "Electrical market management considering power system constraints in smart distribution grids", *Energies*. 9(6), tr. 405.
28. Mohammad Ali Motafakker Azad, Mohsen Pourebadollahan Covich và Sakineh Sojoodi (2015), "The impact of electricity competitive market establishment on technical efficiency of thermal power plants in Iran", *International Journal of Energy Economics and Policy*. 5(4), tr. 1010-1015.
29. Shahab Bahrami và M Hadi Amini (2018), "A decentralized trading algorithm for an electricity market with generation uncertainty", *Applied energy*. 218, tr. 520-532.
30. Jay Barney (1991), "Firm resources and sustained competitive advantage", *Journal of management*. 17(1), tr. 99-120.
31. Hans Baumgartner và Jan-Benedict EM Steenkamp (1996), "Exploratory consumer buying behavior: Conceptualization and measurement", *International journal of Research in marketing*. 13(2), tr. 121-137.
32. Ranajoy Bhattacharyya và Amrita Ganguly (2017), "Cross subsidy removal in electricity pricing in India", *Energy policy*. 100, tr. 181-190.
33. Marius Buchmann (2017), "Governance of data and information management in smart distribution grids: Increase efficiency by balancing coordination and competition", *Utilities Policy*. 44, tr. 63-72.
34. Paul J Burke và Sandra Kurniawati (2018), "Electricity subsidy reform in Indonesia: Demand-side effects on electricity use", *Energy Policy*. 116, tr. 410-421.
35. Peter Cramton (2017), "Electricity market design", *Oxford Review of Economic Policy*. 33(4), tr. 589-612.
36. Goran Strbac Daniel Kirschen (2004), *Fundamentals of Power System Economics*.
37. Goran Strbac Daniel S. Kirschen (2018), *Fundamentals of Power System Economics, 2nd Edition*.
38. Christophe Defeuilley (2009), "Retail competition in electricity markets", *Energy Policy*. 37(2), tr. 377-386.
39. Nima Norouzi and Maryam Fani (2021), "Monopoly and competition in the energy market: A legal analysis", *Global Journal of Business Management*. 15 (2)(2736-1721), tr. 001- 007.
40. Mohammad Ali Fotouhi Ghazvini và các cộng sự. (2019), "Liberalization and customer behavior in the Portuguese residential retail electricity market", *Utilities Policy*. 59, tr. 100919.
41. GP Girish và S Vijayalakshmi (2013), "Determinants of electricity price in competitive power market", *International Journal of Business and Management*. 8(21), tr. 70.

42. Nazim Hajiyev (2021), "Oligopoly trends in energy markets: Causes, crisis of competition, and sectoral development strategies", *International Journal of Energy Economics and Policy*.
43. ADAM HAYES (2023), *Barriers to Entry: Understanding What Limits Competition*, Investopedia, truy cập ngày 14-2023, tại trang web <https://www.investopedia.com/terms/b/barrierstoentry.asp#:~:text=Barriers%20to%20entry%20is%20an,easily%20entering%20a%20business%20sector.>
44. Stefan Höhne và Victor Tiberius (2020), "Powered by blockchain: Forecasting blockchain use in the electricity market", *International Journal of Energy Sector Management*. 14(6), tr. 1221-1238.
45. Pär Holmberg và Robert A Ritz (2020), "Optimal capacity mechanisms for competitive electricity markets", *The Energy Journal*. 41(Special Issue), tr. 30-60.
46. Qiang Ji, Jianping Li và Xiaolei Sun (2019), *New challenge and research development in global energy financialization*, chủ biên, Taylor & Francis, tr. 2669-2672.
47. Junghun Kim, Stephen Youngjun Park và Jongsu Lee (2018), "Do people really want renewable energy? Who wants renewable energy?: Discrete choice model of reference-dependent preference in South Korea", *Energy Policy*. 120, tr. 761-770.
48. Kyungha Kim và các cộng sự. (2023), "Public preferences and increasing acceptance of time-varying electricity pricing for demand side management in South Korea", *Energy Economics*. 119, tr. 106558.
49. Corinna Klessmann, Christian Nabe và Karsten Burges (2008), "Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK", *Energy Policy*. 36(10), tr. 3646-3661.
50. Jonghwan Kwon và các cộng sự. (2023), "The impact of market design and clean energy incentives on strategic generation investments and resource adequacy in low-carbon electricity markets", *Renewable Energy Focus*. 47, tr. 100495.
51. Todd Levin và Audun Botterud (2015), "Electricity market design for generator revenue sufficiency with increased variable generation", *Energy Policy*. 87, tr. 392-406.
52. Pankaj M Madhani (2010), "The resource-based view (RBV): issues and perspectives", *PACE, A Journal of Research of Prestige Institute of Management*. 1(1), tr. 43-55.
53. *Michael E. Porter (1980). Competitive Strategy Techniques for analysing industries and competitors. Harvard Business Review.*

54. Michael Milligan và các cộng sự. (2016), "Wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation: Revenue sufficiency and long-term reliability", *The Electricity Journal*. 29(2), tr. 26-38.
55. Catherine Mitchell (2016), "Momentum is increasing towards a flexible electricity system based on renewables", *Nature Energy*. 1(2), tr. 1-6.
56. John von Neumann and Oskar Morgenstern (1944), *Theory of Games and Economic Behavior*, Princeton University Press.
57. Tore Langset and Hege Holte Nielsen (2021), *National Report 2021*.
58. Fatih Cemil Özbuğday, Bilal Öğünlü và Hasan Alma (2016), "The sustainability of Turkish electricity distributors and last-resort electricity suppliers: What did transition from vertically integrated public monopoly to regulated competition with privatized and unbundled firms bring about?", *Utilities Policy*. 39, tr. 50-67.
59. Mustafa Çağrı PEKER và Ayşen SİVRİKAYA (2023), "Problems of the Supply Industry in Wholesale Electricity Markets", *JOEEP: Journal of Emerging Economies and Policy*. 8(1), tr. 1-1.
60. Thao Pham (2019), "Market Power Issues in Liberalized Wholesale Electricity Markets: A Review of the Literature with a Look into the Future", *Revue d'économie politique 2019/3 (Vol. 129)*, tr. 325-354.
61. Marcin Pinczynski và Rafal Kasperowicz (2016), "Overview of electricity market monitoring", *Economics & Sociology*. 9(4), tr. 153.
62. Tiago Pinto và Francisco Falcão-Reis (2019), "Strategic participation in competitive electricity markets: Internal versus sectorial data analysis", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 108, tr. 432-444.
63. Tiago Pinto và các cộng sự. (2015), "Negotiation context analysis in electricity markets", *Energy*. 85, tr. 78-93.
64. Yago Saez và các cộng sự. (2019), "Integration in the European electricity market: A machine learning-based convergence analysis for the Central Western Europe region", *Energy Policy*. 132, tr. 549-566.
65. A Setyadharma và các cộng sự. (2020), "The trade-off between poverty and environmental degradation: evidence from Indonesia", *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, IOP Publishing, tr. 012065.
66. Anurag K Srivastava và các cộng sự. (2011), "Electricity markets: an overview and comparative study", *International Journal of Energy Sector Management*. 5(2), tr. 169-200.
67. *Study on Competition Laws for Developing Economies, (1999). Asia-Pacific Economic Cooperation. APEC Committee on Trade and Investment (CTI)*.
68. Jorge M Uribe, Stephanía Mosquera-López và Montserrat Guillen (2020), "Characterizing electricity market integration in Nord Pool", *Energy*. 208, tr. 118368.

69. Iivo Vehviläinen và Jussi Keppo (2003), "Managing electricity market price risk", *European Journal of Operational Research*. 145(1), tr. 136-147.
70. Frank A Wolak (2022), "Long-term resource adequacy in wholesale electricity markets with significant intermittent renewables", *Environmental and Energy Policy and the Economy*. 3(1), tr. 155-220.
71. Wei Wu và các cộng sự. (2023), "Crossing the cross-subsidy: Evidence from China's electricity sector", *Utilities Policy*. 84, tr. 101640.
72. khotrithucso.com K. T. T. S.-, "Lý thuyết nền kinh tế hỗn hợp của P A Samuelson và ý nghĩa thực tiễn của việc nghiên cứu lý thuyết này đối với Việt Nam." <https://khotrithucso.com/doc/p/ly-thuyet-nen-kinh-te-hon-hop-cua-p-a-samuelson-va-y-nghia-163770> (accessed Dec. 16, 2022).
73. <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem>
74. "AEMO | National Electricity Market (NEM)." <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/about-the-wholesale-electricity-market-wa-wem>.
75. "2020-ERCOT-State-of-the-Market-Report.pdf." Accessed: Dec. 16, 2022. [Online]. Available: <https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2021/06/2020-ERCOT-State-of-the-Market-Report.pdf>

PHỤ LỤC 1:
DANH SÁCH CHUYÊN GIA ĐƯỢC PHÒNG VẤN

STT	Chuyên gia	Chức vụ - Đơn vị công tác
1	TS. Đoàn Văn Bình	Viện Trưởng Viện Khoa học Năng lượng – Viện Hàn Lâm Khoa học và công nghệ Việt Nam
2	TS. Nguyễn Quang Ninh	Phó Viện Trưởng Viện Khoa học năng lượng – Viện Hàn Lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam
3	PGS. TS. Nguyễn Hoàng Long	Nguyên Phó Hiệu trưởng Trường Đại học Thương mại
4	ThS. Nguyễn Quốc Trung	Phó Giám đốc – Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia
5	ThS. Nguyễn Thái Minh	Phó Phòng Điều hành Thị trường điện – Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia
6	ThS. Nguyễn Quang Vinh	Quản lý cấp cao – The Lantau Group (Singapore)
7	ThS. Đinh Tấn Đại	Trưởng phòng Kỹ thuật và An toàn – Công ty CP Thủy điện A Vương
8	ThS. Vũ Văn Thiệp	Ban QLVH&KD Bitexco Power

PHỤ LỤC 2:
CÂU HỎI PHÒNG VẤN CHUYÊN GIA

Phần 1: Thông tin chung

- Họ và tên:
- Học hàm/học vị:
- Chức vụ/đơn vị công tác:

Phần 2: Đánh giá về thành quả 10 năm TTD

Giai đoạn 10 năm từ 2012 – 2022, thị trường điện Việt Nam đã trải qua hai giai đoạn VCGM và sau đó là VWEM theo các thông tư 18/2010/TT-BCT và 45/2018/TT-BCT. Để đánh giá về thành quả đạt được trong 10 năm phát triển thị trường điện Việt Nam, chúng ta cần nhìn lại mục tiêu của thị trường điện theo thiết kế, bao gồm các mục tiêu chính như sau:

- Tạo môi trường công bằng, minh bạch, không phân biệt đối xử giữa các bên tham gia thị trường;
- Thu hút vốn đầu tư vào phát triển ngành điện;
- Đảm bảo hệ thống điện phát triển bền vững và kinh tế.

Rà soát lại giai đoạn 10 năm với các mục tiêu nêu trên, có thể thấy thị trường điện Việt Nam đã đạt được một số thành quả nhất định như sau:

A. Thành quả

Đánh giá của ông/bà về thành quả 10 năm TTD	Điểm¹ (0-10)	Ghi chú
1. Tạo được môi trường công bằng hơn, minh bạch hơn, và không phân biệt đối xử hơn trong khâu phát điện so với mô hình trước đây chưa triển khai thị trường điện		
2. Tạo môi trường thu hút đầu tư vào TTD		
3. Số lượng doanh nghiệp bán buôn, bán lẻ điện trên thị trường điện cạnh tranh tăng cao		
4. Hệ thống điện phát triển đảm bảo tính kinh tế và tối ưu huy động nguồn điện đáp ứng nhu cầu		
5. Hạ tầng thị trường điện có mức tự động hóa cao, liên kết mạnh trong các đơn vị tham gia thị trường, thay đổi hoàn toàn quy trình lập kế hoạch vận hành hệ thống điện.		
6. Các bên đã làm quen với cách vận hành thị trường điện, đạt được kiến thức nhất định về thị trường điện		
7. Giảm thời gian dự báo phụ tải, qua đó giảm được sai số dự báo.		

Đánh giá của ông/bà về thành quả 10 năm TTĐ	Điểm¹ (0-10)	Ghi chú
8. Thành viên tham gia thị trường thực hiện hành vi chào giá, chủ động trong việc đưa ra chiến lược chào giá và lên xuống tổ máy		
9. Hạ tầng công nghệ thị trường điện hoàn thiện làm tăng năng suất lao động, tăng độ sẵn sàng và minh bạch của thị trường		
10. Khả năng đồng bộ hóa và phối hợp giữa các bên liên quan trong điều hành giao dịch thị trường điện đã được tăng lên		

¹: Tính điểm từ 0 (không đồng ý) đến 10 (hoàn toàn đồng ý) với từng nhận định trên

B. Yếu tố tác động đến thành quả của TTĐ trong các năm qua

Thị trường điện Việt Nam trong thời gian tới cần tiếp tục phát triển đảm bảo các mục tiêu đã đề ra. Mặc dù đạt được một số thành quả nhất định, nhưng việc triển khai thị trường điện Việt Nam hiện nay vẫn chưa được hoàn chỉnh và còn một số tồn tại, cụ thể như:

Các yếu tố tác động đến thành quả của TTĐ trong các năm qua	Điểm¹	Ghi chú
1. Tỷ lệ các bên tham gia trực tiếp thị trường còn thấp, khối gián tiếp còn chiếm tỷ trọng lớn khiến giá thị trường điện vẫn còn bị ảnh hưởng bởi các yếu tố chủ quan.		
2. Thị trường bán buôn điện cạnh tranh chưa thực sự vận hành theo mô hình đã đặt ra, chưa có cạnh tranh trong khâu mua điện.		
3. Lượng cung nguồn điện không được bổ sung và ngày càng thiếu trầm trọng, trong khi phụ tải tăng trưởng nhanh theo đà hồi phục kinh tế dẫn đến giảm tính cạnh tranh trong thị trường.		
4. Với mô hình một người mua, chưa đảm bảo được đầy đủ tính công bằng, minh bạch, không phân biệt đối xử với các bên tham gia thị trường khi các đơn vị phát điện không có sự lựa chọn bán điện và thường không có ưu thế trong các đàm phán PPA.		
5. Kinh phí xây dựng thị trường điện lớn, khó thu hút vốn đầu tư, nên khó khăn huy động vốn đầu tư		
6. Tỷ lệ các tổ máy được ưu tiên huy động lớn (như năng lượng tái tạo, khí tự nhiên,...) khiến cho mức độ cạnh tranh giảm.		

Các yếu tố tác động đến thành quả của TTD trong các năm qua	Điểm ¹	Ghi chú
7. Mô hình thị trường còn chưa đa dạng, chưa có thị trường hợp đồng, thị trường dịch vụ phụ trợ, thị trường giao ngay.		
8. Kiến thức về thị trường điện của các bên tham gia thị trường còn chưa đầy đủ.		
9. Giá bán lẻ chưa phản ánh được giá thị trường		
10. Khôi điều độ và vận hành thị trường điện chưa tách ra độc lập với các bên tham gia thị trường		
11. Môi trường đầu tư (thủ tục phức tạp, thiếu quy định, hướng dẫn		

¹: Tính điểm từ 0 (không đồng ý) đến 10 (hoàn toàn đồng ý) với từng nhận định trên

C. Tác động tiềm năng

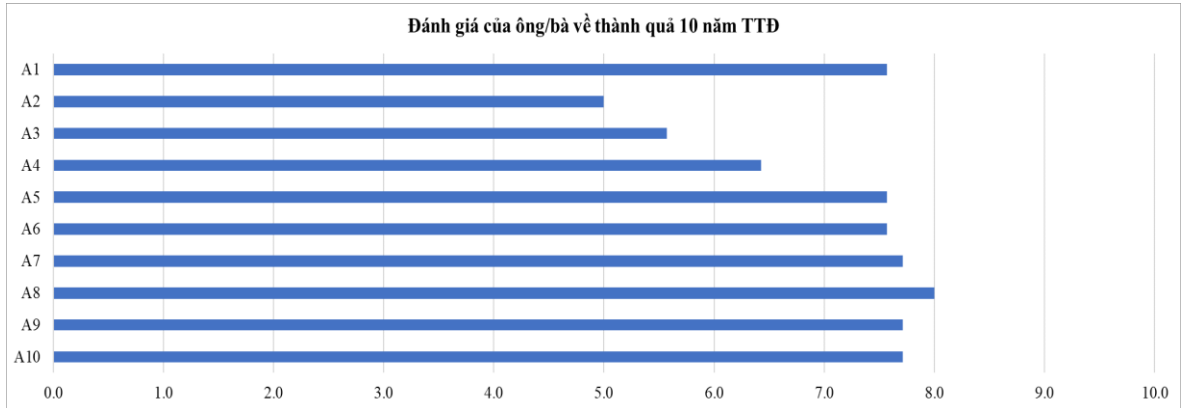
Ông/bà đánh giá thế nào về tác động tiềm năng đến phát triển thị trường điện Việt Nam?

Tác động tiềm năng của QH Điện 8 đến phát triển thị trường điện Việt nam	Điểm ¹	Ghi chú
1. Tổng công suất các nguồn điện tăng, đặc biệt điện từ NLTT cũng gây khó khăn cho điều hành		
2. Hệ thống lưới điện, đặc biệt lưới điện cao áp 500KV sẽ được trải rộng hơn		
3. Tình trạng quá tải, tắc nghẽn có thể giảm		
4. Tổng nhu cầu vốn đầu tư nguồn điện tăng		
5. Nhu cầu về xây dựng, nâng cấp hệ thống đường dây tải điện tăng		
6. Thị trường cạnh tranh cấp độ 2 được triển khai		
7. Có chính sách khuyến khích tư nhân đầu thầu hoặc đầu tư vào truyền tải điện (đặc biệt mức phí phù hợp để DN truyền tải có lãi)		
8. Từng bước có giá bán lẻ tiếp cận với thị trường		

¹: Tính điểm từ 0 (không đồng ý) đến 10 (hoàn toàn đồng ý) với từng nhận định trên

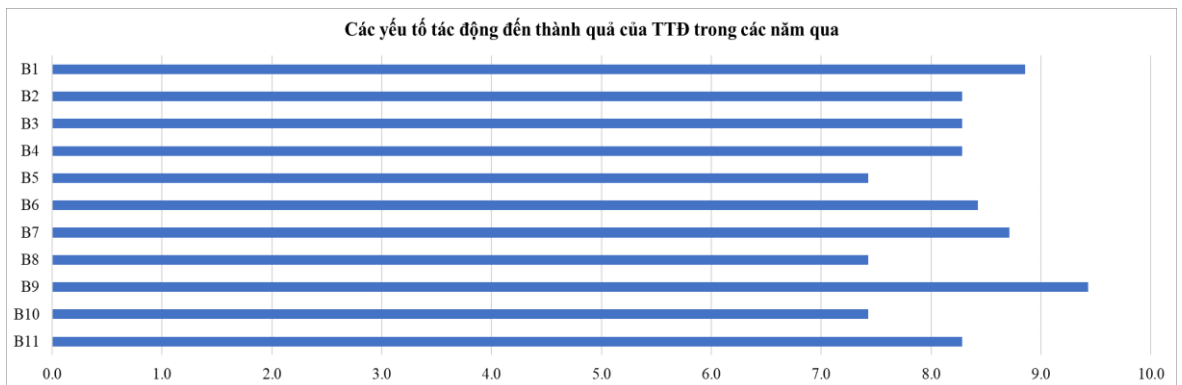
PHỤ LỤC 3: TỔNG HỢP KẾT QUẢ PHỎNG VẤN CHUYÊN GIA

1. Đánh giá về thành quả 10 năm TTD



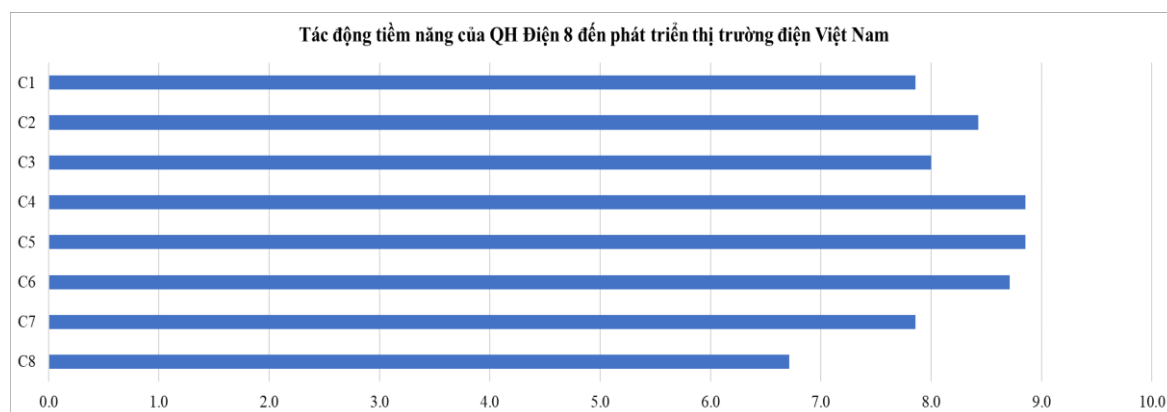
Kết quả khảo sát các chuyên gia cho thấy, thị trường điện Việt Nam đã có bước tiến đáng kể trong việc tạo môi trường công bằng và minh bạch hơn, đặc biệt là khi có nhiều nhà cung cấp và nguồn cung năng lượng đa dạng. Hệ thống điện ngày càng được vận hành theo cơ chế thị trường, nâng cao tính kinh tế và hiệu quả, các thành viên thị trường từng bước nâng cao tính chủ động trong hoạt động kinh doanh. Hạ tầng thị trường điện, hạ tầng kỹ thuật đang dần được hiện đại hóa, dự báo phụ tải ngày càng chính xác và hiệu quả hơn. Đội ngũ cán bộ của các đơn vị được đào tạo chuyên môn nghiệp vụ chuyên sâu giúp sự phối hợp giữa các bên ngày càng nhịp nhàng và thông suốt hơn (các chỉ tiêu từ 7.6/10 điểm trở lên). Tuy nhiên, tín hiệu từ thị trường điện chưa nhiều để vận hành thị trường điện lực bán lẻ (5/10 điểm). Nhiều nỗ lực đã được đưa ra để tạo ra môi trường cạnh tranh hơn trong ngành điện, bao gồm cải thiện khả năng tiếp cận thị trường cho các doanh nghiệp tư nhân và đối tác quốc tế, đặc biệt là đầu tư vào năng lượng tái tạo, tuy nhiên với cơ chế giá FIT, các nguồn NLTT không tham gia thị trường trực tiếp thì tỷ trọng tham gia thị trường điện có xu hướng giảm gây khó khăn cho các bước phát triển thị trường điện tiếp theo (5.6/10 điểm).

2. Các yếu tố tác động đến thành quả của TTD trong các năm qua



Kết quả phỏng vấn từ các chuyên gia cho thấy, về phía nguồn cung, sự thiếu hụt nguồn cung làm giảm cạnh tranh thị trường, thị phần giảm sẽ không phản ánh chính xác chi phí biên phát điện của hệ thống, kinh phí không lớn so với lợi ích TTD mang lại. Sự tăng cường đầu tư vào năng lượng tái tạo, bao gồm gió, mặt trời, và thủy điện nhỏ, đã có ảnh hưởng lớn đến cấu trúc nguồn cung điện và giảm phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch. Tuy nhiên, điều này có thể ảnh hưởng đến giá cả và tính ổn định của hệ thống điện. Mô hình hiện tại chưa đảm bảo công bằng cho các nhà sản xuất, đặc biệt là giữa khối thủy điện và nhiệt điện. Biến động giá năng lượng thế giới, biến động thị trường dầu và khí đốt có thể ảnh hưởng đến giá điện trong nước. Các sự kiện toàn cầu như biến đổi khí hậu, biến động chính trị, hay tình hình an ninh năng lượng cũng có thể tác động. Về phía đơn vị mua điện, tỷ lệ điện năng mua theo giá thị trường điện giao ngay của đơn vị mua buôn điện còn thấp. Về phía quản lý, thị trường thiếu sự hướng dẫn chi tiết và rõ ràng từ phía các cơ quan quản lý, các sản phẩm dịch vụ trên thị trường còn hạn chế. Tuy nhiên vẫn có những tín hiệu tích cực như A0 từng bước tách độc lập (đang nằm trong đề án trình Chính phủ phê duyệt), không chung lợi ích với các thành viên thị trường và đội ngũ cán bộ được đào tạo liên tục để đáp ứng các yêu cầu của thị trường điện. Quy định và chính sách của chính phủ đóng vai trò lớn trong việc hình thành và định hình thị trường điện. Sự ổn định trong quy định và chính sách có thể ảnh hưởng đến quyết định đầu tư của các doanh nghiệp trong ngành

3. Tác động tiềm năng của QH Điện 8 đến phát triển thị trường điện Việt nam



Kết quả phỏng vấn từ các chuyên gia cho thấy, về nguồn điện, hệ thống điện cần có khả năng điều tiết linh hoạt đáp ứng sự biến động của NLTT đặc biệt trong bối cảnh NLTT có xu hướng tăng gây khó khăn cho công tác điều hành. Những nguồn điện có khả năng phát triển mạnh như điện gió ngoài khơi và công nghệ tuabin khí sử dụng LNG có vốn đầu tư lớn. Về lưới điện, các dự án lưới điện 500 kV cần được phát triển trong tương lai, tăng năng lực truyền tải của hệ thống khi phân bổ nguồn điện không đồng đều. Việc tham gia thị trường điện của 5 tổng công ty điện lực thay đổi từng bước trong khâu mua buôn điện, giá bán lẻ điện bị điều tiết bởi các cơ quan quản lý nhà nước. Hệ thống pháp lý cho tư nhân hóa khâu truyền tải còn hạn

ché. Như vậy cùng với sự phát triển đa dạng của loại hình nguồn, quy mô hệ thống điện cần có những giải pháp phát triển thị trường điện lực Việt Nam đáp ứng được sự phát triển kinh tế, xã hội đất nước. Ngoài ra, Chính phủ cần sớm ban hành các quy định liên quan tới phương pháp, trình tự lập và thẩm định khung giá phát điện của các loại hình nguồn điện mới: thủy điện tích năng, pin tích năng, nguồn nhiệt điện linh hoạt, điện gió ngoài khơi. Đồng thời, nghiên cứu về xây dựng lộ trình, cơ chế để các nhà máy điện năng lượng mới, năng lượng tái tạo tham gia thị trường điện.

PHỤ LỤC 4:
PHIẾU KHẢO SÁT ĐỐI VỚI BÊN CUNG ĐIỆN
(Đối tượng khảo sát: Các chủ đầu tư nguồn cung điện)

Tôi là Đinh Xuân Bách, hiện đang thực hiện đề tài nghiên cứu “Phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam”. Để có những thông tin, dữ liệu chính xác nhất thực hiện đề tài nghiên cứu, rất mong Ông/Bà vui lòng cho biết ý kiến đánh giá về các vấn đề được liệt kê tại bảng hỏi dưới đây. Tôi cam kết thông tin, dữ liệu thu thập được chỉ sử dụng cho mục tiêu nghiên cứu.

Xin trân trọng cảm ơn!

PHẦN 1. THÔNG TIN VỀ CÁC CHỦ ĐẦU TƯ

Đã đầu tư Chưa đầu tư

1. Họ và Tên người trả lời: Điện thoại

Địa chỉ Email:

Vị trí công tác:

2. Tên doanh nghiệp (theo đăng ký KD)

3. Số năm thành lập DN:

dưới 3 năm 3-5 năm 6-10 năm 11-20 năm trên 20 năm

4. Loại hình doanh nghiệp:

DN Nhà nước Công ty Cổ phần Công ty TNHH

Công ty tư nhân

Công ty vốn nước ngoài

PHẦN 2. ĐÁNH GIÁ

A. Các câu hỏi đánh giá mức độ quan trọng về các hoạt động và các yếu tố cấu thành thị trường điện (Mức độ quan trọng: 1= không quan trọng; 2= Ít quan trọng; 3=Bình thường; 4= Khá quan trọng; 5=Rất quan trọng)

STT	Phiếu khảo sát các mức độ quan trọng	1	2	3	4	5
1	Đánh giá vai trò của việc huy động vốn đầu tư cho lĩnh vực phát triển nguồn điện?					
2	Đánh giá vai trò của đơn vị làm chính sách để tạo môi trường thu hút đầu tư vào TTĐ Việt Nam?					
3	Đánh giá vai trò của dòng tiền trên thị trường điện Việt Nam?					
4	Đánh giá vai trò của các hoạt động đàm phán phán và ký kết hợp đồng/ thỏa thuận mua bán điện?					
5	Đánh giá vai trò Khung giá bán điện đối với các NĐT để xây dựng kế hoạch đầu tư?					

6	Giải pháp cần thực hiện cải thiện môi trường kinh doanh đầu tư trong lĩnh vực phát điện tại Việt Nam?	Diễn giải:
---	---	------------

B. Các câu hỏi đánh giá mức độ thực hiện (Mức độ thực hiện: 1=Rất không tốt; 2= Không tốt; 3=Bình thường; 4= Khá tốt; 5= Rất tốt)

STT	Phiếu khảo sát mức độ thực hiện	1	2	3	4	5
7	Đánh giá về lộ trình phát triển thị trường điện Việt Nam (bán buôn cạnh tranh, bán lẻ cạnh tranh) hiện tại có phù hợp với nhu cầu phát triển của thực tiễn kinh tế - xã hội không?					
8	Doanh nghiệp của Ông/Bà có dễ dàng tiếp cận các hướng dẫn về thủ tục triển khai dự án không?					
9	Tổng thể chất lượng các hướng dẫn triển khai dự án?					
10	Tính đầy đủ của các hướng dẫn thủ tục đầu tư?					
11	Tính đầy đủ của các hướng dẫn đấu nối?					
12	Tính đầy đủ của các hướng dẫn vận hành dự án?					
13	Tính đầy đủ của các hướng dẫn ký hợp đồng mua bán điện?					
14	Chất lượng công việc của đơn vị điện lực hỗ trợ các thủ tục đấu nối, đóng điện, hợp đồng mua bán điện?					
15	Thực hiện các công việc mua sắm các thiết bị điện chính cho dự án?					
16	Thực tế thực hiện theo lộ trình phát triển thị trường điện Việt Nam?					
17	Công tác vận hành xử lý sự cố trong thời gian thực có đáp ứng được nhu cầu vận hành hiện tại ở mức độ nào?					
18	Chất lượng các website cung cấp dịch vụ điện của EVN liên quan đến thị trường điện (đăng ký tham gia thị trường điện, minh bạch thông tin về thị trường điện...)?					
19	Việc thanh toán tiền điện của thị trường điện có đáp ứng được yêu cầu không?					
20	Khả năng tìm lao động địa phương thực hiện					

	dự án?					
21	Bức xạ trong năm so với kỳ vọng (đối với các dự án điện mặt trời)?					
22	Ý kiến góp ý khác (nếu có)					

C. Các câu hỏi đánh giá mức độ hài lòng (Mức độ hài lòng: 1=Rất không hài lòng; 2= Không hài lòng; 3=Bình thường; 4= Khá hài lòng; 5= Rất hài lòng)

STT	Phiếu khảo sát mức độ hài lòng	1	2	3	4	5
24	Mức độ hài lòng trong việc thanh toán tiền điện?					
25	Mức độ hài lòng trong thu xếp vốn triển khai dự án?					
26	Mức độ hài lòng với việc hỗ trợ hướng dẫn từ EVN và các đơn vị?					
27	Mức độ hài lòng đối với các hỗ trợ từ chủ mái (nếu là dự án thuê mái)?					
28	Mức độ hài lòng trong việc tìm kiếm đất sạch để xây dựng dự án (đối với các dự án cần đất sạch)?					
29	Mức độ hài lòng với các sở ban ngành địa phương trong việc triển khai thủ tục xây dựng công trình, PCCC, môi trường?					
30	Mức độ hài lòng về sự ổn định và tin cậy của hệ thống điện?					
31	Mức độ hài lòng về chất lượng điện (không giật, không mất điện đột ngột)?					
32	Mức độ hài lòng về thông tin và hỗ trợ nhận được từ nhà cung cấp điện liên quan đến điều hành giao dịch thị trường điện?					
33	Mức độ hài lòng về tính minh bạch và công bằng trong việc định giá và tính toán tiền điện?					
34	Mức độ hài lòng về quy trình và thời gian giải quyết khiếu nại hoặc yêu cầu hỗ trợ liên quan đến điện và giao dịch thị trường điện?					
35	Mức độ hài lòng về khả năng đồng bộ hóa và phối hợp giữa các bên liên quan trong điều hành giao dịch thị trường điện?					
36	Mức độ hài lòng về khả năng cung cấp thông tin liên quan đến thị trường điện, giá điện và					

	thông tin tiếp cận thị trường?					
37	Mức độ hài lòng về tính khả dụng và độ chính xác của hệ thống thông tin giao dịch điện tử thị trường điện?					
38	Mức độ hài lòng về khả năng thực hiện các giao dịch mua bán điện một cách dễ dàng và thuận tiện?					
39	Mức độ hài lòng về khả năng theo dõi và kiểm soát tiêu thụ điện qua các công cụ và ứng dụng điện tử?					
40	Mức độ hài lòng về khả năng đề xuất các giải pháp và chương trình tiết kiệm điện từ đơn vị cung cấp điện?					
41	Mức độ hài lòng về khả năng nhận được thông báo và cảnh báo sớm về các sự cố hoặc công tác bảo dưỡng của hệ thống điện?					
42	Mức độ hài lòng về khả năng tham gia và cung cấp ý kiến đóng góp cho quyết định vận hành hệ thống điện và giao dịch thị trường điện?					
43	Mức độ hài lòng về khả năng bảo vệ và bảo mật thông tin cá nhân và giao dịch điện?					
44	Ý kiến góp ý khác (nếu có)					

PHỤ LỤC 5:
DANH SÁCH CÁC DOANH NGHIỆP VÀ ĐỐI TƯỢNG KHẢO SÁT

STT	Doanh nghiệp	Số năm thành lập	Loại hình	Chức vụ
1	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Mơ	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	CV. KTAT
2	Công ty CP Năng lượng Sóc Trăng	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng Ca
3	Cty cp Năng Lượng Sóc Trăng	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư điện
4	Hùng	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	
5	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Phả Lại	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Phụ trách thi trường điện
6	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ thuật viên Phòng Kỹ thuật
7	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Ninh Bình	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	TGD
8	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Ninh Bình	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Quản đốc
9	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Ninh Bình	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
10	Công ty Cổ phần Thủy điện Đa Nhim - Hàm Thuận - Đa Mi	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
11	Công ty Cổ phần Thủy điện Đa Nhim - Hàm Thuận - Đa Mi	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
12	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Bà	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
13	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Mơ	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
14	Công ty Cổ phần Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
15	Công ty Cổ phần Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Quản đốc
16	Công ty Cổ phần Thủy điện Đa Nhim - Hàm Thuận - Đa Mi	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	PTGD
17	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Ninh Bình	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
18	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Ninh Bình	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
19	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Ninh Bình	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
20	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Bà Rịa	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
21	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Bà Rịa	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
22	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Bà Rịa	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
23	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Bà	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
24	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Mơ	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
25	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Bà	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
26	Công ty cổ phần nhiệt điện Phả Lại	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
27	Công ty cổ phần nhiệt điện Phả Lại	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
28	Công ty cổ phần nhiệt điện Phả Lại	trên 20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
29	Công ty Cổ phần điện gió BT1	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Giám đốc
30	Công ty Cổ phần điện gió BT2	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
31	Công ty Cổ phần Điện gió Hướng Tân	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
32	Công ty Cổ phần điện gió Liên Lập	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
33	Công ty Cổ phần Điện gió Phong Huy	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Quản đốc
34	Công ty Cổ phần Điện gió Phong Liễu	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
35	Công ty Cổ phần Điện gió Phong Nguyễn	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
36	Công ty Cổ phần Điện gió Phước Hữu Trung Nam	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Quản đốc
37	Công ty cổ phần điện gió Tân Linh	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Quản đốc
38	Công ty Cổ phần GEC	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Quản đốc
39	Công ty Cổ phần Năng lượng Bắc Phương	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Quản đốc
40	Công ty Cổ phần điện gió BT1	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca

41	Công ty Cổ phần điện gió BT2	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
42	Công ty Cổ phần Điện gió Hướng Tân	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
43	Công Ty Cổ Phần Tập Đoàn Hà Đô	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
44	Công ty CP điện gió Đầm Nai	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
45	Công ty CP điện gió Hanbaram	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
46	Công ty CP Điện gió Hồng Phong 1	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
47	Công ty CP điện gió Trung Nam	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
48	Công ty CP Năng lượng Fico Bình Định	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
49	Công Ty Cổ Phần Tập Đoàn Hà Đô	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
50	Công ty CP điện gió Đầm Nai	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
51	Công ty CP điện gió Hanbaram	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
52	Công ty CP Điện gió Hồng Phong 1	dưới 3 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
53	Công ty TNHH MTV ĐT Năng lượng Hoàng Hải Quảng Trị	dưới 3 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
54	Công ty TNHH Tài Tâm	dưới 3 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
55	Công ty CP Điện Gia Lai	trên 20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
56	Công ty cổ phần	trên 20 năm	Công ty tư nhân	Giám đốc nm
57	Công ty TNHH Xuân Thiện Hà Giang	dưới 3 năm	Công ty tư nhân	Quản đốc
58	Công ty TNHH Xuân Thiện Hà Giang	dưới 3 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
59	Tập đoàn AMACCAO	dưới 3 năm	Công ty vốn nước ngoài	TGD
60	Tập đoàn AMACCAO	dưới 3 năm	Công ty vốn nước ngoài	Trưởng ca
61	Woojin Construction CO., LTD (Hàn Quốc)	dưới 3 năm	Công ty vốn nước ngoài	TGD
62	Woojin Construction CO., LTD (Hàn Quốc)	dưới 3 năm	Công ty vốn nước ngoài	Trưởng ca
63	CÔNG TY XIAN ELECTRIC ENGINEERING CO.,LTD	dưới 3 năm	Công ty vốn nước ngoài	TGD
64	POM	3-5 năm	Công ty Cổ phần	TP
65	Công ty Cổ phần đầu tư năng lượng Cao Nguyên	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Phòng KTAT- Thủ điện Bưởi Kuốp
66	Cong ty ta solar	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Quản lý
67	CÔNG TY CỔ PHẦN ĐẦU TƯ NĂNG LƯỢNG CAO NGUYÊN	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Phó Giám đốc
68	Công ty Cổ phần Đầu tư Năng lượng tái tạo Licogi 16 Ninh Thuận	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
69	Công ty cổ phần đầu tư năng lượng xanh TTC	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
70	Công ty cổ phần đầu tư phát triển Năng lượng TTC	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
71	Công ty cổ phần đầu tư Quang điện Bình Thuận	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
72	Công ty Cổ phần Đầu tư Thiên Tân	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
73	Công ty Cổ phần Đầu tư và Xây lắp số 8 Bình Thuận	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
74	Công ty cổ phần đầu tư xây dựng và phát triển Trường Thành	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
75	Công ty Cổ phần Đầu tư Năng lượng tái tạo Licogi 16 Ninh Thuận	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
76	Công ty cổ phần đầu tư năng lượng xanh TTC	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
77	Công ty Cổ phần Điện mặt trời CMX RE Sunseap Việt Nam	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
78	Công ty cổ phần điện mặt trời Europlast Long An	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
79	Công ty Cổ phần Điện mặt trời Hà Tĩnh.	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
80	Công ty cổ phần điện mặt trời Sông Giang	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
81	Công ty cổ phần điện mặt trời Trung Nam	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
82	Công ty Cổ phần ĐMT KN Cam Lâm	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca

83	Công ty Cổ phần Đông Á	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
84	Công ty Cổ Phần Đông Á Châu Đức	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
85	Công ty Cổ phần ĐMT KN Cam Lâm	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
86	Công ty cổ phần Long An Solar Park	3-5 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
87	Công ty TNHH MTV DV KT Trung Nam	3-5 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
88	Công ty TNHH Điện mặt trời Thuận Nam 19	3-5 năm	Công ty TNHH	QLVH
89	Công ty TNHH điện gió Adani Phước Minh	3-5 năm	Công ty TNHH	Quản lý nhà máy
90	Công ty TNHH Điện mặt trời Adani Phước Minh	3-5 năm	Công ty TNHH	Quản lý Nhà máy
91	Công ty Cổ phần Năng lượng Pacific - Bình Thuận	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
92	Công ty TNHH Tài Tâm	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
93	Công ty TNHH Tài Tâm	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
94	Công ty TNHH Tài Tâm	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
95	Công ty TNHH Tài Tâm	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
96	Công ty TNHH Tài Tâm	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
97	Công ty TNHH Tài Tâm	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
98	Công ty TNHH Xuân Thiện Đăk Lăk	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
99	Công ty TNHH Xuân Thiện Đăk Lăk	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
100	Công ty TNHH Xuân Thiện Đăk Lăk	3-5 năm	Công ty tư nhân	Quản đốc
101	Công ty TNHH Xuân Thiện Đăk Lăk	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
102	Công ty TNHH Xuân Thiện Đăk Lăk	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
103	Công ty TNHH Xuân Thiện Đăk Lăk	3-5 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
104	Sembcorp Energy Vietnam	3-5 năm	Công ty vốn nước ngoài	Giám đốc kỹ thuật
105	WHAUP NGHE AN JSC	3-5 năm	Công ty vốn nước ngoài	Country Coordinator
106	Công ty cổ phần thủy điện Trung Nam	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
107	Công ty Cổ phần Đầu tư Năng lượng Cao Nguyên	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Giám đốc
108	Công ty Cổ phần BB Group	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Quản lý kỹ thuật
109	Công ty Cổ phần Đầu tư và Phát triển Điện Nho Quế	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
110	Công ty Thủy điện Sông Bung	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Tổ Thị trưởng điện
111	Công ty Cổ phần Đầu tư và Phát triển điện miền Bắc 2	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Quản lý kỹ thuật
112	Công ty cổ phần Đầu tư và Phát triển điện miền Bắc 2.	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
113	Công ty cổ phần Đầu tư và Phát triển điện Nho Quế	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
114	Công ty Cổ phần Đầu tư và Phát triển điện miền Bắc 2	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
115	Công ty cổ phần Đầu tư và Phát triển điện miền Bắc 2.	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
116	Công ty Cổ phần Đầu tư xây dựng và phát triển Trường Thành	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
117	Công ty Cổ phần Đầu tư xây dựng và phát triển Trường Thành	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
118	Công ty Cổ phần Điện Việt - Lào	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
119	Công ty Cổ phần Điện Việt - Lào	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
120	Công ty Cổ phần Điện Vietracimex Lào Cai	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
121	Công ty cổ phần đường Quảng Ngãi	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
122	Công ty Cổ phần Khai thác Thủy điện Sông Giang	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
123	Công ty Cổ phần Năng lượng Agrita - Nghệ Tĩnh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
124	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	TGD
125	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Chủ tịch

126	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Quản đốc
127	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	PTGD
128	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
129	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
130	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
131	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
132	Công ty cổ phần Thành Thành Công Biên Hòa	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
133	Công ty cổ phần Thành Thành Công Biên Hòa	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
134	Công ty cổ phần Thành Thành Công Biên Hòa	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
135	Công ty Cổ phần Thủy điện Buôn Đôn	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
136	Công ty Cổ phần Thủy điện Đăk Mi	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
137	Công ty Cổ phần Thủy điện Đăkđrinh	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
138	Công ty Cổ phần Thủy điện ĐăkRtih	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
139	Công ty Cổ phần Thủy điện Đồng Nai 5	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
140	Công ty Cổ phần Xây dựng và thương mại 299	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
141	Công ty Cổ phần Xây dựng và thương mại 299	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
142	Công ty Cổ phần Thủy điện Hủa Na	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
143	Công ty Cổ phần Thủy điện Hủa Na	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
144	Công ty Cổ phần Thủy điện Hủa Na	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
145	Công ty Cổ phần Thủy điện Hủa Na	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
146	Công ty Cổ phần Thủy điện Hủa Na	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
147	Công ty Cổ phần Thủy điện Hoàng Anh Thanh Hóa	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
148	Công ty Cổ phần Thủy điện Hoàng Anh Thanh Hóa	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
149	Công ty Cổ phần Thủy điện Hoàng Anh Thanh Hóa	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
150	Công ty Cổ phần Thủy điện Hoàng Anh Thanh Hóa	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
151	Công ty Cổ phần Thủy điện Hoàng Anh Thanh Hóa	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
152	Công ty Cổ phần Thủy điện Nậm Chiến	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
153	Công ty Cổ phần Thủy điện Nậm Chiến	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
154	Công ty Cổ phần Thủy điện Nậm Chiến	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
155	Công ty cổ phần Thủy điện Sông Tranh 4	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
156	Công ty cổ phần Thủy điện Sông Tranh 4	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
157	Công ty cổ phần Thủy điện Sông Tranh 4	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
158	Công ty cổ phần Thủy điện Sông Tranh 4	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
159	Công ty cổ phần Thủy điện Sông Tranh 4	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
160	Công ty CP thủy điện Thuận Hòa Hà Giang	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
161	Công ty CP thủy điện Thuận Hòa Hà Giang	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
162	Công ty CP thủy điện Thuận Hòa Hà Giang	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
163	Công ty Cổ phần thủy điện miền Nam	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
164	Công ty Cổ phần thủy điện miền Nam	6-10 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
165	Công ty TNHH MTV Thủy điện Sa Pa	6-10 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
166	Công ty TNHH MTV Thủy điện Sa Pa	6-10 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
167	Công ty TNHH MTV Thủy điện Sa Pa	6-10 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
168	Công ty TNHH MTV Thủy điện Trung Sơn	6-10 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
169	Công ty TNHH MTV Thủy điện Trung Sơn	6-10 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
170	Công ty TNHH Gang Thép Hưng Nghiệp Formosa Hà Tĩnh	6-10 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
171	Công ty TNHH Gang Thép Hưng Nghiệp Formosa Hà Tĩnh	6-10 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca
172	Công ty TNHH Xây dựng Hưng Hải	6-10 năm	Công ty TNHH	Trưởng ca

173	Điện gió Hường Phùng	6-10 năm	Công ty tư nhân	Quản lý
174	Công ty Cổ phần điện mặt trời Trung Nam	6-10 năm	Công ty tư nhân	chuyên viên kĩ thuật điện
175	Công ty Cổ phần điện mặt trời Trung Nam	6-10 năm	Công ty tư nhân	Quản đốc
176	Công ty Cổ phần điện mặt trời Trung Nam	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
177	Công ty Cổ phần điện mặt trời Trung Nam	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
178	Công ty Cổ phần Sông Bạc	6-10 năm	Công ty tư nhân	Quản đốc
179	Công ty Cổ phần Sông Bạc	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
180	Công ty cổ phần thủy điện Hương Sơn	6-10 năm	Công ty tư nhân	Quản đốc
181	Công ty cổ phần thủy điện Hương Sơn	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
182	Công ty cổ phần thủy điện Hương Sơn	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
183	Công ty cổ phần thủy điện Hương Sơn	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
184	Công ty Cổ phần Thủy điện Trung Nam	6-10 năm	Công ty tư nhân	Quản đốc
185	Công ty Cổ phần Thủy điện Trung Nam	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
186	Công ty Cổ phần Thủy điện Trung Nam	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
187	Công ty Cổ phần Thủy điện Trung Nam	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
188	Công ty Cổ phần Thủy điện Trung Nam	6-10 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
189	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Cố Vấn Năng Lượng Sạch
190	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Cố Vấn
191	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Cố Vấn
192	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Cố Vấn
193	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
194	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
195	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
196	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
197	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
198	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
199	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
200	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
201	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
202	USAID V-LEEP II	6-10 năm	Công ty vốn nước ngoài	Chuyên gia
203	Công ty cổ phần thủy điện Miền Trung	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Phó GD Nhà máy điện mặt trời Cư Jút
204	Cong ty CP Thủy dien Song Tranh 3	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Pho TGD Cong ty
205	Công ty CP Thủy điện Miền Trung	11-20 năm	Công ty Cổ phần	GD nhà máy ĐMT
206	công ty cổ phần năng lượng HaCom	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Vận hành nhà máy
207	Công ty cổ phần Thủy điện Miền Trung	11-20 năm	Công ty Cổ phần	IT
208	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Tổ trưởng Tổ TTD
209	Công ty cổ phần thủy điện Sông Ba Hạ	11-20 năm	Công ty Cổ phần	P.QĐ PXVH, Tổ trưởng Tổ TTD
210	Công ty CP phong điện Thuận Bình	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Phó Trưởng phòng Kế hoạch - kỹ thuật
211	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
212	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
213	Công ty cổ phần nhiệt điện Cẩm Phả	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
214	Công ty cổ phần nhiệt điện Cẩm Phả	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
215	Công ty cổ phần nhiệt điện Cẩm Phả	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
216	Công ty cổ phần nhiệt điện Cẩm Phả	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
217	Công ty cổ phần nhiệt điện Cẩm Phả	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca

218	Công ty Cổ phần nhiệt điện Cẩm Phả	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
219	Công ty Cổ phần Đầu tư và phát triển điện Tây Bắc	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
220	Công ty Cổ phần Đầu tư và phát triển điện Tây Bắc	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
221	Công ty Cổ phần Đầu tư và phát triển điện Tây Bắc	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
222	Công ty Cổ phần đầu tư xây dựng và phát triển năng lượng VINACONEX	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
223	Công ty Cổ phần đầu tư xây dựng và phát triển năng lượng VINACONEX	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
224	Công ty Cổ phần đầu tư xây dựng và phát triển năng lượng VINACONEX	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
225	Công ty Cổ phần đầu tư xây dựng và phát triển năng lượng VINACONEX	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
226	Công ty Cổ phần điện lực dầu khí Nhơn Trạch 2	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
227	Công ty Cổ phần điện lực dầu khí Nhơn Trạch 2	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Quản lý
228	Công ty Cổ phần điện lực dầu khí Nhơn Trạch 2	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
229	Công ty Cổ phần điện lực dầu khí Nhơn Trạch 2	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
230	Công ty Cổ phần điện lực dầu khí Nhơn Trạch 2	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Quản lý
231	Công ty Cổ phần đầu tư xây dựng và thương mại quốc tế	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
232	Công ty Cổ phần đầu tư xây dựng và thương mại quốc tế	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
233	Công ty Cổ phần đầu tư xây dựng và thương mại quốc tế	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
234	Công ty Cổ phần đầu tư xây dựng và thương mại quốc tế	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
235	Công ty Cổ phần đầu tư xây dựng và thương mại quốc tế	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
236	Công ty Cổ Phần Năng lượng Bắc Hà	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
237	Công ty Cổ Phần Năng lượng Bắc Hà	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
238	Công ty Cổ Phần Năng lượng Bắc Hà	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
239	Công ty Cổ Phần Năng lượng Bắc Hà	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Chuyên viên
240	Công ty Cổ Phần Năng lượng Bắc Hà	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
241	Công ty Cổ phần phát triển Điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
242	Công ty Cổ phần phát triển Điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
243	Công ty Cổ phần phát triển Điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
244	Công ty Cổ phần phát triển Điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
245	Công ty Cổ phần phát triển Điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
246	Công ty Cổ phần Thủy điện ĐăkRtìh	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
247	Công ty Cổ phần Thủy điện ĐăkRtìh	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
248	Công ty Cổ phần Thủy điện ĐăkRtìh	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
249	Công ty Cổ phần Thủy điện ĐăkRtìh	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
250	Công ty Cổ phần Thủy điện ĐăkRtìh	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
251		11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
252	Công ty Cổ phần phát triển điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
253	Công ty Cổ phần phát triển điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
254	Công ty Cổ phần phát triển điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
255	Công ty Cổ phần phát triển điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
256	Công ty Cổ phần phát triển điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
257	Công ty Cổ phần phát triển điện lực Việt Nam	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
258	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư

259	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
260	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
261	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
262	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
263	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
264	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
265	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
266	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
267	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
268	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
269	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
270	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
271	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
272	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
273	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
274	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
275	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
276	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
277	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Trưởng ca
278	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
279	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
280	Không đề tên	11-20 năm	Công ty Cổ phần	Kỹ sư
281	VATEC	11-20 năm	Công ty TNHH	Phó Tổng Giám Đốc
282	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
283	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
284	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
285	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
286	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
287	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
288	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
289	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
290	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
291	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
292	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
293	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
294	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
295	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
296	Công ty Cổ phần Thủy điện GERUCO Sông Côn	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
297	Công ty Cổ phần Thủy điện GERUCO Sông Côn	11-20 năm	Công ty tư nhân	
298	Công ty Cổ phần Thủy điện GERUCO Sông Côn	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
299	Công ty Cổ phần Thủy điện GERUCO Sông Côn	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
300	Công ty Cổ phần Thủy điện GERUCO Sông Côn	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
301	Công ty Cổ phần Thủy điện GERUCO Sông Côn	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
302	Công ty Cổ phần Thủy điện GERUCO Sông Côn	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
303	Công ty Cổ phần Thủy điện GERUCO Sông Côn	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
304	Công ty cổ phần thủy điện Srok Phu Miêng IDICO	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
305	Công ty cổ phần thủy điện Srok Phu Miêng IDICO	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
306	Công ty cổ phần thủy điện Srok Phu Miêng IDICO	11-20 năm	Công ty tư nhân	Quản lý

307	Công ty cổ phần thủy điện Srok Phu Miêng IDICO	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
308	Công ty Cổ phần Thủy điện Thái An	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
309	Công ty Cổ phần Thủy điện Thái An	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
310	Công ty Cổ phần Thủy điện Thái An	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
311	Công ty Cổ phần Thủy điện Thái An	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
312	Công ty Cổ phần Thủy điện Thái An	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
313	Công ty Cổ phần Thủy điện Thái An	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
314	Công ty Cổ phần Bitexco- Nho Quế	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
315	Công ty Cổ phần Bitexco- Nho Quế	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
316	Công ty Cổ phần Bitexco- Nho Quế	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
317	Công ty Cổ phần Bitexco- Nho Quế	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
318	Công ty Cổ phần Bitexco- Nho Quế	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
319	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
320	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
321	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Trưởng ca
322	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
323	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
324	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
325	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
326	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
327	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
328	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Chuyên viên
329	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
330	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
331	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
332	Công ty Cổ phần Thủy điện Bình Điền	11-20 năm	Công ty tư nhân	Kỹ sư
333	Công ty Thủy điện Quảng Trị	11-20 năm	DN Nhà nước	PTP KHVT (phụ trách TTD)

PHỤ LỤC 6:
PHIẾU KHẢO SÁT ĐỐI VỚI BÊN CẦU ĐIỆN

(Đối tượng khảo sát: Các công ty điện lực và khách hàng sử dụng điện)

Tôi là Đinh Xuân Bách, hiện đang thực hiện đề tài nghiên cứu “Phát triển thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam”. Để có những thông tin, dữ liệu chính xác nhất thực hiện đề tài nghiên cứu, rất mong Ông/Bà vui lòng cho biết ý kiến đánh giá về các vấn đề được liệt kê tại các bảng hỏi dưới đây. Tôi cam kết thông tin, dữ liệu thu thập được chỉ sử dụng cho mục tiêu nghiên cứu.

Xin trân trọng cảm ơn!

PHẦN 1. THÔNG TIN VỀ CÁC CÔNG TY ĐIỆN LỰC VÀ KHÁCH HÀNG

Công ty điện lực khách hàng sử dụng điện

5. Họ và Tên người trả lời: Điện thoại:

Địa chỉ Email:

Vị trí công tác:

2.Trình độ học vấn của Anh/ Chị:

Cao đẳng Đại học Thạc sỹ Tiến Sỹ

3. Độ tuổi của Anh/ Chị:

Dưới 30 tuổi 30-40 tuổi 41-50 tuổi Trên 50 tuổi

PHẦN 2. ĐÁNH GIÁ

A. Các câu hỏi đánh giá mức độ quan trọng (Mức độ quan trọng: 1= không quan trọng; 2= Ít quan trọng; 3=Bình thường; 4= Khá quan trọng; 5=Rất quan trọng)

STT	Phiếu khảo sát mức độ quan trọng	1	2	3	4	5
1	Thị trường điện Việt Nam có vai trò thúc đẩy ngành điện phát triển					
2	Vai trò của thị trường điện bán lẻ trong tiến trình phát triển TTD					
3	Thị trường điện Việt Nam có cần thu hút đầu tư và phát triển nguồn năng lượng mới?					
4	Công nghệ số hóa rất cần thiết trong thị trường điện Việt Nam?					
5	Thị trường điện Việt Nam đóng vai trò quan trọng trong việc phát triển kinh tế và xã hội Việt Nam?					
6	Các quy định hiện hành có vai trò quan trọng trong việc thúc đẩy phát triển thị trường điện?					
7	Tham gia đóng góp của người dân và doanh nghiệp rất cần thiết vào thị trường điện Việt					

	Nam?					
8	Các nguồn năng lượng tái tạo cần thiết trong thị trường điện Việt Nam?					
9	Việc thúc đẩy cạnh tranh trong khâu bán lẻ điện và nhu cầu về việc đa dạng nhà cung cấp dịch vụ bán lẻ điện trong Thị trường điện Việt Nam					
10	Thị trường điện Việt Nam cần có thêm các biện pháp để giảm giá điện cho người tiêu dùng theo nhiều mức độ thu nhập?					
11	Thị Trường điện Việt Nam cần bảo vệ quyền lợi của người tiêu dùng (thời gian tiết giảm điện, nhu cầu tiếp cận điện năng...)?					

B. Các câu hỏi đánh giá mức độ thực hiện (Mức độ thực hiện: 1=Rất không tốt; 2= Không tốt; 3=Bình thường; 4= Khá tốt; 5= Rất tốt)

STT	Phiếu khảo sát mức độ thực hiện	1	2	3	4	5
12	Đánh giá của Ông/Bà về chất lượng vận hành thị trường điện Việt Nam hiện nay?					
13	Đánh giá của Ông/Bà về lộ trình phát triển thị trường điện Việt Nam?					
14	Đánh giá của Ông/Bà về sự minh bạch và công bằng của thị trường điện Việt Nam hiện nay?					
15	Các biện pháp và quy định hiện hành liên quan đến thị trường điện Việt Nam?					
16	Đánh giá của Ông/Bà về tính bền vững của thị trường điện Việt Nam?					
17	Thị trường điện Việt Nam đã đáp ứng được các mục tiêu đặt ra khi vận hành thị trường?					
18	Chất lượng đàm phán và thực hiện các hợp đồng mua bán điện?					

C. Các câu hỏi đánh giá mức độ hài lòng (Mức độ hài lòng: 1=Rất không hài lòng; 2= Không hài lòng; 3=Bình thường; 4= Khá hài lòng; 5= Rất hài lòng)

STT	Phiếu khảo sát mức độ hài lòng	1	2	3	4	5
19	Mức độ hài lòng về Cơ chế giá điện hiện nay?					
20	Mức độ hài lòng về tính ổn định giá điện của thị trường điện Việt Nam?					
21	Mức độ hài lòng về các đơn vị tham gia vào					

	công tác vận hành thị trường điện Việt Nam?					
22	Mức độ hài lòng về việc sử dụng công nghệ số hóa trong thị trường điện Việt Nam (ứng dụng điện tử, thanh toán trực tuyến)?					
23	Mức độ hài lòng về chất lượng điện năng của hệ thống điện?					
24	Mức độ hài lòng về kế hoạch xây dựng chương trình điều chỉnh nhu cầu phụ tải của các đơn vị quản lý vận hành?					
25	Mức độ hài lòng về các chính sách hỗ trợ phát triển nguồn điện mặt trời mái nhà?					
26	Mức độ hài lòng về chất lượng cung cấp dịch vụ của các đơn vị quản lý vận hành?					
27	Mức độ hài lòng về khả năng thực hiện các giao dịch mua bán điện một cách dễ dàng và thuận tiện?					
28	Mức độ hài lòng về các chiến dịch vận động tiết kiệm điện từ đơn vị cung cấp điện?					

PHỤ LỤC 7:
DANH SÁCH CÁC KHÁCH HÀNG SỬ DỤNG ĐIỆN (DOANH NGHIỆP VÀ CÁ NHÂN) ĐƯỢC KHẢO SÁT

STT	Vai trò	Trình độ học vấn	Độ tuổi
1	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
2	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	30-40 tuổi
3	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
4	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
5	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
6	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
7	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
8	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
9	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
10	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
11	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
12	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
13	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
14	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
15	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
16	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
17	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
18	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
19	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
20	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
21	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
22	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
23	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
24	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
25	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
26	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
27	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
28	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
29	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
30	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
31	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
32	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
33	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
34	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
35	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
36	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
37	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
38	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
39	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
40	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
41	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
42	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
43	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
44	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
45	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
46	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi
47	Khách hàng sử dụng điện	Cao đẳng	Dưới 30 tuổi

412	Công ty điện lực	Thạc sỹ	30-40 tuổi
413	Công ty điện lực	Thạc sỹ	30-40 tuổi
414	Công ty điện lực	Thạc sỹ	30-40 tuổi
415	Công ty điện lực	Thạc sỹ	30-40 tuổi
416	Công ty điện lực	Thạc sỹ	30-40 tuổi
417	Công ty điện lực	Thạc sỹ	30-40 tuổi
418	Công ty điện lực	Thạc sỹ	30-40 tuổi
419	Công ty điện lực	Thạc sỹ	30-40 tuổi
420	Công ty điện lực	Thạc sỹ	41-50 tuổi
421	Công ty điện lực	Thạc sỹ	41-50 tuổi
422	Công ty điện lực	Thạc sỹ	41-50 tuổi
423	Công ty điện lực	Thạc sỹ	41-50 tuổi
424	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
425	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
426	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
427	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
428	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
429	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
430	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
431	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
432	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
433	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	41-50 tuổi
434	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	Dưới 30 tuổi
435	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	Dưới 30 tuổi
436	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	Dưới 30 tuổi
437	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	Dưới 30 tuổi
438	Khách hàng sử dụng điện	Thạc sỹ	Dưới 30 tuổi
439	Khách hàng sử dụng điện	Tiến Sỹ	30-40 tuổi

PHỤ LỤC 8:

Kinh nghiệm phát triển thị trường điện tại một số quốc gia

1.3.4.1 Kinh nghiệm vận hành của Na Uy

Tổng quan

Năm 2017, tổng sản lượng điện năng tiêu thụ của Na Uy đạt 134.1 TWh (tăng 0.7% so với năm 2016). Tổng điện năng sản xuất tại đầu nguồn đạt 149.3 TWh, trong đó chủ yếu là thủy điện 143 TWh (chiếm 95,78%); điện gió 2.1 TWh; điện sinh khối 0.2 TWh và nhiệt điện 3.2 TWh. Tổng công suất đặt HTĐ Na Uy đạt 33814MW, trong đó có hơn 1600 nhà máy thủy điện; phụ tải cực đại toàn hệ thống kỷ lục ghi được trong tháng 01 năm 2016 là 24485MW, phụ tải cực đại trong năm 2017 là 23246MW [57].

Hiện nay, tất cả các quốc gia Bắc Âu thành lập một thị trường bán buôn chung đồng thời tích hợp thêm các nước Baltic và có kết nối với thị trường châu Âu và Nga. Thị trường bán lẻ được phát triển từ năm 1991 và đã đạt đến mức hoàn chỉnh.

Quá trình cải cách và tái cơ cấu ngành điện

Trước năm 1991, trong ngành điện, Na Uy thực hiện phân tách thành nhiều vùng, mỗi vùng sẽ có 01 công ty có quyền và nghĩa vụ (right and obligation) cung cấp điện cho các khách hàng sử dụng điện trong phạm vi vùng đó (tính đến năm 1990, có 380 công ty như trên).

Đạo luật Năng lượng có hiệu lực từ năm 1991 đã bãi bỏ vai trò độc quyền cung cấp điện của các công ty này trong vùng, là cơ sở cho quá trình cải cách ngành điện. Ngành điện được phân chia thành các khâu riêng biệt bao gồm phát điện, truyền tải và phân phối; thành lập một cơ quan điều tiết trung ương; định giá điện theo nút; thúc đẩy giao dịch giữa khoảng 300 đơn vị trên thị trường giao ngay, thông qua các cơ chế hợp đồng song phương và thị trường tương lai. Thị trường bán lẻ điện được mở cửa ngay mà không cần đến các giải pháp bảo hộ, đặc biệt là không có bất kỳ quy định nào về giá bán lẻ điện kể cả giá bán lẻ điện cho các hộ gia đình, dựa trên giả định là các công ty điện lực thuộc sở hữu của chính quyền địa phương sẽ bán điện theo mức giá phản ánh đúng chi phí. Ban đầu, các đơn vị bán lẻ điện mới được thành lập chủ yếu theo mô hình tích hợp dọc (trực thuộc 01 công ty phát điện, quản lý lưới điện và thuộc sở hữu chính quyền địa phương). Cơ chế cạnh tranh trên có hiệu quả ngay cho các khách hàng công nghiệp. Đối với khách hàng dân dụng, tính cạnh tranh trong giai đoạn này rất hạn chế và chỉ phát triển mạnh mẽ khi các quy định mới được ban hành vào giai đoạn 1997-1998. Giá điện giảm mạnh cho thấy hiệu quả cao của quá trình cải cách mà không tư nhân hóa tại Na Uy.

Cấu trúc quản lý ngành điện Na Uy

Ngành điện Na Uy trước đây là mô hình độc quyền liên kết dọc do Stakraft làm chủ sở hữu, đầu tư, vận hành trong các khâu phát điện - truyền tải - phân phối. Hiện

nay, khâu truyền tải được tách ra thành công ty Statnett vận hành theo mô hình TSO; khâu phát điện và phân phối được đa dạng hóa sở hữu dưới nhiều hình thức khác nhau.

Trong khâu phát điện, thủy điện chiếm khoảng 98% tổng công suất đặt. Sở hữu công đối với các nhà máy thủy điện chiếm 89% tổng công suất đặt, trong đó: Statkraft chiếm 34%; các tỉnh/thành phố chiếm 55%. Sở hữu tư nhân đối với các nhà máy thủy điện chỉ chiếm 11% tổng công suất đặt.

Để đảm bảo tránh xung đột lợi ích, Statnett thuộc sở hữu của Bộ Năng lượng và Dầu khí trong khi Stakraft thuộc sở hữu của Bộ Công Thương.

Cục Năng lượng và Tài nguyên nước (NVE) là cơ quan điều tiết điện lực và tài nguyên nước của Na Uy (do điện năng tại Na Uy phần lớn sản xuất từ nguồn thủy điện), có chức năng chính là đảm bảo việc khai thác đồng bộ và có tính môi trường hệ thống tài nguyên nước và thúc đẩy phát triển thị trường điện và hệ thống điện có hiệu quả kinh tế nhất.

a. Thị trường bán buôn điện Na Uy

Thị trường điện bán buôn Na Uy là một phần tích hợp của thị trường Bắc Âu kể từ giữa những năm 1990. Từ năm 2014, một phần của khớp nối thị trường châu Âu. Sàn giao dịch điện Bắc Âu, Nord Pool (NP), tổ chức và vận hành các thị trường ngày tới và trong ngày dựa trên cơ chế đấu thầu.

Giao dịch mua bán buôn điện tại Na Uy được thực hiện dưới hai dạng, giao dịch điện năng (vật lý) và giao dịch tài chính. Có 3 hình thức giao dịch vật lý bao gồm thị trường ngày tới (Nord-Pool spot market), thị trường trong ngày (Delivery Day market) và thị trường cân bằng thời gian thực (Balancing market). Trong khi đó, giao dịch tài chính (Financial market) là các giao dịch thứ cấp cho các sản phẩm điện, hoạt động hoàn toàn độc lập với các giao dịch điện năng vật lý. Thị trường tài chính bao gồm các Thị trường song phương (Bilateral Market), Thị trường kỳ hạn (Forward Market) và Thị trường tương lai (Future Market) cho các khung thời gian năm tới, tháng tới và tuần tới.

Các đơn vị quản lý điều hành các giao dịch thị trường bao gồm Nord-Pool Spot đối với thị trường ngày tới, Statnett đối với thị trường cân bằng và Nord-Pool ASA đối với thị trường tài chính.

b. Thị trường bán lẻ điện Na Uy

Khách hàng sử dụng điện tại Na Uy được tự do lựa chọn mua điện từ các công ty phân phối hoặc mua trực tiếp trên thị trường bán buôn Spot Market. Tại Na Uy, khách hàng phải thanh toán chi phí điện (electricity payment) và chi phí sử dụng lưới điện truyền tải (transmission tariff). Hai khoản này được tách bạch với nhau, chi phí điện lực trả cho công ty phân phối và chi phí sử dụng lưới điện trả cho đơn vị quản lý lưới điện. Chi phí sử dụng lưới được xác định bởi vị trí đấu nối, không phụ thuộc vào các yếu tố như người mua/bán điện là ai và cơ chế mua bán như thế nào.

Ban đầu, khách hàng chỉ có thể chuyển đổi đơn vị cung cấp điện vào cuối quý

và phải trả một khoản phí nhất định. Từ năm 1997, việc chuyển đổi đơn vị cung cấp điện là miễn phí và từ năm 1998, điều này có thể thực hiện vào bất kỳ thời điểm nào, các công ty bán lẻ điện và công ty phân phối điện phải giải quyết xong yêu cầu chuyển đổi của khách hàng trong thời gian tối đa 02 tuần.

Vào năm 1998, hệ thống tính toán biểu đồ tiêu thụ điện hàng giờ của khách hàng (đối với các khách hàng không có công-tơ đo đếm từng giờ) được đưa vào sử dụng. Cùng thời gian đó, việc trao đổi dữ liệu giữa công ty bán lẻ điện và công ty phân phối điện (đều chịu trách nhiệm về đo đếm) được số hóa. Khoản phí mà đơn vị bán lẻ điện phải cho trả cho đơn vị phân phối điện (dịch vụ phân phối và các dịch vụ khác) được quy định trong mức trần; năm 2008, mức phí này là 4.000 NOK/năm (không phụ thuộc vào số lượng khách hàng). Mặc dù không có yêu cầu về việc phải chia tách hoạt động phân phối điện và bán lẻ điện; vẫn có quy định bắt buộc về việc không được phân biệt đối xử giữa các công ty bán lẻ điện, cũng như phải đảm bảo phân tách rõ hoạt động phân phối điện với các hoạt động kinh doanh khách trong cùng 01 công ty.

Từ năm 1996, Na Uy đã xây dựng Hợp đồng cung cấp điện mẫu (Standard Agreement for Power Supply), với tham gia của các hiệp hội bảo vệ người tiêu dùng và sự hỗ trợ của NVE. Hợp đồng mẫu này quy định các điều khoản của hợp đồng, bao gồm: Thời hạn hợp đồng, đo đếm, định giá, trao đổi thông tin. Các đơn vị bán lẻ điện có thể đề nghị khách hàng bổ sung thêm các điều khoản, hoặc sửa đổi các điều khoản so với hợp đồng mẫu, tuy nhiên, hầu hết khách hàng đều ký hợp đồng mua điện theo hợp đồng mẫu.

Theo hợp đồng mẫu này, các công ty bán lẻ điện có thể chào bán điện cho khách hàng sử dụng điện theo các gói sản phẩm sau: i) Mua điện theo giá điều chỉnh; ii) mua điện theo giá thị trường giao ngay; iii) mua điện theo giá cố định.

- Khi khách hàng chọn mua điện theo giá điều chỉnh, công ty bán lẻ điện sẽ quy định mức giá cho 01 kWh (có cộng thêm các loại phí). Mức giá này được phép điều chỉnh 01 lần mỗi tuần, tuy nhiên công ty bán lẻ điện phải thông báo cho khách hàng về việc điều chỉnh giá trong vòng ít nhất 02 tuần trước khi chính thức áp dụng. Công ty phải trực tiếp liên hệ với khách hàng nếu mức giá này biến động “lớn” (chẳng hạn, tăng giá vượt quá mức 2.5 øre/kWh so với mức giá trước đó). Gói sản phẩm này thường là gói sản phẩm mặc định cung cấp cho khách hàng (trừ khi khách hàng có lựa chọn khác).

- Khi khách hàng chọn mua điện theo giá thị trường giao ngay, công ty bán lẻ điện sẽ tính giá bán điện cho khách hàng được tính bằng mức trung bình cộng của giá thị trường ngày tới ELSLOT trong tháng liền kề trước đó, cộng thêm các khoản phí, chi phí, lợi nhuận của công ty bán lẻ điện.

- Khi khách hàng chọn mua điện theo giá cố định, công ty bán lẻ điện sẽ quy

định mức giá bán điện cố định trong 01 giai đoạn (thường từ 01 đến 03 năm) cho khách hàng sử dụng điện.

Các công ty bán lẻ điện phải cung cấp các thông tin về giá cho từng gói sản phẩm điện cho Cơ quan quản lý cạnh tranh Na Uy (Norwegian Competition Authority) để cơ quan này công bố lên website.

Các đơn vị hoạt động trong thị trường bán lẻ phải được cấp giấy phép của NVE. Cho đến cuối năm 2017, có 469 công ty có giấy phép giao dịch hoạt động trong thị trường, trong đó có 145 nhà bán lẻ (supplier) cung cấp cho khách hàng dân cư 142 công ty phân phối (Distribution System Operator- DSO).

Tại Na Uy, giá điện hoàn toàn tự do, không được điều tiết. Trong trường hợp khách hàng sử dụng điện không lựa chọn (hoặc không có) được công ty bán lẻ điện, các DSO sẽ là đơn vị bán lẻ điện mặc định bán điện cho khách hàng. Tuy nhiên, mức giá bán lẻ điện trong trường hợp này thường cao hơn nhiều so với việc mua điện từ 01 công ty bán lẻ điện. Trong 06 tuần đầu tiên, mức giá này được tính bằng giá thị trường giao ngay cộng với mức phí 05 øre/kWh (chưa tính thuế VAT). Sau 6 tuần đầu, công ty phân phối sẽ áp mức giá cao hơn để tạo động lực cho khách hàng chủ động tìm kiếm, lựa chọn ký hợp đồng với 01 công ty bán lẻ điện. Công ty phân phối phải thông báo cho khách hàng về sự cần thiết phải tìm kiếm và ký hợp đồng với 01 công ty bán lẻ điện.

Norwegian Electricity Appeal Board có trách nhiệm giải quyết các khiếu nại liên quan giữa khách hàng và nhà cung cấp/DSO. Các khách hàng dễ bị tổn thương được bảo vệ thông qua hệ thống phúc lợi chung phát triển tốt của Na Uy.

Kết quả vận hành thị trường bán lẻ điện Na Uy

Kể từ khi tự do hóa thị trường điện vào năm 1991, số lượng khách hàng dân cư có nhà cung cấp khác với nhà cung cấp mặc định đã tăng lên. Tuy nhiên, hầu hết các nhà cung cấp mặc định vẫn có một vị trí thống trị trong khu vực địa phương của họ. Trung bình, các đơn vị này có thị phần ổn định khoảng 70% khách hàng dân cư trong khu vực và mạng riêng của mình.

Trong các giai đoạn trước đây, các khách hàng dân dụng hầu hết chọn mua điện theo giá điều chỉnh. Trong khi đó, các công ty bán lẻ điện dần coi việc bán điện theo giá thị trường giao ngay là sản phẩm chính (thậm chí là sản phẩm duy nhất của công ty) – do sẽ chi phí quản lý thấp hơn (không phải thông báo cho khách hàng khi giá thay đổi) cũng như giảm thiểu nhu cầu phải quản lý rủi ro về biến động giá trên thị trường giao ngay.

Đến tháng 12 năm 2012, khoảng 60% hộ gia đình tại Na Uy lựa chọn gói sản phẩm mua điện theo giá thị trường giao ngay (spot-price); khoảng 35% khách hàng sử dụng điện tại Na Uy lựa chọn gói sản phẩm mua điện theo giá điều chỉnh (variable-price). Như vậy, bản thân các khách hàng sử dụng cũng có xu hướng chuyển từ gói sản phẩm mua điện theo giá điều chỉnh sang mua điện theo giá thị trường giao ngay.

Trong năm 2017, tỷ lệ chuyển đổi đơn vị cung cấp điện là 18,8% cho khách

hàng hộ gia đình.

1.3.4.2 Kinh nghiệm của Úc

Tổng quan

Trong giai đoạn 2016-2017, tổng sản lượng phát điện ở Úc tăng 0,2%, sau khi tăng 2 và 1% trong 2 năm trước đó và sau 3 năm giảm liên tiếp. Tổng sản lượng điện đạt 258 TWh; cơ cấu sản lượng theo các loại hình nguồn: Nhiệt điện than đen 45.8%, than nâu 16.9%, khí 19.6%, dầu 2% và năng lượng tái tạo 15.7%. Đây là con số bao gồm tất cả các loại hình sản xuất điện ở Úc, tính cả điện mặt trời áp mái và lĩnh vực công nghiệp khai thác, sản xuất ngoài lưới. Khoảng 12% điện ở Úc được tạo ra trong ngành công nghiệp và hộ gia đình.

Tổng công suất đặt của thị trường điện Quốc gia (National Electricity Market- NEM) năm 2018-2019 đạt 48,247 MW, tăng 8,03% so với 2017-2018. Phụ tải cực đại của 2018-2019 đạt 33,941MW, tăng 4,53% so với 2017-2018. Hệ thống điện và thị trường điện Úc được phân chia thành các bang với các đặc trưng khác nhau về nguồn điện, phụ tải tại mỗi bang [73].

Từ tháng 07 năm 2014, toàn bộ các bang tại Úc đều đã có thị trường bán lẻ điện hoàn chỉnh.

Quá trình cải cách và tái cơ cấu ngành điện

Trước năm 1990, ngành điện Úc được tổ chức theo mô hình độc quyền nhà nước. Năm 1990, Chính phủ thành lập Hội đồng quản lý lưới điện quốc gia (National Grid Management Council - NGMC) với nhiệm vụ xây dựng khung pháp lý, điều tiết và các quy định cho vận hành thị trường điện.

Từ năm 1991 đến 1994: Thị trường điện được thí điểm vận hành ở các bang Victoria (VIC) và New South Wales (NSW).

Năm 1995: Thành lập Ủy ban Quản lý cạnh tranh và bảo vệ khách hàng liên bang (Australian Consumer and Competition Commission - ACCC). ACCC có chức năng thực hiện các nhiệm vụ giám sát và điều tiết ngành điện.

Năm 1996: Thành lập Công ty vận hành hệ thống điện và thị trường điện (NEMMCO) và Cơ quan quản lý Quy định điện lực quốc gia (NECA).

Tháng 12 năm 1998: Thị trường bán buôn điện quốc gia (National Electricity Market - NEM), ban đầu bao gồm bốn bang NSW, Victoria, ACT (thủ phủ Canberra), South Australia. Queensland và Tasmania lần lượt tham gia thị trường bán buôn điện Úc (NEM) năm 1999 và năm 2005. Trong giai đoạn này, chỉ khách hàng lớn được mua điện với giá cạnh tranh.

Năm 2002: Bắt đầu thị trường bán lẻ hoàn chỉnh các bang Victoria, NSW và Canberra khách hàng. Năm 2003, bang South Australia có thị trường bán lẻ. Đến năm 2014, tất cả các bang đều đã có thị trường bán lẻ hoàn chỉnh (Tasmania bắt đầu thực hiện từ ngày 01/07/2014).

a. Thị trường bán buôn điện Australia (WEM)

Mô hình thị trường giao ngay: Chào giá tập trung toàn phần bắt buộc (Price-based Pool). Thị trường WEM là thị trường chỉ giao dịch năng lượng, do đó không có cơ chế thanh toán phí công suất riêng. Giá thị trường giao ngay được xác định trước khi vận hành (ex-ante) cho từng 05 phút. Giá thị trường dùng để thanh toán là giá vùng tính cho từng bang (Zonal Pricing).

Giá sàn và giá trần thị trường: Giá thị trường giao ngay dao động trong khoảng từ giá sàn đến giá trần. Giá sàn là -1.000 AUD/MWh. Giá trần do Ủy ban thị trường năng lượng Úc (AEMC) quy định, điều chỉnh hàng năm phản ánh phù hợp với sự biến đổi của chỉ số giá tiêu dùng (CPI).

Bên bán điện: bao gồm khoảng 150 đơn vị phát điện (bao gồm 240 tổ máy phát điện) đăng ký bán điện vào thị trường giao ngay.

Bên mua điện: Đến tháng 07 năm 2018, có 71 đơn vị bán lẻ điện đã được cấp phép hoạt động trong thị trường, trong đó có 15 nhà bán lẻ mới tham gia từ năm 2017. Một số yếu tố quan trọng để nhà bán lẻ lựa chọn thị trường nào để tham gia như: giá điều tiết (nếu áp dụng), quy mô và tính cạnh tranh của thị trường, khả năng quản lý rủi ro hợp đồng.

Các đơn vị cung cấp dịch vụ:

- Có năm công ty truyền tải hoạt động trong NEM bao gồm: TransGrid (tại bang NSW), PowerLink (tại bang QLD), SP Ausnet (tại bang VIC), Electrnet (tại bang South Australia) và Transend (tại bang Tasmania).

- AEMO: Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện Australia [74].

b. Thị trường bán lẻ điện Úc

Từ ngày 01 tháng 7 năm 2014, toàn bộ các bang tham gia NEM đều đã có thị trường bán lẻ điện hoàn chỉnh. Các đơn vị bán lẻ điện mua điện từ thị trường giao ngay và trả phí cho dịch vụ truyền tải điện và phân phối điện và dịch vụ khác của thị trường để cạnh tranh bán điện cho khách hàng tiêu thụ điện cuối cùng bao gồm cả các khách hàng công nghiệp lớn, kinh doanh và hộ gia đình. Công nghệ đồng hồ thông minh cho phép khách hàng nắm bắt thông tin sử dụng điện của mình dễ dàng hơn, đáp ứng các chương trình khuyến mại của nhà bán lẻ cũng như cho phép bán phần điện năng dư thừa mà họ không sử dụng (điện mặt trời áp mái) vào thị trường.

Cơ chế giá bán lẻ điện, giao dịch giữa đơn vị bán lẻ và khách hàng sử dụng điện trong thị trường bán lẻ điện được điều chỉnh theo từng giai đoạn phát triển:

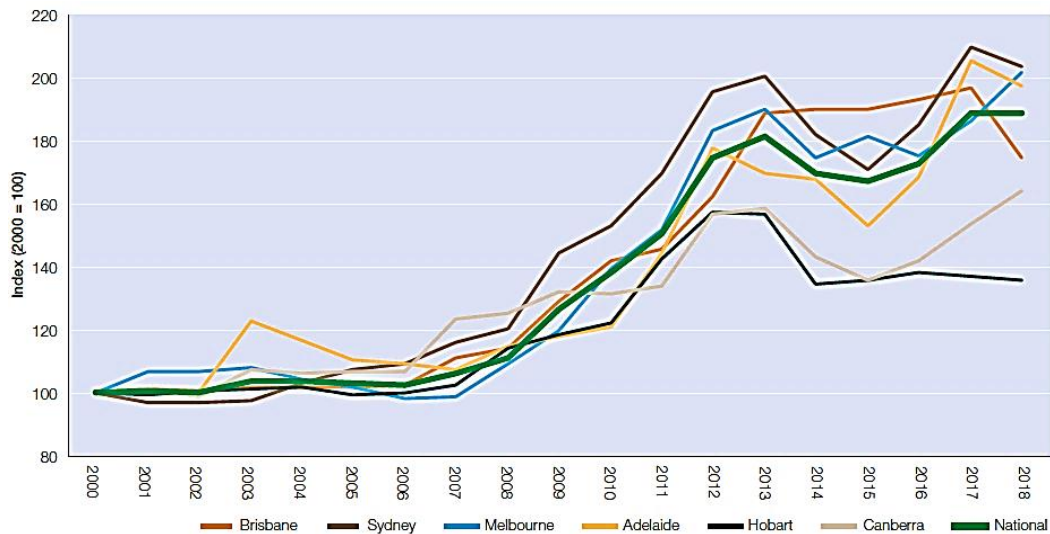
- Trong giai đoạn đầu của thị trường bán lẻ, khi tính cạnh tranh chưa hoàn hảo: áp dụng mức giá trần cho các biểu giá mà đơn vị bán lẻ điện chào bán cho khách hàng sử dụng điện. Giai đoạn này kéo dài từ năm 2002 đến năm 2014 tại bang NSW, từ năm 2002 đến năm 2009 tại bang Victoria.

- Trong giai đoạn thị trường bán lẻ phát triển hoàn chỉnh: bỏ quy định về mức giá trần cho các biểu giá mà đơn vị bán lẻ điện chào bán cho khách hàng sử dụng điện (từ sau 2014 tại bang NSW, từ sau năm 2009 tại bang Victoria).

Đối với các khách hàng không chuyển đổi, áp dụng cơ chế giá mặc định (standing offer) do các đơn vị bán lẻ quy định. Hiện tại, trong thị trường NEM, tỷ lệ khách hàng áp dụng standing offer là 20% (đây là số trung bình, sẽ thay đổi theo từng bang). Từ ngày 01 tháng 7 năm 2019, theo khuyến nghị của ACCC, AER đã áp dụng mức giá trần cho các biểu giá mặc định. Cơ chế này đang trong giai đoạn áp dụng thử nghiệm ban đầu, sẽ tiếp tục được hoàn thiện trong giai đoạn 2020 – 2021.

Cơ chế ưu đãi cho các vùng chưa có cạnh tranh: Có biểu giá điều tiết; nếu khách hàng nhỏ thì có sự hỗ trợ của Chính phủ, nguồn hỗ trợ tùy theo từng tiểu bang, nhiều tiểu bang lấy từ nguồn ngân sách để hỗ trợ.

Khâu bán buôn và bán lẻ chiếm khoảng 36%-56%, chi phí truyền tải và phân phối chiếm từ 38%-60% (cao nhất) và khuyến khích năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng chiếm 4-14% giá thành bán lẻ điện. Úc có xu hướng phi điều tiết dần giá bán lẻ điện khi thị trường điện cạnh tranh trở nên hiệu quả. Hiện giá bán lẻ điện không còn bị điều tiết ở các bang: Victoria (từ năm 2009), South Australia (từ 2013) và NSW (từ 2014). Tuy nhiên, các đơn vị bán lẻ điện ở các bang này vẫn phải có trách nhiệm công bố biểu giá bán điện chuẩn của đơn vị mình.



PL 1. Diễn biến giá bán lẻ bình quân Úc

(Nguồn: NCS tổng hợp)

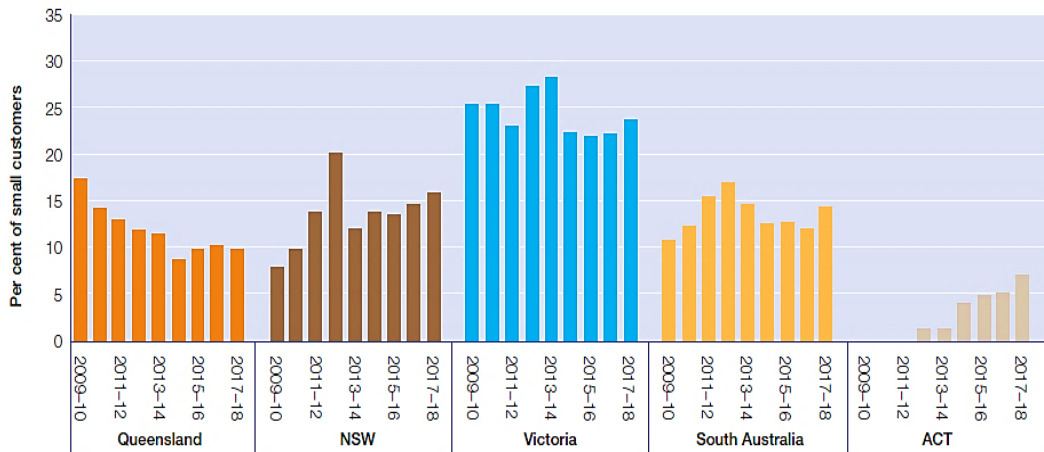
AER đã xây dựng website www.energymadeeasy.gov.au nhằm hỗ trợ khách hàng nhỏ so sánh giá và thay đổi nhà cung cấp.

Giá bán lẻ điện ở Úc giảm mạnh năm 2014-2015 sau khi thuế carbon bị bãi bỏ. Trong giai đoạn 2017-2018, có một sự tăng giá bán lẻ điện đáng kể xảy ra vào tháng 07 năm 2017 và tháng 01 năm 2018. Hóa đơn tiền điện dân dụng hàng năm đã tăng từ \$110 đến \$316; các doanh nghiệp nhỏ tăng 5÷28%, gây ra một cuộc khủng hoảng chi trả tiền điện cho các hộ gia đình và doanh nghiệp. Nguyên nhân chính khiến giá điện bán lẻ tăng là chi phí bán buôn tăng đáng kể, do sự ngừng hoạt động của các nhà

máy điện miền Bắc và Hazelwood, trong khi chi phí nhiên liệu khí đốt cao.

Thị trường bán lẻ điện Úc có độ tập trung thị trường rất cao, chỉ có vài ba công ty bán lẻ đã có thể chiếm đến 90% thị phần bán lẻ ở hầu hết các bang. Năm 2018, ba công ty năng lượng tư nhân bao gồm AGL Energy, Origin Energy và Australia Energy đã chiếm đến 68% thị phần bán lẻ điện cho khách hàng nhỏ ở các bang đông nam Australia. Thị trường bán lẻ cạnh tranh hơn ở các khu vực không điều tiết giá bán lẻ. Các nhà bán lẻ nhỏ hơn tiếp tục giành thị phần từ ba ông lớn, tăng thị phần của họ trên NEM từ 28% năm 2016 lên 33% vào năm 2018. Các nhà bán lẻ nhỏ thành công nhất ở Victoria, nơi họ cung cấp gần 40% thị phần cho khách hàng điện nhỏ.

Mặc dù chính phủ đã tiến hành các cải cách, tái cấu trúc, chia tách các khâu. Nhưng sau khi tư nhân hóa, lại có xu hướng tích hợp dọc giữa các đơn vị phát điện và bán lẻ để hình thành các Gentaileer. Đây là giải pháp cho phép các đơn vị này chủ động quản lý rủi ro, tuy nhiên lại gây cản trở sự gia nhập thị trường của các đơn vị chỉ kinh doanh phát điện hoặc bán lẻ điện.



PL 2. Tỷ lệ khách hàng chuyển đổi nhà cung cấp tại Úc

(Nguồn: NCS tổng hợp)

Tỷ lệ khách hàng thay đổi nhà cung cấp điện của các khách hàng nhỏ có xu hướng tăng dần, khoảng 23% trong năm 2017-2018. Victoria vẫn là khu vực năng động nhất, với 30% khách hàng chuyển đổi trong năm 2017-2018.

1.3.4.3 Kinh nghiệm từ Texas (Mỹ)

Đầu năm 2021 tại tiểu bang Texas (Mỹ) đã xảy ra khủng hoảng thiếu điện trong giá rét kỷ lục chưa từng có [75].



PL 3. Cơ cấu nguồn điện Texas và Việt Nam

(Nguồn: NCS tổng hợp)

ERCOT là Trung tâm điều độ hệ thống điện cho khu vực bang Texas, Mỹ. Hệ thống điện bang Texas là một hệ thống điện lớn với quy mô 125,000 MW. Một cơn bão mùa đông 'chưa từng có' đã xảy ra vào đầu năm 2021 khiến 1 người chết và khoảng 4 triệu người ở bang Texas, Mỹ bị mất điện, không thể sưởi ấm. Nguyên nhân chính của việc mất điện diện rộng là do sự cố một loạt các nguồn điện lớn trong khi phụ tải tại khu vực tăng cao đột biến do nhiệt độ giảm sâu kỷ lục nên nhu cầu dùng điện sưởi ấm tăng vọt, bộ phận điều độ điện của Texas đã buộc phải cắt điện luân phiên. Với tỷ trọng tuabin khí chiếm 51% tổng công suất lắp đặt của các nguồn điện trên hệ thống điện bang Texas, nhiệt điện than là 13,4%, điện nguyên tử là 5%. Đây là các loại hình nguồn điện bị ảnh hưởng lớn bởi yếu tố môi trường nên khi xảy điều kiện thời tiết cực đoan hệ thống điện sẽ có rủi ro mất một lượng công suất rất lớn, có gây mất điện toàn hệ thống. Ngày 17/2, Texas bị hụt 46.000 MW so với công suất thông thường, trong đó 28.000 MW đến từ nhà máy tuabin khí, than và điện hạt nhân, 18.000 MW từ điện gió và năng lượng mặt trời. Không khí lạnh làm đóng băng các thiết bị điện trong các nhà máy nhiệt điện than, tuabin khí, thậm chí cả cơ sở vật chất trong nhà máy điện hạt nhân trong khu vực.

Do giá rét kỷ lục xảy ra ở Texas (Mỹ), việc mất điện diện rộng và giá điện tăng vọt từ 3-8 cent/kWh có thể tăng lên 900 cent/kWh, khiến cuộc sống người dân bị đảo lộn hoàn toàn. Gần 4 triệu hộ gia đình bị mất điện hôm 17/2. Sau nỗ lực khắc phục của các công ty cấp điện, nhiều khu vực đã được cấp điện trở lại. Tuy nhiên, giới chức bang Texas cho biết vẫn có khả năng cắt điện luân phiên để giảm tải cho mạng lưới. Texas là bang duy nhất tự vận hành hệ thống điện của riêng mình, tách biệt với lưới điện quốc gia và giá điện tại đây bị ảnh hưởng một phần bởi nhu cầu thị trường. Điều đó khiến giá điện tăng vọt khi nhu cầu của người dân Texas đã tăng cường sưởi ấm trong bối cảnh nhiệt độ xuống thấp kỷ lục, có khu vực ở mức -18 độ C.

1.3.4.4 Kinh nghiệm phát triển TTD của một số quốc gia khác

Khi khảo cứu kinh nghiệm phát triển TTD, NCS nhận thấy các công trình nghiên cứu của các học giả phương tây, đặc biệt là khu vực Bắc Mỹ, Tây Âu, Bắc Âu và Italia thường mô tả việc cải cách ngành điện và chuyển đổi TTD theo hướng tự do

hóa là một quá trình tích cực một cách tổng thể, được thể hiện ở nhiều chỉ tiêu như dự trữ công suất (năng lực sản xuất) tốt hơn, hệ thống sản xuất hiệu quả hơn (các nhà máy điện cũ, kém năng suất bị loại bỏ dần ra khỏi hệ thống, thu hút đầu tư vào các nhà máy điện mới), điều tiết giá điện bán lẻ minh bạch và hiệu quả hơn (cơ cấu giá điện được chia tách rõ ràng, ở nhiều nước chi phí sản xuất điện được kiểm soát tốt, thể hiện qua xu hướng tăng chậm, giữ ổn định hoặc cá biệt một số nơi giảm chi phí). Bên cạnh đó, các nghiên cứu dù là định tính hay định lượng đều đưa ra các nhận định hoặc hàm ý về việc thúc đẩy sự chuyển dịch của mô hình cạnh tranh của TTD đến mức độ 4 (cạnh tranh bán lẻ). Tuy nhiên thực tế vẫn chỉ ra có những thị trường đã không thành công khi chuyển đổi từ mô hình có cấp độ cạnh tranh thấp lên cấp độ cạnh tranh cao hơn. Các trường hợp thất bại xảy ra nhiều hơn ở các TTD khi chuyển đổi lên mô hình cạnh tranh cao hơn. Hậu quả của các chuyển dịch thất bại là: giá điện tăng, thậm chí nhảy vọt; thiếu hụt cung điện, mất dự trữ công suất, sụt giảm đầu tư vào sản xuất điện, hệ thống điện suy giảm độ tin cậy, chất lượng dịch vụ bị ảnh hưởng. Tại một số nước đã xảy ra hiện tượng rã lưới - một tình trạng mất điện nghiêm trọng trên diện rộng, có thể kéo dài từ vài ngày tới vài chục ngày, gây ra các thiệt hại kinh tế lớn, tới hàng tỷ USD. Dưới đây sẽ tóm lược một số trường hợp điển hình do chuyển đổi không thành công và Nhà nước phải tái thiết lập cơ chế điều tiết và kiểm soát TTD, bao gồm Brazil, Argentina và tại khu vực Bắc Mỹ.

Tại Brazil, việc cải cách ngành điện ở Brazil bắt đầu vào năm 1996 với việc tổ chức thị trường bán buôn và bán lẻ cạnh tranh. Chính phủ Brazil hy vọng sẽ bổ sung vào ngân sách nhà nước nguồn lực từ việc tư nhân hóa các nhà máy điện và lôi kéo sự tham gia của khối ngoài nhà nước (tư nhân) đầu tư phát triển ngành điện. Tại thời điểm này, giá điện tại Brazil tương đối thấp do tỷ trọng thủy điện cao (khoảng 85%). Tuy nhiên, sau thị trường điện cạnh tranh ra đời, hoạt động xây dựng các nhà máy điện mới đã dừng lại. Đầu tư tư nhân vào các nhà máy thủy điện mới không thể hoàn vốn khi giá điện thấp. Mặt khác, việc đầu tư xây dựng các nhà máy nhiệt điện mới có rủi ro lớn do vào những năm nhiều nước, các nhà máy này sẽ bị đẩy ra khỏi đồ thị phụ tải và cũng sẽ không thể hoàn vốn. Khi mức tiêu thụ điện tăng cao, năm 2001 dung tích của các hồ chứa điều tiết nhiều năm đã sử dụng cạn và gặp chu kỳ ít nước trên các lưu vực sông phía Đông Nam Brazil, đã làm thâm hụt điện năng trên toàn quốc dẫn đến giá điện giao ngay đã tăng lên đến 25 cent/kWh.

Chính phủ đã phải kêu gọi tất cả hộ tiêu thụ điện cắt giảm 20% nhu cầu điện năng, và yêu cầu này gần như đã được đáp ứng ngay lập tức. Cùng với việc thủy điện trong năm kế tiếp đã có thể phát được nhiều hơn, TTD Brazil đã tạm thời vượt qua khủng hoảng. Sau đó, TTD đã được cơ cấu lại theo hướng tăng cường điều tiết nhà nước, tăng giao dịch điện năng theo hợp đồng dài hạn song phương. Tất cả những thành viên tham gia thị trường (cả người bán và người mua) bị bắt buộc đảm bảo cung cấp 100% lượng điện sản xuất hoặc tiêu thụ trong tương lai ngắn và dài bằng hợp đồng dài hạn. Trong đó, các nhà sản xuất điện đang hoạt động và mới đưa vào

định kỳ sẽ tham gia chào giá nhằm tạo ra sự cạnh tranh giữa các nhà sản xuất điện (bao gồm cả những nhà sản xuất mới). Việc mua điện được thực hiện theo giá điện dài hạn được chào của các nhà sản xuất trong các cuộc chào giá. Mức giá cho người tiêu dùng được điều tiết trong khi các hộ tiêu thụ điện lớn vẫn được phép tự do mua điện với các nhà sản xuất điện độc lập.

Tại Argentina, ngành điện được bắt đầu vào năm 1993 theo làn sóng cải cách nền kinh tế đất nước. Các công ty độc quyền nhà nước đã bị tư nhân hoá hoặc chuyển đổi sở hữu. Đầu tiên việc cải cách đã đạt được tác động tích cực đáng kể, bất chấp sự gia tăng trong tiêu thụ điện năng với tốc độ trung bình hàng năm là 5,7%. Nguồn cung cho TTD Argentina tập trung cho phát triển tua bin khí (đến 1997) và sau đó các nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (thủy điện và điện hạt nhân đã ngừng xây dựng). Thị trường điện Argentina được coi là thành công và thậm chí là hình mẫu tại khu vực này. Tuy vậy, tình hình thay đổi đáng kể vào cuối năm 2001 do khủng hoảng chính trị và kinh tế nghiêm trọng trong nước gây ra, đặc biệt là sự mất giá tới ba lần của đồng tiền quốc gia (peso) so với đồng USD. Chính phủ đã buộc phải áp dụng trở lại cơ chế điều tiết của Nhà nước đối với TTD, loại bỏ thị trường điện cạnh tranh và bình ổn thị trường. Cùng thời gian đó, khu vực tư nhân đã ngừng tham gia xây dựng các nhà máy điện mới và năm 2004 đã Chính phủ thành lập một công ty nhà nước đặc biệt (ENARSA), chịu trách nhiệm cho sự phát triển năng lượng của đất nước, trong đó có điện năng.