24/02/2025

Chuyên viên phân tích Nguyễn Việt Anh
(+84) 24-7303-5333 anhnv3@kbsec.com.vn

Đề án Điều chỉnh Quy hoạch điện lực VIII

Điều chỉnh để bắt kịp tăng trưởng tiêu thụ điện

Ngày 19/2/2025, Hội đồng thẩm định đã thông qua Đề án Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII) và tiếp tục chỉnh sửa, bổ sung một số nội dung trước khi trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Dưới đây là một số nội dung quan trọng được nêu trong đề xuất điều chỉnh quy hoạch:

Đến năm 2025, nhu cầu điện tăng trưởng phù hợp với dự báo, trong khi kế hoạch phát triển nguồn điện hoàn thành ở mức thấp

— Đến năm 2024, tiêu thụ điện và công suất phụ tải tối đa (Pmax) toàn quốc đạt 275 tỷ kWh và 49 GW, đạt lần lượt 89% và 96% so với dự báo trong QHĐ VIII. Tuy nhiên, tổng công suất lắp đặt mới chỉ hoàn thành 50% (75/150 GW) đến năm 2030, đặt ra áp lực bổ sung công suất lắp đặt để đáp ứng tiêu thụ điện đến năm 2030, sẽ đạt hơn 500 tỷ kWh.

Tăng trưởng tiêu thụ điện trong kịch bản cơ sở đạt 10.3% đến năm 2030

— Tăng trưởng GDP và hệ số cường độ điện năng (triệu kWh/triệu VND) là các giả định chính trong việc dự báo tăng trưởng tiêu thụ điện. Theo đó trong kịch bản cơ sở, mục tiêu tăng trưởng GDP 2026-2030 và 2031-2050 lần lượt đạt 8.0% và 7.5% (6.6%-6.5%/10%-7.5% cho kịch bản thấp và cao). Cường độ điện năng giảm dần qua các năm từ 45.4 triệu kWh/triệu VND vào năm 2025 còn 26.5 triệu kWh/triệu VND năm 2025 nhờ sử dụng điện năng hiệu quả hơn. Tiêu thụ điện của kịch bản cơ sở đến năm 2030 đạt 500 tỷ kWh (CAGR 10.3%) thấp hơn 5 tỷ kWh so với dự báo trước đó trong QHĐ VIII.

Nguồn cung than trong nước sẽ được duy trì, trong khi nguồn khí nội địa ở suy giảm

— Than thương phẩm đủ tiêu chuẩn để cấp cho sản xuất điện chiếm khoảng 80% tổng sản lượng, cụ thể năm 2025: 36.3 triệu tấn, năm 2030: 39.8 triệu tấn và năm 2035: 39.5 triệu tấn. Khả năng cấp khí trong nước cho sản xuất điện giai đoạn 2026 – 2030 khoảng 7 tỷ m3/năm; giai đoạn 2031 – 2045 tăng lên khoảng 13 tỷ/năm sau khi mỏ Cá Voi Xanh đưa vào vận hành. Theo PVN, do nhu cầu tiêu thụ khí gia tăng của Malaysia tăng trong các năm tới, Petronas dự kiến sẽ không cung cấp các nguồn khí từ Malaysia để bổ sung cho phía Việt Nam từ năm 2028 trở đi. Do vậy, đến năm 2030, chỉ có trung tâm điện lực khí Ô Môn có khả năng đưa vào vận hành trước năm 2030 và các dự án còn lại chỉ có khả năng đưa vào vận hành trước 2030 nếu hoàn thành đàm phán hợp đồng mua bán điện (PPA) và mua bán khí (GSA) trước năm 2026.

Nguồn điện khí LNG gặp khó khăn, dự kiến chỉ bổ sung 2.8 GW công suất trong kịch bản thận trọng

— QHĐ VIII phê duyệt phát triển 13 dự án/22,500 MW nhiệt điện LNG vào giai đoạn tới 2030 và 2 dự án/2,800 MW vào giai đoạn 2031-2035. Trong đó có 2 dự án đang triển khai xây dựng là NĐ Nhơn Trạch 3&4 và LNG Hiệp Phước GĐI. Hiện nay, hầu hết các dự án nhiệt điện LNG đều đang gặp khó khăn trong việc đàm phán hợp đồng mua bán điện, thu xếp vốn và rủi ro giá nhiên liệu LNG biến động. Công suất bổ sung từ nguồn LNG trong các kịch bản thận trọng/cơ sở/tích cực đạt 2.8GW, 8.8 GW và 22.5 GW đến năm 2030.

Điện hạt nhân được bổ sung khoảng 2,400MW (2*1,200 MW) đến năm 2031-2035 trong kịch bản cơ sở

— Hiện các dự án điện hạt nhân đang được khảo sát vị trí và đánh giá tiềm năng phát triển. Đến thời điểm hiện nay, chỉ có 2 địa điểm Phước Dinh và Vĩnh Hải là có công bố quy hoạch địa điểm xây dựng nhà máy điện hạt nhân. Một số địa điểm tiềm năng khác (2 địa điểm ở Quảng Ngãi, 1 địa điểm ở Bình Định) được xem xét là địa điểm tiềm năng phát triển thêm 4 tổ máy quy mô lớn. Trong kịch bản cơ sở, Việt Nam sẽ đưa vào vận hành nhà máy điện Hạt nhân Ninh Thuận I (2x1,200MW) vận hành giai đoạn 2031 – 2035, điện Hạt nhân Ninh Thuận II (2x1,200MW) vận hành giai đoạn 2036 – 2040.

Thủy điện truyền thống không còn dư địa phát triển, xu hướng chuyển dịch sang thủy điện tích năng

— Tổng công suất nguồn thủy điện của Việt Nam đã được xây dựng vận hành đến hết năm 2024 là khoảng 24,200 MW trong đó có 18,300 MW nguồn thủy điện vừa và lớn, như vậy về cơ bản tiềm năng nguồn thủy điện vừa và lớn đã được khai thác gần hết. Tổng công suất bổ sung đến năm 2030 khoảng 2,800 MW (đến năm 2024 đã vận hành khoảng 765 MW). Các thủy điện tích năng được chuyển tiếp từ QHĐ VII điều chỉnh với tổng công suất 2,400 MW bao gồm: Bác Ái (1,200 MW) thời kỳ 2021 - 2030, Đông Phù Yên (900 MW) và Đơn Dương giai đoạn 1 (300 MW) thời kỳ 2031 - 2035.

Các nguồn điện tái tạo sẽ được bổ sung trong quy hoạch nhằm đáp ứng thiếu hụt công suất từ nguồn điện khí

— Trong kịch bản cơ sở, do việc chậm trễ triển khai trong thời gian qua nên tiến độ vận hành của phần lớn nguồn điện khí LNG, khí nội địa sẽ nằm ở cuối giai đoạn 2026-2030, nên để cấp điện cho các năm 2026-2029, cần đẩy sớm đầu tư thủy điện nhỏ, điện gió, điện mặt trời, pin tích năng và nguồn nhiệt điện linh hoạt so với QHĐ VIII. Đáng chú ý, trong kịch bản cơ sở đến năm 2030, tổng công suất nguồn điện gió trên bờ và điện mặt trời sẽ đạt 25,798 MW, 30,441 MW (+19,506 MW/13,778 MW so với công suất lắp đặt đến năm 2025). So với QHĐ VIII trước đó, nguồn điện gió được bổ sung thêm 3,918 MW (+17.9%), trong khi điện mặt trời không được quy định cụ thể trong kế hoạch thực hiện QHĐ VIII.

Biểu đồ 1. Kịch bản cơ sở - Cân đối điện năng của hệ thống điện toàn quốc

Chỉ tiêu/năm	2025	2030	2050	CAGR (25-30)	CAGR (30-50)	QHD8 2050	% thay đổi 2050
Tổng nhu cầu (GWh)	345,598	560,375	1,360,071	10%	5%	1,378,520	-1%
Tổng điện sản xuất (GWh)	345,598	560,375	1,360,071	10%	5%	1,378,520	-1%
Tỷ trọng NLTT (%)	38%	44%	83%	6 ppts	39 ppts	69%	14 ppts
Điện hạt nhân	-	16,604	-	n.a	n.a	-	n.a
Điện than	169,590	164,371	-	-1%	n.a	-	n.a
ĐIện than đốt kèm sinh khối/amoniac	-	-	74	n.a	n.a	-	n.a
Điện than kèm CCS	-	-	-	n.a	n.a	-	n.a
Điện than chuyển hoàn toàn sang sinh khối/amoniac	-	-	72,461	n.a	n.a	72,461	0%
Tuabin+Điện khí trong nước, chuyển LNG	33,438	40,297	30,017	4%	-1%	56,121	-47%
Điện khí nội chuyển LNG kèm hydro	-	-	1,650	n.a	n.a	1,650	0%
Điện khí nội chuyển hydro hoàn toàn	-	-	31,851	n.a	n.a	31,851	0%
Tuabin sử dụng LNG mới	3,654	84,235	-	87%	n.a	-	n.a
Tuabin LNG kèm CCS	-	-	-	n.a	n.a	-	n.a
Tuabin LNG đốt kèm hydro	-	-	16,033	n.a	n.a	16,033	0%
Tuabin đốt hydro hoàn toàn	-	-	113,839	n.a	n.a	113,839	0%
Điện+TBK dầu	287	-	-	n.a	n.a	-	n.a
Nguồn Điện linh hoạt	1,702	9,946	109,716	42%	13%	109,716	0%
Thủy điện	86,234	101,448	114,821	3%	1%	114,821	0%
Điện gió trên bờ, gần bờ	19,371	58,395	219,230	25%	7%	219,230	0%
Điện gió ngoài khơi	25,820	119,641	291,100	36%	5%	291,100	0%
Điện mặt trời	25,062	136,093	415,845	40%	6%	291,518	43%
Thủy điện tích năng và pin lưu trữ (*)		-709	-10,900	n.a	15%	-6,848	59%
Nhập khẩu	7,974	25,012	62,201	26%	5%	37,034	68%
Nhà máy điện cấp cho phụ tải riêng (đồng phát)	-	-	-	n.a	n.a	-	n.a
Điện than rủi ro (dự phòng QH)	-	-	-	n.a	n.a	-	n.a

(*) Thủy điện tích năng và pin lưu trữ mang giá trị âm do tiêu thụ điện phục vụ tích trữ năng lượng và làm giảm sản lượng điện sản sinh.

Nguồn: Thuyết minh chung đề án điều chỉnh QHĐ VIII, KBSV tổng hợp

KHỐI PHÂN TÍCH CÔNG TY CHỨNG KHOÁN KB VIỆT NAM

Khối phân tích
research@kbsec.com.vn

Nguyễn Xuân Bình – Giám đốc phân tích
binhnx@kbsec.com.vn

Tài chính

Nguyễn Anh Tùng – Trưởng nhóm
tungna@kbsec.com.vn

Phạm Phương Linh – Chuyên viên phân tích
linhpp@kbsec.com.vn

Hàng tiêu dùng

Nguyễn Đức Quân – Chuyên viên phân tích
quannd@kbsec.com.vn

Nguyễn Hoàng Duy Anh – Chuyên viên phân tích
anhnhd@kbsec.com.vn

Bất động sản

Phạm Hoàng Bảo Nga – Trưởng nhóm
ngaphb@kbsec.com.vn

Nguyễn Thị Trang – Chuyên viên phân tích
trangnt6@kbsec.com.vn

Công nghiệp & Vật liệu

Nguyễn Thị Ngọc Anh – Chuyên viên phân tích
anhntn@kbsec.com.vn

Nguyễn Dương Nguyên – Chuyên viên phân tích cao cấp
nguyennd1@kbsec.com.vn

Vĩ mô & Chiến lược

Trần Đức Anh – Giám đốc vĩ mô & chiến lược
anhtd@kbsec.com.vn

Nghiêm Sỹ Tiến – Chuyên viên phân tích
tienns@kbsec.com.vn

Nguyễn Đình Thuận – Chuyên viên phân tích
thuannd@kbsec.com.vn

Năng lượng, Tiện ích & Công nghệ

Nguyễn Việt Anh – Chuyên viên phân tích
anhnv3@kbsec.com.vn

Bộ phận Hỗ trợ

Nguyễn Cẩm Thơ – Chuyên viên hỗ trợ
thonc@kbsec.com.vn

Nguyễn Thị Hương – Chuyên viên hỗ trợ
huongnt3@kbsec.com.vn

CTCP CHỨNG KHOÁN KB VIỆT NAM (KBSV)

Trụ sở chính:
Địa chỉ: Tầng 16&17, Tháp 2, Tòa nhà Capital Place, số 29 Liễu Giai, Ba Đình, Hà Nội
Điện thoại: (+84) 24 7303 5333 - Fax: (+84) 24 3776 5928

Chi nhánh Hà Nội:
Địa chỉ: Tầng 1, Tòa nhà VP, số 5 Điện Biên Phủ, Quận Ba Đình, Hà Nội
Điện thoại: (+84) 24 7305 3335 - Fax: (+84) 24 3822 3131

Chi nhánh Hồ Chí Minh:
Địa chỉ: Tầng 2, TNR Tower Nguyễn Công Trứ, 180-192 Nguyễn Trứ, Q1, TP Hồ Chí Minh
Điện thoại: (+84) 28 7303 5333 - Fax: (+84) 28 3914 1969

Chi nhánh Sài Gòn:
Địa chỉ: Tầng 1, Saigon Trade Center, 37 Tôn Đức Thắng, Phường Bến Nghé, Q1, Hồ Chí Minh
Điện thoại: (+84) 28 7306 3338 - Fax: (+84) 28 3910 1611

LIÊN HỆ
Trung Tâm Khách hàng Tổ chức: (+84) 28 7303 5333 – Ext: 2656
Trung Tâm Khách hàng Cá nhân: (+84) 24 7303 5333 – Ext: 2276
Email: ccc@kbsec.com.vn
Website: www.kbsec.com.vn

Hệ thống khuyến nghị

Hệ thống khuyến nghị đầu tư cổ phiếu
(dựa trên kỳ vọng tăng giá tuyệt đối trong 6 tháng tới)

Mua:	Trung lập:	Bán:
+15% hoặc cao hơn	trong khoảng +15% và -15%	-15% hoặc thấp hơn

Hệ thống khuyến nghị đầu tư ngành
(dựa trên kỳ vọng tăng giá tuyệt đối trong 6 tháng tới)

Tích cực:	Trung lập:	Tiêu cực:
Vượt trội hơn thị trường	Phù hợp thị trường	Kém hơn thị trường

Ý kiến trong báo cáo này phản ánh đánh giá chuyên môn của (các) chuyên viên phân tích kể từ ngày phát hành và dựa trên thông tin, dữ liệu thu được từ các nguồn mà KBSV cho là đáng tin cậy. KBSV không tuyên bố rằng thông tin, dữ liệu là chính xác hoặc đầy đủ và các quan điểm được trình bày trong báo cáo này có thể được thay đổi mà không cần báo trước. Khách hàng nên độc lập cân nhắc hoàn cảnh, mục tiêu cụ thể của riêng mình và tự chịu trách nhiệm về các quyết định đầu tư của mình. Chúng tôi sẽ không có trách nhiệm đối với các khoản đầu tư hoặc kết quả của chúng. Những tài liệu này là bản quyền của KBSV và không được sao chép, phân phối lại hoặc sửa đổi mà không có sự đồng ý trước bằng văn bản của KBSV. Nhận xét và quan điểm trong báo cáo này có tính chất chung, chỉ nhằm mục đích tham khảo và không được phép sử dụng cho bất kỳ mục đích nào khác.