

Số: 3787 /BCT-DL

Hà Nội, ngày 04 tháng 7 năm 2022

V/v rà soát một số nội dung của
Quy hoạch điện VIII

Kính gửi: Thủ tướng Chính phủ

Thực hiện chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ tại Công thư số 182/LĐCP ngày 10 tháng 6 năm 2022 về Quy hoạch điện VIII; trên cơ sở ý kiến chỉ đạo của Phó Thủ tướng Chính phủ Lê Văn Thành tại cuộc họp ngày 18 tháng 6 năm 2022 và tại Văn bản số 3671/VPCP-CN ngày 14 tháng 6 năm 2022 của Văn phòng Chính phủ về việc làm rõ một số nội dung của dự thảo Quy hoạch điện VIII, Bộ Công Thương kính báo cáo một số nội dung như sau:

1. Tính khả thi của Quy hoạch điện VIII

Dự báo nhu cầu phụ tải điện đã được thực hiện 3 kịch bản phụ tải: thấp (tăng 8,43%/năm giai đoạn 2021-2025, tăng 7,14%/năm giai đoạn 2026-2030), cơ sở (tăng 9,09%/năm giai đoạn 2021-2025, tăng 7,95%/năm giai đoạn 2026-2030) và cao (tăng 9,84%/năm giai đoạn 2021-2025, tăng 8,88%/năm giai đoạn 2026-2030), tương ứng với 3 kịch bản tăng trưởng GDP: thấp (tăng 6,2%/năm giai đoạn 2021-2025, tăng 5,8%/năm giai đoạn 2026-2030), trung bình (tăng 6,8%/năm giai đoạn 2021-2025, tăng 6,4%/năm giai đoạn 2026-2030) và cao (tăng 7,5%/năm giai đoạn 2021-2025, tăng 7,2%/năm giai đoạn 2026-2030).

Kết quả dự báo phụ tải cho các phương án phụ tải cơ sở và phụ tải cao đến năm 2030 tương ứng: công suất cực đại khoảng 86.500-93.300 MW, điện thương phẩm khoảng 491,2-530,4 tỷ kWh, điện sản xuất và nhập khẩu khoảng 551,3-595,4 tỷ kWh.

Quy hoạch điện VIII đã tính toán các chương trình phát triển nguồn và lưới điện đáp ứng các Kịch bản phụ tải cơ sở và Kịch bản phụ tải cao.

Từ thực tiễn phát triển các nguồn điện lớn trong giai đoạn 2016-2020 (đạt khoảng 63% so với quy hoạch), Quy hoạch điện VIII tính toán phương án điều hành theo kịch bản phụ tải cao có tính thêm mức dự phòng 15% công suất nguồn điện để dự phòng trường hợp tỷ lệ thực hiện phát triển các nguồn điện lớn chỉ đạt được khoảng 85% công suất nguồn điện theo quy hoạch.

Kết quả chương trình phát triển nguồn điện theo phương án điều hành như sau: Năm 2030, tổng công suất các nhà máy điện đạt 145.930 MW (không tính điện mặt trời mái nhà và các nguồn đồng phát). Trong đó, nhiệt điện than đạt 37.467 MW (25,7%); thủy điện (gồm cả thủy điện nhỏ) đạt 28.946 MW (19,8%); nhiệt điện sử dụng khí nội đạt 14.930 MW (10,2%); điện khí LNG đạt 23.900 MW (16,4%); điện gió trên bờ đạt 16.121 MW (11%); điện gió ngoài khơi đạt

7.000 MW (4,8%); điện mặt trời quy tập trung đạt 8.736 MW (6%); điện sinh khối và năng lượng tái tạo khác đạt 1.230 MW (0,8%); thủy điện tích năng và pin lưu trữ đạt 2.450 MW (1,7%).

Hệ thống lưới điện truyền tải được xây dựng đảm bảo đáp ứng yêu cầu vận hành an toàn, ổn định, có khả năng tích hợp tỷ lệ cao các nguồn năng lượng tái tạo, khắc phục các tình trạng quá tải, nghẽn mạch, chất lượng điện áp thấp và một số vấn đề kỹ thuật vận hành lưới điện khác. Tổng khối lượng đầu tư giai đoạn 2021-2030: Xây dựng mới 46.650 MVA và cải tạo 37.800 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 12.490 km và cải tạo 1.324 km đường dây 500 kV; xây dựng mới 74.275 MVA và cải tạo 34.497 MVA trạm biến áp 220 kV; xây dựng mới 16.061 km, cải tạo 6.484 km đường dây 220 kV.

Chương trình phát triển nguồn và lưới điện của Quy hoạch điện VIII đảm bảo độ tin cậy của việc cung cấp đủ điện cho phát triển kinh tế xã hội của đất nước, thể hiện qua tiêu chí quy hoạch LOLE (xác suất mất tải kỳ vọng) toàn hệ thống điện không lớn hơn 12 giờ/năm.

Tại Tờ trình số 2279/TTr-BCT ngày 29 tháng 4 năm 2022 về trình duyệt Quy hoạch điện VIII, Bộ Công Thương đã nghiên cứu, xây dựng chương trình phát triển điện lực quốc gia với mục tiêu đáp ứng đầy đủ điện năng trong mọi tình huống cho nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội và an ninh, quốc phòng của đất nước theo từng năm của từng miền từ nay đến năm 2030.

Bên cạnh các tính toán mô hình quy hoạch, Bộ Công Thương đã đánh giá về chương trình phát triển nguồn điện và tác động tới khả năng cung ứng điện giai đoạn tới 2030 như sau:

- Nguồn nhiệt điện than:

- + Có 11 dự án nhiệt điện than với tổng công suất 12.960 MW đang trong quá trình xây dựng và sẽ đưa vào vận hành tới năm 2030, bao gồm: Na Dương 2 (110 MW), An Khánh - Bắc Giang (650 MW), Thái Bình 2 (1.200 MW), Quảng Trạch 1 (1.200 MW), Long Phú 1 (1.200 MW), Sông Hậu I (1.200 MW), Nghi Sơn II (1.330 MW), Duyên Hải II (1.320 MW), Vân Phong 1 (1.420 MW), Vũng Áng II (1.330 MW), Sông Hậu II (2.000 MW).

- + Có 4 dự án với tổng công suất 4.800 MW có thể có rủi ro trong triển khai, bao gồm: Nam Định (1.200 MW) nhà đầu tư thông báo đã thu xếp được vốn, Công Thanh (600 MW), Quảng Trị (1.200 MW), Vĩnh Tân III (1800 MW).

- Nguồn nhiệt điện khí trong nước: Đến năm 2030 dự kiến phát triển khoảng 7.240 MW, bao gồm: cụm nhà máy điện sử dụng khí Lô B (3 nhà máy Ô Môn 2, 3, 4 với tổng công suất 3.150 MW); cụm nhà máy điện sử dụng khí Cá Voi Xanh (5 nhà máy Dung Quất 1,2,3 và Miền Trung 1,2 với tổng công suất 3.750 MW) và 1 nhà máy điện sử dụng mỏ Báo Vàng với công suất 340 MW. Đây là các nguồn điện đóng vai trò rất quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng

của Việt Nam. Do đó, cần có các giải pháp để nhất thiết giữ vững tiến độ của cụm nhiệt điện khí Ô Môn - Lô B (3.150 MW, vận hành giai đoạn 2025-2027) và cụm nhiệt điện khí miền Trung - Cá Voi Xanh (3.750 MW, vận hành giai đoạn 2028-2029).

+ Cụm mỏ khí Lô B: Vướng mắc chính ở phía thượng nguồn là vấn đề bảo lãnh Chính phủ. Tuy nhiên, Bộ Công Thương đã đàm phán xong và phía Nhật Bản đã ký thư chính thức bỏ yêu cầu có bảo lãnh Chính phủ, hiện đang thỏa thuận với phía Thái Lan (chiếm 5%) để bỏ yêu cầu này. Phía hạ nguồn có 2 nhà máy do Tập đoàn Điện lực Việt Nam đầu tư (Ô Môn 3, 4), hiện nhà máy Ô Môn 4 đang chuẩn bị đấu thầu chọn tổng thầu EPC, còn nhà máy Ô Môn 3 chưa được cấp chủ trương đầu tư do thủ tục vay vốn ODA nhưng về cơ bản sẽ được tháo gỡ trong thời gian tới; nhà máy Ô Môn 2 do Marubeni và WTO là nhà đầu tư, hiện đã xong chủ trương đầu tư và đang hoàn thiện Báo cáo nghiên cứu khả thi. Như vậy, cụm các dự án nhà máy điện sử dụng mỏ khí Lô B về cơ bản đã có triển triển.

+ Cụm mỏ khí Cá Voi Xanh: hiện nay còn có rủi ro về phía thượng nguồn (do ExxonMobil triển khai) đang có vấn đề về định hướng đầu tư nội bộ, dự án này không nằm trong các dự án ưu tiên của ExxonMobil. Vì vậy, công tác đàm phán các thỏa thuận thương mại và GGU chậm ảnh hưởng đến triển khai các công việc khác. Phía hạ nguồn do Tập đoàn Điện lực Việt Nam đầu tư dự án nhà máy điện Dung Quất 1, 3 và Sembcorp đầu tư dự án BOT Dung Quất 2 đã được phê duyệt FS, đang đàm phán hợp đồng mua bán khí, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đầu tư dự án TBKHH Miền Trung 1, 2 đang triển khai lập quy hoạch 1:500 và lập FS với tiến độ dự kiến năm 2028-2029.

+ Mỏ khí Báo Vàng: còn khó khăn trong việc xác định trữ lượng của mỏ khí, quyết tâm của nhà đầu tư (Gazprom) khó có thể vào vận hành trước năm 2030.

- Nguồn nhiệt điện khí LNG: tổng công suất dự kiến phát triển đến năm 2030 theo phương án điều hành là 23.900 MW, gồm:

+ Có 11 dự án với tổng công suất 17.900 MW đã được phê duyệt và bổ sung trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh, gồm: Nhơn Trạch 3,4 (1.500 MW), Hiệp Phước giai đoạn 1 (1.200 MW), Bạc Liêu (3.200 MW), Sơn Mỹ 1 (2.250 MW), Sơn Mỹ 2 (2.250 MW), Long An 1 (1.500 MW), Cà Ná (1.500 MW), Quảng Ninh 1 (1.500 MW), Long Sơn (1.500 MW), Hải Lăng (1.500 MW). Đối với các dự án IPP do nhà đầu tư trong nước thực hiện (Nhơn Trạch 3,4 do PV Power làm chủ đầu tư; Hiệp Phước của Công ty TNHH Hiệp Phước) thường khó khăn lớn nhất là thu xếp vốn từ các tổ chức tín dụng trong và ngoài nước, mặc dù vậy các dự án đang triển khai đúng tiến độ quy hoạch. Đối với các dự án IPP có sự tham gia nhà đầu tư nước ngoài (Bạc Liêu của DOE; Long An 1, 2 của Liên danh Vinacapital và GS Energy; Quảng Trị của Liên danh T&T và Tổ hợp nhà đầu tư Hàn Quốc), rủi ro thường gặp là các tổ chức cho vay vốn thường đưa ra những yêu cầu bảo

lãnh ngặt nghèo của Chính phủ, nhiều khi vượt quá khuôn khổ pháp lý hiện hành (ví dụ trường hợp dự án Bạc Liêu - sẽ báo cáo ở phần sau).

+ Có 4 dự án với tổng công suất 6.000 MW dự kiến đưa vào trong Quy hoạch điện VIII tại khu vực miền Bắc, gồm: Thái Bình (1.500 MW), Nghi Sơn (1.500 MW), Quỳnh Lập (1.500 MW), Quảng Trạch 2 (1.500 MW). Trong đó, có 2 dự án mới là Thái Bình và Nghi Sơn, 2 dự án đã có trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh sẽ chuyển đổi nhiên liệu từ than sang sử dụng khí LNG là Quỳnh Lập và Quảng Trạch 2. Các dự án này tiến độ nhanh nhất sẽ vào trong giai đoạn 2028-2030.

- Nguồn điện gió ngoài khơi: dự kiến phát triển 7.000 MW (3.000 MW tại miền Nam và 4.000 MW tại miền Bắc). Nguồn điện gió ngoài khơi tại miền Bắc cần đưa vào vận hành sớm từ năm 2027 để đảm bảo cấp điện cho miền Bắc.

- Nguồn điện gió trên bờ: cần đưa vào vận hành thêm khoảng 12.000 MW trong giai đoạn đến năm 2030, trong đó có khoảng 2.800 MW tại miền Bắc cần đưa vào từ năm 2024-2025 để đảm bảo cấp điện. Hiện tại, do chưa phê duyệt Quy hoạch điện VIII nên các nguồn điện này chưa đủ cơ sở pháp lý để triển khai.

Kết quả rà soát tiến độ theo từng năm của các dự án nguồn điện lớn được quy hoạch cho giai đoạn 2021-2030 được nêu tại Phụ lục 1.

2. Về quy hoạch điện mặt trời

Tại Văn bản số 2715/BCT-ĐL ngày 20 tháng 5 năm 2022, Bộ Công Thương đã báo cáo và xin ý kiến chỉ đạo của Thủ tướng Chính phủ về tình hình quy hoạch các dự án điện mặt trời. Kết quả rà soát các dự án điện mặt trời đã được quy hoạch như sau:

2.1. Tình hình thực hiện quy hoạch điện mặt trời

Tổng số các dự án đã được phê duyệt quy hoạch và bổ sung quy hoạch là 175 dự án (18.614 MWp, 15.301 MW), cụ thể:

- Có 58 dự án do Thủ tướng Chính phủ quyết định phê duyệt quy hoạch (13.337 MWp, 11.080 MW), trong đó 55 dự án (12.727 MWp, 10.181 MW) tập trung tại khu vực miền Trung và miền Nam (chiếm 95%) và 03 dự án (610 MWp, 488 MW) tại khu vực miền Bắc. Có 21 dự án (5.771 MWp, 4.711 MW) đã đi vào vận hành (tỉ lệ thực hiện đạt 42,5%) và tập trung toàn bộ tại khu vực miền Trung và miền Nam.

- Có 117 dự án do Bộ Công Thương quyết định phê duyệt quy hoạch (5.277 MWp, 4.221 MW), trong đó có 110 dự án (5.034 MWp, 4.208 MW) tập trung tại khu vực miền Trung và miền Nam (chiếm 95%) và 7 dự án (243 MWp, 194 MW) tại khu vực miền Bắc. Có 110 dự án (5.032 MWp, 4.025 MW) đã đi vào vận hành (tỉ lệ thực hiện đạt 95%), trong đó có 106 dự án (4.873 MWp, 3.898 MW) tại khu vực miền Trung và miền Nam.

2.2. Các dự án điện mặt trời chưa đưa vào vận hành

Còn 51 dự án/hoặc một phần dự án điện mặt trời, với tổng công suất 6.564,67 MW đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch, nhưng có phần công suất chưa đi vào vận hành, trong đó:

(i) Có 5 dự án/hoặc một phần dự án điện mặt trời với tổng công suất 452,62 MW đã thi công xong, chờ xác định giá bán điện, gồm:

- Phù Mỹ (Phù Mỹ 1 - 64,75 MW đã vận hành ngày 30 tháng 12 năm 2020, Phù Mỹ 3 - 23,75 MW đã vận hành ngày 24 tháng 12 năm 2020): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 932/TTg-CN ngày 23 tháng 7 năm 2018; Ủy ban nhân dân (UBND) tỉnh Bình Định đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư đối với dự án ĐMT Phù Mỹ 1 tại Quyết định số 3164/QĐ-UBND ngày 17 tháng 9 năm 2018 và Quyết định số 3695/QĐ-UBND ngày 14 tháng 10 năm 2019, đối với dự án ĐMT Phù Mỹ 3 tại Quyết định số 3166/QĐ-UBND ngày 17 tháng 9 năm 2018, Quyết định số 3697/QĐ-UBND ngày 14 tháng 10 năm 2019 và Quyết định số 3103/QĐ-UBND ngày 27 tháng 7 năm 2021. Trên cơ sở quy hoạch và chủ trương đầu tư được cấp có thẩm quyền phê duyệt, chủ đầu tư triển khai dự án theo các quy định. Tổng mức đầu tư (TMĐT) dự án Phù Mỹ 1 khoảng 1.736,6 tỷ đồng, đã có thông báo kết quả kiểm tra công tác nghiệm thu hoàn thành hạng mục công trình, công trình xây dựng (Văn bản số 87/TB-ĐL ngày 16 tháng 6 năm 2022 của Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo); TMĐT dự án Phù Mỹ 3 khoảng 1.901 tỷ đồng và đã có thông báo kết quả kiểm tra công tác nghiệm thu hoàn thành hạng mục công trình, công trình xây dựng (Văn bản số 88/TB-ĐL ngày 16 tháng 6 năm 2022).

- Có 3 phần dự án, gồm: Thiên Tân 1.2 (80 MW) đã hoàn thành toàn bộ và đã được COD 48,23 MWp, Thiên Tân 1.3 (32 MW) đã hoàn thành nhưng chưa được công nhận COD, Thiên Tân 1.4 (80 MW) đã hoàn thành toàn bộ ngày 30 tháng 6 năm 2021 chưa được công nhận COD: các dự án này thuộc nhà máy điện mặt trời Thiên Tân 1, công suất 300 MW đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt quy hoạch tại Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18 tháng 3 năm 2016, nhưng chưa có phương án đấu nối với hệ thống điện quốc gia. Trên cơ sở đề xuất của UBND tỉnh Ninh Thuận, Bộ Công Thương đã thẩm định bổ sung phương án đấu nối theo đúng quy định, báo cáo Thủ tướng Chính phủ và được phê duyệt tại Văn bản số 1489/TTg-CN ngày 27 tháng 10 năm 2020. UBND tỉnh Ninh Thuận đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư các dự án ĐMT Thiên Tân 1.2, 1.3 và 1.4 tại các Quyết định số 1919/QĐ-UBND, 1920/QĐ-UBND và 1921/QĐ-UBND ngày 29 tháng 10 năm 2020. Chủ đầu tư đã triển khai các thủ tục đầu tư xây dựng dự án và đang chờ xác định giá bán điện. Cơ quan chuyên môn về xây dựng chưa nhận được báo cáo hoàn thành thi công xây dựng công trình theo quy định. Tổng mức đầu tư dự án Thiên Tân 1.2 khoảng 1.974,1 tỷ đồng, dự án Thiên Tân 1.3 khoảng 938 tỷ đồng, dự án Thiên Tân 1.4 khoảng 1.993 tỷ đồng.

- Một phần dự án Phước Minh, Thuận Nam (172,12 MW): dự án có tổng công suất 450 MW đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 70/TTg-CN ngày 09 tháng 01 năm 2020; UBND tỉnh Ninh Thuận đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 79/QĐ-UBND ngày 03 tháng 4 năm 2020. Chủ đầu tư đã triển khai đầu tư xây dựng dự án, được cấp giấy phép hoạt động điện lực và được công nhận COD một phần, còn phần công suất 172,12 MW chưa xác định được giá bán. Tổng mức đầu tư của cả dự án khoảng 11.138,2 tỷ đồng (phần còn lại chưa xác định giá bán ước tính tổng mức đầu tư khoảng 4.260,2 tỷ đồng). Chưa có thông báo kết quả kiểm tra công tác nghiệm thu hoàn thành hạng mục công trình, công trình xây dựng của cơ quan chuyên môn về xây dựng.

(ii) Có 19 dự án/hoặc một phần dự án với tổng công suất 1.975,8 MW đã có nhà đầu tư và đã triển khai đầu tư ở nhiều mức độ khác nhau, bao gồm:

- Chu Ngọc giai đoạn 2 (20 MW): đã được Bộ Công Thương phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Quyết định số 4742/QĐ-BCT ngày 24 tháng 12 năm 2018; UBND tỉnh Gia Lai đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 693/QĐ-UBND ngày 14 tháng 12 năm 2020 và Quyết định số 135/QĐ-UBND ngày 29 tháng 01 năm 2022. Giai đoạn 1 của dự án đã được công nhận COD ngày 04 tháng 6 năm 2019, giai đoạn 2 đang triển khai lập Báo cáo nghiên cứu khả thi và đã đăng ký kế hoạch sử dụng đất với địa phương.

- Phước Thái 2 (100 MW), Phước Thái 3 (50 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 356/TTg-CN ngày 09 tháng 3 năm 2017; UBND tỉnh Ninh Thuận đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 221/QĐ-UBND và 222/QĐ-UBND ngày 24 tháng 02 năm 2020. Dự án đã lập và được cơ quan quản lý nhà nước thẩm định Thiết kế cơ sở, đã lựa chọn nhà thầu EPC để triển khai thực hiện dự án.

- Ngọc Lặc (45 MW): đã được Bộ Công Thương phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Quyết định số 4322/QĐ-BCT ngày 16 tháng 11 năm 2017; UBND tỉnh Thanh Hóa đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 324/QĐ-UBND ngày 25 tháng 01 năm 2018. Dự án đã được cơ quan quản lý nhà nước thẩm định Thiết kế cơ sở, đã lập Thiết kế kỹ thuật và có Hợp đồng mua bán điện, Hợp đồng thuê đất, Hợp đồng mua sắm thiết bị.

- Krông Pa 2 (39,2 MW): đã được Bộ Công Thương phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Quyết định số 423/QĐ-BCT ngày 31 tháng 01 năm 2018; UBND tỉnh Gia Lai đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 239/QĐ-UBND ngày 25 tháng 5 năm 2018 và Quyết định số 765/QĐ-UBND ngày 01 tháng 11 năm 2021. Dự án đã được cơ quan quản lý nhà nước thẩm định Thiết kế cơ sở, Thiết kế kỹ thuật, đã ký hợp đồng mua sắm lắp đặt trạm biến áp và đường dây 110 kV, hiện đang triển khai xây dựng các hạng mục hạ tầng. Tổng mức đầu tư dự án khoảng 927,2 tỷ đồng.

- Đức Huệ 2 (39,2 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 1632/TTg-CN ngày 20 tháng 11 năm 2020; UBND tỉnh Long An đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 761/QĐ-UBND ngày 25 tháng 01 năm 2022. Chủ đầu tư đã thuê tư vấn lập Báo cáo nghiên cứu khả thi, đã được cấp giấy chứng nhận quyền sử dụng đất.

- KN Yaly - Gia Lai (400 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 1870/TTg-CN ngày 31 tháng 12 năm 2020; UBND tỉnh Gia Lai đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 435/QĐ-UBND ngày 21 tháng 5 năm 2021. Chủ đầu tư đã thuê tư vấn lập Báo cáo nghiên cứu khả thi, đã ký hợp đồng đo đạc địa chính phục vụ giải phóng mặt bằng.

- MT2 (24 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung vào Quy hoạch điện VII điều chỉnh tại Văn bản số 1632/TTg-CN ngày 20 tháng 11 năm 2020; UBND tỉnh Bình Phước đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 1173/QĐ-UBND ngày 24 tháng 6 năm 2022.

- MT1 (24 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung vào quy hoạch tại Văn bản số 1632/TTg-CN ngày 20 tháng 11 năm 2020; UBND tỉnh Bình Phước đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 937/QĐ-UBND ngày 18 tháng 5 năm 2022. Chủ đầu tư đã thuê tư vấn lập Báo cáo nghiên cứu khả thi và đã được thuê đất.

- Một phần KCN Châu Đức (42 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 217/TTg-CN ngày 09 tháng 02 năm 2018 và đã được UBND tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu cấp giấy chứng nhận đầu tư từ năm 2019. Dự án đã triển khai xây dựng và đưa vào vận hành thương mại một phần (58 MW).

- KN Srêpôk 3 - giai đoạn 1 (304 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 1870/TTg-CN ngày 31 tháng 12 năm 2020; UBND tỉnh Đăk Lăk đã cấp giấy chứng nhận đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 523/QĐ-UBND ngày 01 tháng 3 năm 2022. Chủ đầu tư đã thuê tư vấn lập Báo cáo nghiên cứu khả thi, đã ký hợp đồng đo vẽ trích lục địa chính và cắm mốc giải phóng mặt bằng.

- Phú Thiện (32 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 1632/TTg-CN ngày 20 tháng 11 năm 2020; UBND tỉnh Gia Lai đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 616/QĐ-UBND ngày 20 tháng 9 năm 2021. Chủ đầu tư đã lập và trình cơ quan quản lý nhà nước thẩm định Báo cáo nghiên cứu khả thi, đã được UBND tỉnh Gia Lai có văn bản về chuyển nhượng quyền sử dụng đất và đã ký một số hợp đồng chuyển nhượng quyền sử dụng đất.

- Trang Đức (39,2 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 1632/TTg-CN ngày 20 tháng 11 năm 2020; UBND tỉnh

Gia Lai đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 428/QĐ-UBND ngày 20 tháng 7 năm 2021. Chủ đầu tư đã ký hợp đồng với tu vấn lập Báo cáo nghiên cứu khả thi, đã trình cơ quan quản lý nhà nước thẩm định Báo cáo nghiên cứu khả thi, đã lập danh sách đèn bù đất, đã thực hiện mua một phần đất và UBND tỉnh Gia Lai đã có văn bản đồng ý chủ trương chuyển nhượng, góp vốn, thuê quyền sử dụng đất để thực hiện dự án.

- Sơn Quang (23,2 MW): đã được Bộ Công Thương phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Quyết định số 2876/QĐ-BCT ngày 15 tháng 8 năm 2018; UBND tỉnh Hà Tĩnh đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 2908/QĐ-UBND ngày 29 tháng 9 năm 2018 và Quyết định số 3379/QĐ-UBND ngày 06 tháng 11 năm 2018.

- KN Yaly Kon Tum (160 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 1870/TTg-CN ngày 31 tháng 12 năm 2020; UBND tỉnh Kon Tum đã cấp giấy chứng nhận đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 256/QĐ-UBND ngày 02 tháng 4 năm 2021. Chủ đầu tư đã ký hợp đồng đo vẽ trích lục địa chính và cắm mốc giải phóng mặt bằng; hợp đồng khảo sát lập Báo cáo nghiên cứu khả thi; báo cáo đánh giá tác động môi trường.

- Đức An (30 MW): đã được Bộ Công Thương phê duyệt trong Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Đăk Nông tại Quyết định số 2097/QĐ-BCT ngày 11 tháng 7 năm 2016; UBND tỉnh Đăk Nông đã cấp giấy chứng nhận đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 423/QĐ-UBND ngày 27 tháng 3 năm 2020 và Quyết định số 1515/QĐ-UBND ngày 09 tháng 9 năm 2021. Chủ đầu tư đã thực hiện trích lục giao đất, chuyển đổi đất sang mục đích đất năng lượng tại Quyết định số 411/QĐ-UBND ngày 01 tháng 4 năm 2019; đã lập Báo cáo nghiên cứu khả thi và ký hợp đồng thi công xây dựng công trình.

- Một phần dự án ĐMT Hồ Dầu Tiếng (Nhà máy ĐMT Dầu Tiếng 5 công suất 450 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 1228/TTg-CN ngày 18 tháng 8 năm 2017 và được điều chỉnh tiến độ tại Văn bản số 1608/TTg-CN ngày 18 tháng 11 năm 2020; UBND tỉnh Tây Ninh đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 323/QĐ-UBND ngày 10 tháng 02 năm 2022, Quyết định số 333/QĐ-UBND ngày 10 tháng 02 năm 2022. Chủ đầu tư đã lập Báo cáo nghiên cứu khả thi, đã có hợp đồng cung cấp cọc, đã lập sơ đồ hiện trạng sử dụng đất phục vụ đèn bù giải phóng mặt bằng.

- Thanh Hóa 1 (128 MW): đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Văn bản số 1104/TTg-CN ngày 23 tháng 8 năm 2018; UBND tỉnh Thanh Hóa đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 1841/QĐ-UBND ngày 01 tháng 6 năm 2021.

- Mai Sơn (10 MW): đã được Bộ Công Thương phê duyệt bổ sung quy hoạch tại Quyết định số 4146/QĐ-BCT ngày 17 tháng 10 năm 2016; UBND tỉnh Sơn La đã cấp chủ trương đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 179/QĐ-

UBND ngày 23 tháng 01 năm 2017. Chủ đầu tư đã lập và trình cơ quan quản lý nhà nước thẩm định Thiết kế kỹ thuật. UBND tỉnh Sơn La đã có Văn bản số 738/UBND-KT ngày 07 tháng 3 năm 2022 đề nghị đưa ra khỏi quy hoạch do vướng mắc trong giải phóng mặt bằng.

- Một phần dự án ĐMT Thiên Tân 1.3 (8 MW): UBND tỉnh Ninh Thuận đã cấp chủ trương và chấp thuận nhà đầu tư tại Quyết định số 1920/QĐ-UBND ngày 29 tháng 10 năm 2020. Dự án đã được cơ quan quản lý nhà nước thẩm định Thiết kế cơ sở, đã lập Thiết kế kỹ thuật.

(iii) Có 27 dự án/hoặc một phần dự án với tổng công suất 4.136,25 MW chưa có nhà đầu tư, bao gồm: 26 dự án ĐMT và một phần còn lại của dự án ĐMT Hồ Dầu Tiếng (công suất 1.050 MW). Trong đó, có một số dự án đang thực hiện thủ tục cấp chủ trương đầu tư, các địa phương đang trong giai đoạn thẩm định để cấp chủ trương đầu tư; có những dự án chưa triển khai thực hiện gì.

(Chi tiết thông tin các dự án tại Phụ lục 2 kèm theo).

Như vậy, các dự án/phần dự án đã hoàn thành thi công có tổng công suất 452,62 MW, có tổng mức đầu tư ước tính khoảng 11.800 tỷ đồng; các dự án điện mặt trời đã được quy hoạch, đã được chấp thuận nhà đầu tư (tính đến hết 25 tháng 6 năm 2022) có tổng công suất 1975,8 MW, nhưng chi phí đã đầu tư chưa đủ cơ sở/số liệu để xác định; các dự án điện mặt trời đã được quy hoạch nhưng chưa được chấp thuận nhà đầu tư có tổng công suất 4.136,25 MW. Đánh giá về tính pháp lý của các dự án như sau:

(i) Về mặt quy hoạch: các dự án đã được thẩm định và trình cấp có thẩm quyền xem xét, phê duyệt theo đúng các quy định tại Thông tư số 43/2013/TT-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2013 của Bộ Công Thương.

(ii) Về việc cấp chủ trương đầu tư: trên cơ sở quy hoạch được cấp có thẩm quyền phê duyệt, các địa phương tổ chức thẩm định để cấp giấy chứng nhận đầu tư theo quy định của pháp luật. UBND các tỉnh/thành phố trực thuộc Trung ương tự chịu trách nhiệm về việc cấp giấy chứng nhận đầu tư và chấp thuận nhà đầu tư.

(iii) Về việc triển khai đầu tư xây dựng: chủ đầu tư các dự án có trách nhiệm triển khai thực hiện dự án theo đúng quy hoạch được cấp có thẩm quyền phê duyệt, đảm bảo phù hợp với các quy định về đầu tư, xây dựng tại Luật Đầu tư, Luật Xây dựng và các quy định pháp luật liên quan khác. Đa số các dự án đã có nhà đầu tư đang trong quá trình triển khai, chưa gửi báo cáo hoàn thành xây dựng công trình và chưa có số liệu quyết toán về tổng mức đầu tư, do đó chưa đủ cơ sở để xác nhận chi phí các nhà đầu tư đã thực hiện và chưa thể đánh giá được mức độ thiệt hại khi không tiếp tục triển khai các dự án đã được chấp thuận nhà đầu tư cho giai đoạn đến năm 2030.

Để tránh rủi ro về mặt pháp lý, tránh xảy ra khiếu kiện và đền bù cho các nhà đầu tư, Bộ Công Thương đề xuất tiếp tục phát triển các dự án điện mặt trời đã

được chấp thuận nhà đầu tư (bao gồm cả những dự án đã hoàn thành thi công) trong giai đoạn đến năm 2030 với tổng công suất 2.428,42 MW. Các dự án điện mặt trời chưa được chấp thuận nhà đầu tư với tổng công suất 4.136,25 MW có thể xem xét giãn sang giai đoạn sau năm 2030 để đảm bảo tỷ lệ hợp lý của các nguồn điện năng lượng tái tạo trong hệ thống, lý do vì nếu đưa vào giai đoạn trước năm 2030 sẽ làm cho tỷ lệ năng lượng tái tạo trong hệ thống tăng cao (khoảng 26% tổng công suất toàn hệ thống), ảnh hưởng đến khả năng vận hành an toàn, tin cậy của hệ thống điện và ảnh hưởng đến vận hành kinh tế các nguồn thủy điện, nhiệt điện và bao tiêu khí hiện có. Trong thời gian đến năm 2030, nếu điều kiện kỹ thuật của hệ thống điện quốc gia tốt hơn, có thêm các công cụ để điều hành, đảm bảo hấp thụ mức độ cao hơn điện mặt trời và vận hành an toàn, kinh tế các nguồn điện trong hệ thống, hoặc có nhiều nguồn điện chậm tiến độ, phải có giải pháp thay thế, Bộ Công Thương sẽ yêu cầu Tập đoàn Điện lực Việt Nam tính toán, kiểm tra và báo cáo Chính phủ.

Bên cạnh các dự án điện mặt trời bán điện cho lưới điện quốc gia, các dự án điện mặt trời (và cả điện gió) theo hình thức tự sản xuất, tự cung cấp và tiêu thụ tại chỗ, không phát điện lên lưới điện quốc gia; các dự án điện mặt trời (và điện gió) phục vụ sản xuất các loại hình năng lượng mới (hydrogen, amoniac xanh, hóa chất, ...) cần được ưu tiên phát triển, cho phép bổ sung quy hoạch và triển khai không giới hạn quy mô công suất, không phụ thuộc vào cơ cấu công suất đã có của quy hoạch.

3. Về quy hoạch nguồn điện LNG

3.1. Sự phù hợp với Nghị quyết 55

Tại thời điểm tính toán các vấn đề kỹ thuật phục vụ ban hành Nghị quyết 55-NQ/TW, tính toán cơ cấu nguồn điện tối ưu chưa xét đến chi phí ngoại sinh (chi phí xã hội phải gánh chịu trong quá trình phát triển điện lực), vì vậy vào năm 2030 nguồn nhiệt điện than chiếm công suất lớn (khoảng 55 GW), nguồn điện khí đạt 22 GW, tổng công suất các nguồn nhiệt điện khoảng 77 GW. Quy hoạch điện VIII đã đưa chi phí ngoại sinh vào tính toán nên quy mô của các nguồn nhiệt điện than năm 2030 giảm mạnh, đạt 37 GW, thấp hơn 18 GW so với quy mô trong Nghị quyết 55-NQ/TW, phù hợp với xu hướng phát triển của Việt Nam, hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050.

Theo Nghị quyết 55-NQ/TW, Việt Nam cần đủ năng lực nhập khẩu khoảng 8 tỷ m³ khí LNG vào năm 2030, khoảng 15 tỷ m³ khí vào năm 2045. Khi phải giảm khoảng 18 GW điện than vào năm 2030 nhằm đáp ứng cam kết của Việt Nam tại Hội nghị COP26, Quy hoạch điện VIII đã thay thế công suất điện than này bằng khoảng 14 GW nguồn điện nền sạch hơn là điện LNG, còn lại bù bằng 12-15 GW các nguồn năng lượng tái tạo (do số giờ vận hành các dự án nguồn NLTT chỉ bằng khoảng 1/3 (đối với điện gió) và 1/4 (đối với điện mặt trời) so với các nguồn điện than hoặc khí). Vì vậy, nhu cầu nhập khẩu LNG tăng lên, đạt

khoảng 14-18 tỷ m³ vào năm 2030 và khoảng 13-16 tỷ m³ vào năm 2045 là cơ bản phù hợp với Nghị quyết 55-NQ/TW.

Cũng chính vì vậy, đến năm 2030 tổng công suất các nhà máy điện đạt 145.930 MW (không tính điện mặt trời mái nhà và các nguồn đồng phát) có cao hơn so với mục tiêu nêu tại Nghị quyết 55-NQ/TW (125-130 GW), nhưng phù hợp với bối cảnh phát triển mạnh mẽ năng lượng tái tạo và các nguồn điện nền sạch hơn (LNG) để đảm bảo phù hợp với cam kết của Việt Nam tại Hội nghị COP26.

Nghị quyết 55/NQ-TW đưa ra yêu cầu về đa dạng hóa các loại hình nguồn điện để đảm bảo an ninh cung cấp điện. Cơ cấu nguồn điện của Quy hoạch điện VIII đã đáp ứng được yêu cầu về đa dạng hóa các loại hình nguồn điện. Tỷ trọng LNG chiếm 16,4% được đánh giá là phù hợp.

Trong tổng công suất 23.900 MW điện khí LNG năm 2030 của Quy hoạch điện VIII đã có 17.900 MW là kế thừa từ Quy hoạch điện VII điều chỉnh đã được phê duyệt bổ sung và dự kiến phải phát triển thêm khoảng 6.000 MW tập trung tại khu vực miền Bắc để đảm bảo nguồn điện chạy nền của hệ thống điện miền Bắc.

Đến năm 2025 và 2030, với cơ cấu nguồn điện dự kiến tại Quy hoạch điện VIII (trong đó nguồn điện sử dụng LNG tương ứng là 3.500 MW và 23.900 MW) thì chỉ số HHI¹ của Việt Nam có giá trị tương ứng là 2.397 điểm và 2.302 điểm. Chỉ số HHI ở mức này của Việt Nam cho thấy mức độ đa dạng hóa các loại hình nguồn điện đã được cải thiện đáng kể so với năm 2020 (chỉ số HHI đạt 3.127 điểm). Mức chỉ số này thể hiện mức độ đa dạng hóa cao của các loại hình nguồn điện trong hệ thống, không quá phụ thuộc vào một loại hình nào, loại nhiên liệu nào. Chỉ số HHI về an ninh cung cấp điện của Việt Nam tại các thời điểm năm 2025, 2030 đã đạt ở mức độ tốt hơn so với Hàn Quốc (2.856 điểm) và Nhật Bản (2.415 điểm) tại thời điểm năm 2020.

3.2. Tính khả thi nhập khẩu LNG cho phát điện của Việt Nam

Về nguồn cung LNG toàn cầu, theo BP Statistical Review of World Energy 2021, trữ lượng khí tự nhiên đã được chứng minh của thế giới còn lại là 188 ngàn tỷ m³, có thể khai thác trong khoảng 50 năm nữa. Theo dự báo của TOTAL trong báo cáo LNG Outlook Medium & Long Term năm 2021, nguồn cung LNG toàn cầu sẽ tăng mạnh từ nay đến năm 2030, dẫn đầu tăng trưởng là khu vực Bắc Mỹ, tiếp theo là Trung Đông, Châu Phi và Nga, Australia vẫn nằm trong nhóm các nước có sản lượng xuất khẩu lớn, nhưng tốc độ tăng trưởng không cao. Tới năm 2030, Mỹ, Quatar, Australia, Nga, và Mozambique là 5 nước xuất khẩu LNG hàng

¹ Chỉ số HHI theo các loại hình nguồn điện thể hiện mức độ đa dạng hóa của các loại hình nguồn điện trong hệ thống điện. Chỉ số HHI phản ánh an ninh cung cấp điện tránh việc lệ thuộc quá lớn vào một loại hình nguồn điện, nhiên liệu. Từ đó dẫn đến mất an ninh cung cấp điện khi có biến động lớn đối với nguồn cung cấp và giá của loại năng lượng đó. Chỉ số HHI nhỏ hơn 3000 thể hiện mức độ đa dạng hóa cao của hệ thống điện. Chỉ số HHI lớn hơn 3000 thể hiện mức độ tập trung của cung cấp điện vào một số ít loại hình nguồn điện trong hệ thống.

đầu thế giới. Trong đó, trừ Australia, 4 nước còn lại có mức độ tăng trưởng sản lượng xuất khẩu LNG tăng vọt so với hiện nay: Mỹ (tăng khoảng 90-100 triệu tấn/năm, gấp gần 4 lần hiện nay), Quatar (tăng khoảng 50 triệu tấn/năm, gấp khoảng 1,6 lần hiện nay), Nga (tăng khoảng 40 triệu tấn/năm, gấp khoảng 2 lần hiện nay), Mozambique (tăng khoảng 40 triệu tấn/năm). Indonesia và Malaysia duy trì xuất khẩu ở mức 50 triệu tấn/năm và 22 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2020-2040.

Về nhu cầu LNG toàn cầu, năm nước nhập khẩu LNG hàng đầu thế giới hiện nay theo thứ tự gồm Trung Quốc, Nhật Bản, Hàn Quốc, Ấn Độ và Đài Loan. Sản lượng nhập khẩu LNG của Trung Quốc và Nhật Bản năm 2021 làn lượt khoảng 79 triệu tấn và 75 triệu tấn. Ba nước còn lại có sản lượng nhập khẩu LNG làn lượt khoảng 45 triệu tấn, 22 triệu tấn và 20 triệu tấn. Nhu cầu LNG nhập khẩu của Châu Âu năm 2021 vào khoảng 80 triệu tấn. Theo các dự báo nhu cầu LNG của BP và TOTAL, Châu Á sẽ tiếp tục đứng đầu thế giới về nhu cầu LNG, chiếm tới trên 60% tổng sản lượng toàn cầu, Châu Âu chiếm khoảng 20%, còn lại là các khu vực khác.

Sau khi cuộc xung đột Nga - Ukraina xảy ra, Châu Âu đã bắt đầu thực hiện chính sách hạn chế nhập khẩu năng lượng từ Nga, và đẩy mạnh nhập khẩu LNG từ các nước khác. Do đó, thị trường LNG thế giới hiện nay có tính cạnh tranh cao. Australia hiện chủ yếu xuất khẩu LNG sang khu vực Châu Á, nhưng sẽ dần mở rộng thị trường sang khu vực Châu Âu. Hoa Kỳ dự kiến tiếp tục cung cấp khí đốt cho các thị trường ở Châu Âu, Châu Á, Nam và Trung Mỹ. Nga và Trung Quốc đẩy mạnh xuất nhập khẩu khí tự nhiên qua đường ống khí từ khu vực Siberia.

Trong ngắn và trung hạn, Việt Nam có thể nhập khẩu LNG từ các nước như Australia, Mỹ, Nga và Quatar do đây là những nước xuất khẩu LNG lớn nhất và có kế hoạch tăng thêm sản lượng xuất khẩu. Trong dài hạn, cần xem xét đa dạng hóa khả năng nhập khẩu thêm LNG từ các nước khác như Mozambique, Turkmenistan và Iran. Với nguồn cung ứng đa dạng của các nước trên thế giới thì khả năng nhập khẩu LNG cho các nhà máy điện với quy mô công suất 23.900 MW năm 2030 là khả thi.Thêm vào đó Quy hoạch điện VIII cũng xem xét chuyển đổi các nhà máy điện LNG sang sử dụng hydro khi công nghệ chín muồi, khi đó sự phụ thuộc vào nhập khẩu LNG càng giảm.

3.3. Phân tích các khả năng biến động về giá LNG

Hiện tại có 2 hệ thống giá LNG trên thị trường: giá giao ngay và giá hợp đồng. Đối với nhà máy điện TBKHH sử dụng LNG, do nhu cầu sử dụng cao và ổn định nên thông thường sẽ sử dụng giá hợp đồng dài hạn để mua LNG. Giá hợp đồng cũng được điều chỉnh hàng năm theo thị trường nhưng tốc độ điều chỉnh chậm hơn, và không có biến động lớn như giá giao ngay. Giá giao ngay hiện tại tăng lên rất cao (tại khu vực ASEAN khoảng 32 USD/MMBTU, quy về năm 2021), tuy nhiên giá hợp đồng chỉ khoảng 15 USD/MMBTU.

Theo dự báo mới nhất của WorldBank vào tháng 4 năm 2022, giá LNG về khu vực Đông Á năm 2022 khoảng 19 USD/MMBTU, dự báo giá LNG sẽ giảm dần năm 2023 khoảng 14 USD/MMBTU, 2024 khoảng 13 USD/MMBTU (giá hiện hành). Về dài hạn từ sau 2025, giá LNG vẫn được dự báo giảm dần về 8,5 USD/MMBTU vào 2030 và 7,5 USD/MMBTU vào 2035 (giá hiện hành).

Theo dự báo giá LNG tại thời điểm tháng 3 năm 2022 của IHS Market, giá LNG (hợp đồng dài hạn) tại khu vực ASEAN là 15 USD/MMBTU năm 2022, giảm xuống 8,3 USD/MMBTU năm 2025, 8,05 USD/MMBTU năm 2030, 8,27 USD/MMBTU năm 2045, 8,75 USD/MMBTU năm 2050 (giá quy về năm 2021). Theo dự báo này, giá LNG hợp đồng sẽ giảm về mức giá năm 2020 từ năm 2024-2025.

Tại Quy hoạch điện VIII, dự báo giá LNG (giá quy về năm 2020, không tính trượt giá) đến Việt Nam trung bình trong giai đoạn 2021-2045 khoảng 10,6 USD/MMBTU, giá khí đốt nhà máy điện trung bình khoảng 11,8 USD/MMBTU.

Bảng 1: Chi phí sản xuất điện bình quân từ nguồn TBKHH sử dụng LNG (hệ số chiết khấu 10% năm, giá quy về năm 2020)

Năm bắt đầu vận hành	Chi phí xây dựng (bao gồm IDC)	Chi phí O&M cố định	Chi phí O&M biến đổi	Hiệu suất	Đời sống kinh tế	Tmax	Giá khí	LCOE
	(kUSD /MW)	(kUSD /MW)	(USD /MWh)	(%)	(Năm)	(giờ)	(USD /MMBTU)	(USD cent /kWh)
2025-2030	930	29.35	2.19	59%	25	6000	11.8	9.2
2031-2045	870	28.5	2	60%	25	6000	11.8	9.0

Tính toán chi phí sản xuất điện bình quân của hệ thống (phần nguồn điện) ở năm 2030, trong các trường hợp khi tăng giá LNG có kết quả như sau:

Bảng 2: So sánh chi phí sản xuất điện bình quân của nguồn TBKHH - LNG với chi phí sản xuất điện trung bình của hệ thống điện năm 2030 và tính toán độ nhạy khi tăng giá LNG

Hạng mục	Đơn vị	Giá cơ sở	Tăng giá 10%	Tăng giá 20%	Tăng giá 30%	Tăng giá 40%	Tăng giá 50%	Tăng giá 100%
Giá LNG đến nhà máy điện	USD/MMBTU	11.8	13.0	14.2	15.3	16.5	17.7	23.6
Chi phí sản xuất điện bình quân của nguồn TBKHH - LNG	UScent/kWh	9.2	9.9	10.6	11.3	11.96	12.65	16.07
Chi phí sản xuất điện bình quân của hệ thống	UScent/kWh	8.1	8.22	8.34	8.46	8.58	8.67	8.98

Hạng mục	Đơn vị	Giá cơ sở	Tăng giá 10%	Tăng giá 20%	Tăng giá 30%	Tăng giá 40%	Tăng giá 50%	Tăng giá 100%
Chênh lệch giữa giá điện nguồn LNG và chi phí trung bình của hệ thống		1.1	1.68	2.26	2.84	3.38	3.98	7.09
Tỷ lệ tăng chi phí sản xuất điện trung bình của hệ thống			1.5%	3.0%	4.4%	5.9%	7.0%	10.9%

Ghi chú: Giá điện LNG, giá điện quy về năm 2020, không tính trượt giá

Như vậy, với cơ cấu nguồn điện trong Quy hoạch điện VIII, khi giá LNG tăng 10% sẽ làm cho chi phí sản xuất điện trung bình của hệ thống tăng khoảng 1,1-1,5%.

Trong trường hợp có rủi ro về giá LNG tăng cao trên thị trường thế giới thì mức tăng giá sản xuất điện trung bình của hệ thống vẫn có thể chấp nhận được đối với Việt Nam (kiểm tra với mức tăng giá LNG cao nhất đã chứng kiến trong những năm vừa qua, khoảng 16,5 USD/MMBTU tương đương tăng giá khoảng 40%), thì giá sản xuất điện trung bình của hệ thống sẽ tăng khoảng 5,9% so với mức giá cơ sở đã tính toán trong Quy hoạch điện VIII. Mức tăng giá này có thể chấp nhận được khi so sánh với tốc độ tăng giá điện trong những năm vừa qua (mức tăng giá điện bình quân giai đoạn 2010-2020 khoảng 5,5%/năm).

3.4. Vai trò của nguồn điện LNG

Quy mô phát triển nguồn điện LNG trong Quy hoạch điện VIII được tính toán bằng mô hình quy hoạch động theo nguyên tắc chi phí tối thiểu. Mô hình đã đưa ra các phương án phát triển nguồn điện khác nhau và tự lựa chọn phương án đáp ứng các ràng buộc kỹ thuật và có chi phí tối thiểu. Vì vậy, quy mô nguồn điện LNG lựa chọn phát triển trong giai đoạn quy hoạch là tối ưu về mặt kinh tế đối với hệ thống điện Việt Nam. Nếu bỏ bớt nguồn điện LNG thì sẽ phải phát triển các loại hình nguồn điện năng lượng tái tạo khác cùng với các nguồn dự phòng, lưu trữ vì không thể phát triển thêm nhiệt điện than, nguồn thủy điện gần như đã cạn kiệt và nguồn khí nội địa thì có hạn, điều đó sẽ khiến vốn đầu tư và giá thành sản xuất điện năng tăng lên so với cơ cấu nguồn điện đã chọn lựa.

Việc đưa vào phát triển 23.900 MW nguồn điện LNG đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện trong trường hợp xảy ra chậm tiến độ các nguồn nhiệt điện than đang trong quá trình chuẩn bị đầu tư, nhất là các nguồn điện BOT chưa ký bộ hợp đồng BOT, hợp đồng mua bán điện (PPA). Nếu không phát triển các nguồn nhiệt điện than nêu trên và chậm nguồn LNG ở miền Trung hoặc miền Nam thì sẽ không đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện theo tiêu chí quy hoạch ($LOLE \leq 12$ giờ/năm) với năm nước khô hạn. Nếu chậm nguồn LNG ở miền Bắc, thì độ tin cậy cung

cấp điện sẽ không đảm bảo tiêu chí quy hoạch ngay cả với năm nước trung bình, và sẽ gây thiếu điện với năm nước khô hạn.

Do hạn chế của nguồn cung cấp nhiên liệu sơ cấp trong nước, các nước trong khu vực châu Á-Thái Bình Dương đã tiến hành phát triển nhiệt điện khí sử dụng LNG nhập từ nhiều năm trước. Những nước có sản lượng điện khí LNG cao bao gồm Nhật Bản (345 tỷ kWh, chiếm 34,4 % tổng sản lượng điện), Hàn Quốc (149 tỷ kWh, 26,1%), Đài Loan (99 tỷ kWh, 35,4%).

3.5. Rủi ro trong triển khai

- Đối với các dự án IPP do nhà đầu tư trong nước thực hiện (Nhơn Trạch 3,4 do PV Power làm chủ đầu tư; Hiệp Phước của Công ty TNHH Hiệp Phước): khó khăn lớn nhất là thu xếp vốn từ các tổ chức tín dụng trong và ngoài nước. Các chủ đầu tư đang đàm phán hợp đồng PPA với EVN. Tuy chưa đạt được thỏa thuận trong PPA nhưng các chủ đầu tư đều đang chủ động thực hiện để đảm bảo tiến độ dự án (san lấp mặt bằng, các hạng mục hạ tầng và lựa chọn Tổng thầu EPC).

- Đối với các dự án IPP có sự tham gia nhà đầu tư nước ngoài (Bạc Liêu của DOE; Long An 1, 2 của Liên danh Vinacapital- và GS Energy; Quảng Trị của Liên danh T&T và Tổ hợp nhà đầu tư Hàn Quốc): Các dự án này cũng gặp khó khăn trong thu xếp vốn do phải đáp ứng các yêu cầu của các tổ chức cho vay vốn. Các bên cho vay thường đưa ra các yêu cầu để hạn chế, giảm thiểu tối đa các khả năng xảy ra các rủi ro. Trong đó có nhiều yêu cầu không phù hợp với quy định pháp luật hiện hành của Việt Nam.

Ví dụ như với dự án Bạc Liêu, DOE đã yêu cầu trong PPA phải cam kết:

+ Về bao tiêu sản lượng điện: Nếu bên mua (EVN) không mua hoặc không tiếp nhận điện của nhà máy thì phải chấp nhận cam kết nghĩa vụ bao tiêu sản xuất điện hoặc trả một khoản tiền nhất định cho sản lượng điện nhất định theo thỏa thuận giữa hai bên.

+ Về chuyển tiếp giá LNG: giá LNG và các chi phí liên quan trong PPA sẽ được áp dụng cơ chế chuyển giá nhiên liệu vào giá bán điện (pass-through).

+ Về đấu nối và truyền tải: Hợp đồng PPA cần phải quy định Chính phủ (hoặc cơ quan được Chính phủ chỉ định) đứng ra chịu trách nhiệm về các rủi ro liên quan đến tiến độ dự án đấu nối và truyền tải, các sự cố lưới điện và truyền tải trong thời gian hoạt động của dự án ảnh hưởng trực tiếp đến vận hành của nhà máy và doanh thu của Dự án.

+ Về Bảo đảm thanh toán nghĩa vụ của bên Mua điện: Hợp đồng PPA có quy định về đảm bảo của Chính phủ (Bộ Tài chính hoặc một cơ quan do Chính phủ chỉ định) về việc sẽ thay thế EVN thanh toán tiền điện cho bên bán điện trong trường hợp EVN không còn chức năng là một bên mua bán điện theo hợp đồng PPA hoặc EVN rời vào tình trạng mất khả năng thanh toán tạm thời ở một thời điểm nhất định. Trong trường hợp PPA phải chấm dứt do EVN không có khả năng thanh toán, nhà đầu tư yêu cầu Chính phủ (Bộ Tài chính hoặc một cơ quan do

Chính phủ chỉ định) bồi thường thiệt hại trực tiếp và các thiệt hại phát sinh thực tế do vi phạm hợp đồng.

+ *Về Cam kết chuyển đổi ngoại tệ ra nước ngoài và Tỷ giá hối đoái: Được đảm bảo của Chính phủ (Ngân hàng Nhà nước Việt Nam) cho phép công ty được tiếp cận với nguồn dự trữ ngoại hối của quốc gia để thanh toán các nghĩa vụ trả nợ theo cam kết định kỳ hàng tháng và để nhập khẩu nhiên liệu khí LNG cho nhà máy. Được chuyển đổi ngoại tệ theo tỷ giá công bố chính thức của Ngân hàng Nhà nước Việt Nam từ nguồn dự trữ ngoại tệ quốc gia đảm bảo doanh thu tính theo đô-la Mỹ đủ trang trải các nghĩa vụ trả nợ.*

+ Ngoài ra còn có các yêu cầu khác: Luật áp dụng nhà đầu tư để nghị áp dụng Luật điều chỉnh hợp đồng PPA là Luật Anh và ngôn ngữ là song ngữ tiếng Anh và tiếng Việt; Tòa án giải quyết tranh chấp hợp đồng PPA bằng trọng tài quốc tế theo thông lệ các hợp đồng quốc tế

4. Đề xuất và kiến nghị

Bộ Công Thương xin có một số đề xuất và kiến nghị như sau:

(i) Quy hoạch điện VIII đã được Bộ Công Thương trình tại Tờ trình số 2279/TTr-BCT ngày 29 tháng 4 năm 2022, đảm bảo cấp đủ điện phục vụ phát triển kinh tế - xã hội.

(ii) Về điện mặt trời: Quy hoạch điện VIII đã không đưa các nguồn điện mặt trời đã được phê duyệt bổ sung Quy hoạch điện VII điều chỉnh nhưng chưa vận hành vào cân đối cung - cầu điện năng. Tuy nhiên, xét tới các rủi ro về pháp lý có thể phát sinh trong trường hợp giãn tiến độ của các dự án đã được chấp thuận nhà đầu tư và các nguồn điện mặt trời là nguồn điện năng lượng tái tạo, phát huy tiềm năng năng lượng sơ cấp trong nước, giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu nên cần được xem xét để triển khai với điều kiện phải được kiểm soát chặt chẽ. Bộ Công Thương kiến nghị Thủ tướng Chính phủ xem xét chấp thuận:

- Tiếp tục cho phép triển khai để đưa vào vận hành trong giai đoạn đến năm 2030 các dự án/phần dự án đã hoàn thành thi công với tổng công suất khoảng 452,62 MW và các dự án đã được quy hoạch, đã được chấp thuận nhà đầu tư với tổng công suất khoảng 1975,8 MW nhưng chưa vận hành. Tuy nhiên, các dự án này cần phải tuân thủ theo đúng các quy định pháp luật về đầu tư, xây dựng, bám sát khả năng hấp thụ của hệ thống điện quốc gia và khả năng giải tỏa công suất của lưới điện; tuân thủ theo đúng cơ chế giá điện tại thời điểm đưa vào vận hành, tự chịu trách nhiệm về hiệu quả dự án theo cơ chế được duyệt.

Trong trường hợp được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận các dự án này được tiếp tục triển khai trong giai đoạn đến năm 2030, tổng công suất nguồn điện của hệ thống năm 2030 khoảng 133.878,5 MW đối với phương án cơ sở và khoảng 148.358,5 MW đối với phương án phụ tải cao phục vụ điều hành.

- Giãn tiến độ các dự án điện mặt trời đã được quy hoạch nhưng chưa được chấp thuận nhà đầu tư với tổng công suất 4.136,25 MW sang giai đoạn sau năm

2030. Định kỳ hàng năm thực hiện rà soát, tính toán khả năng hấp thụ của hệ thống điện quốc gia và khả năng giải tỏa công suất cục bộ, vận hành an toàn kinh tế của hệ thống. Trường hợp cần thiết xem xét báo cáo Chính phủ cho phép đẩy lên giai đoạn trước năm 2030 nếu các nguồn khác chậm tiến độ để đảm bảo cung ứng điện cho phát triển kinh tế - xã hội của đất nước và tranh thủ mức giá ngày càng rẻ của điện mặt trời.

(iii) Các dự án LNG dự kiến phát triển trong Quy hoạch điện VIII đến năm 2030 với tổng công suất 23.900 MW (chiếm 16,4%) là cần thiết, góp phần đa dạng hóa các loại hình nguồn điện, giảm nhiệt điện than, đảm bảo an toàn vận hành hệ thống và phù hợp với tinh thần chỉ đạo của Nghị quyết 55/NQ-TW.

(iv) Theo mục tiêu Nghị quyết 55-NQ/TW đã nêu “*Đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hóa lỏng LNG khoảng 8 tỷ m³ vào năm 2030 và khoảng 15 tỷ m³ vào năm 2045*”; *tổng công suất các nguồn điện đến năm 2030 đạt khoảng 125-130 GW*. Như vậy, nhu cầu nhập khẩu LNG và tổng công suất các nguồn điện đến năm 2030 dự kiến phát triển trong Quy hoạch điện VIII cao hơn mức nêu tại Nghị quyết 55-NQ/TW. Do đó, kiến nghị Thủ tướng Chính phủ cân nhắc sự cần thiết xin ý kiến chỉ đạo của Bộ Chính trị hoặc hướng dẫn của Ban Kinh tế Trung ương về các chỉ tiêu nêu trên trước khi phê duyệt Quy hoạch điện VIII.

Bộ Công Thương kính báo cáo Thủ tướng Chính phủ./. 

Nơi nhận:

- Như trên;
- PTTgCP Lê Văn Thành (để b/c);
- VPCP;
- Bộ trưởng (để b/c);
- Lưu: VT, ĐL.



Đặng Hoàng An

Phụ lục 1: Tiến độ theo từng năm của các dự án nguồn điện lớn được quy hoạch cho giai đoạn 2021-2030

TR	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Triển độ theo QHD VIII	Tình hình thực hiện	Tiến độ dự kiến	Vướng mắc
I. Các dự án nhiệt điện than							
01	NĐ Na Dương 2	110	TKV	2021-2025	Đã phê duyệt FS Đã thu xếp vốn cho Dự án	Sớm nhất 2026	Chưa lựa chọn được Nhà thầu thực hiện gói thầu chính của Dự án. Nguyên nhân chính là giá gói thầu tại thời điểm phê duyệt thấp hơn so với giá các nhà thầu có thể thực hiện được do giá cả vật tư thiết bị tăng cao trong thời gian gần đây.
02	NĐ An Khánh - Bắc Giang	650	Cty An Khánh -BG	2021-2025	Đã phê duyệt FS. Đã thực hiện một số hạng mục hạ tầng của Dự án Đang thu xếp nguồn vốn trong nước cho Dự án	Sớm nhất 2025	
03	NĐ Thái Bình 2	1200	PVN	2021-2025	Tổng tiến độ đạt 94%	Quý IV/2022	
04	NĐ Công Thanh	600	Cty Công Thanh	2021-2025	Đã phê duyệt FS	Sau 2030	Không thu xếp được vốn; chủ đầu tư đang đà nghị chuyên sang sử dụng LNG
05	NĐ Quang Trạch 1	1.200	EVN	2021-2025	Đã hoàn thành thu xếp vốn, lựa chọn tổng thầu EPC, đang triển khai xây dựng.	Quý IV/2025	
06	NĐ Long Phú 1	1.200	PVN	2026-2030	Tổng tiến độ đạt 75% Đang dừng thực hiện	Khoảng năm 2027	Do Mỹ cấm vận đối với Tổng thầu EPC Dự án (Power Machine). PM đã dừng thực hiện hợp đồng EPC và đã khởi kiện PVN.
07	NĐ Sông Hậu 1	1.200	PVN	2021-2025	Đã hoàn thành xây dựng và thử nghiệm vận hành Dự án	Quý II/2022	
08	BOT Nghi Sơn 2	1330	Marubeni Corporation; Korea	2021-2025	Đang xây dựng và tiến độ tổng thể đã đạt được khoảng 99,82%. Đã COD tổ máy 1 vào tháng	Theo HD BOT: COD Nhà máy vào tháng 8/2022	

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tiến độ theo QHĐ VIII	Tình hình thực hiện	Tiến độ dự kiến	Vướng mắc
			Electric Power Company; Tohoku Power Investment Company B.V.	01/2022 và đang tiến hành các thử nghiệm cho Tô máy 2			
09 2	BOT Duyên Hải	1320	Janakuasa SDN BHD	2021-2025	Đã vận hành thương mại. COD tổ máy 1 vào tháng 6/2021, COD nhà máy vào tháng 12/2021		
10 1	BOT Vân Phong	1420	Sumitomo Corporation	2021-2025	Đang xây dựng và tiến độ tổng thể đã đạt được khoảng 70,52%.	Theo HĐ BOT: COD tổ máy 1 vào Quý III/2023; COD Nhà máy 2 vào Quý I/2024	
11 2	BOT Vũng Áng	1330	OneEnergy Asia Limited	2026-2030	Đang xây dựng và tiến độ tổng thể đã đạt được khoảng 10,9%.	Theo HĐ BOT: COD tổ máy 1 vào Quý III/2025; COD tổ máy 2 vào Quý I/2026	
10	BOT Quảng Trị	1320	Công ty Điện lực quốc tế Thái Lan	2026-2030	Đang trong quá trình thương thảo các hợp đồng dự án	Chưa rõ do chưa ký được các hợp đồng dự án	Khó khăn trong việc thu xếp vốn
13 1	BOT Nam Định	1200	Công ty TNHH Điện lực Nam Định thứ nhất	2026-2030	Đang trong quá trình thương thảo các hợp đồng dự án	Chưa rõ do chưa ký được các hợp đồng dự án	Khó khăn trong việc thu xếp vốn

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tiến độ theo QHĐ VIII	Tình hình thực hiện	Tiến độ dự kiến	Vướng mắc
14	BOT Vĩnh Tân 3	1980	OneEnergy Ventures Limited; Tập đoàn Điện lực Việt Nam	2026-2030	Đang trong quá trình hoàn thiện các hợp đồng dự án	Chưa rõ do chưa ký được các hợp đồng dự án	Khó khăn trong việc thu xếp vốn
15	BOT Sông Hậu 2	2120	Tập đoàn Toyo Ink Group Berhad	2026-2030	Đã ký bộ Hợp đồng BOT và Nhà đầu tư đang trong quá trình thu xếp tài chính	Theo HD BOT: COD tổ máy 1 vào Quý III/2026; COD tổ máy 2 vào Quý I/2027	Khó khăn trong việc thu xếp vốn
II Các dự án Nhiệt điện sử dụng khí trong nước							
01	TBKHH Dung Quất 1 (CVX)	750	EVN	2026-2030	Đã phê duyệt FS, đang đàm phán hợp đồng mua bán khí	2028	Khó khăn trong đàm phán cung cấp khí CVX và thực hiện đồng bộ chuỗi dự án CVX
02	TBKHH Dung Quất 3 (CVX)	750	EVN	2026-2030	Đã phê duyệt FS, đang đàm phán hợp đồng mua bán khí	2028	Khó khăn trong đàm phán cung cấp khí CVX và thực hiện đồng bộ chuỗi dự án CVX
03	TBKHH Dung Quất 2 (CVX)	750	Sembcorp (BOT)	2026-2030	Đã phê duyệt FS, đang đàm phán hợp đồng mua bán khí	2028	Khó khăn trong đàm phán cung cấp khí CVX; chưa xác định được trữ lượng và tiến độ các nguồn khí cung cấp cho dự án
04	TBKHH Miền Trung 1 (CVX)	750	PVN	2026-2030		2028	Khó khăn trong đàm phán cung cấp khí CVX và thực hiện đồng bộ chuỗi dự án CVX
05	TBKHH Miền Trung 2 (CVX)	750	PVN	2026-2030		2028	Khó khăn trong đàm phán cung cấp khí CVX và thực hiện đồng bộ chuỗi dự án CVX
06	TBKHH Ô Môn 3 (Lô B)	1.050	EVN	2021-2025	đang làm thủ tục phê duyệt chủ trương đầu tư sử dụng vốn vay ODA	2027	Khó khăn trong thực hiện chủ trương đầu tư, đàm phán cung cấp khí Lô B và thực hiện đồng bộ chuỗi dự án
07	TBKHH Ô Môn 4 (Lô B)	1.050	EVN		đã phê duyệt FS Dự án, đang chuẩn bị đấu thầu EPC	2026	Khó khăn trong đàm phán cung cấp khí Lô B và thực hiện đồng bộ chuỗi dự án

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tiến độ theo QHĐ VII	Tình hình thực hiện	Tiến độ dự kiến	Vướng mắc
08	TBKHH Ô Môn 2 (Lô B)	1.050	WTO-Marubeni	2021-2025	Đang lập FS	2026	Khó khăn trong đàm phán cung cấp khí Lô B và thực hiện dòng bộ chuỗi dự án
09	TBKHH Quảng Trị	340 MW	Gazprom EP International B. V.		Nhà đầu tư chưa triển khai công việc gì liên quan đến nhà máy điện. Nhà đầu tư sẽ phải khoan bô sung giếng 6X để có thể đánh giá chính xác trữ lượng khí của mỏ Báo Vàng, tiến độ của dự án nhà máy điện và hiệu quả của chuỗi dự án khí điện	Sau 2030	Nhà đầu tư chưa thể đánh giá trữ lượng khí của mỏ Báo Vàng, tiến độ của dự án nhà máy điện và hiệu quả của chuỗi dự án khí điện
III Các dự án Nhiệt điện sử dụng LNG							
01	TBKHH Nhơn Trạch 3,4	1.500	PV Power	2021-2025	Đã phê duyệt FS, hoàn thành lừa chọn tổng thầu EPC Dự án. đang triển khai thực hiện Dự án	2025	Khó khăn trong đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn thực hiện Dự án.
02	TBKHH Hiệp Phước GĐ1	1200	Cty Hiệp Phước	2021-2025	Đã phê duyệt FS, thu xếp vốn cho Dự án. hiện đang triển khai xây dựng DA	2024	
03	TBKHH Bạc Liêu GĐ1	800	DOE	2021-2025	Đang hoàn thiện đề phê duyệt FS dự án và đàm phán hợp đồng PPA với EVN	Sớm nhất vận hành năm 2027	Khó khăn trong đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn thực hiện Dự án
04	TBKHH Bạc Liêu GĐ2	2.400	DOE	2026-2030		Sớm nhất vận hành năm 2029	
05	TBKHH Sơn Mỹ 1 (BOT)	2.250	EDF-SOJITS-KYUSHU	2026-2030	Đang hoàn thiện FS	Sớm nhất vận hành năm 2028	Khó khăn trong việc đàm phán các tài liệu dự án và thu xếp vốn
06	TBKHH Sơn Mỹ 2 (BOT)	2.250	AES	2026-2030	Đang xem xét phê duyệt chủ trương đầu tư dự án	Sớm nhất vận hành năm 2028	Khó khăn trong việc đàm phán các tài liệu dự án và thu xếp vốn
07	TBKHH Long An 1	1.500	Vinacapital - GS Energy	2026-2030	Đang lập FS	Sớm nhất vận hành năm 2028	Khó khăn trong đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn cho Dự án
08	TBKHH Long An 2	1.500	Vinacapital - GS Energy	2031-2045	Đang lập FS	Sớm nhất vận hành năm 2028	Khó khăn trong đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn cho Dự án

TT	Dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Tiến độ theo QHĐ VII	Tình hình thực hiện	Tiến độ dự kiến	Vướng mắc
09	TBKHH Cà Ná	1.500		2026-2030	UBND tỉnh đang lựa chọn nhà đầu tư thực hiện Dự án	Sớm nhất vận hành năm 2028	Khó khăn trong đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn cho Dự án
10	TBKHH Quảng Ninh 1	1.500	PV Power-Lilama-Tokyo Gas-Marubeni	2026-2030	CDT đang lập FS Dự án	Sớm nhất vận hành năm 2028	Khó khăn trong đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn cho Dự án
11	TBKHH Long Sơn	1.500		2026-2030	UBND tỉnh đang lựa chọn nhà đầu tư thực hiện Dự án	Sớm nhất vận hành năm 2029	Khó khăn trong đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn cho Dự án
12	TBKHH Hải Lăng	1.500	T&T-KOGAS-Hanwa-KSPC	2026-2030	CDT đang lập FS Dự án	Sớm nhất vận hành năm 2028	Khó khăn trong đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn cho Dự án
13	TBKHH Thái Bình	1.500		2026-2030	Lựa chọn nhà đầu tư thực hiện dự án và thực hiện các bước đầu tư theo quy định pháp luật hiện hành	Vận hành năm 2028-2030	Đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn cho Dự án
14	TBKHH Nghi Sơn	1.500		2026-2030		Vận hành năm 2028-2030	Đàm phán hợp đồng PPA và thu xếp vốn cho Dự án
15	TBKHH Quỳnh Lập	1.500		2026-2030			
16	TBKHH Quảng Trạch 2	1.500		2026-2030			

Phụ lục 2: Danh mục dự án điện mặt trời đã được phê duyệt quy hoạch, chưa vận hành một phần hoặc toàn bộ dự án

STT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chia vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
I Các dự án ĐMT đã có nhà đầu tư có phần công suất đã hoàn thành thi công, đang chờ xác định giá bán điện											
1	ĐMT Phù Mỹ	Bình Định									
1.1	ĐMT Phù Mỹ 1	Bình Định	120		31,25	64,75	932/Ttg-CN ngày 23/7/2018	Đã hoàn thành đầu tư XD	TTg	3164/QĐ-UBND, 17/9/2018	Đã hoàn thành toàn bộ; đã COD 31,25 MW ngày 30/12/2020; phần còn lại chờ giá
1.2	ĐMT Phù Mỹ 2	Bình Định	110		93,75	0	932/Ttg-CN ngày 23/7/2018	Đã hoàn thành đầu tư XD	TTg	3696/QĐ-UBND, 14/10/2019	Đã hoàn thành, COD toàn bộ 93,75 MW ngày 30/12/2020
1.3	ĐMT Phù Mỹ 3	Bình Định	100		56,25	23,75	932/Ttg-CN ngày 23/7/2018	Đã hoàn thành đầu tư XD	TTg	3166/QĐ-UBND, 17/9/2018	Đã COD 56,25 ngày 24/12/2020
2	Thiên Tân 1.4	Ninh Thuận	100		0	80	7624/BCT-DL ngày 9/10/2020; 1489/Ttg-CN ngày 27/10/2020	Đã hoàn thành đầu tư XD, chờ cơ chế giá điện để nghiệm thu vận hành	TTg	1921/QĐ-JUBND, 29/10/2020	Đã hoàn thành toàn bộ ngày 30/6/2021; chờ phát điện do đường dây 220kV chưa xây xong; Chờ giá điện
3	Thiên Tân 1.3	Ninh Thuận	50		0	32	7624/BCT-DL ngày 9/10/2020; 1489/Ttg-CN ngày 27/10/2020	Đã vận hành 6,3MW/50 MWp, chưa xác định giá bán điện	TTg	1920/QĐ-UBND, 29/10/2020	Đã hoàn thành toàn bộ; Đã được COD 8MWp/40 MWp; phần còn lại chưa được COD chờ xác định giá bán điện
4	Thiên Tân 1.2	Ninh Thuận	100		0	80	7624/BCT-DL ngày 9/10/2020; 1489/Ttg-CN	Đã vận hành 37,8MW/100 MWp, chưa	TTg	1919/QĐ-UBND, 29/10/2020	- Đã hoàn thành toàn bộ; Đã được COD 48,23 MWp/100

SST	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chia vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
							ngày 27/10/2020	xác định giá bán điện		MWp, chưa xác định giá bán điện	
5	NMD mặt trời 450 MW tại xã Phước Minh, huyện Thuận Nam	Ninh Thuận	450	277,88	172,12	70/TTg-CN ngày 09/01/2020	Đã vận hành 277,88 MW	TTg	79/QĐ-UBND ngày 03/4/2020, UBND tỉnh Ninh Thuận	Đã được cấp Giấy phép hoạt động điện lực; đã công nhận COD 277,88 MW. Phần công suất 172,12 MW đã vận hành, chưa có giá	
	Tổng						452,62				
II Các dự án ĐMT đã có nhà đầu tư, có phần công suất chia hoàn thành thi công											
1	ĐMT Chư Ngọc						423/QĐ-BCT ngày 31/01/2018	Đã vận hành 15 MWp ngày 03/6/2019	BCT	19/QĐ-UBND ngày 14/01/2019 của UBND tỉnh Gia Lai	Đã được công nhận COD ngày 04/06/2019 và đang vận hành
1.1	ĐMT Chư Ngọc (giai đoạn 1)	Gia Lai	15		12,75	0					-Đã ký hợp đồng lập BCNCKT, đã tạm ứng 30% - Đăng ký kế hoạch sử dụng đất. (VB số 01/CV-ECB-BGD-22 ngày 24/3/2022)
1.2	ĐMT Chư Ngọc (giai đoạn 2)	Gia Lai	25		0	20	4742/QĐ-BCT ngày 24/12/2018	Chưa vận hành	BCT	693/QĐ-UBND, 14/12/2020; 135/QĐ-UBND, 29/01/2022 của UBND Gia Lai	
2	Phuộc Thái										
2.1	Phuộc Thái 1	Ninh Thuận		50	42	8	356/TTg-CN ngày 9/3/2017	Đã vận hành	TTg	463/QĐ-UBND, 30/10/2017	Đang vận hành
2.2	Phuộc Thái 2	Ninh Thuận		100	0	100	nt	Chưa vận hành	nt	222/QĐ-UBND, 24/02/2020	Đã thẩm định TKCS, đã đấu thầu lựa chọn nhà thầu EPC
2.3	Phuộc Thái 3	Ninh Thuận		50	0	50	nt	Chưa vận hành	nt	221/QĐ-UBND, 24/02/2020	Đã thẩm định TKCS, đã đấu thầu lựa chọn nhà thầu EPC

Số TT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chia vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
3	ĐMT Ngọc Lặc	Thanh Hóa			45	0	45	4322/QĐ-BCT ngày 16/11/2017	Chưa vận hành	BCT	Dã thẩm định TKCS Dự kiến đóng điện từ Quý IV/2022 Đã ký Hợp đồng tư vấn lập, thẩm tra BCNCKT, Thiết kế kỹ thuật, lắp thiết kế BVTC; Hợp đồng rà phá bom mìn; Hợp đồng mua bán điện; Hợp đồng thuê đất; Hợp đồng mua sắm thiết bị
4	ĐMT Krong Pa 2	Gia Lai			49	0	39,2	423/QĐ-BCT ngày 31/01/2018	Chưa vận hành	BCT	Đã thẩm định TKKT; Đã ký hợp đồng thi công mua sắm lắp đặt trạm và DZ 110 kV và nhà máy. Đang triển khai xây dựng các hạng mục hạ tầng và TBA
5	ĐMT Đức Huệ 2	Long An			49	0	39,2	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Dự kiến vận hành vào Tháng 06/2022 Đang chờ giá và hợp đồng mua bán điện. Đã thuê tư vấn lắp/thẩm định BCNCKT. Đã được cấp giấy chứng nhận quyền sử dụng đất. Đã được phê duyệt Báo cáo đánh giá tác động môi trường. Đã ký Hợp đồng mua tầm quang điện, inverter, máy biến áp; vận chuyển thiết bị;

STT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chia vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
6	KN IALY - Gia Lai	Gia Lai	500	0	400	1870/TTg-CN ngày 31/12/2020	Chưa vận hành	TTg			- Đã thuê tư vấn lập, thẩm tra báo cáo NCKT - Đã ký HD do đặc địa chính phục vụ GPMB, lập bản đồ thuê đất-thue mặt nước, do địa hình tỷ lệ 1/500
7	MT2	Bình Phước	30	0	24	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg			- Đã ký Hợp đồng Lập báo cáo điều chỉnh PA đấu nối - Đã ký Hợp đồng lập Báo cáo đánh giá tác động môi trường
8	MT1	Bình Phước	30	0	24	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg			- Đã có Quyết định CTDT và chấp thuận nhà đầu tư tại văn bản số 1173/QĐ-UBND, 24/6/2022
9	KCN Châu Đức	Bà Rịa Vũng Tàu		100	58	42	217/TTg-CN ngày 9/2/2018	Đã vận hành thương mại 58 MW	TTg		- Đã có Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư năm 2019 cho toàn bộ 100 MW

STT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chưa vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
10	KN Srépôk 3 - Giai đoạn 1	Đăk Lăk	380	0	304		1870/TTg-CN ngày 31/12/2020	Chưa vận hành	TTg	QĐ 523/QĐ-UBND, 01/3/2022 của UBND tỉnh Đăk Lăk	- Đã thuê tư vấn lập báo cáo NCKT - Đã ký HD do vẽ, trích lục địa chính và cắm mốc GPMB
11	DMT Phú Thiện	Gia Lai	40	0	32		1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	616/QĐ-UBND, 20/9/2021, Gia Lai	- Đã ký Hợp đồng mua tám quang điện, thi công xây dựng công trình, lập Báo cáo NCKT - Đã trình SCT thẩm định TKCS - Đã được Văn phòng UBND tỉnh Gia Lai có Văn bản số 3391/VP-NL ngày 04/8/2021 về chuyển nhượng quyền sử dụng đất và đã ký một số hợp đồng chuyên nhượng quyền sử dụng đất
12	DMT Trang Đức	Gia Lai	49	0	39,2		1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	428/QĐ-UBND, 20/7/2021 Gia Lai	Đã ký hợp đồng lập BCNCKT.Đã thực hiện lập danh sách đèn bù đất, đã thực hiện mua 1 phần đất UBND tỉnh Gia Lai đã có Vb 749/UBND-NL ngày 08/6/2021 đồng ý chủ trương chuyển nhượng, góp vốn, thuê quyền sử dụng đất để thực hiện dự án

STT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chưa vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
13	Sơn Quang	Hà Tĩnh	29	0	23,2	2876/QĐ-BCT ngày 15/8/2018	Chưa vận hành	BCT	2908/QĐ-UBND, 29/9/2018 và 3379/QĐ-UBND, 06/11/2018	(Chủ tài sản đường dây 110kV)	CDT chưa xong thủ tục thỏa thuận đấu nối, giải tỏa công suất với Công ty CP Thủy điện Hương Sơn
14	KN Italy Kon Tum	Kon Tum	200	0	160	1870/TTr-CN ngày 31/12/2020	Chưa vận hành	TTg	256/QĐ-UBND, 02/4/2021, Kon Tum	- Đã ký HD do vẽ, trích lục bản đồ địa chính và cắm mốc GPMB - Họp đồng khảo sát, tư vấn lập/thẩm tra BCNCKT - Họp đồng lập Báo cáo đánh giá tác động môi trường	
15	Đức An	Đăk Nông	30	0	30	2097/QĐ-BCT ngày 11/7/2016	Chưa vận hành	BCT	- 423/QĐ-UBND, 27/3/2020, 1515/QĐ-UBND, ngày 09/09/2021 - Giấy chứng nhận đăng ký kinh doanh	- Thực hiện trích lục giao đất, chuyển đổi đất sang mục đích đất năng lượng tại QĐ 411/QĐ-UBND, 01/4/2019 - Đã thuê tư vấn lập BCNCKT - Ký hợp đồng thi công xây dựng	
16	DMT vùng hồ Dầu Tiếng	Tây Ninh									
16.1	DMT Dầu Tiếng 1	Tây Ninh			150	0	1228/TTr-CN ngày 18/8/2017	Đã vận hành	BCT	3066/QĐ-UBND, 18/12/2017	

STT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chia vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
16.2	ĐMT Dầu Tiếng 2	nt			200	0	nt	Đã vận hành	BCT	3065/QĐ-UBND, 18/12/2017 và 1171/QĐ-UBND, 27/4/2018	
16.3	ĐMT Dầu Tiếng 3	nt			150	0	nt	Đã vận hành	BCT	3067/QĐ-UBND, 18/12/2017; 1171/QĐ-UBND, 487/QĐ-UBND, 26/2/2019	
16.4	Dầu Tiếng 5	nt			450	0	450	7847/BCT-DL; Văn bản số 1608/TTg-CN	TTg	- Quyết định số 323/QĐ-UBND ngày 10/02/2022 - Quyết định số 333/QĐ-UBND ngày 10/02/2022	DA điện mặt trời tại hồ Dầu Tiếng. Tổng công suất 2.000 MW, đã thực hiện 500MW gồm 03 nhà máy điện mặt trời Dầu Tiếng 1,2,3, còn lại 1.500MW. Dầu Tiếng 5: đã thuê tư vấn lập Báo cáo NCKT; đã có hợp đồng cung cấp cọc; đã lập sơ đồ hiện trạng sử dụng đất phục vụ đền bù GPMB
17	Thanh Hóa 1	Thanh Hóa	160		0	128		Chưa vận hành	TTg	1841/QĐ-UBND, 01/6/2021, UBND tỉnh Thanh Hóa	
18	ĐMT Mai Sơn	Sơn La			10	0	10	4146/QĐ-BCT ngày 17/10/2016	BCT	Đã có CTĐT 179/QĐ-UBND 23/01/2017,	Đã có tham định TKKT; tình đề nghị đưa ra khỏi quy hoạch VB 738/QĐ-UBND-KT ngày 7/3/2022

STT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chưa vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
19	Thiên Tân 1.3	Ninh Thuận	50	0	0	8	7624/BCT-ĐL ngày 9/10/2020; 1489/TTg-CN ngày 27/10/2020	Đã vận hành 6,3MW/50 MWp.	TTg	1920/QĐ-UBND, 29/10/2020	Đã có thẩm định TKKT
	Tổng					1975,8					
III Các dự án DMT chưa có chấp thuận nhà đầu tư											
1	DMT An Cư	An Giang	50	0	0	40	1632/TTg-CN, ngày 20/11/2020	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	
2	DMT Hồng Liêm 6.1	Bình Thuận	50	0	0	40	2864/QĐ-BCT ngày 14/8/2018	Chưa vận hành	BCT	Chưa có	
3	DMT Ayun Pa	Gia Lai	25	0	0	20	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	
4	DMT Ninh Sim	Khánh Hòa	40	0	0	32	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	
5	DMT Ia Rsuom - Bitexco - Tô Nà	Gia Lai	14,8	0	0	11,84	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	
6	DMT Đầm An Khê	Quảng Ngãi	50	0	0	40	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	
7	DMT Đầm Nước Mặn	Quảng Ngãi	50	0	0	40	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	

STT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chia vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
8	Lộc Thành 1-1	Bình Phước	50	0	40	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		Đang thực hiện thủ tục cấp chủ trương đầu tư (Sở KHTD& Đầu tư tham định, 617/BCT-SKHTD-ĐKKD). Đã gửi VB UBND tỉnh đề xuất thực hiện dự án. Đã thuê tư vấn lập BCNCKT, thiết kế PCCC, đấu nối, do đêm... Đã được thuê đất...
9	ĐMT Hải Lý Bình Phước 1	Bình Phước	50	0	40	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		- Đang thực hiện thủ tục cấp Chủ trương đầu tư /Chấp thuận nhà đầu tư - Đã gửi văn bản cho UBND tỉnh đề xuất thực hiện dự án - Đã thuê tư vấn lập BCNCKT - Đã được thuê đất...
10	Sông Bình	Bình Thuận	200	0	200	655/TTg-CN ngày 11/5/2017	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		CV 655 TTgCP giao EVN làm chủ đầu tư. UBND tỉnh Bình Thuận chưa cấp CTĐT
11	ĐMT Tân Xuân	Bình Thuận	29,517	0	23,61	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		Địa phương chưa cấp quyết định chủ trương đầu tư
12	ĐMT Easup 1	Đăk Lăk	50	0	40	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		Văn bản số 503/SCT-QLNL ngày 27/4/2022; báo cáo chưa được chấp thuận chủ trương đầu tư

STT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chia vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
13	ĐMT Ia Lốp 1	Đăk Lăk	50	0	40	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		Văn bản số 503/SCT-QLNL ngày 27/4/2022; báo cáo chưa được chấp thuận chủ trương đầu tư
14	KN Buôn Tua Sräh	Đăk Nông	390	0	312	1870/TTg-CN ngày 31/12/2020	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		NĐT đang đê xuất chủ trương đầu tư (SCT báo cáo) - Ngày 31/3/2021, NĐT đã gửi VB 06/2021/CV-BTS tới UBND tỉnh đê nghị thực hiện DADT
15	Cư Knia	Đăk Nông	180	0	144	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		NĐT đang đê xuất chủ trương đầu tư (SCT báo cáo)
16	Ea Tling	Đăk Nông	95	0	76	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		Nhà đầu tư đã có văn bản gửi UBND tỉnh đê nghị thực hiện dự án đầu tư. HĐND tỉnh đã báo cáo Ban Thường vụ tinh ủy chấp thuận Chủ trương đầu tư vào ngày 07/03/2022.
17	Xuyên Hà	Đăk Nông	130	0	104	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có		Đồng thời ngày 17/5/2022, UBND Tỉnh đã gửi VB đê nghị Thủ tướng chính phủ và BCT xem xét giữ nguyên tiền độ thực hiện dự án trong giai đoạn 2021-2025

SRT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chia vân hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
18	ĐMT nồi KN Trị An	Đồng Nai	1160	0	928		1870/TTrg-CN ngày 31/12/2020	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	Hiện tại nhà đầu tư đang lập hs xin chủ trương đầu tư cho ĐMT KN Trị An 1 - 250 MWp, Trị An 2 - 410 MWp và Trị An 3 - 500 MWp. (SCT tỉnh Đồng Nai báo cáo tại VB số 1350/SCT-KT&NL 19/3/2022) - Đã ký hợp đồng tư vấn lập BCNCKT
19	Trị An	Đồng Nai	126	0	101		1632/TTrg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	Nhà đầu tư Chưa lập hồ sơ chủ trương đầu tư (SCT tỉnh Đồng Nai báo cáo tại VB số 1350/SCT-KT&NL 19/3/2022)
20	ĐMT Phước Trung	Ninh Thuận	50	0	40		1632/TTrg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	SCT Ninh Thuận báo cáo tại phụ lục vb số 936/SCT-CN ngày 9/5/2022
21	ĐMT Phước Hữu 2	Ninh Thuận	230	0	184		1632/TTrg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	SCT Ninh Thuận báo cáo tại phụ lục vb số 936/SCT-CN ngày 9/5/2022
22	ĐMT Xanh Sông Cầu	Phú Yên		150	0		992/TTrg-CN ngày 02/8/2018	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	SCT Phú Yên báo cáo tại vb số 168/SCT-NLKT ngày 9/3/2022
23	ĐMT hồ Khe Gỗ	Nghệ An	250	0	200		1632/TTrg-CN	Chưa vận hành	TTg	số 34/QĐ-UBND ngày 01/3/2022 (chưa chấp thuận nhà đầu tư)	theo báo cáo của UBND tỉnh tại CV số 2963/UBND-CN ngày 26/4/2022

STT	Tên dự án	Tỉnh	Công suất quy hoạch (MWp)	Công suất quy hoạch (MW)	Công suất đã vào vận hành (MW)	Công suất chưa vận hành (MW)	Số Quyết định	Tình hình thực hiện	BSQH	Chấp thuận nhà đầu tư	Ghi chú
24	ĐMT nồi hơi Vũ Mẫu	Nghệ An	200		0	160	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	số 35/QĐ-UBND ngày 01/3/2022 (chưa chấp thuận nhà đầu tư)	Đã có văn bản đề xuất thực hiện dự án trình UBND tỉnh ngày 21/3/2022
25	ĐMT Tam Bồ	Lâm Đồng	50		0	40	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	Đã có văn bản ngày 20/11/2020 đề nghị UBND tỉnh phê duyệt CĐT
26	Phong Hòa	Thừa Thiên Hué	50		0	40	1632/TTg-CN	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	Đã có văn bản QĐ 404/QĐ-UBND, 11/02/2020 thu hồi đất cho dự án DMT Phong Hòa
27	Phản còn lại dự án Đầu Tiêng	Tây Ninh			1050	0	1050	Chưa vận hành	TTg	Chưa có	
	Tổng công suất chưa có nhà đầu tư				0,00	4.136,25					