

19 tháng 5 năm 2020

*Nghiên cứu Tình huống*

## **DỰ ÁN NHÀ MÁY ĐIỆN PHÚ MỸ 2.2**

Ngày 19/9/2001, Bộ Công nghiệp đại diện cho Chính phủ Việt Nam đã ký hợp đồng Xây dựng – Vận hành – Chuyển giao (BOT) để đầu tư nhà máy điện chạy khí với tên gọi Phú Mỹ 2.2. Nhà máy có công suất 715 MW, sản xuất điện bằng công nghệ tua-bin khí chu trình hỗn hợp (TBKHH) với tổng mức đầu tư khoảng 400 triệu USD. Sau khi đầu tư Nhà máy điện Phú Mỹ 1 và Phú Mỹ 2.1 bằng vốn đầu tư nhà nước và vay ODA do Tổng Công ty Điện lực Việt Nam (EVN) làm chủ đầu tư trong cụm khí - điện - đạm tại Khu Công nghiệp Phú Mỹ, Tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu, Chính phủ Việt Nam đã quyết định kêu gọi đầu tư nước ngoài đối với Dự án Phú Mỹ 2.2. Các nhà máy điện khí tại Phú Mỹ đều sử dụng khí tự nhiên từ khu mỏ Nam Côn Sơn.

Phú Mỹ 2.2 là dự án BOT đầu tiên thực hiện theo phương thức đấu thầu cạnh tranh ở Việt Nam. Tổ hợp các nhà đầu tư nước ngoài gồm Công ty Điện lực Pháp (EDF), Công ty Điện lực Quốc tế Tokyo (TEPCO) và Tập đoàn Sumitomo đã thắng thầu và góp vốn thành lập Công TNHH Năng lượng Mekong (Mekong Energy Company Ltd. - MECO). Ngoài vốn chủ sở hữu, dự án được tài trợ bằng vay ODA và vay từ các ngân hàng nước ngoài với bảo lãnh rủi ro chính trị của Ngân hàng Thế giới (WB) và Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB).

Dự án dự kiến sẽ được khởi công xây dựng vào năm 2002, bắt đầu sản xuất điện thương mại vào năm 2004. Sau 20 năm vận hành, chủ đầu tư nước ngoài sẽ chuyển giao nhà máy cho Chính phủ Việt Nam.

### **1. Bối cảnh ngành điện lực**

Kể từ giữa thập niên 90, khi tăng trưởng kinh tế ở Việt Nam bắt đầu tăng tốc bởi các chính sách đổi mới và mở cửa, nhu cầu điện đã tăng bình quân 13-15%/năm. Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện cao là bình thường đối với các nền kinh tế có xuất phát điểm

---

Tình huống này do Nguyễn Xuân Thành, giảng viên chính sách công của Trường Chính sách Công và Quản lý Fulbright (FSPPM), Đại học Fulbright Việt Nam soạn.

Các nghiên cứu tình huống của FSPPM được sử dụng làm tài liệu cho thảo luận trên lớp học, chứ không phải là để ủng hộ, phê bình hay dùng làm nguồn số liệu cho một tình huống chính sách cụ thể.

thấp. Mức tiêu thụ điện bình quân đầu người của Việt Nam vào năm 2000 là 287 kWh so với mức bình quân khu vực Đông Á – Thái Bình Dương là 1.665 kWh.<sup>1</sup>

Năm 2000, tổng công suất phát điện lắp đặt toàn quốc vẫn rất thấp, khoảng 6.195 MW, nhưng công suất thực tế chỉ có 5.814 MW. Theo tính toán của EVN, hệ số dự phòng vào mùa khô là 8%. Tình trạng quá tải và buộc phải cắt điện xảy ra thường xuyên.

**Bảng 1: Danh mục dự án điện đầu tư giai đoạn 2001-2005**

| Nhà máy                                 | Công suất (MW)  | Năm hoàn thành |
|-----------------------------------------|-----------------|----------------|
| <b>A) Các nguồn điện do EVN quản lý</b> |                 |                |
| 1. Phú Mỹ 1 (TBKHH)                     | 1.090 MW        | 2001           |
| 2. Phả Lại 2 (Nhiệt điện than)          | 600 MW          | 2001           |
| 3. Thủy điện Ialy (2 tổ còn lại)        | 360 MW (720 MW) | 2001           |
| 4. Thủy điện Hàm Thuận-Đa Mi            | 475 MW          | 2001           |
| 5. Đuôi hơi 306-2 Bà Rịa                | 56 MW           | 2002           |
| 6. Phú Mỹ 2-1 (Đuôi hơi)                | 143 MW          | 2003           |
| 7. Phú Mỹ 4 (TBKHH)                     | 450 MW          | 2002 - 2003    |
| 8. Phú Mỹ 2-1 Mở rộng (Đuôi hơi)        | 140 MW          | 2003           |
| 9. Ưông Bí MR (Nhiệt điện than)         | 300 MW          | 2004 - 2005    |
| 10. Ô Môn (Dầu - khí)                   | 600 MW          | 2004 - 2005    |
| 11. Đại Ninh (Thủy điện)                | 300 MW          | 2005           |
| 12. Rào Quán                            | 70 MW           | 2005           |
| <b>B) Các nguồn điện BOT</b>            |                 |                |
| 1. Cần Đơn (Thủy điện)                  | 72 MW           | 2003           |
| 2. Phú Mỹ 3                             | 720 MW          | 2003 - 2004    |
| 3. Phú Mỹ 2-2                           | 720 MW          | 2004           |
| <b>C) Các nguồn điện IPP</b>            |                 |                |
| 1. Na Dương (than)                      | 100 MW          | 2003 - 2004    |
| 2. Cao Ngạn (than)                      | 100 MW          | 2003 - 2004    |
| 3. Cà Mau (TBKHH)                       | 720 MW          | 2005 - 2006    |
| 4. Nhiệt điện Cẩm Phả (than)            | 300 MW          | 2004 - 2005    |

*Nguồn:* Thủ tướng Chính phủ, Quyết định 95/2001/QĐ-Ttg phê duyệt quy hoạch phát triển điện lực Việt Nam giai đoạn 2001-2010 có xét triển vọng đến năm 2020, ngày 22/6/2001.

Theo tính toán của Chính phủ Việt Nam, để duy trì tốc độ tăng trưởng 6-8%/năm trong thập niên 2000, sản lượng điện phải tăng 10-14%/năm. Chỉ riêng trong 5 năm 2001-05, tổng mức đầu tư cho ngành điện là 7,5 tỷ USD.<sup>2</sup> Ngoài nguồn vốn nhà nước và vay ODA, Quy hoạch điện V (giai đoạn 2001-2010) đưa ra ưu tiên “khuyến khích các nhà đầu tư trong, ngoài nước tham gia xây dựng các công trình nguồn và lưới điện phân phối theo các hình thức đầu tư: nhà máy điện độc lập (IPP), hợp đồng xây dựng - vận hành - chuyển giao (BOT), hợp đồng xây dựng - chuyển giao (BT), hợp đồng xây dựng - chuyển giao - vận hành (BTO), liên doanh, công ty cổ phần...”<sup>34</sup>

<sup>1</sup> Cơ sở dữ liệu World Development Indicators của WB.

<sup>2</sup> Thủ tướng Chính phủ, Quyết định 95/2001/QĐ-Ttg phê duyệt quy hoạch phát triển điện lực Việt Nam giai đoạn 2001-2010 có xét triển vọng đến năm 2020, ngày 22/6/2001.

<sup>3</sup> Như trên.

<sup>4</sup> Đầu thập niên 2000, Nhà nước Việt Nam phân biệt hai khái niệm IPP trong nước và BOT nước ngoài. IPP là để chỉ các dự án đầu tư nhà máy điện với chủ đầu tư trong nước không thuộc EVN. BOT thường

Về cơ cấu nguồn, thủy điện hiện chiếm tỷ trọng lớn nhất (54,8%), rồi đến dầu (17,0%), khí tự nhiên (16,4%) và than (11,8%). Với sự hỗ trợ kỹ thuật của WB, MOI tính toán nhiệt điện khí sử dụng nguồn khí tự nhiên khai thác từ các mỏ Nam Côn Sơn và PM3 là có chi phí thấp nhất. Một trong những dự án này là Phú Mỹ 2.2. Bảng 1 trình bày các dự án điện đầu tư giai đoạn 2001-2005 theo Quy hoạch Điện V.

## **2. Cụm Khí – Điện – Đạm Phú Mỹ và Mỏ Khí Tự nhiên Nam Côn Sơn**

Cùng với việc bắt đầu sản xuất thương mại những tấn dầu thô đầu tiên của Việt Nam từ Mỏ Bạch Hổ thuộc Bể Cửu Long vào năm 1988 là cơ hội khai thác khí đồng hành.<sup>5</sup> Dầu thô, sau khi tách khí và tách nước vữa, được chuyển lên tàu chứa. Do không có đường ống dẫn khí từ mỏ ngoài khơi về lục địa nên khí đồng hành tách ra phải được dẫn ra giàn đuốc để đốt cháy ngay ngoài mỏ.

Năm 1991, Vietsovpetro (Liên doanh khai thác dầu thô giữa Việt Nam và Liên Xô) đề xuất không đầu tư đường ống dẫn dầu thô từ Bạch Hổ vào Bà Rịa – Vũng Tàu mà thay vào đó bằng đường ống dẫn khí dài 150 km. Với sự đồng ý của Thủ tướng Võ Văn Kiệt, Dự án đường ống thu gom, vận chuyển khí, nhà máy xử lý khí và trạm phân phối được xây dựng với tổng mức đầu tư 450 triệu USD. Ngày 26/4/1995, dự án đi vào hoạt động với công suất ban đầu 1 triệu m<sup>3</sup>/ngày. Nhà máy Điện Bà Rịa được chuyển từ chạy dầu diesel sang chạy khí để sử dụng một phần nguồn cung khí đồng hành.

Trong năm 1996, EVN đầu tư lắp đặt 2 tua bia khí chu trình đơn của Dự án Phú Mỹ 2.1 với tổng công suất 288 MW tại Khu Công nghiệp Phú Mỹ. Tháng 2/1997, Nhà máy điện Phú Mỹ thuộc EVN được thành lập để vận hành Phú Mỹ 2.1. Năm 1998, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố và cảng Thị Vải được hoàn thành.

Sau Bể Cửu Long, Bể Nam Côn Sơn (có diện tích khoảng 100.000 km<sup>2</sup>) là một bồn trũng lớn thứ hai được khai thác (xem Phụ lục 1). Hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại Nam Côn Sơn được bắt đầu từ thập niên 70 (khí dầu được phát hiện ở Bể Cửu Long). Khí tự nhiên được phát hiện tại Lô 06.1 với trữ lượng tin cậy 57 tỷ m<sup>3</sup> gồm Mỏ khí Lan Đỏ vào năm 1992 và Lan Tây năm 1993 cách bờ biển Bà Rịa – Vũng Tàu 370 km (xem Phụ lục 2). Dự án phát triển và khai thác mỏ gồm các nhà đầu tư nước ngoài là Tập đoàn Dầu khí Anh Quốc (BP) – 35%, ONGC của Ấn Độ – 45% cùng với Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam (PVN) – 20%.

Vào năm 2000, Đường ống Khí Nam Côn Sơn (Nam Con Son Pipeline – NCSP) đầu tư dưới hình thức hợp đồng hợp tác kinh doanh gồm PVN (51%), BP (32,67%) và Conoco (16,33%) với công suất 19 triệu m<sup>3</sup>/ngày. Khí tự nhiên sẽ được dẫn từ mỏ tới Nhà máy

---

là các dự án đầu tư trực tiếp nước ngoài thực hiện theo cơ chế hợp đồng BOT. Còn theo khái niệm quốc tế thì BOT là một hình thức của IPP.

<sup>5</sup> Khí đồng hành là khí lấy được trong quá trình khai thác dầu thô. Trung bình 150-250 m<sup>3</sup> khí đồng hành có thể sản xuất được từ việc khai thác 1 tấn dầu thô.

xử lý khí Dinh Cố qua đường ống dài 370 km. BP sẽ vận hành đường ống trong 5 năm đầu rồi chuyển giao cho PVN.

Trước tiềm năng khí tự nhiên, cụm khí – điện – đạm được quy hoạch tại Khu Công nghiệp Phú Mỹ gồm trung tâm phân phối khí, các nhà máy điện và nhà máy phân đạm. Trung tâm phân phối khí được PVN xây dựng để nhận khí khô từ Dinh Cố. Cùng với Nhà máy điện Phú Mỹ 2.2, các nhà máy khác là Phú Mỹ 1, 2.1 mở rộng, 3 và 4 được đầu tư để sử dụng khí tự nhiên từ Nam Côn Sơn (xem Phụ lục 3 và 4).

Nhà máy Điện Phú Mỹ 1 do EVN đầu tư được khởi công xây dựng vào năm 1998. Tổ máy cuối cùng sẽ đi vào hoạt động vào tháng 11/2001. Dự án có tổng công suất 1.050 MW với ba tua-bin khí chu kỳ hỗn hợp và một tua-bin hơi. Chi phí đầu tư 530 triệu USD được tài trợ từ nguồn vốn nhà nước (15%) và ODA Nhật Bản (85%).

EVN cũng khởi công xây dựng nhà máy Phú Mỹ 2.1 mở rộng vào năm 1998. Dự án có 2 tua-bin khí chu trình đơn và một tua-bin hơi với tổng công suất 450 MW. Tổng mức đầu tư 350 triệu USD được tài trợ bằng vốn tự có của EVN và vay tín dụng xuất khẩu nước ngoài. Nhà máy đi vào hoạt động từ năm 1999.

Nhà máy điện Phú Mỹ 3 được đầu tư theo hình thức BOT với nhà đầu tư chỉ định là BP. Nhà máy có công suất 740MW và tổng mức đầu tư 412 triệu USD. Dự án vừa được khởi công vào giữa năm 2001 và dự kiến sẽ đi vào hoạt động năm 2003.

Nhà máy điện Phú Mỹ 4 với công suất 450 MW do EVN đầu tư dự kiến sẽ khởi công cùng với Phú Mỹ 2.2 vào năm 2002 và đi vào hoạt động năm 2004.

Trong năm 2001, dự án nhà máy đạm Phú Mỹ công suất 740.000 tấn/năm cũng đã được khởi công. Chủ đầu tư của dự án là PVN. Tổng mức đầu tư 445 triệu USD của dự án được tài trợ bằng vốn tự có của PVN (215 triệu USD) và vay ngân hàng thương mại trong nước (230 triệu USD). Nhà máy dự kiến đi vào hoạt động từ năm 2005.

**Bảng 2: Nguồn cung khí (tỷ m<sup>3</sup>/năm)**

|                                 | 2001       | 2002       | 2003       | 2004       | 2005       |
|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| <b>Khí đồng hành</b>            |            |            |            |            |            |
| Bạch Hổ, B09-1 <sup>(1)</sup>   | 1,7        | 1,7        | 1,7        | 1,7        | 1,7        |
| Rạng Đông                       |            | 0,4-0,5    | 0,4-0,5    | 0,4-0,5    | 0,4-0,5    |
| Emerald                         |            |            |            |            | 0,9-1,0    |
| Công suất đường ống             | 2,0        | 2,0        | 2,0        | 2,0        | 2,0        |
| <b>Khí tự nhiên Nam Côn Sơn</b> |            |            |            |            |            |
| Lan Tây – Lan Đỏ, B06-1         |            |            | 2,1        | 2,6        | 2,7        |
| Rồng Đồi, B11-2                 |            |            |            |            | 1,0        |
| Công suất đường ống             |            |            | 7,0        | 7,0        | 7,0        |
| <b>Cộng</b>                     | <b>1,7</b> | <b>2,0</b> | <b>4,1</b> | <b>4,6</b> | <b>5,7</b> |

Ghi chú: <sup>(1)</sup> Sản lượng sẽ giảm từ 2006.

*Nguồn:* WB (2002), Project Appraisal Document on a Proposed International Development Association Partial Risk Guarantee in the Amount of Up To US\$75 million for a Syndicated Commercial Bank Loan to Mekong Energy Company Ltd for the Phu My 2 Phase 2 Power Project in the Socialist Republic of Vietnam.

Dự kiến vào cuối năm 2002, NCSP sẽ vẫn chuyển dòng khí đầu tiên từ mỏ Lan Tây vào bờ và đến đầu 2003 thì dòng khí thương mại đầu tiên sẽ đến Trung tâm Phân phối Khí Phú Mỹ. Từ 2005, bên cạnh Mỏ Lan Tây – Lan Đỏ, khí tự nhiên Nam Côn Sơn từ Mỏ Rồng Đồi (trữ lượng 20 tỷ m<sup>3</sup>) sẽ bắt đầu được khai thác. Hải Thạch (42 tỷ m<sup>3</sup>) và Mộc Tinh (13 tỷ m<sup>3</sup>) là hai mỏ khí nữa ở Nam Côn Sơn. Nguồn cung khí được đánh giá là đủ đáp ứng nhu cầu cho các dự án điện và đạm (xem Bảng 2 và 3).

**Bảng 3: Mức cầu khí (tỷ m<sup>3</sup>/năm)**

| Dự án/Nhà máy      | 2001       | 2002       | 2003        | 2004       | 2005       |
|--------------------|------------|------------|-------------|------------|------------|
| Bà Rịa             | 0,4        | 0,4        | 0,4         | 0,4        | 0,4        |
| Phú Mỹ 2.1         | 0,4        | 0,4        | 0,4         | 0,4        | 0,4        |
| Phú Mỹ 2.1 mở rộng | 0,4        | 0,4        | 0,4         | 0,4        | 0,4        |
| Phú Mỹ 1           |            | 0,9        | 0,9         | 0,9        | 0,9        |
| Phú Mỹ 2.2         |            |            |             | 0,85       | 0,85       |
| Phú Mỹ 3           |            |            | 0,85        | 0,85       | 0,85       |
| Phú Mỹ 4           |            |            |             | 0,3        | 0,3        |
| Đạm Phú Mỹ         |            |            |             |            | 0,5        |
| <b>Cộng</b>        | <b>1,2</b> | <b>2,1</b> | <b>2,95</b> | <b>4,1</b> | <b>4,6</b> |

*Nguồn:* PVN đối với Nhà máy đạm và WB (2002) đối với các nhà máy điện.

### 3. Đấu thầu chọn nhà đầu tư cho Dự án Phú Mỹ 2.2

Mục tiêu phát triển của Dự án Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 là (i) tăng phụ tải, giảm tình trạng thiếu điện, đặc biệt là vào mùa khô; (ii) chuyển giao công nghệ và năng lực quản lý tốt nhất trong đầu tư, xây dựng và vận hành nhà máy điện; (iii) tăng khả năng tiếp cận điện lưới cho người dân, giúp đạt mục tiêu điện khí hóa 85% cho đến năm 2005; (iv) hỗ trợ nỗ lực thương mại hóa nguồn khí tự nhiên để thay thế cho dầu nhập khẩu và cung cấp năng lượng sạch về môi trường; (v) huy động vốn của khu vực tư nhân; và (vi) làm mẫu cho các dự án đầu tư theo phương thức tài chính dự án khác ở Việt Nam.

Năm 1997, Chính phủ Việt Nam quyết định sẽ tổ chức đấu thầu quốc tế trên cơ sở cạnh tranh để chọn nhà đầu tư Dự án Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 theo hình thức BOT. WB tài trợ không hoàn lại cho hoạt động hỗ trợ kỹ thuật để thuê tư vấn nước ngoài. K&M Consulting của Hoa Kỳ thắng thầu và được chọn làm đơn vị tư vấn cho MOI để chuẩn bị hồ sơ mời thầu, đánh giá và đàm phán.

28/10/1997, MOI công bố hồ sơ mời thầu (Request for Proposals – RFP). 10 trong số 16 tổ hợp hội đủ điều kiện đã mua hồ sơ mời thầu.

Nhằm tăng tính hấp dẫn cho nhà đầu tư, WB đã đồng ý sẽ bảo lãnh một phần cho khoản vay thương mại. Bất kỳ nhà đầu tư nào, nếu thắng thầu, sẽ được hưởng khoản bảo lãnh một phần (partial risk guarantee) này của WB.

Ngày 2/4/1998, 6 tổ hợp nhà đầu tư quốc tế nộp hồ sơ dự thầu (4 từ chối). Cùng ngày, MOI mở thầu công khai. Tổ đánh giá thầu gồm đại diện của MOI, EVN, Bộ Khoa học, Tài Nguyên và Môi trường (MOSTE), Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Quốc Gia

và Trường Đại học Bách khoa Hà Nội. Tổ đánh giá thầu cũng có 6 chuyên gia kỹ thuật, tài chính và pháp lý của K&M hỗ trợ.

Ngày 6/5/1998, Tổ đánh giá thầu nộp báo cáo cho MOI, khuyến nghị 3 tổ hợp nhà đầu tư có điểm cao nhất. Ngày 16/9/1998, MOI phê duyệt danh sách ba tổ hợp có điểm cao nhất theo thứ tự từ trên xuống là EDF, AES và Tractabel. Ngày 2/10, MOI nộp tờ trình kết quả đánh giá thầu cho Thủ tướng Chính phủ. MPI tổ chức họp đánh giá liên ngành và nộp tờ trình kết quả đánh giá thầu cho Thủ tướng Chính phủ vào ngày 9/11. Thủ tướng Chính phủ đồng ý kế quả đánh giá thầu vào ngày 30/12/1998.<sup>6</sup>

Với sự đồng ý của Chính phủ, MOI bắt đầu đàm phán với tổ hợp có điểm cao nhất là EDF. Tháng 1/1999, Tổ hợp EDF chính thức được xác định là thắng thầu nhưng phải đến giữa năm 2001 thì đàm phán mới xong.

Tất cả các văn bản pháp lý của dự án cùng được ký kết vào ngày 18/9/2001:

- Hợp đồng BOT xác định quyền và nghĩa vụ của phía cơ quan nhà nước có thẩm quyền là MOI và nhà đầu tư là MECO, khung pháp lý, thuế và cơ chế chế tài nếu vi phạm cam kết hợp đồng. MECO được trao quyền dành riêng huy động vốn, xây dựng và vận hành nhà máy điện Phú Mỹ 2.2 trong vòng 20 năm kể từ ngày nhà máy bắt đầu hoạt động thương mại, sau đó Hợp đồng BOT sẽ hết hạn.
- Hợp đồng mua điện (Power Purchase Agreement – PPA) giữa MECO và EVN kỳ hạn 20 năm. Đây là hợp đồng bao tiêu sản lượng (off-take), theo đó EVN cam kết mua toàn bộ điện theo công suất của nhà máy. Giá thành điện gồm hai phần: (i) chi phí công suất (gồm chi phí công suất cố định để trả nợ, thuế và hoàn vốn chủ sở hữu và chi phí vận hành – bảo trì cố định); (ii) chi phí năng lượng (gồm chi phí vận hành – bảo trì biến đổi và chi phí nhiên liệu). PPA cũng quy định cơ chế chia sẻ dịch vụ cơ sở hạ tầng giữa EVN và PPA, theo đó EVN chịu trách nhiệm xây dựng và bảo trì các công trình cơ sở hạ tầng chung, cấp nước làm lạnh, hệ thống thoát nước chung, hệ thống cung cấp khí tự nhiên, cấp điện trong thời gian xây dựng và vận hành thử. Chi phí hạ tầng mà MECO trả cho EVN sẽ được tính vào giá thành điện trong hạng mục chi phí cộng thêm (additional charge).
- Hợp đồng Cung cấp Khí (Gas Supply Agreement – GSA) giữa MECO và PVN kỳ hạn 20 năm. PVN có nghĩa vụ phải cung cấp khí theo yêu cầu của MECO để sử dụng cho Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2. MECO có nghĩa vụ phải mua khí (take or pay) với lượng tối thiểu từ PVN. Với tỷ lệ điều độ 75%, ước tính Nhà máy Điện sẽ sử dụng 0,85 tỷ m<sup>3</sup> khí/năm (17 tỷ m<sup>3</sup> khí trong kỳ hạn Hợp đồng BOT). Giá khí bao gồm chi phí khí, vận chuyển và phân phối. Giá khí được tính dựa vào khí lấy từ Nam Côn Sơn. Nếu khí lấy từ nguồn khác, thì giá khí sẽ được điều chỉnh theo chi phí của nguồn thay thế.

---

<sup>6</sup> Công văn số 1545/CP-CN của Chính phủ ngày 30/12/1998.

- Hợp đồng thuê đất (Land Lease Agreement – LLA) giữa MECO và UDE xác định vị trí, diện tích đất thuê và miễn tiền thuê đất trong thời hạn của Hợp đồng BOT. MECO có quyền sở hữu tất cả công trình xây dựng trên diện tích đất thuê. Đất thuê theo kỳ hạn có thể được MECO dùng làm tài sản đảm bảo để vay nợ. Trong trường hợp MECO vỡ nợ, tổ chức cho vay có quyền lấy tài sản đảm bảo.<sup>7</sup>
- Giấy Chứng nhận Đầu tư (Investment License – IL) do Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI) trao cho MECO.
- Bảo đảm Chính phủ giữa MPI và MECO. Chính phủ, đại diện bởi MPI, cam kết bảo đảm tất cả nghĩa vụ của các tổ chức nhà nước có cam kết thỏa thuận đối với Dự án. Các cam kết của phía Nhà nước Việt Nam trong Hợp đồng BOT, PPA, GSA và LLA được Chính phủ Việt Nam bảo đảm. Chính phủ cũng bảo đảm sự sẵn có, khả năng chuyển đổi tiền tệ và chuyển tiền ra nước ngoài; cho phép mở tài khoản nước ngoài theo cơ chế tài chính dự án
- Tổ hợp nhà đầu tư góp vốn vào MECO cam kết chốt thỏa thuận tài chính (financial closure – FC) trong vòng 12 tháng kể từ ngày nhận giấy chứng nhận đầu tư, tức là cho tới tháng 9/2002;<sup>8</sup> đạt thời hạn vận hành thương mại (Commercial Operation Date – COD) trong vòng 24 tháng sau khi khởi công xây dựng, tức là tháng 9/2004.

Các quan hệ hợp đồng trên được minh họa trong sơ đồ cấu trúc dự án tại Hình 1 ở phần dưới.

Thời gian đàm phán kéo dài từ đầu 1999 đến giữa 2001 được WB đánh giá là do hệ thống pháp luật của Việt Nam còn thiếu và tính mới mẻ của các cam kết hợp đồng đối với quan chức Việt Nam. Mặc dù mất thời gian, nhưng WB đánh giá quá trình đấu thầu diễn ra một cách minh bạch.<sup>9</sup>

#### 4. Chi phí đầu tư dự án

Tổng mức đầu tư dự án tính toán theo giá năm 2001 là 480 triệu USD.

Hạng mục đầu tư lớn nhất là giá trị tổng thầu theo EPC (Engineering, Procurement and Construction - Thiết kế, Mua sắm và Xây dựng). Hợp đồng EPC là hợp đồng chìa khóa trao tay với giá cố định và ngày hoàn thành xác định. Chất lượng và khả năng hoạt động của thiết bị nhà máy cũng được nhà thầu bảo đảm. Nhà thầu EPC là EDF-CNET gồm các công ty con và đơn vị trực thuộc EDF. Centre d'Ingenierie Thermique làm phụ hợp đồng thiết kế kỹ thuật. Compagnie Financiere de Valorisation pour L'Ingenierie làm phụ hợp đồng xây dựng, lắp đặt, kiểm định và chuẩn bị vận hành. EDF-CNET cũng ký

<sup>7</sup> Hợp đồng Cấp Nước (Water Supply Agreement – WSA) giữa MECO và Công ty Cấp nước Bà Rịa – Vũng Tàu đến 17/6/2002 mới được ký kết. Tiền nước MECO trả cho WSA sẽ được tính vào giá thành điện trong hạng mục chi phí cộng thêm.

<sup>8</sup> Nếu MECO không chốt được thỏa thuận tài chính (huy động vốn) trong vòng 12 tháng kể từ khi nhận giấy chứng nhận đầu tư, MECO sẽ được coi là phá vỡ hợp đồng trừ khi các bên trong Hợp đồng đồng ý gia hạn.

<sup>9</sup> WB (2002).

hợp đồng phụ cung cấp thiết bị (tua-bin, hệ thống thu nhiệt và các máy móc thiết bị (MMTB) phụ trợ) với công ty General Electric (GE). TEPCO đóng vai trò là đơn vị kỹ thuật của chủ đầu tư (Owner's Engineer), chịu trách nhiệm giám sát kỹ thuật trong quá trình thực thi dự án.<sup>10</sup>

Giá trị hợp đồng EPC là 297,5 triệu USD. Nhà máy sẽ được xây dựng trong vòng 26 tháng bắt đầu từ ngày 1/12/2002. Ngày vận hành thương mại (COD) dự kiến là 1/9/2004. Cộng các chi phí tiền hoạt động, phí phát triển<sup>11</sup> và chi phí xây dựng khác, dự án có tổng chi phí xây dựng cơ bản (capital costs) là 355,1 triệu USD.

**Bảng 4: Chi phí đầu tư dự án**

| Hạng mục                               | Giá trị<br>(triệu USD) |
|----------------------------------------|------------------------|
| Chi phí xây dựng cơ bản                |                        |
| Tổng thầu EPC                          | 297,5                  |
| Linh kiện phụ tùng ban đầu             | 13,3                   |
| Chi phí tiền hoạt động                 | 10,2                   |
| Phí phát triển nộp cho MOI             | 3,5                    |
| Chi phí xây dựng bên trong & bên ngoài | 12,0                   |
| Chi phí khác*                          | 18,6                   |
| Chi phí huy động vốn                   |                        |
| Lãi vay trong thời gian xây dựng       | 38,1                   |
| Phí tài chính                          | 6,7                    |
| Chi phí dự phòng của dự án:            |                        |
| Đặt cọc bảo đảm chất lượng cho MOI     | 40,0                   |
| Chi phí dự phòng                       | 40,0                   |
| <b>Tổng mức đầu tư dự án</b>           | <b>480,0</b>           |

\* Chi phí khác bao gồm bảo hiểm, trừ dầu ban đầu, nhiên liệu sử dụng để bắt đầu vận hành, chi phí kỹ sư của chủ sở hữu, chi phí đặt cọc bảo đảm chất lượng công trình, chi phí vốn lưu động, v.v...

Nguồn: WB (2002).

Chi phí huy động vốn (financing costs) được ước tính là 44,8 triệu USD, bao gồm 38,1 triệu USD lãi vay trong thời gian xây dựng<sup>12</sup> (interest during construction – IDC) và 6,7 triệu USD phí tài chính<sup>13</sup> (financing fees - các phí dịch vụ trả cho tổ chức cho vay). Tổng chi phí đầu tư dự án cơ bản (base project costs - chi phí xây dựng cơ bản và chi phí huy động) là 400 triệu USD.

<sup>10</sup> Owner's engineer là nhà thầu đóng vai trò là đơn vị giám sát kỹ thuật với trách nhiệm bảo vệ lợi ích của chủ đầu tư (đảm bảo các nhà thầu thiết kế, xây dựng, cung cấp thiết bị và lắp đặt làm đúng theo yêu cầu kỹ thuật của dự án).

<sup>11</sup> Phí phát triển (development fee) trong các dự án BOT là phí mà nhà đầu tư phải nộp cho cơ quan nhà nước có thẩm quyền đổi lại cho quyền được đầu tư và khai thác dự án.

<sup>12</sup> Chi dự án vay nợ thì phải trả lãi bao gồm lãi trả trong thời gian xây dựng và lãi trả trong thời gian vận hành dự án cho tới khi đáo hạn. Lãi vay trong thời gian xây dựng được tính vào tổng mức đầu tư của dự án. Lãi vay trong thời gian xây dựng có thể là lãi thực trả hay là lãi tích tụ gộp vào nợ gốc. Lý do lãi trong thời gian xây dựng thường được tích tụ thay vì thực trả là vì dự án chưa tạo ra dòng tiền để trả nợ trước khi vận hành thương mại.

<sup>13</sup> Phí tài chính bao gồm phí dàn xếp, phí giao dịch, phí duy trì tài khoản, phí rút vốn,... mà bên vay trả cho bên cho vay. Phí tài chính không bao gồm lãi vay.

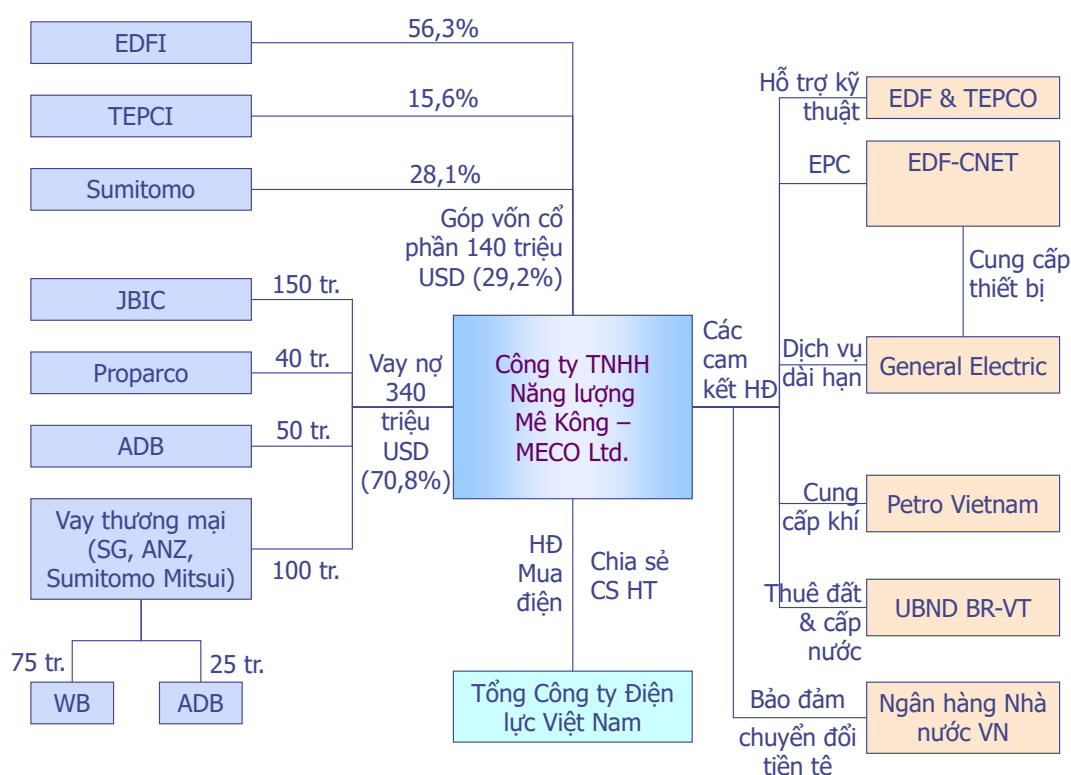
Dự án có hai khoản dự phòng (mỗi khoản 40 triệu USD) là tiền đặt cọc đảm bảo chất lượng công trình cho MOI và chi phí dự phòng (khối lượng và trượt giá). Tổng mức đầu tư dự án (total project costs - TMĐT) là 480 triệu USD.

Khi lập mô hình tài chính, chủ đầu tư chỉ tính chi phí đầu tư cơ bản 400 triệu USD và bỏ qua chi phí dự phòng. Các hạng mục chi phí đầu tư trên có giá trị tính theo khái niệm kế toán để tính vào TMĐT và giá trị tài sản cấu định được khấu hao sau này. Xét về khái niệm ngân lưu, chi phí đầu tư chỉ bao gồm các khoản thực trả (ngân lưu ra), không tính tới lãi vay trong thời gian xây dựng (thuộc ngân lưu nợ vay). Ngân lưu chi phí đầu tư dự án bao gồm 37,0 triệu USD năm 2002; 186,3 triệu USD năm 2003; và 141,4 triệu USD năm 2004.

## 5. Cơ cấu vốn của Dự án

Hình 1 trình bày cấu trúc của Dự án bao gồm cơ cấu vốn chủ sở hữu, vốn vay, các bên liên quan và các quan hệ hợp đồng.

**Hình 1: Cấu trúc Dự án**



Theo hợp đồng BOT, Tổ hợp các nhà đầu tư trúng thầu do EDF dẫn đầu sẽ góp vốn thành lập Công ty TNHH Năng lượng Mekong (MECO). MECO là doanh nghiệp 100% vốn nước ngoài và nhận giấy chứng nhận đầu tư của MPI.

Với phương thức tài chính dự án (project financing) điển hình, MECO là doanh nghiệp dự án theo mô hình Phương tiện Đầu tư Đặc biệt (Special Purpose Vehicle – SPV) có

trách nhiệm hữu hạn. MECO được thành lập với mục đích duy nhất là xây dựng Dự án Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 rồi vận hành trong vòng 20 năm. Các chủ sở hữu của MECO góp vốn và chỉ chịu trách nhiệm hữu hạn đối với phần vốn góp của mình. Cụ thể, MECO có ba nhà tài trợ vốn chủ sở hữu (còn được gọi là nhà tài trợ dự án - project sponsors):

- Công ty Điện lực Quốc tế Pháp (EDFI), công ty con của EDF, góp 78,750 triệu USD (56,3%).
- Công ty Điện lực Tokyo Quốc tế (TEPCI), công ty con của TEPCO, góp 21,875 triệu USD (15,6%)
- Công ty Sumitomo góp 39,375 triệu USD (28,1%)

Phụ lục 5 cung cấp thêm thông tin về các nhà tài trợ dự án.

Với vốn góp theo cam kết, MECO có tổng vốn chủ sở hữu là 140 triệu USD (gồm 100 triệu USD vốn góp cơ bản và 40 triệu USD dự phòng), chiếm 29,2% TMĐT của Dự án là 480 triệu USD. Phần còn lại sẽ được tài trợ bằng vay nợ. Cơ cấu vốn này được tính toán để đảm bảo hệ số an toàn trả nợ (Debt Service Coverage Ratio - DSCR) có mức bình quân bằng 1,5 trong kỳ hạn trả nợ.<sup>14</sup>

240 triệu USD được MECO vay từ các ngân hàng phát triển quốc tế và song phương (200 triệu USD vay cơ bản và 40 triệu vay dự phòng):

- JBIC – Ngân hàng Hợp tác Quốc tế Nhật Bản: 150 triệu USD
- ADB – Ngân hàng phát triển châu Á: 50 triệu USD
- Proparco – Tổ chức tài chính thuộc Cơ quan Phát triển Pháp: 40 triệu USD

100 triệu USD được MECO vay từ các ngân hàng thương mại quốc tế là Société Générale, ANZ Investment Bank và Sumitomo Mitsui Banking Corporation.

Khoản vay thương mại 100 triệu USD được bảo lãnh rủi ro chính trị. Tổ chức phát triển quốc tế - IDA thuộc WB bảo lãnh 75 triệu USD (gọi là bảo lãnh rủi ro một phần – partial risk guarantee – PRG). Sau đó, Chính phủ Việt Nam lại bảo lãnh 75 triệu USD này cho WB. Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB) bảo lãnh 25 triệu USD (gọi là bảo hiểm rủi ro chính trị tư nhân – private political risk insurance – PRI). Công ty Sovereign Risk tái bảo lãnh khoản 25 triệu USD này.

Rủi ro chính trị được bảo lãnh bao gồm các rủi ro Nhà nước Việt Nam không thực hiện cam kết trong Hợp đồng BOT. Các rủi ro chính trị được bảo lãnh gồm có:

- Sản lượng và giá điện EVN mua từ Dự án;
- Sản lượng và giá khí PVN bán cho Dự án;
- Chuyển đổi ngoại tệ và chuyển tiền theo chính sách của Ngân hàng Nhà nước Việt Nam (NHNN);

---

<sup>14</sup> DSCR bằng ngân lưu sẵn có của dự án để trả nợ chia cho nợ phải trả (gồm gốc và lãi) theo kỳ.

- Thuế đất và cung cấp các dịch vụ cơ sở hạ tầng khác của UBND Tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu;
- Các sự kiện bất khả kháng về chính trị như chiến tranh, phong tỏa, cấm vận, biểu tình, thay đổi luật pháp;
- Các sự kiện bất khả kháng tự nhiên có ảnh hưởng đến khả năng thực hiện cam kết của các tổ chức nhà nước và DNNN như hỏa hoạn, động đất, sụt lở đất, lụt lội mà bảo hiểm tư nhân từ chối bảo lãnh;
- Quốc hữu hóa.

Các rủi ro thương mại như xây dựng và vận hành do MECO chịu.

Khoản vay thương mại dự kiến có kỳ hạn 16 năm bao gồm 2 năm xây dựng. Nợ được hoàn trả bắt đầu từ tháng thứ 8 kể từ ngày bắt đầu vận hành thương mại (COD).

**Bảng 5: Vay nước ngoài**

| Khoản vay                     | Giá trị (triệu USD) | Kỳ hạn (số năm từ ngày ký cam kết tài chính, FC) | Ân hạn (số tháng từ ngày vận hành thương mại, COD) |
|-------------------------------|---------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| JBIC                          | 150                 | 15                                               | 8                                                  |
| ADB                           | 50                  | 15                                               | 8                                                  |
| Proparco                      | 40                  | 15                                               | 8                                                  |
| Vay thương mại (WB bảo lãnh)  | 75                  | 16                                               | 8                                                  |
| Vay thương mại (ADB bảo lãnh) | 25                  | 11                                               | 8                                                  |

Nguồn: WB (2002).

Với việc mô hình tài chính không tính chi phí đầu tư dự phòng, dự án có cơ cấu vốn là 100 triệu USD vốn chủ sở hữu (25%) và 300 triệu USD nợ vay (75%).

Mặc dù lãi suất các khoản vay nợ nước ngoài là lãi suất thả nổi,<sup>15</sup> mô hình thẩm định tài chính giả định rằng 100% rủi ro lãi suất sẽ được tự bảo hiểm trong suốt giai đoạn xây dựng – vận hành của Dự án thông qua hợp đồng hoán đổi lãi suất (từ thả nổi sang cố định). Lãi suất sử dụng trong mô hình tài chính là lãi suất cố định 6,5%/năm. Bảng 5 trình bày giá trị, kỳ hạn và ân hạn của các khoản vay. Bảng 6 trình bày ngân lưu nợ vay. Phụ lục 7 trình bày bảng cân đối tài sản dự phóng của MECO trong thời gian vận hành.

## 5. Doanh thu bán điện của Dự án

Lợi ích tài chính của Dự án đến từ việc sản xuất và bán điện cho EVN. Theo PPA, giá điện gồm hai phần: (i) Chi phí công suất bao gồm chi phí công suất cố định (Fixed Capacity Charge – FCC) trang trải chi phí trả nợ, thuế, hoàn vốn chủ đầu tư và chi phí vận hành – bảo trì cố định (Fixed O&M Charge – FOMC); (ii) Chi phí năng lượng

<sup>15</sup> Ví dụ, khoản vay thương mại do WB bảo lãnh rủi ro chính trị có lãi suất thả nổi căn cứ vào LIBOR USD theo mức LIBOR + 1,75% trong thời gian xây dựng; LIBOR + 1,65% trong 3-10 năm đầu vận hành; LIBOR + 1,8% trong 11-15 năm đầu vận hành; và LIBOR + 2,0% sau đó.

(Energy Charge) để trang trải chi phí vận hành – bảo trì biến đổi (Variable O&M Charge – VOMC) và chi phí nhiên liệu (Fuel Charge – FC). Nói ngắn gọn về mặt công thức, giá điện được xác định theo cơ cấu giá thành như sau:

$$\text{Giá điện} = (\text{FCC} + \text{FOMC}) + (\text{VOMC} + \text{FC})$$

FCC không điều chỉnh theo lạm phát và quy đổi theo tỷ giá VND/USD chính thức của ngân hàng thương mại (NHTM). FOMC và VOMC được điều chỉnh theo tỷ lệ lạm phát (phần chi phí ngoại tệ thì theo lạm phát ngoại tệ và phần chi phí nội tệ thì theo lạm phát VND); phần chi phí ngoại tệ được quy đổi theo tỷ giá VND/USD chính thức của NHTM. FC được điều chỉnh bởi tỷ lệ tăng cố định là 2%/năm và quy đổi theo tỷ giá VND/USD chính thức của NHTM.

Tỷ giá VND/USD chính thức năm 2001 (được xác định là năm 0 trong mô hình thẩm định tài chính) là 15.000. Tỷ giá được giả định sẽ biến động hàng năm theo quy luật cân bằng sức mua, theo đó VND sẽ mất giá so với USD bằng đúng chênh lệch giữa tỷ lệ lạm phát VND và tỷ lệ lạm phát USD.

Chỉ số giá VND là Chỉ số Giá Tiêu dùng (CPI) do Tổng cục Thống kê Việt Nam công bố. Chỉ số giá USD là Chỉ số Tiền lương EES 400000006 (đo lường lương theo giờ bình quân của lao động công nghiệp, vận tải và điện nước) do Cục Thống kê Lao động Hoa Kỳ (US Bureau of Labor Statistics) công bố. Trong mô hình tài chính, chỉ số giá VND và USD được giả định tăng lần lượt 5%/năm và 2,5%/năm trong suốt vòng đời dự án.

Tại thời điểm 1998, giá thành điện trong hồ sơ thầu của EDF là:<sup>16</sup>

- FOMC nội tệ = 4.095 VND/kW/tháng
- FOMC ngoại tệ = 10.859 VND/kW/tháng
- VOMC nội tệ = 1,80 VND/kWh
- VOMC ngoại tệ = 2,72 VND/kWh

Theo các công thức và giá trị trên, giá điện bình quân trong 20 năm vận hành sẽ là 4,07 xen/kWh. Sản lượng điện bán ra của Dự án là 4,6 tỷ kWh/năm tính theo công suất bình quân 701.3MW và tỷ lệ điều độ (plant dispatch factor) 75%.<sup>17</sup> Sản lượng điện cụ thể hàng năm phụ thuộc vào lịch bảo trì. Giá bán điện (danh nghĩa), sản lượng điện bán ra và doanh thu (danh nghĩa) dự kiến hàng năm được trình bày trong Bảng 6.

---

<sup>16</sup> Tỷ giá sử dụng năm 1998 là 12.978 VND/USD.

<sup>17</sup> Sản lượng điện = 701.3 (MW) × 75% × 365 (ngày/năm) × 24 (giờ/ngày) = 4,6 tỷ kWh.

**Bảng 6: Giá điện, sản lượng điện và doanh thu**

| Năm vận hành | Năm lịch | Giá điện, xen/kWh | Sản lượng điện (triệu kWh) | Doanh thu (triệu USD) |
|--------------|----------|-------------------|----------------------------|-----------------------|
| 1            | 2005     | 4,26              | 4.713                      | 200,779               |
| 2            | 2006     | 4,34              | 4.665                      | 202,477               |
| 3            | 2007     | 4,36              | 4.607                      | 200,865               |
| 4            | 2008     | 4,25              | 4.584                      | 194,827               |
| 5            | 2009     | 4,15              | 4.613                      | 191,448               |
| 6            | 2010     | 4,24              | 4.584                      | 194,357               |
| 7            | 2011     | 4,15              | 4.589                      | 190,455               |
| 8            | 2012     | 4,08              | 4.585                      | 187,069               |
| 9            | 2013     | 4,02              | 4.595                      | 184,734               |
| 10           | 2014     | 3,97              | 4.606                      | 182,861               |
| 11           | 2015     | 3,94              | 4.597                      | 181,126               |
| 12           | 2016     | 3,92              | 4.599                      | 180,299               |
| 13           | 2017     | 3,90              | 4.612                      | 179,859               |
| 14           | 2018     | 3,90              | 4.601                      | 179,430               |
| 15           | 2019     | 3,90              | 4.612                      | 179,873               |
| 16           | 2020     | 3,91              | 4.617                      | 180,538               |
| 17           | 2021     | 3,93              | 4.614                      | 181,312               |
| 18           | 2022     | 3,97              | 4.626                      | 183,634               |
| 19           | 2023     | 4,05              | 4.611                      | 186,731               |
| 20           | 2024     | 4,08              | 3.832                      | 156,359               |

*Nguồn:* Tính toán từ các giả định tài chính trong báo cáo thẩm định WB (2002).

## 6. Chi phí nhiên liệu, vận hành – bảo trì

Như đã trình bày, Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 khi vận hành thương mại sẽ sử dụng khí tự nhiên từ Mỏ Nam Côn Sơn chuyển về Nhà máy Xử lý Khí Dinh Cố, rồi đến Trung tâm Phân phối Khí Phú Mỹ.

Chi phí mua khí được căn cứ vào GSA. PVN có trách nhiệm cung cấp đủ khí cho MECO theo yêu cầu để sản xuất điện đúng như công suất nhà máy. Với sản lượng điện bình quân 4,6 tỷ kWh/năm và công suất nhiệt EPC bình quân là 6.573 kJ/kWh, lượng khí tự nhiên bình quân năm mà Nhà máy sử dụng là 29,4 tỷ BTU/năm, tương đương 0,84 tỷ m<sup>3</sup>/năm.<sup>18</sup> Giá khí là 3,6 USD/triệu BTU vào năm 2005 tăng dần lên 5,2 USD/triệu BTU vào năm 2024.

Chi phí vận hành và bảo trì cố định (bao gồm sửa chữa lớn) được ước tính theo giá 2001 là 10,34 triệu USD/năm. Chi phí vận hành và bảo trì biến đổi được giả định ở mức 0,054 xen/kWh (cũng theo giá 2001).

<sup>18</sup> BTU (British Thermal Unit) và J (Joule) là các đơn vị đo nhiệt lượng. 1 m<sup>3</sup> khí tự nhiên tạo ra 35,000 BTU hay 37.000 kJ.

**Bảng 7: Chi phí nhiên liệu, vận hành – bảo trì (triệu USD)**

| Năm vận hành | Năm lịch | Giá khí, USD/triệu BTU | Khí tự nhiên (triệu m <sup>3</sup> ) | Chi phí nhiên liệu (triệu USD) | Chi phí vận hành (triệu USD) | Chi phí bảo trì, sửa chữa lớn (triệu USD) |
|--------------|----------|------------------------|--------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------|
| 1            | 2005     | 3,60                   | 837                                  | 105,703                        | 5,829                        | 4,535                                     |
| 2            | 2006     | 3,69                   | 829                                  | 107,298                        | 5,927                        | 3,000                                     |
| 3            | 2007     | 3,78                   | 818                                  | 108,556                        | 5,738                        | 28,771                                    |
| 4            | 2008     | 3,87                   | 814                                  | 110,555                        | 5,409                        | 3,152                                     |
| 5            | 2009     | 3,92                   | 820                                  | 112,594                        | 5,544                        | 3,231                                     |
| 6            | 2010     | 4,02                   | 814                                  | 114,759                        | 5,682                        | 34,009                                    |
| 7            | 2011     | 4,10                   | 815                                  | 117,208                        | 5,819                        | 0,454                                     |
| 8            | 2012     | 4,18                   | 815                                  | 119,458                        | 5,966                        | 4,900                                     |
| 9            | 2013     | 4,26                   | 816                                  | 121,852                        | 6,119                        | 21,767                                    |
| 10           | 2014     | 4,34                   | 818                                  | 124,396                        | 6,267                        | 0,489                                     |
| 11           | 2015     | 4,43                   | 817                                  | 126,739                        | 6,425                        | 5,277                                     |
| 12           | 2016     | 4,51                   | 817                                  | 129,109                        | 6,589                        | 25,819                                    |
| 13           | 2017     | 4,59                   | 819                                  | 131,769                        | 6,749                        | 0,527                                     |
| 14           | 2018     | 4,69                   | 817                                  | 134,307                        | 6,919                        | 5,683                                     |
| 15           | 2019     | 4,77                   | 819                                  | 136,996                        | 7,096                        | 22,451                                    |
| 16           | 2020     | 4,86                   | 820                                  | 139,784                        | 7,268                        | 0,567                                     |
| 17           | 2021     | 4,95                   | 820                                  | 142,368                        | 7,451                        | 6,120                                     |
| 18           | 2022     | 5,04                   | 822                                  | 145,200                        | 7,641                        | 31,807                                    |
| 19           | 2023     | 5,14                   | 819                                  | 147,657                        | 7,921                        | 0,611                                     |
| 20           | 2024     | 5,17                   | 681                                  | 123,322                        | 7,130                        | 6,469                                     |

*Nguồn:* Tính toán từ các giả định tài chính trong báo cáo thẩm định WB (2002).

## 7. Khấu hao và thuế

Giá trị tài sản cố định (TSCĐ) của MECO được khấu hao theo lịch khấu hao đường thẳng. Theo quy định của Bộ Tài chính, thời gian khấu hao của các loại TSCĐ tuân thủ quy định của Bộ Tài chính: MMTB được khấu hao 6-15 năm; công trình xây dựng 5-50 năm; TSCĐ vô hình 5-40 năm.<sup>19</sup> Căn cứ vào Hợp đồng BOT, tài sản cố định và chi phí huy động vốn được khấu hao theo vòng đời hữu dụng của Nhà máy là 30 năm. TSCĐ vô hình như chi phí phát triển và chi phí trước vận hành được khấu hao trong vòng 8 năm.

MECO phải nộp các khoản thuế và hưởng ưu đãi theo quy định trong Luật Đầu tư Trực tiếp Nước ngoài, Hợp đồng BOT và Giấy Chứng nhận Đầu tư.

Về thuế thu nhập doanh nghiệp (TNDN), MECO được miễn thuế trong vòng 8 năm kể từ năm đầu tiên có lợi nhuận và nộp thuế với thuế suất 10% trong những năm sau đó. Phụ lục 6 trình bày dự phóng báo cáo kết quả hoạt động kinh doanh (KQHĐKD) của MECO trong thời gian vận hành, trong đó có hạng mục thuế TNDN.

<sup>19</sup> Bộ Tài chính, Quyết định số 1062-TC/QĐ/CSTC ngày 14/11/1996 về chế độ quản lý, sử dụng và trích khấu hao tài sản cố định.

MECO chịu thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài với thuế suất 3%. Thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài không bao gồm các khoản trả lãi vốn vay ODA từ WB và ADB và khoản lãi trả cho khoản vay JBIC theo Hiệp định tránh đánh thuế hai lần giữa Việt Nam và Nhật Bản.

MECO được miễn thuế nhập khẩu MMTB. Thuế giá trị gia tăng (GTGT) trong thời gian xây dựng sẽ được hoàn.

## 8. Vốn lưu động

Vốn lưu động (working capital) của dự án bao gồm tiền mặt (cash balances), khoản phải thu (account receivables) trừ đi khoản phải trả (account payables). Ngân lưu tài chính tính tới tất cả các khoản thực thu và thực chi. Doanh thu và chi phí hoạt động theo khái niệm kế toán có thể rất khác với giá trị thực thu và thực chi khi dự án có các khoản phải thu và/hay phải trả đáng kể.

Doanh thu tính toán trong Bảng 7 chưa phải là ngân lưu vào của Dự án, vì mặc dù điện bán ra được ghi nhận về mặt kế toán nhưng dòng tiền thật có thể không phải vậy nếu một phần doanh thu chưa được EVN thanh toán (tức là, khoản phải thu khi đó sẽ phát sinh). Nếu khoản phải thu tăng lên trong kỳ, thì điều đó có nghĩa là dự án có “bán chịu” trong kỳ: doanh thu phải được trừ đi giá trị tăng lên của khoản phải thu để có được ngân lưu. Ngược lại, nếu khoản phải thu giảm đi trong kỳ, thì điều đó có nghĩa là dự án thu thêm tiền về: doanh thu phải được cộng thêm giá trị khoản phải thu giảm đi để có được ngân lưu. Ngân lưu vào từ doanh thu bán điện cần được điều chỉnh như sau:

$$\begin{aligned} \text{Ngân lưu thực thu từ doanh thu trong kỳ} = \\ \text{Doanh thu trong kỳ} - \frac{(\text{Khoản phải thu cuối kỳ} - \text{Khoản phải thu đầu kỳ})}{\text{Thay đổi khoản phải thu}} \end{aligned}$$

Tương tự như doanh thu, các hạng mục chi phí trong Bảng 8 chưa phải là ngân lưu ra của Dự án vì Dự án có thể chưa thanh toán hết các khoản chi phí nhiên liệu, tiền lương, nguyên liệu đầu vào,... mặc dù về mặt kế toán đã ghi nhận là chi phí (tức là, Dự án có phát sinh khoản phải trả). Nếu khoản phải trả tăng lên trong kỳ, thì điều đó có nghĩa là dự án có “mua chịu” trong kỳ: chi phí kế toán phải được trừ đi giá trị tăng lên của khoản phải trả để có được ngân lưu. Ngược lại, nếu khoản phải trả giảm đi trong kỳ, thì điều đó có nghĩa là dự án đã thực trả thêm tiền: chi phí phải được cộng thêm giá trị khoản phải trả giảm đi để có được ngân lưu. Ngân lưu ra từ chi phí nhiên liệu, vận hành – bảo trì cần được điều chỉnh như sau:

$$\begin{aligned} \text{Ngân lưu thực chi từ chi phí hoạt động} = \\ \text{Chi phí trong kỳ} - \frac{(\text{Khoản phải trả cuối kỳ} - \text{Khoản phải trả đầu kỳ})}{\text{Thay đổi khoản phải trả}} \end{aligned}$$

Dự án phải duy trì một lượng tiền mặt nhất định để đảm bảo thanh khoản. Khi cân đối tiền mặt tăng lên, điều đó có nghĩa là dự án phải cần thêm tiền: mức tăng của cân đối tiền mặt chính là một khoản ngân lưu ra.

$$\begin{aligned} \text{Ngân lưu ra từ thay đổi cân đối tiền mặt} = \\ \frac{(\text{Cân đối tiền mặt cuối kỳ} - \text{Cân đối tiền mặt đầu kỳ})}{\text{Thay đổi cân đối tiền mặt}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ngân lưu ra từ thay đổi vốn lưu động (VLD)} = \\ \text{Thay đổi khoản phải thu} - \text{Thay đổi khoản phải trả} + \text{Thay đổi cân đối tiền mặt} \end{aligned}$$

Dự án giả định thời gian chậm thanh toán đối với cả tiền bán điện, tiền mua khí tự nhiên và các chi phí vận hành – bảo trì là 2 tháng. Điều đó có nghĩa là khoản phải thu, phải trả cuối kỳ sẽ tương ứng bằng 2/12 giá trị doanh thu, chi phí trong kỳ.

Cân đối tiền mặt của Dự án có thể được gửi tại NHTM hay đầu tư tài chính ngắn hạn từ đó tạo ra ngân lưu thu nhập tài chính (ngân lưu vào).

Bảng cân đối tài sản dự phóng trong Phụ lục 7 có trình bày khoản phải thu, khoản phải trả, cân đối tiền mặt, thu nhập và chi phí tài chính của MECO.

## 9. Thẩm định tài chính

Dự án được thẩm định tính khả thi về mặt tài chính bằng cách ước lượng ngân lưu ròng tài chính (Financial Net Cash Flow) mà Dự án tạo ra trong vòng đời của mình, rồi chiết khấu về hiện tại để cho giá trị hiện tại ròng tài chính (FNPV) và/hay tính suất sinh lợi tài chính nội tại tài chính (FIRR).

Ngân lưu ròng tài chính được tính từ việc cộng các hạng mục ngân lưu vào (doanh thu, thu nhập tài chính) và trừ các hạng mục ngân lưu ra (chi phí đầu tư, chi phí nhiên liệu, chi phí vận hành – bảo trì, thuế TNDN và thay đổi vốn lưu động). Bảng 9 trình bày các hạng mục ngân lưu tài chính của Dự án.

Theo Hợp đồng BOT, khi dự án kết thúc vào tháng 9/2024, Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 sẽ được chuyển giao cho Nhà nước. Để đảm bảo cho việc chuyển giao tài sản, từ năm 2019, dự án phải đưa gần như toàn bộ dòng tiền ròng mà dự án tạo ra vào tài khoản tiền mặt cam kết và được lấy ra khi chuyển giao dự án.

Căn cứ vào rủi ro của Dự án, suất sinh lợi tài chính trên vốn chủ sở hữu theo yêu cầu của chủ đầu tư được ước tính là 14,8% theo giá USD danh nghĩa (tương đương 12% theo giá thực với tỷ lệ lạm phát USD 2,5%). Chi phí nợ vay là 6,5%. Với cơ cấu 25% vốn chủ sở hữu và 75% nợ vay, chi phí vốn bình quân trọng (weighted average cost of capital – WACC) của Dự án là 8,58%.<sup>20</sup>

<sup>20</sup> WACC được tính theo giá trị bình quân trọng số giữa chi phí vốn chủ sở hữu và chi phí nợ vay, với trọng số là tỷ trọng vốn chủ sở hữu và nợ vay trong tổng vốn của dự án.

$$\text{WACC} = 25\% \times 14,8\% + 75\% \times 6,5\% = 8,58\%.$$

WACC theo công thức trên được gọi là WACC trước thuế (pre-tax) vì chi phí nợ vay ( $r_D = 14,8\%$ ) là chi phí trước thuế. WACC trước thuế được áp dụng vì ngân lưu dự án đã tính đến lợi ích lãi vay của thuế TNDN. Về mặt kế toán, chi phí lãi vay trả cho chủ nợ là một hạng mục chi phí kinh doanh được khấu trừ khi tính thuế TNDN, trong khi cổ tức trả cho chủ đầu tư thì được trích từ lợi nhuận sau thuế. Do vậy, về mặt tài chính, việc vay nợ tạo lợi ích cho dự án gọi là lá chắn thuế (tax shield). Có thể điều chỉnh cho lợi

**Bảng 8: Ngân lưu tài chính dự án (triệu USD, giá danh nghĩa)**

| Năm  | Ngân lưu vào |                   | Ngân lưu ra      |                 |                    |           |              |                           |                | Ngân lưu ròng dự án |
|------|--------------|-------------------|------------------|-----------------|--------------------|-----------|--------------|---------------------------|----------------|---------------------|
|      | Doanh thu    | TN tài chính ròng | Chi phí vận hành | Chi phí bảo trì | Chi phí nhiên liệu | Thuế TNDN | $\Delta$ VLĐ | $\Delta$ tiền mặt cam kết | Chi phí đầu tư |                     |
| 2002 |              |                   |                  |                 |                    |           |              |                           | 37,031         |                     |
| 2003 |              |                   |                  |                 |                    |           |              |                           | 186,298        | -186,298            |
| 2004 | 33,403       | 0,000             | 0,968            | 0,000           | 17,570             | 0,000     | 14,865       |                           | 141,408        | -141,408            |
| 2005 | 200,779      | -0,394            | 5,829            | 4,535           | 105,703            | 0,000     | 7,604        |                           |                | 76,714              |
| 2006 | 202,477      | -0,212            | 5,927            | 3,000           | 107,298            | 0,000     | 8,937        |                           |                | 77,103              |
| 2007 | 200,865      | -0,019            | 5,738            | 28,771          | 108,556            | 0,000     | -17,630      |                           |                | 75,411              |
| 2008 | 194,827      | -0,332            | 5,409            | 3,152           | 110,555            | 0,000     | 9,090        |                           |                | 66,289              |
| 2009 | 191,448      | -0,110            | 5,544            | 3,231           | 112,594            | 0,000     | 10,067       |                           |                | 59,902              |
| 2010 | 194,357      | 0,096             | 5,682            | 34,009          | 114,759            | 0,000     | -21,163      |                           |                | 61,166              |
| 2011 | 190,455      | -0,335            | 5,819            | 0,454           | 117,208            | 0,000     | 7,559        |                           |                | 59,080              |
| 2012 | 187,069      | -0,147            | 5,966            | 4,900           | 119,458            | 0,147     | 3,260        |                           |                | 53,191              |
| 2013 | 184,734      | -0,235            | 6,119            | 21,767          | 121,852            | 2,212     | -13,512      |                           |                | 46,061              |
| 2014 | 182,861      | -0,262            | 6,267            | 0,489           | 124,396            | 1,109     | 9,295        |                           |                | 41,043              |
| 2015 | 181,126      | -0,046            | 6,425            | 5,277           | 126,739            | 1,918     | 4,631        |                           |                | 36,090              |
| 2016 | 180,299      | 0,070             | 6,589            | 25,819          | 129,109            | 1,760     | -15,840      |                           |                | 32,932              |
| 2017 | 179,859      | -0,197            | 6,749            | 0,527           | 131,769            | 0,204     | 8,481        |                           |                | 31,932              |
| 2018 | 179,430      | 0,039             | 6,919            | 5,683           | 134,307            | 1,592     | 3,418        |                           |                | 27,550              |
| 2019 | 179,873      | 0,257             | 7,096            | 22,451          | 136,996            | 1,357     | -9,036       | 16,469                    |                | 4,790               |
| 2020 | 180,538      | 0,473             | 7,268            | 0,567           | 139,784            | 0,000     | 16,110       | 17,283                    |                | 0,000               |
| 2021 | 181,312      | 1,128             | 7,451            | 6,120           | 142,368            | 0,968     | 8,253        | 17,282                    |                | 0,000               |
| 2022 | 183,634      | 1,640             | 7,641            | 31,807          | 145,200            | 0,891     | -17,548      | 17,282                    |                | 0,000               |
| 2023 | 186,731      | 1,644             | 7,921            | 0,611           | 147,657            | 0,000     | 14,905       | 17,282                    |                | 0,000               |
| 2024 | 156,359      | 2,293             | 7,130            | 6,469           | 123,322            | 0,000     | 7,329        | -85,598                   |                | 100,000             |

Nguồn: Tính toán từ các giả định tài chính trong báo cáo thẩm định WB (2002).

## 10. Thẩm định kinh tế

Để đánh giá tính khả thi của Dự án trên quan điểm của cả nền kinh tế trên cơ sở ước tính lợi ích kinh tế ròng mà Dự án tạo ra. Để WB tài trợ vốn ODA, thì các dự án phát triển phải chứng minh được tính khả thi về mặt kinh tế. WB dùng các chuyên gia của mình để thẩm định tính khả thi kinh tế.

Mô hình thẩm định kinh tế khác với mô hình thẩm định tài chính ở những điểm sau:

- Ngân lưu lợi ích được tính theo giá trị kinh tế thay vì giá trị tài chính;
- Ngân lưu chi phí được tính theo giá trị kinh tế thay vì giá trị tài chính;
- Chi phí vốn là chi phí vốn kinh tế thay vì chi phí vốn tài chính.

---

ích này bằng cách coi lãi suất hiệu dụng là lãi suất sau thuế, tức là trong công thức tính WACC,  $r_D(1 - t_c)$  được sử dụng thay vì  $r_D$ . Trong thẩm định dự án, nếu ngân lưu dự án chưa tính đến là chắn thuế của nợ vay thì suất chiết khấu phải tính tới bằng cách sử dụng WACC sau thuế.

Ngân lưu tài chính được ước tính theo USD danh nghĩa. Trong mô hình kinh tế, ngân lưu được tính theo USD giá cố định 2001. Nhưng về nguyên tắc đối với mỗi mô hình, ngân lưu tính toán theo giá danh nghĩa hay giá cố định sẽ cho cùng một kết quả.

Đối với ngân lưu tài chính, giá trị điện bán ra bằng sản lượng điện nhân với giá điện tài chính (giá điện thỏa thuận giữa EVN và MECO theo PPA). Nhưng đối với ngân lưu kinh tế, giá trị điện mà Phụ Mỹ 2.2 cung cấp cho nền kinh tế sẽ bằng sản lượng điện đến tay người tiêu dùng (tức là bằng lượng điện sản xuất ra trừ mất mát trong truyền tải và phân phối) nhân với giá điện kinh tế.

Số liệu của EVN năm 2000 cho thấy tỷ lệ mất mát truyền tải và phân phối (cả kỹ thuật và phi kỹ thuật) là 16%. Tỷ lệ mất mát sẽ không thay đổi trong giai đoạn 2001-2003. Với những nỗ lực cải cách về quản lý và đầu tư cải thiện lưới điện, tỷ lệ mất mát được giả định sẽ giảm dần từ 2004 xuống 10% vào năm 2010.

Giá điện kinh tế phụ thuộc vào điện của Dự án được dùng để thay thế cho nguồn điện khác hay là dùng để phục vụ nhu cầu tăng thêm của người tiêu dùng. Nếu đầu ra dự án được dùng để thay thế cho nguồn cung khác thì theo khái niệm chi phí cơ hội, giá kinh tế bằng chi phí kinh tế sản xuất của nguồn cung được thay thế. Giá này gọi là giá cung (hay tiết kiệm chi phí nguồn lực). Nếu đầu ra dự án được dùng để phục vụ nhu cầu tăng thêm của người tiêu dùng thì giá kinh tế bằng mức sẵn lòng chi trả (willingness to pay – WTP) của người tiêu dùng. Giá này gọi là giá cầu. Nếu đầu ra dự án, một phần dùng để thay thế nguồn cung khác và một phần để phục vụ nhu cầu tăng thêm thì giá kinh tế bằng bình quân trọng số của giá cung và giá cầu với trọng số cung cầu là tỷ phần đầu ra thay thế lượng cung và phục vụ lượng cầu tăng thêm.

Chỉ một phần rất nhỏ điện của Dự án Phụ Mỹ 2.2 được dùng để thay thế các nguồn sản xuất chi phí cao như điện chạy dầu diesel. Vì vậy, toàn bộ đầu ra của Dự án được giả định là để phục vụ cho cầu tăng thêm. Giá điện kinh tế áp dụng cho Dự án là WTP.

Khó khăn là thời điểm làm thẩm định không có những khảo sát định lượng về WTP đối với điện (công nghiệp, thương mại hay sinh hoạt). Các chuyên gia thẩm định của WB giả định rằng WTP thấp nhất cũng phải bằng giá điện sinh hoạt bán lẻ vào năm 2001 là 5,1 xen/kWh mà các hộ gia đình ở Việt Nam đang trả. Chính phủ Việt Nam đang đặt ra lộ trình tăng dần giá điện bán lẻ, ít nhất là 5%/năm. Các chuyên gia thẩm định cho rằng trong 4 năm (2002-2005), giá điện có thể tăng 8%/năm theo giá USD thực mà người tiêu dùng vẫn sẵn lòng chi trả. Giá điện kinh tế, do vậy, được tính bằng mức WTP là 7,0 xen/kWh từ năm 2005 trở đi (giá cố định 2001).

Về chi phí đầu tư nhà máy điện, các chuyên gia thẩm định coi không có khác biệt giữa giá kinh tế và giá tài chính. Tuy nhiên, mô hình kinh tế có thêm hạng mục truyền tải và phân phối điện. Đó là do lợi ích kinh tế được tính trên cơ sở điện đến tay người tiêu dùng, nên chi phí cũng phải bao gồm cả chi phí phát điện lẫn chi phí truyền tải và phân phối.

Ngân lưu chi phí đầu tư truyền tải và phân phối là 280 triệu USD, phân bổ trong 3 năm 2002-2004. Chi phí vận hành – bảo trì truyền tải và phân phối được tính giá trị kinh tế bằng chi phí biên (marginal cost) 3,6 xen/kWh.

Về mặt tài chính, giá tài chính của khí tự nhiên được căn cứ theo PSA giữa MECO và PVN. Giá này không căn cứ theo giá khí thị trường thế giới và cũng không phản ánh chi phí sản xuất khí. Xét trên quan điểm của cả nền kinh tế, sự ra đời của Dự án Phú Mỹ 2.2 sẽ làm tăng cầu đối với khí tự nhiên và buộc Mỏ Nam Côn Sơn và hệ thống đường ống, nhà máy xử lý khí cũng như trung tâm phân phối khí phải cung cấp thêm khí tự nhiên. Giá trị kinh tế của khí tự nhiên, do đó, được tính bằng lượng khí cung cấp nhân với chi phí biên dài hạn (long-run marginal cost – LRMC) của khai thác, truyền dẫn và phân phối khí. LRMC tính theo giá 2001 là 11,123 xen/m<sup>3</sup>.

Chi phí vốn kinh tế theo giá cố định là 10%. Bảng 9 trình bày ngân lưu kinh tế của Dự án.

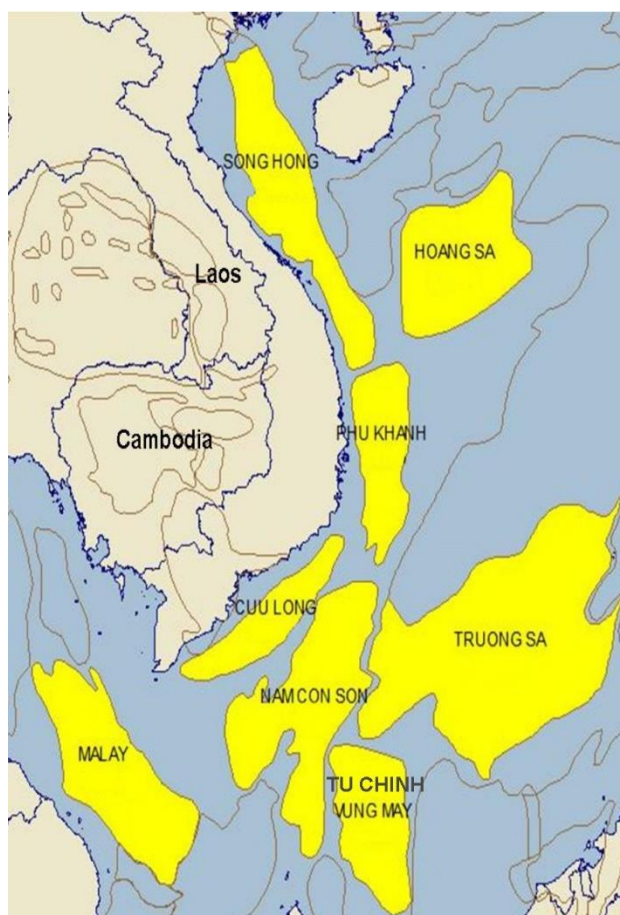
**Bảng 9: Ngân lưu kinh tế dự án (triệu USD, giá cố định 2001)**

| Năm  | Giá trị điện | Chi phí đầu tư nhà máy | Chi phí đầu tư truyền tải, phân phối | Chi phí khí tự nhiên | Chi phí O&M nhà máy | Chi phí O&M truyền tải - phân phối | Ngân lưu ròng kinh tế |
|------|--------------|------------------------|--------------------------------------|----------------------|---------------------|------------------------------------|-----------------------|
| 2002 |              | 40                     | 28                                   |                      |                     |                                    | -68                   |
| 2003 |              | 200                    | 140                                  |                      |                     |                                    | -340                  |
| 2004 |              | 160                    | 112                                  |                      |                     |                                    | -272                  |
| 2005 | 289,7        |                        |                                      | 94,6                 | 10,1                | 5,6                                | 179,4                 |
| 2006 | 313,0        |                        |                                      | 96,4                 | 8,5                 | 5,6                                | 202,5                 |
| 2007 | 315,7        |                        |                                      | 98,4                 | 30,8                | 5,6                                | 180,9                 |
| 2008 | 318,0        |                        |                                      | 100,3                | 7,7                 | 5,6                                | 204,4                 |
| 2009 | 320,2        |                        |                                      | 102,3                | 7,7                 | 5,6                                | 204,6                 |
| 2010 | 322,5        |                        |                                      | 104,4                | 32,7                | 5,6                                | 179,8                 |
| 2011 | 322,6        |                        |                                      | 106,5                | 5,3                 | 5,6                                | 205,2                 |
| 2012 | 322,6        |                        |                                      | 108,6                | 8,9                 | 5,6                                | 199,5                 |
| 2013 | 322,6        |                        |                                      | 110,8                | 21,4                | 5,6                                | 184,8                 |
| 2014 | 322,6        |                        |                                      | 113,0                | 5,3                 | 5,6                                | 198,7                 |
| 2015 | 322,6        |                        |                                      | 115,3                | 8,9                 | 5,6                                | 192,8                 |
| 2016 | 322,7        |                        |                                      | 117,6                | 23                  | 5,6                                | 176,5                 |
| 2017 | 322,6        |                        |                                      | 119,9                | 5,3                 | 5,6                                | 191,8                 |
| 2018 | 322,6        |                        |                                      | 122,3                | 8,9                 | 5,6                                | 185,8                 |
| 2019 | 322,6        |                        |                                      | 124,8                | 19,6                | 5,6                                | 172,6                 |
| 2020 | 322,6        |                        |                                      | 127,3                | 5,3                 | 5,6                                | 184,4                 |
| 2021 | 322,6        |                        |                                      | 129,8                | 8,9                 | 5,6                                | 178,3                 |
| 2022 | 322,6        |                        |                                      | 132,4                | 24,2                | 5,6                                | 160,4                 |
| 2023 | 322,5        |                        |                                      | 135,0                | 5,3                 | 5,6                                | 176,6                 |
| 2024 | 322,6        |                        |                                      | 137,7                | 9,4                 | 5,6                                | 169,9                 |

Nguồn: WB (2002).

**Với các tính toán ở trên, liệu Dự án Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 có khả thi về mặt tài chính và kinh tế?**

## Phụ lục 1: Các bể trầm tích trên thềm lục địa của Việt Nam



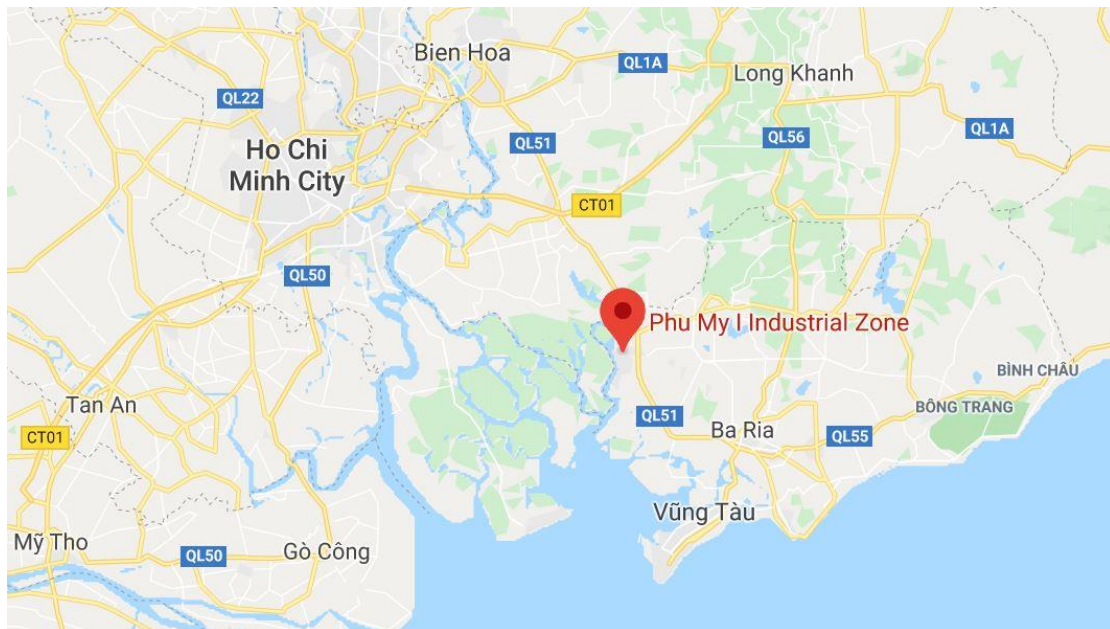
Nguồn: PVN.

## Phụ lục 2: Các mỏ dầu khí và đường ống dẫn



Nguồn: PVN.

### Phụ lục 3: Vị trí Khu Công nghiệp Phú Mỹ 1



Nguồn: Bản đồ Google.

### Phụ lục 4: Các dự án trong Cụm Khí – Điện – Đạm Phú Mỹ



Nguồn: Bản đồ Google.

## **Phụ lục 5: Các nhà tài trợ Dự án Phú Mỹ 2.2**

Công ty Điện lực Quốc tế Pháp (EDFI) là công ty con do Công ty Điện lực Pháp EDF sở hữu 100%. EDF được Moody's xếp hạng tín dụng Aaa và S&P xếp hạng AA+. EDF là một trong những công ty điện lực lớn nhất trên thế giới, sở hữu các nhà máy điện với tổng công suất lắp đặt 100 GW và tổng giá trị tài sản 136 tỷ EUR. EDFI phụ trách đầu tư các dự án nước ngoài với tổng vốn chủ sở hữu và tổng tài sản lần lượt là 71 tỷ FRF và 207 tỷ FRF. EDFI đang đẩy mạnh đầu tư vào các dự án điện ở các nước đang phát triển.

Công ty Sumitomo là một trong các công ty thương mại toàn cầu hàng đầu với xếp hạng tín dụng Baa1 theo Moody's. Công ty có tổng tài sản trị giá 39 tỷ USD và doanh số 80 tỷ USD. Sumitomo hoạt động trên toàn cầu với 158 văn phòng hải ngoại tại 88 quốc gia. Công ty đã tham gia vào hơn 120 dự án điện trên thế giới, bao gồm các dự án nhà máy điện độc lập (IPP). Sumitomo đã là tổng thầu EPC (nhà thầu thiết kế, cung cấp thiết bị và thi công xây dựng) cho một dự án điện than ở Việt Nam và tổng thầu các dự án điện khí chu trình hỗn hợp tại các nước đang phát triển châu Á khác. Công ty Sumitomo Việt Nam có doanh số khoảng 1 tỷ USD hàng năm, tương ứng với xấp xỉ 25% kim ngạch thương mại giữa Việt Nam - Nhật Bản.

Công ty Điện lực Quốc tế Tokyo (TEPCI) là công ty con do Công ty Điện lực Tokyo (TEPCO) sở hữu 100%. TEPCO là công ty điện lực tư nhân lớn nhất trên thế giới và được Moody's xếp hạng tín dụng Aa2 theo và S&P xếp hạng AA-. TEPCO cam kết bảo đảm nghĩa vụ góp vốn sở hữu của TEPCI vào Dự án Phú Mỹ 2.2. TEPCO có tổng tài sản 14 nghìn tỷ JPY và sở hữu các nhà máy điện với tổng công suất 60,000 MW. Công ty là nhà vận hành nhà máy điện khí chu trình hỗn hợp lớn nhất trên thế giới với tổng công suất 8156 MW và 16 năm kinh nghiệm hoạt động. Các dự án nhà máy điện độc lập đã được TEPCI đầu tư ở nước ngoài bao gồm Hoa Kỳ và Đài Loan.

**Phụ lục 6: Báo cáo Dự phóng Kết quả Hoạt động Kinh doanh của MECO (Đơn vị: 1.000 USD)**

| Năm hoạt động                       | 0      | 1       | 2       | 3       | 4       | 5       | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      |
|-------------------------------------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| kết thúc 30/11                      | 2004   | 2005    | 2006    | 2007    | 2008    | 2009    | 2010    | 2011    | 2012    | 2013    | 2014    |
| Doanh thu                           | 33.403 | 200.779 | 202.477 | 200.865 | 194.827 | 191.448 | 194.357 | 190.455 | 187.069 | 184.734 | 182.861 |
| Chi phí hoạt động                   |        |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Chi phí hoạt động và quản lý        | 968    | 5.829   | 5.927   | 5.738   | 5.409   | 5.544   | 5.682   | 5.819   | 5.966   | 6.119   | 6.267   |
| Chi phí sửa chữa                    |        | 4.535   | 3.000   | 28.771  | 3.152   | 3.231   | 34.009  | 454     | 4.900   | 21.767  | 489     |
| Chi phí nhiên liệu                  | 17.570 | 105.703 | 107.298 | 108.556 | 110.555 | 112.594 | 114.759 | 117.208 | 119.458 | 121.852 | 124.396 |
| Tổng chi phí hoạt động              | 18.538 | 116.067 | 116.225 | 143.065 | 119.116 | 121.369 | 154.450 | 123.481 | 130.324 | 149.738 | 131.152 |
| Chi phí tài chính                   |        | 693     | 454     | 443     | 433     | 417     | 416     | 403     | 387     | 357     | 341     |
| Lợi nhuận hoạt động gộp             | 14.865 | 84.019  | 85.798  | 57.357  | 75.278  | 69.662  | 39.491  | 66.571  | 56.358  | 34.639  | 51.368  |
| Khấu hao                            | 3.824  | 22.942  | 22.942  | 22.942  | 22.942  | 22.942  | 22.942  | 22.942  | 22.165  | 18.282  | 18.282  |
| EBIT                                | 11.041 | 61.077  | 62.856  | 34.415  | 52.336  | 46.720  | 16.549  | 43.629  | 34.193  | 16.357  | 33.086  |
| Thu nhập lãi vay từ dự trữ tiền mặt |        | 299     | 242     | 424     | 101     | 307     | 512     | 68      | 240     | 122     | 79      |
| Chi phí lãi vay và bảo lãnh         |        | 33.488  | 26.616  | 24.231  | 21.807  | 19.373  | 16.939  | 14.366  | 11.802  | 9.199   | 7.231   |
| Lợi nhuận trước thuế                | 11.041 | 27.888  | 36.482  | 10.608  | 30.630  | 27.654  | 122     | 29.331  | 22.631  | 7.280   | 25.934  |
| Thuế thu nhập doanh nghiệp          |        |         |         |         |         |         |         |         | 147     | 2.212   | 1.109   |
| Lợi nhuận sau thuế                  | 11.041 | 27.888  | 36.482  | 10.608  | 30.630  | 27.654  | 122     | 29.331  | 22.484  | 5.068   | 24.825  |

| Năm hoạt động                       | 11      | 12      | 13      | 14      | 15      | 16      | 17      | 18      | 19      | 20      |
|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| kết thúc 30/11                      | 2015    | 2016    | 2017    | 2018    | 2019    | 2020    | 2021    | 2022    | 2023    | 2024    |
| Doanh thu                           | 181.126 | 180.299 | 179.859 | 179.430 | 179.873 | 180.538 | 181.312 | 183.634 | 186.731 | 156.359 |
| Chi phí hoạt động                   |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Chi phí hoạt động và quản lý        | 6.425   | 6.589   | 6.749   | 6.919   | 7.096   | 7.268   | 7.451   | 7.641   | 7.921   | 7.130   |
| Chi phí sửa chữa                    | 5.277   | 25.819  | 527     | 5.683   | 22.451  | 567     | 6.120   | 31.807  | 611     | 6.469   |
| Chi phí nhiên liệu                  | 126.739 | 129.109 | 131.769 | 134.307 | 136.996 | 139.784 | 142.368 | 145.200 | 147.657 | 123.322 |
| Tổng chi phí hoạt động              | 138.441 | 161.517 | 139.045 | 146.909 | 166.543 | 147.619 | 155.939 | 184.648 | 156.189 | 136.921 |
| Chi phí tài chính                   | 326     | 315     | 269     | 213     | 200     | 200     | 200     | 200     | 200     | 200     |
| Lợi nhuận hoạt động gộp             | 42.359  | 18.467  | 40.545  | 32.308  | 13.130  | 32.719  | 25.173  | -1.214  | 30.342  | 19.238  |
| Khấu hao                            | 18.282  | 18.116  | 17.282  | 17.282  | 17.282  | 17.282  | 17.282  | 17.282  | 17.282  | 14.402  |
| EBIT                                | 24.077  | 351     | 23.263  | 15.026  | -4.152  | 15.437  | 7.891   | -18.496 | 13.060  | 4.836   |
| Thu nhập lãi vay từ dự trữ tiền mặt | 280     | 385     | 72      | 252     | 457     | 673     | 1.328   | 1.840   | 1.844   | 2.493   |
| Chi phí lãi vay và bảo lãnh         | 5.177   | 3.198   | 1.234   | 87      |         |         |         |         |         |         |
| Lợi nhuận trước thuế                | 19.180  | -2.462  | 22.101  | 15.191  | -3.695  | 16.110  | 9.219   | -16.656 | 14.904  | 7.329   |
| Thuế thu nhập doanh nghiệp          | 1.918   | 1.760   | 204     | 1.592   | 1.357   |         | 968     | 891     |         |         |
| Lợi nhuận sau thuế                  | 17.262  | -4.222  | 21.897  | 13.599  | -5.052  | 16.110  | 8.251   | -17.547 | 14.904  | 7.329   |

*Nguồn: WB (2002).*

**Phụ lục 7: Dự phóng Bảng cân đối kết toán của MECO (Đơn vị: 1.000 USD)**

| Năm hoạt động<br>kết thúc vào 30/11 | 0<br>2004      | 1<br>2005      | 2<br>2006      | 3<br>2007      | 4<br>2008      | 5<br>2009      | 6<br>2010      | 7<br>2011      | 8<br>2012      | 9<br>2013      | 10<br>2014     |
|-------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>TÀI SẢN</b>                      |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Tài sản ngắn hạn                    |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Khoản phải thu                      | 33.403         | 33.644         | 33.689         | 32.956         | 32.062         | 32.265         | 32.062         | 31.444         | 30.976         | 30.633         | 30.319         |
| Dự trữ dầu                          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          |
| Tài sản ngắn hạn khác               | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          |
| Cộng                                | 39.951         | 40.192         | 40.237         | 39.504         | 38.610         | 38.813         | 38.610         | 37.992         | 37.524         | 37.181         | 36.867         |
| Tiền mặt và dự trữ                  |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Tài khoản dự trữ cho hoạt động      |                | 7.567          | 16.669         |                | 10.312         | 20.545         |                | 8.587          | 12.726         |                | 10.039         |
| Tài khoản tiền mặt cam kết          |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Cân đối tiền mặt tự do              |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Cộng                                |                | 7.567          | 16.669         | 0              | 10.312         | 20.545         | 0              | 8.587          | 12.726         | 0              | 10.039         |
| Tổng tài sản ngắn hạn               | 39.951         | 47.759         | 56.906         | 39.504         | 48.922         | 59.358         | 38.610         | 46.579         | 50.250         | 37.181         | 46.906         |
| Tài sản cố định                     |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Tài sản cố định gộp                 | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        |
| Khấu hao lũy tích                   | (3.824)        | (26.765)       | (49.707)       | (72.649)       | (95.590)       | (118.532)      | (141.474)      | (164.416)      | (186.581)      | (204.863)      | (223.145)      |
| Tài sản cố định ròng                | 391.096        | 368.155        | 345.213        | 322.271        | 299.330        | 276.388        | 253.446        | 230.504        | 208.339        | 190.057        | 171.775        |
| <b>TỔNG TÀI SẢN</b>                 | <b>431.047</b> | <b>415.914</b> | <b>402.119</b> | <b>361.775</b> | <b>348.252</b> | <b>335.746</b> | <b>292.056</b> | <b>277.083</b> | <b>258.589</b> | <b>227.238</b> | <b>218.681</b> |
| <b>NGUỒN VỐN</b>                    |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Nợ ngắn hạn                         |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Khoản phải trả khí tự nhiên         | 17.570         | 17.758         | 17.976         | 18.259         | 18.595         | 18.941         | 19.334         | 19.720         | 20.106         | 20.524         | 20.929         |
| Khoản phải trả chi phí hoạt động    | 968            | 984            | 976            | 921            | 913            | 936            | 958            | 982            | 1.007          | 1.032          | 1.057          |
| Tổng nợ ngắn hạn                    | 18.538         | 18.742         | 18.952         | 19.180         | 19.508         | 19.877         | 20.292         | 20.702         | 21.113         | 21.556         | 21.986         |
| Tổng nợ dài hạn                     | 302.763        | 286.556        | 261.858        | 236.996        | 211.637        | 186.774        | 160.353        | 133.535        | 107.213        | 83.528         | 61.954         |
| Vốn chủ sở hữu                      |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Vốn góp                             | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        |
| Lợi nhuận chưa phân phối            | 9.746          | 10.616         | 21.309         | 5.599          | 17.107         | 29.095         | 11.411         | 22.846         | 30.263         | 22.154         | 34.741         |
| Tổng vốn chủ sở hữu                 | 109.746        | 110.616        | 121.309        | 105.599        | 117.107        | 129.095        | 111.411        | 122.846        | 130.263        | 122.154        | 134.741        |
| <b>TỔNG NGUỒN VỐN</b>               | <b>431.047</b> | <b>415.914</b> | <b>402.119</b> | <b>361.775</b> | <b>348.252</b> | <b>335.746</b> | <b>292.056</b> | <b>277.083</b> | <b>258.589</b> | <b>227.238</b> | <b>218.681</b> |

| Năm hoạt động<br>kết thúc vào 30/11 | 11<br>2015     | 12<br>2016     | 13<br>2017     | 14<br>2018     | 15<br>2019     | 16<br>2020     | 17<br>2021     | 18<br>2022     | 19<br>2023     | 20<br>2024     |
|-------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| <b>TÀI SẢN</b>                      |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Tài sản ngắn hạn                    |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Khoản phải thu                      | 30.112         | 30.016         | 29.927         | 29.938         | 30.037         | 30.132         | 30.393         | 30.897         | 31.212         | 10.424         |
| Dự trữ dầu                          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          | 4.900          |
| Tài sản ngắn hạn khác               | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          | 1.648          |
| Cộng                                | 36.660         | 36.564         | 36.475         | 36.486         | 36.585         | 36.680         | 36.941         | 37.445         | 37.760         | 16.972         |
| Tiền mặt và dự trữ                  |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Tài khoản dự trữ cho hoạt động      | 15.291         |                | 9.027          | 12.898         |                | 12.264         | 18.976         |                | 2.929          |                |
| Tài khoản tiền mặt cam kết          |                |                |                |                | 16.469         | 33.752         | 51.034         | 68.316         | 85.598         | 100.000        |
| Cân đối tiền mặt tự do              |                |                |                |                | 4.255          | 8.475          | 10.241         | 11.672         | 23.631         | 37.347         |
| Cộng                                | 15.291         | 0              | 9.027          | 12.898         | 20.724         | 54.491         | 80.251         | 79.988         | 112.158        | 137.347        |
| Tổng tài sản ngắn hạn               | 51.951         | 36.564         | 45.502         | 49.384         | 57.309         | 91.171         | 117.192        | 117.433        | 149.918        | 154.319        |
| Tài sản cố định                     |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Tài sản cố định gộp                 | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        | 394.920        |
| Khấu hao lũy tích                   | (241.428)      | (259.543)      | (276.825)      | (294.108)      | (311.389)      | (328.672)      | (345.955)      | (363.236)      | (380.518)      | (394.920)      |
| Tài sản cố định ròng                | 153.492        | 135.377        | 118.095        | 100.812        | 83.531         | 66.248         | 48.965         | 31.684         | 14.402         | 0              |
| <b>TỔNG TÀI SẢN</b>                 | <b>205.443</b> | <b>171.941</b> | <b>163.597</b> | <b>150.196</b> | <b>140.840</b> | <b>157.419</b> | <b>166.157</b> | <b>149.117</b> | <b>164.320</b> | <b>154.319</b> |
| <b>NGUỒN VỐN</b>                    |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Nợ ngắn hạn                         |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Khoản phải trả khí thiên nhiên      | 21.315         | 21.742         | 22.171         | 22.606         | 23.069         | 23.509         | 23.963         | 24.439         | 24.642         | 8.221          |
| Khoản phải trả chi phí hoạt động    | 1.085          | 1.111          | 1.139          | 1.168          | 1.197          | 1.226          | 1.258          | 1.289          | 1.384          | 475            |
| Tổng nợ ngắn hạn                    | 22.400         | 22.853         | 23.310         | 23.774         | 24.266         | 24.735         | 25.221         | 25.728         | 26.026         | 8.696          |
| Tổng nợ dài hạn                     | 41.122         | 20.787         | 3.971          |                |                |                |                |                |                |                |
| Vốn chủ sở hữu                      |                |                |                |                |                |                |                |                |                |                |
| Vốn góp                             | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        | 100.000        |
| Lợi nhuận chưa phân phối            | 41.921         | 28.301         | 36.316         | 26.422         | 16.574         | 32.684         | 40.936         | 23.389         | 38.294         | 45.623         |
| Tổng vốn chủ sở hữu                 | 141.921        | 128.301        | 136.316        | 126.422        | 116.574        | 132.684        | 140.936        | 123.389        | 138.294        | 145.623        |
| <b>TỔNG NGUỒN VỐN</b>               | <b>205.443</b> | <b>171.941</b> | <b>163.597</b> | <b>150.196</b> | <b>140.840</b> | <b>157.419</b> | <b>166.157</b> | <b>149.117</b> | <b>164.320</b> | <b>154.319</b> |

Nguồn: WB (2002).