

Tài liệu của Ngân hàng Thế giới

Báo cáo số: 24692

**TÀI LIỆU THẨM ĐỊNH DỰ ÁN
VỀ ĐỀ ÁN BẢO LÃNH RỦI RO MỘT PHẦN
TRONG HỢP TÁC PHÁT TRIỂN QUỐC TẾ
VỚI GIÁ TRỊ LÊN ĐẾN 75 TRIỆU USD
CỦA KHOẢN VAY HỢP VỐN NGÂN HÀNG THƯƠNG MẠI
DÀNH CHO CÔNG TY TNHH NĂNG LƯỢNG MEKONG
TRONG DỰ ÁN ĐIỆN PHÚ MỸ 2 GIAI ĐOẠN 2
TẠI NƯỚC CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM**

29-8-2002

Đơn vị phát triển lĩnh vực năng lượng
Khu vực Đông Á và Thái Bình Dương

Phụ lục 2: Mô tả chi tiết dự án

Dự án Điện Phú Mỹ 2 Giai đoạn 2 Việt Nam

Giới thiệu

Dự án bao gồm một nhà máy phát điện theo chu trình hỗn hợp sử dụng nhiên liệu khí đốt với công suất 715 MW, sẽ được xây dựng, sở hữu và vận hành trên cơ sở BOT bởi một công ty trách nhiệm hữu hạn thành lập ở Việt Nam, Công ty TNHH Năng lượng Mekong (MECO). Nhà máy sẽ được xây dựng ở trên địa bàn Trung tâm phát điện Phú Mỹ (PMPGC) do EVN điều hành và tọa lạc trong khu Phức hợp Công nghiệp Phú Mỹ ở Bà Rịa Vũng Tàu gần thành phố Hồ Chí Minh.

Dự án sẽ được thực hiện theo *Hợp đồng BOT thời hạn 20 năm*. Dự án sẽ bán cho EVN thuộc sở hữu nhà nước toàn bộ sản lượng điện được sản xuất bằng phương tiện sản xuất của nhà máy dựa vào *Hợp đồng mua điện (PPA)* thời hạn 20 năm. Nhà máy sẽ sử dụng nhiên liệu khí đốt nội địa được cung ứng bởi Công ty Dầu khí Việt Nam thuộc sở hữu nhà nước, gọi tắt là PetroVietnam (PV) trên cơ sở tương xứng dựa vào *Hợp đồng bán khí tự nhiên (GSA)* thời hạn 20 năm. Khí đốt sẽ được khai thác từ bồn trũng Nam Côn Sơn thuộc sở hữu liên kết của các nhà phát triển tư nhân và PV, và sẽ được vận chuyển trên đất liền bằng hệ thống đường ống dẫn khí Nam Côn Sơn đang được xây dựng bởi các nhà phát triển bồn trũng. Nước nguyên liệu để làm mát và các dịch vụ cơ sở hạ tầng khác sẽ được cung ứng cho Dự án đề xuất theo thỏa thuận chia sẻ cơ sở hạ tầng với EVN; nước công nghiệp đã xử lý và nước có thể uống được sẽ được cung ứng bởi Công ty cấp nước BR-VT. Đất sử dụng cho Dự án đề xuất sẽ thuê từ Công ty Xây dựng Phát triển Đô thị tỉnh BR-VT (UDEC). Dự án đề xuất có thể bao gồm việc xây dựng một đường truyền ngắn 500 kV từ nhà máy đến trạm trung chuyển Phú Mỹ 500 kV trong phạm vi PMPGC. Điện sản xuất ra sẽ được đưa lên đường dây 500 kV Phú Mỹ - TPHCM đang được xây dựng bởi EVN với hỗ trợ tài chính từ Ngân hàng Hợp tác Quốc tế Nhật Bản (JBIC), việc tài trợ sẽ được ủy thác vào tháng 10-2003.

MECO là một công ty trách nhiệm hữu hạn được thành lập và đầu tư bởi tập đoàn EDF International (tỷ lệ góp vốn sở hữu: 56.25%), chi nhánh thuộc sở hữu toàn bộ của công ty Electricite de France của Pháp (EDF); công ty Sumitomo của Nhật Bản (vốn sở hữu: 28,125%); và TEPCO International (TEPCI) (vốn sở hữu: 15,625%), chi nhánh thuộc sở hữu hoàn toàn của công ty Điện lực Tokyo của Nhật Bản (TEPCO) (gọi chung là các chủ đầu tư). Các chủ đầu tư bao gồm hai công ty điện hàng đầu trên thế giới và một công ty thương mại toàn cầu hàng đầu. Các chủ đầu tư được chọn sau qui trình đấu thầu cạnh tranh quốc tế do chính phủ thực hiện thông qua Bộ Công nghiệp (MOI) và ký kết Dự án vào tháng 1-1999.

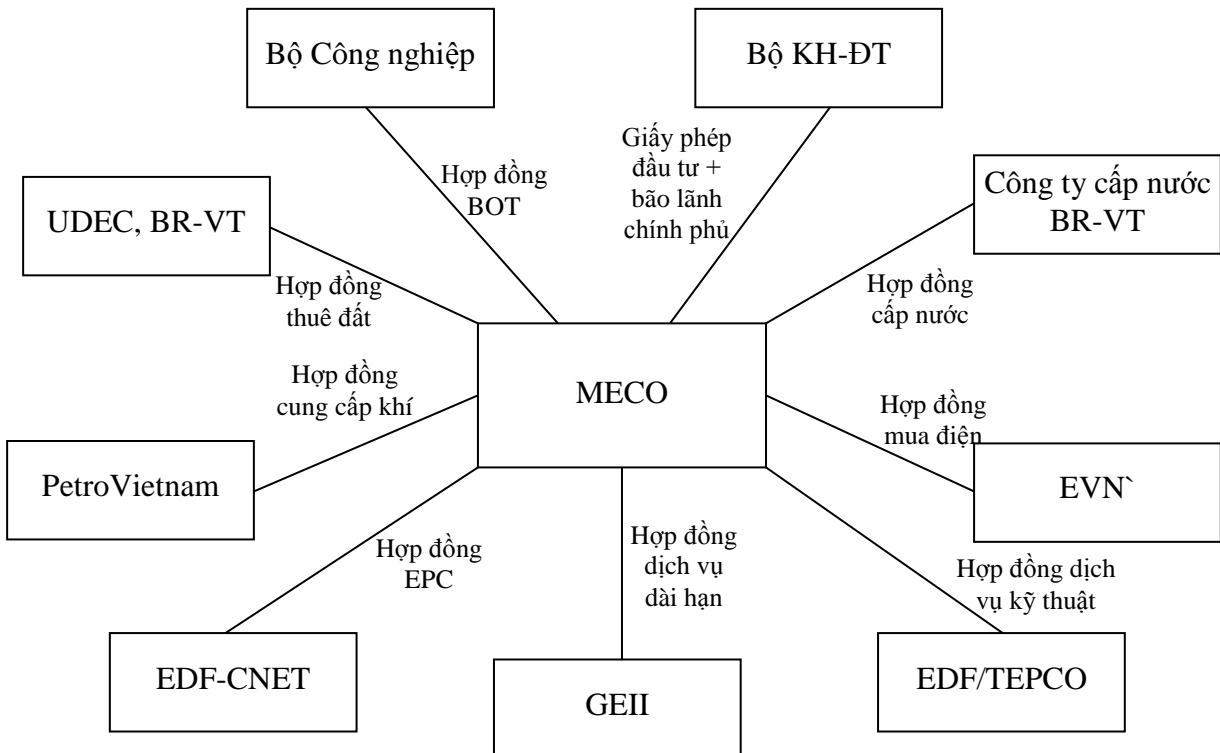
Tình trạng chuẩn bị dự án

Các tài liệu dự án then chốt, bao gồm *Hợp đồng BOT* giữa MOI và MECO, *PPA* giữa EVN và MECO, *GSA* giữa PV và MECO, *Thư bảo lãnh của chính phủ* giữa Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI) và MECO, đã được ký kết và Dự án đã được Chính phủ cấp *Giấy phép Đầu tư (IL)* vào ngày 18-9-2001. *Hợp đồng BOT* giữa MECO và chính phủ được đại diện bởi MOI trình bày cơ chế luật pháp, qui định và thuế, xác định quyền lợi và nghĩa vụ của mỗi bên, và trình bày các hệ quả và biện pháp khắc phục đối với sự vi phạm nghĩa vụ hay sự xuất hiện các sự kiện bất khả

kháng. Theo *Thư bảo lãnh của chính phủ* giữa MECO và chính phủ được đại diện bởi MPI, chính phủ bảo lãnh cho việc thực hiện hợp lý và đúng hạn các nghĩa vụ của mỗi đối tác phía Việt Nam trong các thỏa thuận dự án then chốt, bao gồm các nghĩa vụ thanh toán.

Theo *Hợp đồng BOT*, các chủ đầu tư dự kiến và có nghĩa vụ phải hoàn tất hồ sơ tài trợ dự án trong vòng 12 tháng sau ngày cấp *IL*, nghĩa là trước tháng 9-2002¹; và phải đạt được Ngày hoạt động thương mại (COD) của dự án trong vòng 24 tháng sau ngày khởi công xây dựng. Việc ủy thác phương tiện sản xuất để bắt đầu hoạt động được dự trù trước tháng 9-2004.

Sơ đồ cơ cấu dự án



Các chủ đầu tư

EDFI là chi nhánh thuộc sở hữu hoàn toàn của EDF, có thứ hạng tín dụng Aaa theo đánh giá của cơ quan xếp hạng tín dụng Moody’s và AA+ theo đánh giá của S&P. EDF là một trong những công ty điện lực lớn nhất trên thế giới với công suất lắp đặt 100 GW và tổng tài sản 136 tỷ EUR, và EDFI duy trì các dự án đầu tư hải ngoại của EDF với tổng vốn sở hữu của cổ đông và tổng tài sản lần lượt là 71 tỷ FRF và 207 tỷ FRF. EDFI tích cực đầu tư vào các dự án điện và các công ty bên ngoài nước Pháp bao gồm các nước đang phát triển.

Công ty Sumitomo là một trong các công ty thương mại toàn cầu hàng đầu với thứ hạng tín dụng Baa1 theo đánh giá của Moody’s. Công ty có tổng tài sản trị giá 39 tỷ USD và doanh số gộp là 80 tỷ USD; hoạt động trên toàn cầu với 158 văn phòng hải ngoại tại 88 quốc gia. Công ty đã

¹ Việc MECO không hoàn tất hồ sơ tài chính trong vòng 12 tháng sẽ tạo thành biến cố vỡ nợ của MECO trừ khi các bên thỏa thuận gia hạn khoảng thời gian này.

tham gia vào hơn 120 dự án điện trên khắp thế giới, bao gồm các dự án điện độc lập (IPP). Công ty đóng vai trò như một nhà thầu EPC (nhà thầu thiết kế, cung cấp thiết bị và thi công xây dựng) cho một dự án điện chạy bằng than ở Việt Nam và các dự án điện theo chu trình hỗn hợp tại các nước đang phát triển châu Á khác. Công ty Sumitomo ở Việt Nam có doanh số khoảng 1 tỷ USD hàng năm, tương ứng với xấp xỉ 25% thị phần trong tổng thương mại Việt Nam- Nhật Bản.

TEPCI là chi nhánh đầu tư hải ngoại thuộc sở hữu hoàn toàn của TEPCO, là công ty điện lực tư nhân lớn nhất trên thế giới và có thứ hạng tín dụng Aa2 theo đánh giá của Moody's và AA- theo đánh giá của S&P. TEPCO cam kết thực hiện nghĩa vụ vốn sở hữu của TEPCI đối với Dự án. Công ty là nhà điều hành điện lực theo chu trình hỗn hợp sử dụng nhiên liệu khí đốt hiệu quả nhất và lớn nhất trên thế giới với công suất 8156 MW và 16 năm kinh nghiệm hoạt động. Công ty đã bắt đầu đầu tư vào các dự án điện hải ngoại và góp vốn sở hữu vào IPP ở Hoa Kỳ và Đài Loan.

Các hợp đồng giao kết của dự án

Cơ cấu hợp đồng của giao dịch và sự phân bổ các rủi ro thương mại, kỹ thuật, và chính trị giữa các bên nhất quán với các tiêu chuẩn ngành đối với các dự án truy đòi hữu hạn.

A. Hợp đồng giao kết với khu vực công

Các hợp đồng chính của Dự án với các đối tác Việt Nam của Dự án như sau:

(a) Hợp đồng BOT giữa MECO và MOI như một cơ quan nhà nước được Chính phủ chỉ định làm đại diện đàm phán các dự án thuộc loại này, ký ngày 18-9-2001. *Hợp đồng BOT* xác định các quyền lợi và nghĩa vụ của MECO và MOI, bao gồm việc kết thúc hợp đồng và các điều khoản vỡ nợ, và ràng buộc các cơ chế luật pháp, qui định và thuế. Theo *Hợp đồng BOT*, Chính phủ cho MECO toàn quyền huy động vốn, xây dựng, sử dụng và vận hành nhà máy điện tại chỗ. Hợp đồng bảo đảm các biện pháp ưu đãi đầu tư và các đối xử có lợi khác có thể áp dụng cho Dự án phù hợp với luật pháp và qui định của Việt Nam, bao gồm bảo đảm khả năng chuyển đổi và chuyển giao ngoại hối tự do; cho phép thành lập các tài khoản ở nước ngoài; cho phép Dự án phát hành chứng khoán cho người cho vay; điều khoản về các bố trí tham gia của người cho vay trong trường hợp MECO bị vỡ nợ; và xác nhận sự đối xử thuế ưu đãi dành cho các dự án cơ sở hạ tầng. *Hợp đồng BOT* sẽ kết thúc 20 năm sau ngày bắt đầu đi vào hoạt động trừ khi kết thúc trước đó do vỡ nợ hay bất khả kháng. Vào cuối thời hạn hợp đồng hay khi kết thúc hợp đồng, MECO sẽ chuyển giao miễn phí quyền sở hữu phương tiện nhà máy cho MOI hay đơn vị được chỉ định của MOI. *Hợp đồng BOT* nêu rõ các biến cố kết thúc hợp đồng và qui định giá trị đền bù phải trả trong mỗi trường hợp.

(b) Hợp đồng mua điện (PPA) giữa MECO và EVN vào ngày 18-9-2001. PPA qui định việc bán điện cho EVN trên cơ sở giá bán điện phải trả bằng tiền đồng gồm hai phần: (i) phí công suất cố định (FCC) để bù đắp dịch vụ nợ, thuế, thu hồi vốn/ lợi nhuận cùng với định phí vận hành và bảo trì (FOMC) để bù đắp chi phí hoạt động; và (ii) phí năng lượng để bù đắp biến phí vận hành và bảo trì (VOMC) và phí nhiên liệu (FC). FCC, FC và một phần FOMC và VOMC được lập chỉ số theo USD; và FOMC, VOMC và FC sẽ tăng dần để tính đến yếu tố lạm phát. EVN sẽ mua toàn bộ sản lượng của Dự án theo hợp đồng bao tiêu thời hạn 20 (EVN phải mua sản lượng của Dự án

hoặc nếu không thì vẫn phải trả cho Dự án chi phí tương đương). PPA cũng qui định các yếu tố cơ bản của thỏa thuận chia sẻ cơ sở hạ tầng, trong đó EVN sẽ cung cấp dịch vụ cho MECO như cấp và thoát nước làm mát, hệ thống thoát nước, khí tự nhiên và hệ thống đưa điện lên lưới và cung ứng điện cho xây dựng và khởi công. EVN chịu trách nhiệm xây dựng, vận hành và bảo trì tất cả các phương tiện chung và các chi phí liên quan, và EVN và MECO sẽ thỏa thuận định giá để thu hồi chi phí các dịch vụ này trong cấu phần tính thêm của giá bán điện.

(c) Hợp đồng bán khí tự nhiên (GSA) giữa MECO và PV ngày 18-9-2001. Tất cả các yêu cầu về khí đốt của Dự án sẽ được cung ứng theo hợp đồng bán khí tự nhiên với PV. MECO sẽ có nghĩa vụ bao tiêu một sản lượng khí đốt tối thiểu của PV thời hạn 20 năm (MECO phải mua sản lượng đó hoặc nếu không thì vẫn phải trả cho PV chi phí tương đương). Dự án dự kiến sẽ tiêu thụ khoảng 0,85 bcm khí đốt một năm và 17 bcm trong thời hạn BOT ứng với 75% tải bình quân. Giá khí đốt bao gồm chi phí khí đốt, phí vận chuyển và phí phân phối. Giá khí đốt được trả bằng VND nhưng được lập chỉ số theo USD. Giá được xây dựng trên giả định rằng khí đốt do PV cung ứng lấy từ nguồn Nam Côn Sơn Block 06-1. Nếu khí đốt được lấy từ bất kỳ nguồn nào khác, giá sẽ được điều chỉnh.

(d) Hợp đồng cấp nước (WSA) giữa MECO và Công ty Cấp nước BR-VT ký ngày 17-6-2002. Nước có thể uống được và nước công nghiệp đã xử lý dùng cho nhà máy điện sẽ do Công ty Cấp nước BR-VT cung ứng, công ty này cũng chịu trách nhiệm bảo trì đường ống và đồng hồ nước. Giá nước do chính quyền tỉnh BR-VT ấn định. Giá nước công ty MECO trả cho Công ty Cấp nước sẽ được thu hồi trong cấu phần tính thêm của giá bán điện.

(e) Hợp đồng thuê đất (LLA) giữa MECO (bên thuê) và UDEC (bên cho thuê) ngày 18-9-2001. LLA qui định diện tích và địa điểm khu đất cho thuê, miễn tiền thuê trong thời hạn ưu đãi BOT và qui định Quyền sử dụng đất sẽ được cấp cho bên thuê. Bên thuê có quyền sở hữu tất cả các công trình trên đất và có quyền thế chấp đất để huy động vốn. LLA công nhận quyền tham gia của người cho vay trong trường hợp MECO bị vỡ nợ.

(f) Thư bảo lãnh của chính phủ giữa MECO và MPI thay mặt cho Chính phủ ngày 18-9-2001. *Thư bảo lãnh của chính phủ* bảo đảm việc thực hiện phù hợp và đúng hạn các trách nhiệm và nghĩa vụ của các đối tác phía Việt Nam đối với MECO, bao gồm nhưng không giới hạn trong các nghĩa vụ thanh toán trong các văn bản chứng từ cơ bản. Các văn bản chứng từ được bảo lãnh bao gồm: *Hợp đồng BOT, PPA, GSA, WSA và LLA. Thư bảo lãnh của chính phủ* cũng bảo đảm khả năng sẵn có, khả năng chuyển đổi và chuyển giao ngoại hối; cho phép mở các tài khoản hải ngoại cho việc tài trợ dự án và công nhận quyền tham gia của người cho vay trong trường hợp MECO vỡ nợ. Thư bảo lãnh này của Dự án nhất quán với thư bảo lãnh do MPI cấp cho dự án chuỗi cung ứng khí đốt Nam Côn Sơn.

(g) Giấy phép đầu tư (IL) do MPI đại diện cho Chính phủ cấp ngày 18-9-2001. IL nêu rõ các điều khoản của giấy phép cấp cho MECO và qui định việc đăng ký kinh doanh của công ty. *Thư công nhận và chấp thuận của MOI* và các hợp đồng bổ sung khác được ký kết bởi các đối tác Việt Nam với MECO và với các bên cho vay thương mại là một phần của các văn bản chứng từ tài trợ (dùng để huy động vốn).

B. Hợp đồng giao kết với khu vực tư nhân

(a) *Hợp đồng thiết kế, cung cấp thiết bị và thi công xây dựng (EPC)* giữa MECO và EDF-CNET. EDF-CNET là bộ phận thiết kế công trình của EDF và sẽ đóng vai trò nhà thầu EPC của dự án. *Hợp đồng EPC* qui định các điều khoản chìa khóa trao tay hoàn toàn cho toàn bộ phạm vi ECP, bao gồm: giá cố định, ngày hoàn thành cố định, thời gian biểu đầy đủ cho việc hoàn thiện trước ngày hoạt động thương mại theo qui định của PPA, và các tiêu chí kết quả hoạt động bảo đảm nhằm đáp ứng tất cả các yêu cầu hoạt động của dự án.

(b) *Hợp đồng dịch vụ kỹ thuật về vận hành và bảo trì (TSA)* giữa MECO và EDF/TEPCO. EDF/TEPCO sẽ ký kết hợp đồng TSA để hỗ trợ MECO trong việc thực hiện các dịch vụ vận hành và bảo trì dự án. EDF/TEPCO sẽ cung ứng các dịch vụ kỹ thuật bao gồm: hỗ trợ kỹ thuật đường dây nóng, cung ứng số liệu về các nhà máy tương tự đang hoạt động ở EDF và TEPCO, phân tích số liệu kết quả hoạt động của thiết bị nhà máy và đưa ra kiến nghị về vận hành và bảo trì, kiểm tra các qui định và chất lượng nhà cung ứng, phân tích các sự kiện chính và đưa ra kiến nghị.

(c) *Hợp đồng dịch vụ dài hạn (LTSA)* giữa MECO và đơn vị cung ứng thiết bị GE. Theo Hợp đồng, GE sẽ (i) bố trí một kỹ sư hoạt động toàn thời gian tại công trình để hỗ trợ kỹ thuật; (ii) cung ứng các linh kiện phụ tùng ban đầu và quản lý tồn kho linh kiện cho thiết bị do GE cung ứng; (iii) giám sát trực tuyến nhà máy GE và cung ứng số liệu vận hành. GE sẽ hỗ trợ kỹ thuật trong 48.000 giờ vận hành (trên danh nghĩa là sáu năm) hoặc cho đến sau lần đại tu đầu tiên.

(d) *Bảo hiểm. Hợp đồng BOT* qui định các loại bảo hiểm, mức đền bù tối thiểu và thời hạn hợp đồng bảo hiểm thương mại mà MECO sẽ ký kết và duy trì để thực hiện Dự án. MECO sẽ mua bảo hiểm thương mại theo thông lệ dành cho các dự án điện tư nhân. Trong thời gian xây dựng, các hợp đồng bảo hiểm này bao gồm: bảo hiểm hàng hóa vận chuyển bằng đường biển và đường hàng không, bảo hiểm mọi rủi ro xây dựng, bảo hiểm tổn thất doanh thu (theo sau mọi rủi ro); và trong thời kỳ hoạt động, các hợp đồng bảo hiểm bao gồm: bảo hiểm mọi rủi ro, bảo hiểm thua lỗ xảy ra sau mọi rủi ro, máy móc thiết bị hỏng, trách nhiệm chung/ trách nhiệm thương mại, đền bù cho người lao động và trách nhiệm chủ lao động v.v... MOI và IDA sẽ là người được bảo hiểm bổ sung trong hợp đồng bảo hiểm trách nhiệm chung.

Ngoài ra còn có *Hợp đồng tư vấn kỹ sư của chủ sở hữu* giữa TEPCO trên cương vị kỹ sư của chủ sở hữu và MECO.

C. Các văn bản chứng từ tài trợ

Sẽ có các văn bản chứng từ tài trợ giữa các nhà tài trợ và MECO. Chủ đầu tư sẽ góp vốn sở hữu cho MECO căn cứ theo *Hợp đồng Cổ đông*. Việc huy động vốn vay sẽ được thỏa thuận thông qua một loạt các hợp đồng vay, hợp đồng điều khoản chung, hợp đồng liên tín dụng, chứng từ chứng khoán, thỏa thuận trực tiếp và các hợp đồng liên quan khác.

D. Chứng thư bảo lãnh của IDA

Xem Phụ lục 11 tóm tắt các điều khoản của *Hợp đồng vay do IDA bảo lãnh*, trong đó MECO là người vay, IDA là người bảo lãnh, và các tổ chức cho vay thương mại; *Thỏa thuận bảo lãnh của*

IDA giữa IDA và những người cho vay trên cương vị người hưởng lợi; *Thỏa thuận bồi thường* giữa IDA và Chính phủ; và *Thỏa thuận Dự án* giữa IDA và MECO.

**Phụ lục 3: Ước tính chi phí dự án
Dự án Điện Phú Mỹ 2 Giai đoạn 2 Việt Nam**

Ước tính chi phí dự án

Thành phần chi phí	Hạng mục	Giá trị (triệu USD)	% chi phí dự án	% yêu cầu tài trợ bao gồm dự phòng
<i>Chi phí đầu tư:</i>				
Hợp đồng EPC	Vật chất	297,5		
Linh kiện phụ tùng ban đầu	Vật chất	13,3		
Chi phí tiền hoạt động	Khác	10,2		
Phí phát triển cho MOI	Khác	3,5		
Chi phí phát triển bên trong & bên ngoài	Khác	12,0		
Chi phí khác*	Vật chất /khác	18,6		
Tổng chi phí đầu tư		355,1	88,8%	
<i>Chi phí huy động vốn:</i>				
IDC	Khác	38,1		
Phí	Khác	6,7		
Tổng chi phí huy động vốn		44,8	11,2%	
Tổng chi phí dự án		399,9	100,0%	83,3%
<i>Chi phí dự phòng của dự án</i>				
Đặt cọc bảo đảm chất lượng cho MOI	Khác	40		
Tài trợ chi phí dự phòng dự án	Khác	40		
Tổng chi phí dự phòng của dự án		80		16,7%
Tổng chi phí dự án		480		100,0%

* Chi phí khác bao gồm bảo hiểm, trữ lượng dầu chung cất ban đầu, nhiên liệu sử dụng để bắt đầu đi vào hoạt động, 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...

Kế hoạch huy động vốn

Nguồn huy động	Thời hạn (năm)	Giá trị (triệu USD)	Phần trăm
<i>Vốn sở hữu của chủ đầu tư</i>			
Vốn chủ sở hữu cơ bản		100	
Vốn chủ sở hữu dự phòng		40	
Tổng vốn chủ sở hữu của chủ đầu tư		140	29,2%
<i>Nợ</i>			
Nợ cơ bản		300	
Nợ dự phòng		40	
Tổng nợ vay		340	70,8%
<i>Các khoản nợ (cơ bản và dự phòng)</i>			
Vay có bảo lãnh rủi ro chính trị của IDA	16	75	(15,6%)
Vay vốn OCR của ADB	15	50	
Vay do ADB bảo lãnh + PRI	11	25	
Vay JBIC	15	150	
Vay Proparco	15	40	
Tổng vốn vay		340	
Tổng yêu cầu nguồn vốn		480	100%

Tỷ lệ vốn sở hữu/vốn vay sẽ là 25%/75% cho chi phí cơ bản của dự án; và chi phí dự phòng của dự án sẽ được tài trợ trên cơ sở tỷ lệ vốn sở hữu/vốn vay bằng 50%/50%.

Hỗ trợ của ADB dự kiến bao gồm: 50 triệu USD vốn vay trực tiếp từ nguồn OCR; và bảo lãnh để vay tư nhân 25 triệu USD có bảo hiểm rủi ro chính trị (PRI). Vay ECA hiện dự kiến bao gồm: vay trực tiếp từ JBIC 100 triệu USD và vay trực tiếp từ Proparco 40 triệu USD.

Phụ lục 4: Tóm tắt phân tích chi phí lợi ích Dự án Phú Mỹ 2 Giai đoạn 2 Việt Nam

Phương pháp tổng quát

1. Phân tích kinh tế có tính đến sự phát triển kinh tế tiềm năng và phát triển lĩnh vực điện ở Việt Nam trong vòng đời 20 năm của dự án (2004-2024). Thời gian hoạt động của dự án là 20 năm, trước đó là thời gian đầu tư 2002-2004.
2. Các giả định sau đây được đưa ra cho tình huống cơ bản:
 - Tăng trưởng tải 10% hàng năm. Dự báo tải trong tình huống cơ bản cho rằng tăng trưởng cầu là 10,2% và trong tình huống cao, tăng trưởng cầu là 11%;
 - Dự án được ủy thác để bắt đầu hoạt động thương mại đúng lịch trình, hệ số khai thác công suất 90% và hệ số điều độ lưới điện 75% trong suốt thời gian hoạt động;
 - Giá bán điện bình quân được tăng đều theo tỷ lệ bình quân 8% một năm, tính theo giá trị thực, (tăng đến 7 cents/kWh vào năm 2005) cho đến khi đạt mức trần sẵn lòng chi trả giả định là 7,5 cents/kWh vào năm 2006;
 - Giảm thất thoát điện từ mức hiện hành 16% theo tỷ lệ giảm 6% hàng năm cho đến khi đạt được mức thất thoát mục tiêu ấn định 10% vào năm 2010;
 - Giá khí tự nhiên tăng để thu hồi chi phí biên dài hạn vào năm 2004 và tăng 2%/năm sau đó.
 - Đầu tư vào truyền tải và phân phối (T&D) ước tính tăng lên đến 70% trong giá trị đầu tư vào công suất phát điện, phù hợp với kế hoạch 20 năm của EVN.
3. Trong các điều kiện này, suất sinh lợi kinh tế (ERR) của Dự án là 24% và hiện giá ròng (NPV) là 667 triệu USD.
4. Các rủi ro đối với kịch bản này bao gồm:
 - Dự án bắt đầu đi vào hoạt động chậm hơn kế hoạch;
 - Mức sẵn lòng chi trả (willingness to pay, WTP) thấp hơn so với giả định trong tình huống cơ bản;
 - Việc tăng giá bán điện bị chậm trễ và/ hoặc chương trình giảm thất thoát điện bắt đầu chậm;
 - Phá giá đồng tiền
 - Việc sản xuất điện bị hạn chế do sự đối xử ưu đãi đối với các nhà máy điện nhà nước nhiều hơn so với các nhà máy điện tư nhân về chi phí nhiên liệu đầu vào; và

- Nhu cầu cần phải đầu tư vào truyền tải và phân phối cao hơn kế hoạch để cho việc phân phối điện trở nên có hiệu quả và giảm thất thoát.
5. Phân tích độ nhạy dựa vào năm yếu tố rủi ro đầu tiên cho thấy kết quả suất sinh lợi kinh tế của Dự án nằm trong khoảng từ 10 đến 22%.

Cung và cầu điện năng

6. GDP của Việt Nam dự kiến sẽ tiếp tục tăng trưởng khoảng 5 đến 7% trong trung hạn. Trong giai đoạn từ 1990 đến 2000, đã có mối quan hệ thống kê mật thiết giữa tăng trưởng GDP thực và tăng cung ứng điện của EVN. Trên cơ sở này, ứng với mối tương quan giữa tăng trưởng GDP và tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện, tỷ lệ tăng trưởng tiêu thụ điện dự báo ước lượng là 10%/năm, giả định giá bán điện thực không đổi. Với mục đích phân tích hiện tại, ta sử dụng giá trị dự báo 10%/năm.
7. Kế hoạch mở rộng với chi phí thấp nhất và các nghiên cứu liên quan – “Tiếp sức cho sự phát triển của Việt Nam” (nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới 1999) và Kế hoạch phát triển điện năng của Chính phủ Việt Nam năm 2001 cho thấy rằng bất kỳ sự gia tăng công suất phát điện nào nhằm đáp ứng tải cơ bản ở Việt Nam cũng phải dựa vào tua bin khí tự nhiên (theo lượng gia tăng 300-450 MW) sử dụng chất đốt nội địa theo phương thức chu trình hỗn hợp (combined cycle gas turbines, CCGT), được xem là phương thức có chi phí kinh tế thấp nhất. Dự án, với tải cơ bản 715 MW theo chu trình kết hợp, đáp ứng các tiêu chí chi phí thấp nhất; và chi phí điện tiết giảm của Dự án nằm trong số các chi phí thấp nhất trên thế giới.
8. Kế hoạch mở rộng của Chính phủ dự kiến bắt đầu vận hành Dự án vào năm 2004, tiếp theo bằng các nhà máy CCGT khác khi cần thiết. Đến cuối năm 2005, các nhà máy điện trên toàn quốc sẽ sản xuất ra sản lượng 45-50 tỷ kWh, tăng lên đến 70-80 tỷ kWh vào năm 2010 và 160-200 tỷ kWh vào năm 2020. Việc bổ sung công suất kế hoạch sẽ giúp gần như cân đối giữa cung và cầu, để đến năm 2010, tổng công suất sẽ bằng đỉnh tải dự báo vào khoảng 17.000 MW (bao gồm biên độ dự trữ 34% vào mùa mưa và 22% vào mùa khô). Căn cứ theo kế hoạch mở rộng, tổng công suất năm 2020 sẽ lên đến 35.000 MW, bao gồm 39,7% thủy điện, 31,2% nhà máy điện sử dụng khí đốt theo chu trình hỗn hợp và 13,9% nhà máy chạy bằng than với biên độ dự trữ 29,6% vào mùa mưa và 23,1% vào mùa khô.
9. Phân tích cho thấy rằng từ nay đến lúc nhà máy điện của Dự án bắt đầu vận hành, hệ thống sẽ không thể đáp ứng đủ tải, và sẽ có tiềm năng gây ra các vấn đề về độ tin cậy do dự trữ không đủ. Do tình trạng thiếu hụt hiện tại và trong trung hạn, tình trạng giảm tỷ lệ tăng trưởng tải có thể xảy ra (nghĩa là tăng trưởng tải dưới 8%/năm) sẽ không tác động đến kết quả hoạt động của Dự án, miễn là chương trình sản xuất điện đuổi kịp nhu cầu, lịch bắt đầu hoạt động của chương trình IPP do đó sẽ được điều chỉnh để cân xứng với tăng trưởng tải càng sát sao càng tốt. Qui định công bố trách nhiệm mới phát sinh của Chính phủ, phong trào hướng tới lĩnh vực điện năng hoàn toàn thương mại và các điều kiện ràng buộc về nguồn tài trợ và thực hiện của đất nước sẽ hỗ trợ cho qui định này.

Đánh giá lợi ích và chi phí

10. Tất cả lợi ích và chi phí được biểu thị bằng USD cố định năm 2001. Ngoại trừ giá bán điện, dự kiến không có sự thay đổi về mức giá thực cơ bản ảnh hưởng đến các dòng nguồn lực kinh tế một cách đáng kể, và không có sự điều chỉnh gì về tỷ giá hối đoái ẩn hay mức lương ẩn. Chi phí hoạt động bằng VND thì nhỏ. Không có giả định gì về các giá trị số dư.
11. Vấn đề khó khăn chính trong đo lường lợi ích người tiêu dùng ở Việt Nam là gần như không có bằng chứng về mức sẵn lòng chi trả (WTP) vượt lên trên so với mức giá thực tế, không có nhiều nghiên cứu về WTP. Do đó, việc đánh giá lợi ích dựa vào việc sử dụng lợi suất bình quân (doanh số bán lẻ) của các công ty phân phối điện, hiện khoảng 5,1 cents/kWh, làm cận dưới của WTP. Dựa trên nghiên cứu và phỏng vấn, có thể hợp lý khi ta giả định rằng với sự cải thiện về độ tin cậy của dịch vụ, mức giá bán điện bình quân có thể tăng thêm ít nhất 5%. Điều này sẽ phải thực hiện thông qua tăng giá điện sinh hoạt, mà hiện đang được trợ cấp chéo, bằng không các đơn vị tiêu thụ điện công nghiệp và thương mại có thể có động cơ khuyến khích họ tự cung ứng, và có thể tăng lên đáng kể trước khi sự chống đối của người tiêu dùng đủ để xói mòn dự báo tải. Vì thế, Dự án đã lập mô hình cho việc tăng 8% theo giá trị thực vào năm 2002, 2003, và 2004, điều này dẫn đến ước lượng WTP là 7,0 cents/kWh từ năm 2005. Mức WTP này cao hơn 37% so với giá điện được duyệt hiện nay và dựa vào giả định rằng nếu việc tăng giá điện xảy ra, người tiêu dùng sẽ sẵn lòng chi trả.
12. 100% sản lượng năng lượng ròng từ Dự án sẽ được xem là sản lượng tăng thêm, cho dù trên thực tế, một phần trong đó sẽ thay thế cho sản lượng được sản xuất theo các phương thức có chi phí cao hơn (ví dụ như các nhà máy sử dụng nhiên liệu dầu và diesel).
13. Doanh số bán điện năm 2000 phản ánh khoảng 16% thất thoát trong truyền tải và phân phối (kỹ thuật và phi kỹ thuật). Ta giả định rằng việc giảm thất thoát hệ thống không đáng kể sẽ xảy ra trong hai năm đầu của thời gian đánh giá, khi nhà máy điện đang được xây dựng, nhưng tỷ lệ giảm thất thoát 6%/năm sẽ khả thi trong dài hạn trong bối cảnh cải cách. Vì thế, chương trình giảm thất thoát điện giả định là sẽ được thực hiện trong giai đoạn 2001-2011, cho đến khi đạt được mức thất thoát 10% vào năm 2010. Điều này dẫn đến tăng doanh số bán điện trên một kWh.

Chi phí

14. Trong phân tích, ta sử dụng giá trị thương mại của chi phí đầu tư cũng như chi phí vận hành và bảo trì liên quan, như ước lượng của các chủ đầu tư trong mô hình tài chính. Tuy nhiên, đây là một phân tích kinh tế chứ không phải phân tích tài chính, nên không được tính đến tất cả các khoản chuyển giao tài chính như IDC vốn hóa, tài trợ trước dự trữ vốn vay, và vốn lưu động ban đầu. Vì mục đích đánh giá chi phí kinh tế, khí tự nhiên sẽ được định giá theo chi phí biên dài hạn ước lượng (LRMC) cho điện năng ở Việt Nam (3,15 USD/mcf).
15. Chi phí truyền tải và phân phối biên được định giá bằng 3,6 cents/kWh, dựa vào dự báo tải của các công ty điện lực khác nhau và đầu tư tăng thêm đề xuất, cũng như chi phí vận hành và bảo trì – để mở rộng và vận hành mạng lưới truyền tải và phân phối nhằm hỗ trợ tăng trưởng tải dự báo. Tổng chi phí truyền tải và phân phối qui cho Dự án được tính ứng với mức thất thoát năm 2000, và được giữ không đổi vì doanh số bán điện cho người sử dụng sau cùng của Dự án sẽ tăng tỷ lệ thuận với việc giảm thất thoát. Điều này cho phép chi phí truyền tải và phân phối trên một kWh điện bán ra giảm tương ứng với việc giảm thất thoát – phản ánh trong sự cải thiện dần hiệu quả hệ thống như dự báo – vốn là một kết quả dài hạn hợp lý trong bối cảnh cải cách.

Phân tích hệ số điều độ lưới điện

16. Hệ số khai thác các nhà máy nhiệt điện chủ yếu phụ thuộc vào hiệu suất nhiệt tương đối của nhà máy trong việc chuyển từ nhiên liệu thành điện năng và phụ thuộc vào giá nhiên liệu tương đối. Giá nhiên liệu càng thấp và hiệu suất càng cao thì biến phí trên 1 kWh điện sản xuất ra càng thấp và hệ số khai thác công suất nhà máy càng cao.
17. Dự án sẽ có một vị trí thuận lợi về thứ tự điều độ lưới điện (dispatch order) khi so sánh với hầu hết các nhà máy điện khác của EVN. Trong phân tích, điều này được phản ánh qua hệ số khai thác công suất không đổi là 90% trong tình huống cơ bản. Dự án sử dụng hệ số khai thác công suất lên đến 90% vì việc duy trì một nhà máy điện hiện đại - có thể giả định cho Phú Mỹ ứng với các bố trí sở hữu và quản lý của nhà máy – sẽ rất có khả năng hoạt động ở mức này (ứng với các giả định tình huống cơ bản), trong bối cảnh hiệu quả sử dụng nhiên liệu và độ tin cậy của nhu cầu năng lượng ở Việt Nam. Tuy nhiên, thứ tự điều độ lưới điện nhạy cảm trước sự thay đổi về phân biệt giá (giá nhiên liệu), trong đó, nếu sự phân biệt giá tăng lên cao hơn mức hiện hành, các nhà máy điện hoạt động kém hiệu quả hơn của EVN sẽ trở nên có hệ số điều độ lưới điện cao hơn so với các IPP hoạt động hiệu quả hơn – trong đó có Dự án – qua đó ảnh hưởng nghiêm trọng đến yếu tố kinh tế cơ bản của chương trình IPP. Ngoài ra lại còn có một điều khoản hợp đồng về nghĩa vụ bao tiêu nhiên liệu đối với nhà máy điện.

Các kết quả

18. Các giả định sau đây được đưa ra cho bối cảnh tình huống cơ bản: mức tăng giá thực 8%/năm được áp dụng bình quân cho giá điện thương mại cho đến khi đạt tới trần WTP là 7,0 cents/kWh vào năm 2006; tất cả các IPP theo sau Dự án đều sử dụng nhiên liệu

hiệu quả hơn đôi chút; và thất thoát điện giảm từ 16% xuống 10% thông qua tỷ lệ giảm thất thoát 6%/năm. Dựa vào những giả định này, suất sinh lợi kinh tế của Dự án (ERR) là 24%.

19. Tính vững chắc của kết quả Dự án dựa vào tiêu chí ERR đã được kiểm định ứng với sự biến thiên những thông số đáng tin cậy nhất ảnh hưởng đến kết quả. Những biến số này là mức sẵn lòng chi trả, giảm thất thoát điện, ngày bắt đầu hoạt động bị chậm trễ, phá giá tiền đồng, và thứ tự điều độ lưới điện. Thứ tự điều độ lưới điện tiếp đến lại phụ thuộc vào cơ chế định giá nhiên liệu và hiệu quả sử dụng nhiên liệu của Dự án so với các nhà máy điện khác (nói cụ thể ra là các nhà máy điện độc lập khác trong tương lai – được cho là cũng sản xuất theo phương thức tua bin khí chu trình hỗn hợp – sẽ đi vào sản xuất sau Dự án).
20. Trong tình huống rủi ro đầu tiên, giả định Dự án bắt đầu hoạt động chậm hơn 7,5 tháng, làm cho ERR giảm 2 điểm phần trăm. Trong một tình huống khác, ERR được kiểm định ứng với việc giảm WTP chỉ còn 6 cents/kWh và tỷ lệ giảm thất thoát điện hạ xuống còn 1%, làm cho ERR giảm xuống mức 15%. Việc giảm WTP chỉ còn 6 cents/kWh làm ERR giảm còn 16%, trong khi riêng tỷ lệ giảm thất thoát chậm hơn chỉ làm giảm ERR xuống 22%. Tình huống thứ ba được mô tả qua việc thực hiện cải cách trì trệ, khiến giá điện không thể tăng theo giá trị thực, nghĩa là giá điện 5,1 cents/kWh sẽ được áp dụng, và việc bắt đầu chương trình giảm thất thoát điện bị trì hoãn đến năm 2007. Điều này làm ERR giảm còn 10%. Trong tình huống thứ tư, giá điện vẫn giữ nguyên ở mức hiện hành 5,1 cents/kWh, trong khi chương trình giảm thất thoát điện được thực hiện đúng lịch trình. Điều này dẫn đến ERR bằng 11%. Tình huống thứ năm liên quan đến đầu tư cao hơn 18% vào truyền tải và phân phối, làm cho ERR giảm 4 điểm phần trăm.
21. Cuối cùng, ERR được kiểm định trước sự phá giá tiền đồng, dẫn đến sự chống đối của người tiêu dùng trước sự tăng giá điện cần thiết nhằm duy trì giá trị của doanh số bán thu tiền đồng trước các nghĩa vụ nợ tính bằng USD. Tình huống này được minh họa bằng việc giảm doanh thu thực 15 phần trăm trong giai đoạn 2005-2007 (giả định rằng mức tiêu thụ điện sẽ được duy trì bằng cách không tăng giá điện tương ứng với mức phá giá đồng tiền), tiếp theo là khôi phục dần mức giá điện thực cho đến khi đạt được mức 7,5 cents vào năm 2014. ERR đạt được là 19 phần trăm.
22. Các kết quả khác nhau trong Phân tích tình huống được tóm tắt như sau:

Bảng 1: Các kết quả về suất sinh lợi kinh tế (ERR) và hiện giá ròng (NPV)

	Tình huống	ERR (phần trăm)	NPV @ 10,0% (triệu USD)
0	Tình huống cơ bản	24	667
1	Dự án bắt đầu hoạt động trễ	22	613
2	Mức sẵn lòng chi trả thấp hơn và giảm thất thoát ít hơn	15	206
3	Mức sẵn lòng chi trả thấp hơn	16	266
4	Giảm thất thoát chậm hơn	22	584
5	Cải cách chậm	10	0,8
6	Không tăng giá điện	12	28
7	Đầu tư cao hơn vào truyền tải và phân phối	21	570
8	Phá giá đồng tiền	19	450
9	Tất cả các tình huống trên	6	-228

23. Như biểu thị qua bảng 1, tình huống cơ bản mang lại mức ERR thỏa đáng là 24% và NPV bằng 667 triệu USD. Năm tình huống rủi ro đầu tiên dẫn đến giá trị NPV dương và ERR trong phạm vi từ 10 đến 22%. Tình huống tệ nhất kết hợp mọi rủi ro, dẫn đến ERR bằng 6% và NPV có giá trị âm, -228 triệu USD.

Kết luận

24. Đánh giá kinh tế cho thấy rằng Dự án khá vững chắc trong việc mang lại lợi ích kinh tế ròng ứng với các tình huống khác nhau. Các kết quả trình bày ở đây có thể xem là một số đo giới hạn dưới, có tính chất thận trọng dè dặt, về lợi ích kinh tế thực tế mang lại từ Dự án. Kết luận này được khẳng định bởi sự kiện là việc định giá lợi ích 7,0 cents/kWh là một giá trị thận trọng ứng với mức tăng ít so với mức giá điện thương mại được phép đối với thặng dư người tiêu dùng. Hơn nữa, việc thực hiện Dự án ước tính sẽ giúp thỏa mãn phần nhu cầu năng lượng đáng kể chưa được đáp ứng tại Việt Nam, qua đó duy trì tăng trưởng kinh tế dài hạn.

Bảng 2: Phân tích kinh tế dự án
Suất sinh lợi dự án Phú Mỹ 2 Giai đoạn 2 tình huống cơ bản

Sản xuất điện	Truyền tải và phân phối		Sản xuất điện	Truyền tải và phân phối liên quan		
Chi phí đầu tư	Chi phí đầu tư	Chi phí khí đốt	Chi phí vận hành và bảo trì	Chi phí vận hành và bảo trì	Tổng chi phí	Lợi ích ròng
USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
40.000.000	28.000.000					-68.000.000
200.000.000	140.000.000					-340.000.000
160.000.000	112.000.000					-272.000.000
		94.554.574	10.098.000	5.600.000	110.252.574	179.375.466
		96.445.665	8.498.000	5.600.000	110.543.665	202.497.954
		98.374.579	30.780.000	5.600.000	134.754.579	180.858.608
		100.342.070	7.739.000	5.600.000	113.681.070	204.358.123
		102.348.912	7.739.000	5.600.000	115.687.912	204.639.968
		104.395.890	32.739.000	5.600.000	142.734.890	179.752.127
		106.483.808	5.339.000	5.600.000	117.422.808	205.202.572
		108.623.484	8.939.000	5.600.000	123.152.484	199.472.896
		110.785.753	21.439.000	5.600.000	137.824.753	184.800.627
		113.001.468	5.339.000	5.600.000	123.940.468	198.684.912
		115.261.498	8.939.000	5.600.000	129.800.498	192.824.882
		117.566.728	22.966.000	5.600.000	146.132.728	176.492.652
		119.918.062	5.339.000	5.600.000	130.857.062	191.768.318
		122.316.424	8.939.000	5.600.000	136.855.424	185.769.956
		124.762.752	19.619.000	5.600.000	149.981.752	172.643.628
		127.258.007	8.939.000	5.600.000	138.197.007	184.428.373
		129.803.167	5.339.000	5.600.000	144.342.167	178.283.213
		132.399.231	24.239.000	5.600.000	162.238.231	160.387.149
		135.047.215	5.339.000	5.600.000	145.986.215	176.639.165
		137.748.159	9.419.000	5.600.000	152.767.159	169.858.220
					ERR	23,7%
					NPV @ 10%	
					666.769.184	

Phụ lục 5: Các giả định và dự báo tài chính của MECO Dự án điện Phú Mỹ 2 Giai đoạn 2 Việt Nam

5.1 Các giả định tổng quát

MECO đã lập một mô hình tài chính để phân tích tình hình tài chính của Dự án trong vòng đời Dự án và mô hình này đã được những người cho vay xem xét. Dự báo tài chính được trình bày trong mô hình dựa vào các hợp đồng dự án; kế hoạch tài trợ đề xuất và các điều khoản tài chính liên quan; các giả định kỹ thuật và cơ chế hoạt động dự kiến; và các giả định về kinh tế vĩ mô. Các giả định trong mô hình tài chính được tóm tắt trong phần này.

5.2 Các giả định kinh tế vĩ mô

Đồng tiền: Đồng tiền cơ bản sử dụng trong mô hình tài chính là USD. Chi phí đầu tư và chi phí hoạt động Dự án, các báo cáo tài chính được trình bày bằng USD. Doanh thu bằng VND và chi phí hoạt động được trình bày, tính toán và qui đổi thành USD. Nên lưu ý rằng chi phí đầu tư Dự án chủ yếu bằng USD và doanh thu Dự án nói chung được lập chỉ số theo USD. Cơ chế qui đổi được qui định trong Thư bảo lãnh của Chính phủ. Do đó, không có chênh lệch (được hay mất) do tỷ giá qui đổi khi trình bày dự báo tài chính.

Tỷ giá hối đoái và lạm phát: Trong mô hình tài chính, ta sử dụng tỷ giá VND/USD tham chiếu ban đầu là 12.978 VND/USD, là tỷ giá bán trong Yêu cầu đề xuất do MOI lập vào tháng 10-1997. Tỷ giá này tiêu biểu cho tỷ giá cơ bản để lập chỉ số cho doanh thu suy ra từ PPA.

Tỷ giá hối đoái năm 2001 là 15.000 VND/USD. Trong những năm tiếp theo, VND được giả định là sẽ mất giá phù hợp với nguyên tắc cân bằng sức mua; nguyên tắc này cho rằng biến thiên tỷ giá hối đoái gắn liền với chênh lệch tỷ lệ lạm phát giữa nội tệ (VND) và ngoại tệ (USD).

Như qui định trong PPA, chỉ số giá nội địa dùng để tăng cấu phần doanh thu hoạt động bằng tiền đồng trong giá điện sẽ bằng chỉ số giá tiêu dùng của Việt Nam theo công bố của Tổng cục Thống kê Việt Nam.

Chỉ số giá nước ngoài dùng để tăng cấu phần doanh thu bằng USD trong giá điện sẽ là chỉ số của Cục Thống kê Lao động Hoa Kỳ EES 40000006, xác định mức lương bình quân theo giờ của người lao động sản xuất, người lao động vận chuyển và người lao động các công ty tiện ích công cộng.

Chỉ số giá nội địa: Chỉ số giá nội địa cho giai đoạn 1998-2000 được lấy từ Niên giám Thống kê 2000 do Tổng cục Thống kê phát hành vào tháng 1-2001.

Tháng 4 – tháng 12/1998	4,26%
Tháng 1 – tháng 12/1999	0,05%
Tháng 1 – tháng 12/2000	-0,53%

Đối với giai đoạn từ 2001 đến 2024, chỉ số giá nội địa được dự báo tăng 5,00%/năm.

Chỉ số giá nước ngoài: Chỉ số giá nước ngoài cho giai đoạn 1998-2000 được lấy từ chỉ số của Cục Thống kê Lao động Hoa Kỳ EES 40000006.

Tháng 4/1998	15,27	
Tháng 4 – tháng 12/1998	15,27 – 15,50	1,51%
Tháng 1 – tháng 12/1999	15,50 – 16,10	3,87%
Tháng 1 – tháng 12/2000	16,10 – 16,50	2,48%

Đối với giai đoạn từ 2001 đến 2024, chỉ số giá nước ngoài dự báo tăng 2,50%/năm.

5.3 Các giả định về huy động vốn

Lãi suất/ USD LIBOR: Tất cả các khoản vay đều được tính bằng USD và tiêu biểu cho các nghĩa vụ nợ có lãi suất thả nổi. Mô hình tài chính giả định rằng 100% rủi ro lãi suất sẽ được phòng ngừa trong thời kỳ xây dựng và thời kỳ vận hành Dự án. Nghĩa vụ nợ theo lãi suất cố định tương ứng sẽ được suy ra từ lãi suất hoán đổi USD thịnh hành, được giả định là bằng 6,50%/năm.

Tỷ số nợ trên vốn sở hữu: Tỷ số nợ trên vốn sở hữu giả định trong mô hình tài chính sẽ không lớn hơn 75:25 khi hoàn tất xây dựng Dự án nghĩa là vào ngày hoạt động thương mại (COD). Vốn vay cơ bản và vốn sở hữu cơ bản sẽ được giải ngân trên cơ sở tỷ lệ 75:25.

Các giả định hiện tại về các phương tiện tín dụng được tóm tắt trong bảng dưới đây:

Bảng 5.1: Các giả định của mô hình tài chính liên quan đến các khoản vay

Khoản vay	Giá trị (triệu USD)	Thời hạn (số năm tính từ ngày hoàn tất hồ sơ cho vay)	Thời gian ân hạn (số tháng tính từ ngày hoạt động thương mại)
Vay có bảo lãnh rủi ro chính trị của IDA	75	16	8
Vay trực tiếp của ADB	50	15	8
Vay tư nhân do ADB bảo lãnh + bảo hiểm rủi ro chính trị nước ngoài	25	11	8
Vay trực tiếp của JBIC	150	15	8
Vay trực tiếp của Proparco	40	15	8

Ngày hoàn trả nợ đầu tiên: Ngày hoàn trả nợ đầu tiên sẽ là 8 tháng sau ngày hoạt động thương mại hoặc hạn chót của ngày đầu tiên trả nợ vào tháng 11-2005, tùy theo ngày nào đến trước.

Tài khoản dự trữ để trả nợ (debt service reserve account, DSRA): Tài khoản dự trữ để trả nợ sẽ được xây dựng từ ngân lưu dự án cho đến khi đạt giá trị tương đương các yêu cầu trả nợ trong thời gian 6 tháng tiếp theo. Các cổ đông sẽ có quyền chọn thay thế DSRA bằng một Thư tín dụng và như thế sẽ có sẵn ngân lưu dành cho các cổ đông. Vì mục đích của mô hình tài chính, ta giả định rằng quyền chọn này sẽ được thực hiện. Chi phí phát hành Thư tín dụng do các cổ đông chịu.

Tài khoản dự trữ để đại tu: Tài khoản dự trữ để đại tu (major overhaul reserve account, MORA) được tính toán sao cho các giá trị bằng nhau được trích từ ngân lưu Dự án định kỳ hàng quý để cung ứng chi phí bảo trì chính, bao gồm chi phí linh kiện phụ tùng, cho kỳ đại tu kế tiếp. Chi phí bảo trì chính sẽ trích từ tài khoản dự trữ này để đáp ứng nhu cầu đại tu.

Phân phối cổ tức: MECO dự định phân phối cổ tức trên cơ sở hàng quý. Phân phối cổ tức dựa vào điều kiện là DSRA 12 tháng quá khứ và dự báo phải lớn hơn tỷ số khóa tài khoản DSCR phù hợp với qui định về tài trợ.

5.4 Các giả định kỹ thuật

Các giả định hoạt động được tóm tắt trong bảng sau đây:

Bảng 5.2: Các giả định hoạt động chính của phương tiện sản xuất

Hệ số khai thác công suất nhà máy	90,0%
Hệ số điều độ lưới điện	75%
Công suất tin cậy (bình quân)	701,3 MW
Hệ số sử dụng nhiên liệu EPC (bình quân)	6573 kJ/kWh ứng với 100% tải

Chi phí nhiên liệu: Chi phí nhiên liệu được tính từ lượng tiêu thụ nhiên liệu thực tế và giá nhiên liệu suy ra từ GSA. Lượng nhiên liệu hàng năm được xác định bằng hệ số sử dụng nhiên liệu EPC, hệ số này thay đổi từ năm này sang năm khác do xuống cấp và lịch bảo trì. Hệ số sử dụng nhiên liệu EPC được tính là bình quân theo trọng số phát điện của các hệ số sử dụng nhiên liệu theo hợp đồng EPC cho các hệ số tải nhà máy khác nhau, giả định hệ số tải được cho trong bảng 5.4 dưới đây.

Giả định về chi phí hoạt động ngoài nhiên liệu: Định phí vận hành và bảo trì được giả định bình quân bằng 10,34 triệu USD một năm bao gồm chi phí bảo trì lớn bằng USD theo giá năm 2001. Biến phí vận hành và bảo trì được giả định bằng 0,054 cents/kWh theo giá năm 2001.

5.5 Giá điện dự án

Trong mô hình tài chính, việc tính công suất dự kiến và thanh toán năng lượng dựa vào biểu 5 trong PPA. Giá bán điện bao gồm các cấu phần sau đây:

- Định phí công suất (FCC), cấu phần này nhằm phục vụ cho (1) việc hoàn trả lãi và vốn vay, (ii) sinh lợi từ đầu tư vốn vào dự án, (iii) thuế;
- Định phí vận hành và bảo trì (FOMC);
- Biến phí vận hành và bảo trì (VOMC);
- Phí nhiên liệu (FC) dựa vào hệ số sử dụng nhiên liệu theo hợp đồng.

Định phí công suất: FCC được lập chỉ số theo USD từ tỷ giá hối đoái tham chiếu ban đầu là 12.978 VND/USD. FCC không tăng theo chỉ số lạm phát nhưng sẽ được điều chỉnh theo biến thiên tỷ giá hối đoái VND/USD. FCC được tính trên cơ sở (i) Công suất đáng tin cậy (xem các

giá trị giả định trong bảng B) và (ii) giá trị USD/kWh/tháng cho trong bảng A dưới đây. Vì giá điện dựa vào giá trị bằng USD của FCC, nên giá trị thực tế bằng VND của FCC sẽ phụ thuộc vào tỷ giá hối đoái thực tế VND/USD.

Định phí vận hành và bảo trì (FOMC): FOMC được tính từ công suất đáng tin cậy và bao gồm cấu phần địa phương (FOMC-L) và cấu phần nước ngoài (FOMC-F).

- FOMC-L là 4095 VND mỗi kWh điện một tháng. Phí này sẽ được lập chỉ số theo chỉ số địa phương.
- FOMC-F là 10.859 VND mỗi kWh điện một tháng theo giá trị USD năm 1998 với tỷ giá 12.978 VND/USD. Phí này sẽ được điều chỉnh theo biến thiên tỷ giá hối đoái USD-VND và được lập chỉ số theo chỉ số nước ngoài.

Biến phí vận hành và bảo trì (VOMC): VOMC được tính cho mỗi kWh sản lượng điện ròng và gồm một cấu phần địa phương (VOMC-L) và một cấu phần nước ngoài (VOMC-F).

- VOMC-L là 1,80 VND một kWh. Phí này sẽ được lập chỉ số theo chỉ số địa phương.
- VOM-F là 2,72 VND một kWh theo giá trị USD năm 1998 với tỷ giá 12.978 VND/USD. Phí này sẽ được điều chỉnh theo sự biến thiên tỷ giá hối đoái USD-VND và được lập chỉ số theo chỉ số nước ngoài.

Phí nhiên liệu: Phí nhiên liệu được tính bằng giá khí đốt thực tế của PV, là giá EVN phải trả cho một kWh sản lượng điện ròng, nhân cho hệ số sử dụng nhiên liệu theo hợp đồng, tương ứng với một hệ số tải nhà máy cụ thể và nhiệt độ môi trường phù hợp.

Hệ số sử dụng nhiên liệu bình quân trọng số được sử dụng trong mô hình tài chính, giả định các hệ số tải như sau, phù hợp với hệ số tải đề xuất trong Yêu cầu đề xuất do MOI lập năm 1998. Đường cong điều chỉnh hệ số sử dụng nhiên liệu theo hợp đồng PPA ứng với sự biến thiên tải được suy ra từ đề xuất của cố đồng đệ trình nhằm phúc đáp Yêu cầu đề xuất của MOI và nhất quán với các tiêu chuẩn ngành.

Bảng 5.4: Hệ số tải nhà máy giả định

Tải	Thời gian
100%	50%
75%	20%
50%	10%

5.6 Thuế

Cơ chế thuế: MECO được miễn thuế thu nhập 8 năm kể từ năm đầu tiên hoạt động có lãi, phù hợp với Luật Đầu tư nước ngoài của Việt Nam, Hợp đồng BOT và Giấy phép đầu tư. Sau đó, thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp là 10%.

Thuế khấu lưu trên cổ tức chuyển giao là 3%, phù hợp với Luật Đầu tư nước ngoài của Việt Nam, Hợp đồng BOT và Giấy phép đầu tư.

Thuế khấu lưu không áp dụng cho vốn vay theo các chương trình của các tổ chức đa phương, bao gồm các khoản vay có bảo lãnh rủi ro chính trị của IDA, vay trực tiếp của ADB và vay tư nhân được ADB bảo lãnh và bảo hiểm rủi ro chính trị. Thuế khấu lưu cũng được miễn theo Hiệp định đánh thuế hai lần ký kết giữa Nhật Bản và Việt Nam đối với vốn vay của JBIC.

Căn cứ theo Hợp đồng BOT và luật pháp Việt Nam, MECO và các nhà thầu được miễn thuế nhập khẩu. Căn cứ theo luật thuế Việt Nam, thuế giá trị gia tăng phát sinh với MECO trong quá trình xây dựng sẽ được chi cục thuế địa phương khấu hoàn cho MECO (theo lý thuyết là trên cơ sở hàng tháng).

Khấu hao: Theo luật thuế Việt Nam (tham khảo Quyết định số 1062TC/QĐ/CSTC của MOI ban hành ngày 14-11-1996), toàn bộ khấu hao được tính theo phương pháp khấu hao đường thẳng. Thời gian khấu hao các tài sản khác nhau có thể điều chỉnh trong một phạm vi cụ thể theo nội dung của Quyết định nêu trên. Quyết định không đưa ra một danh mục đầy đủ chi tiết và định nghĩa các chủng loại tài sản, nhưng có sự linh hoạt trong việc phân loại những tài sản không bao hàm trong Quyết định.

Như qui định trong Hợp đồng BOT và phù hợp với các qui định của Việt Nam, tài sản cố định liên quan đến nhà máy và chi phí tài trợ liên quan có thể được khấu hao trong thời gian hoạt động hữu ích của Dự án, nghĩa là 30 năm. Các khoản mục vô hình như chi phí phát triển và chi phí trước khi hoạt động, được khấu hao trong thời gian 8 năm.

5.7 Vốn lưu động

Trước ngày bắt đầu hoạt động thương mại, các yêu cầu vốn lưu động của dự án sẽ được tài trợ từ nguồn Chi phí Cơ bản của Dự án. Các yêu cầu vốn lưu động này liên quan đến (i) thời gian chậm trễ từ lúc thanh toán thuế giá trị gia tăng khi mua vật tư xây dựng địa phương cho đến lúc được chi cục thuế địa phương khấu hoàn và (ii) các yêu cầu tài trợ trong thời kỳ hoạt động ban đầu.

Trong thời kỳ hoạt động thương mại, yêu cầu vốn lưu động của Dự án sẽ liên quan đến thời gian chậm trễ giữa các khoản phải thu và các khoản phải trả của Dự án. Các giả định trong lĩnh vực này được trình bày trong bảng dưới đây.

Bảng 5.5 Các thành phần trong yêu cầu vốn lưu động của Dự án

Khoản phải thu	2 tháng
Khoản phải trả cho khí tự nhiên	2 tháng
Khoản phải trả cho việc vận hành và bảo trì	2 tháng

5.8 Tóm tắt các kết quả của mô hình tài chính

Tính các tỷ số tài chính: Hệ số an toàn trả nợ (DSCR) được tính bằng ngân lưu hoạt động ròng chia cho tổng giá trị các khoản nợ phải trả (trả lãi và trả nợ gốc) phát sinh trong kỳ tương ứng. DSCR được tính trên cơ sở 12 tháng và không bao gồm số dư tối thiểu bắt buộc trong Tài khoản dự trữ để trả nợ hay Tài khoản dự trữ để đại tu.

Giá điện: Giá điện được tính trên cơ sở (i) tỷ lệ lạm phát Hoa Kỳ được giả định bằng 2,5%/năm, (ii) mức tăng giá khí đốt được qui định trong GSA nghĩa là 2%/năm và (iii) biến thiên tỷ giá hối đoái VND/USD được cho trong mô hình tài chính.

Giá điện hàng năm tối đa là dưới 4,36 cents/kWh với giá bình quân là 4,07 cents/kWh và giá cân bằng qua các năm theo suất chiết khấu 10% là 4,14 cents/kWh. Xem bảng dưới đây.

Bảng 5.6: Phân tích giá điện dự án

Năm hoạt động của Dự án	Nhiên liệu, Cents/kWh	Giá điện toàn bộ, Cents/kWh
1	2,25	4,26
2	2,30	4,34
3	2,34	4,36
4	2,38	4,25
5	2,43	4,15
6	2,48	4,24
7	2,52	4,15
8	2,57	4,08
9	2,62	4,02
10	2,67	3,97
11	2,72	3,94
12	2,78	3,92
13	2,83	3,90
14	2,88	3,90
15	2,94	3,90
16	3,00	3,91
17	3,05	3,93
18	3,11	3,97
19	3,17	4,05
20	3,19	4,08

Hệ số an toàn trả nợ: Các hệ số an toàn trả nợ bình quân và tối thiểu trong mô hình cơ sở được cho trong bảng dưới đây.

Bảng 5.7 Hệ số an toàn trả nợ bình quân và tối thiểu trong mô hình cơ sở

Hệ số an toàn trả nợ bình quân	1,51
Hệ số an toàn trả nợ tối thiểu	1,35

Dự báo Tài chính của MECO: Báo cáo thu nhập (Đơn vị: 1.000 USD)

Năm hoạt động kết thúc 30/11	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		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 kết thúc 30/11	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	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

Dự báo Tài chính của MECO: Bảng cân đối tài sản (Đơn vị: 1.000 USD)

Năm hoạt động kết thúc vào 30/11	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
TÀI SẢN											
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
TỔNG TÀI SẢN	431.047	415.914	402.119	361.775	348.252	335.746	292.056	277.083	258.589	227.238	218.681
NGUỒN VỐN											
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

TỔNG NGUỒN VỐN	431.047	415.914	402.119	361.775	348.252	335.746	292.056	277.083	258.589	227.238	218.681
Tỷ lệ tài sản ngắn hạn/nợ ngắn hạn	2,16	2,55	3,00	2,06	2,51	2,99	1,9	2,25	2,38	1,72	2,13
Tỷ lệ nợ dài hạn/vốn chủ sở hữu	2,76	2,59	2,16	2,24	1,81	1,45	1,44	1,09	0,82	0,68	0,46
Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu	2,93	2,76	2,31	2,43	1,97	1,6	1,62	1,26	0,99	0,86	0,62
DSCR tối thiểu	1,35										
DSCR bình quân	1,51										
Năm hoạt động	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
kết thúc vào 30/11	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
TÀI SẢN											
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	
TỔNG TÀI SẢN	205.443	171.941	163.597	150.196	140.840	157.419	166.157	149.117	164.320	154.319	
NGUỒN VỐN											
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	

TỔNG NGUỒN VỐN	205.443	171.941	163.597	150.196	140.840	157.419	166.157	149.117	164.320	154.319
Tỷ lệ tài sản ngắn hạn/nợ ngắn hạn	2,32	1,6	1,95	2,08	2,36	3,69	4,65	4,56	5,76	17,74
Tỷ lệ nợ dài hạn/vốn chủ sở hữu	0,29	0,16	0,03							
Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu	0,45	0,34	0,2	0,19	0,21	0,19	0,18	0,21	0,19	0,06
DSCR tối thiểu										
DSCR bình quân										