

CTCP NHIỆT ĐIỆN PHẢ LẠI (BVSC 811004)

PPC – HOẠT ĐỘNG SXKD ĐIỆN ỔN ĐỊNH - RỦI RO TỶ GIÁ CAO

NỘI DUNG CHÍNH

Ngành điện có mức độ cạnh tranh thấp, tương lai có thể có thay đổi về chính sách. Ngành điện có mức độ cạnh tranh thấp do cung thấp hơn cầu và đây là ngành chịu sự điều tiết trực tiếp của nhà nước. Hiện nay EVN đang xây dựng lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh, có khả năng trong tương lai Việt Nam sẽ phát triển thị trường điện theo hướng này.

PPC - Nhà máy nhiệt điện than lớn nhất Việt Nam. Với công suất 1.040MW, Phả Lại là nhà máy nhiệt điện than lớn nhất cả nước, chiếm 10,96% sản lượng điện quốc gia.

Hoạt động sản xuất và kinh doanh điện ổn định. Các nhà máy nhiệt điện không chịu rủi ro về thời tiết (nguồn nước) như các nhà máy thủy điện nên có thể duy trì sản lượng điện đầu ra ổn định. Mặt khác, do thị trường vẫn đang trong tình trạng thiếu điện nên rất ít khả năng nhà máy phải chạy dưới công suất.

Dòng tiền nhân rồi lớn. PPC hiện có nguồn tiền khấu hao lớn (do tỷ lệ trích khấu hao cao và PPC không được phép trả nợ vay sớm hơn thời hạn). Dòng tiền nhân rồi lớn hiện được sử dụng để đầu tư tài chính và dự kiến sẽ tham gia đầu tư vào các dự án nhiệt điện khác.

PPC có kế hoạch đầu tư vào các dự án nhiệt điện mới. PPC hiện đang đàm phán với EVN để tham gia đầu tư vào các dự án nhà máy nhiệt điện lớn như Nhiệt điện Mông Dương, Nhiệt điện Hải Phòng III, Nhiệt điện Nghi Sơn với tổng vốn đầu tư khoảng 2.500 tỷ đồng và công suất tương đương thuộc về PPC là 632 MW. Tuy nhiên cho đến nay PPC chưa thực hiện góp vốn vào các dự án nêu trên cũng như chưa chắc chắn về tỷ lệ góp vốn.

Rủi ro tỷ giá cao, lợi nhuận năm 2008 có thể giảm mạnh. PPC còn một khoản vay nợ bằng ngoại tệ lớn (38.063.216.618 JPY) tiềm ẩn rủi ro tỷ giá khá cao. Nếu tỷ giá VND/JPY giữ nguyên như hiện nay (1JPY=156VND), trong năm 2008 PPC có thể sẽ phải ghi nhận một khoản lỗ tỷ giá khoảng 495 tỷ VND. Rủi ro tỷ giá có thể làm cho lợi nhuận của PPC giảm 31% so với 2007

KHUYẾN NGHỊ: MUA

THÔNG TIN ĐỊNH GIÁ

Giá kỳ vọng	42.000
Giá thị trường	29.000
Cao nhất 52 tuần	66.000
Thấp nhất 52 tuần	24.000

THÔNG TIN CỔ PHẦN

Mã chứng khoán	PPC
Sàn giao dịch	HOSE
Mệnh giá	10.000
Số lượng cổ phiếu	326.235.000
EPS 4 quý gần nhất	3.476
DT/CP 4 quý gần nhất	11.670
P/E 4 quý gần nhất	8,34
P/B 30/06/2008	2,24
P/S 4 quý gần nhất	2,26

THÔNG TIN SỞ HỮU

Room nhà ĐTTN	49,00%
Sở hữu ĐTTN	17,03%
Sở hữu nhà nước	67,82%
Cổ đông khác	15,15%

Đồ thị biến động giá của PPC



KẾT QUẢ DỰ BÁO CƠ BẢN

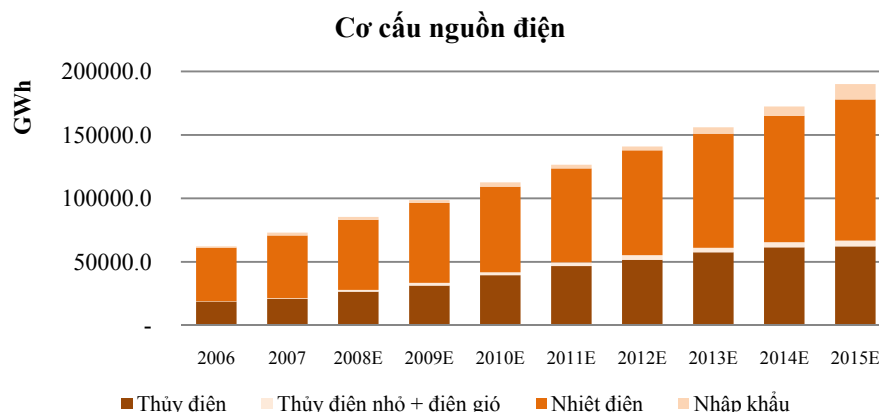
	2006	2007	YoY	2008F	YoY	2009F	YoY	2010F	YoY
Tổng tài sản	10.605	9.682	-8,70%	10.541	8,87%	10.822	2,66%	11.526	6,51%
Vốn chủ sở hữu	3.697	3.822	3,36%	4.315	12,90%	4.838	12,13%	5.792	19,72%
Doanh thu thuần	3.607	3.807	5,54%	3.881	1,95%	4.226	8,88%	4.866	15,15%
Lợi nhuận sau thuế	979	824	-15,83%	761	-22,27%	1.055	38,54%	1.443	36,80%
ROA (%)	9,23%	8,51%		7,22%		9,74%		12,52%	
ROE (%)	26,49%	21,57%		17,64%		21,80%		24,91%	

Nguồn PPC, BVSC dự báo

NGÀNH CÓ ÁP LỰC CẠNH TRANH THẤP NHƯNG CHỊU SỰ ĐIỀU TIẾT TRỰC TIẾP CỦA EVN

Các nhà máy nhiệt điện có ưu thế về độ ổn định, còn các nhà máy thủy điện có ưu thế về giá thành sản xuất.

Cơ cấu nguồn điện. Hiện tại các nguồn cung điện của Việt Nam bao gồm: Thủy điện; nhiệt điện (nhiệt điện chạy than, chạy dầu, chạy khí), trong đó nhiệt điện đang chiếm tỉ trọng lớn nhất trong tổng nguồn cung và có khả năng tiếp tục nâng dần tỷ trọng trong tổng nguồn cung điện của Việt Nam trong những năm tới.



Nguồn: EVN

Nhiệt điện là nguồn cung chủ yếu và sẽ phát triển mạnh trong tương lai.

▪ **Thủy điện.** Tiềm năng thủy điện ước tính khoảng 17.000MW, dự kiến đến năm 2020 tiềm năng thủy điện sẽ được khai thác hết. Đặc điểm đầu tư xây dựng nguồn thủy điện là suất đầu tư cao nhưng chi phí hoạt động hàng năm lại thấp hơn nhiều so với các nhà máy điện sử dụng nguồn nguyên liệu khác (do đầu vào sử dụng sức nước tự nhiên). Công suất hoạt động của các nhà máy thủy điện phụ thuộc nhiều vào thời tiết từng mùa và từng năm.

▪ **Nhiệt điện.** Nhiệt điện ở Việt Nam bao gồm nhiệt điện than, nhiệt điện dầu và khí. Các nhà máy nhiệt điện hiện đang chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu nguồn cung điện của Việt Nam. Các nhà máy nhiệt điện có suất đầu tư thấp hơn so với các nhà máy thủy điện tuy nhiên chi phí vận hành lại tương đối cao vì giá của các loại nguyên liệu dùng trong quá trình sản xuất như than, khí, dầu cao và có xu hướng tăng dần. Do sự ổn định và không giới hạn về tiềm năng phát triển nên các nhà máy nhiệt điện có nhiều khả năng sẽ phát triển mạnh trong tương lai khi nhu cầu sử dụng điện ngày một gia tăng và việc phát triển các nhà máy thủy điện gặp giới hạn về nguồn nước cũng như địa điểm đầu tư.

	Thủy điện					Nhiệt điện
	VSH	SJD	TBC	HJS	RHC	PPC
Sản lượng (1.000.000 kWh)	659	372	318	58	58	7.028
Giá thành (VND/ 1kWh)	255	243	262	236	261	383

Nguồn: BCTN và BCTC của VSH, SJD, TBC, HJS, RHC, PPC

▪ **Điện hạt nhân.** Hiện tại Việt Nam chưa có nhà máy điện nguyên tử. Dự án điện hạt nhân công suất 3000MW tại Ninh Thuận đang trong quá trình nghiên cứu tiền khả thi. Tuy nhiên trong tương lai gần việc phát triển các nhà máy điện hạt nhân là tương đối khó thực hiện do tính chất phức tạp của công nghệ và mức độ nguy hiểm cao.

Ngành điện luôn ở trạng thái cầu lớn hơn cung, điện sản xuất ra luôn được tiêu thụ hết.

Cầu lớn hơn cung. Trong những năm gần đây, tốc độ phát triển kinh tế cao dẫn đến nhu cầu tiêu thụ điện gia tăng mạnh mẽ, cao hơn tốc độ tăng trưởng nguồn cung cấp điện, khiến ngành điện luôn trong trạng thái cầu lớn hơn cung, đặc biệt trong mùa khô khi sản lượng điện của các nhà máy thủy điện bị giảm.

Diễn biến thiếu hụt điện

Triệu kWh

	2007	2008E	2009E	2010E	2011E	2012E
Tổng lượng tiêu thụ	73.264	85.461	98.642	112.658	126.418	140.790
Tổng lượng cung cấp	73.046	85.403	98.665	112.666	126.425	140.814
Sản lượng điện thiếu hụt	218	58	(23)	(8)	(7)	(24)

Nguồn: EVN

Các dự án điện mới chậm tiến độ. Nếu các dự án xây dựng nhà máy điện được thực hiện đúng theo tiến độ thì việc thiếu hụt điện không quá nghiêm trọng. Tuy nhiên phần lớn các dự án có nguy cơ không đảm bảo tiến độ theo kế hoạch. Theo kết quả kiểm tra của Đoàn công tác Chính Phủ, tính cả năm 2008, dự kiến kế hoạch đưa vào hoạt động 2.900 MW thì có khoảng 1.100 MW bị chậm tiến độ.¹

Hao hụt trong truyền tải điện lớn. Một trong những nguyên nhân của việc thiếu hụt điện là do hao hụt trong truyền tải điện hiện nay tương đối lớn: mức hao hụt chiếm 10% tổng sản lượng điện sản xuất ra.

EVN hiện là người mua duy nhất và là người quyết định giá điện mua từ các công ty sản xuất điện.

Ngành chịu sự điều tiết mạnh của Nhà nước và gần như không có sự cạnh tranh. Người mua điện từ các nhà máy và phân phối điện đến người tiêu dùng duy nhất trên thị trường hiện nay là EVN. Đồng thời EVN hiện sở hữu và nắm giữ cổ phần chi phối tại hầu hết các nhà máy sản xuất điện, tổng công suất các nhà máy này chiếm khoảng 75% sản lượng điện, phần còn lại (25%) được cung cấp bởi các nhà sản xuất điện độc lập (IPP) và nhập khẩu từ Trung Quốc.

Giá thu mua điện giữa các nhà máy điện là rất khác nhau. Việc đàm phán giá điện được thực hiện trực tiếp giữa EVN và các nhà máy sản xuất điện. Giá thu mua điện được EVN tính toán dựa trên giá thành sản xuất điện của từng nhà máy, chính vì vậy mức giá thu mua điện giữa các nhà máy là rất khác nhau. Điều này không tạo tính cạnh tranh cho các doanh nghiệp sản xuất.

Thị trường cạnh tranh là điều kiện tốt để doanh nghiệp giảm bớt sự phụ thuộc vào EVN và tự quyết định được hiệu quả kinh doanh của mình

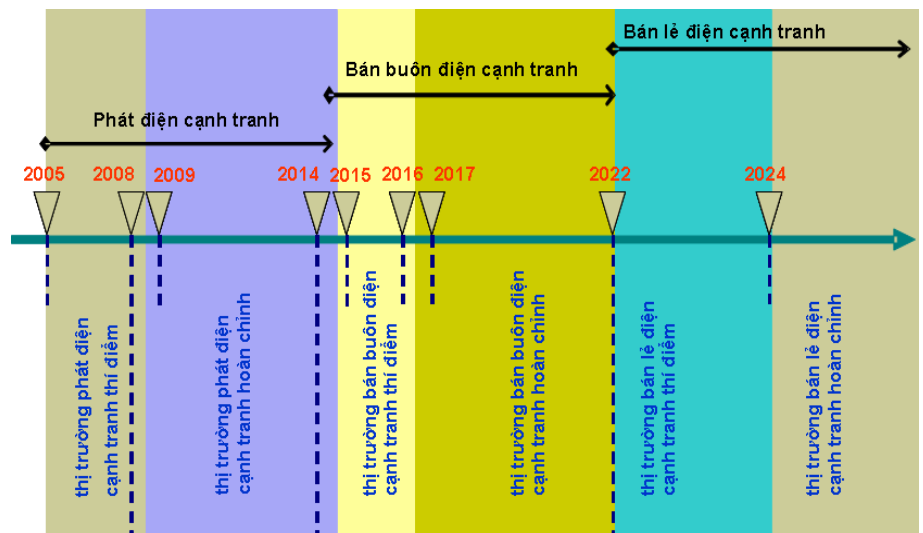
Định hướng tiến tới thị trường điện cạnh tranh. Theo định hướng của Chính Phủ, thị trường điện Việt Nam sẽ được phát triển theo ba cấp độ với lộ trình như sau²:

¹ Theo Vovnews

² Theo quyết định 26/2006/QĐ-TTg

Thị trường này sẽ tạo ra nhiều cơ hội cho các doanh nghiệp thủy điện và bất lợi cho các doanh nghiệp nhiệt điện do giá thành sản xuất của nhiệt điện luôn cao hơn thủy điện.

Tuy nhiên theo đánh giá của người thực hiện phân tích, việc thực hiện thị trường điện cạnh tranh sẽ khó theo đúng lộ trình, cho đến nay EVN vẫn chưa chọn cho mình một mô hình hợp lý để thực hiện, bên cạnh đó chưa có sản lượng điện dự trữ để có thể thực hiện việc “cạnh tranh” giữa các công ty điện.



Nguồn EVN

- **Thị trường phát điện cạnh tranh (2005-2014).** Đây là giai đoạn các đơn vị phát điện sẽ bán điện lên thị trường thông qua các hợp đồng mua bán điện và chào giá cạnh tranh trên thị trường giao ngay. Thị trường phát điện cạnh tranh sẽ tạo điều kiện cho các doanh nghiệp chủ động hơn về giá bán điện mà không hoàn toàn phụ thuộc vào giá thỏa thuận với EVN như hiện nay.
- **Thị trường bán buôn cạnh tranh (2015-2022).** Là thị trường sẽ có nhiều công ty phân phối điện dưới dạng bán buôn. Các công ty này tham gia cạnh tranh để bán điện cho các đơn vị phân phối nhỏ (bán lẻ) và các khách hàng lớn. Các đơn vị phát điện cũng cạnh tranh để bán điện cho các công ty phân phối lớn này. Ở giai đoạn này có sự cạnh tranh nhiều hơn giữa các công ty phát điện và cạnh tranh giữa các công ty phân phối điện.
- **Thị trường bán lẻ cạnh tranh (từ 2022).** Sẽ có nhiều đơn vị bán lẻ điện để cạnh tranh trong khâu bán lẻ. Các đơn vị này được mua điện từ các đơn vị phát điện hoặc từ thị trường để bán lẻ cho khách hàng sử dụng điện.

Hiện tại thị trường điện đang trong giai đoạn thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm. Các nhà máy điện tham gia thị trường điện chào giá 100% sản lượng nhưng chỉ được thanh toán 5% sản lượng theo giá chào bán còn lại 95% thanh toán theo giá trên hợp đồng.

Việc Việt Nam có phát triển thành công thị trường điện cạnh tranh theo đúng định hướng và lộ trình hay không còn phụ thuộc vào nhiều yếu tố khác nhau và tiềm ẩn các rủi ro chính sách. Tuy nhiên nếu Việt Nam phát triển thành công thị trường điện cạnh tranh, hoạt động sản xuất kinh doanh của các doanh nghiệp điện sẽ có sự thay đổi lớn. Với tốc độ phát triển kinh tế nhanh, nhu cầu tiêu thụ điện năng lớn, các doanh nghiệp điện có rất nhiều tiềm năng phát triển nếu Việt Nam phát triển thành công thị trường điện cạnh tranh, đặc biệt là các doanh nghiệp có quy mô lớn và chi phí sản xuất thấp.

PPC- HOẠT ĐỘNG SẢN XUẤT KINH DOANH ĐIỆN ỔN ĐỊNH, HOẠT ĐỘNG TÀI CHÍNH TIỀM ẨN RỦI RO

Sản lượng đầu ra ổn định, giá bán cho EVN được tính theo công thức linh động, có khả năng loại trừ rủi ro tăng giá nguyên liệu

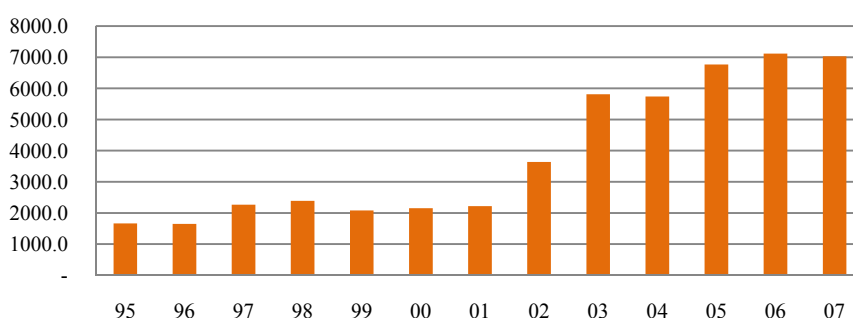
Sản lượng điện sản xuất ổn định. PPC hiện có 2 nhà máy Phả Lại I và Phả Lại II với tổng công suất phát điện là 1.040 MW, cung cấp hơn 10% sản lượng điện quốc gia.

▪ **Nhà máy Phả Lại I:** Gồm 4 tổ máy với công suất 4x110 MW được đưa vào vận hành lần lượt từ năm 1983-1986 nên đã khá cũ, sẽ hết khấu hao vào năm 2010. Tuy nhiên theo tìm hiểu, các nhà máy này sẽ còn hoạt động được khoảng 10 năm nữa. Công suất huy động nhà máy đạt khoảng 91%.

▪ **Nhà máy Phả lại II:** Gồm 2 tổ máy với công suất 2x300MW được đưa vào sử dụng năm 2002, đây được coi là nhà máy nhiệt điện than hiện đại nhất hiện nay. Công suất huy động nhà máy ước tính khoảng 94%. Cứ 3 năm các tổ máy sẽ được dừng để bảo dưỡng, lúc này công suất huy động chỉ khoảng 88%. Nhà máy Phả lại II sẽ hết khấu hao vào năm 2015.

Các nhà máy của PPC hiện đã chạy hết công suất và không có khả năng tăng công suất với điều kiện dây chuyền hiện tại. Sản lượng điện sản xuất chỉ phụ thuộc vào công suất dây chuyền và nguyên liệu đầu vào (chủ yếu là than) nên khá ổn định, không phụ thuộc nhiều vào điều kiện thời tiết như các doanh nghiệp thủy điện.

Sản lượng điện sản xuất của PPC qua các năm
(triệu kWh)



Nguồn PPC

Điện sản xuất ra luôn được tiêu thụ hết. Mặc dù EVN không cam kết mua hết điện do PPC sản xuất, tuy nhiên do nhu cầu sử dụng điện luôn vượt mức sản xuất nên PPC không gặp các rủi ro về việc tiêu thụ điện.

Theo công thức tính giá bán điện hiện tại, giá điện sẽ tăng khi giá than tăng, điều này sẽ giúp doanh nghiệp giảm được một phần ảnh hưởng từ biến động giá nguyên liệu

Giá bán được quy định theo công thức linh động, có khả năng loại trừ ảnh hưởng của việc giá nguyên liệu đầu vào thay đổi. Hiện tại giá bán cho EVN được quy định trong hợp đồng mua bán điện là 581,9 đ/kWh. Trong trường hợp giá nhiên liệu (than, dầu) dùng cho sản xuất điện trong kỳ thanh toán (tháng) có biến đổi thì giá điện sẽ được xác định theo công thức sau:

$$Pc_i = Pc_{cd} + Pc_{bd} \left(\gamma_{than} \cdot \frac{G_i^{than}}{G_0^{than}} + \gamma_{dau} \cdot \frac{G_i^{dau}}{G_0^{dau}} \right)$$

Trong đó:

Pc_i : Là giá điện tháng i.

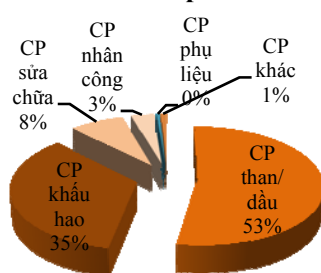
Pc_{cd} : Là giá cố định theo Hợp đồng, tức là 368,69 VNĐ/kWh;

Giá bán điện của PPC được EVN tính toán để đảm bảo sau khi trừ đi các chi phí sản xuất, tỷ lệ sinh lời từ hoạt động sản xuất kinh doanh điện của PPC là 12% vốn điều lệ. Đối với các doanh nghiệp cổ phần hóa sau như Nhiệt điện Bà Rịa, Thủy điện Thác Mơ tỉ lệ này chỉ còn 5% vốn điều lệ.

Sau năm 2009, giá bán điện của PPC sẽ được đàm phán lại

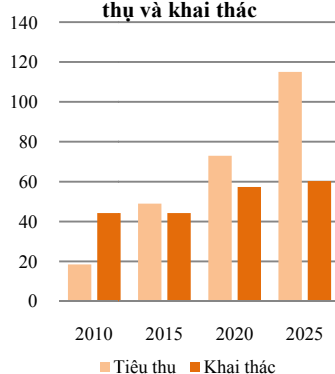
Chi phí nhiên liệu tăng làm giảm lợi nhuận biên của PPC, tuy nhiên chi phí khấu hao giảm lại là một nhân tố làm tăng lợi nhuận biên của doanh nghiệp

Cơ cấu chi phí 2007



Nguồn PPC

Dự báo sản lượng than tiêu thụ và khai thác



Nguồn PPC

P_{cbd} : Là giá biến đổi theo Hợp đồng, tức là 213,21 VNĐ/kWh;
 γ_{than} : Là tỷ trọng chi phí than trong giá biến đổi ($\gamma_{than} = 93,72\%$).
 $\gamma_{dầu}$: Là tỷ trọng chi phí dầu trong giá biến đổi ($\gamma_{dầu} = 6,28\%$).
 G_i^{than} : Là giá than thực tế bình quân nhập trong tháng i (không bao gồm thuế GTGT).
 $G_i^{dầu}$: Là giá dầu thực tế bình quân nhập trong tháng i (không bao gồm thuế GTGT).
 G_0^{than} : Là giá than cơ sở để tính toán giá điện theo phương án cổ phần hóa đã được phê duyệt ($G_0^{than} = 332.633$ VNĐ/tấn)
 $G_0^{dầu}$: Là giá dầu cơ sở để tính toán giá điện theo phương án cổ phần hóa đã được phê duyệt ($G_0^{dầu} = 4.777.300$ VNĐ/tấn)

Trường hợp trong tháng không nhập than, dầu thì giá than, dầu Githan, Gidầu lấy theo giá than, dầu trong Hồ Sơ Thanh Toán của tháng trước liền kề.

Chi phí nhiên liệu cao chiếm 53% giá vốn hàng bán của PPC, trong đó than là nhiên liệu chính (chiếm khoảng 50% giá vốn hàng bán). Than được dự báo nhiều khả năng sẽ tăng giá. Theo Quy hoạch phát triển ngành Than đến năm 2015, có xét triển vọng đến năm 2025, thì nhu cầu than tiêu thụ trong nước và than sạch dự kiến khai thác như sau:

	2010	2015	2020	2025
Tiêu thụ	18,4-18,7	47,2-50,7	71,5-75,4	111,3-118,1
Khai thác	44,2	44,2	57,3	60,3

Nguồn www.vinanet.vn

Như vậy từ sau năm 2015, Việt Nam sẽ bắt đầu thiếu than phục vụ cho phát triển kinh tế. Bên cạnh đó, sau năm 2010 nhu cầu tiêu thụ than trong nước có khả năng sẽ tăng đột biến do việc triển khai xây dựng nhiều nhà máy xi măng, cũng như các nhà máy nhiệt điện chạy than mới. Chỉ tính riêng nhu cầu than cho các nhà máy nhiệt điện chạy than dự kiến đưa vào vận hành sau năm 2010, nhu cầu tiêu thụ đã là 16,2 triệu tấn/năm nên nhiều khả năng Việt Nam sẽ phải nhập khẩu than trong tương lai.

Giá than tiêu thụ nội địa, đặc biệt là giá than cung cấp cho ngành điện, xi măng và giấy hiện đang thấp hơn giá xuất khẩu. Giá bán cho ngành điện chỉ bằng 48% giá xuất khẩu và giá bán cho ngành xi măng, giấy là 30%. Nhiều khả năng trong tương lai gần giá than sẽ được điều chỉnh tăng.

Mặc dù việc điều chỉnh giá than không tác động trực tiếp đến lợi nhuận trong những năm tới của PPC, tuy nhiên xét về dài hạn, đặc biệt khi thị trường điện cạnh tranh chính thức đi vào hoạt động, đây sẽ là một bất lợi rất lớn của PPC xét trên phương diện năng lực cạnh tranh về giá so với các doanh nghiệp thủy điện.

Vị trí địa lý thuận lợi làm giảm chi phí vận chuyển nhiên liệu. PPC có vị trí địa lý thuận lợi là nằm gần khu vực khai thác than tại các vùng Hòn Gai, Cẩm Phả, Vàng Danh, Mạo Khê. Vị trí này giúp PPC tiết kiệm được chi phí vận chuyển và chủ động hơn về thời gian nhập hàng.

Chi phí khấu hao. Hiện tại PPC đang duy trì chính sách khấu hao nhanh. Tỷ lệ trích khấu hao của nhà máy Phả Lại II cao gấp 2 lần tỉ lệ trích khấu hao của nhà máy Phả Lại I. Thời gian hoạt động của nhà máy Phả Lại II dự kiến trong 25 năm, tuy nhiên với tỷ lệ trích khấu hao đang áp dụng hiện tại thì nhà

máy này sẽ được khấu hao hết trong thời gian 10-12 năm.

Miễn thuế TNDN. Trong giai đoạn 2006-2010 PPC được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp; giai đoạn 2011-2016 được hưởng mức thuế suất ưu đãi 7,5%; năm 2017 thuế suất 15% và từ 2018 trở đi PPC chịu mức thuế suất thông thường là 25%

Các dự án Đầu tư mới. Với lợi thế có nguồn tiền dồi dào thu từ trích khấu hao các nhà máy hiện tại, PPC đang đàm phán với EVN về việc tham gia góp vốn vào một số dự án nhiệt điện mới như Nghi Sơn, Mông Dương, Hải Phòng III với tổng công suất thuộc về PPC tương đương 632MW. Tuy nhiên hiện nay chưa có thông tin chính thức về tỷ lệ tham gia của PPC vào các dự án này.

	Công suất	Vốn đầu tư (tỷ VNĐ)	Dự kiến % vốn của PPC	Vốn góp của PPC (tỷ VNĐ)
NĐ Nghi Sơn	600	1.800	10%	180
Mông Dương	1.000	3.000	20%	600
Hải Phòng III	1.200	5.800	31%	1.798
Tổng	2.800	10.600		2.578

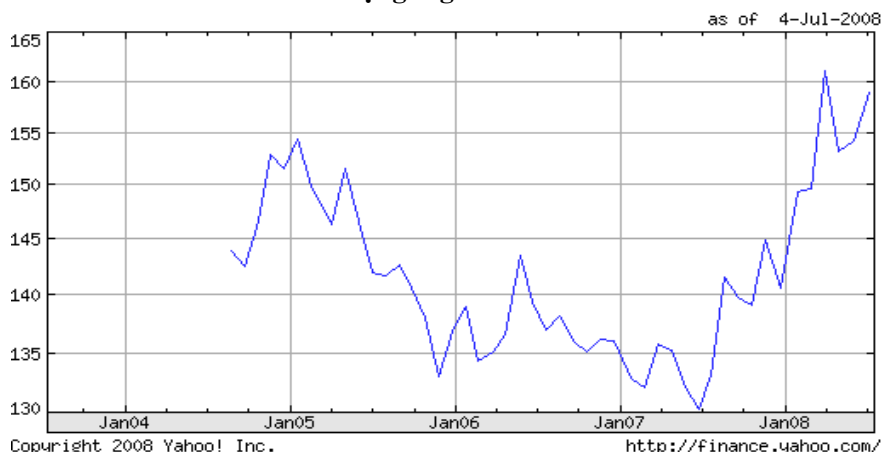
Nguồn PPC

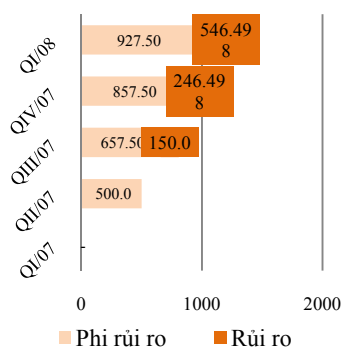
Khoản vay bằng JPY tiềm ẩn rủi ro rất lớn cho PPC, hiện tại PPC chưa có phương pháp loại trừ rủi ro này.

Rủi ro tỷ giá. Hiện nay PPC đang còn một khoản nợ lớn bằng ngoại tệ (38.063.216.618 JPY). Đây là khoản vay vốn của JBIC thông qua EVN để đầu tư nhà máy nhiệt điện Phả Lại II. Thời hạn của khoản vay này là 22 năm 6 tháng (tính từ 31/12/2006), gốc vay và lãi vay được trả mỗi năm 2 kỳ vào tháng 3 và tháng 9 hàng năm với gốc bằng nhau cho mỗi kỳ là 1.124.639.158 JPY, lãi vay 2,43% tính trên dư nợ gốc phí cho vay lại của EVN là 0,2%/năm.

Theo các điều khoản thỏa thuận hiện tại, PPC không được phép trả trước thời hạn khoản vay này và cho đến thời điểm này PPC cũng chưa có bất kỳ biện pháp nào để loại trừ rủi ro biến động tỷ giá. Năm 2007 việc tăng giá của đồng JPY đã tạo ra khoản lỗ tỷ giá tương đương 232 tỷ đồng. Năm 2008 nếu tại thời điểm 31/12/2008 tỷ giá VND/JPY không có sự thay đổi so với mức hiện nay là 1JPY=156VND, ước tính sơ bộ PPC sẽ chịu một khoản lỗ tỷ giá khoảng 495 tỷ VND.

Biến động tỉ giá JPY/VND



Đầu tư tài chính dài hạn
(tỷ VND)

Nguồn PPC

Theo thông tin do PPC cung cấp, khoản thua lỗ này không nhiều vì theo đàm phán với các bên nhận ủy thác, các danh mục của PPC chỉ bao gồm khoảng 10-15% là cổ phiếu, còn lại là trái phiếu và tiền gửi.

Dòng tiền lớn từ khấu hao. Mỗi năm chi phí khấu hao của PPC lên tới gần 1.000 tỷ đồng, luồng tiền này hiện được PPC thực hiện đầu tư tài chính và dự kiến sẽ sử dụng để đầu tư vào các dự án nhiệt điện mới cũng như sửa chữa nhà máy.

Các khoản đầu tư tài chính phần lớn là các khoản ủy thác đầu tư có rủi ro tương đối thấp. Các khoản đầu tư tài chính của PPC chủ yếu là các khoản ủy thác đầu tư cho các tổ chức tài chính. Các khoản đầu tư này chia làm hai loại

- Phi rủi ro: Là các khoản đầu tư được cam kết lãi suất tối thiểu.
- Rủi ro: Là các khoản đầu tư không cam kết lãi suất tối thiểu. Với diễn biến xấu của TTCK trong thời gian vừa qua, nhiều khả năng các khoản đầu tư này có thể bị sụt giảm giá trị.

Các khoản đầu tư tài chính dài hạn lớn của PPC

Nơi nhận ủy thác	Thời hạn (tháng)	Thời gian đáo hạn	Số tiền (tỷ đồng)	Lãi suất cam kết
VFM	24	T02/2010	200	n/a
VFM	24	T10/2009	100	n/a
PVFC*	24	T05/2009	500	8,50%
BVFMC	36	T10/2010	150	7,65%
SSIAM	24	T08/2009	200	7,60%
SSIAM	12	T02/2009	200	n/a

Nguồn PPC

* Đến tháng 6/2008 PVFC và PPC đã thỏa thuận để nâng lãi suất tối thiểu của khoản vay này lên 13%³

Ngoài ra PPC còn có các khoản đầu tư tài chính khác:

- 670.000 cổ phiếu Nhiệt điện Bà Rịa, tổng giá trị mua là 46,5 tỷ đồng
- 15% vốn điều lệ CTCP Dịch vụ sửa chữa điện miền Bắc, tương đương 7,5 tỷ đồng
- 24/4/2008 góp vốn 10 tỷ đồng, tương đương 5% vốn điều lệ của CTCP Thiên đường Lăng Cô

³ Nguồn PPC

DỰ BÁO DOANH THU LỢI NHUẬN

- Doanh thu của PPC được dự báo dựa trên khả năng huy động công suất nhà máy và giá bán điện:
 - Sản lượng điện của PPC đã đi vào ổn định và không có khả năng tăng trưởng nhiều, công suất huy động trung bình ước tính tăng từ 83% năm 2007, 2008 lên 84% năm 2009, 85% năm 2010.
 - Giá bán điện sẽ thay đổi theo sự tăng giá của than theo công thức tính giá do EVN đưa ra (xem trang 05), trong năm 2008 TKV dự kiến tăng giá than lên 33% nhưng do quyết định của Chính Phủ sẽ không tăng giá mặt hàng này, vì vậy chúng tôi dự kiến năm 2009 giá than tăng 33% theo lộ trình và năm 2010 tăng 20%.
- Giá vốn hàng bán được ước tính theo giá than như dự đoán ở trên và thay đổi theo chi phí khấu hao, sau năm 2010 dây chuyền của nhà máy Phả Lại I sẽ hết khấu hao nên chi phí khấu hao sẽ giảm.
- Các khoản tiền nhận rồi được giả định doanh nghiệp sẽ dùng để đầu tư tài chính.

KẾT QUẢ DỰ BÁO

ĐVT: Triệu đồng

	2006	2007	2008	2009	2010
Doanh thu thuần	3.607.073	3.807.068	3.881.188	4.225.869	4.866.035
Giá vốn hàng bán	2.397.184	2.692.735	2.653.573	3.221.591	3.605.925
<i>Tỷ lệ giá vốn/Doanh thu</i>	66,46%	70,73%	68,37%	76,24%	74,10%
Lợi nhuận gộp	1.209.889	1.114.333	1.227.615	1.004.278	1.260.110
<i>% doanh thu</i>	34%	29%	32%	24%	26%
Doanh thu HĐ tài chính	11.720	125.401	212.340	327.302	457.286
<i>% doanh thu</i>	0,32%	3,29%	5,47%	7,75%	9,40%
Chi phí tài chính	189.170	409.021	677.261	194.628	179.886
Chi phí QLDN	68.885	58.406	77.624	84.517	97.321
<i>% doanh thu</i>	1,91%	1,53%	2,00%	2,00%	2,00%
Lợi nhuận từ HĐKD	963.554	772.307	685.070	1.052.435	1.440.189
Lợi nhuận khác	1.878	5.514	1.941	2.113	2.433
Tổng lợi nhuận kế toán trước thuế	965.431	777.822	687.011	1.054.548	1.442.622
Chi phí thuế thu nhập doanh nghiệp hoãn lại	(13.908)	(46.532)	(74.187)	-	-
Lợi nhuận sau thuế	979.340	824.353	761.198	1.054.548	1.442.622

ĐỊNH GIÁ

<i>Mô hình định giá</i>	<i>Giá</i>	<i>Tỷ trọng</i>	<i>Bình quân gia quyền</i>
DCF	41.127	45%	18.507
P/E	42.508	10%	4.251
EV/EBITDA	42.535	45%	19.141
Giá bình quân		100%	41.899

Phụ lục 1: Các chỉ tiêu định giá của các công ty ngành điện trong khu vực

Công ty	Mã nước	P/E	P/B	P/S	ROE(%)	ROA(%)	EV/EBITDA
PPC	VN				21,57	9,23	
Trung bình (Average)		21,15	1,71	1,91	9,75	3,89	11,58
Trung vị (Median)		19,22	1,52	1,40	10,49	3,09	10,57
AGL ENERGY LTD	AU	14,41	1,24	1,20	12,35	4,80	9,41
CHINA YANGTZE POWER CO LTD-A	CH	na	na	na	15,31	9,60	na
DATANG INTL POWER GEN CO-A	CH	30,87	3,91	3,64	12,74	3,21	12,52
DATANG INTL POWER GEN CO-H	CH	13,68	1,74	1,61	12,74	3,21	12,83
GD POWER DEVELOPMENT CO -A	CH	18,45	2,69	2,04	14,16	3,24	12,22
GUANGDONG ELEC POWER DEV-A	CH	25,91	1,99	1,84	7,44	2,96	10,17
GUANGDONG ELECTRIC POWER-B	CH	11,47	0,88	0,81	7,44	2,96	9,09
HUADIAN POWER INTL CORP-A	CH	23,02	2,06	1,51	8,62	1,99	9,88
HUADIAN POWER INTL CORP-H	CH	9,83	0,88	0,64	8,62	1,99	9,71
HUANENG POWER INTL INC-A	CH	13,59	1,90	1,87	13,63	5,17	10,57
HUANENG POWER INTL INC-H	CH	9,34	1,30	1,29	13,63	5,17	8,96
SHENERGY COMPANY LIMITED-A	CH	14,01	1,97	3,57	14,09	7,76	11,05
SHENZHEN ENERGY GROUP CO L-A	CH	10,78	1,78	1,86	15,97	6,87	na
CHINA RESOURCES POWER HOLDIN	HK	21,13	2,89	4,05	16,06	6,32	12,17
CLP HOLDINGS LTD	HK	14,79	2,60	3,09	17,72	7,94	12,45
HONGKONG ELECTRIC HOLDINGS	HK	13,17	2,04	7,84	16,16	10,76	9,54
NTPC LIMITED	IN	19,22	3,02	3,53	14,72	8,71	14,63
RELIANCE INFRASTRUCTURE LTD	IN	19,45	2,43	2,67	na	na	36,11
CHUBU ELECTRIC POWER CO INC	JN	28,88	1,10	0,89	4,10	1,25	9,27
CHUGOKU ELECTRIC POWER CO	JN	33,58	1,12	0,81	3,57	0,94	10,73
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT C	JN	22,79	1,33	1,21	6,32	1,46	12,05
HOKKAIDO ELECTRIC POWER CO	JN	27,64	0,99	0,91	3,85	1,16	10,74
KANSAI ELECTRIC POWER CO INC	JN	27,45	1,17	0,92	4,59	1,25	9,97
KYUSHU ELECTRIC POWER CO INC	JN	26,65	0,97	0,80	3,88	1,03	9,40
SHIKOKU ELECTRIC POWER CO	JN	25,11	1,62	1,14	6,93	1,85	9,81
TOHOKU ELECTRIC POWER CO INC	JN	69,81	1,16	0,71	1,78	0,43	8,78
TOKYO ELECTRIC POWER CO INC	JN	na	1,41	0,78	(5,28)	(1,10)	12,93
TENAGA NASIONAL BHD	MA	12,02	1,39	1,51	18,70	6,12	6,62
KOREA ELECTRIC POWER CORP	SK	14,01	0,43	0,63	3,27	1,78	10,96

Nguồn Bloomberg

Phụ lục 2: Báo cáo tài chính

Báo cáo kết quả kinh doanh				
(1.000.000đ)	2005	2006	2007	QH/2008
Doanh thu	1.458.889	3.607.073	3.807.068	2.132.810
Giá vốn	1.301.256	2.397.184	2.692.735	1.458.826
<i>Tỷ lệ Giá vốn / Doanh thu</i>	<i>89,2%</i>	<i>66,5%</i>	<i>70,7%</i>	<i>68,4%</i>
Lợi nhuận gộp	157.633	1.209.889	1.114.333	673.983
Doanh thu tài chính	731	11.720	125.401	89.626
Chi phí tài chính	102.921	189.170	409.021	163.983
<i>Tỷ lệ Chi phí tài chính/Doanh thu</i>	<i>7,1%</i>	<i>5,2%</i>	<i>10,7%</i>	<i>7,7%</i>
Chi phí bán hàng				
Chi phí QLDN	44.041	68.885	58.406	29.077
<i>Tỷ lệ chi phí QLDN/Doanh thu</i>	<i>3,0%</i>	<i>1,9%</i>	<i>1,5%</i>	<i>1,4%</i>
Lợi nhuận HĐKD	11.402	963.554	772.307	570.549
Thu nhập khác	4.533	2.986	18.458	3.644
Chi phí khác	3.423	1.108	12.943	2.986
Lợi nhuận khác	1.110	1.878	5.514	658
Lợi nhuận trước thuế	12.511	965.431	777.822	571.208
Thuế TNDN	3.503	(13.908)	(46.532)	
Lợi nhuận sau thuế	9.008	979.340	824.353	571.208
EPS (VND/cp)	24	3.152	2.527	
Lợi nhuận gộp/Doanh thu	10,8%	33,5%	29,3%	31,6%
Lợi nhuận hoạt động kinh doanh/ Doanh thu	0,8%	26,7%	20,3%	26,8%
Lợi nhuận sau thuế/Doanh thu	0,6%	27,2%	21,7%	26,8%

Bảng cân đối kế toán				
(1.000.000đ)	2005	2006	2007	QH 2008
Tài sản ngắn hạn	2.601.041	3.534.488	2.307.029	2.823.482
Tiền	19.260	528.618	312.798	244.294
Đầu tư tài chính ngắn hạn	-	-	1.030.000	1.170.000
Phải thu ngắn hạn	2.200.143	2.652.598	494.195	916.271
Hàng tồn kho	381.638	353.022	469.445	491.819
Tài sản ngắn hạn khác	-	249	592	1.098
Tài sản dài hạn	8.216.639	7.070.314	7.375.255	7.250.584
Phải thu dài hạn	-	-	-	-
Tài sản cố định	8.195.375	7.056.102	6.215.533	5.784.308
Bất động sản đầu tư	-	-	-	-
Đầu tư tài chính dài hạn	-	-	1.098.370	1.404.957
Tài sản dài hạn khác	21.264	14.212	61.353	61.318
Tổng tài sản	10.817.681	10.604.802	9.682.285	10.074.065
Nợ phải trả	7.000.235	6.894.197	5.857.297	5.847.597
Nợ ngắn hạn	7.000.235	611.627	701.804	692.227
Nợ dài hạn	-	6.282.570	5.155.493	5.155.369
Vốn chủ sở hữu	3.817.446	3.710.605	3.824.988	4.226.469
Vốn đầu tư của chủ sở hữu	3.814.786	3.107.000	3.262.350	3.262.350
Cổ phiếu quỹ	-	-	(62.834)	(62.834)
Lợi nhuận chưa phân phối	-	545.500	557.588	658.367
Vốn khác	1.961	45.000	64.600	362.100
Nguồn kinh phí - quỹ khác	699	13.105	3.284	6.486
Tổng nguồn vốn	10.817.681	10.604.802	9.682.285	10.074.065

Trang này được để trống

KHUYẾN CÁO SỬ DỤNG

Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo này đã được xem xét cẩn trọng, tuy nhiên Công ty Cổ phần Chứng khoán Bảo Việt (BVSC) không chịu bất kỳ một trách nhiệm nào đối với tính chính xác của những thông tin được đề cập đến trong báo cáo này. Các quan điểm, nhận định, đánh giá trong báo cáo này là quan điểm cá nhân của các chuyên viên phân tích mà không đại diện cho quan điểm của BVSC.

Báo cáo chỉ nhằm mục tiêu cung cấp thông tin mà không hàm ý khuyên người đọc mua, bán hay nắm giữ chứng khoán. Người đọc chỉ nên sử dụng báo cáo phân tích này như một nguồn thông tin tham khảo.

BVSC có thể có những hoạt động hợp tác kinh doanh với các đối tượng được đề cập đến trong báo cáo này. Người đọc cần lưu ý rằng BVSC có thể có những xung đột lợi ích đối với các nhà đầu tư khi thực hiện báo cáo phân tích này.

CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN BẢO VIỆT**Trụ sở chính**

Địa chỉ: Số 8 Lê Thái Tổ, Hoàn Kiếm, Hà Nội
Tel: 84-4-928 8080
Fax: 84-4-928 9899
Email: research@bvsc.com.vn

Chi nhánh Hồ Chí Minh

Địa chỉ: 11 & 72 Nguyễn Công Trứ, Quận I, TP
Hồ Chí Minh
Tel: 84-8-821 8564
Fax: 84-8-914 7477

BỘ PHẬN PHÂN TÍCH NGÀNH**PHÓ TRƯỞNG PHÒNG PHÂN TÍCH**

Nguyễn Lương Tân	tannguyen@bvsc.com.vn	Vũ Thị Thanh Quyên	quyenvtt@bvsc.com.vn
		Nguyễn Thị Quỳnh Dung	dungntq@bvsc.com.vn

CHUYÊN VIÊN PHÂN TÍCH

Vũ Hà Nam	namvh@bvsc.com.vn	Nguyễn Quang Minh	minhngq@bvsc.com.vn
Vũ Thị Mai	maivt@bvsc.com.vn	Nguyễn Phi Hùng	hungnp@bvsc.com.vn
Nguyễn Hải Dương	duongnh@bvsc.com.vn	Lê Chí Thành	thanhlc@bvsc.com.vn
Trần Thăng Long	longtt@bvsc.com.vn	Nguyễn Tuấn Anh	anhnt@bvsc.com.vn
Lưu Phương Mai	mailp@bvsc.com.vn	Hoàng Hồ Phú	phuhh@bvsc.com.vn
Vũ Phương Nga	ngavp@bvsc.com.vn	Nguyễn Quang Minh	minhngq@bvsc.com.vn