CTCP Nhiệt điện Phả Lại (PPC) [MUA +54,1%]

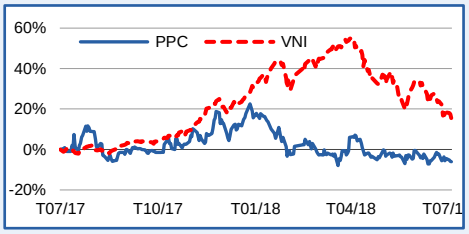
BC lần đầu

Ngành:	**Tiện ích**
Ngày báo cáo:	**24/07/2018**
Giá hiện tại:	18.500 VND
Giá mục tiêu:	26.500 VND
TL tăng:	+43,2%
Lợi suất cổ tức:	10,8%
Tổng mức sinh lời:	+54,1%
GT vốn hóa:	265,9tr USD
Room KN:	89,6tr USD
GTGD/ngày (30n):	0,1tr USD
Cổ phần Nhà nước*:	51%
SL cổ phiếu lưu hành	320,6tr
Pha loãng	326,2tr

	2017A	2018F	2019F	2020F
Tăng trưởng DT	6,3%	7,5%	9,5%	13,3%
Tăng trưởng EPS**	20,3%	-3,7%	8,1%	6,0%
Tăng trưởng EPS ***	42,7%	21,7%	-13,7%	6,6%
Biên LN ròng	13,9%	12,4%	12,3%	11,5%
EV/EBITDA	8,3x	6,7x	6,7x	5,0x
P/B	1,1x	1,0x	1,0x	0,9x
P/E**	7,0x	7,2x	6,7x	6,3x

	PPC	Peers*	VNI
P/E (trượt)	6,8x	17,5x	17,2x
P/B (hiện tại)	1,1x	1,3x	2,6x
Nợ ròng/CSH	0,0	0,5	N/A
ROE	16,0%	8,0%	15,1%
ROA	9,5%	2,6%	2,3%

* Số liệu của các công ty cùng ngành quốc tế được điều chỉnh theo thị trường tương ứng ** LSNT thường xuyên, *** LNST báo cáo



Tổng quan về công ty

PPC sở hữu 2 nhà máy điện than tại miền Bắc, với công suất 1.040 MW: nhà máy Phả Lại 1 (34 năm) và Phả Lại 2 (17 năm). Ngoài ra, PPC cũng có lần lượt 25.0% và 16.6% cổ phần tại nhà máy nhiệt điện than Hải Phòng (HND/1.200MW) và Quảng Ninh (QTP/1.200MW).

Nguyễn Đắc Phú Thành
Chuyên viên

Đinh Thị Thùy Dương
Trưởng phòng cao cấp

Một cổ phiếu điện rẻ với dòng tiền tươi thóc thật

Chúng tôi công bố báo cáo lần đầu dành cho CTCP Nhiệt điện Phả Lại (PPC) với khuyến nghị MUA. Vị trí lý tưởng, lượng tiền mặt dồi dào giúp duy trì mức cổ tức hấp dẫn, đồng thời vẫn đảm bảo nguồn lực tài chính đầu tư 250 triệu USD cho dự án nâng cấp & môi trường, cũng như lợi nhuận gia tăng từ CTCP Nhiệt điện Hải Phòng (HND) và CTCP Nhiệt điện Quảng Ninh (QTP), đảm bảo cho triển vọng tươi sáng cho một công ty rất ít rủi ro.

- LNST cốt lõi 2018 dự kiến đi ngang do tăng trưởng sản lượng điện thương phẩm và giá CGM (giá thị trường điện) phục hồi bù đắp cho thu nhập tiền gửi thấp hơn và mức thuế TNDN cao hơn, trong khi LNST báo cáo dự báo sẽ tăng 21,7% so với cùng kỳ năm ngoái (YoY) nhờ hoàn nhập lỗ tỷ giá 2016 và hoàn nhập dự phòng cho khoản đầu tư tại QTP.
- Chúng tôi dự phóng lợi nhuận sản xuất điện sẽ tăng 6,0%-9,1% trong giai đoạn 2019-2022 với sản lượng điện thương phẩm tăng trưởng khi tình trạng thiếu hụt điện ngày càng trầm trọng, cùng với cổ tức gia tăng từ HND và QTP.
- PPC hiện đang giao dịch với P/E cốt lõi 2018 là 7,2 lần và EV/EBITDA 6,7 lần, thấp hơn lần lượt 59% và 41% so với các công ty cùng ngành, trong khi mang lại lợi suất cổ tức, ROE và ROA vượt trội so với các công ty cùng ngành trong khu vực.

Tiêu thụ điện tăng trưởng mạnh mẽ tại miền Bắc đảm bảo cho hiệu suất hoạt động cao cho PPC, HND và QTP. Nhu cầu điện Miền Bắc dự kiến vẫn tăng trưởng mạnh mẽ 10-11%/năm (cao hơn nhiều so với miền Nam), trong khi tăng trưởng nguồn cung ước tính hạn chế ở mức 4,3%/năm.

Vị trí lý tưởng, gần với nguồn tiêu thụ lớn, gần nguồn nguyên liệu đầu vào cũng như các công ty tiêu thụ xỉ than. PPC, HND ở ngay sát những cụm khu công nghiệp lớn. Ngoài ra, cả 3 nhà máy điện đều nằm khu vực có trữ lượng than lớn nhất Việt Nam, giúp các nhà máy này có chi phí vận chuyển than cạnh tranh. Cuối cùng, các nhà máy này có lợi thế lớn so với nhà máy điện than tại miền Trung và miền Nam khi gần các nhà máy sản xuất xi măng, gạch nung, vì các công ty này giúp tiêu thụ gần như toàn bộ xỉ than từ nhà máy điện.

Nhà máy Phả Lại 2 hiện đang rất cạnh tranh trên thị trường CGM. Chi phí sản xuất của nhà máy Phả Lại 2 là thấp hơn khoảng 20% so với giá thị trường điện trong 4 năm qua.

Dự án nâng cấp (2020-2023, 100 triệu USD) sẽ giúp nhà máy Phả Lại 1 cạnh tranh trên thị trường tự do. Sau khi nâng cấp, giá bán điện bán theo hợp đồng của nhà máy Phả Lại 1 dự kiến sẽ giảm khoảng 8% do tiêu thụ than ước tính giảm 20% trong khi hiệu suất hoạt động tăng từ 45% lên 60%. Chúng tôi ước tính trong dài hạn, nhà máy Phả Lại 1 có thể đóng góp khoảng 20% lợi nhuận cho PPC, so với mức chỉ 5% hiện tại.

HND sẽ có mức tăng trưởng lợi nhuận mạnh mẽ và gia tăng cổ tức trong khi QTP hoàn trả gần như toàn bộ nợ trong 5 năm tới. Chúng tôi ước tính HND sẽ trả cổ tức tiền mặt 650-1,000 đồng/CP trong các năm tới. Sản lượng gia tăng, chi phí lãi vay thấp hơn và giá CGM cao hơn sẽ giúp HND ghi nhận mức tăng trưởng lợi nhuận cốt lõi 2019 và 2020 lần lượt là 10,0% và 39,7%. QTP có thể bắt đầu trả cổ tức tiền mặt 500 đồng/CP từ năm 2020 trở đi.

Cổ tức tiền mặt hấp dẫn nhưng vẫn đảm bảo nguồn lực cho đầu tư sắp tới. Chúng tôi kỳ vọng PPC sẽ duy trì cổ tức tiền mặt cao, tối thiểu 2.000 đồng/CP (lợi suất 10,8%) trong giai đoạn 2018-2022 nhờ dòng tiền hoạt động mạnh mẽ (35 triệu USD/năm) và số dư tiền mặt lớn (70 triệu USD).

Mục lục

Một cổ phiếu điện rẻ với dòng tiền tươi thóc thật 1
Tổng quan công ty 3
Mô hình kinh doanh 7
Nhu cầu điện tại miền Bắc tăng trưởng hai chữ số 11
Nâng cấp nhà máy Phả Lại 1 sẽ giúp cạnh tranh trên thị trường tự do trong khi dự án môi trường đáp ứng tiêu chuẩn yêu cầu. 15
Tình hình hoạt động các năm qua 18
KQLN 6 tháng đầu năm 2018 khả quan 20
Triển vọng 2018: Lợi nhuận báo cáo tăng mạnh nhưng lợi nhuận thường xuyên đi ngang 21
Triển vọng dài hạn 22
Khả năng trả cổ tức 26
Rủi ro 27
Định giá 28
Phụ lục 31
Báo cáo Tài chính 34

Tổng quan công ty

Lịch sử

CTCP Nhiệt điện Phả Lại (PPC) được thành lập năm 1982 và được cổ phần hóa năm 2004. Công ty là một trong những nhà máy nhiệt điện than lớn nhất tại miền Bắc. Công ty có hai nhà máy điện với tổng công suất 1.040 MW, bao gồm Phả Lại 1 (hoạt động thương mại vào năm 1984, 4x110 MW) và nhà máy Phả Lại 2 (hoạt động thương mại vào năm 2001, 2x300 MW). Ngoài Phả Lại 1 và Phả Lại 2, PPC cũng có lần lượt 26% và 16% cổ phần tại Công ty Nhiệt điện Hải Phòng (HND, 1.200 MW) và Công ty Nhiệt điện Quảng Ninh (QTP, 1.200 MW).

Tài sản

Tất cả các nhà máy của PPC sử dung công nghệ nồi hơi dưới tới hạn (boiler/sub-critical), vốn là công nghệ phổ phiếu trên thế giới.

Hình 1: Mô tả nhà máy điện của Phả Lại

Nhà máy	Năm hoạt động	Công nghệ	Nồi hơi	Turbines	Máy phát	Nhà thầu EPC
Phả Lại 1 (4x110 MW)	1984	Nồi hơi tới hạn tuần hoàn	Nga	Nga	Nga	N.A.
Phả Lại 2 (2x300 MW)	2001	Nồi hơi tới hạn tuần hoàn	Anh	Mỹ	Mỹ	N.A.
HND (2x600 MW)	2011 & 2014	Nồi hơi tới hạn tuần hoàn	Trung Quốc	Nhật Bản	Nhật Bản	Dongfang Electric (Trung Quốc) và Marubeni (Nhật Bản)
QTP (2x600 MW)	2010 & 2014	Nồi hơi tới hạn tuần hoàn	Trung Quốc	Trung Quốc	Trung Quốc	Shanghai Electricity Cooperation (SEC)

Nguồn: Các công ty được đề cập và VCSC

Nhà máy Phả Lại 1 và 2 đều đang vận hành ổn định và tin cậy dù tuổi đời hoạt động cao

Mặc dù nhà máy Phả Lại 1 và Phả Lại 2 được xây dựng lần lượt từ 34 và 17 năm trước, cả hai nhà máy này đều được sử dụng máy móc và thiết bị từ các quốc gia phát triển (Nga, Vương quốc Anh và Mỹ), đã giúp các nhà máy này vận hành ổn định trong các thập kỷ qua. Do đó, tỷ lệ tin cậy cảu PPC (được tính bằng số ngày dương lịch – số ngày bảo trì – số ngày ngưng hoạt động do kỹ thuật , chia số số ngày dương lịch) duy trì ở mức cao trên 90% trong vòng 5 năm qua, tương ứng với các nhà máy điện than mới.

Hình 2: Nhà máy Phả Lại 1 & Phả Lại 2 nằm tại các khu vực có diện tích 328 ha

Nguồn: PPC

HND và QTP đang dần hoạt động ổn định trong những năm gần đây

Cả HND và QTP đều là các nhà máy điện than mới, chỉ mới hoạt động 5-7 năm, sử dụng công nghệ tới hạn, tương tự Phả Lại 1 và 2. HND sử dụng máy móc và nhà thầu từ Trung Quốc và Nhật Bản, trong khi QTP phụ thuộc lớn vào các nhà thầu và thiết bị Trung Quốc. Theo các chuyên gia trong ngành, đây là một trong những yếu tố chính giúp HND hoạt động khá trơn tru kể từ khi đi vào hoạt động, trong khi QTP đã trải qua một số giai đoạn tạm dừng hoạt động do máy móc và thiết bị hư hỏng trong những năm đầu hoạt động, nhưng đã dần cải thiện trong những năm gần đây.

Hình 3: HND nằm tại khi đất có diện tích 100ha

Hình 4: QTP

Nguồn: HND, QTP

PPC, HND và QTP có vốn đầu tư khá cạnh tranh so với các nhà máy điện than mới.

Hình 5: Các nhà máy nhiệt điện mới vừa được xây dựng

Nhà máy	Địa điểm	Công suất (MW)	Đầu tư (tỷ đồng)	Đầu tư/Công suất (tỷ đồng mỗi MW)
Mạo Khê	miền Bắc	440	9.315	21
Mông Dương 1	miền Bắc	1.080	33.610	31
Vũng Áng 1	miền Trung	1.200	28.100	23
An Khánh I	miền Bắc	120	4.300	36
Duyên Hải III	miền Nam	1.200	28.463	24
Trung bình				**27**
Phả Lại 1&2	miền Bắc	1.040	13.836	13
HND	miền Bắc	1.200	22.203	18
QTP	miền Bắc	1.200	21.484	18

Nguồn: thông tin đại chúng & VCSC

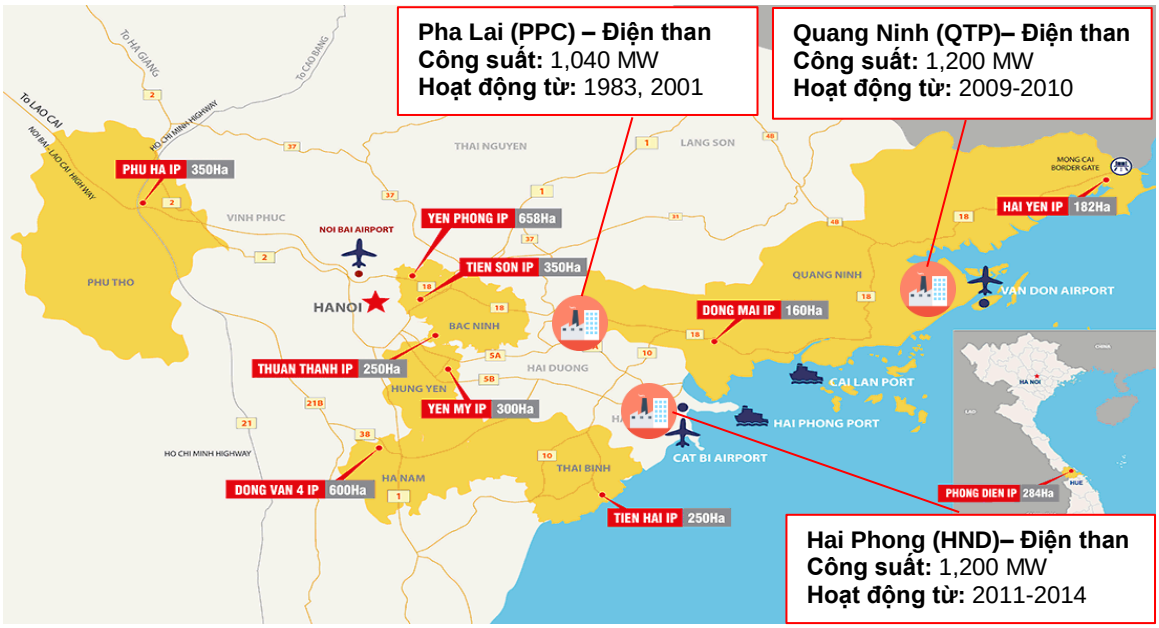
Vị trí lý tưởng gần với nguồn tiêu thụ, nhà cung cấp nguyên liệu đầu vào và người tiêu dùng xỉ than

PPC đóng vai trò quan trọng trong nguồn cung điện ở miền Bắc khi nằm gần một vài khu công nghiệp (KCN), đảm bảo cho hiệu suất hoạt động cao. Ngoài ra, tuy miền Nam có nhu cầu tiêu thụ điện lớn nhất, nhưng tăng trưởng công suất tiêu thụ điện ở miền Bắc là mạnh mẽ hơn. Tiêu thụ điện ở miền Bắc, vốn có tốc độ tăng trưởng kép (CAGR) 12,5% trong giai đoạn 2010-2015 dự kiến sẽ tiếp tục tăng trưởng với 2 chữ số trong những năm tới. Trong tương lai, tăng trưởng công suất ở ở miền Bắc ước tính sẽ có tốc độ chậm hơn trong vòng 5 năm qua, báo hiệu khả năng hiệu suất hoạt động cao hơn cho các nhà máy điện hiện tại và công suất dư thừa thấp hơn để hỗ trợ cho miền Nam.

QTP và HND được hưởng lợi từ chi phí vận tải đầu vào thấp hơn so với các nhà máy điện than khác, khi một nhà máy nằm ở trung tâm nguồn nguyên liệu than lớn nhất Việt Nam và nhà máy còn lại nằm cách 3k-30km các mỏ than lận cận.

Ngoài ra, cả PPC và HND khá dễ dàng để tìm nguồn đầu ra cho xỉ than khi các nhà máy này nằm gần các công ty xi măng và gạch không nung, khi sữ dụng xỉ than là nguyên liệu đầu vào. PPC đã ký kết hợp đồng 20 năm với một công ty Hàn Quốc để tiêu thụ tất cả xỉ than, trong khi xỉ đáy lò được vận chuyển đến hồ chứa xỉ than và được người dần địa phương sử dụng gần hết số xỉ này. HND cũng có thể bán gần hết tất cả xỉ than. Lợi thế này là khá lớn so với các nhà máy điện khác ở miền Trung và miền Nam đang gặp khó khăn để tìm nguồn tiêu thụ xỉ than.

Hình 6: Địa điểm của nhà máy Phả Lại và các nhà máy điện liên kết



Nguồn: VCSC

Cơ cấu cổ đông và ban lãnh đạo

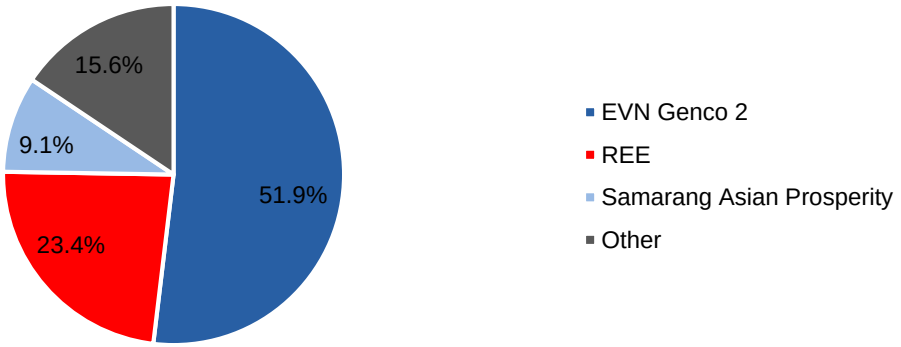
Công ty mẹ của PPC là EVNGENCO2 (Tổng CT Phát điện 2 – nhà sản xuất điện lớn thứ ba ở Việt Nam). REE (một trong những công ty tư nhân hàng đầu trong ngành điện của Việt Nam) có gần 23% cổ phần từ năm 2012, và đã tích cực tham gia vào quá trình cải thiện hiệu quả vận hành của PPC (kiểm soát chi phí, hoàn trả nợ sớm cho khoản nợ bằng JPY).

Hình 7: Hội đồng Quản trị và Ban lãnh đạo công ty

Họ và Tên	Tuổi	HĐQT/Ban lãnh đạo	Kinh nghiệm làm việc
Ông Nguyễn Văn Thủy	55	Chủ tịch HĐQT	Gia nhập công ty với vai trò Kỹ sư - Kỹ thuật viên phân xưởng; ông đã làm việc 31 năm tại PPC trước khi trở thành Chủ tịch HĐQT năm 2018 Kỹ sư Tự động hóa
Ông Phạm Văn Thư	59	Thành viên HĐQT / Tổng Giám đốc	Gia nhập công ty với vai trò Công nhân sữa chữa lò hơi năm 1982; ông làm việc 31 năm tại Nhà máy điện Phả Lại và trở thành TGĐ từ năm 2013 Thạc sỹ, Kỹ sư Cơ khí Chế tạo máy
Ông Nguyễn Văn Quyên	58	Thành viên HĐQT / Phó Tổng Giám đốc	Gia nhập công ty với vai trò Nhân viên phòng kế hoạch vật tư kể từ năm 1984; làm việc 18 năm tại PPC và sau đó là 13 năm tại Công ty điện Hải Phòng, trước khi quay trở lại PPC và trở thành Phó TGĐ năm 2015 Thạc sỹ
Ông Nguyễn Quang Quyền	46	Thành viên HĐQT độc lập	Gia nhập HĐQT với vai trò thành viên độc lập năm 2016. Ông là Giám đốc Đầu tư của REE từ năm 2007. Trước đó ông Quyền là Trưởng phòng Phân tích của SSI, Trưởng phòng đầu tư của Vinamilk (VNM) Thạc sỹ
Ông Lê Tuấn Hải	48	Thành viên HĐQT độc lập	Gia nhập HĐQT với vai trò thành viên độc lập năm 2016. Ông là Giám đốc kỹ thuật tại REE, và cũng là thành viên HĐQT của một số nhà máy điện trực thuộc REE, như TMP và TBC Kỹ sư Hệ thống điện
Ông Nguyễn Văn Tuấn	57	Phó Tổng Giám đốc	Gia nhập công ty với vai trò Kỹ thuật viên kể từ năm 1982; ông đã làm việc 33 năm tại PPC và trở thành Phó TGĐ từ năm 2015 Thạc sỹ, Kỹ sư Hệ thống điện
Ông Lê Thế Sơn	56	Kế toán trưởng	Gia nhập công ty với vai trò Kế toán năm 1998 và trở thành Kế toán trưởng năm 2009 Thạc sỹ

Nguồn: PPC

Hình 8: Cơ cấu của cổ đông của PPC



Nguồn: PPC

Mô hình kinh doanh

Quy trình sản xuất

Hình 9: Quy trình hoạt động của PPC

Nguồn cung than

- PPC chủ yếu nhập khẩu than thông qua xà lan từ mỏ than xung quanh như Vàng Danh, Hòn Gai và Cẩm Phả. Một lượng nhỏ (dưới 10%) được vận chuyển bằng xe lửa.
- Than được dỡ bằng cẩu và hệ thống băng chuyền.

Kho chứa

- PPC thường duy trì kho chứa than cho ít nhất 30 ngày hoạt động.

Tán bột

- Than sau đó được nghiền nhỏ bằng máy nghiền lớn, đảm bảo khả năng đốt hết hoàn toàn nhằm tối ưu hóa hiệu suất nhiệt, và có thể giảm tối thiểu ô nhiễm môi trường.

Lò nhiệt

- Than nghiền sau đó được đưa vào buồn đốt, nơi diễn ra quá trình đốt cháy và tạo nhiệt cho nhà máy điện.
- Hơi nóng được chuyển vào ống dẫn nước áp suất cao, sẽ đun sôi vào tạo thành hơi nóng.

Phát điện

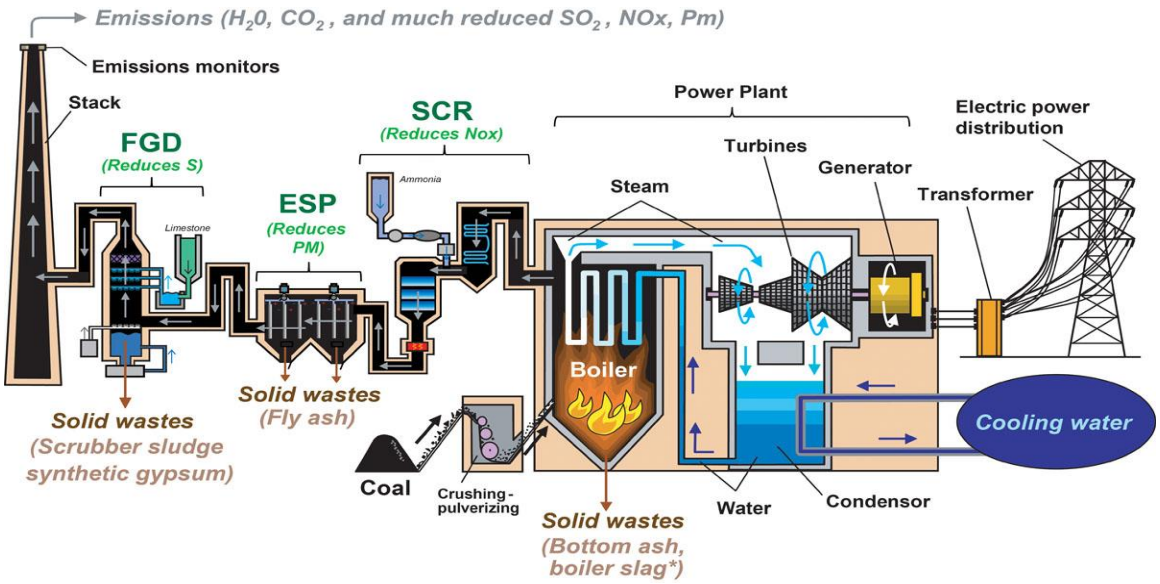
- Hơi nóng sau đó được đưa vào turbine, khến turbine chuyển động xoay quanh trục và qua đó làm quay máy phát điện, tạo ra năng lượng.
- . Điện sau đó được chuyển đến EVN thông qua đường truyền tải 500kV.

Xử lý chất thải

- Khí thải sau đó được làm sạch bởi hệ thống Lọc bụi tĩnh điện (ESP) và hệ thống NOxSOx (FGD) trước khi được đưa ra môi trường bên ngoài.
- Xỉ than được tái sử dụng bởi các nhà máy xi măng và gạch không nung, đảm bảo không có tác động với môi trường.

Nguồn: PPC, Energy Education, VCSC

Hình 10: Quá trình tạo ra điện của nhà máy điện than



Nguồn: University of Kentucky

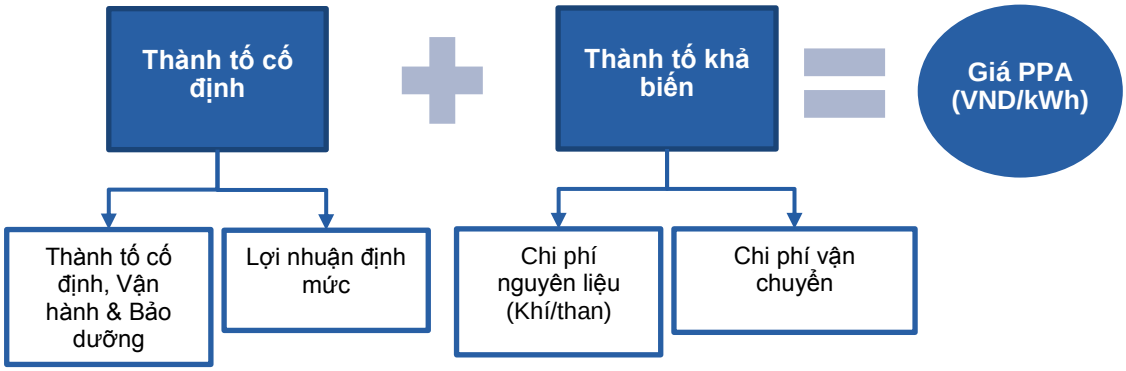
Cơ chế giá

Trước năm 2014, các nhà máy điện phải thương thảo hợp đồng mua bán điện (PPA) mỗi năm với EVN dựa theo một công thức không rõ ràng, dẫn đến việc các điều khoản hợp đồng chủ yếu phụ thuộc vào quyết định của EVN. Do đó, lợi nhuận gộp của PPC biến động mạnh trong giai đoạn 2010-2016.

Dựa theo TT 56/2014/TT-BTC, PPC đã ký kết hợp đồng PPA với EVN vào nửa cuối năm 2014, bao gồm một thành tố cố định và một thành tố khả biến.

- **Thành tố cố định** là giá được xác định từ mô hình chiết khấu dòng tiền, dựa theo giả định vốn đầu tư, khoản vay và lãi suất, vòng đời dự án, hiệu suất hoạt động, chính sách khấu hao, chi phí nhân công, chi phí đại tu bảo dưỡng, thuế TNDN và các chi phí cố định khác để đạt tỷ lệ tỷ lệ hoàn vốn nội bộ (IRR) 10-12%.
- **Thành tố khả biến** bao gồm chi phí than đá, chi phí nhiên liệu khác và chi phí vận tải, tất cả sẽ được chuyển hoàn toàn sang cho EVN.

Hình 11: Công thức tính giá bán điện theo hợp đồng (PPA) (dựa trên TT56)



Nguồn: MOIT, EVN, VCSC

Dựa theo giá than hiện tại là 1,7 triệu đồng/tấn, nhà máy Phả Lại 1 và Phả Lại 2 có giá hợp đồng lần lượt là 1.490 đồng/kWh và 1.288 đồng/kWh. Mặc dù các thành tố cố định thấp hơn, giá hợp đồng của nhà máy Phả Lại 1 cao hơn 15,7% so với giá hợp đồng của Phả Lại 2 do tiêu thụ than cao hơn 34% so với các nhà máy điện than mới.

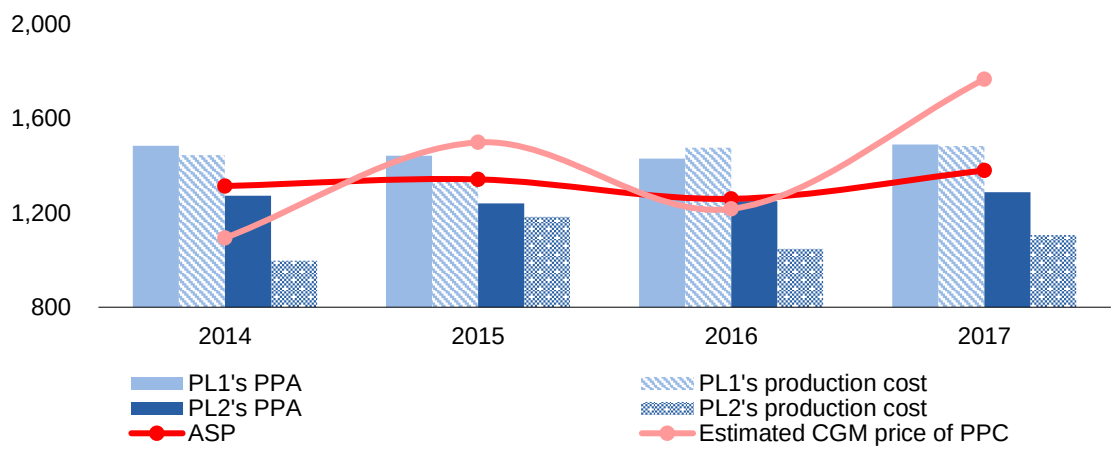
Hình 12: Hợp đồng PPA của PPC

Nhà máy điện	Giá PPA (VND/kWh)	Yếu tố cố định (VND/kWh)	Yếu tố khả biến (VND/kWh)
Phả Lại 1	1.490	270	1.220
Phả Lại 1	1.288	362	926
HND	1.497	601	896

Nguồn: PPC, HND

Chi phí sản xuất của nhà máy Phả Lại 1 gần với giá PPA và thường không cạnh tranh trên Thị trường Phát điện Cạnh tranh (CGM). Trong khi đó, nhà máy Phả Lại 2 có chi phí sản xuất rất cạnh tranh, thấp hơn khoảng 20% so với giá CGM trong bốn năm vừa qua.

Hình 13: Giá PPA, CGM và chi phí sản xuất (VND/kWh) của PPC



Nguồn: PPC

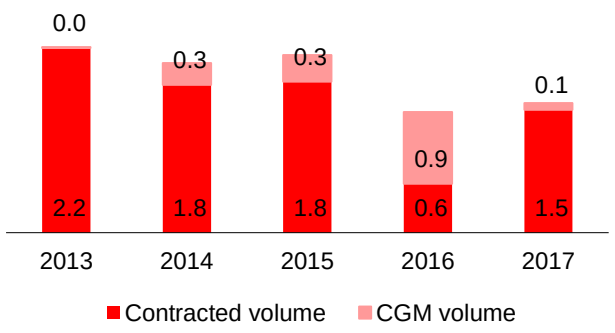
Sản lượng bán điện hợp đồng so với sản lượng điện bán trên thị trường

Sản lượng điện bán hợp đồng được thanh toán theo giá PPA trong khi sản lượng bán thị trường dựa theo giá CGM.

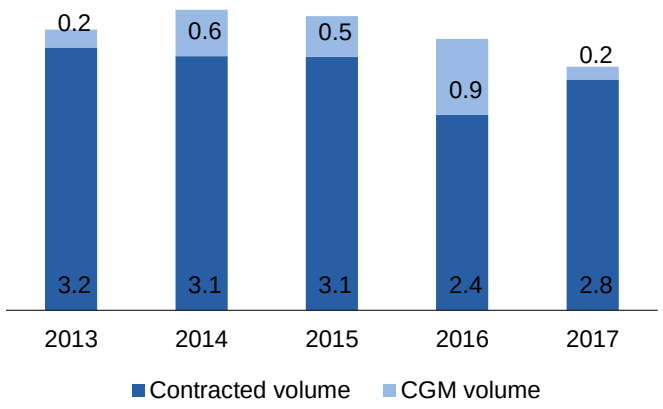
Nhà máy Phả Lại 1 phụ thuộc lớn sản lượng điện bán hợp đồng, khi chiếm 90-95% tổng sản lượng bán theo hợp đồng, do tính cạnh trạnh của các nhà máy cũ thấp khi tỷ lệ tiêu thụ than cao. Do đó, ban lãnh đạo lên kế hoạch để nâng cấp các máy móc và thiết bị chính cho Phả Lại 1 nhằm chuẩn bị cho thị trường ngày càng tự do hóa. Theo Thông tư 56, PPC sẽ tái thương thảo về mức giá PPA cao hơn để chuyển phần chi phí đầu tư vào giá điện cho người mua. Chúng tôi cũng lưu ý rằng PPC sẽ cần thương thảo lại với EVN nhằm kéo dài thời gian PPA cho Phả Lại 1 khi hợp đồng hiện tại hết hạn vào cuối năm 2019.

Trong khi đó, nhà máy Phả Lại 2 được đảm bảo bằng hợp đồng kéo dài 17 năm và có hiệu lực từ giai đoạn 2014-2031.

Hình 14: Sản lượng điện bán của Phả Lại 1 (tỷ kWh)



Hình 15: Sản lượng điện bán của Phả Lại 2 (tỷ kWh)



Nguồn: PPC

Cơ cấu chi phí sản xuất

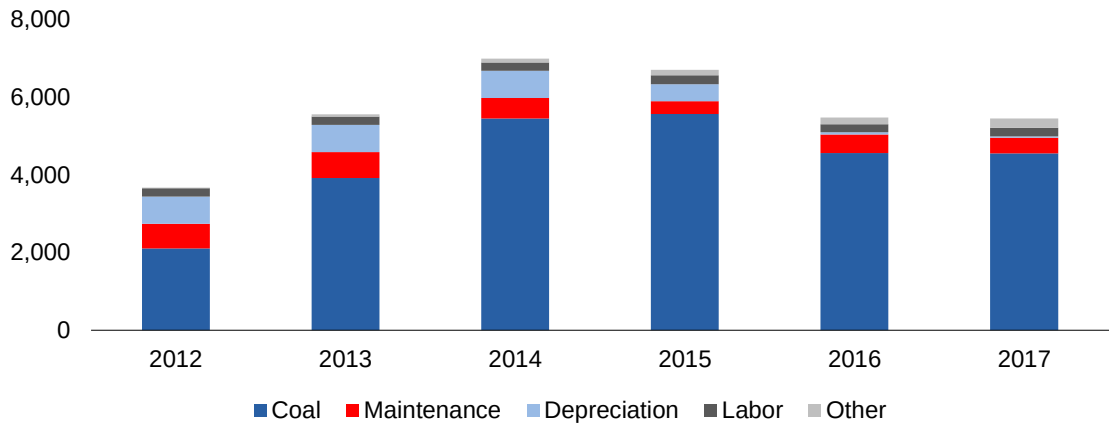
Chi phí sản xuất của PPC được dẫn dắt chủ yếu bởi than đá và chi phí bảo dưỡng, khi chiếm 84% và 7% giá vốn hàng bán năm 2017.

Chi phí than: PPC chủ yếu nhập than bằng xà lan từ các mỏ than Vàng Danh, Hòn Gai, và Cẩm Phả, là các mỏ than lớn nhất ở Việt Nam. Mỗi quý, Bộ Công thương công bố giá than định mức (chưa bao gồm phí vận tải), áp dụng cho tất cả các nhà máy điện than. PPC hiện đang được hưởng mức giá than thuận lợi hơn do vị trí lý tưởng gần mỏ than.

Chi phí bảo dưỡng biến động mạnh tùy thuộc vào mức độ bảo dưỡng (tiểu tu-đại tu) và số lượng máy phát được bảo dưỡng hàng năm. Trong giai đoạn 2012-2017, chi phí bảo dưỡng của PPC nằm trong khoảng 326 tỷ đồng-669 tỷ đồng/năm. Chúng tôi lưu ý rằng PPC đang có kế hoạch đại tu hai tổ máy phát điện của nhà máy Phả Lại 1 vào giữa năm 2018 trong khi chu kỳ đại tu tiếp theo được lên kế hoạch thực hiện vào giai đoạn 2020-2022.

Chi phí khấu hao. Nhà máy PPC đã được khấu hao gần hết trong năm 2015 trong khi phần khấu hao còn lại là không đáng kể.

Hình 16: Giá vốn hàng bán của PPC (tỷ đồng)

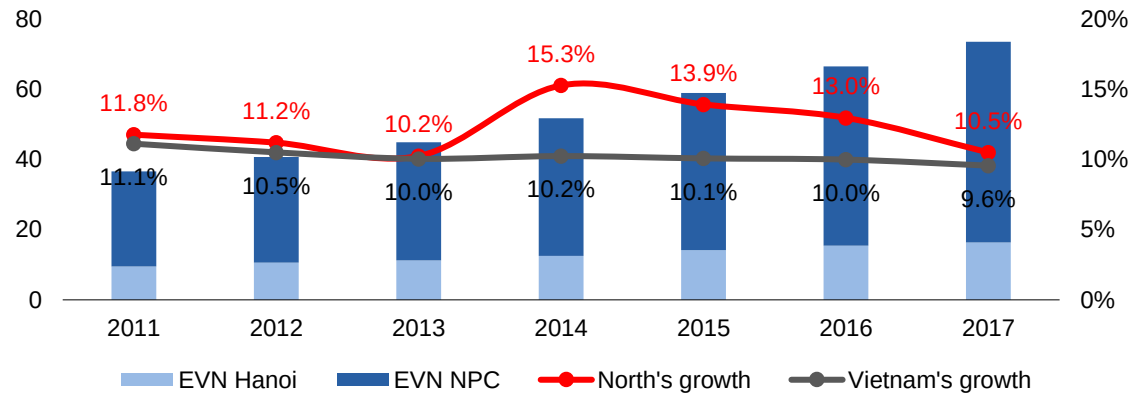


Nguồn: PPC

Nhu cầu điện tại miền Bắc tăng trưởng hai chữ số

Miền Bắc chiếm khoản 42,3% tổng tiêu thụ trong nước năm 2017. Khu vực này có tốc độ tăng trưởng cao nhất với CAGR giai đoạn 2010-2017 là 12,3% so với CAGR 9,9% từ các khu vực khác.

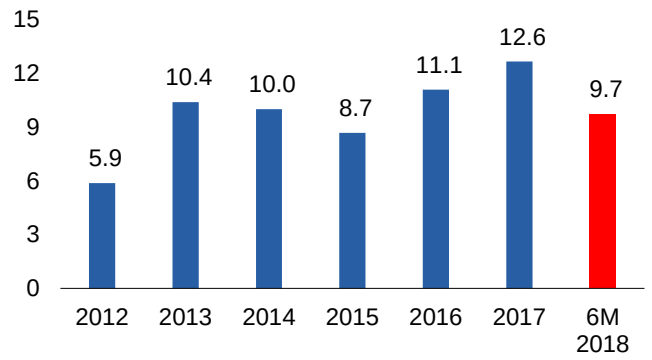
Hình 17: Điện tiêu thụ tại miền Bắc (tỷ kWh)



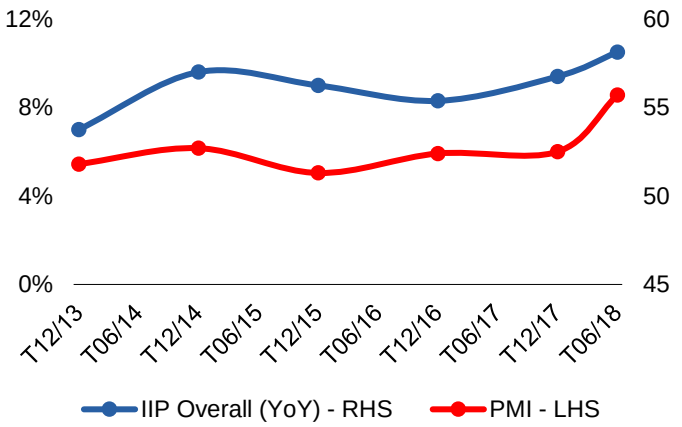
Nguồn: EVN, VCSC

EVN Hà Nội (cung cấp điện cho thủ đô Hà Nội) và EVN NPC (cung cấp cho các tỉnh miền Bắc khác) chiếm lần lượt 21,2% và 77,8%, tổng tiêu thụ tại miền Bắc trong 2017. Trong giai đoạn 2012-2017, EVN NPC là yếu tố dẫn dắt chính cho CAGR 13,3% nhờ dòng vốn FDI liên tục đổ vào hoạt động sản xuất công nghiệp tại Thái Nguyên và Bắc Ninh. Ngành sản xuất và Xây dựng đóng vai trò quan trọng nhất khi tỷ trọng tăng từ 58,5% trong năm 2012 lên 64,2% năm 2017.

Hình 18: Vốn FDI đăng ký ở miền Bắc, 2012-6T 2018 (tỷ USD)



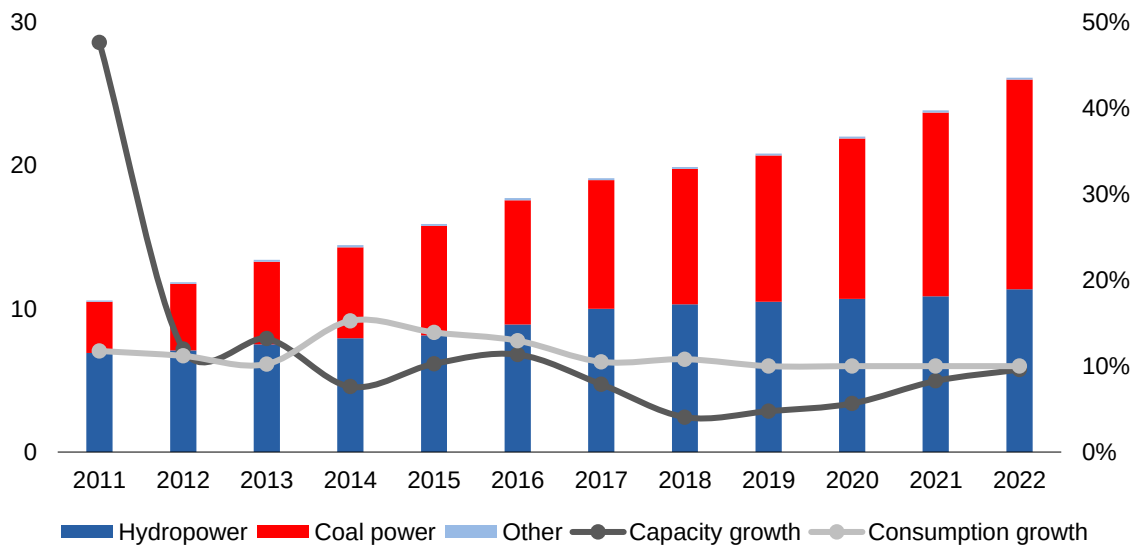
Hình 19: Chỉ số Sản xuất Công nghiệp (IIP) và Quản trị sức mua của Việt Nam (PMI), 2013-6T 2018



Nguồn: FIA, GSO

Vốn FDI đổ vào khu vực duy trì mạnh mẽ trong khi chỉ số Nhà quản trị mua hàng (PMI) và chỉ số Sản xuất Công nghiệp (IIP) cũng phản ánh triển vọng tích cực. Do đó, chúng tôi tin rằng hoạt động sản xuất và xây dựng sẽ tiếp tục dẫn dắt nhu cầu điện trong những năm tới. Do đó, chúng tôi dự báo tiêu thụ điện tại miền Bắc sẽ tiếp tục tăng trưởng khoảng 10-11%/năm, tương đương với ước tính của Chính phủ.

Hình 20: Triển vọng công suất tại miền Bắc (GW)

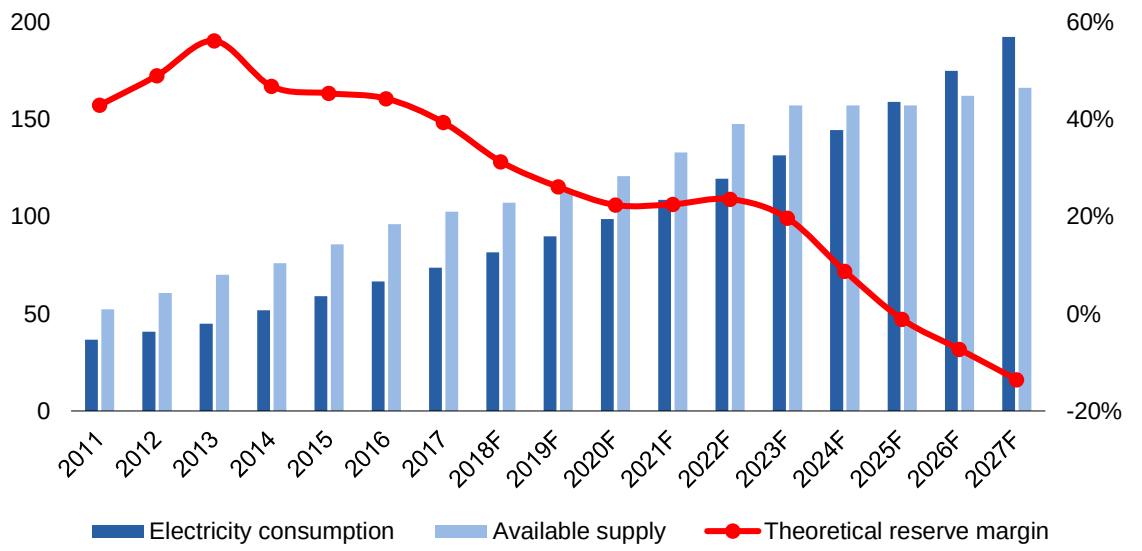


Nguồn: EVN, VCSC

Trong giai đoạn 2012-2016, miền Bắc có tăng trưởng công suất mạnh mẽ 8-13%/năm, tương ứng với tốc độ tăng trưởng nhu cầu trong giai đoạn này. Do đó, miền Bắc hiện đang có công suất lắp đặt cao nhất với 19,1 GW, tương ứng với 42,3% công suất lưới điện quốc gia. Tuy nhiên, tỷ lệ tăng trưởng công suất ở miền Bắc ước tính đạt trung bình 4,3%/năm trong vòng 10 năm tới, thấp hơn nhiều so với tăng trưởng tiêu thụ dự kiến là 10%.

Ngoài ra, chúng tôi giả định hiệu suất hoạt động 45% cho các nhà máy thủy điện và 80% cho các nhà máy điện than để ước tính biên dự trữ còn lại, là sự chênh lệch giữa cung và cầu. Trong những năm qua, miền Bắc ghi biên biên dự trữ lý tưởng 40-60%, dẫn đến công suất dư thừa để hỗ trợ cho miền Nam. Tuy nhiên, biên dự trữ dự kiến sẽ dần giảm trong những năm sắp tới khi tăng trưởng công suất thấp sẽ không thể bù đắp đủ cho nhu cầu tăng mạnh. Do đó, miền Bắc có thể thiếu điện và mất đi công suất dư thừa sẵn có để hỗ trợ cho miền Nam. Do đó, chúng tôi cho rằng EVN có thể gia tăng công suất cho các nhà máy điện than, qua đó giúp cả PPC và HND hưởng lợi trong những năm tới.

Hình 21: Biên dự trữ lý thuyết ở miền Bắc (tỷ kWh)

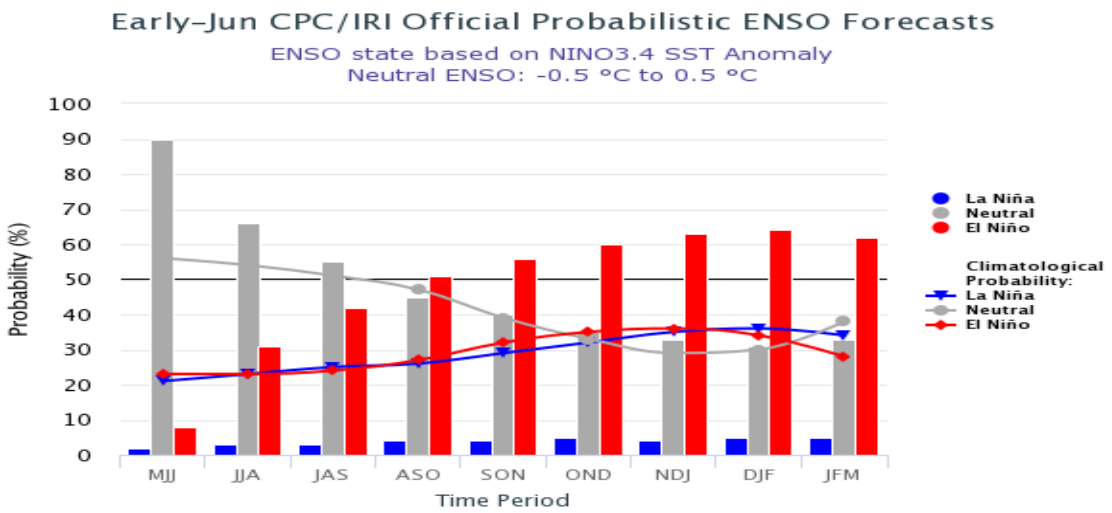


Nguồn: EVN, VCSC forecast

Khả năng xảy ra hiện tượng El Nino đang gia tăng, giúp các nhà máy nhiệt điện hưởng lợi.

Thủy điện hiện đang đóng vai trò quan trọng trong hệ thống lưới điện quốc gia, khi chiếm 45-49% công suất lưới điện của Việt Nam và 50-56% công suất điện của miền Bắc trong vòng 5 năm qua. Các dự báo thời tiết gần đây cho thấy hiện tượng thời tiết El Nino có thể quay trở lại từ cuối năm 2018 hoặc đầu năm 2019, có thể làm giảm sản lượng từ các nhà máy điện và cung cấp thêm cơ hội cho các nhà máy điện.

Hình 22: Dự báo thời tiết

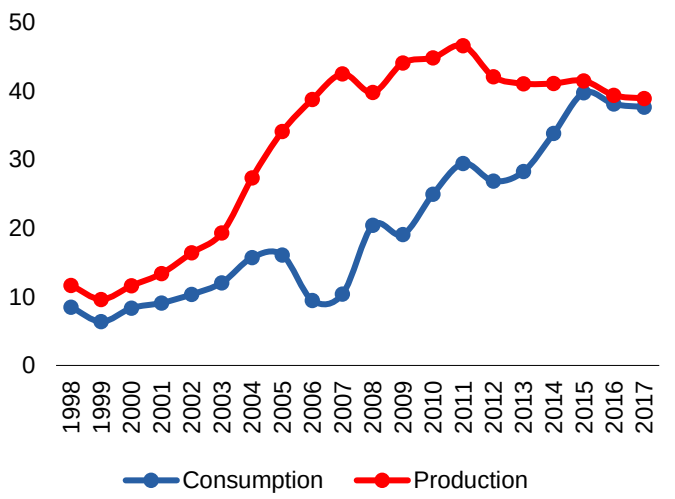


Nguồn: IRI

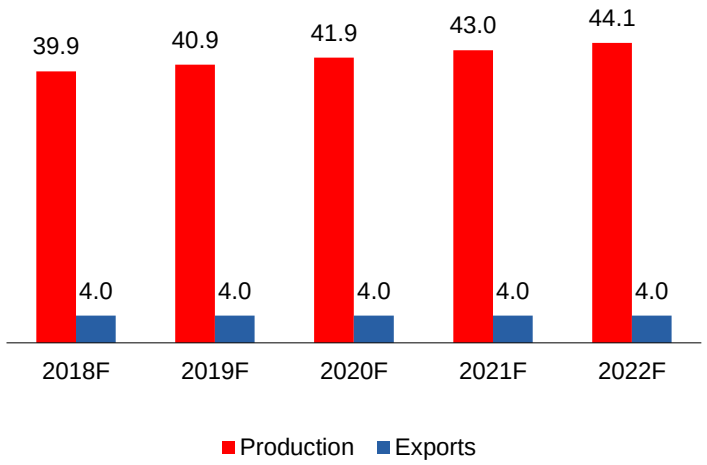
Nguồn than và triển vọng giá than

Trong năm 2018, chúng tôi ước tính sản lượng có thể đạt khoảng 41 triệu tấn do Vinacomin và Đông Bắc có động lực để tăng sản lượng trong năm nay khi Chính phủ nâng trần xuất khẩu lên 4 triệu tấn than cũng như hỗ trợ xuất khẩu than sang Nhật Bản. Giá than đá dự kiến sẽ duy trì ở mức cơ sở cao (khoảng 80 USD/tấn) khi tình trạng thiếu than tại Úc tiếp tục diễn ra trong năm nay. Liên quan đến xuất khẩu than, chúng tôi kỳ vọng con số này sẽ duy trì ở mức 4 triệu tấn từ nay cho đến năm 2022.

Hình 23: Sản xuất vs tiêu thụ than trong nước (tr tấn)



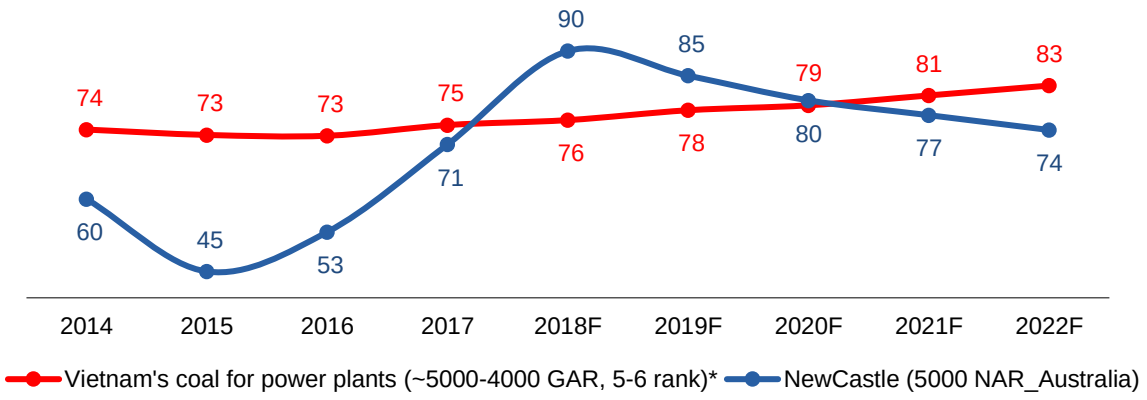
Hình 24: Triển vọng sản xuất than (tr tấn)



Nguồn: Vinacomin, VCSC dự báo

Chúng tôi kỳ vọng giá than trong khu vực sẽ giảm 18-20% trong vòng 5 năm tới. Như mỏ than 5000 NAR NewCastle từ Úc được kỳ vọng sẽ giảm giá khoảng 18% còn 74 USD/tấn từ 90 USD/tấn. Diễn biến này là do trong khu vực sẽ có dư thừa nguồn cung than khi phần lớn quốc gia điều chỉnh kế hoạch xuất khẩu than.

Hình 25: Giá than cho các nhà máy điện than ở Việt Nam



Nguồn: Bloomberg, VCSC dự báo

Nâng cấp nhà máy Phả Lại 1 sẽ giúp cạnh tranh trên thị trường tự do trong khi dự án môi trường đáp ứng tiêu chuẩn yêu cầu.

Tổng quan.

Phả Lại 1 là nhà máy điện than đã hoạt động 37 năm với công nghệ lạc hậu, dẫn đến việc tiêu thụ than cao hơn 35%-40% so với các nhà máy điện than khác. Chi phí khả biến trong giai đoạn 2014-2017 là 1.100 đồng/kWh – 1.200 đồng/kWh, không cạnh tranh so với các nhà máy điện than mới. Do đó, nhà máy Phả Lại 1 phụ thuộc vào sản lượng điện hợp đồng, chiếm 90-95% tổng sản lượng trong những năm tới. Với sự tự do hóa ngành điện của Việt Nam, PPC quyết định sẽ giải quyết các vấn đề vận hành với dự án nâng cấp.

Tiêu chuẩn Kỹ thuật số QCVN 22:2009/BTNMT về Khí thải ngành Công nghiệp Điện yêu cầu các nhà máy điện được xây dựng trước năm 2005 phải giảm khí thải ô nhiễm về mức tương đương với các nhà máy được xây dựng từ năm 2014. Do đó, cả nhà máy Phả Lại 1 và Phả Lại 2 đều phải cần được nâng cấp hệ thống xử lý môi trường.

Hình 26: Các dự án nâng cấp và môi trường

Dự án	Mô tả	Hiện trạng	Khung thời gian	Vốn XDCB (tr USD)
Phả Lại 1			**2018-2023**	**165**
Hệ thống lọc bụi tĩnh điện (ESP)	Hệ thống lọc bủi tĩnh điện được sử dụng để thu hồi và loại bỏ hạt bụi từ khí thải của nhà máy điện. PPC thay thế màng lọc cũ với các công nghệ hiện đại hơn là gia tăng hiệu quả xử lý.	EVN đã phê duyệt nghiên cứu khả thi trong khi PPC hiện đang đánh giá các đơn vị chào thầu. Dự kiến thời gian khởi công: cuối 2018 hoặc đầu 2019.	2018	16,8
Hệ thống xử lý NOxSOx (FGD)	Hệ thống NOxSOx được sủ dụng để giảm khí thải nitơ oxid (NOx) và sulfur oxid (SOx).	Chúng tôi kỳ vọng dự án này sẽ được phê duyệt vào cuối năm 2018 khi Bộ Công thương đang trình phê duyệt của Thủ tưởng Chính phủ Dự kiến thời gian khởi công: giữa năm 2019.	2019	54,5
Equipment & machinery upgrading	PPC Thay thế nồi hơi và turbine mới, có thể làm giảm tỷ lệ than tiêu thụ 20%, tỷ lệ sử dụng nội bộ & thất thoát giảm 200 điểm cơ bản, hiệu suất hoạt động cải thiện từ mức 45% hiện tại lên 60-65% trong những năm tới.	PPC đang hoàn thiện kế hoạch, PPC sau đó sẽ phải thương lượng với EVN về giá hợp đồng mới, có thể bù đắp chi phí XDCB. Chúng tôi kỳ vọng dự án này sẽ được thực hiện trong giai đoạn 2020-2023 với một tổ máy phát sẽ được nâng cấp mỗi năm.	2020-2023	94,2
Phả Lại 2			**2019**	**58,5**
Hệ thống xử lý NOxSOx (FGD)	Tương tự với PL1	Tương tự với PL1	2019	58,5

Nguồn: PPC, VCSC

Dự án nâng cấp kéo dài khoảng 45-60 ngày/tổ máy, nhưng PPC có thể lần lượt ngừng từng tổ máy để nâng cấp trong khi các tổ máy khác sẽ tạm thời bù đắp cho lượng công việc của tổ máy nâng cấp. Ngoài ra, PPC có kế hoạch nâng cấp tất cả các tổ máy trong mùa mưa và kết hợp với quá trình bảo dưỡng trung tu/đại tu. Do đó, chúng tôi tin rằng các dự án sắp tới sẽ có tác động không đáng kể đến hoạt động thường ngày của PPC.

Hình 27: Kế hoạch đại tu của PPC

	2018	2019	2020	2021	2022
Phả Lại 1 (440 MW)					
Tổ máy 1 (110 MW)			Đại tu		
Tổ máy 2 (110 MW)				Đại tu	
Tổ máy 3 (110 MW)	Đại tu				Đại tu
Tổ máy 4 (110 MW)	Đại tu				Đại tu
Phả Lại 2 (600 MW)					
Tổ máy 1 (300 MW)			Đại tu		
Tổ máy 2 (300 MW)				Đại tu	

Nguồn: PPC

Vốn đầu tư sẽ được chuyển sang cho các hợp đồng mua bán điện mới

Các dự án môi trường không có lợi ích kinh tế, và PPC có thể chuyển chi phí đầu tư sang người mua bằng cách tăng phần giá cố định hiện nay trong giá theo hợp đồng mua bán điện.

Trong khi đó, việc nâng cấp trang thiết bị và máy móc hỗ trợ PL1 giảm chi phí sản xuất và cải thiện năng lực cạnh tranh trên thị trường tự do hóa. Sau khi nâng cấp, hợp đồng mua bán điện của Phả Lại 1 ước tính giảm xuống 1.364VND/kWh, nhưng chi phí FGD và ESP đã khiến con số này tăng lên 1.507VND/kWh, cao hơn một chút so với giá theo hợp đồng mua bán điện trước. Tỷ lệ vốn đầu tư nâng cấp xây dựng cơ bản 250.000USD/MW thấp hơn nhiều so với chi phí thay thế 1-1,5 triệu MW dành cho các nhà máy điện mới.

Hình 28: Giá theo hợp đồng mới của PPC theo dự kiến

Dự án	Phả Lại 1 (trước đây)	Phả Lại 1 (mới)	Phả Lại 2 (trước đây)	Phả Lại 2 (mới)
Phần cố định	270	445	362	430
Phần biến đổi	1.220	1.062	925	925
Giá theo HĐ mua bán điện	**1.490**	**1.507**	**1.288**	**1.355**

Nguồn: PPC

Theo ước tính, các dự án nâng cấp có chi phí 5.100 tỷ đồng, trong đó ban lãnh đạo dự kiến sẽ vay 70% từ các ngân hàng trong nước bằng VND với lãi suất 7%-8%/năm. Tính đến cuối Quý 1/2018, PPC nắm giữ 20 triệu USD tiền mặt, 4,2 triệu USD tiền gửi ngân hàng và EVN và Genco2 nợ PPC tổng cộng 75 triệu USD. Số dư tiền mặt nói trên và dòng tiền hoạt động ổn định sẽ giúp PPC đầu tư các dự án sắp tới mà vẫn đảm bảo lợi suất cổ tức hấp dẫn 11%-12%/năm.

Chúng tôi ước tính các dự án nâng cấp Phả Lại 1 và giảm khí thải có tỷ suất hoàn vốn nội bộ 12,3%

Hình 29: Các dự án nâng cấp và giảm khí thải của Phả Lại 1

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Đầu tư XDCB	**0**	**-250**	**-1.366**	**-535**	**-535**	**-535**	**-535**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
ESP & FGD	0	-250	-1.366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nâng cấp máy móc và thiết bị	0	0	0	-535	-535	-535	-535	0	0	0	0	0	0	0
Sản lượng bán ra (triệu kWh)	1.575	1.513	1.613	1.863	1.913	2.063	2.213	2.213	2.213	2.213	2.213	2.213	2.213	2.213
Giá theo HĐ mua bán điện (VND/kWh)	1.488	1.512	1.537	1.705	1.673	1.618	1.590	1.541	1.487	1.487	1.487	1.487	1.487	1.487
KQKD PL1														
Doanh thu	2.336	2.288	2.473	3.118	3.175	3.355	3.556	3.472	3.379	3.379	3.379	3.379	3.379	3.379
LN gộp	123	97	61	192	215	287	335	337	365	365	365	365	405	405
LNST	**83**	**54**	**-38**	**-24**	**-33**	**90**	**191**	**245**	**308**	**308**	**308**	**308**	**348**	**348**
Dòng tiền PL1														
Dòng tiền vào	**0**	**0**	**0**	**313**	**388**	**512**	**614**	**656**	**683**	**683**	**683**	**683**	**683**	**683**
LNST từ HĐKD	0	54	14	138	160	230	278	281	308	308	308	308	348	348
trừ Thuế	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
cộng Khấu hao	0	0	40	175	228	282	335	375	375	375	375	375	335	335
Dòng tiền ra	**0**	**-250**	**-1.366**	**-535**	**-535**	**-535**	**-535**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Dòng tiền thuần	**0**	**-250**	**-1.366**	**-222**	**-146**	**-23**	**79**	**656**	**683**	**683**	**683**	**683**	**683**	**683**

Nguồn: PPC, dự báo của VCSC

Tình hình hoạt động các năm qua

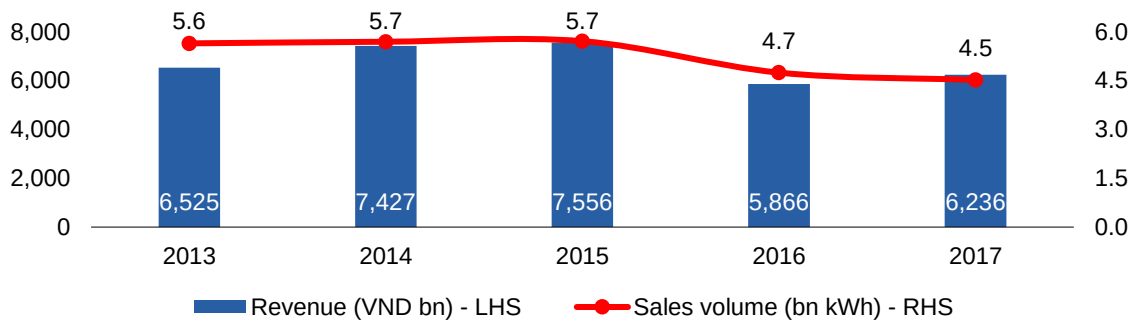
Doanh thu kém trong 2 năm qua do các sự kiện bất thường

Trong 5 năm qua, doanh thu có diễn biến tương quan chặt chẽ với sản lượng, trừ năm 2014. Trong năm 2014, sản lượng bán ra tăng không đáng kể nhưng doanh thu tăng mạnh 13,6% do Chính phủ giảm trợ giá, khiến giá than tăng mạnh 35,8%.

Sản lượng và doanh thu năm 2016 giảm mạnh lần lượt 16,9% và 22,4% vì PL1 có hợp đồng PPA trong 5 tháng đầu năm do thời gian đàm phán lại hợp đồng mua bán điện kéo dài. Hợp đồng mua bán điện mới sẽ hết hạn vào cuối năm 2019 nhưng lần này, việc đàm phán lại sẽ không kéo dài như trước đây vì (1) PPC có thể sẽ ký được hợp đồng mới trong năm 2019 nếu EVN cấp phép các dự án nâng cấp và (2) Ban lãnh đạo PPC đã chuẩn bị kế hoạch dự phòng để gia hạn hợp đồng hiện nay mà không điều chỉnh đáng kể trong trường hợp các dự án nâng cấp bị trì hoãn.

Sau khi công ty ký hợp đồng mua bán điện mới, sản lượng hợp đồng bán cho PL1 và PL2 năm 2017 lần lượt lên đến 1,5 tỷ kWh và 2,8 tỷ kWh. Tuy nhiên, sản lượng bán ra trên thị trường phát điện cạnh tranh không đáng kể vì lượng mưa năm ngoái cao bất thường, khiến doanh thu năm 2017 chỉ tăng nhẹ 6,3%.

Hình 30: Doanh thu và sản lượng bán ra 2013-2017



Nguồn: PPC

Biên lợi nhuận gộp biến động mạnh do khấu hao tài sản và điều chỉnh hợp đồng mua bán điện

Lợi nhuận gộp năm 2014 giảm 53,7% trong khi biên lợi nhuận gộp giảm từ 15% xuống 6,1% vì hai nguyên nhận:

(1) Trong các năm 2010-2013, lợi nhuận phụ thuộc vào đánh giá hàng năm của EVN. Năm 2014, lợi nhuận định mức được tính theo mô hình chiết khấu dòng tiền với tỷ suất hoàn vốn định mức là 12%, dẫn đến phần giá cố định trong giá bán dành cho PL1 và PL2 lần lượt là 273VND/kWh và 362VND/kWh.

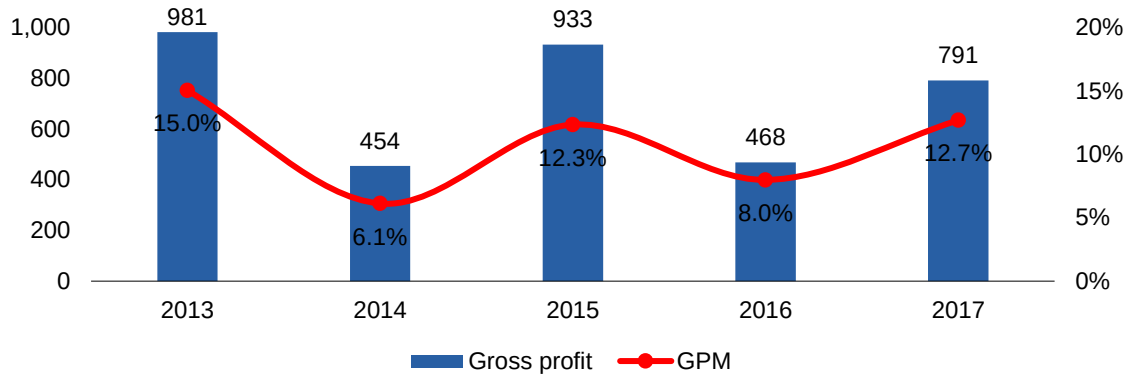
(2) Chi phí phát sinh do giá than được chuyển sang cho EVN. Tuy nhiên, trên lý thuyết, điều này vẫn ảnh hưởng đến biên lợi nhuận gộp của PPC vì tỷ lệ chi phí than so với giá bán trung bình sẽ tăng theo.

Lợi nhuận gộp 2015 tăng gấp đôi so với năm 2014 và biên lợi nhuận tăng lên 12,3% vì chi phí khấu hao giảm từ 700 tỷ đồng năm 2014 xuống 439 tỷ đồng năm 2015.

Nhà máy điện than cũ đã gần như hết khấu hao trong năm 2016 nhưng lợi nhuận gộp giảm 49,8% so với năm 2015 vì PL1 lỗ lớn 108 tỷ đồng do thời gian đàm phán lại hợp đồng mua bán điện kéo dài.

Tuy doanh thu và sản lượng bán ra đi ngang nhưng lợi nhuận gộp năm 2017 tăng 68,9% so với năm 2016 vì công ty hưởng lợi nhờ sản lượng hợp đồng không được huy động, PPC vẫn được EVN thanh toán một phần cho phần sản lượng bao tiêu không huy động.

Hình 31: Lợi nhuận gộp 2013-2017 (tỷ VND)



Nguồn: PPC

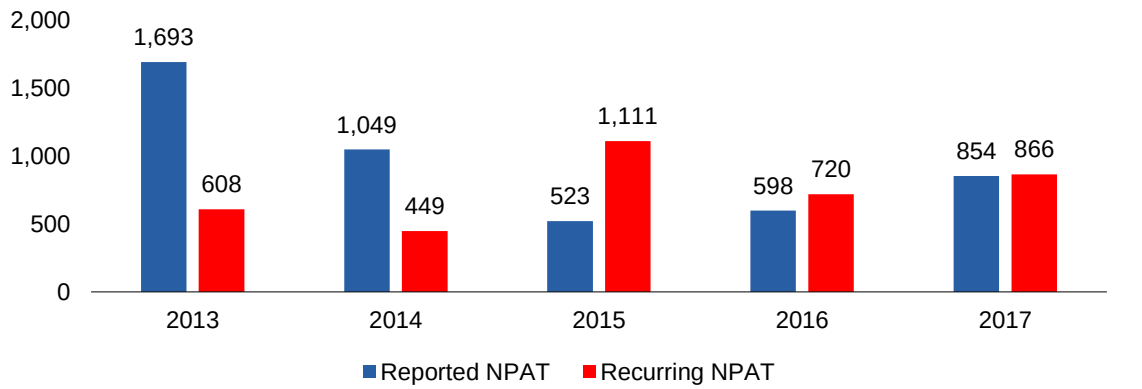
LNST báo cáo và thường xuyên biến động mạnh trong các năm qua

LNST thường xuyên diễn biến tương tự biên lợi nhuận gộp như sau:

- Năm 2014 giảm 37,5% do điều chỉnh cơ chế hợp đồng mua bán điện.
- Năm 2015 tăng 3 lần lên 1,1 tỷ đồng nhờ khấu hao giảm.
- Năm 2016 giảm 37,5% do thời gian thương lượng hợp đồng mua bán điện cho Phả Lại 1 kéo dài.
- Năm 2017 phục hồi 37,8% vì công ty có hợp đồng mua bán điện cả năm và hưởng lợi nhờ sản lượng hợp đồng mua bán điện không được huy động.

Tuy nhiên, LNST báo cáo luôn bị ảnh hưởng do biến động của đồng yen Nhật vì công ty có nợ 23-29 tỷ yen bằng đồng tiền này trong các năm 2013-2016. PPC ghi nhận lãi từ chênh lệch tỷ giá 1.200 tỷ đồng năm 2013 và 590 tỷ đồng năm 2014 nhưng trong các năm 2015 và 2016, công ty lỗ khoảng 200 tỷ đồng/năm do chênh lệch tỷ giá. PPC cũng ghi nhận dự phòng bất thường năm 2015. Đây có thể là nguyên nhân khiến định giá theo phương pháp so sánh của công ty trong các năm qua thấp. Chênh lệch giữa LNST báo cáo và thường xuyên không đáng kể từ năm 2017 nhờ việc trả nợ nợ trước hạn.

Hình 32: LNST báo cáo và thường xuyên 2013-2017

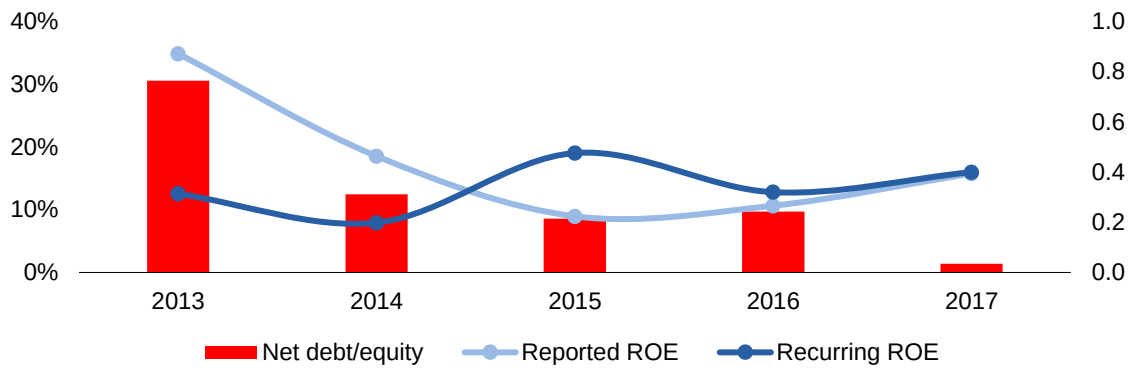


Nguồn: PPC và VCSC

Tỷ lệ đòn bẩy giảm mạnh do trả nợ sớm

PPC được phép trả nợ bằng đồng JPY sớm, qua đó giảm rủi ro liên quan đến tỷ giá. Năm 2006, PPC vay bằng đồng JPY trị giá 50,6 tỷ JPY. Từ đó đến nay, công ty hàng năm trả nợ gốc 2 tỷ JPY. Tuy nhiên, đầu năm 2017, PPC được EVN cho phép trả sớm nợ bằng đồng JPY (khoảng 185 triệu USD), qua đó giảm rủi ro liên quan đến tỷ giá. Nhờ lượng tiền mặt nắm giữ dồi dào và dòng tiền hoạt động mạnh, PPC đã trả 3.200 tỷ đồng năm 2017 và 45 triệu USD còn lại sẽ được trả trong năm 2018 và 2019.

Hình 33: Tỷ lệ nợ / vốn chủ sở hữu, ROE báo cáo và thường xuyên 2013-2017



Nguồn: PPC, VCSC

KQLN 6 tháng đầu năm 2018 khả quan

CTCP Nhiệt điện Phả Lại (PPC) đã công bố KQKD chính thức của quý 2/2018, với doanh thu và lợi nhuận gộp 6 tháng đầu năm tăng mạnh lần lượt 27,2% và 21,7% so với cùng kỳ năm ngoái (YoY) nhờ sản lượng điện bán ra tăng 22,4% và giá trên thị trường phát điện cạnh tranh phục hồi 51%. Ngoài ra, công ty còn hoàn nhập dự phòng 205 tỷ đồng cho QTP trong quý 2/2018, giúp LNST báo cáo tăng trưởng 20,5%.

Không tính các yếu tố bất thường, LNST cốt lõi tăng nhẹ 3,8% YoY đạt 539 tỷ đồng trong 6 tháng 2018 nhờ tăng trưởng LN từ HĐKD mạnh mẽ và chi phí lãi vay thấp hơn bù đắp cho mức thuế cao hơn và thu nhập tiền gửi thấp hơn, khi lượng tiền gửi của PPC giảm đáng kể để trả nợ trước hạn trong năm 2017.

Hình 34: KQLN 6 tháng đầu năm

(tỷ VND)	6 tháng đầu 2017	6 tháng đầu 2018	Tăng trưởng
Doanh thu	**3.158**	**4.017**	**27,2%**
- Giá vốn hàng bán	-2.654	-3.404	28,2%
LN gộp	**503**	**613**	**21,7%**
- Chi phí quản lý và bán hàng	-39	-36	-7,8%
LN từ HĐKD	**464**	**576**	**24,3%**
- Thu nhập tài chính	242	138	-42,8%
- Lãi tài chính	-9	163	n/m
trong đó: Chi phí lãi vay	-49	-14	-72,0%
- Lỗ / lãi thuần khác	6	4	-44,8%
LN trước thuế	**703**	**881**	**25,3%**
- Thuế TNDN	-110	-166	51,2%
LNST, báo cáo	**593**	**715**	**20,5%**
LNST thường xuyên	**519**	**539**	**3,8%**

Nguồn: PPC

Triển vọng 2018: Lợi nhuận báo cáo tăng mạnh nhưng lợi nhuận thường xuyên đi ngang

Hình 35: Triển vọng 2018

(tỷ VND)	2017	2018F	Tăng trưởng	Ghi chú
Sản lượng bán ra (triệu kWh)	**4.520**	**4,8**	**6,5%**	**Sản lượng bán ra phục hồi sau khi xuống thấp năm 2017 do lượng mưa cao bất thường và đại tu Phả Lại 2.**
PL1 (tỷ kWh)	1.575	1,5	-3,9%	
PL2 (tỷ kWh)	2.945	3,3	12,1%	
Giá bán trung bình (VND/kWh)	**1.380**	**1.393**	**0,9%**	**Nhờ giá bán trên thị trường phát điện cạnh tranh phục hồi khi sản lượng thủy điện giảm.**
Doanh thu	**6.236**	**6.703**	**7,5%**	**Do sản lượng tăng và giá bán trên thị trường phát điện cạnh tranh phục hồi.**
- Giá vốn hàng bán	-5.445	-5.794	6,4%	
LN gộp	**791**	**909**	**14,9%**	**Nhờ sản lượng hợp đồng tăng, sản lượng bán ra trên thị trường tăng và giá bán trên thị trường phát điện cạnh tranh phục hồi.**
- Chi phí quản lý và bán hàng	-81	-87	7,5%	
LN từ HĐKD	**710**	**822**	**15,8%**	
- Thu nhập tài chính	412	393	-4,8%	Hồi tố lỗ tỷ giá 2016 bù đắp cho thu nhập lãi giảm vì tiền mặt nắm giữ của PPC giảm đáng kể sau khi trả nợ trước hạn.
- Lãi tài chính	-120	64	NM	Nhờ chi phí lãi vay giảm và hoàn nhập dự phòng dành cho QTP.
Trong đó, chi phí lãi vay	-72	-21	-71,4%	Nhờ nợ bằng đồng JPY giảm.
- Lỗ/thu nhập thuần khác	1	0		
LN trước thuế	**1.003**	**1.279**	**27,5%**	
- Thuế TNDN	-149	-240	60,6%	
LNST báo cáo	**854**	**1.040**	**21,7%**	**Nhờ sản lượng bán ra tăng, hồi tố lỗ tỷ giá và hoàn nhập dự phòng.**
LNST thường xuyên	**866**	**834**	**-3,7%**	**Thu nhập từ HĐKD tăng bù đắp cho thu nhập lãi tiền gửi giảm.**

Nguồn: dự báo của VCSC

Triển vọng dài hạn

Triển vọng HND: Tăng trưởng lợi nhuận cao giúp cổ tức tăng

HND đã ký hợp đồng mua bán điện thời hạn 25 năm với EVN năm 2011. Theo hợp đồng, HND sẽ bán cho EVN 5,5-6 tỷ kWh với phần cố định trong giá bán là 601VND/kWh, trong khi phần biến đổi được tính theo giá than. Phần biến đổi năm 2017 là 896VND/kWh cạnh tranh so với các nhà máy điện than khác trong nước. Tuy nhiên, chúng tôi xin lưu ý rằng từ năm 2021 trở đi, phần cố định sẽ được giảm từ 601VND/kWh hiện nay xuống 441VND/kWh.

Chúng tôi dự báo hiệu suất hoạt động sẽ tăng dần trong các năm tới vì vấn đề thiếu hụt điện ngày càng trầm trọng. Sản lượng bán ra năm 2014 gần như tăng gấp đôi so với năm 2013 lên 5,8 tỷ kWh nhờ nhà máy Hải Phòng 2 đi vào hoạt động thương mại và tăng tiếp 9,7% năm 2015 và 2% năm 2016. Sản lượng năm 2017 giảm 10,5% do lượng mưa cao bất thường nhưng lợi nhuận thường xuyên được đảm bảo nhờ sản lượng hợp đồng cao. Với triển vọng thiếu hụt điện trong khi nhu cầu tăng trưởng với tốc độ 2 chữ số và chi phí sản xuất của HND cạnh tranh, chúng tôi thận trọng dự báo sản lượng bán ra sẽ tăng từ 5,8 tỷ kWh năm 2017 lên 7,2 tỷ kWh năm 2022, tương ứng với tốc độ tăng trưởng kép hàng năm giai đoạn này đạt 4,5%.

Hình 36: Kết quả hoạt động của HND 2013-2017 và dự báo 2018-2022 của VCSC

	2013	2014	2015	2016	2017	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
Hiệu suất hoạt động	*64,0%	60,3%	66,1%	67,4%	60,3%	65,0%	65,0%	70,0%	75,0%	75,0%
Sản lượng bán ra (tỷ kWh)	3,1	5,8	6,3	6,4	5,8	6,2	6,2	6,7	7,2	7,2
Qc/Q	83,0%	45,7%	49,7%	85,5%	106,1%	87,0%	87,0%	80,8%	75,4%	75,4%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1.283	1.439	1.441	1.420	1.576	1.484	1.488	1.489	1.374	1.381
Giá theo hợp đồng mua bán điện (VND/kWh)	1.415	1.454	1.469	1.463	1.497	1.497	1.497	1.497	1.337	1.337
tỷ VND										
Doanh thu	3.927	8.295	9.111	9.157	9.095	9.231	9.254	9.974	9.856	9.908
Lợi nhuận gộp	1.131	1.532	1.581	1.358	1.714	1.434	1.444	1.742	1.203	1.240
Lỗ do chênh lệch tỷ giá trong năm	(9)	(223)	(233)	(149)	(14)	(189)	(137)	(104)	(70)	(43)
Lỗ do chênh lệch tỷ giá (CIP)	(641)	(382)	-	(75)	(415)	(299)	-	-	-	-
LNST báo cáo	**280**	**331**	**392**	**287**	**400**	**324**	**770**	**1.183**	**799**	**930**
tăng trưởng %		*17,9%*	*18,6%*	*-26,7%*	*39,4%*	*-19,0%*	*137,5%*	*53,6%*	*-32,4%*	*16,4%*
LNST thường xuyên	**610**	**661**	**661**	**521**	**945**	**849**	**934**	**1.305**	**880**	**979**
tăng trưởng %		*8,4%*	*0,1%*	*-21,2%*	*81,3%*	*-10,2%*	*10,0%*	*39,7%*	*-32,6%*	*11,3%*

Nguồn: HND, dự báo của VCSC (*) Năm 2013, HND chỉ có một nhà máy điện công suất 600MW hoạt động

Hoạt động ổn định mang lại dòng lợi nhuận bền vững 2013-2017. Lợi nhuận thường xuyên ổn định tại mức 610-661 tỷ đồng/năm trong giai đoạn 2013-2015 nhưng năm 2016 giảm 21,1% so với năm 2015 do (1) Giá trên thị trường phát điện cạnh tranh trung bình của HND giảm 18,2% từ 1.280VND/kWh năm 2015 xuống 1.083VND/kWh năm 2016 và (2) Hải Phòng 2 gia nhập thị trường phát điện cạnh tranh cả năm 2016 thay vì 10 tháng như năm 2015. Lợi nhuận thường xuyên năm 2017 cao bất thường vì sản lượng hợp đồng không được huy động của HND cao, trong khi chi phí lãi vay của HND thấp hơn.

Tuy nhiên, LNST báo cáo trong những năm qua biến động mạnh do (1) 1.500 tỷ đồng lỗ do đánh giá lại chênh lệch tỷ giá được phát sinh trong quá trình xây dựng được ghi nhận trong thời gian này; và (2) lỗ do chênh lệch tỷ giá chưa thực hiện liên quan đến các khoản nợ bằng USD và JPY.

Triển vọng lợi nhuận khả quan nhờ sản lượng tăng mạnh và tích cực trả nợ. Lợi nhuận thường xuyên năm 2018 dự báo sẽ giảm 10,2% so với năm 2017 do sản lượng hợp đồng giảm trong khi có 299 tỷ đồng lỗ từ chênh lệch tỷ giá trong quá trình xây dựng sẽ được ghi nhận năm nay. Chúng tôi dự báo sản lượng tăng, chi phí lãi vay giảm và giá trên thị trường phát điện cạnh tranh tăng sẽ giúp tăng trưởng lợi nhuận thường xuyên năm 2019 đạt 10% và năm 2020 đạt 39,7%. Trong khi đó, lợi nhuận báo cáo có thể tăng 137,5% năm 2019 và 53,6% năm 2020 nhờ lỗ do chênh lệch tỷ giá không còn đáng kể. Chúng tôi cũng dự báo lợi nhuận thường xuyên năm 2021 sẽ giảm 32,6% do điều chỉnh giá hợp đồng mua bán điện. Lợi nhuận thường xuyên năm 2022 có thể đạt tăng trưởng 11,3% nhờ chi phí lãi vay giảm.

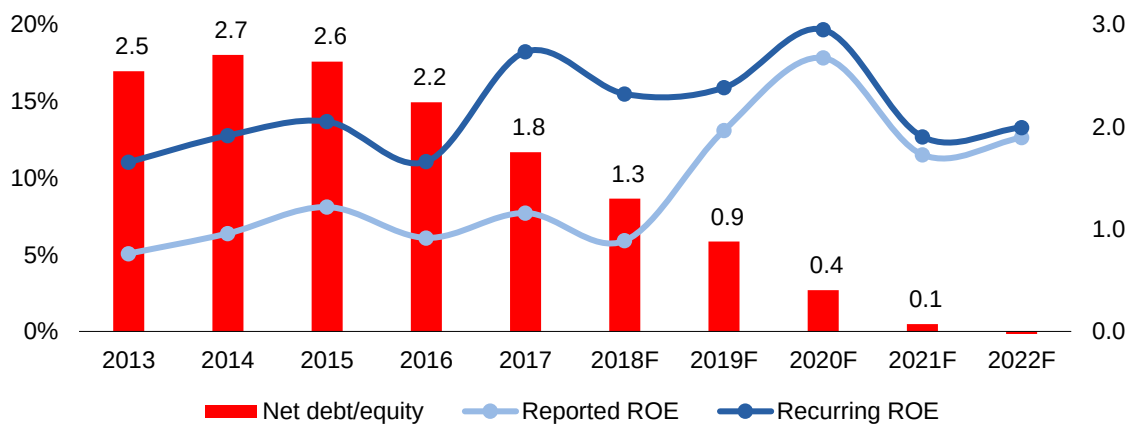
HND đang trở thành con gà đẻ trứng vàng cho PPC. Trong những năm qua, HND hàng năm đều trả cổ tức bằng tiền mặt 650VND/cổ phiếu. Với tăng trưởng lợi nhuận cao và tỷ lệ đòn bẩy giảm xuống 0,1 lần, chúng tôi dự báo trong những năm tới, hàng năm HND sẽ trả cổ tức bằng tiền mặt 750-1.000VND/cổ phiếu, lợi suất cổ tức 7,5%-10%, qua đó mang lại lợi nhuận cổ tức cho PPC 94-125 tỷ VND/năm.

Hình 37: Ước tính cổ tức của HND

	2013	2014	2015	2016	2017	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
Cổ tức / cổ phiếu	n/a	550	600	500	650	650	750	850	1.000	1.000
Lợi suất cổ tức theo mệnh giá (%)	n/a	5,5%	6,0%	5,0%	6,5%	6,5%	7,5%	8,5%	10,0%	10,0%

Nguồn: HND, dự báo của VCSC

Hình 38: Tỷ lệ nợ / vốn CSH, ROE báo cáo và thường xuyên 2013-2022



Nguồn: HND, dự báo của VCSC

Triển vọng QTP: Sẽ trả cổ tức từ năm 2020 trở đi và trả xong nợ trong 5 năm tới

Năm 2014 và 2015, nhà máy điện của QTP gặp phải một số sự cố kỹ thuật nghiêm trọng. Tuy nhiên, nhà máy điện than mới trong 2 năm qua đã hoạt động ổn định. Chúng tôi xin lưu ý rằng sản lượng bán ra giảm từ 6,5 tỷ kWh năm 2015 xuống 5,3 tỷ kWh năm 2017 do lượng mưa cao bất thường nhưng lợi nhuận thường xuyên năm 2017 vẫn tăng 7,5% nhờ hưởng lợi từ sản lượng hợp đồng không được huy động.

Dự báo trong những năm tới, QTP sẽ hoạt động ổn định với hiệu suất 63%-70% trong khi nợ dài hạn giảm dần từ 421 triệu USD năm 2017 xuống 10 triệu USD năm 2022. Vì vậy, chúng tôi ước tính LNST thường xuyên 2017-2022 sẽ đạt tăng trưởng kép hàng năm 7,5%. Chúng tôi thận trọng dự báo QTP sẽ lần đầu trả cổ tức bằng tiền mặt năm 2020 tại mức 500VND/cổ phiếu và từ năm 2021 trở đi 1.000VND/cổ phiếu.

Hình 39: Kết quả hoạt động của QTP 2013-2017 và dự báo 2018-2022 của VCSC

	2014	2015	2016	2017	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
Hiệu suất hoạt động	58,8%	59,3%	67,5%	55,1%	63,0%	65,0%	70,0%	70,0%	70,0%
Sản lượng bán ra (tỷ kWh)	5,6	5,7	6,5	5,3	6,0	6,2	6,7	6,7	6,7
Qc/Q	46,8%	55,2%	85,4%	115,9%	92,7%	89,9%	83,5%	83,5%	83,5%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1.343	1.354	1.353	1.555	1.396	1.396	1.396	1.321	1.321
Giá theo hợp đồng mua bán điện (VND/kWh)	1.353	1.368	1.362	1.396	1.396	1.396	1.396	1.296	1.296
tỷ VND									
Doanh thu	7.551	7.703	8.738	8.210	8.431	8.700	9.371	8.866	8.866
Lợi nhuận gộp	1.124	1.043	1.451	1.479	1.227	1.330	1.620	1.091	1.065
LNST báo cáo	**7**	**-1.321**	**367**	**709**	**316**	**557**	**1.098**	**738**	**844**
LNST thường xuyên	**192**	**50**	**612**	**658**	**567**	**774**	**1.152**	**759**	**844**

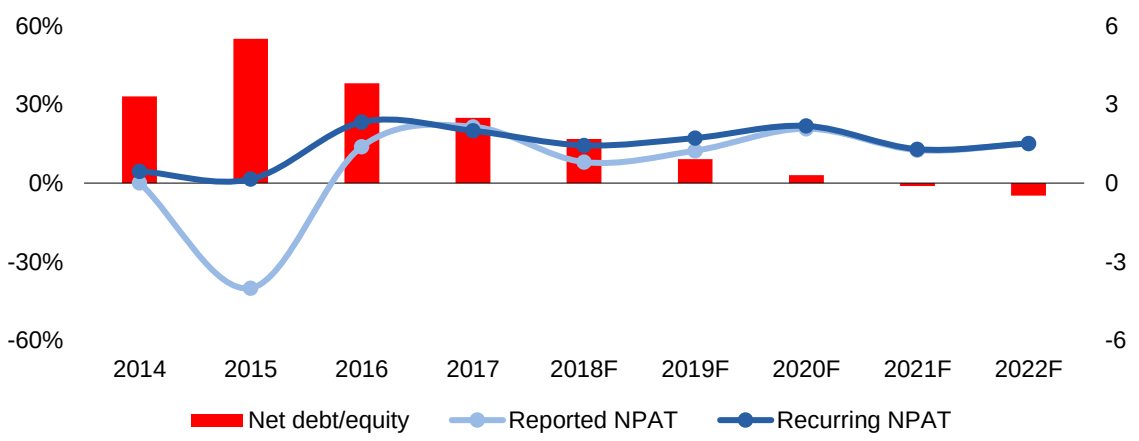
Nguồn: QTP, dự báo của VCSC

Hình 40: Ước tính cổ tức của QTP

	2013	2014	2015	2016	2017	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
Cổ tức / cổ phiếu	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	500	1.000	1.000
Lợi suất cổ tức theo mệnh giá (%)	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	5,0%	10,0%	10,0%

Nguồn: QTP, dự báo của VCSC

Hình 41: Tỷ lệ nợ / vốn CSH, ROE báo cáo và thường xuyên 2013-2022



Nguồn: QTP, dự báo của VCSC

Doanh thu 2017-2022 đạt tăng trưởng kép hàng năm 7,1% nhờ sản lượng tăng mạnh

Tình hình thiếu hụt điện ngày càng trầm trọng và chi phí sản xuất cạnh tranh sẽ giúp sản lượng bán ra và doanh thu 2017-2022 đạt tăng trưởng kép hàng năm lần lượt 4,6% và 7,1%

Chúng tôi dự báo trong 3 năm tới, sản lượng bán ra sẽ tăng 6,2%-6,8%/năm do EVN phải tăng cường huy động các nhà máy hiện nay để đáp ứng nhu cầu tại miền Bắc với tốc độ tăng trưởng hai chữ số trong khi công suất trong thời gian này chỉ tăng 4,1%-5,7%. Vì vậy, chúng tôi dự báo doanh thu năm 2018 tăng 7,5% và năm 2019 tăng 9,5% trước khi tăng mạnh 13,9% năm 2020 nhờ giá theo hợp đồng mua bán điện tăng.

Dự án nâng cấp trang thiết bị sẽ góp phần kiểm soát chi phí của PL1 và giúp sản lượng bán ra từ năm 2020 trở đi đạt 300-500 triệu kWh trong khi trong các năm qua, công ty gần như không bán điện trên thị trường phát điện cạnh tranh, khiến doanh thu 2021 và 2022 tăng lần lượt 2% và 3,5%.

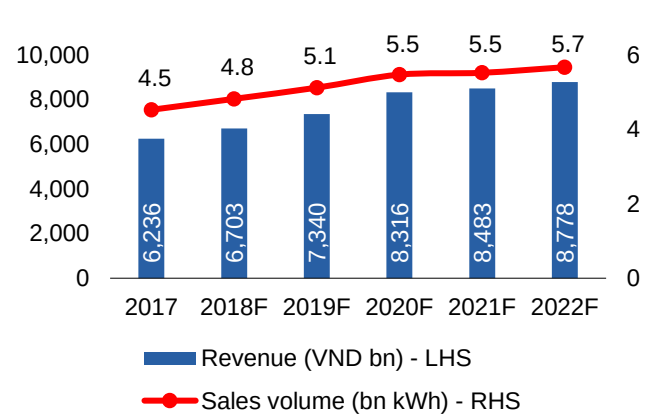
Chúng tôi thận trọng dự báo lợi nhuận sẽ đạt tốc độ tăng trưởng kép hàng năm 5,1% với sản lượng cải thiện và cổ tức HND và QTP tăng gấp đôi

Chúng tôi dự báo LNST 2017-2022 sẽ đạt tăng trưởng kép hàng năm 5,1% vì các lý do:

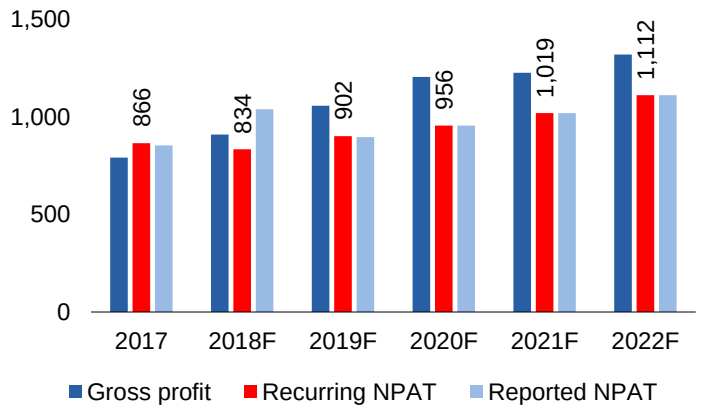
- Lợi nhuận thường xuyên 2019 tăng 8,1% chủ yếu nhờ sản lượng tăng 6,2% trong khi giá theo hợp đồng mua bán điện được điều chỉnh tăng để bù đắp chi phí khấu hao và lãi vay phát sinh từ các dự án đầu tư nâng cấp môi trường.
- Lợi nhuận thường xuyên 2020-2022 dự báo sẽ tăng 6%-9,1% vì chúng tôi cho rằng dự án nâng cấp máy móc trang thiết bị sẽ cải thiện khả năng sinh lời của PL1.
- Chúng tôi ước tính cổ tức bằng tiền mặt PPC được HND và QTP trả sẽ tăng từ 89 tỷ đồng năm 2017 lên 200 tỷ đồng năm 2022.
- Chúng tôi giả định chi phí bảo dưỡng trong 5 năm tới là 18,7 triệu USD/năm, bằng chi phí trung bình trong 5 năm qua dù cho rằng chi phí của Phả Lại 1 có thể giảm sau khi nâng cấp.

LNST báo cáo 2018 cao hơn 24,7% so với lợi nhuận thường xuyên vì PPC dự báo sẽ ghi nhận hồi tố lỗ từ chênh lệch tỷ giá 120 tỷ đồng và hoàn nhập dự phòng 100 tỷ đồng từ QTP. Từ năm 2019 trở đi, LNST báo cáo sẽ bằng lợi nhuận thường xuyên khi PPC trả xong nợ bằng đồng JPY.

Hình 42: Dự báo doanh thu (tỷ VND) và sản lượng bán ra (tỷ kWh) 2017-2022



Hình 43: Dự báo lợi nhuận gộp, LNST báo cáo và thường xuyên 2017-2022 (tỷ VND)

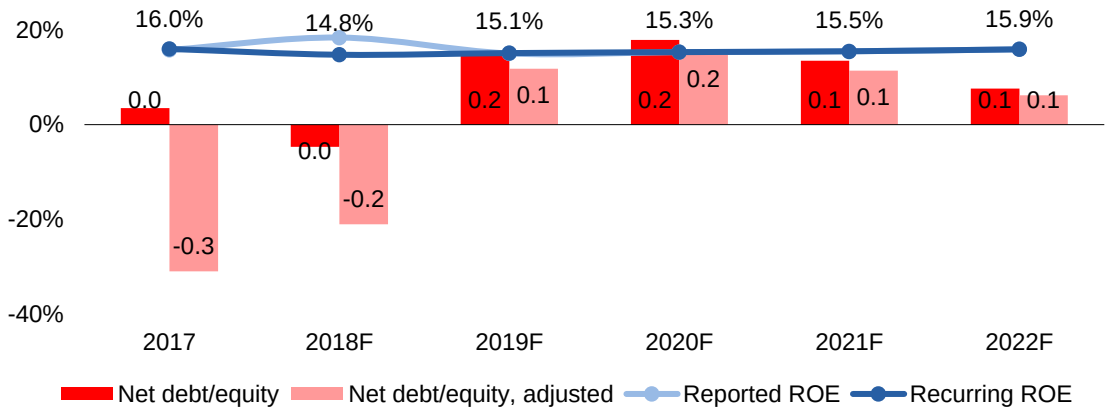


Nguồn: Cục Đầu tư Nước ngoài, Tổng cục Thống kê

Tỷ lệ đòn bẩy tăng nhẹ do các dự án nâng cấp trong khi ROE tiếp tục lành mạnh

PPC sẽ trả xong nợ bằng đồng yen và năm 2019 sẽ trở thành công ty tiền ròng. Tỷ lệ nợ / vốn CSH từ năm 2019 trở đi sẽ tăng trở lại lên 0,2 vì công ty sẽ vay vốn từ một số ngân hàng trong nước để đầu tư các dự án nâng cấp. Nếu tính cả các khoản nợ mà EVN và Genco còn nợ PPC, tỷ lệ đòn bẩy khả quan hơn nữa vì trong trường hợp này, PPC hiện đang là công ty tiền ròng. Nhờ LNST thường xuyên tăng, chúng tôi dự báo ROE thường xuyên trong 5 năm tới sẽ ổn định tại mức 15%-16%.

Hình 44: Tỷ lệ nợ / vốn CSH, ROE báo cáo và thường xuyên 2017-2022



Nguồn: dự báo của VCSC (*) Tỷ lệ nợ / vốn CSH, điều chỉnh theo các khoản nợ của EVN và GENCO2

Khả năng trả cổ tức

Lợi suất trả cổ tức cao, ổn định, không còn rủi ro lỗ do chênh lệch tỷ giá. Chúng tôi ước tính PPC có thể tiếp tục trả cổ tức bằng tiền mặt 2.000VND/cổ phiếu trong các năm tới (lợi suất cổ tức 11,6%) do lợi nhuận thường xuyên tăng, dòng tiền hoạt động ổn định để đầu tư các dự án trong thời gian tới và không còn rủi ro liên quan đến nợ bằng JPY từ năm 2020 trở đi.

Hình 45: PPC có khả năng trả cổ tức bằng tiền mặt cao

(tỷ VND)	2017	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
Lưu chuyển tiền tệ từ hoạt động kinh doanh	-384	739	870	1,137	1,385	1,512
Lưu chuyển tiền tệ từ hoạt động đầu tư	2.945	378	-871	-700	-500	-500
Lưu chuyển tiền tệ từ hoạt động tài chính	-3.130	-1.086	124	799	-1.311	-1.311
Cổ tức bằng tiền mặt (VND/cổ phiếu)	2.500	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
Trả cổ tức	-1.020	-652	-652	-652	-652	-652
Số dư tiền mặt cuối kỳ	**209**	**240**	**363**	**1.600**	**1.175**	**877**

Nguồn: dự báo của VCSC

Rủi ro

Dự án nâng cấp. Đây là dự án nâng cấp đầu tiên tại Việt Nam nên có một số rủi ro như (1) việc giảm tiêu thụ than và cải thiện hiệu suất hoạt động không khả quan như kỳ vọng; (2) chi phí vượt dự kiến và (3) chậm trễ trong việc thực hiện dự án. Tuy nhiên, các dự án nâng cấp như trên khá phổ biến trên thế giới. 10 nhà thầu từ Nga, Nhật, và Anh, v.v. đã đến để khảo sát Phả Lại 1 và cho rằng tiêu thụ than và hiệu suất hoạt động có thể khả quan hơn so với thiết kế/ kỳ vọng. Ngoài ra, PPC cũng sẽ đưa vào hợp đồng điều khoản phạt chủ thầu, theo đó chủ thầu phải trả lại tiền cho PPC trong trường hợp tiêu thụ than hay hiệu suất không đạt như cam kết trong hợp đồng.

Hợp đồng tạm thời của Phả Lại 1. Hợp đồng mua bán điện thời hạn 4 năm hiện nay của Phả Lại 1 (2016-2019) sẽ hết hạn vào năm tới, và có thể việc nâng cấp sẽ được triển khai muộn hơn so với kế hoạch. Vì vậy, có thể sẽ không có sản lượng theo hợp đồng như 5 tháng đầu năm 2016, hoặc phần lợi nhuận định mức thấp hơn. Để tránh tình trạng này, ban lãnh đạo PPC hiện đang lên kế hoạch để gia hạn hợp đồng mua bán điện thêm 4 năm (2020-2023). Ngoài ra, công ty cũng tin rằng các điều khoản của hợp đồng mua bán điện mới sẽ tương tự hợp đồng hiện nay. Chúng tôi cho rằng sản lượng hợp đồng dành cho Phả Lại 1 sẽ ổn định vì tình trạng thiếu hụt điện rất có thể sẽ trầm trọng hơn trong những năm tiếp theo.

Rủi ro liên quan đến nguồn than và giá than không đáng kể. PPC và HND đang thương lượng với Vinacomin để ký hợp đồng mua than dài hạn để đảm bảo nguồn cung cho cả đời nhà máy. Chúng tôi cho rằng Việt Nam có thể không đủ than cho các nhà máy điện mới và ước tính lượng than trong nước sẽ tăng ổn định 2%/năm, đủ để đáp ứng nhu cầu của các nhà máy hiện nay. Trong dài hạn, giá than trong nước có thể tăng do tăng cường khai thác dưới lòng đất, tuy nhiên, các mỏ than trong nước nằm khá gần nhà máy, thời gian vận chuyển chưa đến một ngày, nên nên tính sẵn sàng của các mỏ than trong nước là một lợi thế lớn so với than nhập khẩu.

Rủi ro liên quan đến quy định về môi trường không đáng kể. Có ý kiến tỏ ra lo ngại các nhà máy điện không đáp ứng quy định về Sulfur và Nitro có thể bị đình chỉ hoạt động. Tuy nhiên, vì PPC và HND đang thực hiện một số dự án để cải thiện nên chúng tôi cho rằng rủi ro này không đáng kể. Ngoài ra, vì tình trạng thiếu hụt điện tại Việt Nam có thể sẽ trầm trọng hơn trong các năm tới nên rủi ro đình chỉ hoạt động sẽ là không đáng kể.

Thị trường phát điện cạnh tranh. Chuyển chi phí vào giá trên thị trường tự do ít hơn so với giá theo hợp đồng mua bán điện, do đó Phả Lại 1 chịu nhiều rủi ro liên quan đến thị trường phát điện cạnh tranh hơn so với Phả Lại 2. Tuy nhiên, giá trên hợp đồng cạnh tranh sẽ tăng dần mỗi năm vì các nhà máy điện mới, chi phí cao (chi phí sản xuất cao hơn khoảng 13% so với Phả Lại 1) gia nhập hệ thống, và điều này có thể giúp giảm rủi ro dành cho Phả Lại 1. Ngoài ra, khi thị trường được tự do hóa hơn, giá điện và giá trên thị trường phát điện cạnh tranh sẽ tăng vì giá điện tại Việt Nam hiện nay thấp hơn khoảng 50% so với mức trung bình khu vực Châu Á – Thái Bình Dương. Giá trên thị trường phát điện cạnh tranh tăng cũng hạn chế rủi ro từ việc sản lượng hợp đồng giảm từ 85% hiện nay xuống 60% trong tương lai.

Tăng trưởng kinh tế. Tăng trưởng kinh tế và tăng trưởng tiêu thụ điện thường diễn biến song song. Vì vậy, với giả định tăng trưởng GDP và tiêu thụ điện 5 năm tới trong kịch bản cơ sở của chúng tôi lần lượt là 6% và 10%, nhu cầu sẽ được đảm bảo. Ngoài ra, nguồn cung tại miền Bắc tăng chậm trong khi tiêu thụ điện tại khu vực này tăng góp phần giảm rủi ro sản lượng dành cho PPC, HND, và QTP.

Thời tiết có lợi cho thủy điện và gây áp lực đối với nhiệt điện. Vì thủy điện chiếm 40% công suất điện cả nước và 50% công suất điện miền Bắc nên lượng mưa lớn sẽ hạn chế sản lượng nhiệt điện. Tuy nhiên, vì Việt Nam không thể tiếp tục xây nhà máy thủy điện nữa nên rủi ro này được hạn chế.

Tỷ giá. Rủi ro liên quan đến tỷ giá không đáng kể vì năm 2019, PPC sẽ trả xong nợ bằng đồng JPY. Vốn vay cho các dự án môi trường và nâng cấp đều bằng đồng VND.

Hoạt động. Việc tạm ngưng hoạt động nhà máy ngoài kế hoạch, nếu xảy ra, sẽ ảnh hưởng đến sản lượng, doanh thu và lợi nhuận.

Định giá

Định giá theo phương pháp chiết khấu dòng tiền

Chúng tôi áp dụng 4 phương pháp định giá dành cho PPC, gồm chiết khấu dòng tiền (tỷ trọng 40%), P/E, P/B và EV/EBITDA (mỗi phương pháp tỷ trọng 20%). EV/EBITDA là phương pháp phù hợp nhất đối với các công ty cần nhiều vốn trong khi chiết khấu dòng tiền lại được áp dụng rộng rãi khi định giá các doanh nghiệp trong ngành tiện ích. Vì vậy, chúng tôi áp dụng tỷ lệ WACC 10,8% để tính giá mục tiêu dành cho PPC và được kết quả 26.500VND/cổ phiếu với tổng mức sinh lời 54,1%.

Chúng tôi xin lưu ý rằng PPC không công bố báo cáo tài chính hợp nhất nên mô hình định giá của chúng tôi được dựa trên báo cáo tài chính của công ty mẹ. Nếu sử dụng báo cáo tài chính hợp nhất, giá mục tiêu có thể sẽ cao hơn.

Hình 46: Định giá PPC

Phương pháp	Hệ số mục tiêu	EPS/BVPS	Giá trị hợp lý	Hệ số	Giá mục tiêu
Chiết khấu dòng tiền			29.766	40%	11.906
P/E	8,8	2.557	22.375	20%	4.475
P/B	1,3	17.920	23.295	20%	4.659
EV/EBITDA	11,3		27.510	20%	5.502
Giá mục tiêu					**26.500**
TL tăng					43,2%
Lợi suất cổ tức					10,8%
Tổng mức sinh lời					**54,1%**
P/E 2018 theo giá mục tiêu					10,4x
P/E 2019 theo giá mục tiêu					9,6x

Nguồn: dự báo của VCSC, (*) Chúng tôi xin lưu ý rằng P/E trước đây của PPC thấp hơn 50% so với các công ty điện khác chỉ có một nhà máy điện.

Phương pháp chiết khấu dòng tiền

Hình 47: Phương pháp chiết khấu dòng tiền

Chi phí vốn		FCFF (5 năm)	
Beta	0,9	Giá trị hiện tại của dòng tiền tự do	5.140
Phần bù rủi ro thị trường %	8,9%	Giá trị cuối cùng (0% g)	5.291
LS phi rủi ro %	3,7%	**Tổng DTTDCK và GTCC**	**10.430**
Chi phí Vốn CSH %	11,7%	+ Tiền mặt & đầu tư ngắn hạn	573
Chi phí nợ %	8,0%	- Nợ	-1.293
Nợ	17,4%	- Lợi ích CĐTS	0
Vốn CSH	82,6%	**Giá trị vốn CSH (tỷ đồng)**	**9.711**
Thuế TNDN	20,0%	Cổ phiếu (triệu)	326
WACC %	**10,8%**	**Giá cổ phiếu, đồng**	**29.766**

Nguồn: dự báo của VCSC

Hình 48: Dòng tiền

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
LN từ HĐKD	**903**	**1.057**	**1.241**	**1.316**	**1.405**	**1.418**	**1.394**	**1.396**	**1.368**	**1.338**
+ Khấu hao	36	76	341	394	448	501	541	541	541	541
- Thuế	-240	-201	-203	-205	-228	-226	-236	-253	-259	-265
- Vốn lưu động	-337	-103	-160	-27	-47	-30	-9	-6	-24	-25
- Đầu tư XDCB	-550	-2.166	-735	-535	-535	-535	0	0	0	0
Dòng tiền tự do	**-187**	**-1.337**	**484**	**944**	**1.043**	**1.129**	**1.691**	**1.677**	**1.626**	**1.589**
Giá trị hiện tại của dòng tiền tự do	-169	-1.089	356	626	625	676	1.013	1.005	974	952
Tổng Giá trị hiện tại của dòng tiền tự do	**-288**	**-1.377**	**-1.021**	**-394**	**231**	**907**	**1.921**	**2.926**	**3.900**	**5.140**

Nguồn: dự báo của VCSC

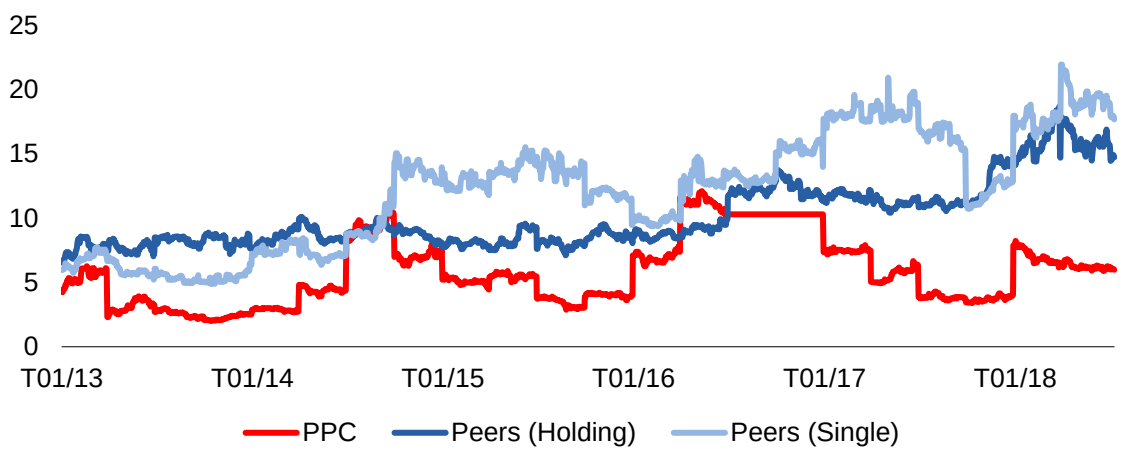
Các công ty khác cùng ngành

Hình 49: Các công ty khác cùng ngành

Công ty	Quốc gia	Giá trị vốn hóa	DT thuần 12T	Tăng trưởng %	LNST 12T	Tăng trưởng %	Nợ / Vốn CSH	ROA (%)	ROE (%)	LS cổ tức (%)	P/E 12T	P/E 12T điều chỉnh	P/B 12T	EV/ EBITDA
CÔNG TY NẮM GIỮ														
Manila Electric	Philippines	7.492	5.649	8,8	404	7,4	-23,1	6,7	30,3	4,8	19,2	17,3	5,8	10,4
First Philip Hld	Philippines	627	2.108	13,1	116	-38,3	65,3	1,6	7,0	3,3	5,7	5,2	0,4	6,0
Energy Developme	Philippines	1.835	627	-8,4	153	-40,2	89,8	4,3	10,8	n/a	16,1	14,5	1,7	8,6
Ratchaburi Elec	Thái Lan	2.268	1.246	-6,9	180	-11,2	18,8	5,7	8,8	4,6	13,6	13,9	1,2	17,3
Banpu Power Pcl	Thái Lan	2.156	189	15,8	123	0,4	9,8	9,2	10,9	2,6	17,2	17,7	1,8	53,1
Global Power Syn	Thái Lan	3.200	614	-1,4	94	29,8	29,3	5,5	8,7	1,8	31,8	32,6	2,7	26,7
Glow Energy Pcl	Thái Lan	4.113	1.570	3,0	268	21,1	51,8	9,0	19,0	6,2	14,0	14,3	2,6	9,3
Nava Bharat Vent	Ấn Độ	336	364	70,1	37	135,2	80,2	2,8	7,1	0,8	9,5	7,0	0,7	7,2
Tata Power Co	Ấn Độ	2.783	4.550	6,3	384	176,2	250,2	3,0	15,0	1,8	7,8	5,8	1,1	10,8
Cikarang Listrin	Indonesia	1.254	569	2,6	107	115,5	53,0	7,8	15,9	5,2	12,2	10,1	1,9	8,9
Ytl Power Intl	Malaysia	2.166	2.435	10,0	162	-25,7	126,6	1,4	4,9	4,4	14,0	13,5	0,7	11,8
Malakoff Corp Bh	Malaysia	1.072	1.669	6,4	72	-28,7	156,6	0,9	3,9	7,0	16,7	16,1	0,6	6,5
Mmc Corp Bhd	Malaysia	1.004	1.084	-2,2	52	-61,8	76,5	0,9	2,2	3,0	19,0	18,4	0,4	12,7
K-Electric Ltd	Pakistan	1.193	1.818	-0,4	314	15,7	31,2	9,2	22,7	n/a	4,4	7,7	0,9	6,2
Điện lực Dầu khí	Việt Nam	1.199	1.308	5,3	98	107,8	77,8	3,4	9,1	2,3	11,5	11,5	1,0	6,5
Trung vị		**1.835**	**1.308**	**5,3**	**123**	**7,4**	**65,3**	**4,3**	**9,1**	**3,8**	**14,0**	**13,9**	**1,1**	**9,3**
CHỈ CÓ MỘT NHÀ MÁY ĐIỆN														
Sahacogen Chonbu	Thái Lan	133	122	1,1	9	11,6	146,6	3,6	10,0	3,2	17,2	17,7	1,7	8,9
Vivant Corp	Philippines	383	53	-4,8	25	-2,4	-15,4	8,2	12,4	1,4	16,0	14,5	1,9	95,9
Phinma Energy Co	Philippines	113	337	7,2	7	-73,8	39,2	1,6	3,6	3,2	19,8	17,9	0,7	n/a
Guangzhou Heng-A	Trung Quốc	509	433	0,2	27	-81,0	67,3	1,1	2,7	2,0	32,3	20,9	0,9	14,2
Gepic Energy D-A	Trung Quốc	740	292	22,8	36	n/a	206,1	1,6	5,6	1,5	17,0	11,0	0,9	13,2
Yunnan Wenshan-A	Trung Quốc	526	299	4,3	23	47,3	12,8	9,1	13,9	1,4	14,0	17,3	1,9	9,0
Guizhou Qianyu-A	Trung Quốc	664	371	49,9	47	410,7	263,4	2,0	15,3	2,1	12,9	8,3	1,9	9,3
Guangzhou Heng-A	Trung Quốc	509	433	0,2	27	-81,0	67,3	1,1	2,7	2,0	32,3	20,9	0,9	14,2
Nhơn Trạch 2	Việt Nam	333	315	-15,6	41	-4,5	53,2	8,2	19,1	9,3	8,0	8,0	1,5	5,6
Trung vị		**509**	**318**	**1,1**	**27**	**-0,5**	**67,3**	**2,0**	**10,0**	**2,0**	**17,0**	**17,3**	**1,5**	**11,3**
PPC	Việt Nam	247	289	14,8	38	0,4	3,5	9,5	16,0	11,6	6,6	6,6	1,0	7,8

Nguồn: Bloomberg, các tỷ lệ của PPC được tính theo lợi nhuận thường xuyên

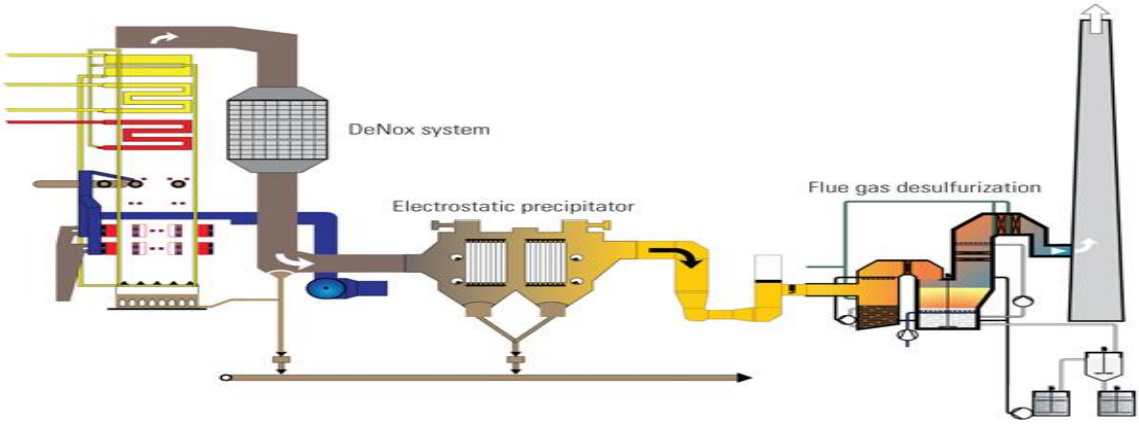
Hình 50: Diễn biến P/E các công ty khác trong ngành



Nguồn: Bloomberg

Phụ lục

Hình 51: Quy trình thải khí của nhà máy điện than



Nguồn: EnggCyclopedia

Hình 52: Hồ chứa xỉ than của PPC

Nguồn: PPC, VCSC

Hình 53: Cảng than của PPC

Nguồn: PPC, VCSC

Hình và Bảng

Hình 1: Mô tả nhà máy điện của Phả Lại 3
Hình 2: Nhà máy Phả Lại 1 & Phả Lại 2 nằm tại các khu vực có diện tích 328 ha 3
Hình 3: HND nằm tại khi đất có diện tích 100ha 4
Hình 4: QTP 4
Hình 5: Các nhà máy nhiệt điện mới vừa được xây dựng 4
Hình 6: Địa điểm của nhà máy Phả Lại và các nhà máy điện liên kết 5
Hình 7: Hội đồng Quản trị và Ban lãnh đạo công ty 6
Hình 8: Cơ cấu của cổ đông của PPC 6
Hình 9: Quy trình hoạt động của PPC 7
Hình 10: Quá trình tạo ra điện của nhà máy điện than 7
Hình 11: Công thức tính giá bán điện theo hợp đồng (PPA) (dựa trên TT56) 8
Hình 12: Hợp đồng PPA của PPC 8
Hình 13: Giá PPA, CGM và chi phí sản xuất (VND/kWh) của PPC 9
Hình 14: Sản lượng điện bán của Phả Lại 1 (tỷ kWh) 9
Hình 15: Sản lượng điện bán của Phả Lại 2 (tỷ kWh) 9
Hình 16: Giá vốn hàng bán của PPC (tỷ đồng) 10
Hình 17: Điện tiêu thụ tại miền Bắc (tỷ kWh) 11
Hình 18: Vốn FDI đăng ký ở miền Bắc, 2012-6T 2018 (tỷ USD) 11
Hình 19: Chỉ số Sản xuất Công nghiệp (IIP) và Quản trị sức mua của Việt Nam (PMI), 2013-6T 2018 11
Hình 20: Triển vọng công suất tại miền Bắc (GW) 12
Hình 21: Biên dự trữ lý thuyết ở miền Bắc (tỷ kWh) 12
Hình 22: Dự báo thời tiết 13
Hình 23: Sản xuất vs tiêu thụ than trong nước (tr tấn) 13
Hình 24: Triển vọng sản xuất than (tr tấn) 13
Hình 25: Giá than cho các nhà máy điện than ở Việt Nam 14
Hình 26: Các dự án nâng cấp và môi trường 15
Hình 27: Kế hoạch đại tu của PPC 16
Hình 28: Giá theo hợp đồng mới của PPC theo dự kiến 16
Hình 29: Các dự án nâng cấp và giảm khí thải của Phả Lại 1 17
Hình 30: Doanh thu và sản lượng bán ra 2013-2017 18
Hình 31: Lợi nhuận gộp 2013-2017 (tỷ VND) 19
Hình 32: LNST báo cáo và thường xuyên 2013-2017 19
Hình 33: Tỷ lệ nợ / vốn chủ sở hữu, ROE báo cáo và thường xuyên 2013-2017 20
Hình 34: KQLN 6 tháng đầu năm 20
Hình 35: Triển vọng 2018 21
Hình 36: Kết quả hoạt động của HND 2013-2017 và dự báo 2018-2022 của VCSC 22
Hình 37: Ước tính cổ tức của HND 23
Hình 38: Tỷ lệ nợ / vốn CSH, ROE báo cáo và thường xuyên 2013-2022 23
Hình 39: Kết quả hoạt động của QTP 2013-2017 và dự báo 2018-2022 của VCSC 24
Hình 40: Ước tính cổ tức của QTP 24
Hình 41: Tỷ lệ nợ / vốn CSH, ROE báo cáo và thường xuyên 2013-2022 24
Hình 42: Dự báo doanh thu (tỷ VND) và sản lượng bán ra (tỷ kWh) 2017-2022 25
Hình 43: Dự báo lợi nhuận gộp, LNST báo cáo và thường xuyên 2017-2022 (tỷ VND) 25
Hình 44: Tỷ lệ nợ / vốn CSH, ROE báo cáo và thường xuyên 2017-2022 26
Hình 45: PPC có khả năng trả cổ tức bằng tiền mặt cao 26
Hình 46: Định giá PPC 28
Hình 47: Phương pháp chiết khấu dòng tiền 28
Hình 48: Dòng tiền 29
Hình 49: Các công ty khác cùng ngành 30
Hình 50: Diễn biến P/E các công ty khác trong ngành 30

Hình 51: Quy trình thải khí của nhà máy điện than 31
Hình 52: Hồ chứa xỉ than của PPC 31
Hình 53: Cảng than của PPC 31

Báo cáo Tài chính

KQLN (tỷ đồng)	2017A	2018F	2019F
Doanh thu thuần	6.236	6.703	7.340
Giá vốn hàng bán	-5.445	-5.794	-6.282
Lợi nhuận gộp	**791**	**909**	**1.058**
Chi phí bán hàng			
Chi phí quản lí DN	-81	-87	-95
LN thuần HĐKD	**710**	**822**	**963**
Doanh thu tài chính	412	393	192
Chi phí tài chính	-120	64	-57
Trong đó, chi phí lãi vay	*-72*	*-21*	*-52*
Lợi nhuận từ công ty LDLK	0	0	0
Lợi nhuận/(chi phí) khác	1	0	0
LNTT	**1.003**	**1.279**	**1.098**
Thuế TNDN	-149	-240	-201
LNST trước CĐTS	854	1.040	897
Lợi ích CĐ thiểu số	0	0	0
LN ròng trừ CĐTS, báo cáo	**854**	**1.040**	**897**
LNST thường xuyên	**866**	**834**	**902**
EBITDA	746	858	1.039
EPS cơ bản báo cáo, VND	2.618	3.187	2.749
EPS cơ bản điều chỉnh(1), VND	2.654	2.557	2.765
EPS pha loãng hoàn toàn(2), VND	2.618	3.187	2.749

TỶ LỆ	2017A	2018F	2019F
Tăng trưởng			
Tăng trưởng doanh thu	6,3%	7,5%	9,5%
Tăng trưởng LN HĐKD	86,4%	15,8%	17,1%
Tăng trưởng LNTT	52,7%	27,5%	-14,2%
Tăng trưởng EPS, điều chỉnh	20,3%	-3,7%	8,1%
Khả năng sinh lời			
Biên LN gộp %	12,7%	13,6%	14,4%
Biên LN từ HĐ %	11,4%	12,3%	13,1%
Biên EBITDA	12,0%	12,8%	14,2%
LN ròng trừ CĐTS điều chỉnh	13,7%	15,5%	12,2%
ROE %	16,0%	14,8%	15,1%
ROA %	9,5%	11,1%	11,2%
Chỉ số hiệu quả vận hành			
Số ngày tồn kho	31,3	34,7	33,3
Số ngày phải thu	86,0	80,1	84,3
Số ngày phải trả	28,8	30,8	24,2
TG luân chuyển tiền	88,5	84,0	93,5
Thanh khoản			
CS thanh toán hiện hành	2,3	2,3	1,9
CS thanh toán nhanh	2,0	2,0	1,5
CS thanh toán tiền mặt	0,1	0,2	0,3
Nợ/Tài sản	0,1	0,1	0,2
Nợ/Vốn sử dụng	0,2	0,1	0,2
Nợ/Vốn CSH	0,0	0,0	0,2
Khả năng thanh toán lãi vay	9,9	39,9	18,6

BẢNG CĐKT (tỷ đồng)	2017A	2018F	2019F
Tiền và tương đương	209	240	363
Đầu tư TC ngắn hạn	550	550	0
Các khoản phải thu	1.322	1.619	1.773
Hàng tồn kho	552	551	597
TS ngắn hạn khác	953	748	38
Tổng TS ngắn hạn	**3.586**	**3.707**	**2.770**
TS dài hạn (gộp)	13.836	14.386	16.552
- Khấu hao lũy kế	-13.148	-13.184	-13.260
TS dài hạn (ròng)	687	1.201	3.291
Đầu tư TC dài hạn	2.269	2.269	2.269
TS dài hạn khác	1.006	283	248
Tổng TS dài hạn	**3.963**	**3.754**	**5.809**
Tổng Tài sản	**7.548**	**7.461**	**8.579**
Phải trả ngắn hạn	579	400	433
Nợ ngắn hạn	444	517	259
Nợ ngắn hạn khác	532	671	734
Tổng nợ ngắn hạn	**1.555**	**1.587**	**1.426**
Nợ dài hạn	507	0	1.034
Nợ dài hạn khác	28	28	28
Tổng nợ	**535**	**28**	**1.062**
Cổ phiếu ưu đãi	0	0	0
Vốn cổ phần	3.262	3.262	3.262
Thặng dư vốn CP	0	0	0
Lợi nhuận giữ lại	2.196	2.584	2.828
Vốn khác	-	-	-
Lợi ích CĐTS	0	0	0
Vốn chủ sở hữu	**5.459**	**5.846**	**6.090**
Tổng cộng nguồn vốn	**7.548**	**7.461**	**8.579**

LƯU CHUYỂN TIỀN TỆ (tỷ đồng)	2017A	2018F	2019F
Tiền đầu năm	**778**	**209**	**240**
Lợi nhuận sau thuế	854	1.040	897
Khấu hao	36	36	76
Thay đổi vốn lưu động	-786	-337	-103
Điều chỉnh khác	-488	0	0
Tiền từ hoạt động KD	**-384**	**739**	**870**
Chi mua sắm TSCĐ, ròng	-18	-550	-2.166
Đầu tư, ròng	2.964	928	1.295
Tiền từ HĐ đầu tư	**2.945**	**378**	**-871**
Cổ tức đã trả	-1.020	-652	-652
Tăng (giảm) vốn	0	0	0
Tăng (giảm) nợ dài hạn	0	73	-258
Tăng (giảm) nợ ngắn hạn	-2.109	-507	1.034
Tiền từ các hoạt động TC khác	0	0	0
Tiền từ hoạt động TC	**-3.130**	**-1.086**	**124**
Tổng lưu chuyển tiền tệ	**-569**	**31**	**123**
Tiền cuối năm	**209**	**240**	**363**

Xác nhận của chuyên viên phân tích

Tôi, Nguyễn Đắc Phú Thành, xác nhận rằng những quan điểm được trình bày trong báo cáo này phản ánh đúng quan điểm cá nhân của chúng tôi về công ty này. Chúng tôi cũng xác nhận rằng không có phần thù lao nào của chúng tôi đã, đang, hoặc sẽ trực tiếp hay gián tiếp có liên quan đến các khuyến nghị hay quan điểm thể hiện trong báo cáo này. Các chuyên viên phân tích nghiên cứu phụ trách các báo cáo này nhận được thù lao dựa trên nhiều yếu tố khác nhau, bao gồm chất lượng, tính chính xác của nghiên cứu, và doanh thu của công ty, trong đó bao gồm doanh thu từ các đơn vị kinh doanh khác như bộ phận Môi giới tổ chức, hoặc Tư vấn doanh nghiệp.

Phương pháp định giá và Hệ thống khuyến nghị của VCSC

Nội dung chính trong hệ thống khuyến nghị: Khuyến nghị được đưa ra dựa trên mức tăng/giảm tuyệt đối của giá cổ phiếu để đạt đến giá mục tiêu, được xác định bằng công thức (giá mục tiêu - giá hiện tại)/giá hiện tại và không liên quan đến hoạt động thị trường. Công thức này được áp dụng từ ngày 1/1/2014.

Các khuyến nghị	Định nghĩa
MUA	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ trên 20%
KHẢ QUAN	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dương từ 10%-20%
PHÙ HỢP THỊ TRƯỜNG	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dao động giữa âm 10% và dương 10%
KÉM KHẢ QUAN	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm từ 10-20%
BÁN	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm trên 20%
KHÔNG ĐÁNH GIÁ	Bộ phận nghiên cứu đang hoặc có thể sẽ nghiên cứu cổ phiếu này nhưng không đưa ra khuyến nghị hay giá mục tiêu vì lý do tự nguyện hoặc chỉ để tuân thủ các quy định của luật và/hoặc chính sách công ty trong trường hợp nhất định, bao gồm khi VCSC đang thực hiện dịch vụ tư vấn trong giao dịch sáp nhập hoặc chiến lược có liên quan đến công ty đó.
KHUYẾN NGHỊ TẠM HOÃN	Hình thức đánh giá này xảy ra khi chưa có đầy đủ thông tin cơ sở để xác định khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu. Khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu trước đó, nếu có, không còn hiệu lực đối với cổ phiếu này.

Trừ khi có khuyến cáo khác, những khuyến nghị đầu tư chỉ có giá trị trong vòng 12 tháng. Những biến động giá trong tương lai có thể làm cho các khuyến nghị tạm thời không khớp với mức chênh lệch giữa giá thị trường của cổ phiếu và giá mục tiêu nên việc việc diễn giải các khuyến nghị đầu tư cần được thực hiện một cách linh hoạt.

Rủi ro: Tình hình hoạt động trong quá khứ không nhất thiết sẽ diễn ra tương tự cho các kết quả trong tương lai. Tỷ giá ngoại tệ có thể ảnh hưởng bất lợi đến giá trị, giá hoặc lợi nhuận của bất kỳ chứng khoán hay công cụ tài chính nào có liên quan được nói đến trong báo cáo này. Để được tư vấn đầu tư, thực hiện giao dịch hoặc các yêu cầu khác, khách hàng nên liên hệ với đơn vị đại diện kinh doanh của khu vực để được giải đáp.

Liên hệ

CTCP Chứng khoán Bản Việt (VCSC)

www.vcsc.com.vn

Trụ sở chính
Bitexco, Lầu 15, Số 2 Hải Triều
Quận 1, Tp. HCM
+84 28 3914 3588

Chi nhánh Hà Nội
109 Trần Hưng Đạo
Quận Hoàn Kiếm, Hà Nội
+84 24 6262 6999

Phòng giao dịch
Số 10 Nguyễn Huệ
Quận 1, TP. HCM
+84 28 3914 3588

Phòng giao dịch
236 - 238 Nguyễn Công Trứ
Quận 1, Tp. HCM
+84 28 3914 3588

Phòng Nghiên cứu và Phân tích

Phòng Nghiên cứu và Phân tích
+84 28 3914 3588

BĐS và Vật liệu Xây dựng
Lưu Bích Hồng, Trưởng phòng cao cấp ext 120
- Nguyễn Tuấn Anh, Chuyên viên cao cấp ext 174
- Nguyễn Thảo Vy, Chuyên viên cao cấp ext147

Hàng tiêu dùng và Dược phẩm
Đặng Văn Pháp, Trưởng phòng cao cấp ext 143
- Nguyễn Thị Anh Đào, Chuyên viên cao cấp ext 185
- Lê Trọng Nghĩa, Chuyên viên ext 181

Công nghiệp và Vận tải
Lucy Huynh, Trưởng phòng cao cấp ext 130
- Phạm Hoàng Thiên Phú, Chuyên viên ext 124
- Trần Thu Trang, Chuyên viên ext 149

Dầu khí và Điện
Đinh Thị Thùy Dương, Trưởng phòng ext 140
- Ngô Thùy Trâm, Chuyên viên cao cấp ext 135
- Nguyễn Đắc Phú Thành, Chuyên viên ext 194

Barry Weisblatt, Giám đốc ext 105
Vĩ mô
- Hoàng Thúy Lương, Chuyên viên cao cấp ext 364
- Trương Thanh Nguyên, Chuyên viên ext 132

Ngân hàng, Tài Chính và Bảo Hiểm
Ngô Hoàng Long, Trưởng phòng cao cấp ext 123
- Cameron Joyce, Trưởng phòng ext 163
- Điền Đức Minh Nghĩa, Chuyên viên ext 138
- Tống Nguyễn Tiên Sơn, Chuyên viên ext 116
- Đinh Phương Anh, Chuyên viên ext 139

Khách hàng cá nhân
Vũ Minh Đức, Trưởng phòng cao cấp ext 363
- Đào Danh Long Hà, Chuyên viên ext 194
- Vương Thu Trà, Chuyên viên ext 365
- Chu Lục Ninh, Chuyên viên ext 129

Phòng Giao dịch chứng khoán khách hàng tổ chức

Nguyễn Quốc Dũng
+84 28 3914 3588 ext 136
dung.nguyen@vcsc.com.vn

Phòng Môi giới khách hàng trong nước

Hồ Chí Minh
Châu Thiên Trúc Quỳnh
+84 28 3914 3588 ext 222
quynh.chau@vcsc.com.vn

Hà Nội
Nguyễn Huy Quang
+84 24 6262 6999 ext 312
quang.nguyen@vcsc.com.vn

Khuyến cáo

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Công ty Cổ phần Chứng khoán Bản Việt. Báo cáo này được viết dựa trên nguồn thông tin đáng tin cậy vào thời điểm công bố. Công ty Cổ phần Chứng khoán Bản Việt không chịu trách nhiệm về độ chính xác của những thông tin này. Quan điểm, dự báo và những ước lượng trong báo cáo này chỉ thể hiện ý kiến của tác giả tại thời điểm phát hành. Những quan điểm này không thể hiện quan điểm chung của Công ty Cổ phần Chứng khoán Bản Việt và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước. Báo cáo này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin cho các tổ chức đầu tư cũng như các nhà đầu tư cá nhân của Công ty cổ phần chứng khoán Bản Việt và không mang tính chất mời chào mua hay bán bất kỳ chứng khoán nào được thảo luận trong báo cáo này. Quyết định của nhà đầu tư nên dựa vào những sự tư vấn độc lập và thích hợp với tình hình tài chính cũng như mục tiêu đầu tư riêng biệt. Báo cáo này không được phép sao chép, tái tạo, phát hành và phân phối với bất kỳ mục đích nào nếu không được sự chấp thuận bằng văn bản của Công ty Cổ phần Chứng khoán Bản Việt. Xin vui lòng ghi rõ nguồn