

## Tổng CT Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power)

## Báo cáo IPO

Ngành:	Tiện ích		2016	2017F	2018F	Tổng hợp IPO	
Ngày báo cáo:	09/01/2018	Tăng trưởng DT	21,4%	1,5%	13,3%	Phương pháp IPO:	Đầu giá
		Tăng trưởng EPS	-56,2%	101,0%	20,1%	Giá IPO	14.400 đồng
		Biên LN gộp	13,4%	16,7%	15,7%	Số cổ phiếu chào bán	468 triệu
		Biên LN ròng	3,8%	7,6%	8,3%	Cổ phần chào bán	20%
		EV/EBITDA	8,2x	6,6x	6,0x	Ngày đầu giá:	31/1/2018
		Giá CP/Dòng tiền HĐ	8,4x	5,2x	6,7x	Niêm yết:	UPCoM
		P/E*	25,2x	13,5x	11,2x		

GT vốn hóa:	1.490,0tr USD		PVP	Peers*	VNI
Room KN:	730,0tr USD	P/E	13,5x	14,8x	20,0x
GTGD/ngày (30n):	n/a	P/B (hiện tại)	1,3x	1,1x	2,8x
Cổ phần Nhà nước:	51%	Nợ ròng/CSH	0,8	0,8	N/A
SL cổ phiếu lưu hành	2.348tr	ROE	7,9%	9,9%	15,0%
Pha loãng	2.348tr	ROA	3,3%	3,6%	2,4%
PEG 3 năm	0,8x	* Peer điều chỉnh theo hệ số tương quan giữa các thị trường			

**Tổng quan Công ty**  
 Tổng CT Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) là nhà sản xuất điện lớn thứ hai của Việt Nam, chỉ xếp sau Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). PV Power sở hữu danh mục điện 4,2GW, tương đương 10% công suất điện quốc gia. Điểm mạnh của PV Power tập trung vào các nhà máy điện khí, vốn chiếm 64% tổng công suất. Phần công suất còn lại đến từ than (30%) và thủy điện (6%).

**Nguyễn Đắc Phú Thành**  
 Chuyên viên

**Hoàng Hoài Nam**  
 Chuyên viên

**Đinh Thị Thùy Dương**  
 Trưởng phòng

## Nhà sản xuất điện hàng đầu với tiềm năng tăng trưởng to lớn

- PV Power sẽ bán 20% cổ phần IPO và 28.9% cổ phần cho NĐT chiến lược trong Q1 2018.
- Chúng tôi dự phóng tăng trưởng LNST báo cáo và cốt lõi 2017 của PV Power đạt lần lượt 101,2% và 104.5% khi nhà máy Vũng Áng cải thiện đáng kể sau lỗi lớn trong năm 2016.
- Lợi nhuận cốt lõi 2018 dự kiến tăng 20,2% so với 2017 khi các vấn đề kỹ thuật và tắc nghẽn lưới điện tại nhà máy Vũng Áng đã được giải quyết và nhà máy Nhơn Trạch 1 & 2 phục hồi.
- Chúng tôi dự phóng tốc độ tăng trưởng kép (CAGR) EPS giai đoạn 2017-2022 là 15,8% khi các nhà máy Cà Mau và Nhơn Trạch 1 sẽ lần lượt hết khấu hao, hoạt động ổn định của nhà máy Vũng Áng và nhà máy Nhơn Trạch 3 và 4 đi vào hoạt động trong năm 2021 và 2022.
- Thị trường Điện Bán buôn Cạnh tranh (WCM) bắt đầu vận hành trong năm 2019 sẽ tạo thêm nhiều tiềm năng tăng trưởng cho PV Power.
- Tại giá 14.400 đồng, P/E năm 2018 của PV Power đang ở mức chiết khấu 24.3% còn EV/EBITDA ở mức chiết khấu 14.3% so với chỉ số trung vị của các công ty điện khu vực.

**Nhu cầu điện gia tăng ở miền Nam sẽ đảm bảo cho hiệu suất hoạt động cao 65-70%.** Tất cả các nhà máy điện khí của PV Power đều nằm ở miền Nam, vốn là khu vực thiếu điện trầm trọng nhất. Cụ thể, tiêu thụ điện tại Đồng Nai và đồng bằng sông Cửu Long dự kiến sẽ tăng trưởng lần lượt 11,5% và 13,8%/năm trong giai đoạn 2016-2020. Tiêu thụ điện ở khu vực Bắc Trung bộ (nơi tọa lạc nhà máy điện than Vũng Áng) cũng dự kiến tăng trưởng 11,1-14,8%/năm.

**Các nhà máy mới của PV Power tạo thêm yếu tố tăng trưởng.** PV Power dự kiến sẽ được phê duyệt xây dựng nhà máy Nhơn Trạch 3 và 4, giúp gia tăng thêm 1,5GW công suất. Nếu PV Power được phê duyệt xây dựng nhà máy Kiên Giang 1 và 2, điều này sẽ giúp tăng công suất thêm 71% vào năm 2023. Trung tâm điện lực Sơn Mỹ & Miền Trung sẽ giúp công suất tăng thêm 52%.

**PV Power có dòng tiền mạnh mẽ để tài trợ các dự án.** Chúng tôi ước tính PV Power có dòng tiền hoạt động khoảng 300 triệu USD/năm, đủ để tài trợ các dự án Nhơn Trạch 3 và 4 (1,5 tỷ USD).

**Công nghệ & thiết bị hiện đại từ các nhà cung cấp hàng đầu thế giới.** Các nhà máy điện khí của PV Power sử dụng công nghệ hiện đại nhất của Siemens & Alstom tại thời điểm xây dựng. Các nhà máy này ghi nhận hiệu suất 51-57% so với mức 35-42% của nhà máy chu trình đơn.

**PV Power có các Hợp đồng Mua bán điện (PPA) và cung cấp nhiên liệu dài hạn.** Tất cả các nhà máy điện đều có hợp đồng PPA dài hạn ít nhất trong 10 năm, trong đó sự thay đổi giá khí/than sẽ được chuyển hoàn toàn sang Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN).

## Mục lục

<b>NHÀ SẢN XUẤT ĐIỆN VỚI TIỀM NĂNG TĂNG TRƯỞNG TO LỚN</b>	<b>1</b>
<b>THÔNG TIN IPO</b>	<b>3</b>
<b>TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM</b>	<b>4</b>
<b>QUÁ TRÌNH TỰ DO HÓA ĐANG DẦN TIẾN TRIỂN</b>	<b>11</b>
<b>TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP</b>	<b>15</b>
<b>MÔ HÌNH KINH DOANH</b>	<b>21</b>
<b>TÌNH HÌNH TÀI CHÍNH</b>	<b>36</b>
<b>TRIỂN VỌNG</b>	<b>39</b>
<b>RỦI RO</b>	<b>46</b>
<b>PHỤ LỤC</b>	<b>48</b>
<b>BÁO CÁO TÀI CHÍNH</b>	<b>51</b>

## Thông tin IPO

### Cơ cấu IPO:

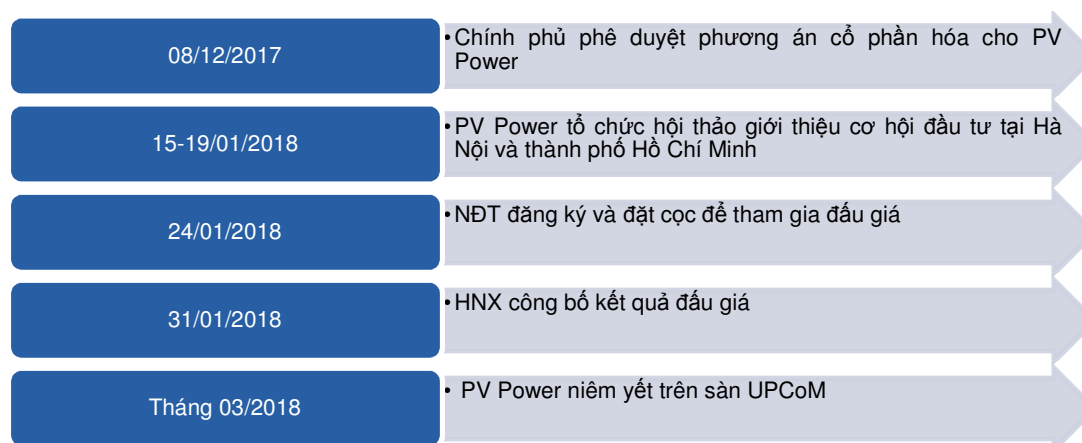
PV Power đã được phê duyệt phương án cổ phần hóa trong tháng 12 và dự kiến hoàn thành đợt Chào bán cổ phiếu lần đầu ra công chúng trong quý 1/2018. Đợt IPO sẽ được thực hiện theo phương pháp đấu giá cạnh tranh với giá khởi điểm 14.400 đồng/CP, tương ứng với giá trị vốn hóa 1,5 tỷ USD. Hiện có 2,35 tỷ cổ phiếu đang lưu hành, trong đó Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) sở hữu 100% vốn cổ phần, 20% cổ phần sẽ được chào bán cho NĐT trong nước và quốc tế, trong khi 28,9% cổ phần sẽ được chào bán cho NĐT chiến lược, và Chính phủ sẽ giữ lại ít nhất 51% cổ phần. Công ty cũng có kế hoạch niêm yết trên sàn UPCoM sau khi thực hiện IPO.

**Hình 1: Cơ cấu sở hữu dự kiến sau IPO**

Cổ đông	Số cổ phiếu (triệu)	Tỷ lệ sở hữu %
PVN	1.194	51,0%
ESOP	2,8	0,1%
IPO	468	20,0%
NĐT chiến lược	676	28,9%
<b>Tổng cộng</b>	<b>2.342</b>	<b>100%</b>

Nguồn: PV Power

**Hình 2: Khung thời gian IPO**



Nguồn: PV Power

Theo phương án cổ phần hóa, cổ đông chiến lược phải cam kết không chuyển nhượng trong thời gian tối thiểu là 5 năm. Giá bán cổ phần cho NĐT chiến lược là giá thỏa thuận với PV Power hoặc giá trúng thầu trong cuộc đấu giá giữa các NĐT chiến lược nhưng không thấp hơn giá đấu thành công thấp nhất của cuộc đấu giá công khai. Chính phủ sẽ ưu tiên cho NĐT là các tổ chức có kinh nghiệm hoạt động trong lĩnh vực năng lượng hoặc kỹ thuật công nghệ liên quan đến sản xuất kinh doanh điện năng (sản xuất điện, cung cấp than, cung cấp nhiên liệu LNG, bảo trì bảo dưỡng, EPC, OEM...). Ngoài ra, chính phủ cũng ưu tiên các nhà đầu tư cam kết biểu quyết chấp thuận nhận chuyển giao các nhà máy điện do PVN đầu tư xây dựng (nếu có) cho PV Power theo hình thức phù hợp quy định của pháp luật tại thời điểm nhận chuyển giao.

## Triển vọng Ngành điện Việt Nam

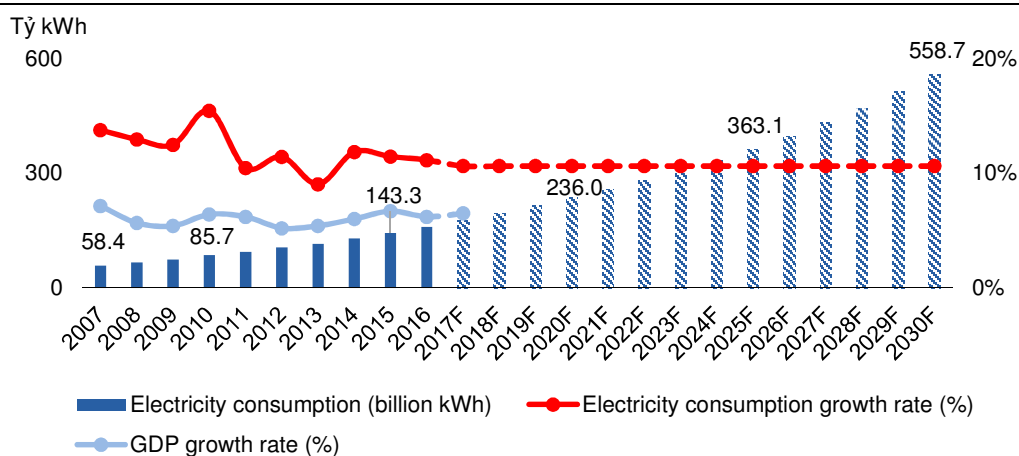
### Tiêu thụ điện ở Việt Nam sẽ tiếp tục mạnh mẽ

**Tiêu thụ điện ước tính sẽ tăng trưởng 10%/năm.** Tỷ lệ tiêu thụ điện ở Việt Nam tăng trưởng với CAGR 12% trong giai đoạn 2006-2016, gần gấp đôi so với tăng trưởng GDP 6%. Quy Hoạch Phát triển Ngành điện điều chỉnh - Tổng Sơ đồ VII (được ban thành trong tháng 3/2016) đặt kế hoạch lượng điện tiêu thụ sẽ tăng trưởng ở mức 10-11%/năm, trong bối cảnh giả định tăng trưởng GDP 7%/năm. Cụ thể, lượng điện tiêu thụ ước tính sẽ đạt 265-245 tỷ kWh vào năm 2020, 352-379 tỷ kWh vào năm 2025 và 506-559 tỷ kWh vào năm 2030.

Giả định GDP và tiêu thụ điện sẽ tăng trưởng lần lượt 6% và 10%/năm, trong vòng 3 năm tới, chúng tôi ước tính nhu cầu điện sẽ đạt 236 tỷ kWh vào năm 2020 và 363 tỷ kWh vào năm 2025. EVN ước tính lượng tiêu thụ điện thương mại đã đạt 159,9 tỷ kWh (tăng trưởng 9.2% YoY) trong 11 tháng 2017, chiếm 90,1% kế hoạch cả năm.

Theo từng khu vực, tiêu thụ tại miền Nam dẫn đầu với sự đóng góp xấp xỉ 50% và cũng là khu vực bị thiếu hụt điện cũng là trầm trọng nhất ở miền Nam. EVN phải huy động điện từ khu vực miền Bắc và miền Trung để cung cấp cho miền Nam.

**Hình 3: Lượng tiêu thụ điện trên cả nước**

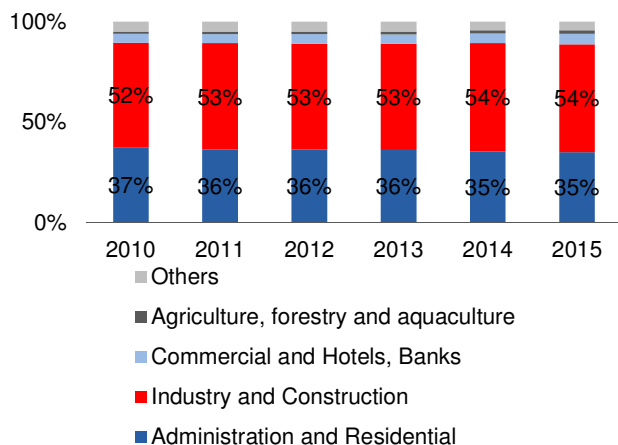


Nguồn: EVN, GSO, VCSC

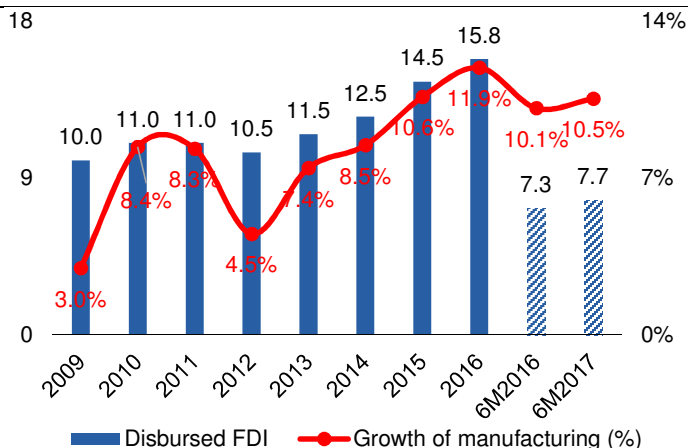
### Ngành Công nghiệp & Xây dựng tiếp tục dẫn dắt nhu cầu điện với lượng vốn FDI tăng mạnh.

Ngành Công nghiệp & Xây dựng chiếm hơn 50% tổng lượng điện tiêu thụ trong nước. Nhờ chính sách đầu tư thuận lợi, FDI tiếp tục được đầu tư vào Việt Nam, nơi sản xuất và xây dựng thường chiếm 2/3 tổng FDI. Trong vòng 4 năm qua, FDI đổ vào ngành này đã tăng hơn gấp đôi so với chu kỳ 4 năm trước đó. Do đó, chúng tôi cho rằng hoạt động sản xuất và xây dựng sẽ tiếp tục dẫn dắt nhu cầu điện trong những năm tới.

Hình 4: Lượng tiêu thụ điện theo ngành



Hình 5: Vốn FDI giải ngân vs tăng trưởng sản xuất (tỷ USD)



Nguồn: NLDC, FIA, VCSC

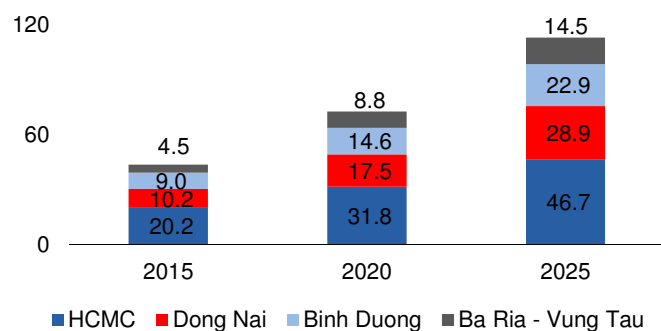
**Tiêu thụ điện mạnh mẽ tại khu vực Đông Nam Bộ.** TP. HCM và các tỉnh Đồng Nai, Bình Dương, và Bà Rịa - Vũng Tàu chiếm tổng cộng 27% tiêu thụ điện 2015 ở Việt Nam. Nhu cầu điện ở các khu vực này dự kiến sẽ tiếp tục gia tăng tương ứng với tăng trưởng vốn FDI.

Nhìn chung, tiêu thụ điện 2015 tại TP. HCM tăng đạt 20,2 tỷ kWh từ 16,7 tỷ kWh trong năm 2012, tương ứng với 3,4 tỷ vốn FDI được nhận trong năm 2015 và con số 1,1 tỷ USD trong năm 2012. Do đó, triển vọng tương lai về dòng vốn FDI mạnh mẽ đổ vào TP. HCM được dựa theo quan điểm của chúng tôi về việc vốn FDI tại TP. HCM sẽ tăng trưởng 9,5%/năm trong giai đoạn 2016-2020.

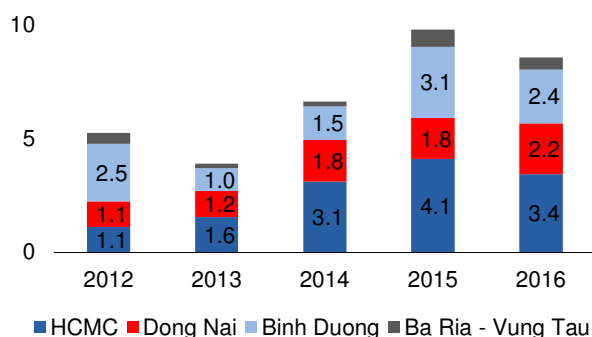
Tỉnh Đồng Nai có các KCN với diện tích đất có thể cho thuê 8.900ha trong năm 2015 và có kế hoạch mở rộng lên 13.364 ha đến năm 2025. Do đó, sẽ có thêm hoạt động công nghiệp trong khu vực này, dẫn đến nhu cầu điện cao hơn trong những năm tới, và chúng tôi kỳ vọng CAGR 11,5%.

Do đó, tỷ lệ tiêu thụ điện của 4 tỉnh thành này dự kiến sẽ tương ứng với CAGR 2016-2020 là 10,6%, đạt 72,7 tỷ kWh trong năm 2020, tương ứng với 30,8% tiêu thụ điện của Việt Nam.

Hình 6: Lượng tiêu thụ điện ở khu vực Đông Nam bộ (tỷ kWh)



Hình 7: FDI ở khu vực Đông Nam bộ (tỷ USD)

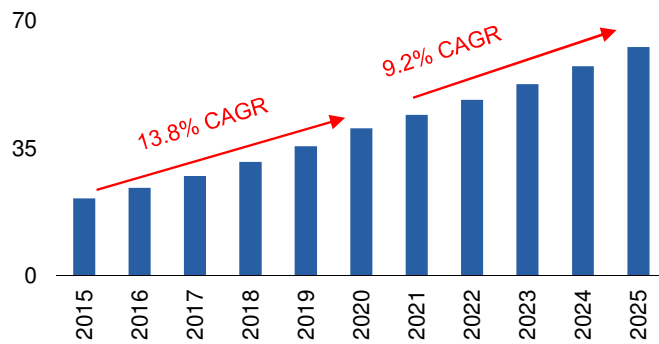


Nguồn: MOIT, FIA, VCSC

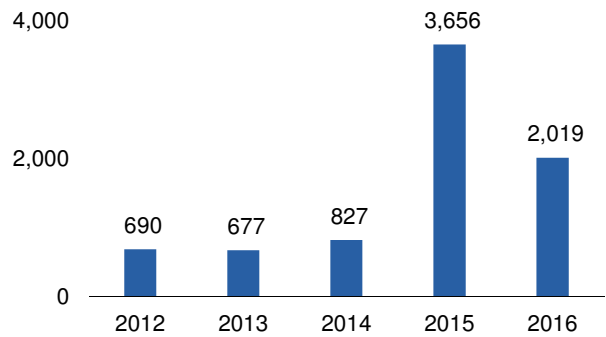
**Gia tăng FDI tại khu vực đồng bằng sông Cửu Long sẽ thúc đẩy lượng tiêu thụ điện.** Vốn FDI đăng ký tại đồng bằng sông Cửu Long đã tăng mạnh 800 triệu USD trong năm 2013 lên 3,7 tỷ USD (2,2 tỷ USD được đăng ký cho Nhà máy Nhiệt điện Duyên Hải 2 tại Trà Vinh) trong năm 2014

và 2 tỷ USD trong năm 2016. Cụ thể, Long An đã thành lập nhiều KCN trong những năm qua, giúp tỉnh này thu hút thêm nhiều vốn FDI. Diễn biến này cho thấy nhu cầu điện tại khu vực này sẽ gia tăng mạnh mẽ trong những năm tới. Dựa theo QĐ 8054/QĐ-BCT liên quan đến phát triển điện tại khu vực đồng bằng sông Cửu Long, tiêu thụ điện dự kiến sẽ gia tăng từ 21,2 tỷ kWh trong năm 2015 lên 40,5 tỷ kWh trong năm 2020 và 62,8 tỷ kWh trong năm 2025, tương với CAGR 13,8% trong giai đoạn 2016-2020 và 9,2% trong giai đoạn 2021-2025.

**Hình 8: Lượng tiêu thụ điện ở khu vực đồng bằng sông Cửu Long (tỷ kWh)**



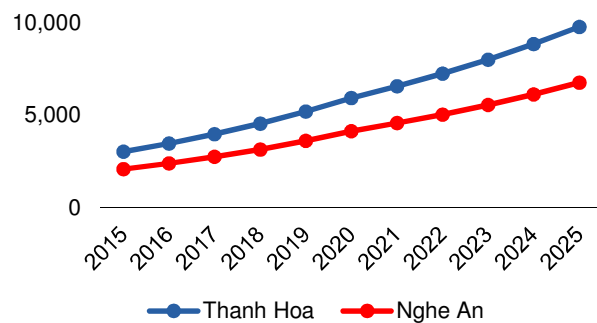
**Hình 9: FDI tại khu vực đồng bằng sông Cửu Long (triệu USD)**



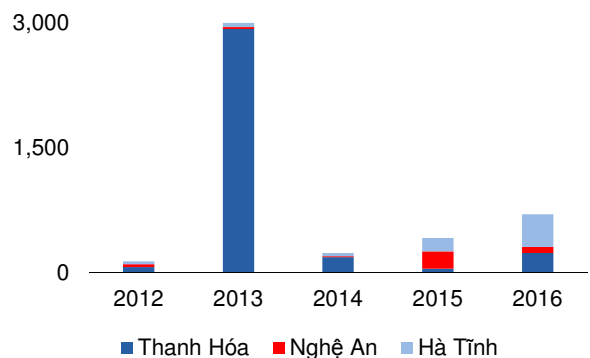
Nguồn: MOIT, FIA, VCSC

**Tiêu thụ điện tại khu vực Bắc Trung bộ sẽ tăng trưởng với tốc độ hai chữ số trong những năm tới.** Nhiều KCN mới, như Vũng Áng và Nghi Sơn, đều giúp khu vực Bắc Trung bộ thu hút thêm nhiều vốn FDI. Trong 6 tháng 2017, tỉnh Thanh Hóa là khu vực dẫn đầu trong thu hút FDI. Diễn biến này cho thấy nhu cầu điện trong khu vực sẽ tăng mạnh trong những năm tới. Theo kế hoạch của Bộ Công thương, tiêu thụ điện tại Thanh Hóa và Nghệ An sẽ gia tăng với CAGR 2016-2020 đạt lần lượt 11,1% và 14,8%.

**Hình 10: Lượng tiêu thụ điện ở khu vực Thanh Hóa và Nghệ An (tỷ kWh)**



**Hình 11: FDI tại khu vực đồng Thanh Hóa, Nghệ An và Hà Tĩnh (triệu USD)**



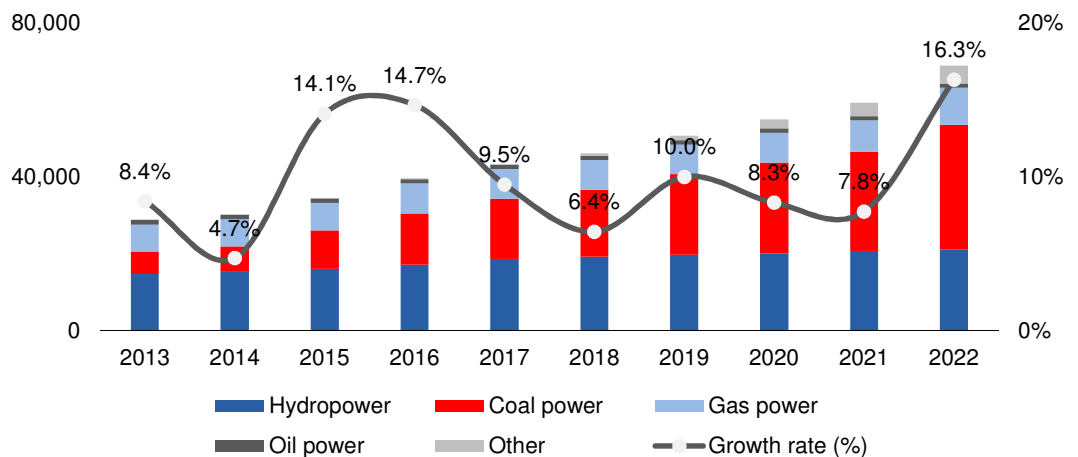
Nguồn: MOIT, FIA, VCSC

## Công suất nhiều khả năng tăng thấp hơn 10% trong ngắn hạn

Vào cuối năm 2016, công suất điện lắp đặt tại Việt Nam đã gia tăng với CAGR 10 năm đạt 13,5% đạt 41,4 GW. Theo Kế hoạch Phát triển Ngành điện VII (Tổng sơ đồ VII – PDP VII), con số này sẽ đạt 60,0 GW vào năm 2020 và tăng hơn gấp đôi đạt 96,5 GW vào năm 2025 trước khi tăng gấp ba lên 129,5 GW trong năm 2030. Chúng tôi ước tính công suất lắp đặt sẽ tăng lên 54,1 GW và 92,6 GW lần lượt vào năm 2020 và 2025.

Chúng tôi ước tính công suất lắp đặt 2018 sẽ chỉ tăng 6.4% thấp hơn nhiều so với dự kiến tăng trưởng tiêu thụ điện 10%. Do đó, chúng tôi đánh giá tình trạng thiếu hụt điện sẽ nghiêm trọng hơn trong năm 2018, buộc EVN phải huy động nhiều hơn từ các nhà máy hiện tại. Ngoài ra, nhu cầu tiêu thụ điện tại khu vực miền Bắc đã tăng trưởng nhanh ở mức 12%-15% trong giai đoạn 2011-2017, dẫn đến khả năng cung cấp điện cho miền Nam ngày càng giảm.

**Hình 12: Triển vọng công suất điện**



Nguồn: VCSC

Tình trạng thiếu hụt điện có thể giảm bớt trong năm 2019 do kì vọng khoảng 1GW điện mặt trời sẽ đi vào hoạt động theo chính sách ưu đãi từ Quyết định 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/04/2017 áp dụng giá mua điện mặt trời 9,35 cent/kWh. Trong những năm tiếp theo, chúng tôi ước tính tốc độ tăng trưởng công suất không cao và tình trạng thiếu hụt điện có thể tiếp tục diễn ra. Trong đó, nguồn cung mới chủ yếu là điện than do Việt Nam không còn nhiều vị trí thuận lợi để xây dựng thêm nhà máy thủy điện trong khi sẽ không có nhà máy điện khí mới nào cho đến năm 2021 khi các nguồn khí mới bắt đầu đi vào hoạt động.

### Phần lớn công suất mới sẽ nằm ở miền Nam để giảm sự thiếu hụt

Hiện tại, miền Bắc có công suất điện lắp đặt cao nhất với 17.913 MW, trong khi miền Trung và miền Nam có lần lượt 8.993 và 13.806. Tổng Sơ đồ VII điều chỉnh cho thấy tăng trưởng công suất mạnh mẽ ở miền Trung và miền Nam. Chúng tôi kỳ vọng công suất ở miền Nam sẽ vượt miền Bắc từ năm 2020 trở đi.

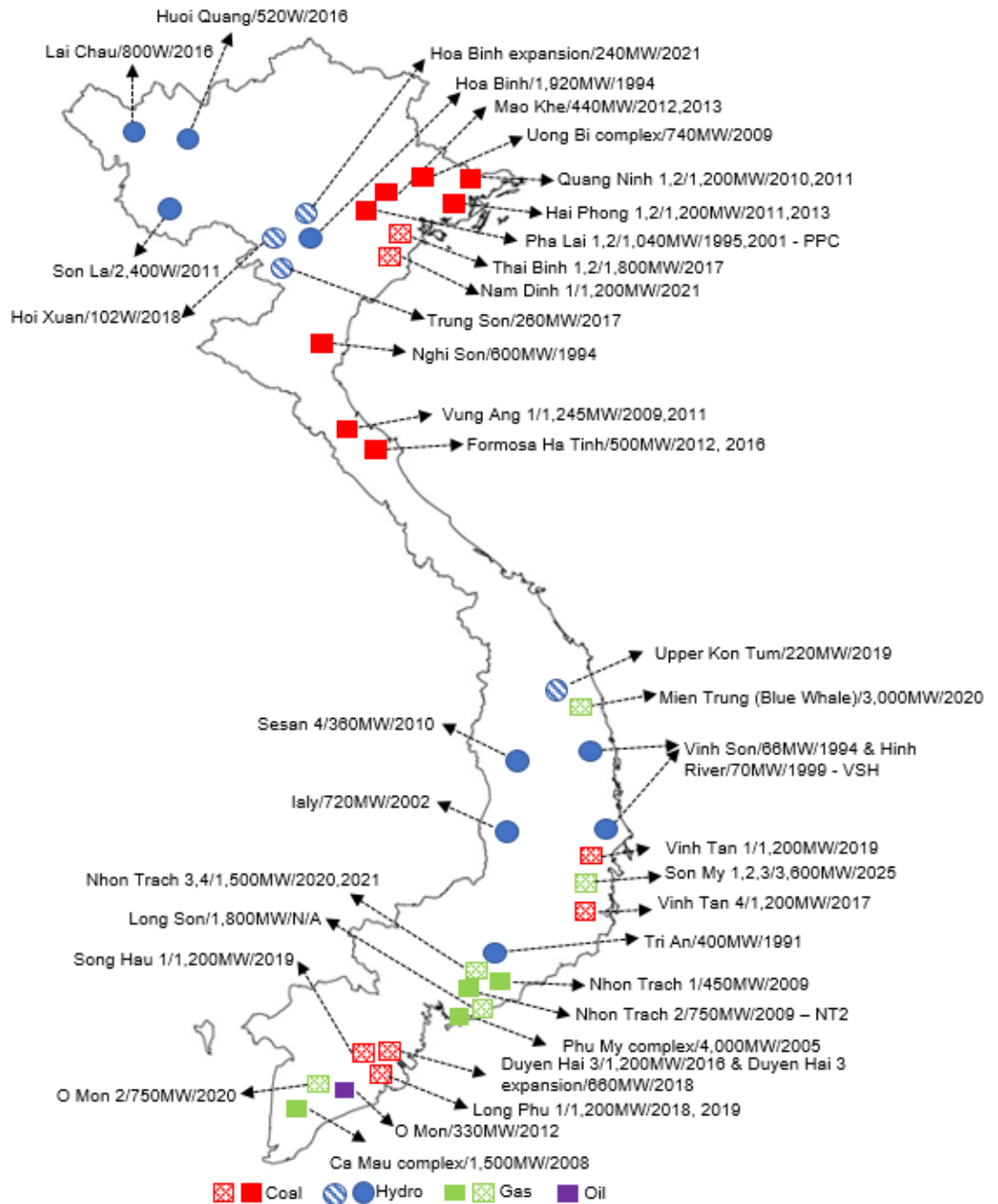
Tăng trưởng ở miền Bắc ước tính sẽ đạt trung bình 4,5%/năm trong vòng 10 năm tới, đến từ 2 nhà máy điện than lớn, nhà máy Thái Bình 1-2 (1.800 MW) và Nam Định 1 (1.200 MW).

Công suất mới ở miền Trung chủ yếu sẽ nằm ở Nam Trung bộ, để đảm bảo cho hỗ trợ cho miền Nam. Tỉnh Bình Thuận, nơi có lượng nắng lớn nhất Việt Nam, tỷ lệ bức xạ mặt trời cao và lượng mưa thấp, đã được lựa chọn để thiết lập một số nhà máy điện mặt trời ở Việt Nam trong những năm tới.

Công suất điện ở miền Nam ước tăng với CAGR 11,4% trong giai đoạn 2017-2022, trong đó:

- Khu vực Đông Nam Bộ hiện có 4 nhà máy điện lớn với tổng công suất 5.600 MW (Nhơn Trạch 1 – 450 MW, Nhơn Trạch 2 – 750 MW, Khu phức hợp Phú Mỹ - 4.000 MW, Thủy điện Trị An – 400 MW). Tuy nhiên, các nhà máy điện này đã vận hành với hiệu suất hoạt động cao trong những năm gần đây và sẽ không thể đáp ứng nhu cầu gia tăng mạnh trong những tiếp theo. Do đó, PDP VII điều chỉnh sẽ đưa Nhà máy Nhơn Trạch 3 và 4 (1.500 MW) đi vào hoạt động lần lượt năm 2020 và 2021.
- Công suất điện tại Khu vực đồng bằng sông Cửu Long dự kiến sẽ tăng được 5,1 GW trong năm 2016 lên 9,7 GW năm 2020 khi có nhiều nhà máy điện lớn đi vào hoạt động trong giai đoạn này, như Long Phú 1 (1.200 MW) năm 2018, Sông Hậu 1 (1.200 MW) năm 2019, Ô Môn 2 (750 MW) trong năm 2020.

**Hình 13: Sơ đồ công suất điện tại Việt Nam**



Nguồn: VCSC



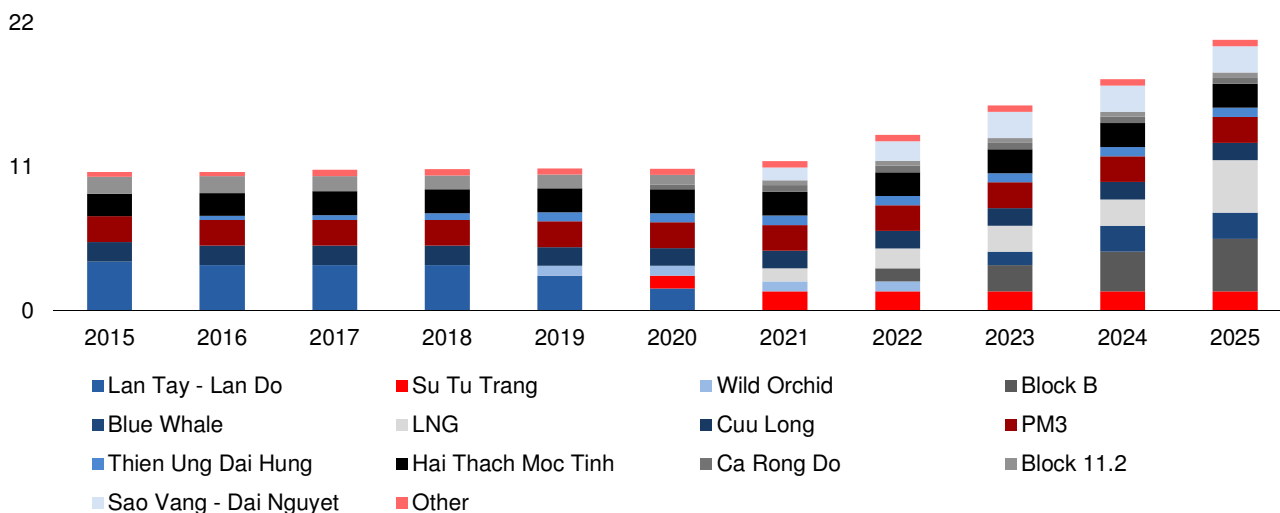
## Triển vọng nguồn cung khí: Việt Nam cần phát triển các mỏ khí mới và nhập khẩu LNG cho các nhà máy điện khí mới

Việt Nam hiện đang tiêu thụ 10,7 tỷ m<sup>3</sup> (bcm) khối khí/năm, chủ yếu được cung cấp từ bể khí Nam Côn Sơn, Cửu Long và PM3 CAA. Mỏ khí lớn nhất, Lan Tây – Lan Đỏ (nằm tại bể khí Nam Côn Sơn) với công suất 3,5 bcm mỗi năm, dự kiến sẽ được khai thác hết trong một vài năm tới.

Tuy nhiên, nguồn cung khí trong nước sẽ có thêm các mỏ khí mới, Phong Lan Đại và Sư Tử Trắng, đi vào hoạt động trong năm 2019 và 2020. GAS có kế hoạch xây dựng trạm LNG tại Thị Vải, tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu, dự kiến được hoàn thành năm 2020. Do đó, chúng tôi kỳ vọng mức cung khí đi ngang trong giai đoạn 2017-2020 trước khi tăng trưởng trong giai đoạn 2021-2025 (CAGR 15,9%) do số lượng lớn các mỏ khí lớn đi vào hoạt động cũng như LNG, sẽ bắt đầu được nhập khẩu vào Việt Nam từ năm 2021 cho nhà máy điện khí Nhơn Trạch 3-4.

Cụ thể hơn, mỏ khí Lô B, vốn đã có vốn FDI đăng ký 1,3 tỷ USD trong tháng 4/2017, dự kiến sẽ vận hành trong năm 2022 để cung cấp cho các nhà máy điện khí Ô Môn 3-4 (1.500 MW) trong năm 2022 và 2023 và các tổ máy phát của nhà máy điện Kiên Giang (1.500 MW, 2022 và 2023) trong khi mỏ Cá Voi Xanh, dự kiến sẽ đi vào hoạt động trong năm 2023, đáp ứng nhu cầu gia tăng từ các nhà máy điện Dung Quất (1.500 MW, 2024 và 2025) và Nhà máy Điện Miền Trung (1.500, 2024 và 2025).

**Hình 14: Cơ cấu nguồn cung khí (tỷ m<sup>3</sup>)**



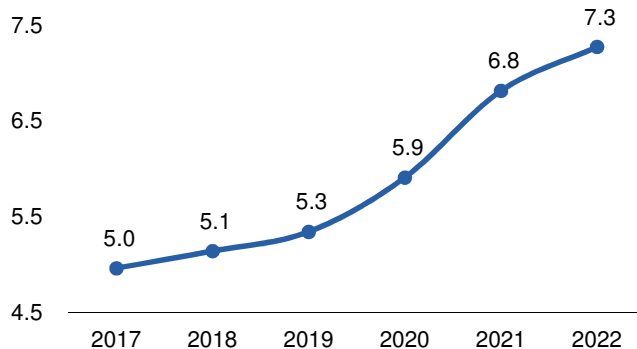
Nguồn: MOIT, VCSC

### Giá khí nhiều khả năng sẽ gia tăng đáng kể trong dài hạn

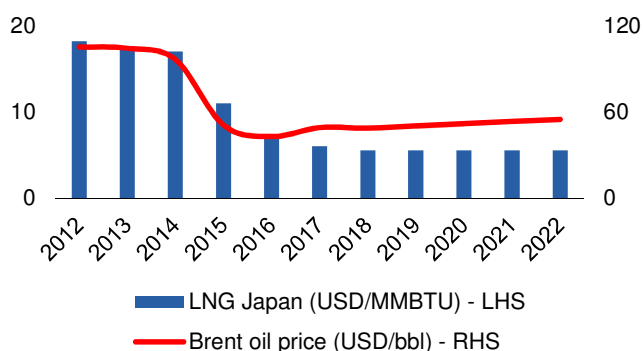
Trong tháng 3/2014, Chính phủ đã ban hành quy định mới về cơ chế định giá khí theo giá thị trường với công thức 46% MFO cộng phí vận chuyển. Tuy nhiên, trong tháng 1/2016, cơ chế này được điều chỉnh và trở thành “46% MFO cộng phí vận chuyển nhưng không thấp hơn mức giá sàn” (giá sàn là chi phí xuất của một mỏ khí).

Trong giai đoạn 2017-2020, mức giá khí trong nước trung bình cho các nhà máy điện ước tính sẽ nằm trong khoảng 5,0-5,9 USD/triệu BTU. Từ năm 2021 trở đi, mức giá khí cho các nhà máy điện sẽ tăng khi các mỏ khí cũ được khai thác hết trữ lượng trong khi giá của các mỏ khí mới nằm trong khoảng 7-11 USD/triệu BTU. Ngoài ra, Việt Nam phải nhập khẩu LNG nhằm cung cấp cho các nhà máy điện khí mới. Mức giá LNG giao ngay dự báo sẽ duy trì ổn định ở mức 5,5 USD/triệu BTU trong giai đoạn 2018-2022. Cộng với chi phí vận chuyển, chi phí phân loại khí và giá LNG trên đất liền, mức giá khí có thể đạt 9 USD/triệu BTU.

Hình 15: Giá khí cho các nhà máy điện (USD/tr BTU)



Hình 16: Giá LNG giao tại Nhật bản Japan (USD/MMBTU)



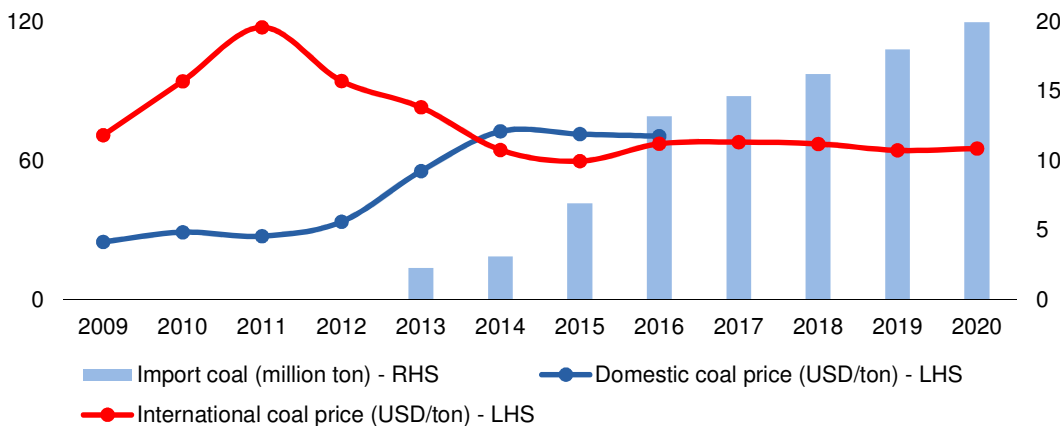
Nguồn: IMF, VCSC

### Giá than sẽ duy trì ổn định

Trong giai đoạn 2009-2012, Chính phủ đã trợ giá than đầu vào cho các nhà máy nhiệt điện, khiến giá than trong nước thấp hơn nhiều so với giá quốc tế. Kể từ năm 2013, Chính phủ đã dần cắt giảm trợ giá cho các nhà máy điện than và giá than trong nước đã dịch chuyển phù hợp hơn với giá than quốc tế (sau khi trừ phí vận chuyển) trong vòng 3 năm qua.

Hiện tại, Việt Nam đã xuất khẩu than chất lượng cao, có nhiệt lượng cao và mức độ tro thấp, trong khi các công ty trong nước thường ưa chuộng sử dụng than chất lượng thấp hơn với giá vừa phải, đây là loại than mà Việt Nam đang thiếu và phải nhập khẩu từ các quốc gia khác. Trong nửa đầu năm 2017, Việt Nam đã nhập khẩu 6,4 triệu tấn than, chủ yếu được tiêu thụ bởi các nhà máy điện than. Nhu cầu than trong nước của Việt Nam dự kiến sẽ tăng gấp đôi vào năm 2020 và tăng gấp 3 lần vào năm 2025 khi công suất điện than sẽ tăng từ 16,8 GW trong năm 2017 lên 44,1 GW trong năm 2025. Tuy nhiên, do sự trì hoãn của một vài dự án của Vinacomin, nguồn cung than trong nước không đủ đáp ứng nhu cầu gia tăng từ các nhà máy điện than, dẫn đến lượng lớn than nhập khẩu kể từ năm 2015. Lượng than nhập khẩu dự kiến sẽ đạt 20-30 triệu tấn than/năm từ năm 2020 trở đi. Giá than quốc tế dự kiến sẽ giảm từ 67 USD/tấn trong năm 2016 còn 64 USD/tấn trong năm 2020.

Hình 17: Giá than trong nước và quốc tế

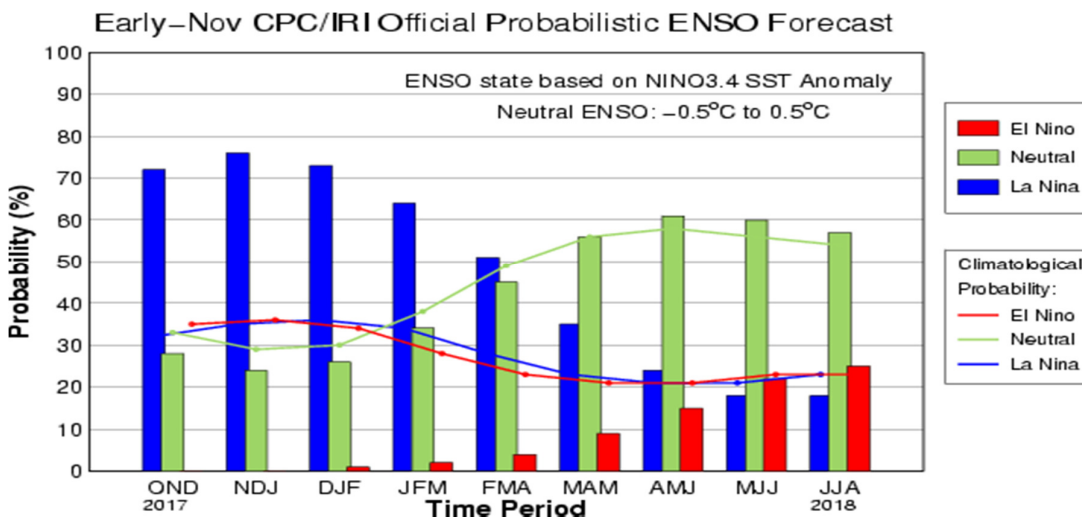


Nguồn: Bloomberg, VCSC

## Dự báo tình hình thời tiết: Lượng mưa lớn có thể kéo dài đến năm 2018

Theo dự báo của International Research Institute for Climate and Society, lượng mưa lớn sẽ tiếp tục kéo dài từ nay đến hết các tháng đầu năm 2018, giúp các nhà máy thủy điện hưởng lợi. Tuy nhiên, thời tiết dự kiến sẽ trung tính trong phần còn lại của năm 2018, qua đó giúp cho các nhà máy nhiệt điện sẽ phục hồi sản lượng.

Hình 18: Dự báo thời tiết



Nguồn: International Research Institute for Climate and Society

## Quá trình tự do hóa đang dần tiến triển

### Định nghĩa cơ chế vận hành CGM và giá thị trường

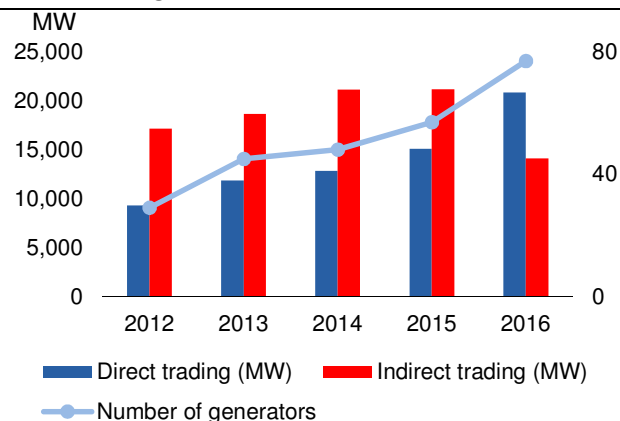
Trong năm 2004, Chính phủ đã thông qua Luật Điện lực để hướng đến một thị trường cạnh tranh hơn. Các bước nhằm tự do hóa Ngành điện bao gồm: thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) để tự do hóa mảng phát điện; thị trường bán buôn cạnh tranh (WCM) và thị trường bán lẻ cạnh tranh (RCM) để tự do hóa mảng phân phối. Mỗi thị trường đã hoặc sẽ phải trải qua giai đoạn thử nghiệm và đi vào vận hành chính thức.

CGM được hoạt động dựa theo cơ sở chi phí chung xác định trước mỗi ngày giao dịch, các công ty phát điện sẽ đề xuất giá chào bán điện cho trung tâm đấu giá/Trung tâm Điều độ Hệ thống Điện Quốc gia (NLDC). Mỗi lệnh chào bán sẽ nêu rõ số lượng kWh mà mỗi thành viên sẵn sàng bán với mức giá cụ thể ở từng mốc thời gian nhất định cho ngày tiếp theo. Trong ngày giao dịch, NLDC sẽ huy động điện từ mức giá chào bán thấp nhất đến cao nhất cho đến khi đủ điện để cân bằng nhu cầu. Tất cả các công ty phát điện sẽ được bán cho một bên mua duy nhất.

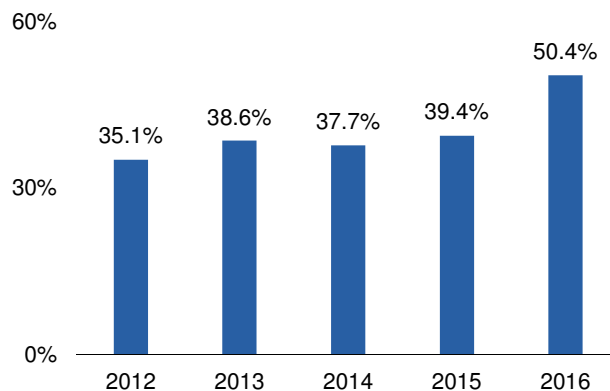
### Quy mô của thị trường CGM đã tăng mạnh trong những năm qua

Tính đến cuối năm 2016, số lượng nhà máy điện tham gia vào thị trường CGM đã tăng hơn gấp đôi đạt 77 so với 29 thành viên trong năm 2012. Công suất của các thành viên trực tiếp đã tăng từ 20.859 MW, cao hơn gấp đôi so với con số 9.312 MW trong năm 2012. Trong khi đó, công suất của các thành viên gián tiếp bắt đầu ở mức 17.163 MW trong năm 2012, nhưng giảm còn 14.107 MW trong năm 2016. Phần lớn các nhà máy điện cải thiện lợi nhuận từ sản lượng bán CGM, đặc biệt là các nhà máy thủy điện, vốn có chi phí sản xuất sản xuất thấp. Mức gia tăng quy mô cho thấy sự thành công bước đầu trong quá trình tự do hóa. Tuy nhiên, dù đang tăng dần trong một vài năm qua, công suất của các thành viên trực tiếp chỉ chiếm 50,4% công suất cả nước vào cuối năm 2016.

Hình 19: Công suất các thành viên của CGM



Hình 20: Phần trăm của CGM trong công suất quốc gia

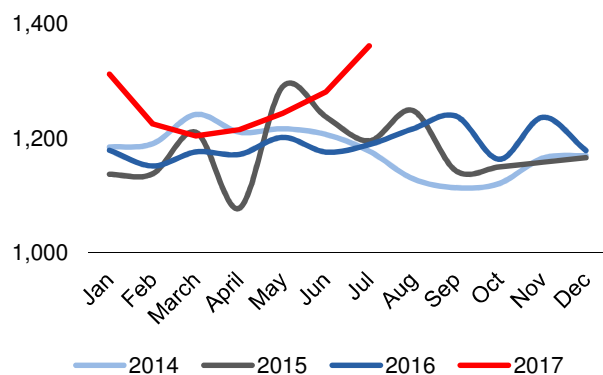


Nguồn: Bộ Công thương, VCSC

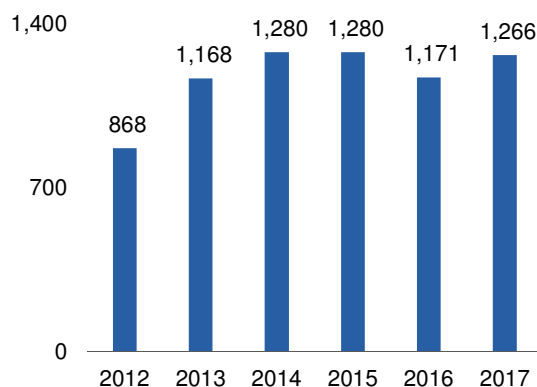
### Bộ Công thương nâng mức giá trần CGM

EVN đã áp dụng mức giá trần cho giá CGM, được điều chỉnh qua từng năm. Trong vòng 5 năm qua, mức giá trần CGM tăng 45% từ mức thấp 868 đồng/kWh trong năm 2012 lên 1.266 đồng/kWh trong năm 2017. Xu hướng tăng này là rất tích cực cho tất cả các công ty phát điện tham gia vào thị trường cạnh tranh. Trong 6 tháng 2017, lượng mua bất thường làm giảm giá CGM 5-20%, nhưng giá bán trung bình của các nhà máy điện đến EVN, bao gồm cả giá hợp đồng và giá thị trường, vẫn gia tăng do sự tham gia của các nhà máy điện mới có chi phí sản xuất cao vào mạng lưới vận hành.

Hình 21: Giá bán trung bình của nhà máy điện (VND/kWh)



Hình 22: Mức giá trần của CGM



Nguồn: Bộ Công thương, VCSC

## Thị trường Cạnh tranh Bán buôn (WCM) sẽ đi vào hoạt động từ năm 2019

Vào cuối năm 2015, Bộ Công thương đã ban hành Quyết định 8266/QĐ-BCT và Quyết định 12751/QĐ-BCT, phê duyệt kế hoạch sơ bộ thành lập thị trường Cạnh tranh Bán buôn (WCM) vào năm 2017. Trong năm 2016, EVN đã chọn 12 nhà máy điện và 5 công ty phân phối điện để thực hiện chạy thử (giao dịch trên giấy). Tuy nhiên, ngày 03/08/2017, Bộ Công thương đã ban hành Quyết định số 709/QĐ-BCT trong đó trì hoãn áp dụng WCM từ năm 2017 sang 2019. Theo Quyết định mới, EVN sẽ sẽ thử nghiệm giai đoạn 2 của WCM (thực hiện thanh toán thật) trong quý 4/2017. Chúng tôi so sánh CGM và WCM trong bảng bên dưới.

**Hình 23: So sánh giá CGM và WCM**

CGM	WCM
Thời gian thử nghiệm: 2009 – 2012	Thời gian thử nghiệm: 2017 – 2019
Đi vào hoạt động năm 2012	Đi vào hoạt động năm 2019 (dự kiến)
Bên bán điện: Công ty phát điện	
Bên mua: EVN (người mua duy nhất)	Bên mua: EVN, các công ty phân phối của EVN, nhà bán lẻ, khách hàng mua buôn
Mua bán điện thông qua hợp đồng PPA duy nhất và giá thị trường giao ngay với EVN là bên mua duy nhất	Mua bán điện thông qua nhiều hợp đồng PPA khác nhau và giá thị trường giao ngay với công suất chào bán khác nhau cho nhiều khách hàng
Giá chào mua: dựa theo chi phí biến đổi	Giá chào mua: dựa theo cung cầu
Chu kỳ chào bán/mua: 60 phút	Chu kỳ chào bán/mua: 30 phút
Giá thị trường giao ngay áp dụng cho toàn bộ hệ thống	Giá giao ngay tính theo mỗi trạm 500/220/110 kV
	Hợp đồng mua bán điện được giao dịch trên sàn mua bán điện

Nguồn: NT2, VCSC

## Chính phủ thông qua chính sách mới về giá điện bán lẻ

Quyết định 24/2017/QĐ-TTg hướng dẫn cơ chế mới trong việc điều chỉnh giá điện bán lẻ, thay thế Quyết định 69/2013/QĐ-TTg. Theo quyết định mới, EVN sẽ phải tính toán lại và điều chỉnh giá điện hàng quý thay vì hàng năm như trước đây. Trong kỳ theo dõi, nếu diễn biến thành phần đầu vào đòi hỏi cần điều chỉnh giá điện, thì giá điện sẽ được điều chỉnh phù hợp theo hướng dẫn như trong hình dưới (chúng tôi cũng trình bày Quyết định 69/2013/QĐ-TTg để so sánh). Phạm vi giá điện hiện nay là 1.437-1.835 đồng/kWh theo quy định của Chính phủ, trong khi giá bán lẻ điện hiện nay là 1.622 đồng/kWh.

**Hình 24: Quyết định mới về giá điện bán lẻ**

Quyết định 24/2017/QĐ-TTg	Quyết định 69/2013/QĐ-TTg
EVN có thể tăng giá điện 3-5% (nhưng vẫn nằm trong khung giá quy định), sau đó lập báo cáo trình Bộ Công thương.	Không có
EVN cần Bộ Công thương phê duyệt trước khi tăng giá điện bán lẻ 5-10%.	EVN cần Bộ Công thương phê duyệt trước khi tăng giá điện bán lẻ 7-10%.
Nếu giá điện bán lẻ phải tăng hơn 10% hoặc vượt mức khung quy định, EVN cần đề xuất với Bộ Công thương. Bộ Công thương và Bộ Tài chính sẽ đánh giá và báo cáo Thủ tướng Chính phủ để đưa ra chỉ đạo.	Nếu giá điện bán lẻ phải tăng hơn 10% hoặc vượt mức khung quy định, EVN cần đề xuất với Bộ Công thương. Bộ Công thương và Bộ Tài chính sẽ đánh giá và báo cáo Thủ tướng Chính phủ để đưa ra chỉ đạo.
Nếu cần thiết, Bộ Công thương và Bộ Tài chính có thể điều chỉnh giá điện bán lẻ trước khi báo cáo Thủ tướng Chính phủ.	

Nguồn: VCSC

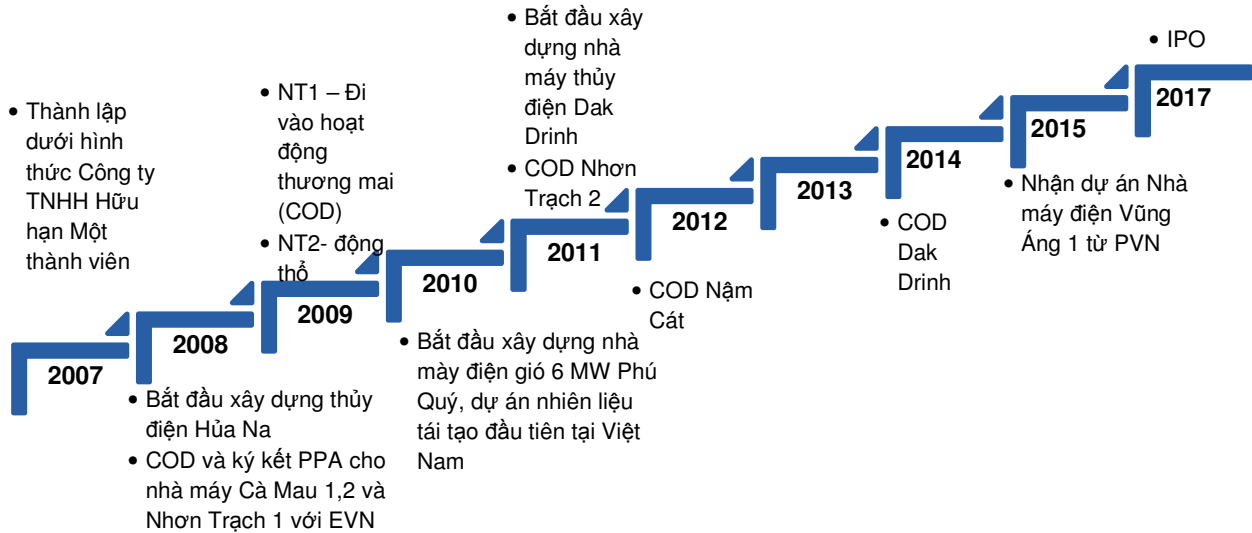
Quyết định mới này có hiệu lực từ ngày 15/08/2017 và giúp EVN và các công ty điện thích nghi được với tình hình chi phí biến đổi. Chúng tôi cho rằng đây là một bước tiến mới trong quá trình tự do hóa ngành điện và chuẩn bị cho thị trường bán buôn cạnh tranh đi vào hoạt động trong năm 2019.

## Tổng quan doanh nghiệp

### Lịch sử hình thành và phát triển

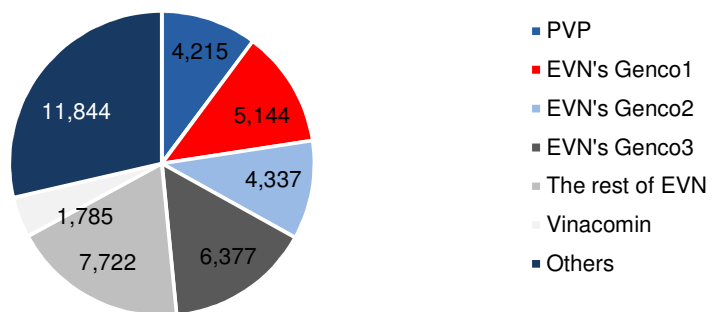
Tổng CT Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) được thành lập dưới hình thức Công ty TNHH Một thành viên năm 2007, sở hữu bởi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (còn được biết đến với tên gọi PetroVietnam hoặc PVN), nhằm đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia và đáp ứng nhu cầu năng lượng gia tăng trong nước. Hiện tại, PV Power là nhà sản xuất điện lớn thứ hai trong nước với tổng công suất 4,2 GW, tương ứng 10% tổng công suất điện của Việt Nam. Phần lớn các nhà máy điện của PV Power là nhà máy nhiệt điện, bao gồm 2,7 GW điện khí và 1,2 GW điện than.

Hình 25: Các cột mốc chính của PV Power



Nguồn: PV Power

Hình 26: Thị phần tính theo công suất (MW)



Nguồn: PV Power & báo cáo thường niên của EVN

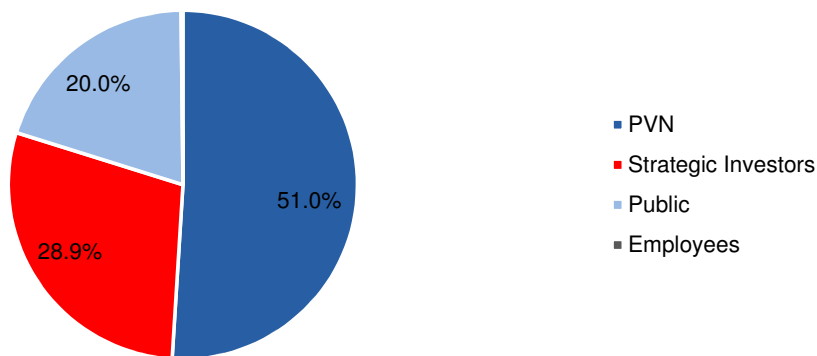
## Ban lãnh đạo và cơ cấu sở hữu

Theo kế hoạch tái cơ cấu ngành điện của Chính phủ trong giai đoạn 2016-2020, PVN dự kiến sẽ nắm giữ ít nhất 51% cổ phần của PV Power trong khi phần còn lại sẽ được cổ phần hóa. PV Power sẽ thực hiện cổ phần hóa và IPO trong năm 2018, khi 20,0% cổ phần sẽ được chào bán cho công chúng trong khi 28,9% cổ phần được chào bán cho NĐT chiến lược.

HĐQT của PV Power bao gồm 5 thành viên kinh nghiệm lâu năm về tài chính và đều có 20-30 năm kinh nghiệm làm việc trong ngành. Chủ tịch HĐQT công ty, ông Hồ Công Kỳ đã trải qua nhiều giai đoạn phát triển của PV Power kể từ khi thành lập và đã nắm giữ một vài vị trí quan trọng tại cả PV Power và PVN. Ông Kỳ có năng lực tài chính tốt và có kinh nghiệm phát triển các dự án điện than và thủy điện.

Ban lãnh đạo của PV Power cũng có 5 thành viên, trong đó Tổng Giám đốc, ông Nguyễn Xuân Hòa, nắm giữ chức vụ trong ban lãnh đạo và HĐQT của PV Power. Gia nhập PV Power năm 2009, ông Hòa trở thành Tổng Giám đốc công ty năm 2015.

**Hình 27: Cơ cấu sở hữu kế hoạch**



Nguồn: PV Power



**Hình 28: HĐQT và Ban lãnh đạo của PV Power**

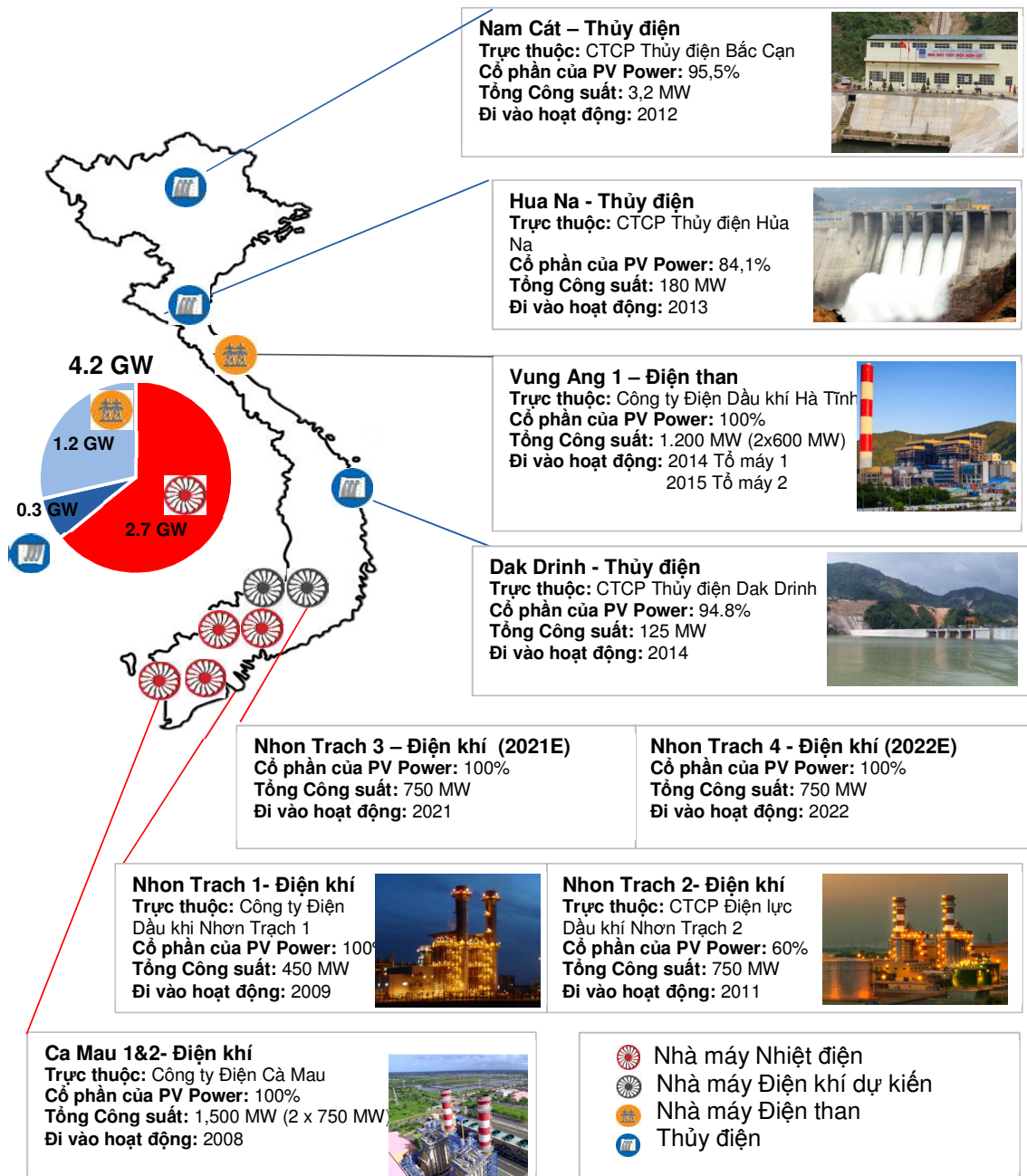
Họ & Tên	Tuổi	HĐQT/BGD	Kinh nghiệm lĩnh vực
Ông Hồ Công Kỳ	53	Chủ tịch HĐQT	Cử nhân Kinh tế Đại học Tài chính & Kế toán Hà Nội. Ông từng là Chủ tịch HĐQT CTP Thủy điện Hòa Bình, Chủ tịch dự án thủy điện của PVN và thành viên HĐQT của dự án điện Long Phú – Sông Hậu Gia nhập PV Power năm 2008 với vai trò Phó Chủ tịch HĐQT và trở thành Chủ tịch HĐQT trong tháng 1/2015
Ông Nguyễn Hữu Quý	57	Thành viên HĐQT	Có bằng thạc sĩ Thương mại từ Viên Ngoại giao Ấn Độ, bằng Thạc sĩ Quản trị Kinh doanh của Đại học Brussels, Bỉ và tốt nghiệp Đại học Ngoại thương Hà Nội Từng là thành viên của Ban Kiểm soát của PVN và các vị trí quan trọng khác trước khi gia nhập PV Power với vai trò thành viên HĐQT
Ông Hà Đức Thu	59	Thành viên HĐQT	Cử nhân Cơ khí Đại học Kỹ thuật Hà Nội Giữ vị trí Phó trưởng ban Khí của PVN trước khi gia nhập PV Power
Ông Vũ Huy An	57	Thành viên HĐQT	Cử nhân Đại học Tài chính & Kế toán Hà Nội (Hiện tại là Học viên Tài chính) Từng là Chủ tịch HĐQT CTCP BDS Tài chính Dầu khí Việt Nam (PVFC Land) và các vị trí quan trọng khác trước khi gia nhập PV Power với vai trò Thành viên HĐQT trong tháng 10/2015
Ông Nguyễn Xuân Hòa	45	Thành viên HĐQT/Tổng Giám đốc	Có bằng Thạc sĩ từ Đại học Paramount University of Technology và Cử nhân Kinh tế Đại học Tài chính & Kế toán TP. HCM Giữ nhiều vị trí quan trọng tại Tổng CT Khí Việt Nam, CTCP Dịch vụ Điện than Dầu khí Việt Nam và Tổng CT Dầu Việt Nam. Ông gia nhập PV Power năm 2009 với vai trò Phó Tổng GD và trở thành thành viên HĐQT năm 2015
Ông Nguyễn Duy Giang	42	Phó Tổng GD	Có bằng Thạc sĩ của Asian Institute of Technology và Cử nhân Kế toán của Đại học Kinh tế Quốc dân Từng là Phó chủ tịch HĐQT công ty TNHH Một thành viên Tư vấn Quản lý Dự án Dầu khí (PMC1). Trước đó, ông từng là Trưởng ban Kế hoạch của PVN, phụ trách các dự án thủy điện
Ông Hoàng Văn Nghiệp	58	Phó Tổng GD	Có bằng Kỹ Sư Thủy điện và cử nhân Ngoại ngữ Làm việc tại Tổng CT Sông Đà trong nhiều năm trước khi trở thành Phó Tổng GD PV Power năm 2008
Ông Phạm Xuân Trường	54	Phó Tổng GD	Có bằng Thạc sĩ Kỹ sư điện tại Đại học Khoa học Tự nhiên Hà Nội. Từng Phó Tổng GD Công ty điện Hưng Yên Ông đã từng nắm giữ một vài vị trí quản lý, như Trưởng Ban thông tin Trạm điện Hưng Yên, Trưởng ban An toàn và Kỹ thuật của Công ty điện Hưng Yên, Phó Tổng GD Công ty điện Hưng Yên và Giám đốc Công nghiệp Hưng Yên. Trong năm 2008, ông đã tham gia PV Power với vai trò Phó Tổng GD.
Bà Nguyễn Thị Ngọc Bích	45	Phó Tổng GD	Có bằng Thạc sĩ tại Đại học Irvine, Thạc sĩ Quy hoạch Đô thị và Cử nhân Quy hoạch Đô thị tại Đại học Kiến trúc Hà Nội Từng làm việc tại Công ty Tài chính Dầu khí Việt Nam và là Phó Chủ tịch Liên đoàn Lao động của PVN, trước khi gia nhập PV Power với vai trò Phó Tổng GD.

Nguồn: PV Power

## Tài sản

Các tài sản chính của PV Power bao gồm 7 nhà máy điện với tổng công suất 4,2 GW. Các nhà máy điện khí (Cà Mau 1-2, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2) là điểm mạnh của PV Power và chiếm 64% tổng công suất của PV Power. Các nhà máy này chủ yếu nằm tại miền Nam với 2 nhà máy nằm tại Đồng Nai, một trong ba trung tâm công nghiệp lớn của miền Nam. PV Power có 1 nhà máy điện than, Vũng Áng 1 (trong đó đóng góp 30% công suất) và 2 Nhà máy thủy điện chiếm 6% công suất còn lại.

**Hình 29: Các nhà máy điện của PV Power**



Nguồn: Báo cáo thường niên 2017 của PV Power

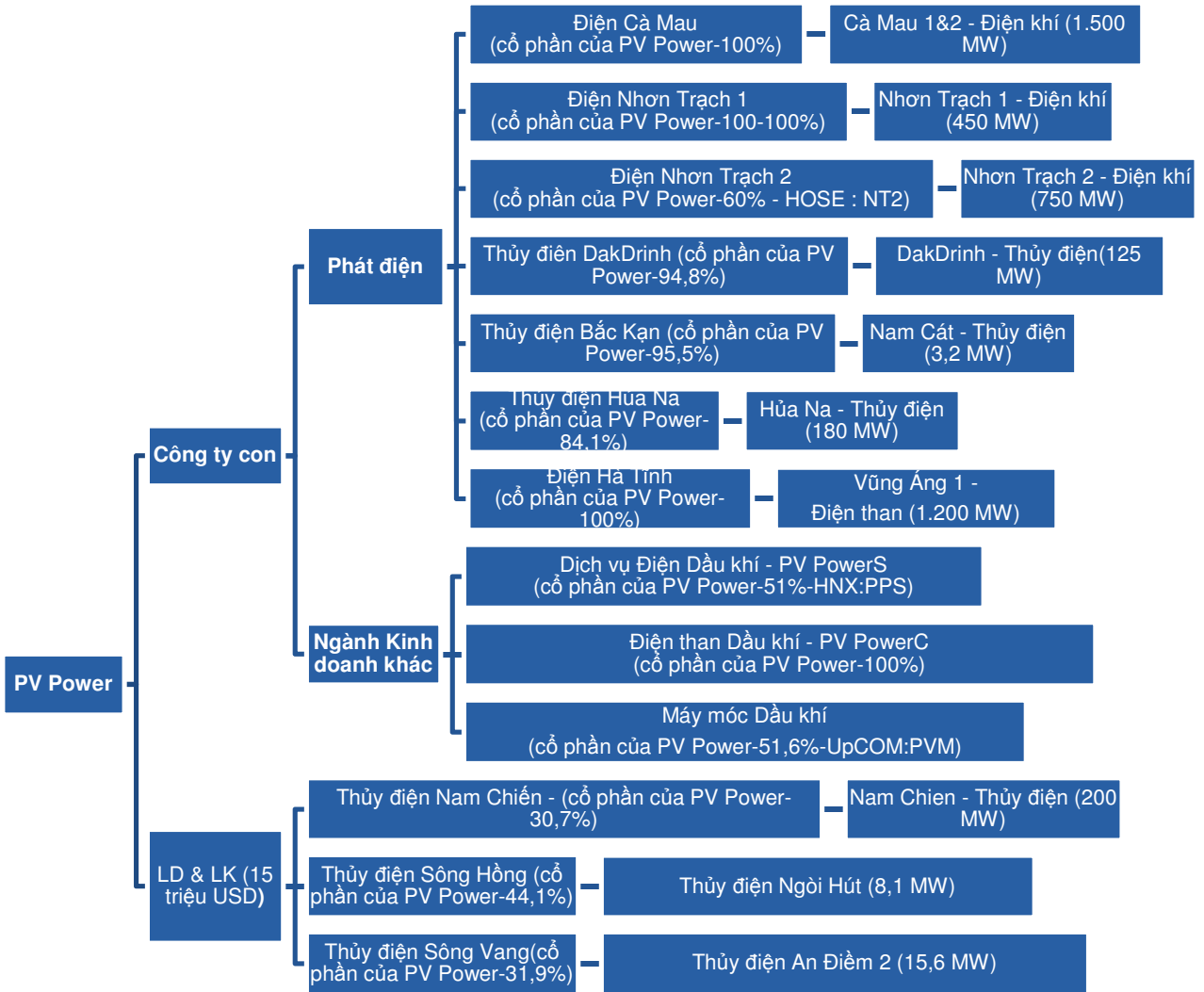
Theo PDP VII điều chỉnh, các nhà máy nhiệt điện sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc đáp ứng nhu cầu điện gia tăng. PVN dự kiến sẽ là nhà đầu tư chủ chốt trong ngành điện khí với kinh nghiệm trong phát triển khí. Theo kế hoạch cổ phần hóa, PV Power dự kiến sẽ được Chính phủ phê duyệt phát triển nhà máy Nhơn Trạch 3 và 4, sẽ gia tăng công suất 1,5 GW cho PV Power trong các năm 2021 và 2022. Các dự án nhiệt điện khác sẽ phụ thuộc vào phê duyệt của cổ đông.

**Hình 30: Danh mục đầu tư của PV Power**

Nhà máy điện	Công suất (MW)	COD dự kiến
<b>Nhà máy Điện khí</b>		
Nhơn Trạch 3	750	2021
Nhơn Trạch 4	750	2022
Kiên Giang 1	750	2022
Kiên Giang 2	750	2023
Sơn Mỹ 2.1	750	2024
Sơn Mỹ 2.2	750	2025
Sơn Mỹ 2.3	750	2026
Miền Trung 1	750	2023
Miền Trung 2	750	2024
<b>Nhà máy Điện than (Đang đợi Cổ đông phê duyệt)</b>		
Thái Bình 2	1.200	2018
Long Phú 1	1.200	2019
Sông Hậu 1	1.200	2019
Long Phú 3	1.800	2023/2024

Nguồn: PV Power

Hình 31: Cơ cấu Công ty



Nguồn: PV Power

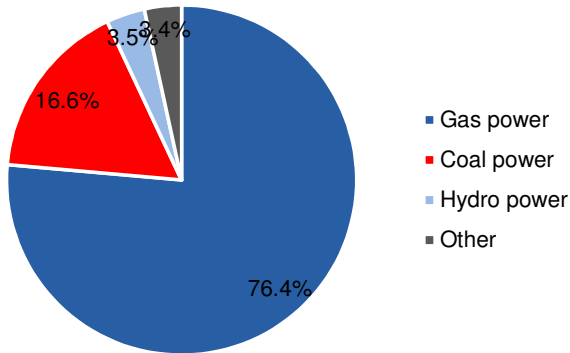
## Mô hình kinh doanh

### Tổng quan

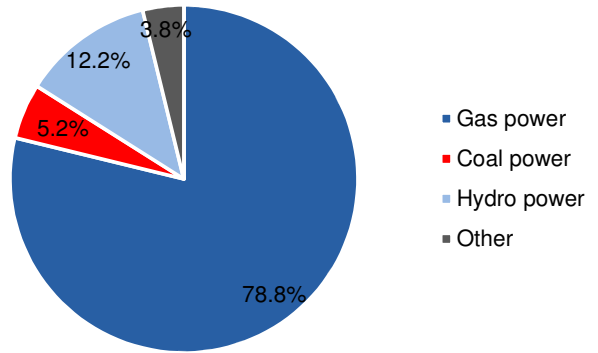
Mô hình kinh doanh của PV Power được chia thành 2 hoạt động chính, Phát điện và Ngành kinh doanh khác. Mảng kinh doanh cốt lõi là Phát điện, chiếm phần lớn KQKD của PV Power.

1. Phát điện bao gồm điện khí/than và mảng thủy điện
  - Phát điện là yếu tố dẫn dắt doanh thu chính cho PV Power, đóng góp 96% doanh thu thuần và LN gộp trong năm 2016.
2. Các Ngành kinh doanh khác bao gồm Kỹ thuật, Cung cấp Than và các dịch vụ khác.
  - PV Power cung cấp dịch vụ kỹ thuật như Vận hành & Quản lý (O&M), khảo sát & phân tích kỹ thuật và lắp đặt các hệ thống điện, máy móc và thiết bị thông qua CTCP Dịch vụ kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV PowerS).
  - Lấy nguồn trong nước và nhập khẩu than nhằm đảm bảo than đá cung cấp cho các nhà máy điện là một trong những yếu tố quan trọng giúp PVN và PV Power ổn định nguồn than cho tăng trưởng ổn định trong dài hạn.

Hình 32: Doanh thu theo từng mảng (2016) (tỷ đồng)



Hình 33: LN gộp theo từng mảng (2016) (tỷ đồng)



Nguồn: PV Power

## Mảng Phát điện được dẫn dắt bởi PPA/CGM và sản lượng (Q)

Nhìn chung, doanh thu của một nhà máy điện dựa theo giá bán điện nhân với sản lượng bán. Theo Thông tư 56, thanh toán/doanh thu của các nhà máy điện tính theo:

$$\text{Doanh thu} = P_c \cdot Q_c + P_m \cdot Q_m + \text{Khác}$$

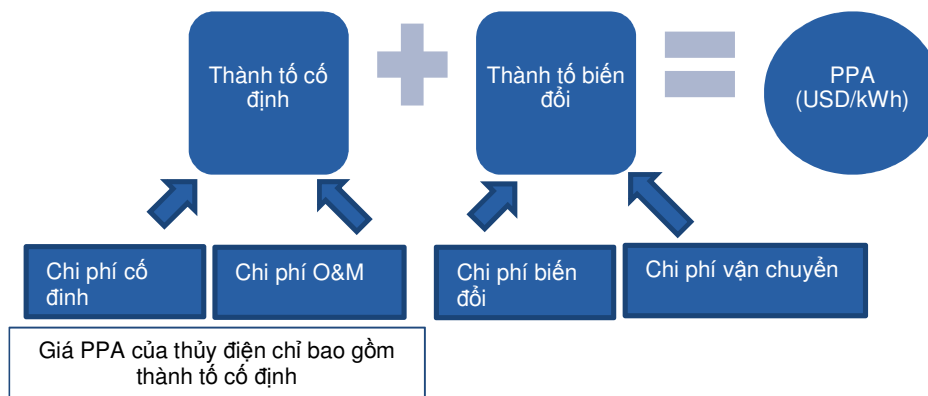
*Trong đó:*

- $P_c$ : giá hợp đồng, còn gọi là **Hợp đồng mua bán điện (PPA)**
- $P_m$ : Giá CGM
- $Q_c$ : Sản lượng hợp đồng phụ thuộc vào tính toán nhu cầu từ ERAV mỗi năm.  $Q_m$  bị giới hạn mức trần 40% sản lượng dự báo (QF), do đó  $Q_c$  tối thiểu là 60% QF.
- $Q_m$ : Sản lượng thị trường, sản lượng bán cho CGM
- $Q$ : sản lượng thực tế của nhà máy điện trong 1 năm =  $Q_c + Q_m$

**Hợp đồng Mua bán Điện (PPA)** là văn bản quan trọng mà tất cả các nhà máy điện phải ký kết với EVN. Trong thỏa thuận này, các chi tiết về giá hợp đồng, sản lượng bán, thời hạn, thanh toán và chi phí nguyên liệu đầu vào đều được quy định.

- Trước năm 2011: Không có phương pháp tiêu chuẩn để tính toán PPA và phụ thuộc vào quyết định của EVN trên cơ sở tổng chi phí phát điện cộng tỷ suất sinh lời bất kỳ.
- Trong giai đoạn 2011-2014 (với sự phát hành của TT 41): PPA được tính từ sinh lời pháp định trên giá vốn (10% cho cổ phần của Chính phủ và lợi suất Trái phiếu Chính phủ +3% cho cổ phần của NĐT tư nhân) sử dụng giả định bên dưới.
- Từ năm 2014 (với sự phát hành của TT 56): Giá PPA đến từ mức IRR quy định 12%.

**Hình 34: Giá PPA theo Thông tư 56**



Nguồn: báo cáo thường niên 2017 của PV Power't, Thông tư 56 và VCSC

Hình 35: Giá định tính PPA

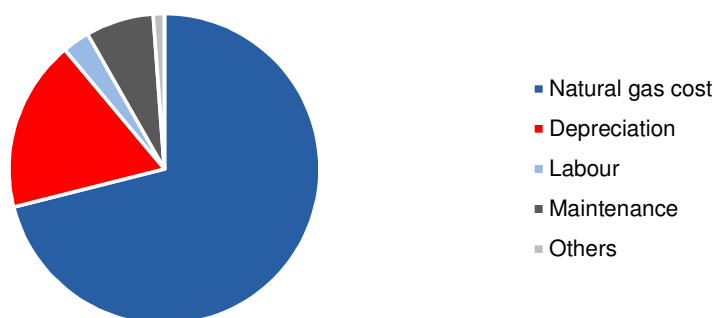
Giá định	Điện than	Điện khí	Thủy điện
Tính chi phí cố định			
Vốn đầu tư			
Giờ hoạt động	6.500	6.000	4.000
Chu kỳ vòng đời dự phóng (năm)	30	25	40
Chính sách khấu hao			
Cơ cấu Vốn CSH/Nợ			
Cơ cấu nợ trong nước và ngoại tệ & lãi suất			
Thuế TNDN, thuế tài nguyên và môi trường			
Chi phí vận hành chính	2,50%	4,37%	0,6%-1,2%
Chi phí vận hành & bảo dưỡng			
Tính toán chi phí khả biến			
Tiêu thụ nguyên liệu đầu vào	Kg/kWh	BTU/kWh	
Giá nguyên liệu đầu vào	VND/Kg	VND/BTU	
Chi phí vận chuyển nguyên liệu đầu vào	VND/ton	VND/BTU	
Tỷ lệ giảm công suất	1,30%	3,0%	

Nguồn: Bộ Công thương và VCSC

### Chi phí nhiên liệu là yếu tố dẫn dắt chính của Giá vốn Hàng bán

Chi phí nhiên liệu (khí tự nhiên và than đá) là thành phần lớn lớn trong cơ cấu Chi phí của PV Power, chiếm 71% tổng chi phí. Khấu hao là khoản mục lớn thứ hai khi chiếm 17%, xếp tiếp theo là chi phí bảo trì và chi phí lao nhân công.

Hình 36: Cơ cấu chi phí hợp nhất của PV Power trong năm 2016



Nguồn: PV Power & VCSC

## Các nhà máy điện khí của PV Power chỉ mới đi vào hoạt động không lâu

Các nhà máy điện khí của PV Power chỉ mới đi vào hoạt động 5-9 năm, trong khi các nhà máy điện khí khác tại Việt Nam đã hoạt động 10-18 năm. Các nhà máy này được xây dựng với chi phí vừa phải và sử dụng công nghệ hiện đại, cũng như trang thiết bị chất lượng cao của Siemens và Alstom. Nhờ việc sử dụng turbine khí chu trình hỗn hợp (combined cycle gas turbines - CCGT), hiệu suất thu hồi nhiệt (khả năng chuyển nhiên liệu thành điện) lên đến 51%-57% trong khi hiệu suất thu hồi nhiệt của các nhà máy điện khí chu kỳ đơn (single cycle steam) chỉ 35%-42%. Chúng tôi xin lưu ý rằng hiệu suất thu hồi nhiệt là khả năng chuyển nhiên liệu thành điện của máy phát.

**Hình 37: Danh sách các nhà máy điện khí tại Việt Nam**

Công suất (MW)	Vốn đầu tư (triệu USD)/MW	Thời gian thi công (tháng)	COD	Đã hoạt động (năm)	Chủ thầu EPC	Trang thiết bị	Hiệu suất thu hồi nhiệt (%)	
<b>Của PV Power</b>								
Cà Mau 1 và 2	1.500	0,5	30,4 và 32,5	03 và 12/2008	9	Lilama	Siemens/Combined cycle F version/2008	53,2
Nhơn Trạch 1	450	0,8	28,0	05/2009	8	Lilama & Construction Corporation No 1 (CC1)	Alstom/Combined cycle E version	51,9
Nhơn Trạch 2	750	0,8	28,5	10/2011	6	Lilama & PetroVietnam Construction Corporation (PVX)	Siemens/Combined cycle F version/2011	57,0
<b>Khác</b>								
Phú Mỹ 1	1.108	0,5	n/a	05 và 12/2000	15	Mitsubishi Heavy Industries (MHI)	MHI/Combined cycle F version	N/A
Phú Mỹ 2.1	896	0,4	n/a	1997 và 2003 và 2006	18	Alstom, ABB, Colenco, Marubeni	ABB and Alstom/Combined cycle E version	N/A
Phú Mỹ 2.2	733	0,7	n/a	10/2005	10	Electricite de France (EDF), Sumitomo & Tokyo Electric Power (TEPCO)	GE USA/Combined cycle F version	56
Phú Mỹ 3	716	0,6	n/a	08/2003 và 03/2004	11	Siemens and BP Power	Siemens/Combined cycle F version	56,8
Phú Mỹ 4	458	0,5	n/a	2004	11	Alstom, Marubeni and Lilama	Alstom/Combined cycle E version	N/A

Nguồn: PV Power và VCSC / \* Turbine khí: GT, \*\* Turbine hơi: ST, \*\*\* Lò hơi thu hồi nhiệt: HRSG (Heat Recovery Steam Generator), \*\*\*\* Thời gian thi công: từ ngày ký EPC đến ngày COD

### Nhà máy điện Cà Mau có hợp đồng mua bán điện an toàn đặc biệt

Nhà máy Nhiệt điện Cà Mau là một trong những tài sản chính của PV Power với công suất lên đến 1.500MW (Cà Mau 1, 750MW và Cà Mau 2, 750MW). Đây là nhà máy điện khí đầu tiên của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và được thi công trong 30 tháng.

Nhà máy do Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau, một đơn vị trực thuộc PVT tại tỉnh Cà Mau điều hành. Vốn đầu tư 768 triệu USD, sử dụng công nghệ tiên tiến nhất tại thời điểm đó với cấu hình 2-2-1: hai turbine khí (Siemens SGT5-4000F, 252,8 MW), hai máy phát hơi nước thu hồi nhiệt do Doosan sản xuất, và một turbine hơi (Siemens SST-5000, 252,8 MW). Có sáu máy phát (Siemens SG5-1000A). Nhà máy Nhiệt điện Cà Mau Trong 4 năm qua có hiệu suất hoạt động trung bình lên đến 53,4%.

### Hợp đồng mua bán điện thời hạn 20 năm của Nhà máy điện Cà Mau sẽ hết hạn vào năm 2028

Hợp đồng được Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau ký với EVN ngày 08/01/2008. Trong đó, một phần (khoảng 20MW) được bán cho CTCP Phân bón Dầu khí Cà Mau.



Từ đó đến nay, hợp đồng đã được điều chỉnh bốn lần, trong đó các thay đổi chính đều phản ánh chi phí nhân công và máy móc tại Đức.

Cà Mau không tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh và doanh thu được tính như sau:

$$\text{Doanh thu} = (\text{Chi phí công suất} + \text{Chi phí nhiên liệu} + \text{Khác}) * \text{tỷ giá USD/VND}$$

Trong đó:

- Chi phí công suất = Công suất tin cậy (kW) \* Phí công suất (USD/kW)
- Chi phí nhiên liệu: Chi phí khí tự nhiên + Chi phí dầu nhiên liệu

Công suất tin cậy được EVN đo đạc hàng năm và là khả năng lập tức sản xuất điện của nhà máy. Công suất tin cậy của Nhà máy Điện Cà Mau trong các năm qua đều ổn định từ 1.466-1.469MW so với công suất lắp đặt 1.500MW. Vì vậy, doanh thu của nhà máy Điện Cà Mau (không tính thay đổi về giá khí) khá ổn định dù sản lượng và hiệu suất hoạt động thấp. Tuy nhiên, công suất tin cậy có hiệu lực khi Nhà máy Điện Cà Mau đảm bảo mức giờ hoạt động (EOH) tối thiểu, tương đương 1,35-1,45 tỷ m<sup>3</sup> khí khô/năm. Nếu EOH của Cà Mau không đạt được mức tối thiểu này thì phải trả lại cho EVN khoản tiền chênh lệch. Từ khi nhà máy đi vào hoạt động, điều này đến nay chỉ xảy ra một lần, vào năm 2008.

Chi phí công suất (5,2USD/kW/tháng + 2,7USD/kW/tháng) tương tự như phần cố định trong công thức hợp đồng mua bán điện. Chi phí công suất được dựa trên các giả định sau để có tỷ suất hoàn vốn nội bộ 12%:

**Hình 38: Giả định phí công suất nhà máy điện Cà Mau**

Giả định chi phí cố định	Giả định chi phí vận hành và bảo dưỡng
Vốn đầu tư (triệu USD)	768 Chủ thầu vận hành và bảo dưỡng CTCP Dịch vụ Kỹ thuật Điện lực Dầu khí Việt Nam
Thời gian khấu hao (năm)	10 Chủ thầu vận hành và bảo dưỡng Hợp đồng đại tu (LTMA) Kỳ hạn: 2008-2020 352 triệu euro, 686 tỷ VND
Thời hạn dự án (năm)	25
Vốn CSH : Nợ (%)	35-65
Đơn vị cho vay	Vietcombank và Calyon
Lãi suất (%)	2,3% - 5,4%
Kỳ hạn (năm)	10
Sản lượng trung bình (tỷ kWh)	7,2
Thuế TNDN	0% từ 2009-2012 10% từ 2013-19 20% các năm còn lại

Nguồn: PV Power

## Nhà máy Điện Cà Mau đã ký hợp đồng mua khí khô dài hạn theo cơ chế giá thị trường

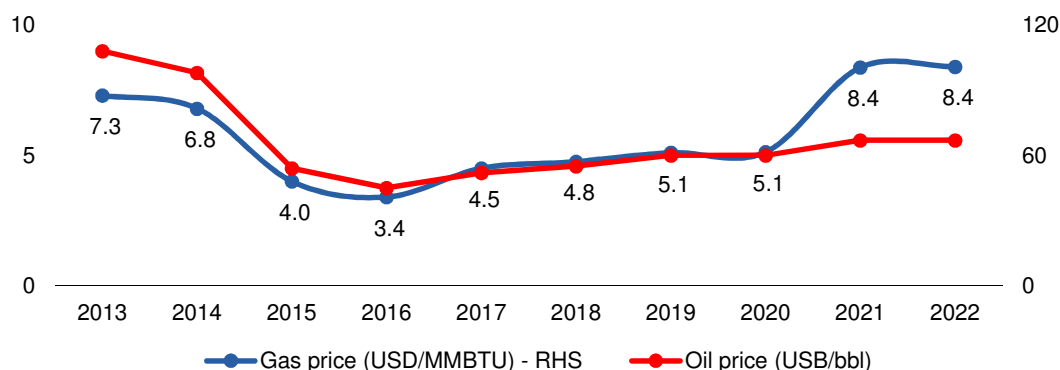
Hợp đồng được Nhà máy Điện Cà Mau ký với Tổng Công ty Khí Việt Nam năm 2008 và có hiệu lực đến khi khai thác hết trữ lượng khí. Nhà máy Điện Cà Mau sử dụng khí từ các Lô PM3-CAA và 46 tại Cái Nước, đều cách nhà máy điện 330km. Các lô này đều nằm trong vùng chồng lấn chủ quyền của Việt Nam và Malaysia nên được hai nước cùng khai thác theo hợp đồng chia sản phẩm (Product Sharing Contract).

Vì các mỏ khí tại hai lô này sẽ dần cạn kiệt trong các năm tới do có sự vận hành của một số nhà máy sử dụng khí mới, đặc biệt từ 2021 trở đi, Nhà máy Điện Cà Mau sẽ gặp khó khăn trong việc đảm bảo có đủ khí đầu vào. Hai nước đang phát triển thêm một số mỏ khí mới, nhưng giá khí có thể tăng mạnh từ 46% MFO lên 105% MFO. Chúng tôi đang giả định phân nửa nguồn khí theo giá 105% MFO và phân nửa theo giá 46% MFO. EVN sẽ chịu toàn bộ phần chi phí khí tăng thêm. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng giá điện cao có thể khiến EVN thương lượng lại hợp đồng mua bán điện.

Giá khí (USD/MMBTU) = 46% giá MFO + Phí vận chuyển

MFO là giá dầu nhiên liệu trung bình tại Singapore trong tháng, do Platts công bố. Phí vận chuyển là 1,1USD/MMBTU và tăng 2%/năm.

**Hình 39: Giá khí bán cho nhà máy điện Cà Mau theo ước tính**



Nguồn: GAS, PV Power và dự báo của VCSC

### Doanh thu từ Cà Mau 1 và 2 biến động theo giá khí nhưng LNST luôn ổn định

Trong các năm 2013-2016, doanh thu giảm 37,9% vì giá khí liên tục giảm và phần giảm được chuyển sang EVN. Thay đổi lợi nhuận gộp chủ yếu do phân bổ chi phí bảo dưỡng ngoài hợp đồng vận hành và bảo dưỡng dài hạn với Siemens. Cụ thể, lợi nhuận gộp 2014 giảm 15,6% vì Nhà máy Điện Cà Mau ghi nhận chi phí đại tu cho Cà Mau 1 và Cà Mau 2 (mỗi nhà máy 184 tỷ đồng). Năm 2016, lợi nhuận gộp giảm 27,6% do chi phí trung tu Cà Mau 1. LNST biến động theo lợi nhuận gộp trừ năm 2014, khi lợi nhuận gộp tăng 15,6% nhưng LNST vẫn tăng 15% do Nhà máy Điện Cà Mau năm 2013 lỗ lớn do chênh lệch tỷ giá.

Chúng tôi dự báo chi phí bảo dưỡng cho Cà Mau 2 năm 2017 sẽ giảm, khiến LNST tăng 27,3%. LNST dự báo sẽ đi ngang năm 2018 và sau đó tăng 30,6% năm 2019 nhờ chi phí khấu hao tại Cà Mau 1 giảm xuống 18 triệu USD. Tương tự, LNST dự báo tăng 25% năm 2020, khi cả Cà Mau 1 và 2 đều đã khấu hao xong.

**Hình 40: Kết quả hoạt động của Cà Mau 1 và 2 các năm 2013-2016 và dự báo của VCSC**

Năm	2013	2014	2015	2016	2017F	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
Công suất tin cậy (MW)	1,466	1,467	1,468	1,469	1,453	1,453	1,380	1,380	1,380	1,466
Hiệu suất hoạt động %	64%	61%	63%	63%	58%	58%	57%	56%	58%	64%
Sản lượng bán ra (triệu kWh)	8,052	7,446	7,900	8,128	7,525	7,500	7,400	7,200	7,500	7,600
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1,655	1,631	1,141	1,017	1,116	1,173	1,247	1,268	1,855	1,889
<b>tỷ VND</b>										
Doanh thu	13,326	12,143	9,010	8,269	8,695	9,169	9,546	9,590	14,386	14,861
Giá vốn hàng bán	(12,089)	(11,099)	(7,705)	(7,324)	(7,545)	(8,060)	(8,117)	(7,595)	(12,333)	(12,548)
<i>Trong đó: Khấu hao</i>	(1,165)	(1,133)	(1,129)	(1,132)	(1,132)	(1,132)	(707)	-	-	-
Lợi nhuận gộp	1,237	1,044	1,305	945	1,150	1,109	1,430	1,995	2,054	2,313
<b>LNST (ước tính của VCSC)</b>	673	774	862	775	986	986	1,288	1,611	1,654	1,858

Nguồn: PV Power, VCSC dự báo

### Nhơn Trạch 1 có hiệu suất hoạt động lên đến 70%-90%

Nhà máy Nhiệt điện Nhơn Trạch 1 do công ty Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 1 điều hành, Lilama và CC1 phối hợp xây dựng trong vòng 28 tháng theo hợp đồng EPC ký tháng 12/2006. Nhà máy nằm tại huyện Nhơn Trạch, tỉnh Đồng Nai, có công suất 450MW, thấp nhất trong số các nhà máy nhiệt điện của PV Power, với cấu hình 2-2-1 (2GT-2HRSG-1ST) và hiệu suất 51,9%. Vốn đầu tư trên một đơn vị thấp hơn so với các nhà máy điện khí khác nhờ công nghệ turbine hạng E trong khi các nhà máy điện khác dùng turbine hạng F.

**Nhơn Trạch 1 ký hợp đồng mua bán điện với EVN lần đầu ngày 09/07/2017.** Hợp đồng có hiệu lực từ ngày 01/05/2012 đến khi kết thúc thị trường phát điện cạnh tranh hoặc nhà máy ngừng hoạt động thương mại. Đến nay, hợp đồng được chỉnh sửa 4 lần. Cụ thể, hợp đồng sửa đổi số 2 được ký ngày 08/04/2014 với việc tăng phần cố định thêm 60VND/kWh vì Nhơn Trạch 1 đã thương lượng thành công chi phí bảo dưỡng cao hơn. Hợp đồng sửa đổi số 6, ký ngày 19/11/2016 giảm phần cố định 28VND/kWh. Các sửa đổi khác liên quan đến biến động tỷ giá VND/USD và EUR/VND vì vận hành và bảo dưỡng được trả bằng euro.

**Hình 41: Giá định hợp đồng mua bán điện của Nhơn Trạch 1**

Giá định chi phí cố định		Giá định chi phí vận hành và bảo dưỡng	
Vốn đầu tư (triệu USD)	382	Chủ thầu vận hành và bảo dưỡng	Petro Vietnam Power Services
Thời gian khấu hao (năm)	10	Hợp đồng vận hành và bảo dưỡng	Không có hợp đồng dài hạn
Thời hạn dự án (năm)	25		
Vốn CSH : Nợ (%)	30-70		
Đơn vị cho vay	ANZ, BNP Paribas, Natixis, PVFC		
Lãi suất (%)	2		
Kỳ hạn (năm)	2006-2016 (10 năm)		
Sản lượng trung bình (tỷ kWh)	3.2		
Thuế TNDN	0% các năm 2010 và 2011, 10% từ 2012-2014, 20% các năm còn lại		

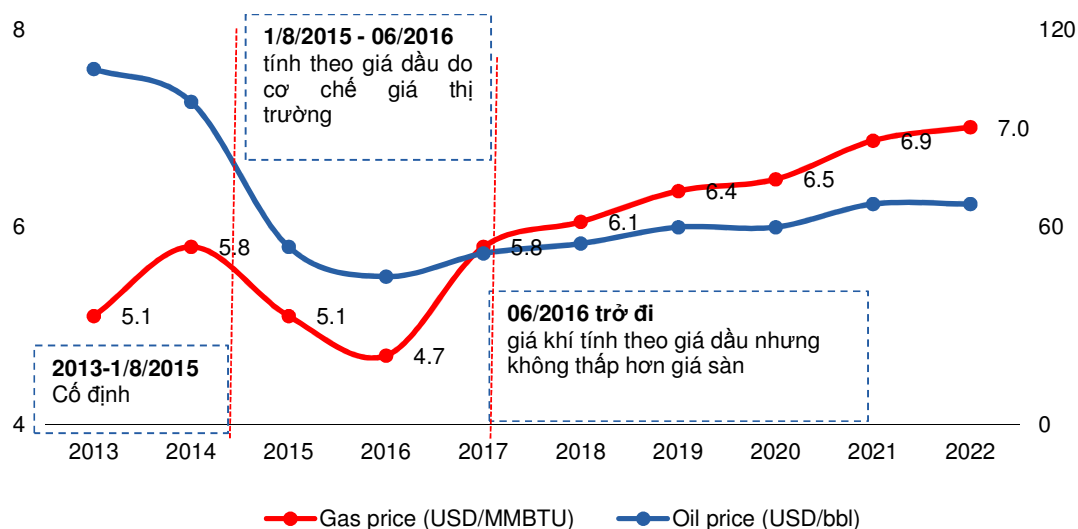
Nguồn: PV Power

**Hợp đồng mua bán khí dài hạn với Tổng Công ty Khí Việt Nam (GAS) theo cơ chế giá thị trường nhưng không thấp hơn giá sàn.** Nhơn Trạch 1 đã ký thỏa thuận giá khí bán cho GAS ngày 04/06/2008, có hiệu lực từ ngày ký đến khi hết trữ lượng khí. Theo đó, GAS mua khí từ bể Nam Côn Sơn, bao gồm các mỏ khí có chi phí khai thác thấp là Lan Tây và Lan Đỏ và các mỏ có chi phí khai thác cao là Hải Thạch-Mộc Tinh, Thiên Ưng và Đại Hùng).

Giá khí bán cho Nhơn Trạch 1 và NT2 ban đầu được cố định (5,1-5,8USD/triệu BTU trong các năm 2013 và 2014). Từ ngày 01/04/2014, giá được tính theo cơ chế giá thị trường, bằng 46% giá MFO cộng phí vận chuyển. Tuy nhiên, thực tế điều này chỉ được áp dụng từ ngày 01/08/2015, và chênh lệch chi phí khí mới và giá cũ từ ngày 01/04/2014 đến 31/07/2015 được điều chỉnh hồi tố và GAS phải trả khoản chênh lệch này cho NT2 nhưng sau đó NT2 đã trả phần lớn khoản tiền này cho EVN. Với cơ chế giá thị trường, giá dầu thấp trong các năm 2015 và 2016 đã giúp giá khí đầu vào giảm rồi chạm đáy tại mức 4,7USD/MMBTU năm 2016.

Ngày 09/01/2016, giá khí được điều chỉnh thành 46% giá MFO nhưng không thấp hơn giá sàn. Giá sàn là giá khí miệng giếng hay chi phí khai thác mỏ khí. Phần chi phí khí tăng thêm được chuyển hoàn toàn sang EVN. Cách tính giá khí mới cho các nhà máy điện khí được áp dụng từ ngày 01/06/2016.

Hình 42: Giá khí bán cho Nhơn Trạch 1 and NT2



Nguồn: PV Power, GAS và dự báo của VCSC

Chúng tôi cho rằng giá khí bán cho Nhơn Trạch 1 và 2 từ năm 2017 trở đi sẽ tăng dần 2%-6%/năm vì các nhà máy này phải tăng cường mua khí từ các mỏ có chi phí khai thác cao (Hải Thạch-Mộc Tinh và Thiên Ưng-Đại Hùng) trong bối cảnh trữ lượng các mỏ có chi phí khai thác thấp (Lan Tây-Lan Đỏ) đang dần cạn kiệt.

**Doanh thu và LNST thường xuyên 2013-2016 của Nhơn Trạch 1 đạt tăng trưởng kép hàng năm lần lượt lên đến 10,8% và 30,2%**

Năm 2014 đánh dấu sự đảo chiều của Nhơn Trạch 1 với việc sửa đổi hợp đồng mua bán điện, theo đó tăng phần cố định. Vì vậy, LNST thường xuyên tăng mạnh 67% lên 403 tỷ đồng. Kết quả năm 2015 tiếp tục cao khi hiệu suất hoạt động tăng mạnh lên 85%, khiến lợi nhuận thường xuyên tăng 24% dù thuế TNDN tăng từ 10% năm 2014 lên 20% năm 2015. Ngoài ra, việc sửa đổi hợp đồng mua bán điện cũng mang lại cho công ty 1.040 tỷ đồng doanh thu hồi tố. Năm 2016, hiệu suất hoạt động tăng tiếp lên 92%, bù đắp cho việc phần cố định giảm 28VND/kWh.

Chúng tôi ước tính lợi nhuận của Nhơn Trạch 1 năm 2017 sẽ giảm 80,8% vì hiệu suất hoạt động giảm mạnh do đại tu, giá trên thị trường phát điện cạnh tranh thấp cũng như lượng mưa lớn. Sản lượng bán ra tăng sẽ giúp LNST 2018 tăng mạnh 67,7% so với năm 2017 dù đợt đại tu sẽ kéo theo khoảng 1.500 tỷ đồng chi phí. Chi phí khấu hao giảm sẽ giúp LNST năm 2020 và 2021 tăng lần lượt 48,6% và 202,8%.

Hình 43: Kết quả hoạt động của Nhơn Trạch 1 các năm 2013-2016 và dự báo của VCSC

Năm	2013	2014	2015	2016	2017F	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
Hiệu suất hoạt động %	71%	72%	85%	92%	70%	81%	79%	72%	81%	73%
Sản lượng bán ra (triệu kWh)	2.775	2.789	3.314	3.563	2.700	3.150	3.060	2.790	3.150	2.850
Qc/Q	87%	86%	84%	74%	97%	83%	86%	94%	83%	92%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1.263	1.413	1.266	1.201	1.387	1.460	1.537	1.582	1.678	1.729
PPA	1.197	1.264	1.248	1.231	1.389	1.460	1.537	1.582	1.678	1.729
<b>tỷ VND</b>										
Doanh thu	3.504	3.942	5.125	5.301	3.744	4.600	4.704	4.413	5.285	4.927
Giá vốn hàng bán	(3.204)	(3.465)	(3.424)	(4.606)	(3.560)	(4.323)	(4.468)	(4.086)	(4.416)	(4.179)
trong đó: Khấu hao	(555)	(549)	(548)	(562)	(562)	(562)	(562)	(362)	(50)	(50)
Lợi nhuận gộp	300	477	1.701	695	184	278	236	327	869	748
<b>LNST báo cáo</b>	<b>140</b>	<b>403</b>	<b>1.320</b>	<b>555</b>	<b>107</b>	<b>179</b>	<b>143</b>	<b>212</b>	<b>642</b>	<b>542</b>
<b>LNST thường xuyên</b>	<b>252</b>	<b>420</b>	<b>520</b>	<b>555</b>	<b>107</b>	<b>179</b>	<b>143</b>	<b>212</b>	<b>642</b>	<b>542</b>

Nguồn: PV Power và dự báo của VCSC



## Nhơn Trạch 2 là nhà máy có hiệu suất hoạt động cao nhất

Nhà máy điện Nhơn Trạch 2 nằm cạnh Nhơn Trạch 1, nhưng do công ty Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 điều hành. Việc thi công nhà máy chỉ kéo dài 28,5 tháng và Lilama vẫn là một trong những chủ thầu chính trong EPC. Nhà máy được trang bị công nghệ giống Cà Mau 1 và 2 (2x2-2-1 và turbine hạng F), cao cấp hơn so với NT1, và điều này cho phép công suất lên đến 750MW cũng như hiệu suất hoạt động lên đến 57%, cao hơn so với Nhơn Trạch 1 và Cà Mau 1 và 2.

**Ký hợp đồng mua bán điện thời hạn 10 năm với EVN và tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh.** NT2 ký hợp đồng mua bán điện với EVN tháng 07/2012. Hợp đồng được chỉnh sửa vào tháng 05/2014, theo đó phần cố định tăng từ 406VND/kWh lên 496VND/kWh, trong khi phần biến đổi được tính theo giá khí đầu vào. Chúng tôi giả định giá khí bán cho NT2 sẽ diễn biến tương tự như giá khí bán cho Nhơn Trạch 1 vì hai nhà máy này mua khí từ các mỏ tương tự nhau.

### Hình 44: Giả định phí công suất

Giả định chi phí cố định		Giả định chi phí vận hành và bảo dưỡng	
Vốn đầu tư (triệu USD)	576	Chủ thầu vận hành và bảo dưỡng	PetroVietnam Power Services, trong đó Siemens là chủ thầu phụ
Thời gian khấu hao (năm)	10 năm, năm 2014 tăng lên 14 năm	Hợp đồng vận hành và bảo dưỡng	Hợp đồng bảo dưỡng dài hạn
Thời hạn dự án (năm)	25		
Vốn CSH : Nợ (%)	30-70		
Đơn vị cho vay	Citi (USD và EUR) và Vietin-banks (VND)		
Lãi suất (%)	6M Eurobor hoặc 6M Libor		
Kỳ hạn (năm)	10 năm EUR & USD đến 2021		
Sản lượng trung bình (tỷ kWh)	4,5		
Thuế TNDN	0% từ 2011-2014 5% từ 2015-2023 10% từ 2024-2025		

Nguồn: PV Power

### Doanh thu 2013-2016 của Nhơn Trạch 2 ổn định với tốc độ tăng trưởng kép gần 8%

Sản lượng bán ra của NT2 từ 2013-2016 tăng đều đặn, giúp LNST thường xuyên tăng từ 444 tỷ VND năm 2013 lên 1.200 tỷ đồng năm 2015. Năm 2016, sản lượng bán ra giảm 5,6% xuống 5,1 tỷ kWh, khiến LNST thường xuyên giảm 14,8%. Tuy nhiên, doanh thu 2016 vẫn tăng 18,6% lên 8.000 tỷ đồng do thay đổi cơ chế giá thị trường, trong đó chi phí khí tăng được chuyển hoàn toàn sang cho EVN.

Đợt đại tu năm 2017 và lượng mưa lớn sẽ khiến hiệu suất hoạt động giảm còn 70%, qua đó sản lượng giảm 12,4% so với năm 2016 xuống 4,5 tỷ kWh.

Tuy nhiên, chúng tôi dự báo KQLN Quý 4 của NT2 sẽ khả quan vì trong tháng 10 Chính phủ đã yêu cầu EVN ưu tiên mua điện từ các nhà máy điện khí theo giá hợp đồng mua bán điện, cao hơn 10%-20% so với giá trên thị trường phát điện cạnh tranh. Trong khi đó, dự kiến công ty sẽ lỗ chênh lệch tỷ giá 248 tỷ VND. Vì vậy, chúng tôi dự báo LNST báo cáo và thường xuyên sẽ giảm lần lượt 32% và 9%.

Gần đây, NT2 đã hoàn tất thành công đại tu. Chi phí bảo dưỡng là 173 tỷ đồng, chỉ bằng 54% dự kiến ban đầu (316 tỷ đồng). Nhà máy điện khí được cải thiện đáng kể về trang thiết bị với công suất tăng thêm 24MW trong khi hiệu suất hoạt động và độ tin cậy hiện tương đương với các nhà máy điện khí mới.

Với thời tiết dự báo sẽ thuận lợi, chúng tôi ước tính sản lượng bán ra 2018 sẽ tăng 14,3% lên 5,2 tỷ kWh. LNST báo cáo sẽ tăng 41,4% vì tỷ giá EUR/VND dự báo sẽ ổn định trong khi LNST thường xuyên sẽ tăng 10,1% nhờ sản lượng tăng. Chúng tôi đồng thời dự báo sản lượng bán ra từ 2019-2021 sẽ ổn định tại mức 4,9 tỷ kWh/năm, theo đó LNST thường xuyên khoảng 800-900 tỷ đồng.

**Hình 45: Kết quả hoạt động của Nhơn Trạch 2 các năm 2013-2016 và dự báo của VCSC**

Năm	2013	2014	2015	2016	2017F	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
Hiệu suất hoạt động %	71%	72%	84%	80%	70%	80%	75%	75%	75%	70%
Sản lượng bán ra (triệu kWh)	4,6	4,7	5,4	5,2	4,5	5,2	4,9	4,9	4,9	4,5
Qc/Q	n/a	83%	78,7%	82,4%	97,4%	82,3%	87,8%	87,8%	83%	78%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1.278	1.366	1.301	1.178	1.455	1.487	1.564	1.588	1.667	1.692
PPA	1.179	1.315	1.211	1.177	1.437	1.497	1.569	1.590	1.667	1.690
<b>tỷ VND</b>										
Doanh thu	<b>5.881</b>	<b>7.065</b>	<b>6.729</b>	<b>7.983</b>	<b>6.593</b>	<b>7.696</b>	<b>7.592</b>	<b>7.707</b>	<b>8.092</b>	<b>7.663</b>
Giá vốn hàng bán	-5.074	-5.413	-5.088	-6.632	-5.360	-6.386	-6.461	-6.595	-7.055	-6.774
trong đó: Khấu hao	(839)	(838)	(692)	(692)	(692)	(692)	(692)	(692)	(692)	(692)
Lợi nhuận gộp	807	7.872	1.642	1.351	1.233	1.310	1.131	1.112	1.037	889
<b>LNST báo cáo</b>	<b>8</b>	<b>1.591</b>	<b>1.142</b>	<b>1.085</b>	<b>737</b>	<b>1.042</b>	<b>882</b>	<b>892</b>	<b>874</b>	<b>766</b>
<b>LNST thường xuyên</b>	<b>444</b>	<b>774</b>	<b>1.209</b>	<b>1.031</b>	<b>938</b>	<b>1.033</b>	<b>863</b>	<b>864</b>	<b>840</b>	<b>732</b>
<b>ROE thường xuyên (%)</b>	<b>13%</b>	<b>18%</b>	<b>27%</b>	<b>21%</b>	<b>19%</b>	<b>21%</b>	<b>17%</b>	<b>17%</b>	<b>16%</b>	<b>14%</b>

Nguồn: PV Power và dự báo của VCSC

### Vũng Áng 1 dự báo sẽ đảo chiều từ năm nay

PV Power nhận bàn giao Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1, công suất 1.200MW từ PVN ngày 31/12/2015. Nhà máy này nằm gần Khu Kinh tế Vũng Áng, tỉnh Hà Tĩnh, và là nhà máy điện than lớn nhất tại Bắc Trung Bộ. Vốn đầu tư hiện ước tính là 28.000 tỷ đồng nhưng có thể sẽ tăng thêm 2.000 tỷ đồng và khoản phát sinh này sẽ do EVN chịu theo hợp đồng mua bán điện.

Vũng Áng 1 được trang bị công nghệ hiện đại từ các nhà cung cấp có uy tín trên thế giới, với hai máy phát, mỗi máy có công suất 600MW, mức cao nhất trong số các nhà máy điện than, trong khi vốn đầu tư khá hợp lý so với các nhà máy điện than được xây dựng gần đây.

**Hình 46: Vũng Áng 1 và các nhà máy điện than khác đã niêm yết**

	Công suất (MW)	Năm COD	Vốn đầu tư XDCB (tỷ VND/MW)	Nồi hơi	Công nghệ nồi hơi	Turbine	Máy phát	Chủ thầu EPC
<b>Vũng Áng</b>	<b>1.200 (2x600)</b>	<b>2014 &amp; 2015</b>	<b>24,0</b>	<b>Trung Quốc</b>	<b>Subcritical</b>	<b>Toshiba, Nhật Bản</b>	<b>Toshiba, Nhật Bản</b>	<b>Lilama</b>
Phả Lại 1	440 (4x110)	1984	n/a	Nga	Subcritical	Nga	Russia	n/a
Phả Lại 2	600 (2x300)	2001	n/a	USA	Subcritical	GE, USA	GE, USA	n/a
Quảng Ninh	1.200 (4x300)	2010 & 2014	17,9	Trung Quốc	Subcritical	Trung Quốc	China	Shanghai Electricity Cooperation (SEC)
Hải Phòng	1.200 (4x300)	2011 & 2014	18,5	Trung Quốc	Subcritical	Marubeni	Marubeni	Dongfang, Trung Quốc và Marubeni, Nhật Bản

Nguồn: Thông tin đại chúng và VCSC

**Hình 47: Các nhà máy điện than mới được xây dựng**

	Địa điểm	Công suất (MW)	Vốn đầu tư (tỷ VND)	Đầu tư / Công suất (tỷ VND / MW)
Mạo Khê	Miền Bắc	440	9.315	21
Hải Phòng	Miền Bắc	1.200	22.108	18
Mông Dương 1	Miền Bắc	1.080	33.610	31
Ô Môn 1	Miền Nam	660	9.722	15
An Khánh I	Miền Bắc	120	4.300	36
Duyên Hải III	Miền Nam	1.200	28.463	24
<b>Trung bình</b>				<b>24</b>
Vũng Áng 1	Miền Trung	1.200	28.100	23

Nguồn: Thông tin đại chúng & VCSC

**Vũng Áng 1 ký hợp đồng mua bán điện thời hạn 10 năm với EVN ngày 01/01/2016.** Theo đó, Vũng Áng 1 sẽ bán cho EVN 6 tỷ kWh điện mỗi năm, với phần cố định là 600VND/kWh, còn phần biến đổi sẽ được tính theo giá than. Trên cơ sở giá bán trung bình 2016 là 1.474VND/kWh, chúng tôi cho rằng giá điện của Vũng Áng cũng cạnh tranh so với giá điện của Nhiệt điện Hải Phòng (VND1,441/kWh).

**Vũng Áng 1 hiện sử dụng than trong nước.** Theo hợp đồng ký ngày 30/09/2010, Vũng Áng sẽ nhận được than từ Vinacomin nhưng hợp đồng chi tiết về lượng than và giá than được điều chỉnh hàng năm. Tuy nhiên, hiện các mỏ đang khai thác trong nước dự kiến sẽ cạn kiệt trong vài năm tới, trong khi việc khai thác các mỏ mới của Vinacomin bị trì hoãn, nên Vũng Áng có thể sẽ phải nhập khẩu than trong tương lai. Chúng tôi hiện giả định giá bán than cho Vũng Áng từ năm 2017-2022 sẽ ổn định tại mức 78-80USD/tấn, bao gồm phí vận chuyển.

**Hình 48: Giả định phí công suất nhà máy điện Vũng Áng 1**

Giả định chi phí cố định	Giả định chi phí vận hành và bảo dưỡng	
Vốn đầu tư (triệu USD)	1,2	Chủ thầu vận hành và bảo dưỡng Ký với PV PowerS ngày 08/09/2015
Thời gian khấu hao (năm)	20	Hợp đồng vận hành và bảo dưỡng 165 tỷ VND năm 2015 90 tỷ VND năm 2016
Thời hạn dự án (năm)	30	
Vốn CSH : Nợ (%)	30 - 70	
Đơn vị cho vay	USD từ HSBC và JBIC VND từ SHB và PVcomBank	
Lãi suất (%)	2,7% - 4,7% bằng USD 7% - 8% bằng VND	
Kỳ hạn (năm)	7 - 10 năm	
Sản lượng trung bình (tỷ kWh)	6,0	
Thuế TNDN	0% từ 2016-2020 10% trong các năm còn lại	

Nguồn: PV Power và VCSC



**Sản lượng thấp trong 2 năm đầu hoạt động (2015 và 2016) do vấn đề kỹ thuật.** Sau khi đi vào hoạt động tháng 12/2014, rotor của tổ máy số 1 bị nứt do một hiện tượng vật lý rất hiếm xảy ra do xung đột cộng hưởng với đường dây truyền tải điện và phải ngừng sửa chữa từ tháng 11/2015 đến tháng 9/2016, trong khi tổ máy số 2 cũng tạm ngưng hoạt động ba lần để tiến hành sửa chữa nhanh trong suốt năm 2016, dẫn đến sản lượng thấp trong năm này.

Trong năm 2017, mặc dù rotor của tổ máy số 1 đã được thay thế (chi phí được trả bởi bảo hiểm), PV Power quyết định tạm dừng tổ máy đến tháng 5 để tiến hành hoàn thiện hệ thống bảo vệ chống xung đột. Ngoài ra, do mưa lớn kéo dài, sản lượng của toàn nhà máy trong 9 tháng vẫn ở mức thấp đạt 3,3 tỷ kWh. Chúng tôi kì vọng sản lượng đạt 4,8 tỷ kWh trong năm nay mặc dù nhà máy phải tạm ngưng hoạt động trong tháng 10 theo chính sách ưu tiên nhà máy khí của chính phủ.

Giải pháp không còn những vấn đề kỹ thuật cũng như Trung tâm truyền tải điện Quốc gia (NPT) đã hoàn thành nâng cấp công suất đường dây truyền tải từ 450MW lên 900MW (vốn giới hạn khả năng huy động từ Nhiệt điện Vũng Áng trước đây). Do đó, chúng tôi kì vọng sản lượng điện thương phẩm của Vũng Áng sẽ lần lượt tăng từ 5.7 tỷ trong năm 2018 lên 6.8 tỷ năm 2020 trở đi.

Năm 2016, Vũng Áng 1 thu về 4.700 tỷ đồng doanh thu nhưng LNST báo cáo âm 836 tỷ đồng vì sản lượng bán ra thấp, không bù đắp được cho chi phí khấu hao và lãi vay.

Chúng tôi dự báo LNST báo cáo 2017 đạt 487 tỷ đồng (bao gồm 88 tỷ đồng lỗ do chênh lệch tỷ giá) nhờ hai tổ máy đã đi vào hoạt động, qua đó giúp sản lượng tăng mạnh 58,6%. Ngoài ra, Vũng Áng 1 còn hưởng lợi nhờ sản lượng cao hợp đồng cao. Chúng tôi xin lưu ý rằng KQLN Quý 4 có thể sẽ yếu vì tháng 10 không có doanh thu do Chính phủ yêu cầu ưu tiên các nhà máy điện khí.

LNST báo cáo và thường xuyên 2018 sẽ tăng mạnh lần lượt 30,4% và 51,8% vì các vấn đề kỹ thuật và tắc nghẽn đường truyền đã được giải quyết hoàn toàn trong tháng 12/2017, qua đó giúp sản lượng bán ra 2018 tăng 23,6% lên 5,7 tỷ kWh. Chúng tôi dự báo lợi nhuận sẽ tăng từ 960 tỷ đồng năm 2019 lên 1.500 tỷ đồng năm 2021 vì hiệu suất hoạt động sẽ đạt 70% sau đợt trung tu năm 2018 và nhà máy điện cũng tích cực trả nợ vay. LNST 2022 sẽ giảm 9,9% xuống 1.300 tỷ đồng do có đại tu trong năm này.

**Hình 49: Kết quả hoạt động của Vũng Áng 1 các năm 2013-2016 và dự báo của VCSC 2017-2022**

	2016	2017F	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
Sản lượng (tỷ kWh)	2,9	4,6	5,7	6,0	6,8	6,8	6,5
Qc/Q	n/a	126%	100%	95%	83%	83%	88%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1.598	1.613	1.539	1.557	1.576	1.593	1.611
Giá theo hợp đồng mua bán điện (VND/kWh)	1.512	1.508	1.539	1.556	1.573	1.591	1.609
Doanh thu (tỷ VND)	4.692	7.418	8.775	9.342	10.779	10.899	10.469
Lợi nhuận gộp (tỷ VND)	196	1.423	1.606	1.777	2.042	2.017	1.773
<b>LNST báo cáo (tỷ VND)</b>	<b>(837)</b>	<b>487</b>	<b>635</b>	<b>960</b>	<b>1.416</b>	<b>1.435</b>	<b>1.292</b>
<b>LNST thường xuyên (tỷ VND)</b>	<b>(578)</b>	<b>575</b>	<b>873</b>	<b>1.149</b>	<b>1.555</b>	<b>1.521</b>	<b>1.324</b>

Nguồn: PV Power, dự báo của VCSC

## Các nhà máy thủy điện

PV Power nắm cổ phần đa số tại ba nhà máy thủy điện Hòa Na, Đắk Đrinh và Nậm Cất, có tổng công suất 308MW. Hòa Na và Đắk Đrinh bán điện thông qua hợp đồng mua bán điện và trên thị trường phát điện cạnh tranh, trong khi Nậm Cất theo biểu giá chi phí tránh được.

**Hình 50: Thông tin về các nhà máy thủy điện**

	Đắk Đrinh	Hòa Na	Nậm Cất
Công suất	125	180	3,2
Vốn đầu tư (triệu USD)	260	717	1,7
COD	2014	2013	2012
Thời gian khấu hao (năm)	29	21	n/a
Tuổi thọ (năm)	40	40	30
Vốn CSH:Nợ	30/70	50/50	28/72
Đơn vị cho vay	Credit Agricole	VDB, MBB và Ngân hàng An Bình	BIDV, do VPB tái cấp vốn
Lãi suất (%)	2%	9,5% - 11%	n/a
Sản lượng trung bình (tỷ kWh)	0,5	0,72	0,12
Thuế TNDN	0% từ 2014 – 2017 10% từ 2018 – 2026 20% từ 2027 trở đi	0% từ 2013 – 2016 5% từ 2017 – 2025 10% từ 2025 trở đi	n/a

Nguồn: PV Power

Năm 2015 và 2016, Đắk Đrinh và Hòa Na có hiệu suất hoạt động thấp do thời tiết bất lợi, khiến kết quả lợi nhuận thấp. Tuy nhiên, sản lượng thủy điện sẽ phục hồi trong năm 2017 nhờ thời tiết đã trở nên thuận lợi hơn. Trong dài hạn, chúng tôi dự báo sản lượng Đắk Đrinh và Hòa Na sẽ ổn định lần lượt tại mức 548 triệu kWh/năm và 631 triệu kWh/năm. Chúng tôi xin lưu ý rằng trong tháng 11/2017, Hòa Na đã được phép tăng giá theo hợp đồng mua bán điện từ 786VND/kWh lên 900VND/kWh (không tính thuế tài nguyên và phí bảo vệ môi trường), có hiệu lực từ ngày 01/01/2018, trong khi ban lãnh đạo Đắk Đrinh đang quyết toán chi phí đầu tư ban đầu để đàm phán lại giá hợp đồng cao hơn.

**Hình 51: Kết quả hoạt động của Đắk Đrinh và Hòa Na các năm 2015-2016 và dự báo của VCSC 2017-2022**

	2015	2016	2017F	2018F	2019F	2020F	2021F	2022F
<b>ĐẮK ĐRINH</b>								
Sản lượng bán ra (triệu kWh)	525	438	712	657	548	548	548	548
Hiệu suất	48%	40%	65%	60%	50%	50%	50%	50%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1.000	1.095	795	817	843	853	864	875
Doanh thu (tỷ VND)	525	480	566	537	461	467	473	479
Lợi nhuận gộp (tỷ VND)	251	253	339	298	237	249	255	261
LNST (tỷ VND)	(27)	94	226	127	87	111	128	147
<b>HÒA NA</b>								
Sản lượng bán ra (triệu kWh)	450	577	725	678	631	631	631	631
Hiệu suất	28,5%	36,6%	46,0%	43,0%	40,0%	40,0%	40,0%	40,0%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1.013	900	836	949	953	958	963	969
Doanh thu (tỷ VND)	456	519	606	644	601	604	607	611
Lợi nhuận gộp (tỷ VND)	154	211	296	331	286	287	287	288
LNST (tỷ VND)	(119)	(51)	50	116	119	167	217	230

Nguồn: PV Power, dự báo của VCSC

## Tình hình Tài chính

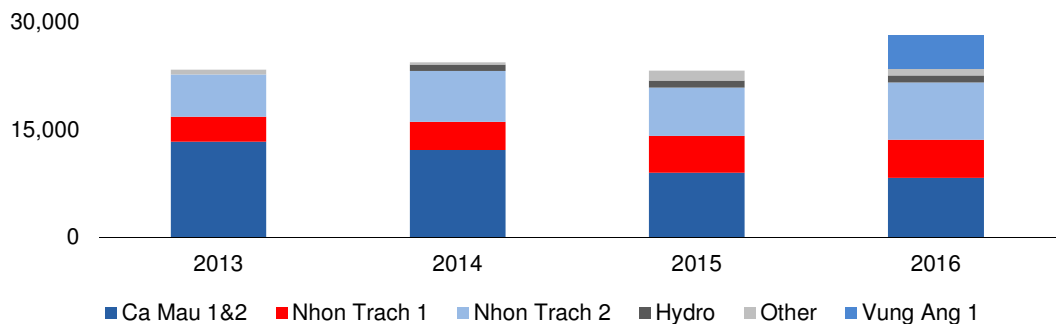
### Doanh thu 2013-2015 đi ngang trước khi tăng mạnh 21,4% năm 2016 nhờ Nhiệt điện Vũng Áng

Sản xuất điện chiếm hơn 95% tổng doanh thu của PV Power, trong đó chủ yếu nhờ các nhà máy nhiệt điện. Năm 2014, doanh thu tăng nhẹ 4,2% so với năm 2013 lên 24.400 tỷ đồng vì doanh thu hồi tố của NT2 bù đắp cho doanh thu của Nhà máy Điện Cà Mau giảm (nhờ giá khí tăng).

Tuy sản lượng bán ra của ba nhà máy điện khí tăng nhưng doanh thu 2015 vẫn giảm 4,6% so với năm 2014 vì giá khí giảm sau khi giá dầu thô trung bình giảm từ 98USD/thùng năm 2014 xuống 54USD/thùng năm 2015. Năm 2016, Vũng Áng 1 được hợp nhất vào PV Power, khiến doanh thu tăng mạnh 21,4%.

Chúng tôi xin lưu ý rằng Nhơn Trạch 1 ghi nhận doanh thu hồi tố 900 tỷ đồng năm 2015 và 1.000 tỷ đồng năm 2016, còn Nhơn Trạch 2 ghi nhận 652 tỷ đồng năm 2014 và 1.900 tỷ đồng năm 2016. Doanh thu hồi tố gồm hai loại. Loại thứ nhất phát sinh do chênh lệch giá giữa hợp đồng mua bán điện cũ và hợp đồng mua bán điện mới mà Nhơn Trạch 1 nhận được năm 2015 và Nhơn Trạch 2 nhận được năm 2014. Điều này đã giúp hai công ty đạt kết quả lợi nhuận cao hơn. Loại thứ hai, nhận được năm 2016, phát sinh do điều chỉnh giá khí và phí vận chuyển khí. Các khoản này được chuyển vào giá vốn hàng bán vì Nhơn Trạch 1 và 2 là trung gian giữa Tổng Công ty Khí Việt Nam và EVN; do đó, lợi nhuận không bị ảnh hưởng.

**Hình 52: Doanh thu của PV Power 2013-2016 (tỷ VND)**



Nguồn: PV Power

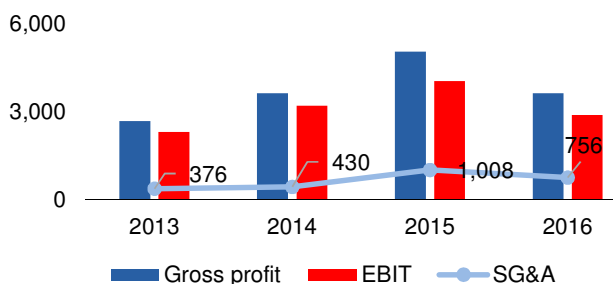
### Biên lợi nhuận gộp cải thiện 2013-2015 nhưng giảm năm 2016 do biên lợi nhuận của Nhiệt điện Vũng Áng thấp

Tuy doanh thu đi ngang trong các năm 2013-2015 nhưng lợi nhuận gộp tăng mạnh từ 2.700 tỷ đồng năm 2013 lên 5.200 tỷ đồng năm 2015. Việc điều chỉnh hợp đồng mua bán điện đối với Nhơn Trạch 1 và 2, cũng như hiệu suất hoạt động hai nhà máy này tăng từ 70% lên 85% là các yếu tố chính kích thích doanh thu. Năm 2016, lợi nhuận gộp hợp nhất giảm (không tính doanh thu hồi tố từ Nhơn Trạch 1), trong khi hiệu suất hoạt động của Nhơn Trạch 2 cũng giảm.

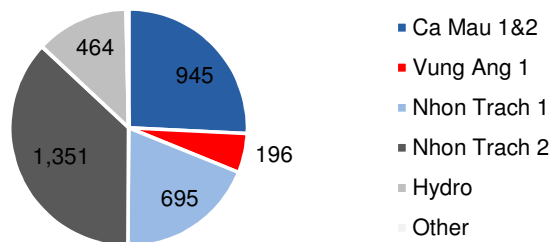
Biên lợi nhuận gộp tăng đáng kể từ 11,7% năm 2013 lên 15,2% năm 2014 và 22,5% năm 2015. Biên lợi nhuận gộp của PV Power tăng nhờ (1) sản lượng tăng giúp NT2 cải thiện biên lợi nhuận gộp từ 13,7% năm 2013 lên 23,4% năm 2014 và 24,4% năm 2015; (2) giá khí giảm hỗ trợ biên lợi nhuận gộp các nhà máy điện khí; (3) doanh thu hồi tố giúp biên lợi nhuận của Nhơn Trạch 1 năm 2015 tăng lên 33,2%. Tuy nhiên, biên lợi nhuận gộp 2016 giảm xuống 13,4% do biên lợi nhuận gộp của Vũng Áng 1 chỉ đạt 4,2%, trong khi lợi nhuận gộp của các nhà máy điện khí năm 2016 cũng giảm.

Chi phí quản lý và bán hàng năm 2015 cao bất thường do mua bảo hiểm nhân thọ và trích vào quỹ khoa học – kỹ thuật.

**Hình 53: Lợi nhuận gộp và lợi nhuận từ HĐKD PV Power 2013 – 2016 (tỷ VND)**



**Hình 54: Cơ cấu lợi nhuận gộp PV Power 2016 theo nhà máy điện (tỷ VND)**



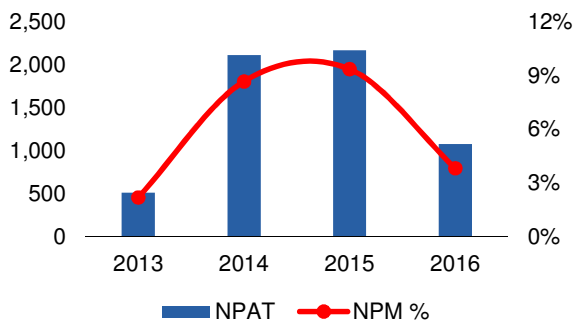
Nguồn: PV Power

**Lợi nhuận ròng có xu hướng tăng 2013-2015 nhưng giảm năm 2016 do Vũng Áng 1 lỗ lớn do chênh lệch tỷ giá**

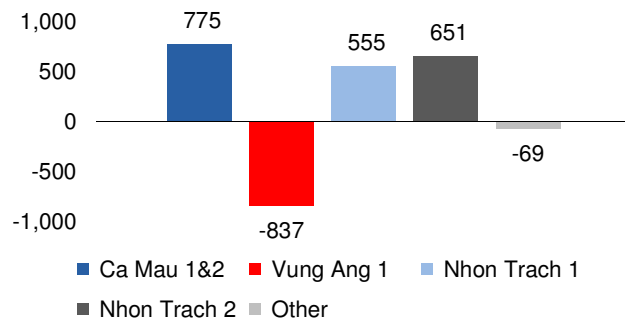
LNST 2014 tăng ba lần lên 2.100 nhờ (1) LNST từ NT2 tăng từ 5 tỷ đồng năm 2013 lên 955 tỷ đồng năm 2014 và (2) Lợi nhuận của Nhơn Trạch 1 cũng tăng ba lần.

Tuy lỗ 446 tỷ đồng do chênh lệch tỷ giá nhưng LNST 2015 vẫn tăng tiếp 2,8% so với năm 2014 trong khi biên lợi nhuận ròng tăng lên 9,3% nhờ Nhơn Trạch 1 có thu nhập hồi tố và lợi nhuận của nhà máy điện Cà Mau phục hồi. Tuy nhiên, LNST 2016 giảm 50,4% so với năm 2015 vì Vũng Áng 1 lỗ 836 tỷ đồng.

**Hình 55: LNST PV Power 2013-2016 (tỷ VND)**



**Hình 56: LNST các nhà máy điện của PV Power 2016 (tỷ VND)**

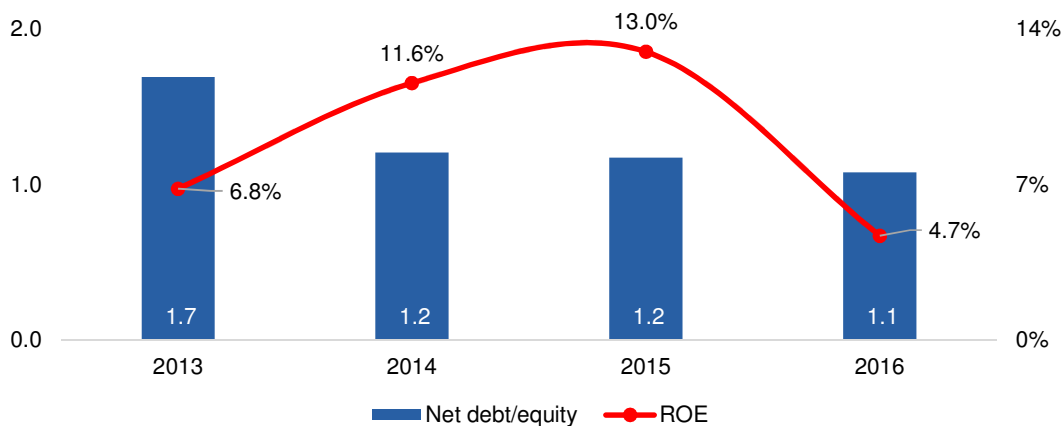


Nguồn: PV Power

## ROE phục hồi trong các năm 2013-2015

Tỷ lệ nợ/vốn CSH giảm từ 1,5 lần năm 2013 xuống 1 lần năm 2014 vì PV Power từng bước thanh toán các khoản nợ dài hạn, được vay để xây dựng các nhà máy điện. Tỷ lệ đòn bẩy năm 2015 tăng với việc tính cả tài sản và nợ của Vũng Áng chuyển từ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Nhờ LNST tăng, ROE tăng từ 6,8% năm 2013 lên 11,6% năm 2014 và 13% năm 2015 nhưng giảm xuống 4,7% năm 2016 do khoản lỗ lớn của Vũng Áng 1.

Hình 57: Nợ/vốn CSH và ROE 2013-2016



Nguồn: PV Power. Ghi chú: Nợ ròng tính trên báo cáo tài chính hợp nhất

## Triển vọng

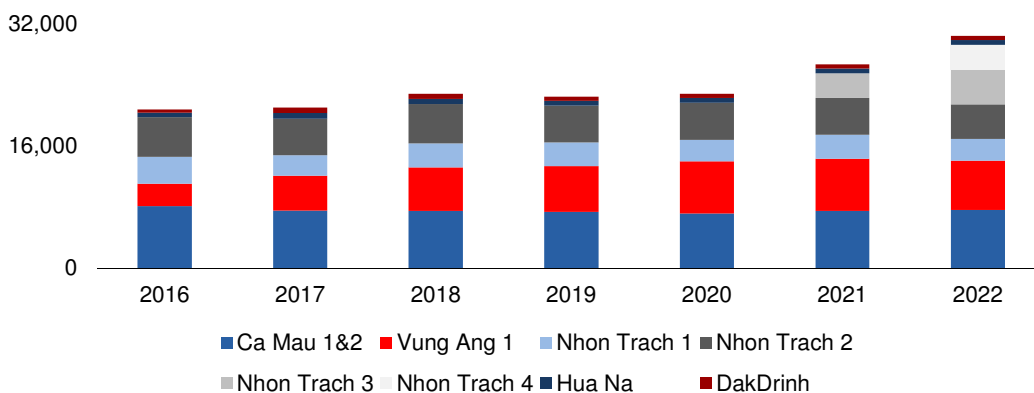
### Sản lượng sẽ ổn định trước khi tăng mạnh năm 2021 khi Nhơn Trạch 3 đi vào hoạt động

Chúng tôi cho rằng sản lượng của PV Power năm 2017 sẽ tăng nhẹ 1,7% lên 2 tỷ kWh nhờ Vũng Áng 1 và các nhà máy thủy điện đạt sản lượng cao, bù đắp cho sản lượng thấp của Nhơn Trạch 1 và 2 do lượng mưa lớn bất thường. Sản lượng của PV Power từ 2018-2020 sẽ trong khoảng từ 22,5 tỷ kWh-22,9 tỷ kWh/năm. Nhơn Trạch 3 và 4 đi vào hoạt động thương mại lần lượt sẽ giúp tổng sản lượng của PV Power tăng 17% năm 2021 và 13,9% năm 2022.

Cụ thể, chúng tôi thận trọng dự báo sản lượng Cà Mau 1 và 2 sẽ đạt 7,2 tỷ kWh-7,6 tỷ kWh/năm so với mức trung bình 4 năm qua là 7,8 tỷ kWh/năm do tình hình mở PM3 chưa rõ ràng. Đối với Nhơn Trạch 1 và 2, sản lượng năm 2017 bị ảnh hưởng do lượng mưa cao bất thường và đại tu. Từ năm 2018 trở đi, sản lượng tại hai nhà máy điện này dự báo sẽ phục hồi và ổn định tại mức 2,7 tỷ kWh-3,1 tỷ kWh/năm đối với Nhơn Trạch 1 và 4,8 tỷ kWh-5,2 tỷ kWh/năm đối với NT2 trong 5 năm tới.

Sản lượng của Vũng Áng 1 sẽ tăng dần từ 3 tỷ kWh năm 2016 lên 6 tỷ kWh năm 2019 trước khi ổn định tại mức 6,8 tỷ kWh sau đợt đại tu. Hiện tượng La Nina đã khiến sản lượng thủy điện năm 2017 tăng nhưng trong các năm tới, sản lượng của Hòa Na và Đắk Đrinh sẽ trở lại mức bình thường, lần lượt 700 triệu kWh/năm và 60 triệu kWh/năm.

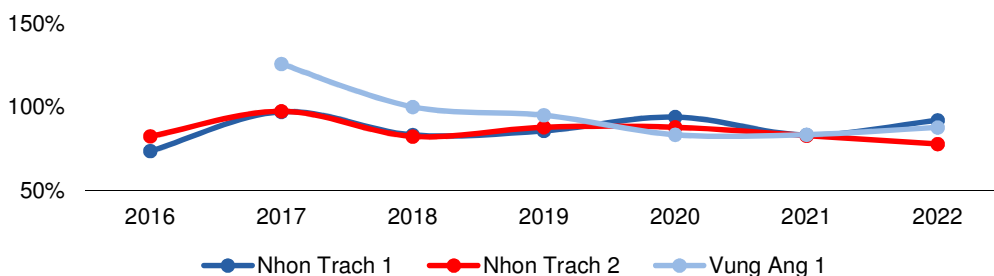
**Hình 58: Sản lượng các nhà máy điện của PV Power (triệu kWh)**



Nguồn: PV Power, VCSC

Chúng tôi giả định trong tương lai, sản lượng hợp đồng (Qc) của Nhơn Trạch 1 và 2 trung bình sẽ chiếm lần lượt 89% và 86% tổng sản lượng, trong khi con số này của Vũng Áng có thể là 96%.

**Hình 59: Sản lượng hợp đồng / Tổng sản lượng các nhà máy điện lớn**

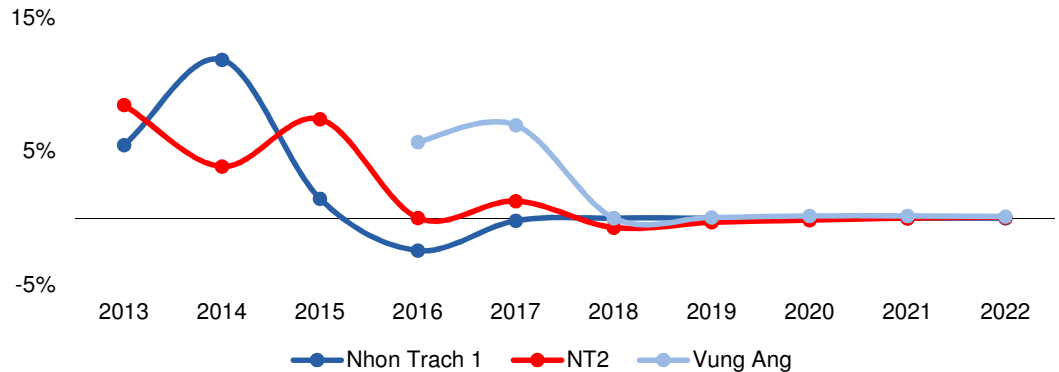


Nguồn: PV Power và VCSC

## Giá bán trung bình theo ước tính sẽ không chênh lệch đáng kể so với giá theo hợp đồng mua bán điện

Từ trước đến nay, các nhà máy điện của PV Power đều thành công trên thị trường phát điện cạnh tranh vì giá bán trung bình liên tục cao hơn 4%-5% so với giá theo hợp đồng mua bán điện. Trong tương lai, với giá khí tăng, chúng tôi giả định giá bán trung bình sẽ không chênh lệch nhiều so với giá theo hợp đồng mua bán điện. Chúng tôi cũng chưa phản ánh khả năng tăng giá nhờ việc ngành điện sẽ tiếp được tục tự do hóa.

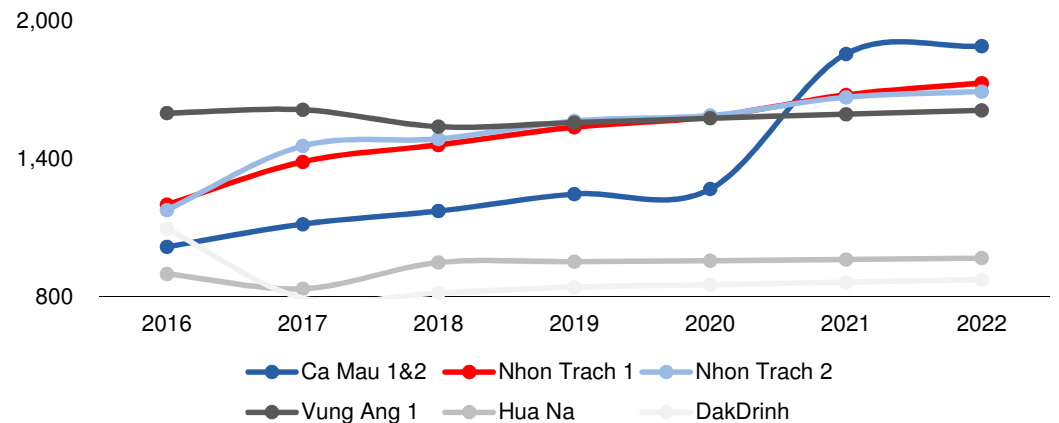
**Hình 60: So sánh giá bán trung bình và giá theo hợp đồng mua bán điện**



Nguồn: PV Power và ước tính của VCSC

Giá bán trung bình của Nhà máy Nhiệt điện Cà Mau sẽ tăng mạnh từ 1.116VND/kWh năm 2017 lên 2.385VND/kWh năm 2022 với khả năng sẽ áp dụng công thức 105% MFO. Giá bán trung bình của Nhon Trạch 1 và 2 sẽ tăng khoảng 3,9%/năm vì các nhà máy này sẽ tăng dần tỷ lệ khí mua từ các bể có chi phí khai thác cao trong các năm tới.

**Hình 61: Giá bán trung bình các nhà máy điện của PV Power (VND/kWh)**



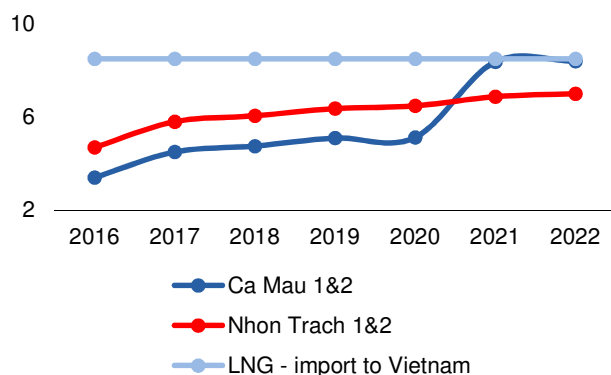
Nguồn: PV Power, VCSC

## Giá khí sẽ tăng dần trong khi giá than dự báo ổn định

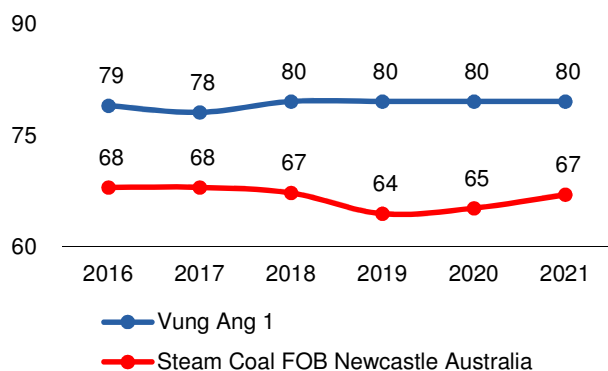
Chi phí sản xuất tại các nhà máy nhiệt điện phụ thuộc rất nhiều và chi phí nhiên liệu. Cụ thể, Vũng Áng 1 dùng than và Nhon Trạch 1 và 2 và Cà Mau 1 và 2 dùng khí. Năm 2017, giá khí bán cho Nhon Trạch 1 và 2 tăng 23,4% do thay đổi cơ chế giá khí và giá khí bán cho Cà Mau tăng 32,4% do giá dầu tăng. Trong các năm tới, trữ lượng các mỏ khí với chi phí khai thác thấp như Lan Tây – Lan Đỏ sẽ cạn dần. Vì vậy, các nhà máy điện khí sẽ phải tăng cường mua khí từ các mỏ có chi phí khai thác cao dẫn đến giá khí trung bình sẽ tăng. Trong khi đó, các nước phát triển dự kiến sẽ thay thế than bằng năng lượng tái tạo, khiến giá than trong các năm tới dự báo sẽ ổn định.



Hình 62: Giá khí bán cho các nhà máy điện (USD/MMBTU)



Hình 63: Giá than bán cho các nhà máy điện (USD/tấn)



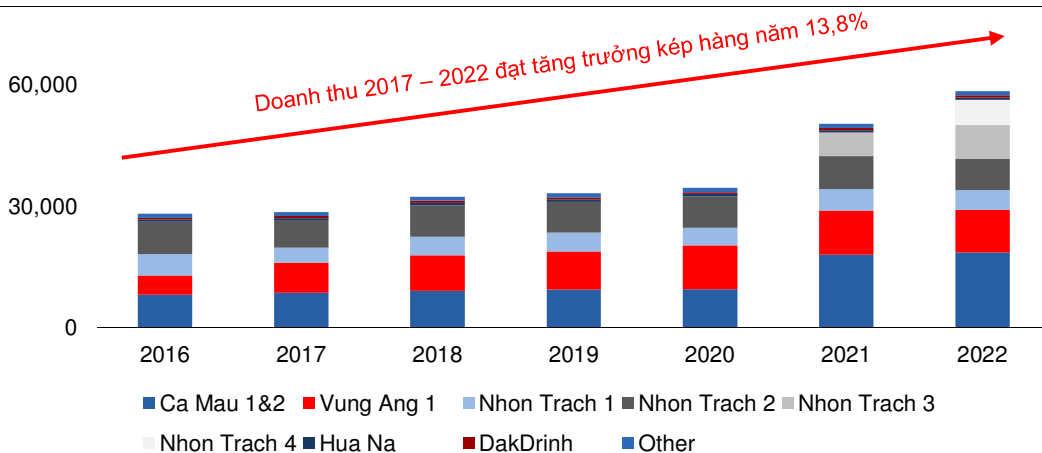
Nguồn: Bloomberg và VCSC

### Chúng tôi dự báo doanh thu 2017-2022 sẽ đạt tăng trưởng kép hàng năm 13,8%

Doanh thu 2017 của PV Power sẽ không biến động đáng kể vì doanh thu từ Vũng Áng và các nhà máy thủy điện tăng sẽ bù đắp cho kết quả thấp của các nhà máy nhiệt điện khí. Chúng tôi xin lưu ý rằng doanh thu từ Nhon Trạch 1 giảm từ 5.300 tỷ đồng năm 2016 xuống 3.800 tỷ đồng năm 2017 vì năm 2016 có 1.000 tỷ đồng doanh thu hồi tố.

Doanh thu 2018 dự báo sẽ tăng 13,3% so với năm 2017 lên 32.400 tỷ đồng nhờ sản lượng Vũng Áng 1 tiếp tục tăng. Doanh thu PV Power sẽ tăng nhẹ 2,5% năm 2019 và 4% năm 2020 vì hiệu suất hoạt động của Vũng Áng 1 sẽ cải thiện trong khi giá khí tăng sẽ khiến doanh thu nhà máy điện khí tăng theo (được chuyển hoàn toàn cho EVN theo hợp đồng mua bán điện). Doanh thu sẽ tăng mạnh 45,8% lên 50.500 tỷ đồng năm 2021 nhờ Nhon Trạch 3 đi vào hoạt động thương mại. Doanh thu năm 2022 sẽ tiếp tục tăng 16% nhờ Nhon Trạch 3 hoạt động cả năm và Nhon Trạch 4 đi vào hoạt động thương mại.

Hình 64: Doanh thu PV Power 2016-2022 (tỷ VND)



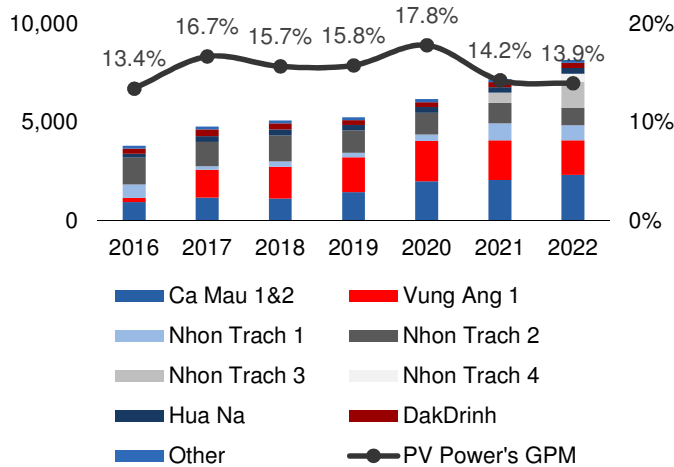
Nguồn: VCSC

## Lợi nhuận gộp và EBITDA

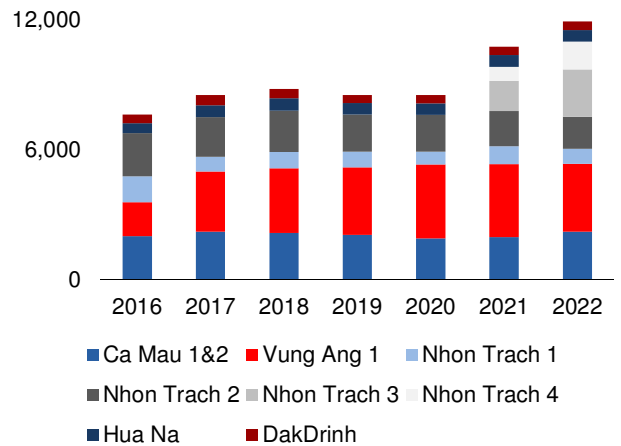
Lợi nhuận gộp 2017 của PV Power ước tính tăng 26,1% trong khi biên lợi nhuận gộp có thể tăng từ 13,4% năm 2016 lên 16,7% năm 2017 vì sản lượng bán ra tăng sẽ giúp biên lợi nhuận gộp của nhà máy điện Vũng Áng tăng lên 19,2% năm 2017 từ 4,2% năm 2016.

Tuy nhiên, biên lợi nhuận gộp sẽ giảm xuống 15,7% năm 2018 do giá khí và giá than tăng. Biên lợi nhuận gộp 2020 sẽ phục hồi lên 17,8% nhờ hoàn tất khấu hao Nhà máy điện Cà Mau, trong khi chi phí khấu hao Nhơn Trạch 1 giảm. Các nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và 4 sẽ hỗ trợ lợi nhuận gộp 2021 và 2022 tăng lần lượt 16,6% và 13,5% nhưng biên lợi nhuận gộp sẽ giảm xuống 14,2% năm 2021 và 13,9% năm 2022 do chi phí khấu hao lớn của hai nhà máy điện khí mới.

**Hình 65: Cơ cấu lợi nhuận gộp của PV Power theo nhà máy điện (tỷ VND)**



**Hình 66: EBITDA của các nhà máy điện (tỷ VND)**

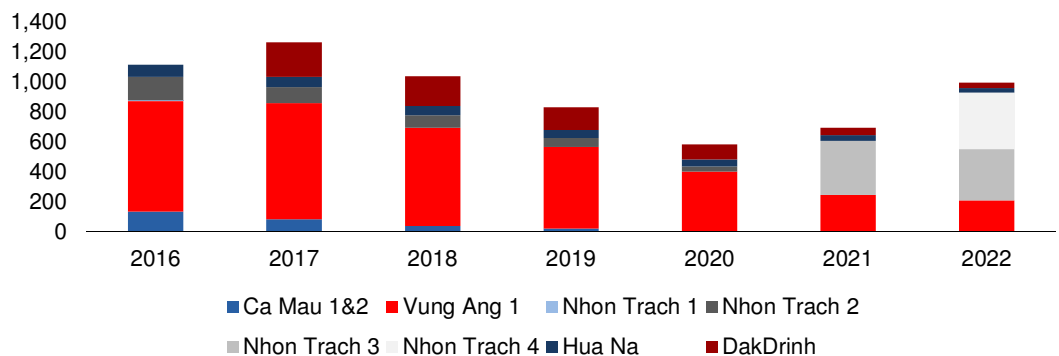


Nguồn: PV Power, dự báo của VCSC

## Chi phí lãi vay và lỗ tỷ giá sẽ giảm đáng kể trước khi tăng trở lại do Nhơn Trạch 3 và 4

Chúng tôi cho rằng chi phí lãi vay của PV Power có xu hướng giảm trong giai đoạn 2017-2020 vì NT2 sẽ trả xong nợ bằng euro năm 2020 trong khi Vũng Áng 1 sẽ tích cực trả nợ gốc 2.900-3.000 tỷ đồng/năm để giảm nợ từ 17.300 tỷ đồng vào cuối năm 2016 xuống 6.300 tỷ đồng năm 2020. Chúng tôi cho rằng PV Power sẽ phải vay 840 triệu USD để tài trợ dự án Nhơn Trạch 3 và 4, qua đó khiến chi phí lãi vay lên đến 689 tỷ đồng năm 2021 và 989 tỷ đồng năm 2022.

**Hình 67: Chi phí lãi vay cho các nhà máy điện 2016-2022 (tỷ VND)**



Nguồn: PV Power, dự báo của VCSC

## LNST thường xuyên 2017-2022 ước tính đạt tăng trưởng kép hàng năm 15,8%

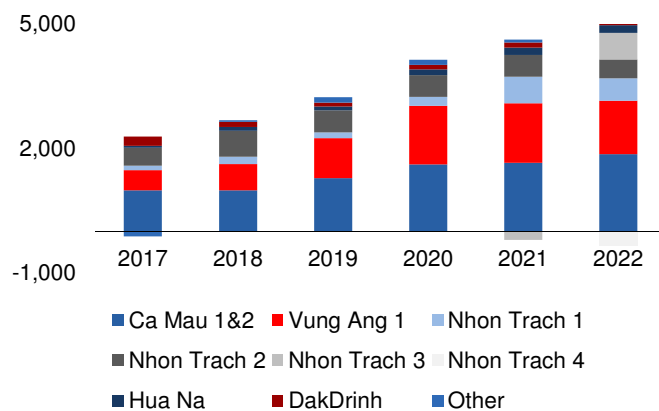
Dự báo LNST báo cáo và thường xuyên 2017 của PV Power dự báo tăng lần lượt 101,2% và 104,5% lên 2.200 tỷ đồng và 2.500 tỷ đồng, trong đó Nhiệt điện Vũng Áng dự báo sẽ lãi 487 tỷ đồng sau khi lỗ 837 tỷ đồng năm 2016.

Trong 9 tháng đầu năm 2017, doanh thu của PV Power tăng mạnh lên 22.400 tỷ đồng. Trong khi đó, LNST trừ lợi ích CĐTTS đạt 1.800 tỷ đồng, tăng mạnh 55% so với cùng kỳ năm ngoái nhờ Nhiệt điện Vũng Áng 1 lãi 495 tỷ đồng.

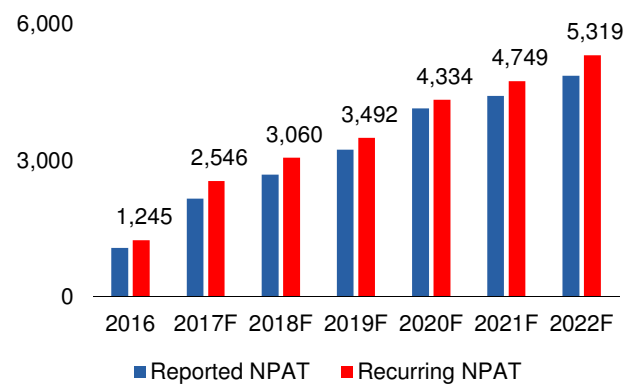
LNST thường xuyên dự báo sẽ tăng 20,2% năm 2018, 14,1% năm 2019 và 24,1% năm 2020 nhờ (1) Hiệu suất hoạt động của Vũng Áng sẽ tăng dần, đồng thời nhà máy điện than này tích cực giảm nợ và chi phí lãi vay 2017-2021; (2) Chi phí khấu hao của Cà Mau sẽ giảm từ 1.100 tỷ đồng năm 2017 xuống 832 tỷ đồng năm 2019 và năm 2020 không còn khấu hao; và (3) Lợi nhuận các nhà máy điện Nhơn Trạch 1 và 2 sẽ phục hồi sau khi xuống thấp năm 2017.

Năm 2021, Nhơn Trạch 1 sẽ hoàn tất khấu hao, qua đó giúp LNST thường xuyên của PV Power tăng 9,6% dù Nhơn Trạch 3 lỗ 200 tỷ đồng. Tuy nhiên, chúng tôi dự báo năm 2022, Nhơn Trạch 3 sẽ lãi 636 tỷ đồng, qua đó bù đắp cho khoản lỗ của Nhơn Trạch 4 và giúp LNST thường xuyên của PV Power tăng 12% lên 5.300 tỷ đồng.

Hình 68: LNST báo cáo của PV Power theo nhà máy điện (tỷ VND)



Hình 69: LNST của PV Power giai đoạn 2016-2022 (tỷ VND)

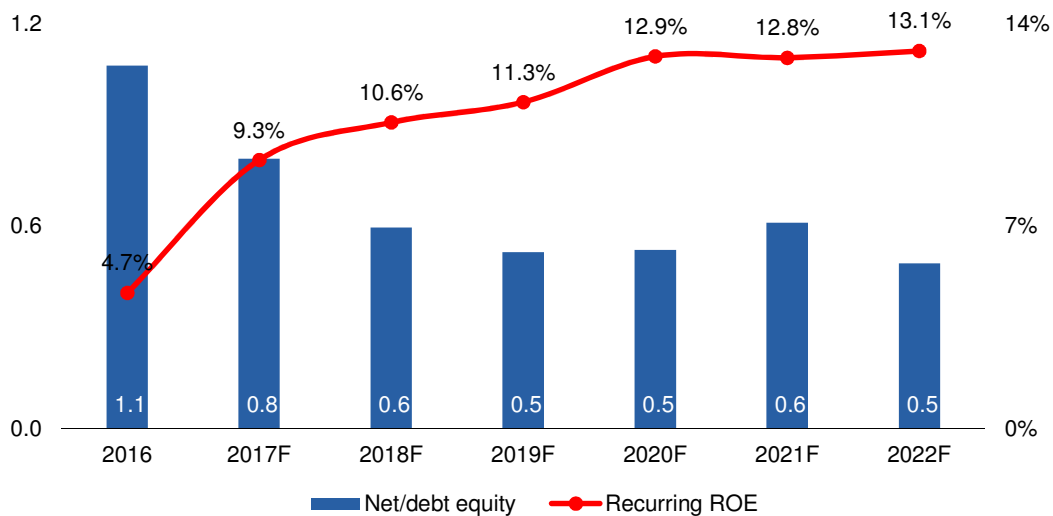


Nguồn: PV Power, dự báo của VCSC

## ROE cải thiện và hệ số đòn bẩy giảm dù vay nợ cho Nhơn Trạch 3 và 4

Trên cơ sở kế hoạch thanh toán nợ của PV Power, tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu dự báo sẽ giảm dần từ 1 năm 2016 xuống 0,5 năm 2020. Tuy nhiên, hệ số này sẽ tăng nhẹ lên 0,6 năm 2021 do vay nợ để xây dựng các nhà máy Nhơn Trạch 3 và 4. ROE thường xuyên năm 2016 chỉ 4,7% vì Vũng Áng lỗ 837 tỷ đồng. Nhưng chúng tôi dự báo ROE sẽ cải thiện và từ năm 2018 trở đi sẽ đạt mức hai chữ số.

Hình 70: Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu và ROE thường xuyên



Nguồn: VCSC. Ghi chú: Nợ ròng tính trên báo cáo tài chính hợp nhất

## Tăng trưởng dài hạn nhờ Nhơn Trạch 3 và 4

Ban lãnh đạo PV Power cho biết dự kiến Nhơn Trạch 3 sẽ đi vào hoạt động năm 2021 và Nhơn Trạch 4 năm 2022. Nhơn Trạch 3 vẫn trong giai đoạn nghiên cứu tính khả thi, có thể được thông qua vào giữa năm 2018 và dự kiến sẽ được khởi công vào cuối năm sau. Công tác bồi thường mặt bằng gần như đã được hoàn tất. Chúng tôi xin lưu ý rằng cảng LNG Thị Vải dự kiến cũng sẽ đi vào hoạt động năm 2021 để cung cấp LNG cho nhà máy điện này.

Ngoài ra, ban lãnh đạo đang thương lượng với một số ngân hàng để vay 70% vốn đầu tư ban đầu cho các dự án trên bằng USD hoặc EUR. Ban lãnh đạo dự kiến lãi suất khoảng 3%-4% trong khi chúng tôi hiện giả định lãi suất SIBOR 6 tháng cộng 2%, trên cơ sở các hợp đồng vay vốn trước đây.

Chúng tôi giả định các nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và 4 sẽ chỉ đạt hiệu suất hoạt động 70% so với mức trung bình 77% của Nhơn Trạch 1 và 2. Chúng tôi ước tính giá theo hợp đồng mua bán điện đối với Nhơn Trạch 3 sẽ là 1.830VND/kWh để đảm bảo tỷ suất hoàn vốn nội bộ 10%-12%, phù hợp với quy định hiện nay. Chúng tôi xin lưu ý rằng ban lãnh đạo đang tìm kiếm cơ chế cho Nhơn Trạch 3 vận hành ngoài thị trường phát điện cạnh tranh do giá khí LNG cao.

### Hình 71: Thông tin về các dự án Nhơn Trạch 3 và 4

Nhơn Trạch 3/ Nhơn Trạch 4	
Công suất (MW)	750
Vốn đầu tư (triệu USD)	600
Nợ/vốn chủ sở hữu	70/30
Hiệu suất hoạt động thiết kế (%)	70%

Nguồn: PV Power, dự báo của VCSC

Ban lãnh đạo ước tính vốn đầu tư dành cho mỗi dự án sẽ không quá 750 triệu USD, tương đương 1 triệu USD/MW. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng vốn đầu tư chỉ khoảng 800.000USD/MW. Siemens cho biết vốn đầu tư dành cho công nghệ F hiện đã giảm đáng kể do cạnh tranh gia tăng và công nghệ ngày càng được nâng cao. Hiện 1MW chỉ tốn 500.000USD. Chi phí xây dựng và các chi phí khác thường chiếm 30% tổng đầu tư.

Ngoài ra, một số yếu tố khác cũng giúp hạn chế chi phí đầu tư, cũng như đảm bảo thi công đúng thời hạn như (1) ban lãnh đạo có kinh nghiệm trong việc phát triển các dự án điện khí; (2) cơ sở hạ tầng sẵn có (hệ thống đường truyền, giao thông vận tải, viễn thông, v.v.); và (3) Nhơn Trạch 3 và 4 có thể sử dụng chung đường ống với Nhơn Trạch 1 và 2; (4) chi phí linh kiện và bảo dưỡng có thể chia sẻ giữa bốn nhà máy điện tại Nhơn Trạch.

### Hình 72: Tóm tắt dự báo KQLN 2021, 2022 của Nhơn Trạch 3

	Nhơn Trạch 3		Nhơn Trạch 4
	2021	2022	2022
Sản lượng bán ra (tỷ kWh)	3,2	4,5	3,3
Hiệu suất hoạt động %	50%	70%	50%
Giá bán trung bình (VND/kWh)	1.830	1.854	1.879
<b>KQLN (tỷ VND)</b>			
Doanh thu	5.922	8.398	6.173
Lợi nhuận gộp	488	1.293	383
Chi phí lãi vay	(360)	(340)	(378)
<b>LNST báo cáo</b>	<b>(204)</b>	<b>636</b>	<b>(334)</b>

Nguồn: dự báo của VCSC

## So sánh với ngành

Figure 73: So sánh với công ty cùng ngành

Công ty	Quốc gia	Vốn hóa (triệu USD)	Doanh thu	YoY %	LNST	YoY %	Nợ/Vốn CSH	ROA %	ROE %	Tỷ suất cổ tức %	P/E trượt đều chỉnh	EV /EBITDA	P/B
Jncec-h	Trung Quốc	1,802	2,167	-0.9%	306	n/a	1.3	4.2%	13.0%	4.3%	8.2x	6.7x	0.7x
Datang intl po-h	Trung Quốc	7,528	8,540	0.4%	(415)	n/a	2.5	-1.3%	-7.9%	0.0%	9.3x	n/a	0.6x
First philip hld	Philippines	700	2,087	14.8%	209	n/a	0.9	1.6%	6.8%	n/a	5.4x	5.5x	0.4x
Glow energy pcl	Thái Lan	3,667	1,458	-9.7%	254	-13.5%	0.7	7.5%	17.5%	n/a	16.3x	10.4x	2.5x
Ratchaburi elec	Thái Lan	2,453	1,233	14.0%	175	107.2%	0.2	8.9%	13.6%	n/a	10.8x	14.8x	1.3x
Tenaga nasional	Malaysia	21,748	10,951	6.5%	1,595	-6.3%	0.5	5.0%	12.6%	n/a	15.3x	7.0x	1.5x
Ytl corp bhd	Malaysia	3,589	3,495	5.2%	190	-9.9%	1.2	1.1%	5.2%	n/a	21.9x	12.0x	0.9x
Malakoff corp bh	Malaysia	1,171	1,625	22.4%	86	-4.0%	2.1	1.2%	5.7%	n/a	15.9x	5.9x	0.7x
Genting bhd	Malaysia	9,020	4,497	5.3%	607	62.8%	(0.1)	3.0%	7.1%	n/a	17.9x	6.7x	1.0x
K-electric ltd	Pakistan	1,733	1,818	-0.4%	314	15.7%	0.3	9.2%	22.7%	n/a	14.3x	6.2x	1.2x
Hub power co	Pakistan	966	997	18.2%	102	-10.2%	1.5	6.7%	30.9%	8.1%	24.7x	9.1x	3.1x
Jsw energy ltd	Ấn Độ	2,355	1,233	15.9%	94	n/a	1.3	2.2%	6.3%	0.5%	19.3x	7.1x	1.4x
Nava bhara vent	Ấn Độ	482	206	14.4%	15	-64.3%	0.7	1.2%	3.1%	0.6%	12.4x	28.5x	0.9x
Sjvn ltd	Ấn Độ	2,512	365	-0.6%	230	9.7%	(0.2)	10.0%	13.5%	7.1%	8.4x	6.1x	1.4x
<b>Trung bình</b>		<b>4,266</b>	<b>2,905</b>	<b>1.2%</b>	<b>269</b>	<b>8.7%</b>	<b>0.9</b>	<b>4.3%</b>	<b>10.7%</b>	<b>3.5%</b>	<b>14.3x</b>	<b>9.7x</b>	<b>1.3x</b>
<b>Trung vị</b>		<b>2,404</b>	<b>1,721</b>	<b>0.0%</b>	<b>200</b>	<b>-5.2%</b>	<b>0.8</b>	<b>3.6%</b>	<b>9.9%</b>	<b>2.5%</b>	<b>14.8x</b>	<b>7.0x</b>	<b>1.1x</b>
PV Power*	Việt Nam	1,489	1,261	1.5%	112	104.5%	0.7	3.3%	7.9%	n/a	13.5x	6.6x	1.3x

Source: Bloomberg. Ghi chú: Dự phóng các chỉ số năm 2017 của VCSC

Figure 74: Lịch sử P/E của ngành



Source: Bloomberg

## Rủi ro

**Rủi ro liên quan đến nhà máy điện Cà Mau.** Hiện nhà máy có doanh thu ổn định nhờ hoạt động theo cơ chế doanh thu công suất. Tuy nhiên, EVN có khả năng sẽ đòi hỏi chỉnh sửa hợp đồng khi giá khí tăng cao. Giá khí theo hợp đồng mua bán khí hiện nay, do Cà Mau 1 và 2 và PVN ký kết, trên cơ sở 46% giá MFO theo thỏa thuận giữa PVN và nhà cung cấp khí Malaysia do nguồn khí nằm trong vùng chồng lấn chủ quyền của hai nước. Tuy nhiên, giá khí có thể tăng lên 105% MFO cho phân nửa sản lượng của nhà máy từ 2021-2022.

**Khan hiếm khí sau năm 2020 nếu các mỏ khí mới không đi vào hoạt động kịp thời.** Sản lượng Lan Tây – Lan Đỏ, một trong những mỏ khí chính cung cấp khí cho Nhơn Trạch 1, NT2 và các nhà máy điện khác trong khu vực thông qua đường ống Nam Côn Sơn, hiện liên tục giảm. Tình trạng khan hiếm khí có thể xảy ra nếu việc khai thác các mỏ khí mới (Sư Tử Trắng, Sao Vàng – Đại Nguyệt) và nhập khẩu LNG chậm hơn so với kế hoạch.

Ngoài ra, mỏ khí PM3- CAA, nguồn cung cấp khí cho Cà Mau 1 và 2 có thể cạn kiệt. Tuy nhiên, Petro Vietnam đang thương lượng để mua khí từ các mỏ của Malaysia để khắc phục tình trạng này. Trong dài hạn, Lô B dự kiến sẽ đi vào hoạt động cuối năm 2021 với công suất 7 tỷ m<sup>3</sup>/năm và có thể khắc phục tình trạng thiếu hụt khí.

**Rủi ro thi công các nhà máy điện mới.** Việc thi công cần một vài năm nên có thể sẽ xảy ra trì hoãn. Ngoài ra, chi phí thực tế có thể sẽ cao hơn so với dự kiến.

**Rủi ro từ thị trường phát điện cạnh tranh.** Tất cả các nhà máy điện của PV Power (trừ Cà Mau) đều tham gia thị trường phát điện cạnh tranh. Biến động về giá cả trên thị trường tự do này sẽ ảnh hưởng đến lợi nhuận của các nhà máy điện. Tuy nhiên, vì hiện các nhà máy điện trên chỉ bán 10%-20% sản lượng trên thị trường phát điện cạnh tranh, rủi ro tương đối hạn chế.

**Rủi ro do tăng trưởng kinh tế.** Tăng trưởng ngành điện phụ thuộc rất mạnh vào tình hình nền kinh tế. Cụ thể, tăng trưởng kinh tế càng mạnh thì tiêu thụ điện càng cao. Vì vậy, với giả định tăng trưởng GDP và tiêu thụ điện trong kịch bản cơ sở của chúng tôi lần lượt là 6% và 10%, trong 5 năm tới, nhu cầu điện sẽ được đảm bảo ở mức cao. Trong kịch bản tiêu cực với GDP không tiếp tục xu hướng tăng trưởng, nhu cầu điện giảm nhẹ sẽ ảnh hưởng đến tăng trưởng của PV Power.

**Điều kiện thời tiết thuận lợi cho thủy điện và gây áp lực đối với nhiệt điện.** Vì thủy điện chiếm đến 40% công suất điện cả nước nên lượng mưa lớn sẽ ảnh hưởng đến sản lượng nhiệt điện.

**Rủi ro do tỷ giá.** PV Power chịu rủi ro từ tỷ giá vì đồng VND có thể trượt giá mạnh so với đồng USD và EUR. Tính đến cuối năm 2016, công ty nợ 91 triệu EUR bằng đồng EUR và 1 tỷ USD bằng đồng USD.

## Phụ lục

**Hình 75: Vốn đầu tư / MW của các nhà máy thủy điện xây dựng trong thời gian qua**

	Địa điểm	Công suất (MW)	Đầu tư (tỷ VND)	Vốn đầu tư / MW (tỷ VND)	Ngày hoạt động
Đăk My 4	Miền Trung	190	4.547	24	05/2012
Nho Quế 3	Miền Bắc	110	3.000	27	06/2012
Phú Quý	Miền Trung	6	335	56	09/2012
Đăm Bri	Miền Trung	75	2.800	37	07/2013
Hủa Na	Miền Bắc	180	7.000	39	09/2013
Văn Chấn	Miền Bắc	57	1.900	33	11/2013
Bác Thước	Miền Bắc	80	2.072	26	12/2013
Sông Bung 4	Miền Trung	156	4.932	32	12/2014
Đăk Đrinh	Miền Trung	125	4.000	32	12/2014
Mông Dương 1	Miền Bắc	1.080	33.610	31	01/2015
Anh Khánh I	Miền Bắc	120	4.300	36	10/2015
Đồng Nai 5	Miền Nam	150	6.110	41	12/2015
Huội Quảng	Miền Bắc	520	14.400	28	12/2015
Đồng Nai 2	Miền Nam	70	3.500	50	12/2015
Lai Châu #2,3	Miền Bắc	800	23.800	30	04/2016
Đăk Mi 2	Miền Trung	98	2.437	25	12/2016
<b>Trung bình</b>				<b>34</b>	

Nguồn: VCSC



## Table of figures

Hình 1: Cơ cấu sở hữu dự kiến sau IPO.....	3
Hình 2: Khung thời gian IPO .....	3
Hình 3: Lượng tiêu thụ điện trên cả nước.....	4
Hình 4: Lượng tiêu thụ điện theo ngành.....	5
Hình 5: Vốn FDI giải ngân vs tăng trưởng sản xuất (tỷ USD) .....	5
Hình 6: Lượng tiêu thụ điện ở khu vực Đông Nam bộ (tỷ kWh).....	5
Hình 7: FDI ở khu vực Đông Nam bộ (tỷ USD) .....	5
Hình 8: Lượng tiêu thụ điện ở khu vực đồng bằng sông Cửu Long (tỷ kWh).....	6
Hình 9: FDI tại khu vực đồng bằng sông Cửu Long (triệu USD) .....	6
Hình 10: Lượng tiêu thụ điện ở khu vực Thanh Hóa và Nghệ An (tỷ kWh).....	6
Hình 11:) FDI tại khu vực đồng Thanh Hóa, Nghệ An và Hà Tĩnh (triệu USD) .....	6
Hình 12: Triển vọng công suất điện.....	7
Hình 13: Sơ đồ công suất điện tại Việt Nam .....	8
Hình 14: Cơ cấu nguồn cung khí (tỷ m3) .....	9
Hình 15: Giá khí cho các nhà máy điện (USD/tr BTU) .....	10
Hình 16: Giá LNG giao tại Nhật bản Japan (USD/MMBTU).....	10
Hình 17: Giá than trong nước và quốc tế.....	10
Hình 18: Dự báo thời tiết .....	11
Hình 19: Công suất các thành viên của CGM .....	12
Hình 20: Phần trăm của CGM trong công suất quốc gia.....	12
Hình 21: Giá bán trung bình của nhà máy điện (VND/kWh) .....	12
Hình 22: Mức giá trần của CGM.....	12
Hình 23: So sánh giá CGM và WCM.....	13
Hình 24: Quyết định mới về giá điện bán lẻ .....	14
Hình 25: Các cột mốc chính của PV Power .....	15
Hình 26: Thị phần tính theo công suất (MW) .....	15
Hình 27: Cơ cấu sở hữu kế hoạch .....	16
Hình 28: HĐQT và Ban lãnh đạo của PV Power .....	17
Hình 29: Các nhà máy điện của PV Power .....	18
Hình 30: Danh mục đầu tư của PV Power .....	19
Hình 31: Cơ cấu Công ty.....	20
Hình 32: Doanh thu theo từng mảng (2016) (tỷ đồng) .....	21
Hình 33: LN gộp theo từng mảng (2016) (tỷ đồng) .....	21
Hình 34: Giá PPA theo Thông tư 56.....	22
Hình 35: Giá định tính PPA .....	23
Hình 36: Cơ cấu chi phí hợp nhất của PV Power trong năm 2016 .....	23
Hình 37: Danh sách các nhà máy điện khí tại Việt Nam .....	24
Hình 38: Giá định phí công suất nhà máy điện Cà Mau.....	25
Hình 39: Giá khí bán cho nhà máy điện Cà Mau theo ước tính.....	26
Hình 40: Kết quả hoạt động của Cà Mau 1 và 2 các năm 2013-2016 và dự báo của VCSC .....	27
Hình 41: Giá định hợp đồng mua bán điện của Nhơn Trạch 1 .....	28
Hình 42: Giá khí bán cho Nhơn Trạch 1 and NT2.....	29
Hình 43: Kết quả hoạt động của Nhơn Trạch 1 các năm 2013-2016 và dự báo của VCSC .....	29
Hình 44: Giá định phí công suất .....	30
Hình 45: Kết quả hoạt động của Nhơn Trạch 2 các năm 2013-2016 và dự báo của VCSC .....	31
Hình 46: Vũng Áng 1 và các nhà máy điện than khác đã niêm yết.....	31
Hình 47: Các nhà máy điện than mới được xây dựng .....	32
Hình 48: Giá định phí công suất nhà máy điện Vũng Áng 1 .....	32
Hình 49: Kết quả hoạt động của Vũng Áng 1 các năm 2013-2016 và dự báo của VCSC 2017-2022 .....	33
Hình 50: Thông tin về các nhà máy thủy điện .....	34

Hình 51: Kết quả hoạt động của Đắk Đĩnh và Hòa Na các năm 2015-2016 và dự báo của VCSC 2017-2022.....	35
Hình 52: Doanh thu của PV Power 2013-2016 (tỷ VND) .....	36
Hình 53: Lợi nhuận gộp và lợi nhuận từ HĐKD PV Power 2013 – 2016 (tỷ VND) .....	37
Hình 54: Cơ cấu lợi nhuận gộp PV Power 2016 theo nhà máy điện (tỷ VND) .....	37
Hình 55: LNST PV Power 2013-2016 (tỷ VND).....	37
Hình 56: LNST các nhà máy điện của PV Power 2016 (tỷ VND).....	37
Hình 57: Nợ/vốn CSH và ROE 2013-2016.....	38
Hình 58: Sản lượng các nhà máy điện của PV Power (triệu kWh) .....	39
Hình 59: Sản lượng hợp đồng / Tổng sản lượng các nhà máy điện lớn .....	39
Hình 60: So sánh giá bán trung bình và giá theo hợp đồng mua bán điện.....	40
Hình 61: Giá bán trung bình các nhà máy điện của PV Power (VND/kWh).....	40
Hình 62: Giá khí bán cho các nhà máy điện (USD/MMBTU) .....	41
Hình 63: Giá than bán cho các nhà máy điện (USD/tấn) .....	41
Hình 64: Doanh thu PV Power 2016-2022 (tỷ VND) .....	41
Hình 65: Cơ cấu lợi nhuận gộp của PV Power theo nhà máy điện (tỷ VND).....	42
Hình 66: EBITDA của các nhà máy điện (tỷ VND) .....	42
Hình 67: Chi phí lãi vay cho các nhà máy điện 2016-2022 (tỷ VND) .....	42
Hình 68: LNST báo cáo của PV Power theo nhà máy điện (tỷ VND) .....	43
Hình 69: LNST của PV Power giai đoạn 2016-2022 (tỷ VND) .....	43
Hình 70: Tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu và ROE thường xuyên .....	44
Hình 71: Thông tin về các dự án Nhơn Trạch 3 và 4 .....	45
Hình 72: Tóm tắt dự báo KQLN 2021, 2022 của Nhơn Trạch 3 .....	45
Figure 73: So sánh với công ty cùng ngành.....	46
Figure 74: Lịch sử P/E của ngành.....	46
Hình 75: Vốn đầu tư / MW của các nhà máy thủy điện xây dựng trong thời gian qua .....	48

KQLN (tỷ đồng)	2016A	2017F	2018F	BẢNG CĐKT (tỷ đồng)	2016A	2017F	2018F
<b>Doanh thu thuần</b>	28.212	28.626	32.423	Tiền và tương đương	4.671	4.277	3.309
Giá vốn hàng bán	-24.429	-23.857	-27.347	Đầu tư TC ngắn hạn	60	60	60
<b>Lợi nhuận gộp</b>	3.783	4.769	5.076	Các khoản phải thu	10.230	7.451	8.883
Chi phí bán hàng	-17	-17	-17	Hàng tồn kho	3.347	4.248	4.870
Chi phí quản lí DN	-739	-465	-482	TS ngắn hạn khác	211	211	211
<b>LN thuần HĐKD</b>	3.027	4.287	4.577	<b>Tổng TS ngắn hạn</b>	<b>18.519</b>	<b>16.247</b>	<b>17.334</b>
Doanh thu tài chính	459	349	250	TS dài hạn (gộp)	69.360	69.360	69.360
Chi phí tài chính	-1.798	-1.960	-1.496	- Khấu hao lũy kế	-21.010	-25.274	-29.539
<i>Trong đó, chi phí lãi vay</i>	-1.330	-1.466	-1.041	TS dài hạn (ròng)	48.350	44.085	39.821
Lợi nhuận từ công ty LDLK	15	0	0	Đầu tư TC dài hạn	932	932	932
Lợi nhuận/(chi phí) khác	-6	0	0	TS dài hạn khác	1.932	1.768	1.768
LNTT	1.696	2.676	3.331	<b>Tổng TS dài hạn</b>	<b>51.214</b>	<b>46.785</b>	<b>42.521</b>
Thuế TNDN	-178	-218	-230	<b>Tổng Tài sản</b>	<b>69.732</b>	<b>63.032</b>	<b>59.854</b>
LNST trước CĐTS	1.518	2.458	3.101	Phải trả ngắn hạn	6.169	5.229	4.745
Lợi ích CĐ thiểu số	-443	-295	-417	Nợ ngắn hạn	5.888	6.685	6.685
<b>LN ròng trừ CĐTS, báo cáo</b>	<b>1.075</b>	<b>2.163</b>	<b>2.684</b>	Nợ ngắn hạn khác	2.364	2.601	2.861
<b>LN ròng trừ CĐTS, điều chỉnh</b> <sup>(1)</sup>	<b>1.245</b>	<b>2.546</b>	<b>3.060</b>	Tổng nợ ngắn hạn	<b>18.078</b>	<b>17.015</b>	<b>17.156</b>
EBITDA	7.343	8.551	8.842	Nợ dài hạn	24.669	17.807	12.743
EPS cơ bản báo cáo, VND	494	903	1.120	Nợ dài hạn khác	189	189	189
EPS cơ bản điều chỉnh <sup>(1)</sup> , VND	572	1.066	1.280	<b>Tổng nợ</b>	<b>42.935</b>	<b>35.011</b>	<b>30.088</b>
EPS pha loãng hoàn toàn <sup>(2)</sup> , VND	572	1.066	1.280				

TỶ LỆ	2016A	2017F	2018F		2016A	2017F	2018F
<b>Tăng trưởng</b>				Cổ phiếu ưu đãi	0	0	0
Tăng trưởng doanh thu	21,4%	1,5%	13,3%	Vốn cổ phần	21.774	23.481	23.481
Tăng trưởng LN HĐKD	-28,3%	41,6%	6,8%	Thặng dư vốn CP	(0)	(0)	(0)
Tăng trưởng LNTT	-43,5%	57,8%	24,5%	Lợi nhuận giữ lại	2.281	1.799	3.544
Tăng trưởng EPS, điều chỉnh	-56,2%	101,0%	20,1%	Lợi ích CĐTS	2.741	2.741	2.741
				<b>Vốn chủ sở hữu</b>	<b>26.797</b>	<b>28.022</b>	<b>29.766</b>
				<b>Tổng cộng nguồn vốn</b>	<b>69.732</b>	<b>63.032</b>	<b>59.854</b>

Khả năng sinh lời	2016A	2017F	2018F	LƯU CHUYỂN TIỀN TỆ (tỷ đồng)	2016A	2017F	2018F
Biên LN gộp %	13,4%	16,7%	15,7%	<b>Tiền đầu năm</b>	<b>6.074</b>	<b>4.671</b>	<b>4.277</b>
Biên LN từ HĐ %	10,7%	15,0%	14,1%	Lợi nhuận sau thuế	1.075	2.163	2.684
Biên EBITDA	26,0%	29,9%	27,3%	Khấu hao	4.316	4.265	4.265
LN ròng trừ CĐTS điều chỉnh	3,8%	7,6%	8,3%	Thay đổi vốn lưu động	1.881	0	0
ROE %	4,0%	7,9%	9,3%	Điều chỉnh khác	1.881	17	-1.913
ROA %	1,5%	3,3%	4,4%	<b>Tiền từ hoạt động KD</b>	<b>3.750</b>	<b>6.445</b>	<b>5.036</b>

Chỉ số hiệu quả vận hành	2016A	2017F	2018F		2016A	2017F	2018F
Số ngày tồn kho	53	58	61	Chi mua sắm TSCĐ, ròng	-1.672	0	0
Số ngày phải thu	104	113	92	Đầu tư, ròng	-24	164	0
Số ngày phải trả	82	87	67	<b>Tiền từ HĐ đầu tư</b>	<b>-1.376</b>	<b>164</b>	<b>0</b>
TG luân chuyển tiền	75	84	86	Cổ tức đã trả	-430	-939	-939
<b>Thanh khoản</b>				Tăng (giảm) vốn	0	0	0
CS thanh toán hiện hành	1,0	1,0	1,0	Tăng (giảm) nợ dài hạn	-3.347	-6.064	-5.064
CS thanh toán nhanh	0,8	0,7	0,7	Tăng (giảm) nợ ngắn hạn			
CS thanh toán tiền mặt	0,3	0,3	0,2	Tiền từ các hoạt động TC khác			
Nợ/Tài sản	0,4	0,4	0,3	<b>Tiền từ hoạt động TC</b>	<b>-3.776</b>	<b>-7.004</b>	<b>-6.003</b>
Nợ/Vốn sử dụng	0,5	0,5	0,4	<b>Tổng lưu chuyển tiền tệ</b>	<b>-1.402</b>	<b>-395</b>	<b>-967</b>
Nợ/Vốn CSH	1,1	0,8	0,6	<b>Tiền cuối năm</b>	<b>4.671</b>	<b>4.277</b>	<b>3.309</b>
Khả năng thanh toán lãi vay	-2,3	-2,9	-4,4				

## Xác nhận của chuyên viên phân tích

Tôi, Nguyễn Đắc Phú Thành, Hoàng Hoài Nam và Đinh Thị Thùy Dương, 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
<b>MUA</b>	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ trên 20%
<b>KHẢ QUAN</b>	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dương từ 10%-20%
<b>PHÙ HỢP THỊ TRƯỜNG</b>	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dao động giữa âm 10% và dương 10%
<b>KÉM KHẢ QUAN</b>	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm từ 10-20%
<b>BÁN</b>	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm trên 20%
<b>KHÔNG ĐÁNH GIÁ</b>	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.
<b>KHUYẾN NGHỊ TẠM HOÃN</b>	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 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.

## CTCP Chứng khoán Bản Việt (VCSC)

[www.vcsc.com.vn](http://www.vcsc.com.vn)

### Trụ sở chính

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

### Phòng giao dịch

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

## Phòng Nghiên cứu và Phân tích

### Phòng Nghiên cứu và Phân tích

+84 28 3914 3588  
research@vcsc.com.vn

### Digvijay Singh, Trưởng phòng cao cấp ext 145

#### Tài chính, Công nghiệp, Tập đoàn đa ngành

- Điền Đức Minh Nghĩa, Chuyên viên ext 138
- Tống Nguyễn Tiên Sơn, Chuyên viên ext 116

#### Vĩ mô

- Hoàng Thúy Lương, Chuyên viên ext 364
- Trương Thanh Nguyên, Chuyên viên ext 132

### Hàng tiêu dùng và Dược phẩm

#### Đặng Văn Pháp, Trưởng phòng cao cấp ext 143

- Nguyễn Thị Anh Đào, CV cao cấp ext 185
- Lê Trọng Nghĩa, Chuyên viên ext 181

### Công nghiệp và Vận tải

#### Lucy Huynh, Trưởng phòng cao cấp ext 130

- Vũ Hồng Quân, Chuyên viên ext 149
- Phạm Hoàng Thiên Phú, Chuyên viên ext 124

## Phòng Giao dịch chứng khoán khách hàng tổ chức

& Cá nhân nước ngoài

### Tổ chức nước ngoài

Michel Tosto, M. Sc.  
+84 28 3914 3588 ext 102  
michel.tosto@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

### Chi nhánh Hà Nội

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

### Phòng giao dịch

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

### Barry Weisblatt, Giám đốc ext 105

barry.weisblatt@vcsc.com.vn

### BDS và Vật liệu Xây dựng

#### Lưu Bích Hồng, Trưởng phòng ext 120

- Nguyễn Tuấn Anh, Chuyên viên ext 174
- Nguyễn Thảo Vy, Chuyên viên 147

### Dầu khí, Điện và Phân bón

#### Đinh Thị Thùy Dương, Trưởng phòng ext 140

- Ngô Thùy Trâm, Chuyên viên ext 135
- Nguyễn Đắc Phú Thành, Chuyên viên ext 194

### Khách hàng cá nhân

#### Vũ Minh Đức, Trưởng phòng ext 363

- Hoàng Hoài Nam, Chuyên viên ext 196
- Đào Danh Long Hà, Chuyên viên ext 194
- Vương Thu Trà, Chuyên viên ext 365

### Tổ chức trong nước

Nguyễn Quốc Dũng  
+84 28 3914 3588 ext 136  
dung.nguyen@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 trích dẫn nếu sử dụng các thông tin trong báo cáo này.