

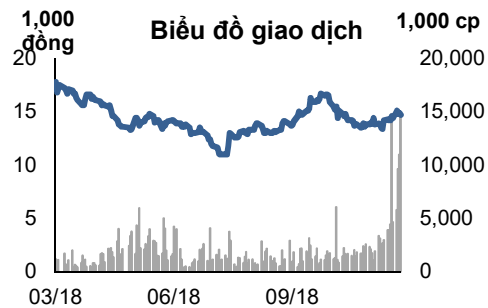
**POW (UpCOM)**

**Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (UpCOM: POW)**  
**Thời điểm vàng của nhóm nhiệt điện đang đến**

**Đánh giá TĂNG TỶ TRỌNG**

**Phát điện**

<b>Giá thị trường (VND):</b>	<b>15,600</b>
<b>Giá mục tiêu (VND) :</b>	<b>18,600</b>
<b>Tỷ lệ tăng giá bình quân năm:</b>	<b>19.2%</b>
<b>Suất sinh lợi cổ tức:</b>	<b>1.3%</b>
<b>Suất sinh lợi bình quân năm:</b>	<b>20.5%</b>



**Diễn biến giá cổ phiếu (%)**

	YTD	1T	3T	12T
<b>Tuyệt đối</b>	n/a	13%	13%	n/a
<b>Tương đối</b>	n/a	9%	14%	n/a

Nguồn: Bloomberg, so với VNIndex

**Thống kê 04/12/2018**

<b>Thấp/Cao 52 tuần (VND)</b>	11.0k-17.8k
<b>SL lưu hành (triệu cp)</b>	2,342
<b>Vốn hóa (tỷ đồng)</b>	36,533
<b>Vốn hóa (triệu USD)</b>	1,568
<b>% khối ngoại sở hữu</b>	72%
<b>SL cp tự do (triệu cp)</b>	2,108
<b>KLGD TB 3 tháng (cp)</b>	1,876,160
<b>VND/USD</b>	23,292
<b>Index: VNIndex / HNX</b>	959/107

Nguồn: Bloomberg

**Cơ cấu sở hữu 04/12/2018**

<b>Tập đoàn Dầu khí Việt Nam</b>	80%
<b>KIMC</b>	2.4%
<b>AIG International Management Ltd</b>	0.3%
<b>KB Asset Management Ltg</b>	0.3%

Nguồn: Bloomberg

**Nguyễn Phong Danh**

(+84 28) 3914 8585 - Ext: 1459

danh.np@kisvn.vn

www.kisvn.vn

**Quan điểm đầu tư:**

- Nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam trong 2 năm đến ước tính tăng 10%/năm trong khi công suất phát điện chỉ tăng 4.7%/năm. EVN sẽ phải tăng huy động các nhà máy điện sẵn có để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ.
- Giá điện thị trường tăng cao trong năm 2018, đạt 783 đồng/kWh (+69.8% n/n). Trong năm 2019 giá điện thị trường ước tính tăng 15%, đạt 901 đồng kWh, mức cao nhất trong 5 năm trở lại đây.
- Theo chu kỳ thời tiết, 2019 là năm chịu ảnh hưởng khô hạn từ El Nino. Sản lượng điện từ nhóm thủy điện sẽ giảm, nhiệt điện khí và than sẽ hưởng lợi. Tổng sản lượng điện của PVPower ước tăng trưởng 9% trong năm 2019.
- Cụm nhà máy của PVPower đặt tại miền Nam, vốn có nguồn cung điện thấp trong khi tiêu thụ điện luôn ở mức cao, đảm bảo huy động điện cao các nhà máy.
- Nhà máy Cà Mau 1&2 sẽ hết khấu hao (1,065 tỷ đồng/năm) trong năm 2019, cải thiện trực tiếp lợi nhuận.
- Dự kiến PVPower sẽ niêm yết HSX trong tháng 12/2018.
- Lợi nhuận năm 2019 ước tính tăng mạnh 74.8%, đạt 4,058 tỷ VND.

**Rủi ro:**

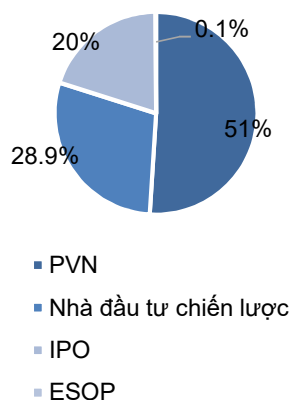
- Thiếu hụt nguyên vật liệu đầu vào (than, khí tự nhiên) ảnh hưởng sản lượng điện.
- Sản lượng điện các nhà máy điện chịu ảnh hưởng trực tiếp của thời tiết.
- Vay nợ ngoại tệ lớn (EUR, USD), rủi ro tỷ giá tác động trực tiếp đến lợi nhuận.

**Định giá:**

- Sử dụng phương pháp FCFE, chúng tôi định giá cổ phiếu PVPower tại mức 18,600 đồng/cp tại cuối năm 2019. Tổng mức sinh lời kỳ vọng là 20.5% (bao gồm cổ tức tiền mặt 200 đồng/cp). Khuyến nghị **TĂNG TỶ TRỌNG**.

Tỷ đồng	2016	2017	2018E	2019E	2020E
DT Thuần (tỷ đồng)	28,212	29,710	33,776	36,363	35,139
<b>Tăng trưởng (%)</b>	21%	5%	14%	8%	-3%
LN hoạt động (tỷ đồng)	3,027	4,107	3,572	5,594	4,978
<b>Biên lợi nhuận (%)</b>	11%	14%	11%	15%	14%
LN khác	-304	-270	-255	-507	-370
LNST (tỷ đồng)	1,475	2,602	2,322	4,058	3,791
<b>Biên lợi nhuận (%)</b>	5.2%	8.8%	6.9%	11.2%	10.8%
SLCP lưu hành (triệu cp)	2,342	2,342	2,342	2,342	2,342
EPS (hiệu chỉnh, VND)	441	954	818	1,544	1,432
<b>Tăng trưởng (%)</b>	-50%	116%	-14%	89%	-7%
ROE (%)	4.3%	9.1%	7.7%	13.3%	11.1%
Nợ ròng/VCSH (%)	96%	78%	56%	34%	41%
PE (x)	35.4	16.4	19.1	10.1	10.9
PB (x)	1.5	1.5	1.4	1.2	1.1
EV/EBITDA (x)	8.9	7.2	7.2	5.8	6.8
Cổ tức (VND)	700	200	300	200	-
<b>Suất sinh lợi cổ tức (%)</b>	4.5%	1.3%	1.9%	1.3%	-

**Cơ cấu sở hữu theo phương án CPH**



## 1. Về Tổng công ty Điện lực dầu khí VN ( UpCOM: POW)

### 1.1. Tổng quan

Tiền thân Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (UpCOM: POW) là công ty TNHH MTV trực thuộc Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Tháng 12/2017, PVPower thực hiện IPO và chuyển đổi mô hình thành công ty cổ phần.

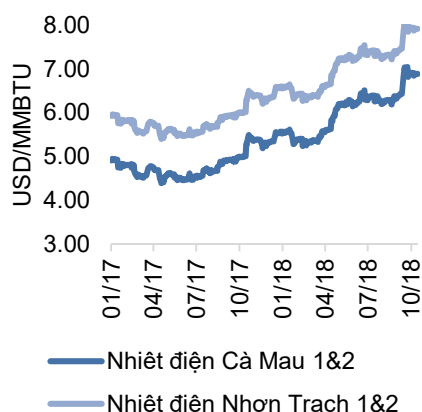
Ngành nghề kinh doanh chủ yếu là sản xuất điện năng, là nhà sản xuất điện đứng thứ 2 cả nước với thị phần phát điện chiếm 9.6%. PVPower hiện đang vận hành 4 dự án nhà máy nhiệt điện khí là Cà Mau 1&2, Nhơn Trạch 1 và Nhơn Trạch 2 với tổng công suất là 2,700 MW. Các nhà máy này được đặt tại các tỉnh miền Nam, địa bàn có nhu cầu tiêu thụ lớn và thường xuyên thiếu điện. Ngoài ra, PVPower cũng thực hiện đầu tư 2 thủy điện lớn có hồ chứa là Hủa Na (180 MW) tại Nghệ An và Đắc Đrinh (125 MW) tại Quảng Ngãi. Cuối năm 2015, PVPower nhận bàn giao nhiệt điện than Vũng Áng 1 (1,200 MW) từ PVN. Toàn bộ sản lượng điện được bán cho Tổng công ty Mua bán Điện (trực thuộc EVN). Sản lượng điện hằng năm ước tính ở mức 24 tỷ kWh điện/năm.

Nhà máy	Vị trí	Loại hình phát điện	Công suất (MW)	Sản lượng (TWh)	Năm vận hành	Giá PPA (*)
Nhiệt điện khí Cà Mau 1	Cà Mau	Nhiệt điện khí	750	4,500	2008	5.28 USD/kW/tháng
Nhiệt điện khí Cà Mau 2	Cà Mau	Nhiệt điện khí	750	4,500	2008	5.28 USD/kW/tháng
Nhiệt điện khí Nhơn Trạch 1	Đồng Nai	Nhiệt điện khí	450	2,500	2009	1,558 đồng/kWh
Nhiệt điện khí Nhơn Trạch 2	Đồng Nai	Nhiệt điện khí	750	4,500	2011	1,603 đồng/kWh
Nhiệt điện than Vũng Áng 1	Hà Tĩnh	Nhiệt điện than	1,200	7,200	2014	1,600 đồng/kWh
Thủy điện Hủa Na	Nghệ An	Thủy điện	180	717	2013	896 đồng/kWh
Thủy điện Đắc Đrinh	Quảng Ngãi	Thủy điện	125	541	2014	879 đồng/kWh
Thủy điện Nậm Cắt	Bắc Kạn	Thủy điện	3.2	14	2013	N/A
<b>Tổng</b>			<b>4,208</b>	<b>24,472</b>		

*Nguồn: Bản cáo Bạch PVPower và KIS tổng hợp*

(\*) Giá PPA được ước tính trên cơ sở giá dầu Brent 65 USD/thùng, giá than cám 5a tại mức 1.7 triệu VND/tấn

**Giá khí đầu vào các nhà máy nhiệt điện khí thuộc PVPower**



### 1.2. Cụm nhà máy nhiệt điện khí tại miền Nam

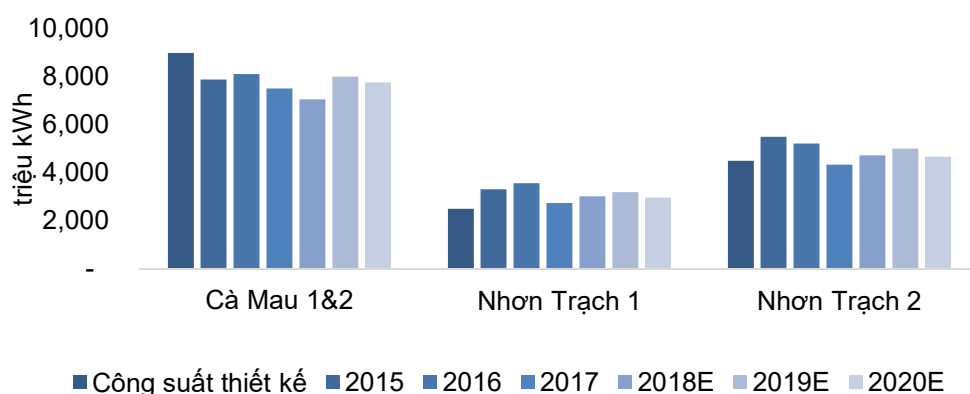
Nhà máy Nhiệt điện khí Cà Mau 1&2 đưa vào vận hành từ năm 2008 với tổng công suất 1,500 MW, sử dụng nguồn khí tự nhiên từ hệ thống khí PM3 – CAA và lô 46 Cái Nước. Lượng khí tiêu thụ khoảng 6 triệu m<sup>3</sup>/khí ngày và nhiên liệu dự phòng là dầu DO.

Hai nhà máy này tham gia gián tiếp thị trường điện cạnh tranh với hợp đồng PPA dài hạn đến năm 2028. Hợp đồng PPA của Cà Mau 1&2 khá đặc biệt, dựa trên giá thuê công suất là 5.28 USD/kW/tháng. Vì vậy không có rủi ro giá khí và sản lượng do tất cả chi phí nhiên liệu và vận hành được chuyển hoàn toàn vào giá bán điện. Sản lượng điện hằng năm tương đối ổn định ở mức 7.8 tỷ kWh, cho lợi nhuận xấp xỉ 1,000 tỷ đồng/năm. Năm 2019, nhà máy Cà Mau 1&2 sẽ hoàn trả hết nợ và hết khấu hao (1,115 tỷ đồng) sẽ cải thiện đáng kể lợi nhuận.

Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 1 (450 MW) và Nhơn Trạch 2 (750MW) được đưa vào vận hành lần lượt từ 2009 và 2011. Cả 2 nhà máy đều được trang bị công nghệ tiên tiến của các nước G7. Nhà máy Nhơn Trạch 2 với công nghệ hiện đại, tỷ suất thu hồi nhiệt để phát điện cao nhất trong các nhà máy nhiệt điện khí tại Việt Nam (tiết kiệm 5.8% nhiên liệu hơn nhà máy Nhơn Trạch 1). Nguồn nhiên liệu đầu vào là khí tự nhiên từ bể Nam Côn Sơn và Cửu Long, giá khí đầu vào được thả nổi theo giá dầu với công thức 46%MFO + tariff (MFO là giá trung bình dầu FO tại Singapore). Do đó giá dầu tăng là rủi ro, khiến tăng chi phí phát điện của cả 2 nhà máy (trong năm 2018, giá khí tăng 17% n/n) giảm khả năng cạnh tranh trên thị trường phát điện cạnh tranh.

Chi phí phát điện của hai nhà máy hiện tại lần lượt là 1,529 đồng/kWh (Nhơn Trạch 1) và 1,434 đồng/kWh (Nhơn Trạch 2), trong đó chi phí khí chiếm 80%. Với giá dầu Brent là 65 USD/thùng, chi phí phát điện của nhiệt điện khí cao hơn 18% so với nhiệt điện than nên kém cạnh tranh trên thị trường điện.

### Sản lượng điện của cụm nhà máy nhiệt điện khí PVPower giai đoạn 2015 - 2020E

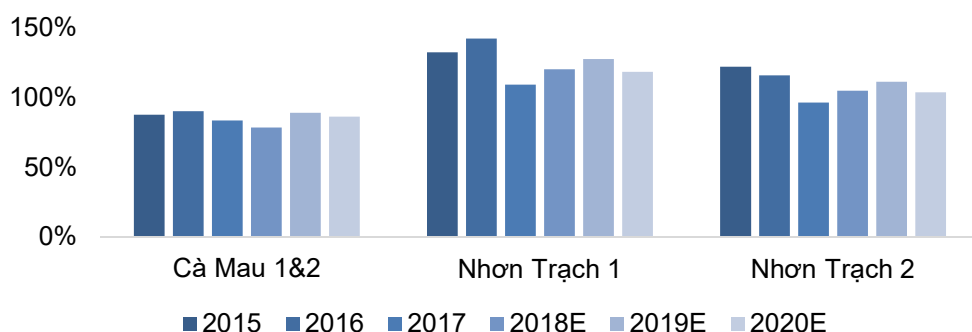


Nguồn: Báo cáo bạch PVPower và KIS Vietnam dự phóng

Chiếm 64% tổng suất phát điện của PVPower, nhóm nhà máy nhiệt điện khí tại miền Nam trong những năm vừa qua duy trì tỷ lệ huy động điện ở mức rất cao (80-120% công suất thiết kế). Chúng tôi ước tính trong giai đoạn 2019 – 2020, các nhà máy này sẽ tiếp tục duy trì tỷ lệ huy động phát điện ở mức cao vì những nguyên nhân sau:

- **Thiếu công suất phát điện tại miền Nam:** các nhà máy điện tại chỗ chỉ đáp ứng được 80% nhu cầu tiêu thụ, đòi hỏi phải truyền tải điện từ miền Bắc và miền Trung. Trong khi nhiều dự án tại miền Nam đang chậm tiến độ nghiêm trọng ảnh hưởng đến nguồn cung điện trong tương lai: Nhiệt điện Duyên Hải 1 (chậm 36 tháng), Duyên Hải 3 Mở Rộng (chậm 24 tháng), Sông Hậu 1 (chậm 24 tháng).
- **Lợi thế về truyền tải:** hao phí truyền tải đường dây 500 kV Bắc-Nam là 7-9%. Các nhà máy tại phía Nam sẽ được ưu tiên huy động hơn để giảm hao phí truyền tải.

Tỷ lệ huy động nhóm các nhà máy nhiệt điện khí của POW giai đoạn 2015 - 2020E



Nguồn: Báo cáo bạch PVPower và KIS Vietnam dự phóng

Trong tương lai, PVPower sẽ tiếp tục đầu tư 2 nhà máy nhiệt điện khí Nhơn Trạch 3 và 4 với tổng công suất 1,500 MW. Hai nhà máy này sẽ sử dụng nhiên liệu khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) được nhập khẩu từ Kho cảng Thị Vải. PVPower dự kiến dùng 9,870 tỷ VND vốn chủ sở hữu và 23,030 tỷ VND nợ vay để tài trợ cho dự án. Nhà máy Nhơn Trạch 3&4 dự kiến sẽ được khởi công trong năm 2019 và đưa vào hoạt động thương mại trong đầu năm 2023. Dự án này sẽ là động lực tăng trưởng chính của PVPower trong trung hạn, nâng tổng công suất phát điện của PVPower lên 5,708 MW (+35.6%).

Nhiệt điện Nhơn Trạch 3&4	
Vị trí	Đồng Nai
Công suất	1,500 MW
Nhiên liệu	LNG nhập khẩu, tiêu thụ 1.2 triệu tấn/năm
Sản lượng điện	9 tỷ kWh/năm
Công nghệ	Turbine kép chu trình hỗn hợp
Tổng mức đầu tư	32,900 tỷ VND
Cấu trúc vốn	Vốn chủ sở hữu/Nợ vay: 30%/70%
Tiến độ	Đang thực hiện nghiên cứu tiền khả thi
Năm đưa vào vận hành	2023

Nguồn: PVPower

### 1.3. Nhiệt điện than Vũng Áng 1

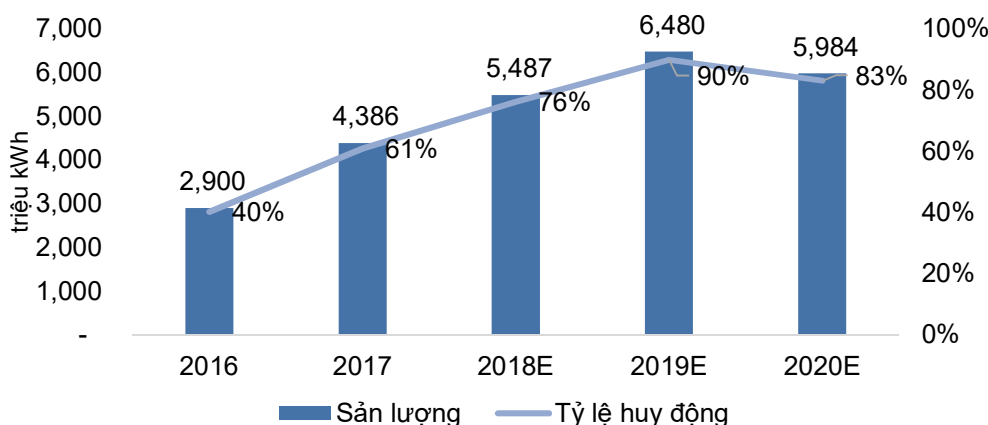
Được nhận bàn giao từ PVN cuối năm 2015, nhiệt điện than Vũng Áng 1 (1,200 MW) sử dụng công nghệ đốt than phun trực tiếp của các nước G7 (ít gặp sự cố hơn công nghệ của Trung Quốc). Sản lượng thiết kế của nhà máy là 7.2 tỷ kWh/năm. Nguyên liệu sử dụng là than nội địa được cung cấp bởi Tập đoàn Than khoáng sản, tiêu thụ khoảng 3 triệu tấn than/năm.

Đi vào vận hành từ tháng 12/2014, Tổ máy số 1 gặp sự cố hiếm gặp và phải dừng hoạt động đến tháng 9/2016 để phục vụ sửa chữa khiến sản lượng điện trong năm 2016 chỉ đạt 2.9 tỷ kWh, 40% so với công suất thiết kế.

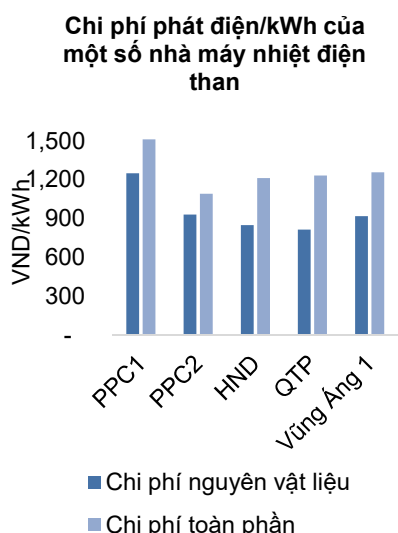
Mặc dù Turbine của tổ máy số 1 đã được thay thế, PVPower vẫn chưa đưa vào vận hành trở lại. Sau khi xây dựng hệ thống bảo vệ và nâng cấp đường dây truyền tải, 09/2017 tổ máy số 1 chính thức vận hành trở lại. Sản lượng điện trong năm 2017 đạt

4.4 tỷ kWh, đạt 61% công suất thiết kế. Với việc vận hành cả 2 tổ máy trong năm 2018, sản lượng điện của Nhiệt điện Vũng Áng 1 trong năm 2018 ước đạt 5.5 tỷ kWh (+25% n/n) và 6.5 tỷ kWh (+18% n/n) trong năm 2019 là tăng trưởng sản lượng chính của cả PVPower trong giai đoạn đến.

**Sản lượng của nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1 giai đoạn 2016 - 2020E**



Nguồn: KISVN dự phóng

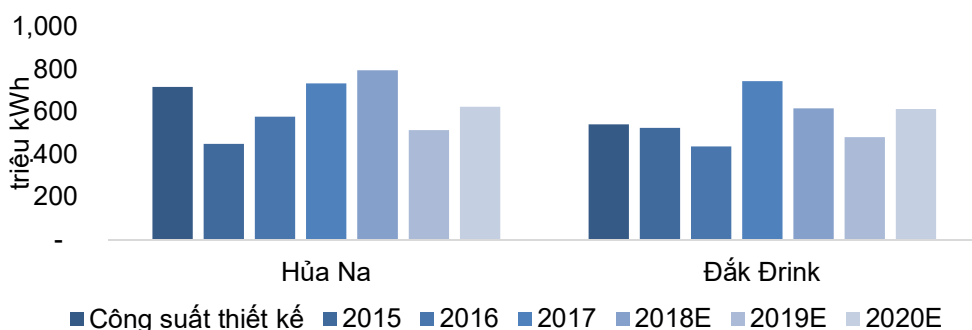


Chi phí phát điện của nhiệt điện Vũng Áng là 1,258 đồng/kWh, tương đương các nhà máy nhiệt điện than mới và rẻ hơn so với nhiệt điện khí. Do nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1 vừa đi vào vận hành, chi phí lãi vay và lỗ tỷ giá khá lớn với 972 tỷ đồng trong năm 2018. Tổng nợ vay của nhiệt điện Vũng Áng tại cuối 2017 chiếm 47% tổng nợ vay của PVPower (nợ ngoại tệ chiếm 80%).

**1.4. Thủy điện Hòa Na & Đắc Đrinh**

Thủy điện Đắc Đrinh có công suất 125 MW, lớn nhất trong hệ thống thủy điện bậc thang sông Trà Khúc. Thủy điện Hòa Na (công suất 180 MW) đặt trên thượng nguồn sông Chu – Nghệ An. Cả 2 nhà máy đều là thủy điện có hồ chứa, thuận lợi cho tích nước và phát điện trong mùa khô. Sản lượng điện bình quân của hai nhà máy hằng năm đạt khoảng 1.2 tỷ kWh.

**Sản lượng thủy điện của PVPower giai đoạn 2015 - 2020E**



Nguồn: PVPower, KISVN dự phóng

Thủy điện Hòa Na và Đắc Đrinh dự kiến sẽ được thoái vốn trong giai đoạn 2019 – 2020. PVPower sẽ tập trung phát triển các dự án nhiệt điện.

## 2. Kết quả kinh doanh 9T2018

Đơn vị: Tỷ đồng	9T2017	9T2018	
<b>Sản lượng điện (triệu kWh)</b>	<b>15,489</b>	<b>15,955</b>	3.0%
Nhiệt điện Cà Mau 1&2	5,643	5,188	-8.1%
Nhiệt điện Nhơn Trạch 1	2,451	2,275	-7.2%
Nhiệt điện Nhơn Trạch 2	2,953	3,520	19.2%
Nhiệt điện Vũng Áng 1	3,422	3,960	15.7%
Thủy điện Hòa Na	507	623	22.8%
Thủy điện Đắc Đrinh	513	390	-24.1%
<b>Doanh thu</b>	<b>22,413</b>	<b>24,789</b>	<b>10.6%</b>
Giá vốn hàng bán	18,664	21,334	14.3%
<b>Lợi nhuận gộp</b>	<b>3,749</b>	<b>3,456</b>	<b>-7.8%</b>
Chi phí BH & QLDN	480	539	12.3%
<b>EBITDA</b>	<b>6,493</b>	<b>5,881</b>	<b>-9.4%</b>
Khấu hao	3,224	2,965	-8.0%
<b>Lợi nhuận từ HĐKD</b>	<b>3,269</b>	<b>2,916</b>	<b>-10.8%</b>
Chi phí lãi vay ròng	1,020	983	-3.6%
Lợi nhuận khác	-76	-123	n.a
<b>Lợi nhuận ròng</b>	<b>2,009</b>	<b>1,671</b>	<b>-16.8%</b>
Lợi ích CĐ thiểu số	219	259	18.3%
<b>Lợi ích công ty mẹ</b>	<b>1,790</b>	<b>1,412</b>	<b>-21.1%</b>

Nguồn: BCTC PVPower

Tổng sản lượng của PVPower trong 9 tháng 2018 đạt 15,955 triệu kWh (+3.0% n/n) thấp hơn kỳ vọng dù thời tiết ít mưa hơn cùng kỳ.

### Nhiệt điện khí

Sản lượng của nhà máy nhiệt điện khí Cà Mau 1&2 trong 9 tháng giảm -8.1% do thực hiện sửa chữa định kỳ trong 1Q2018.

Nhiệt điện Nhơn Trạch 1 và 2 sử dụng cùng hệ thống đường ống khí Cửu Long và Nam Côn Sơn. Sự cố máy nén khí tại giàn Lan Tây – Nam Côn Sơn từ tháng 04-06/2018, giảm công suất cấp khí các nhà máy nhiệt điện khí tại miền Nam. Sản lượng khí cung cấp chỉ tương đương cùng kỳ dù nhu cầu tăng. Trong 6 tháng đầu năm, sản lượng điện của Nhiệt điện Nhơn Trạch 1 đạt 1.6 tỷ kWh (+2.5% n/n), Nhiệt điện Nhơn Trạch 2 đạt 2.6 tỷ kWh (+11.9% n/n).

3Q2018, thiếu khí tự nhiên ảnh hưởng sản lượng phát điện dù thời tiết ít mưa. Sản lượng của Nhơn Trạch 1 giảm -26.4% trong khi Nhơn Trạch 2 với sản lượng đạt 926 triệu kWh (+45.8% n/n) do cùng kỳ Nhơn Trạch 2 thực hiện đại tu trong cả tháng 9/2017. 9T2018, sản lượng của Nhơn Trạch 1 đạt 2.3 tỷ kWh (-7.2% n/n), Nhơn Trạch 2 đạt 3.5 tỷ kWh (+19.2% n/n).

## Nhiệt điện than

Trong 9 tháng 2019, nhà máy nhiệt điện than Vũng Áng đạt sản lượng 3.96 tỷ kWh (+15.7%) do đã khắc phục hoàn toàn sự cố turbine số 1 (cùng kỳ 1H2017 vẫn chưa vận hành lại tổ máy 1). Riêng trong Q3, sản lượng giảm 17.6% n/n do tình trạng thiếu than xảy ra tại hầu hết các nhà máy nhiệt điện than.

## Thủy điện

Sản lượng điện của thủy điện Đắc Đrinh đạt 390 triệu kWh (-24.1% n/n) do nhà máy dừng máy nhằm thực hiện đại tu từ 07-09/2018. Nhà máy thủy điện Hủa Na có sản lượng điện đạt 623 triệu kWh (+22.8% n/n) do mùa mưa 3Q2018 lượng nước rất tốt (lưu lượng nước tăng 167% n/n).

Giá điện thị trường diễn biến khá tích cực khi tăng +72%, tác động tích cực đến lợi nhuận các nhà máy.

Lợi nhuận gộp PVPower trong 9T2018 đạt 3,456 tỷ đồng, giảm 7.8% n/n do:

- Sản lượng điện tăng chậm (+3.0% n/n) do tình trạng thiếu than và thiếu khí.
- Trong năm 2017, PVPower ghi nhận lợi nhuận đột biến 1,000 tỷ VND do EVN trả cho nhiệt điện Vũng Áng 1 do không huy động hết Qc trong năm 2017.

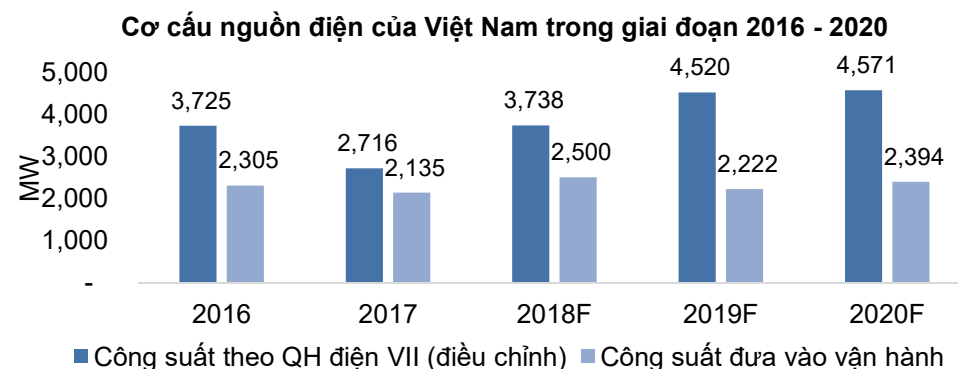
Lỗ chênh lệch tỷ giá trong kỳ là 447 tỷ đồng (+172% n/n), chi phí lãi vay là 988 tỷ đồng (-3.4% n/n). Lợi nhuận sau thuế 9T2018 đạt 1,412 tỷ đồng (-21.1% n/n).

Sau ngày 01/07/2018, PVPower chính thức chuyển đổi thành công ty cổ phần. Trong đó khoản tạm trích lợi nhuận 6 tháng đầu năm 2018 phải nộp về Tập đoàn Dầu khí Việt Nam là 1,656 tỷ đồng, gây áp lực dòng tiền phải trả trong ngắn hạn.

## 3. 2019 là năm của nhiệt điện than

### 3.1. Thiếu hụt nguồn cung điện, giá điện thị trường dự kiến đạt đỉnh 5 năm

Theo quyết định số 219/QĐ-TTg phê duyệt kế hoạch Sản xuất Kinh doanh giai đoạn 2016 – 2020 của EVN, tiêu thụ điện dự kiến tăng trưởng ở mức 10%/năm giai đoạn 2018 – 2020. Để đáp ứng nhu cầu đó công suất phát điện phải tăng 4.000 – 5.000 MW/năm, tuy nhiên tiến độ triển khai nhiều dự án điện chậm. Theo ước tính, công suất đưa vào vận hành trong 2 năm đến chỉ đạt từ 40 – 50% so với nhu cầu.



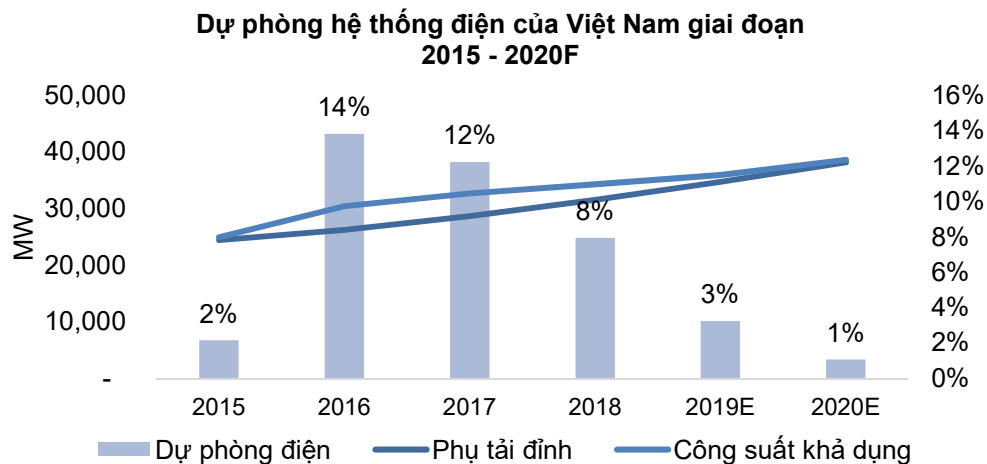
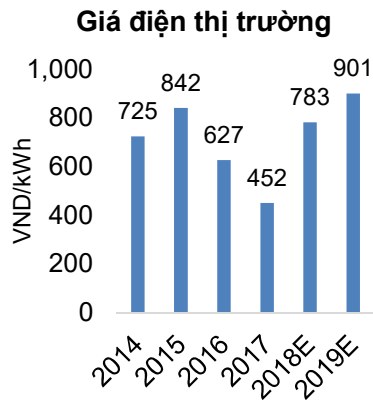
Nguồn: Theo Quy hoạch điện VII (điều chỉnh) và KIS Vietnam ước tính

(\*) Dự phòng điện =

(công suất phát điện khả dụng - công suất phụ tải đỉnh)/công suất phát điện khả dụng.

Dự phòng điện thể hiện khả năng dự phòng điện giữa nguồn phát và nhu cầu điện trong hệ thống.

Dự phòng điện (\*) của Việt Nam bình quân 3 năm qua chỉ là 10%, thấp hơn mức 25-40% của các nước trong khu vực và mức đề xuất của Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) là 25 – 30%. Nhu cầu điện ngày càng tăng trong khi nguồn phát điện tăng chậm chỉ 5%/năm khiến dự phòng điện ngày càng giảm.



Nguồn: Bộ Công Thương công bố và KISVN ước tính

Giá thị trường điện trong năm 2018 diễn biến khá thuận lợi, tăng 72% so với mức thấp của năm 2017. Giá điện thị trường tăng do những nguyên nhân sau:

- Thời tiết theo xu hướng trung tính, ít mưa hơn cùng kỳ 2017, khiến sản lượng từ thủy điện (có chi phí phát điện thấp) giảm.
- Hàng loạt sự cố nguồn điện trong 6T2018: sự cố thiếu khí Nam Côn Sơn, sự cố kỹ thuật tổ máy nhiệt điện Duyên Hải, sự cố thiếu than nhiệt điện Vĩnh Tân, v.v.... khiến thiếu hụt nguồn điện tại miền Nam, EVN phải huy động các nguồn điện thay thế khác có chi phí phát điện cao hơn.

Chúng tôi ước tính giá điện thị trường sẽ tăng 15% trong năm 2019 do:

- Thời tiết ít mưa hơn, sản lượng thủy điện ước giảm 10 tỷ kWh.
- Chi phí phát điện tăng thêm ước tăng 20,735 tỷ đồng, bao gồm: chênh lệch tỷ giá theo hợp đồng mua bán điện (tăng 6,587 tỷ đồng), giá khí trong bao tiêu thực hiện theo thị trường năm 2019 (tăng 12,410 tỷ đồng), phí cấp quyền khai thác tài nguyên nước (tăng 1,004 tỷ đồng), chênh lệch tỷ giá phân bổ (tăng 734 tỷ đồng).

### 3.2. Thời tiết chuyển pha sang El Nino

Cuối 3Q2018, kết thúc mùa mưa tại miền Nam và Bắc Bộ và Tây Nguyên. Dung tích các hồ chứa thủy điện tại các khu vực này đang phổ biến ở mức 80% dung tích thiết kế (so với 2017 là đầy nước). Khu vực Trung Bộ bắt đầu vào mùa mưa, lượng nước ở các hồ chứa thủy điện tại khu vực này đang tích nước ở mức 20-40% công suất thiết kế nhưng khả năng cao là không tích đầy nước 100% do mùa mưa kết thúc sớm và lượng mưa dự kiến giảm 20-50% so với trung bình nhiều năm.



Theo Trung Tâm Dự Báo khí Tượng Thủy Văn Quốc Gia, hiện tượng El nino sẽ diễn ra từ tháng 11/2018 với xác suất từ 60-70% và kéo dài sang năm 2019 khiến lượng mưa giảm đáng kể trên tất cả các khu vực.

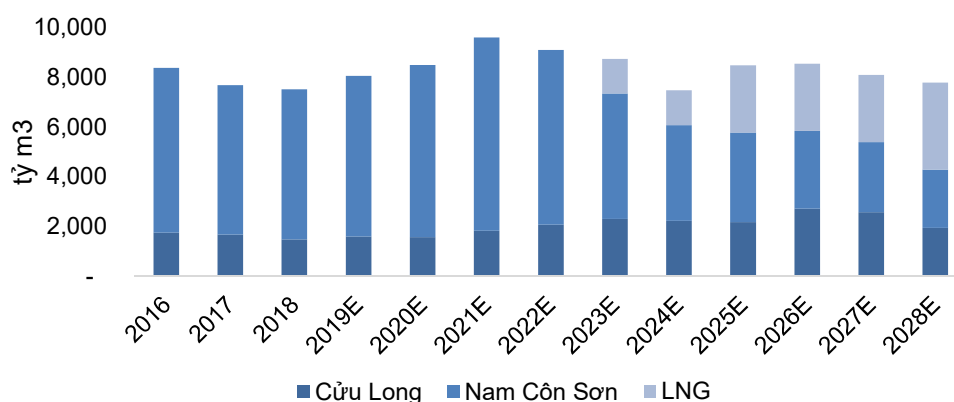
Dự báo lượng mưa so với trung bình nhiều năm (TBNN)	4Q2018	1Q2019
<b>Bắc Bộ</b>	Xấp xỉ TBNN	Giảm 10 - 25%
<b>Trung Bộ</b>	Giảm 20 – 50%	Giảm 20 – 50%
<b>Tây Nguyên và Nam Bộ</b>	Giảm 20 – 50%	Hầu như không mưa

*Nguồn: Trung tâm dự báo khí tượng thủy văn Quốc gia*

Do đó, chúng tôi ước tính sản lượng từ nhóm thủy điện sẽ giảm khoảng 10 tỷ kWh trong năm 2019, đòi hỏi phải tăng huy động từ các nhà máy nhiệt điện hiện tại thêm 15% sản lượng.

### 3.3. Nguồn cung khí được cải thiện

**Nguồn cung khí tự nhiên các bể tại Đông Nam Bộ**



*Nguồn: KIS Việt Nam ước tính*

Thiếu khí là rủi ro hiện hữu của PVPower. Khả năng cấp khí của các mỏ khí trong năm 2018 có dấu hiệu suy giảm, dẫn đến sản lượng khí tự nhiên cung cấp trong 9T2018 đi ngang dù nhu cầu phát điện từ nhóm nhiệt điện khí tăng mạnh.

Cuối năm 2018, mỏ Phong Lan Đại sẽ đi vào hoạt động (công suất 500 triệu m3/năm) sẽ gia tăng nguồn cung tại cụm khí Đông Nam Bộ thêm 6% trong năm 2019. Do đó chúng tôi ước tính, sản lượng của nhiệt điện Nhơn Trạch 1 và Nhơn Trạch 2 chỉ tăng thêm 6% dù thời tiết rất ủng hộ nhóm nhiệt điện.

Dự án mỏ khí	Trữ lượng	Công suất	Năm khai thác
Phong Lan Đại	3 tỷ m3	0.5 tỷ m3/năm	4Q2018
Sao Vàng – Đại Nguyệt	16 tỷ m3	1.6 tỷ m3/năm	3Q2020
Sư Tử Trắng – Giai đoạn 2	24 tỷ m3	1 tỷ m3/năm	4Q2021

*Nguồn: KISVN tổng hợp*

Từ năm 2020 trở đi sẽ có thêm mỏ khí Sao Vàng - Đại Nguyệt và Sư Tử Trắng giai đoạn 2 gia tăng sản lượng khí 10%/năm đảm bảo bù lại phần thiếu hụt và tăng khả năng phát điện trong trung hạn. Sau 2021, sản lượng khí tự nhiên sẽ giảm đi đáng kể và đòi hỏi nguồn khí từ các mỏ mới hoặc LNG nhập khẩu.

### 3.4. Tăng huy động nhiệt điện than

Trong 11 tháng của năm 2018, dù sản lượng than do cung cấp cho nhiệt điện than đạt 26.9 triệu tấn, tăng mạnh 26% so với cùng kỳ nhưng vẫn không đủ cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện than. Nguyên nhân chính là do các nhà máy nhiệt điện khí vận hành thấp hơn dự phóng của EVN, dẫn đến tăng mạnh huy động các nhà máy nhiệt điện than hơn dự kiến. Trong Q3.2018, xảy ra tình trạng thiếu than tại hầu hết các nhà máy nhiệt điện than (dùng than nội địa) đều thiếu than để sản xuất (trừ nhiệt điện Phả Lại). Sản lượng điện của nhà máy Vũng Áng 1 bị ảnh hưởng giảm 18% so với cùng kỳ.

Cuối tháng 10/2018, Tập đoàn Than Khoáng sản đã có chỉ đạo ưu tiên cung ứng than cho các nhà máy nhiệt điện miền Nam (bao gồm nhiệt điện Vũng Áng 1 của PVPower. Năm 2019, Tập đoàn than khoáng sản đạt mục tiêu cung cấp ít nhất 32 triệu tấn than cho nhiệt điện than (tăng 10% n/n) nhằm đảm bảo đủ nhu cầu than cho nhiệt điện.

Tổng kết lại, chúng tôi đánh giá năm 2019 sẽ là một năm vàng của các nhà máy nhiệt điện khi nhiều nhân tố ủng hộ:

- Nhu cầu điện tăng liên tục trong khi nguồn cung tăng chậm khiến tăng huy động các nhà máy nhiệt điện hiện tại.
- Giá điện thị trường đạt đỉnh cao nhất trong 5 năm trở lại đây.
- Sản lượng thủy điện giảm do El Nino.

Với tỷ trọng nhóm nhiệt điện chiếm 93% công suất phát điện, PVPower sẽ hưởng lợi lớn trong năm 2019. Chúng tôi ước tính sản lượng điện của các nhà máy Nhơn Trạch 1 và 2 sẽ tăng trưởng 6%, Vũng Áng 1 tăng trưởng 18%. Tổng sản lượng của PVPower ước đạt 24 tỷ kWh (+12% n/n).

## 4. Dự phóng 2018 – 2019

Đơn vị: Tỷ VND	2016	2017	2018F	2019F
<b>Sản lượng điện (triệu kWh)</b>	<b>20,829</b>	<b>20,457</b>	<b>21,711</b>	<b>23,692</b>
Nhiệt điện Cà Mau 1&2	8,128	7,525	7,073	8,014
Nhiệt điện Nhơn Trạch 1	3,563	2,731	3,012	3,192
Nhiệt điện Nhơn Trạch 2	5,223	4,337	4,707	5,011
Nhiệt điện Vũng Áng 1	2,900	4,386	5,487	6,480
Thủy điện Hủa Na	577	734	795	514
Thủy điện Đăk Đrinh	438	744	617	482
<b>Doanh thu</b>	<b>28,212</b>	<b>29,710</b>	<b>33,776</b>	<b>36,363</b>
Giá vốn hàng bán	24,429	24,787	29,364	29,905
<b>Lợi nhuận gộp</b>	<b>3,783</b>	<b>4,923</b>	<b>4,412</b>	<b>6,458</b>
Nhiệt điện Cà Mau 1&2	945	900	1,002	2,290
Nhiệt điện Nhơn Trạch 1	695	26	158	320
Nhiệt điện Nhơn Trạch 2	1,351	1,393	977	1,269
Nhiệt điện Vũng Áng 1	(837)	1,909	1,418	2,145
Thủy điện Hủa Na	253	374	316	175
Thủy điện Đăk Đrinh	211	262	516	234
Chi phí BH & QLDN	756	815	839	864
<b>EBITDA</b>	<b>7,343</b>	<b>8,423</b>	<b>7,846</b>	<b>8,803</b>

Khấu hao	4,316	4,316	4,274	3,209
<b>Lợi nhuận từ HĐKD</b>	<b>3,027</b>	<b>4,107</b>	<b>3,572</b>	<b>5,594</b>
Chi phí lãi vay ròng	1,070	1,103	793	578
Lợi nhuận khác	-304	-270	-255	-507
<b>Lợi nhuận ròng</b>	<b>1,475</b>	<b>2,602</b>	<b>2,322</b>	<b>4,058</b>
Lợi ích CĐ thiểu số	443	368	368	368
<b>Lợi ích công ty mẹ</b>	<b>1,032</b>	<b>2,233</b>	<b>1,954</b>	<b>3,690</b>

Nguồn: BCTC PVPower và KIS Vietnam dự phóng

Với những trở ngại trong thiếu khí và thiếu than ảnh hưởng đến sản lượng điện sản xuất dù thời tiết ít mưa hơn cùng kỳ, sản lượng điện chúng tôi ước tính sản lượng điện PVPower chỉ tăng 6% n/n đạt được là 21.7 tỷ kWh.

Lợi nhuận gộp ước đạt 4.412 tỷ đồng (-10.4% n/n) do không có khoản lợi nhuận đột biến 1,000 tỷ VND từ Nhiệt điện Vũng Áng 1 như cùng kỳ. Nếu loại trừ lợi nhuận đột biến thì lợi nhuận gộp tăng trưởng 12.5% n/n. Tăng trưởng đến từ hầu hết các nhà máy do giá điện thị trường cao và sản lượng hồi phục.

Trong năm 2018, lỗ tỷ giá ước tính là 535 tỷ đồng (+98 % n/n) do VND trượt giá mạnh 3% so với USD trong năm. Chi phí tài chính ước 1,679 tỷ đồng (-7.4% n/n). Lợi nhuận ròng của năm 2018 ước đạt 2,322 tỷ đồng (-10.7% n/n).

Năm 2019, nhóm các nhà máy nhiệt điện PVPower sẽ dẫn dắt tăng trưởng lợi nhuận:

- Nhà máy nhiệt điện Cà Mau 1&2 hết khấu hao, tăng lợi nhuận 1,065 tỷ đồng/năm.
- Sản lượng điện của nhà máy Nhơn Trạch 1&2 tăng 6% n/n, Vũng Áng 1 tăng 18% n/n

Doanh thu 2019 của PVPower ước đạt 36,363 tỷ đồng (+7.7% n/n), lợi nhuận gộp ước đạt 6,458 tỷ đồng (+46.4% n/n) do tăng trưởng chính từ Nhiệt điện Cà Mau 1&2 và Nhiệt điện Vũng Áng.

Dòng tiền tự do của PVPower rất tốt, nợ giảm hàng năm khoảng 6,000 tỷ đồng/năm. Áp lực lỗ tỷ giá và chi phí lãi vay giảm dần qua thời gian. Với giả định tỷ giá trượt 2%/năm, lỗ tỷ giá trong năm 2019 ước tính tại mức 364 tỷ đồng (-68% n/n), chi phí tài chính là 1,269 tỷ đồng (-24.4% n/n).

Lợi nhuận ròng trong năm 2019 tăng trưởng rất tốt, ước tính đạt 4,058 tỷ đồng (+74.9% n/n).

## 5. Định giá

Dựa vào phương pháp định giá FCFF: chúng tôi định giá PVPower tại mức 18,600 đồng/cổ phiếu tại cuối 2019. Tổng mức lợi nhuận kỳ vọng đạt 20.5% so với giá thị trường là 15,600 đồng. Khuyến nghị **TĂNG TỶ TRỌNG**.

Đơn vị: Tỷ VND	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>EBIT(1-T)</b>	<b>5,034</b>	<b>4,480</b>	<b>4,622</b>	<b>4,768</b>	<b>5,972</b>	<b>6,360</b>	<b>6,753</b>	<b>6,922</b>	<b>7,094</b>	<b>7,858</b>
+ Khấu hao	3,209	3,209	3,209	3,209	4,868	4,602	4,335	4,335	4,335	3,643
- Vốn lưu động	216	-102	77	80	1,951	149	155	160	165	171
- Đầu tư XDCB	388	10,789	13,770	6,361	590	607	625	644	663	683
<b>Dòng tiền tự do</b>	<b>7,640</b>	<b>-2,998</b>	<b>-6,016</b>	<b>1,536</b>	<b>8,299</b>	<b>10,206</b>	<b>10,308</b>	<b>10,453</b>	<b>10,600</b>	<b>10,646</b>
WACC	12.2%	10.2%	10.4%	10.7%	11.1%	11.6%	12.1%	12.7%	13.5%	14.4%
Chi phí vốn chủ sở hữu	15%									
Chi phí nợ vay	4.50%									
<b>Giá trị hiện tại của dòng tiền tự do</b>	<b>6,812</b>	<b>-2,399</b>	<b>-4,368</b>	<b>1,013</b>	<b>4,866</b>	<b>5,295</b>	<b>4,714</b>	<b>4,192</b>	<b>3,702</b>	<b>3,233</b>
<b>Tổng GTHT của dòng tiền tự do</b>	<b>27,061</b>									
Tốc độ tăng trưởng	3%									
<b>Dòng tiền kết thúc</b>	<b>91,379</b>									
<b>GTHT của dòng tiền kết thúc</b>	<b>27,753</b>									
<b>Tổng giá trị hiện tại</b>	<b>54,814</b>									
Nợ ròng	11,150									
<b>Giá trị VCSH</b>	<b>43,665</b>									
Số lượng cổ phiếu	2,342									
<b>Giá cổ phiếu</b>	<b>18,600</b>									

Các giả định về hoạt động sản xuất của PVPower (2019 – 2028)	Đơn vị	
PPA Nhơn Trạch 1	VND/kWh	1,558
PPA Nhơn Trạch 2	VND/kWh	1,603
PPA Vũng Áng 1	VND/kWh	1,600
PPA Hòa Na	VND/kWh	896
PPA Đắc Đrink	VND/kWh	879
PPA Nhơn Trạch 3&4	VND/kWh	2,522
Sản lượng điện bình quân Nhơn Trạch 1	triệu kWh/năm	2,962
Sản lượng điện bình quân Nhơn Trạch 2	triệu kWh/năm	4,674
Sản lượng điện bình quân Vũng Áng 1	triệu kWh/năm	5,984
Sản lượng điện bình quân Hòa Na	triệu kWh/năm	624
Sản lượng điện bình quân Đắc Đrink	triệu kWh/năm	613
Sản lượng điện bình quân Nhơn Trạch 3&4	triệu kWh/năm	9,348
Năm đưa vào vận hành dự án Nhơn Trạch 3&4		2023
Tổng vốn đầu tư dự án Nhơn Trạch 3&4	Tỷ USD	1.4
Tỷ trọng Qm/Qc của thủy điện		30%/70%
Tỷ trọng Qm/Qc của nhiệt điện than		10%/90%
Tỷ trọng Qm/Qc của thủy điện khí		15%/85%
Giá dầu Brent năm 2019	USD/thùng	65
Giá SMP năm 2019	VND/kWh	901
Trượt giá USD/VND		2%/năm
Trượt giá EUR/VND		2%/năm

MÔ HÌNH TÀI CHÍNH	Vốn hóa: 36,534 tỷ đồng			
Đơn vị: Tỷ đồng	2016	2017	2018E	2019E
<b>Doanh thu thuần</b>	<b>28,247</b>	<b>29,762</b>	<b>33,776</b>	<b>36,363</b>
Tăng trưởng (%)	21%	5%	14%	8%
<i>Bán điện</i>	27,244	28,913	32,927	35,514
<i>Cung cấp dịch vụ</i>	155	43	43	43
<i>Bán hàng hóa</i>	666	798	798	798
<i>Khác</i>	181	9	9	9
<b>GVHB</b>	<b>24,429</b>	<b>24,787</b>	<b>29,364</b>	<b>29,905</b>
Chi phí BH & QLDN	756	815	839	864
<b>EBITDA</b>	<b>7,343</b>	<b>8,423</b>	<b>7,846</b>	<b>8,803</b>
Biên lợi nhuận (%)	26%	28%	23%	24%
Khấu hao	4,316	4,316	4,274	3,209
<b>Lợi nhuận từ HĐKD</b>	<b>3,027</b>	<b>4,107</b>	<b>3,572</b>	<b>5,594</b>
Biên LN HĐKD (%)	11%	14%	11%	15%
<b>Chi phí lãi vay ròng</b>	<b>1,070</b>	<b>1,103</b>	<b>793</b>	<b>578</b>
Khả năng trả lãi vay(x)	2.8	3.7	4.5	9.7
Lãi/lỗ khác	-304	-270	-255	-507
Lỗ tỷ giá	-296	-329	-535	-364
Thuế	178	132	201	451
Thuế suất hiệu dụng (%)	11%	5%	8%	10%
<b>Lợi nhuận ròng</b>	<b>1,475</b>	<b>2,602</b>	<b>2,322</b>	<b>4,058</b>
Biên lợi nhuận (%)	5%	9%	7%	11%
Lợi ích CĐ thiểu số	443	368	368	368
<b>LN cho công ty mẹ</b>	<b>1,032</b>	<b>2,233</b>	<b>1,958</b>	<b>3,690</b>
Số lượng CP (triệu)	2,342	2,342	2,342	2,342
<b>EPS hiệu chỉnh (VND)</b>	<b>441</b>	<b>954</b>	<b>818</b>	<b>1,544</b>
Tăng EPS (%)	-50%	116%	-14%	89%
<b>Cổ tức (VND)</b>	<b>700</b>	<b>200</b>	<b>300</b>	<b>200</b>
Tỷ lệ trả cổ tức (%)	163%	19%	37%	13%

EBITDA = DT thuần – (GVHB – Khấu hao) – Chi phí BH & QLDN

EBIT = EBITDA – Khấu hao

Chi phí lãi vay ròng = Chi phí lãi vay – lãi tiền gửi

Lãi/lỗ khác gồm lãi/lỗ hoạt động tài chính, lãi/lỗ từ LDLK và lãi/lỗ khác

Tỷ lệ trả cổ tức = Cổ tức đã trả / LN ròng cho công ty mẹ

CĐKT VÀ DÒNG TIỀN (Tỷ đồng)	2016	2017	2018E	2019E
Thay đổi vốn lưu động	2,682	917	339	216
Capex	372	1,672	377	388
Dòng tiền khác	-622	-355	-488	-422
<b>Dòng tiền tự do</b>	<b>3,359</b>	<b>4,683</b>	<b>5,769</b>	<b>5,825</b>
Phát hành cp	0	-1	0	0
Cổ tức	1,683	429	703	468
Thay đổi nợ ròng	-1,676	-4,253	-5,066	-5,356
<b>Nợ ròng cuối năm</b>	<b>25,826</b>	<b>21,572</b>	<b>16,506</b>	<b>11,150</b>
Giá trị doanh nghiệp (EV)	<b>62,993</b>	<b>58,820</b>	<b>54,122</b>	<b>49,134</b>
<b>Tổng VCSH</b>	<b>26,797</b>	<b>27,724</b>	<b>29,305</b>	<b>32,820</b>
Lợi ích cổ đông thiểu số	2,741	2,822	3,190	3,559
<b>VCSH</b>	<b>24,055</b>	<b>24,902</b>	<b>26,115</b>	<b>29,262</b>
Giá trị sổ sách/cp (VND)	10,272	10,633	11,151	12,495
Nợ ròng / VCSH (%)	96%	78%	56%	34%
Nợ ròng / EBITDA (x)	3.5	2.6	2.1	1.3
<b>Tổng tài sản</b>	<b>69,732</b>	<b>60,583</b>	<b>56,674</b>	<b>54,416</b>

Nợ ròng = Nợ – Tiền & tương đương tiền

CHỈ SỐ KHẢ NĂNG SINH LỢI VÀ ĐỊNH GIÁ	2016	2017	2018E	2019E
<b>ROE (%) (không gồm lợi ích CĐ thiểu số)</b>	4%	9%	8%	13%
<b>ROA (%)</b>	2%	4%	4%	7%
<b>ROIC (%)</b>	4%	7%	6%	10%
<b>WACC (%)</b>	9%	10%	11%	12%
<b>PER (x)</b>	35.4	16.4	19.1	10.1
<b>PBR (x)</b>	1.5	1.5	1.4	1.2
<b>PSR (x)</b>	1.2	1.2	1.0	0.9
<b>EV/EBITDA (x)</b>	8.9	7.2	7.2	5.8
<b>EV/sales (x)</b>	2.3	2.1	1.7	1.4
<b>Suất sinh lợi cổ tức (%)</b>	4.5%	1.3%	1.9%	1.3%

## Liên hệ

### Trụ sở chính HCM

Tầng 3, Maritime Bank Tower  
180-192 Nguyễn Công Trứ, Q1, TP.HCM  
Tel: (+84 28) 3914 8585  
Fax: (+84 28) 3821 6898

### Chi nhánh Hà Nội

Tầng 6, CTM Tower  
299 Cầu Giấy, Q. Cầu Giấy, Hà Nội  
Tel: (+84 24) 3974 4448  
Fax: (+84 24) 3974 4501

## Phòng Khách hàng Định chế

### Lâm Hạnh Uyên

Trưởng phòng Quản lý Khách hàng  
Tổ chức  
(+84 28) 3914 8585 (x1444)  
uyen.lh@kisvn.vn

## Nguyên tắc khuyến nghị

**TĂNG TỶ TRỌNG:** nếu giá mục tiêu cao hơn 15% hoặc hơn (bao gồm suất sinh lợi cổ tức) so với giá thị trường.

**TRUNG LẬP:** nếu giá mục tiêu cao/thấp hơn -5 đến 15% (bao gồm suất sinh lợi cổ tức) so với giá thị trường.

**GIẢM TỶ TRỌNG:** nếu tổng tỷ suất sinh lợi 12 tháng (bao gồm cổ tức) thấp hơn -5%.

## Khuyến cáo

Bản báo cáo này do **Công ty Cổ phần Chứng khoán KIS Việt Nam (KIS)** phát hành với sự đóng góp của các chuyên gia của KIS được nêu trong báo cáo. Báo cáo này được viết nhằm mục đích cung cấp thông tin cho khách hàng là các tổ chức đầu tư, các chuyên gia hoặc các khách hàng cá nhân của KIS tại Việt Nam.

Bản báo cáo này không nên và không được diễn giải như một đề nghị mua hoặc bán hoặc khuyến khích mua hoặc bán bất cứ khoản đầu tư nào. Khi xây dựng bản báo cáo này, chúng tôi hoàn toàn đã không cân nhắc về các mục tiêu đầu tư, tình hình tài chính hoặc các nhu cầu cụ thể của các nhà đầu tư. Cho nên khi đưa ra các quyết định đầu tư cho riêng mình các nhà đầu tư nên dựa vào ý kiến tư vấn của chuyên gia tư vấn tài chính độc lập của mình và tùy theo tình hình tài chính cá nhân, mục tiêu đầu tư và các quan điểm thích hợp khác trong từng hoàn cảnh.

Khi viết bản báo cáo này, chúng tôi dựa vào các nguồn thông tin công khai và các nguồn thông tin đáng tin cậy khác, và chúng tôi giả định các thông tin này là đầy đủ và chính xác, mặc dù chúng tôi không tiến hành xác minh độc lập các thông tin này. KIS không đưa ra, một cách ẩn ý hay rõ ràng, bất kỳ đảm bảo, cam kết hay khai trình nào và không chịu bất kỳ một trách nhiệm nào đối với tính chính xác và đầy đủ của những thông tin được đề cập đến trong báo cáo này.

Các nhận định, đánh giá và dự đoán trong báo cáo này được đưa ra dựa trên quan điểm chủ quan của chúng tôi vào thời điểm đưa ra báo cáo này và có thể thay đổi bất kỳ lúc nào mà không cần báo trước.

KIS có thể đã, đang và sẽ tiếp tục thực hiện các dịch vụ tư vấn đầu tư hoặc tiến hành các công việc kinh doanh khác cho các công ty được đề cập đến trong báo cáo này. Ngoài ra, KIS cũng như các nhân sự cấp cao, giám đốc và nhân viên của KIS có liên quan đến việc viết hay phát hành báo cáo này có thể đã, đang và sẽ mua hoặc bán có kỳ hạn chứng khoán hoặc chứng khoán phái sinh (bao gồm quyền chọn) của các công ty được đề cập trong báo cáo này, hoặc chứng khoán hay chứng khoán phái sinh của công ty có liên quan theo cách phù hợp hoặc không phù hợp với báo cáo và các ý kiến nêu trong báo cáo này. Vì thế, nhà đầu tư nên ý thức rằng KIS cũng như các nhân sự cấp cao, giám đốc và nhân viên của KIS có thể có xung đột lợi ích mà điều đó có thể ảnh hưởng đến nhận định.

Báo cáo này không được sao chụp, nhân bản hoặc xuất bản (toàn bộ hoặc từng phần) hoặc tiết lộ cho bất kỳ người nào khác mà không được sự chấp thuận bằng văn bản của KIS.