

Ngành

Điện

Thách thức trước thiếu hụt nguồn điện

Đánh giá

TĂNG TỶ TRỌNG

Quan điểm đầu tư:

- Hợp đồng điện dài hạn đảm bảo lợi nhuận các nhà máy điện, chuyển rủi ro biến động giá nguyên vật liệu vào giá bán điện, đảm bảo sản lượng điện huy động qua các năm.
- Theo QĐ 219/QĐ-TTg phê duyệt kế hoạch SXKD của EVN, nhu cầu tiêu thụ điện dự kiến tăng trưởng ở mức 10%/năm giai đoạn 2018 – 2020.
- Rất ít nhà máy điện mới được đưa vào hoạt động trong giai đoạn 2018 – 2020, trong khi nhu cầu luôn tăng trưởng cao, dự phòng điện giảm về mức rất mỏng. Điều này khiến EVN phải căng mình tăng huy động điện từ các nhà máy, nhất là các nhà máy nhiệt điện tại khu vực miền Nam.
- Giá điện thị trường 4 tháng đầu năm 2018 rất tốt, tăng +51% YoY, và ước tăng 43.4%YoY cả năm 2018. Xu hướng duy trì trong năm 2019 khi EVN phải tăng huy động điện từ các nhà máy có chi phí cao.
- Thị trường bán buôn cạnh tranh đi vào thực tiễn trong năm 2019 là bước tiến mới trong tự do hóa ngành điện.
- Cổ tức hấp dẫn và gia tăng theo thời gian khi áp lực nợ vay giảm dần.

Nội dung

1. **Căng thẳng cung ứng điện**
2. **Tự do hóa ngành điện**
3. **Tình hình tài chính các doanh nghiệp niêm yết**
4. **Cổ phiếu khuyến nghị**

Nguyễn Phong Danh

(+84-28) 3914 8585 - Ext: 1459
danh.np@kisvn.vn
www.kisvn.vn

Rủi ro:

- Ngành điện chịu ảnh hưởng mạnh mẽ bởi yếu tố chính sách và các quy định điều tiết từ EVN.
- Sản lượng điện huy động phụ thuộc mạnh vào thời tiết.
- Giá khí và than có xu hướng tăng, ảnh hưởng tiêu cực đến khả năng chào giá phát điện của nhóm nhiệt điện.
- Trượt tỷ giá là vấn đề lớn với các doanh nghiệp điện do cơ cấu nợ vay ngoại tệ cao (USD, EUR, JPY, CNY).

Cổ phiếu khuyến nghị:

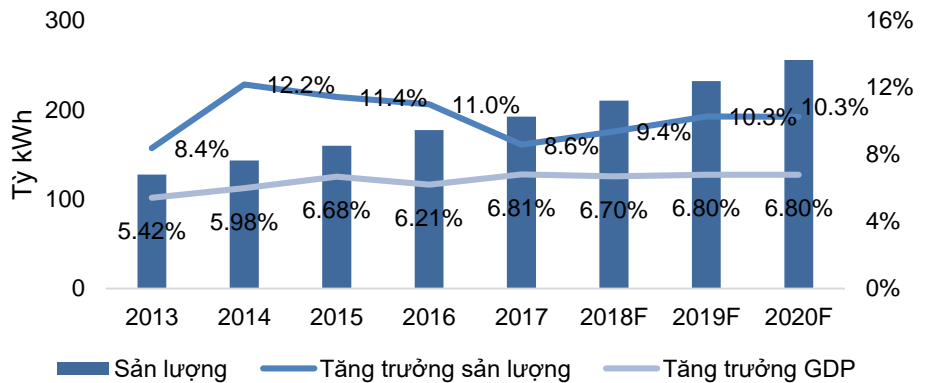
- NT2: **TĂNG TỶ TRỌNG**. Giá mục tiêu: 32.200 VND/cổ phiếu (+20.2%)
- PPC: **TĂNG TỶ TRỌNG**. Giá mục tiêu: 20.000 VND/cổ phiếu (+27.5%)
- POW: **TĂNG TỶ TRỌNG**: Giá mục tiêu: 19.300 VND/cổ phiếu (+41.9%)

1. Căng thẳng cung ứng điện

1.1. Nhu cầu tiêu thụ được dự báo tăng trưởng ở mức hai con số

Trong một thập kỷ vừa qua, tiêu thụ điện năng của Việt Nam tăng trưởng vượt bậc từ 62.1 tỷ kWh năm 2007 lên đạt 192.4 tỷ kWh năm 2017, tương đương mức tăng trưởng kép 11.98%/năm. Tốc độ tăng trưởng đa số đều đạt 2 con số, gấp gần 2 lần tốc độ tăng trưởng GDP. Theo quyết định số 219/QĐ-TTg phê duyệt kế hoạch SXKD giai đoạn 2016 – 2020 của EVN, tiêu thụ điện dự kiến tăng trưởng ở mức 10%/năm giai đoạn 2018 – 2020.

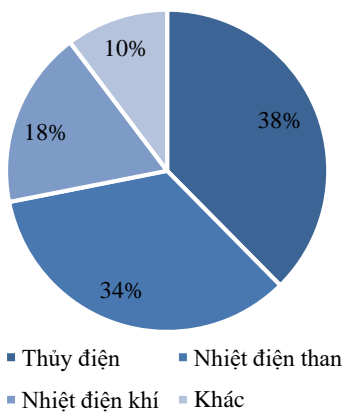
Điện sản xuất và thu mua của EVN giai đoạn 2013 - 2020 theo Quyết định 219/QĐ-TTg



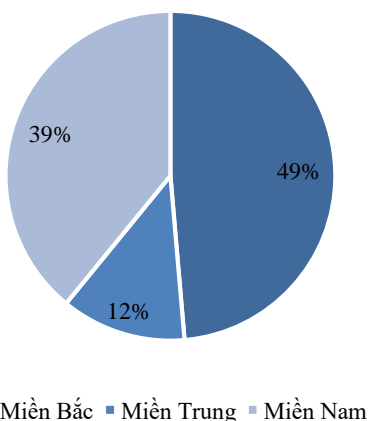
Nguồn: Quyết định 219/QĐ-TTg

Tăng trưởng tiêu thụ mạnh chủ yếu đến từ tăng trưởng khu vực công nghiệp và xây dựng với tốc độ tăng trưởng tiêu thụ 11-12%/năm, chiếm từ 52-54% tổng tiêu thụ điện những năm qua. Hơn 90% sản lượng tiêu thụ đến từ miền Bắc và miền Nam.

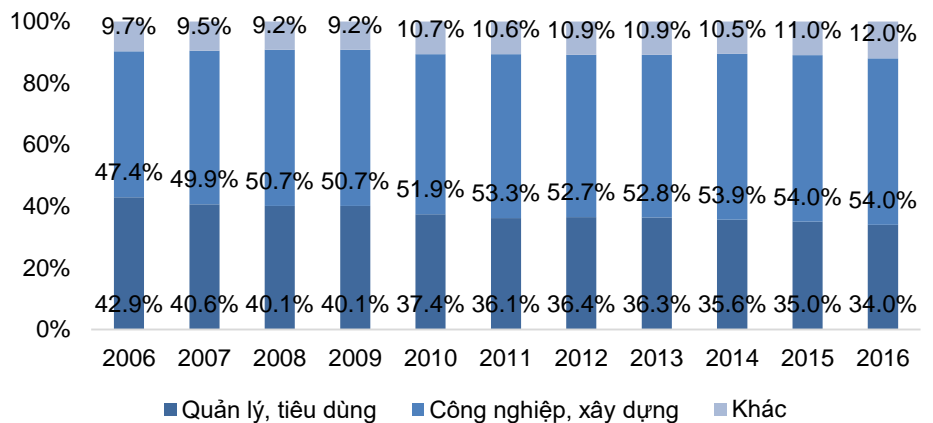
Cơ cấu nguồn điện VN theo loại hình phát điện 2017



Cơ cấu nguồn điện VN theo vùng năm 2017



Cơ cấu tiêu thụ điện theo khách hàng giai đoạn 2006 - 2016



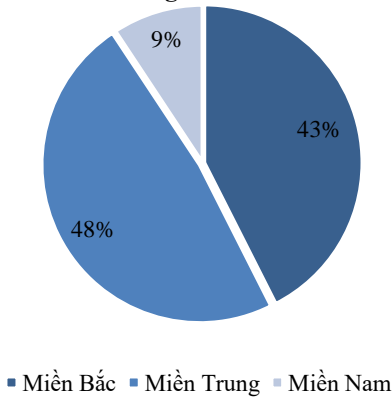
Nguồn: MoIT, KISVN tổng hợp

1.2. Công suất nguồn điện tăng chậm, dự phòng điện giảm

1.2.1 Phụ thuộc mạnh vào thủy điện

Tính đến đầu năm 2018, tổng công suất nguồn điện Việt Nam là 44,270 MW. Thủy điện chiếm tỷ trọng lớn nhất với xấp xỉ 38%, tiếp theo là nhiệt điện than 34%. Hiện tại nguồn thủy điện lớn tại Việt Nam gần như đã được xây dựng và

Cơ cấu tiêu thụ điện VN theo vùng năm 2017



khai thác hết, quy hoạch điện VII sẽ tập trung phát triển nguồn nhiệt điện than, nâng tỷ trọng nhiệt điện than lên mức 49% vào năm 2020 và 55% vào năm 2025.

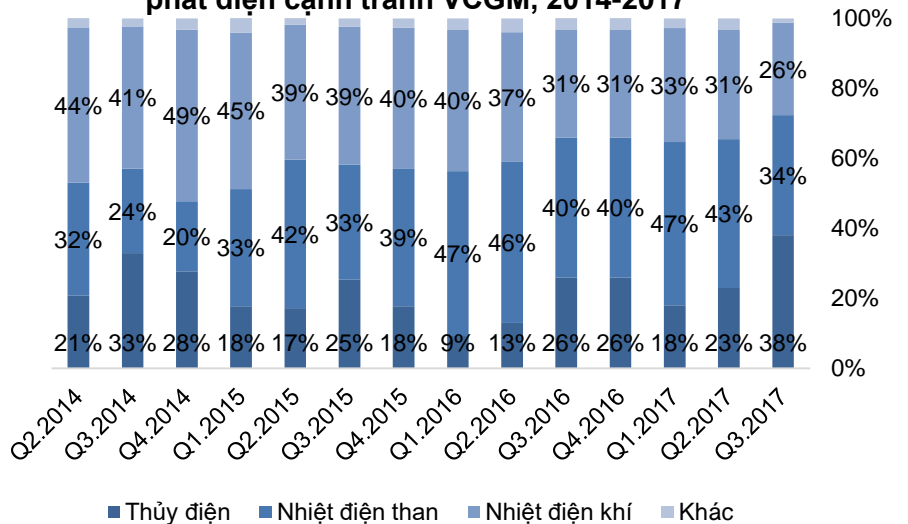
Công suất nguồn điện phân bố không đồng đều theo khu vực. Tại miền Nam, dù chiếm 48% nhu cầu tiêu thụ cả nước nhưng nguồn điện tại chỗ chỉ đáp ứng được 80%, đòi hỏi truyền tải 20% còn lại từ Bắc và Trung vào miền Nam (hao phí truyền tải từ 7-9%). Do đó nhóm các nhà máy điện tại miền Nam thường được huy động ở mức cao.

Cơ cấu huy động điện của các loại hình phát điện phụ thuộc vào thủy điện, không ổn định và phụ thuộc vào thời tiết. Cụ thể, khi thời tiết nắng nóng gay gắt như giai đoạn 2015 - 2016, lượng nước về các hồ chứa thủy điện sụt giảm, lượng nước tích trong hồ thấp hơn công suất thiết kế ảnh hưởng nặng nề đến các sản lượng điện của nhóm thủy điện. Để bù đắp sản lượng thiếu hụt so với nhu cầu, Trung tâm điều độ Điện sẽ tăng huy động điện từ nhóm nhiệt điện. Năm 2017 vừa qua, thời tiết chuyển thành pha La nina. Lượng mưa tăng đột biến dẫn đến sản lượng điện từ các nhà máy thủy điện tăng cao (tăng 15-25% YoY), nhóm nhiệt điện gián tiếp bị ảnh hưởng giảm sản lượng.

Chu kỳ thủy văn tốt thường kéo dài nhiều năm, do đó chúng tôi đánh giá nhóm các doanh nghiệp thủy điện sẽ tiếp tục hưởng lợi trong năm 2018.

Giai đoạn	Pha
2014-2015	El Nino yếu
2015-2016	El Nino rất mạnh
2016-2017	La Nina yếu
2017-2018	La Nina yếu

Cơ cấu huy động điện theo loại hình trong thị trường phát điện cạnh tranh VCGM, 2014-2017

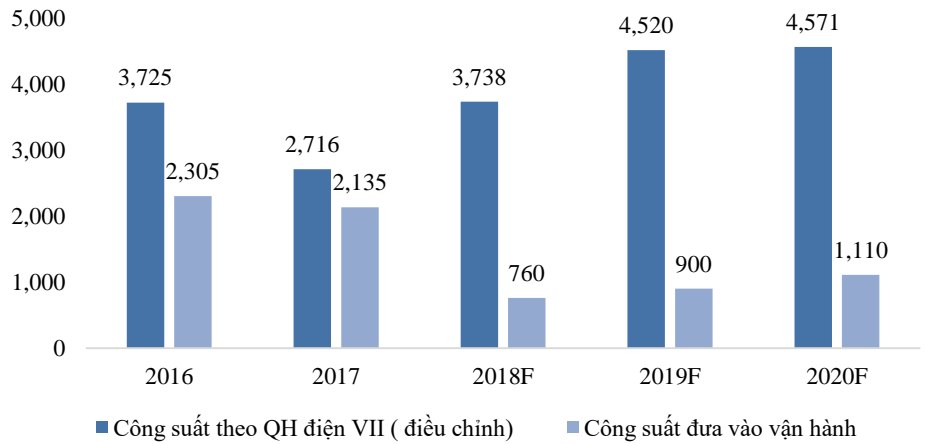


Nguồn: MoIT, KISVN tổng hợp

1.2.2 Rất ít nhà máy điện mới đi vào hoạt động 2018 - 2020

Tháng 2.2018, Thủ tướng Chính phủ phê duyệt kế hoạch SXKD và đầu tư phát triển 5 năm giai đoạn 2016 – 2020 điều chỉnh của Tập Đoàn Điện lực Việt Nam. Theo bản kế hoạch này, công suất nguồn điện đưa vào vận hành giai đoạn 2018 – 2020 sẽ rất thấp, chỉ bằng 20% so với quy hoạch Điện VII ban đầu (nhiều dự án bị chậm tiến độ tại miền Nam). Tốc độ tăng trưởng công suất nguồn điện giai đoạn 2018 - 2020 chỉ là 2.15%/năm, thấp hơn nhiều lần tăng trưởng phụ tải là 10%/năm.

Công suất nguồn điện giai đoạn 2016 - 2020



Nguồn: KISVN tổng hợp

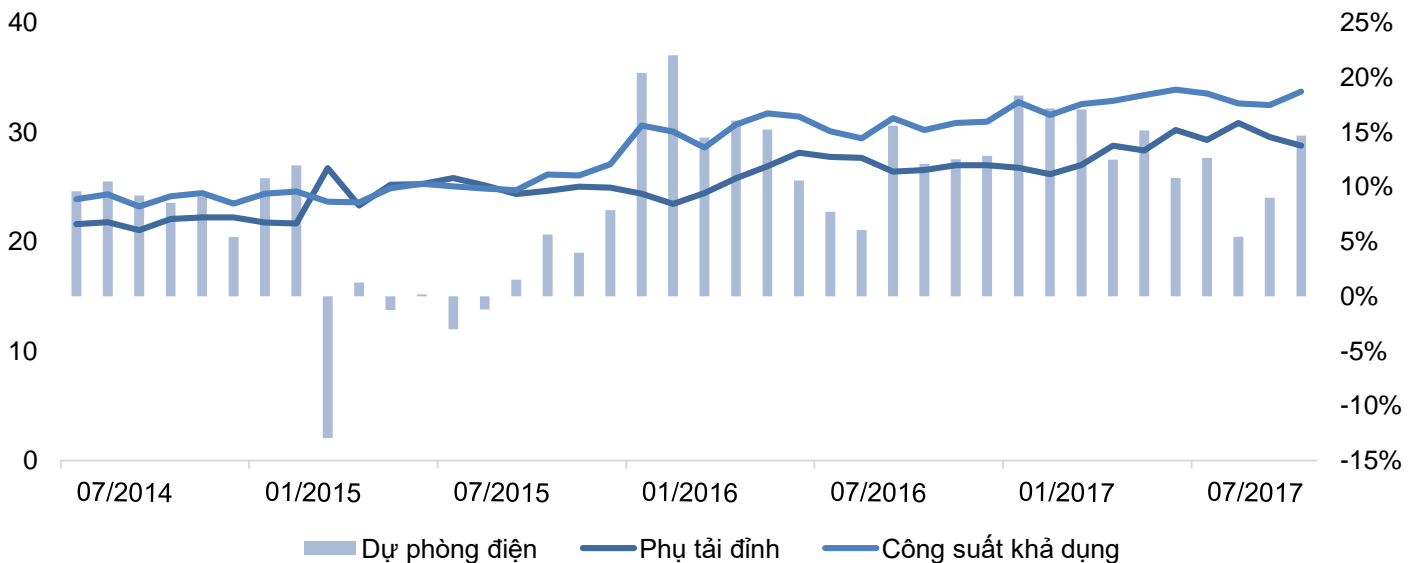
1.3. Dự phòng điện giảm, các nhà máy điện căng mình đáp ứng nhu cầu

(*) 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%. Dự phòng điện mỏng sẽ gây ra tình trạng thiếu hụt điện khi El nino diễn ra hoặc sự cố nguồn điện, như đã từng xảy ra giai đoạn 2014 – 2016. Chúng tôi ước tính dự phòng điện Việt Nam sẽ là 7% vào năm 2018 và 0% vào năm 2019, một mức rất đáng lo ngại. Điều này sẽ gây ra những hệ quả sau:

- EVN sẽ căng mình huy động điện, nhất là các nguồn điện than và turbin khí (ước tính tăng huy động 10%/năm các nhà máy điện hiện tại) đáp ứng nhu cầu, tránh cắt điện.
- Giá điện thị trường sẽ tăng cao nếu có sự cố xảy ra do phải huy động các nguồn giá cao như nhiệt điện dầu (giá 7200 đồng/kWh). Q1.2018, giá điện thị trường tăng 42% do nhiều sự cố tại miền Nam như tuột tổ máy tại nhiệt điện Duyên Hải, thiếu than tại cụm nhiệt điện Vĩnh Tân ... khiến công suất phát điện tại chỗ giảm 29%.

Dự phòng điện của Việt Nam giai đoạn 2014 - 2017



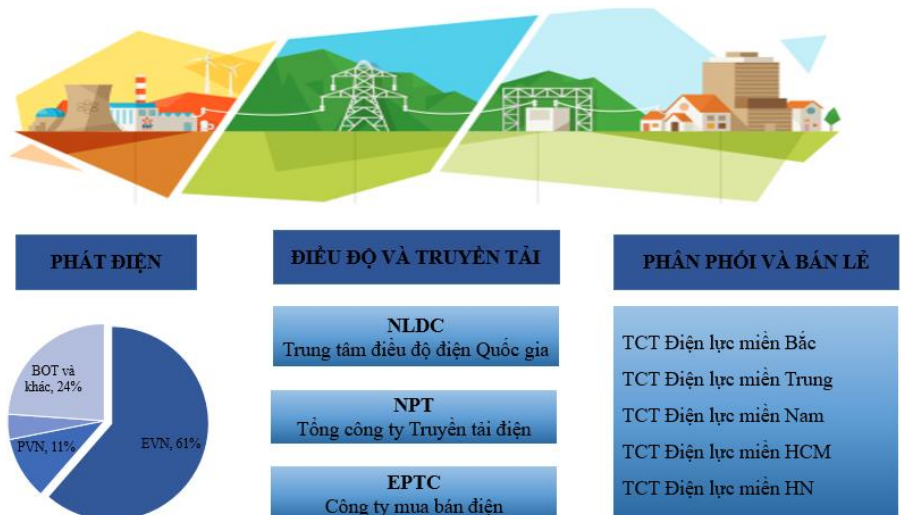
Nguồn: MoIT, KISVN tổng hợp

Do đó chúng tôi đánh giá cao những nhóm doanh nghiệp sau đây:

- Thủy văn năm 2018 sẽ tiếp tục diễn biến tốt, nhóm các doanh nghiệp thủy điện sẽ tiếp tục được hưởng lợi như VSH, CHP, SHP, SBA, TMP.
- Nhóm nhà máy nhiệt điện tại miền Nam, vị trí gần các trung tâm công nghiệp TP.HCM, Đồng Nai, Bình Dương... có nhu cầu điện cao (huy động điện sẽ tiếp tục cao và tăng trưởng 10%/năm trong vòng 2 năm đến) như NT2, POW, PGV.

2. Tự do hóa ngành điện

2.1. Lộ trình phát triển thị trường điện



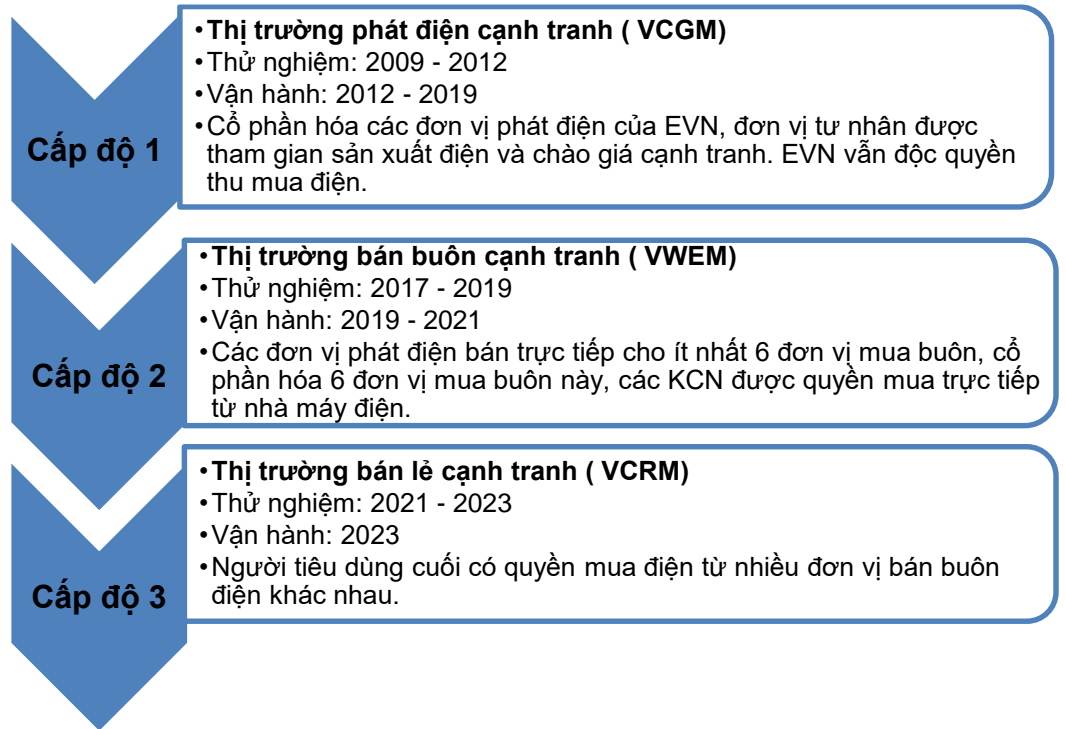
Nguồn: KIS Việt Nam tổng hợp

Trước năm 2008, thị trường điện Việt Nam độc quyền hoàn toàn trong 60 năm. EVN là đơn vị duy nhất thực hiện mua điện từ tất cả các nhà máy điện, thực hiện truyền tải và bán điện cho các hộ tiêu thụ trên cả nước.

Mô hình này bộc lộ nhiều khuyết điểm như sau:

- EVN độc quyền thu mua điện do đó khả năng đàm phán giá bán điện của các nhà máy điện thấp, khó thu hút đầu tư ngành điện.
- Người tiêu dùng không có quyền lựa chọn nhà cung cấp nguồn điện và phải trả giá điện dựa trên chi phí của những dự án không hiệu quả, đầu tư ngoài ngành của EVN.
- Thiếu minh bạch thông tin về chi phí sản xuất điện, đầu tư dẫn đến khó vay vốn và không được lòng tin của khách hàng khi đề xuất tăng giá bán điện.

Do đó, phát triển thị trường điện cạnh tranh là xu hướng tất yếu để phát triển ngành điện Việt Nam. Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg đã đề ra lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam. Lộ trình thực hiện như sau:



Nguồn: NLDC, KIS VN tổng hợp

2.2. Thị trường phát điện cạnh tranh

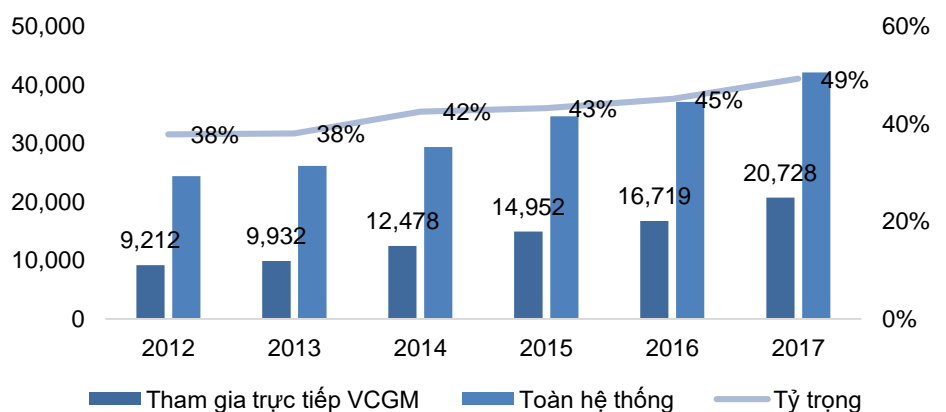
Thị trường điện cạnh tranh bắt đầu vận hành từ ngày 01/07/2012 mở ra những bước chân đầu tiên trong quá trình tự do hóa ngành điện, xóa bỏ độc quyền.

Đối tượng tham gia thị trường

Các nhà máy điện có công suất trên 30 MW có đầu nối vào hệ thống điện quốc gia trừ nhà máy điện BOT. Các nhà máy điện chiến lược đa mục tiêu (thủy điện Hòa Bình, Sơn La, Lai Châu, v.v..) sẽ tham gia gián tiếp, không chào giá trực tiếp trên thị trường điện.

Trong những năm vừa qua, số lượng các nhà máy điện tham gia trực tiếp thị trường liên tục tăng. Tính đến tháng 7.2017, số nhà máy tham gia thị trường điện cạnh tranh là 76 nhà máy với công suất 20,728 MW, chiếm 49% tổng công suất phát điện Việt Nam. Tỷ trọng các nhà máy tham gia gián tiếp vẫn còn cao, do đó chưa phản ánh chính xác giá điện thị trường và thiếu minh bạch trong huy động điện.

Công suất phát điện tham gia VCGM 2012 - 2017



Nguồn: Báo cáo thường niên EVN 2017, KIS Việt Nam tổng hợp

Nguyên tắc hoạt động của thị trường điện cạnh tranh

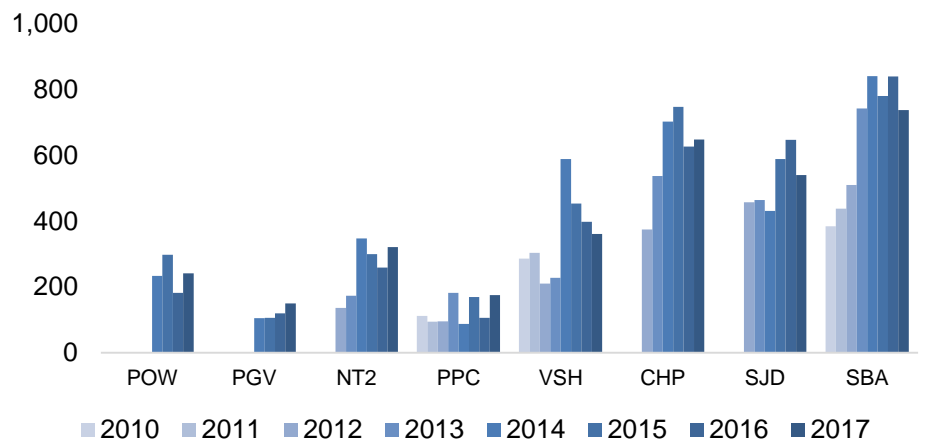
- Sản lượng điện huy động Q trong năm của các nhà máy được Cục điều tiết điện lực (ERAV) tính toán và xác định trước hằng năm. Nhưng sẽ nằm trong khoảng từ 0.8 – 1.1x sản lượng điện huy động điện trung bình của nhà máy trong nhiều năm.
- Sản lượng điện Q sẽ chia làm 2 phần: sản lượng điện hợp đồng (Qc) và sản lượng điện thanh toán theo giá thị trường (Qm). Tỷ trọng Qc/Q sẽ được điều chỉnh hằng năm. (Thủy điện và nhiệt điện tỷ trọng này sẽ khác nhau)
- Các doanh nghiệp phát điện (nhà máy nhiệt điện, thủy điện) sẽ chào giá phát điện ứng theo từng khung giờ cho Trung tâm điều độ điện Quốc gia (NLDC). Khung giá chào cơ bản sẽ phụ thuộc vào giá nguyên vật liệu phát điện (thủy điện không có giá nguyên vật liệu)
- NLDC sẽ huy động điện các nguồn điện có chi phí nguyên vật liệu từ thấp đến cao (thủy điện > nhiệt điện than > nhiệt điện khí) để đáp ứng nhu cầu phụ tải. Giá thị trường mua điện sẽ là duy nhất cho các nhà máy phát điện.
- Tất cả sản lượng điện sẽ được mua và thanh toán bởi một người mua duy nhất là Tổng công ty Mua bán Điện (EPTC).

Thanh toán

Phần thanh toán mà đơn vị phát điện nhận được sẽ có 2 phần chính:

- Doanh thu công ty điện = $Qc \cdot Pc + Qm \cdot Pm$
- Giá hợp đồng được 2 bên thỏa thuận và nằm trong khung giá quy định của thông tư 56/2014/TT-BCT, đảm bảo tỷ suất sinh lời nội bộ (IRR) không quá 12%. Giá nguyên vật liệu được điều chỉnh khi thay đổi và chuyển hoàn toàn vào giá bán điện.
- Phần sản lượng theo hợp đồng PPA (Qc) được thanh toán với giá quy định trong hợp đồng (Pc). Qc được xác định ngay từ đầu năm dựa trên tỷ lệ giữa Qc/Q, cũng được điều chỉnh hằng năm, dao động từ 60-95%. Trong năm 2018 là 85% đối với nhiệt điện và 80% đối với thủy điện.
- Phần sản lượng còn lại (Q thực tế - Qc đầu năm) được thanh toán theo giá chào khớp trên thị trường điện cạnh tranh (Pm). Giá điện thị trường được xác định dựa trên cung/cầu của thị trường điện và không vượt quá giá trần quy định hằng năm. (Năm 2018 là 1,280 VND/kWh).

Lợi nhuận gộp trên mỗi kWh (VND/kWh) giai đoạn 2012 -2017

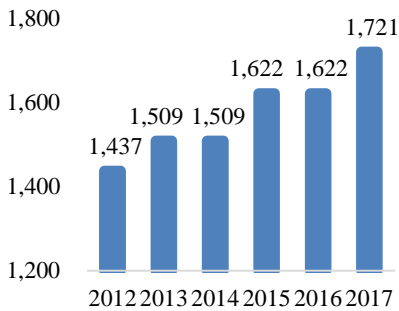


Nguồn: KISVN tổng hợp

Cơ chế xác định giá mới trong thị trường điện cạnh tranh đã tác động tích cực đến lợi nhuận các công ty điện, nhìn chung lợi nhuận gộp/kWh đều tăng nhất là các doanh nghiệp thủy điện. Như CTCP Thủy điện Sông Ba, lợi nhuận gộp bình quân/kWh giai đoạn 2012 – 2017 đạt 373 VND/kWh, tăng 26% so với giai đoạn 2010 – 2011 (trước khi có CGM). CTCP Nhiệt điện Phả Lại, lợi nhuận gộp bình quân/kWh giai đoạn 2012 – 2017 đạt 136 VND/kWh, tăng 32% so với giai đoạn 2010 – 2011 (trước khi có CGM).

Chúng tôi đánh giá các nhóm doanh nghiệp sau sẽ hưởng lợi từ cơ chế chào giá của thị trường điện cạnh tranh như sau:

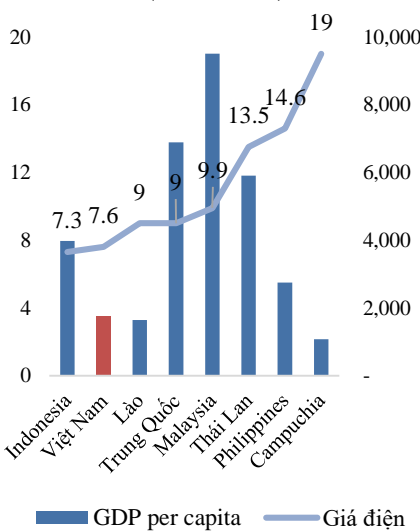
Giá bán lẻ điện bình quân (VND/kWh)



- Các nhà máy thủy điện: là đối tượng hưởng lợi nhất. Các nhà máy thủy điện có chi phí phát điện rất thấp do không có chi phí nguyên vật liệu trong giá thành. So với nhiệt điện than 796 đồng/kWh, nhiệt điện khí 1,110 đồng/kWh, thủy điện có chi phí nguyên vật liệu là 0 đồng/kWh. Đặc biệt là các nhà máy thủy điện có hồ chứa lớn giúp tích nước trong mùa mưa (giá thị trường điện thấp) và tiến hành phát điện trong mùa khô (giá thị trường điện cao) như VSH, SBA, CHP, SHP.
- Các nhà máy có chi phí sản xuất thấp do công nghệ hiện đại, suất tiêu hao nhiên liệu thấp như nhiệt điện Mông Dương (của Genco3 - PGV), nhiệt điện Nhơn Trạch 2 (NT2 của PVPower).
- Các nhà máy điện tại miền Nam: ưu tiên huy động điện tại chỗ hơn là truyền tải từ Bắc – Trung vào miền Nam (hao tổn truyền tải đường dây Bắc Nam xấp xỉ 7-9%) như NT2, POW, TMP, PGV và SHP.

Tuy vậy vẫn tồn tại những khuyết điểm hiện tại của thị trường điện Việt Nam cần phải được giải quyết như sau.

Giá điện một số nước trong khu vực ASEAN (cent/kWh)



- Giá bán lẻ điện hiện tại rất thấp, chỉ là 7.6 cent/kWh (giai đoạn 2012 – 2017, giá điện bán lẻ tăng 3.7%/năm), thấp hơn nhiều giá điện của các nước trong khu vực như Lào với 9 cent/kWh, Philippines với 14.6 cent/kWh, Thái Lan với 13.5 cent/kWh. Giá điện rẻ thiếu hấp dẫn để thu hút đầu tư nhà máy điện mới. Chúng tôi tin rằng giá bán lẻ điện sẽ phải tăng để tăng tốc độ đầu tư ngành điện, đáp ứng các loại hình nhà máy phát điện mới có giá thành cao hơn như nhiệt điện khí LNG.
- Trung tâm điều hành Hệ thống điện Quốc Gia (NLDC) và Tổng công ty mua bán điện (EPTC) vẫn trực thuộc EVN. Một đơn vị vừa tham gia mua bán điện, vừa điều hành thị trường nên ngành điện vẫn mang tính độc quyền và thiếu minh bạch.
- Lỗi tỷ giá chưa được phản ánh đầy đủ vào giá thành sản xuất điện. Trượt tỷ giá là vấn đề lớn với các doanh nghiệp điện do cơ cấu nợ vay ngoại tệ cao (USD, EUR, JPY, CNY).
- Tỷ lệ giữa sản lượng điện được trả theo giá thị trường trên tổng sản lượng điện huy động chưa cao và tỷ trọng này phụ thuộc vào quyết định của EVN hàng năm.
- Người tiêu dùng cuối không có quyền lựa chọn mua điện ở đâu.

2.3. Thị trường bán buôn cạnh tranh

Trong thị trường phát điện cạnh tranh hiện nay, các DN phát điện cạnh tranh giá để bán cho người mua duy nhất là TCT Mua bán Điện. Sau đó, Tổng công ty mua bán Điện sẽ bán lại cho 5 tổng công ty làm nhiệm vụ phân phối-bán lẻ gồm Tổng công ty Điện lực miền Bắc, miền Trung, miền Nam, TP.HCM và HN.

Khi chuyển sang thị trường bán buôn điện cạnh tranh, các nhà máy điện được tự do lựa chọn bán điện cho 5 tổng công ty phân phối nói trên. Bên cạnh đó, các nhà máy này còn được bán cho các đơn vị mua buôn khác để bán lẻ cho các khách hàng lớn là KCN, nhà máy xi măng, nhà máy thép.... Như vậy, phạm vi

cạnh tranh được mở rộng sang khâu bán buôn. Thị trường bán buôn cạnh tranh sẽ bắt đầu vận hành từ 2019.

Những điểm khác biệt cơ bản giữa Thị trường Bán buôn cạnh tranh và thị trường phát điện cạnh tranh là:

	Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM)	Thị trường bán buôn cạnh tranh (VWCM)
Đối tượng tham gia	~ 50% các nhà máy	Tất cả các nhà máy
Người mua	Tổng công ty Mua bán Điện	TCT Mua bán Điện và 5 TCT Bán lẻ điện và các đơn vị mua buôn khác
Hợp đồng điện	Một hợp đồng PPA	Nhiều hợp đồng PPA
Sản lượng điện thị trường	10-20%	10-40%
Cơ chế chào giá	Dựa trên biến phí	Chào giá cạnh tranh
Giá điện thị trường	Một giá thị trường	Nhiều giá tại các điểm bán 500kV/220kV/110kV
Chi phí truyền tải	Cố định và được trả bởi Tổng công ty mua Bán điện	Quyền truyền tải được đấu giá và trả bởi các đơn vị mua buôn

Nguồn: KISVN tổng hợp

3. Phân tích tài chính

3.1 Các doanh nghiệp điện niêm yết

Sau nhiều năm tự do hóa ngành điện, nhóm các doanh nghiệp điện niêm yết đa số tập trung vào nhóm phát điện bao gồm doanh nghiệp thủy điện, nhiệt điện than và nhiệt điện khí.

PVPower (POW) là doanh nghiệp phát điện lớn nhất đang niêm yết với vốn hóa 33,056 tỷ VND và công suất chiếm 10% công suất phát điện Việt Nam với 7 nhà máy điện. Tiếp theo là Genco3 (PGV) với vốn hóa 29,826 tỷ VND và công suất chiếm 15% tổng nguồn phát điện. Tổng công ty Phát điện Genco 1 và 2 dự kiến sẽ tiến hành cổ phần hóa và thoái vốn nhà nước trong năm 2019.

Nhóm còn lại là các công ty sở hữu từ 1-3 nhà máy điện như NT2, PPC, VSH.

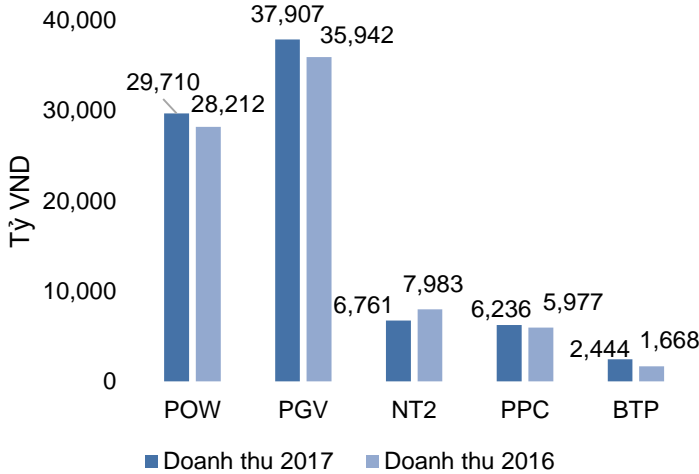
Công ty	Công suất (MW)	Loại hình phát điện	Tài sản 2017 (tỷ VND)	Đòn bẩy Nợ/VCSH (x)	Thị giá (12/06)	KLGD trung bình 3 tháng	Vốn hóa (tỷ đồng)	P/E	P/B
POW	4,208	4 x Nhiệt điện khí 1 x Nhiệt điện than 3 x Thủy điện	60,583	0.90	14,100	2,911,785	31,849	13x	1.2x
PGV	5,940	5 x Nhiệt điện khí 3 x Nhiệt điện than 1 x Thủy điện	81,385	6.45	13,000	61,970	28,300	51x	1.5x
NT2	750	1 x Nhiệt điện khí	9,964	0.74	29,800	597,536	8,377	11x	1.6x
PPC	1040	2 x Nhiệt điện than	7,548	0.17	17,900	213,061	5,563	6x	1.0x
VSH	136	2 x Thủy điện	6,753	1.23	16,850	37,535	3,506	11x	1.2x
CHP	170	1 x Thủy điện	3,106	0.59	25,600	41,473	3,200	16x	1.9x
SJD	95	3 x Thủy điện	1,433	0.24	23,150	51,236	1,615	8x	1.4x
GEG	84	14 x Thủy điện nhỏ	1,659	0.18	14,100	24,632	1,347	8x	1.1x
SBA	75	2 x Thủy điện	1,386	0.82	14,850	38,898	892	6x	1.2x
BTP	389	1 x Nhiệt điện khí	2,974	0.49	11,800	21,447	708	3x	0.6x

Theo dữ liệu ngày 12/06/2018

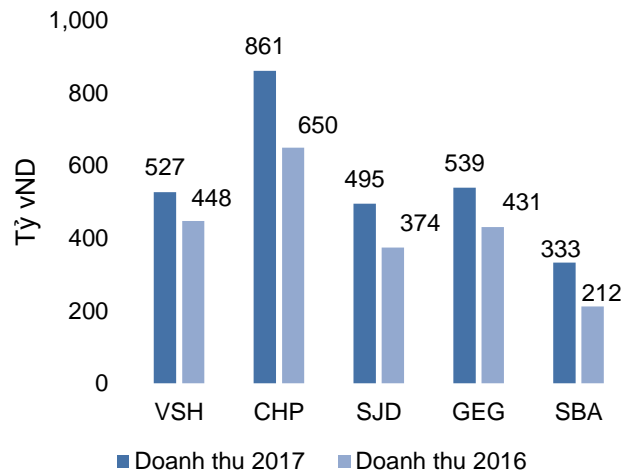
3.2. Kết quả kinh doanh

3.2.1 Giai đoạn 2016 - 2017

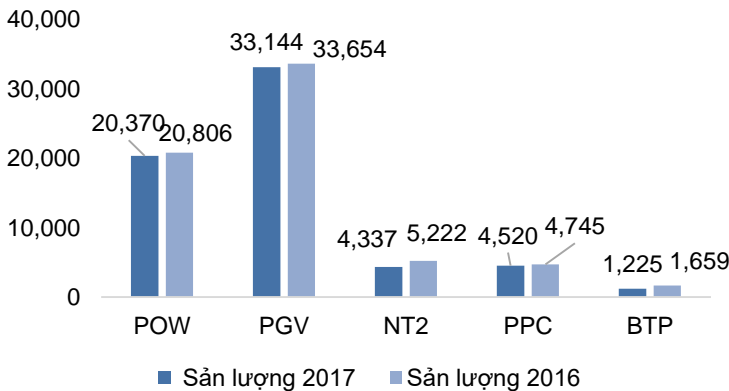
Doanh thu các doanh nghiệp nhiệt điện 2016 - 2017



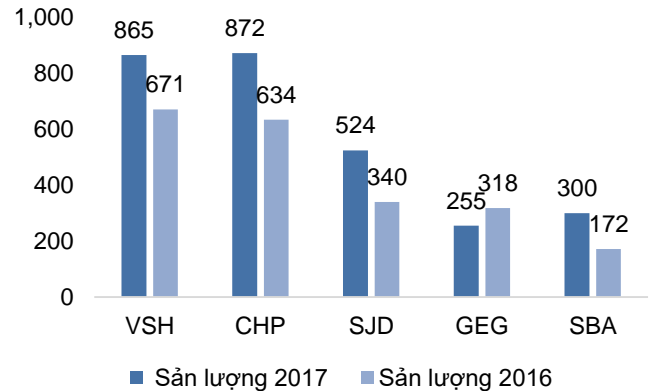
Doanh thu các doanh nghiệp thủy điện 2016 - 2017



Sản lượng điện của các doanh nghiệp nhiệt điện 2016 - 2017 (triệu kWh)



Sản lượng điện của các doanh nghiệp thủy điện 2016 - 2017 (triệu kWh)



Nguồn: KISVN tổng hợp

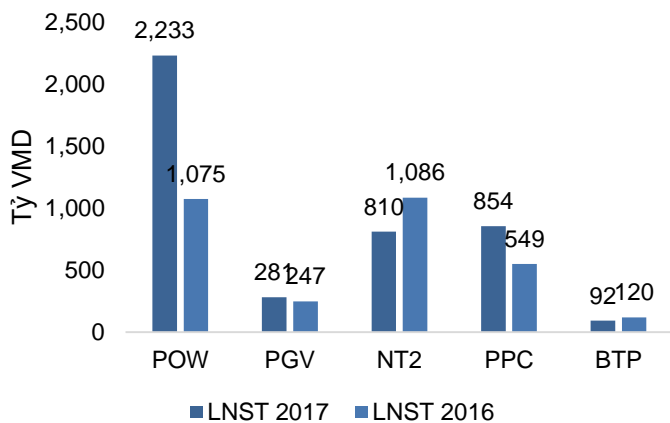
Năm 2017 ghi nhận tăng trưởng của cả hai nhóm nhiệt điện và thủy điện.

Lượng mưa đột biến trong năm khiến cơ cấu huy động điện thay đổi mạnh. EVN tăng cường huy động các nguồn điện dồi dào giá rẻ từ thủy điện, khiến cho sản lượng các nhà máy thủy điện tăng từ 40.9%. Trong khi đó giá bán điện bình quân của thủy điện đạt 913 VND/kWh (-9.3% YoY) do ảnh hưởng từ giá điện thị trường giảm mạnh (-26.4% YoY). Doanh thu nhóm thủy điện tăng bình quân 31.6% YoY.

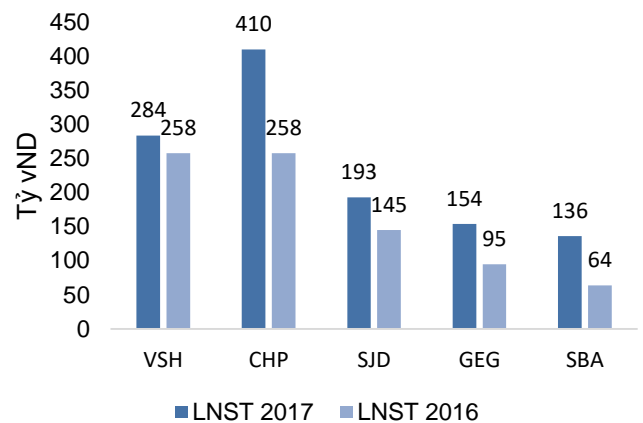
Trong khi đó, EVN giảm huy động điện từ nhóm nhiệt điện. Với nhóm này, giá nguyên vật liệu tăng (than tăng 7%, khí tăng 31.2%) được chuyển vào giá bán. Giá bán điện bình quân tăng 17.1% YoY, đạt 1,386 VND/kWh, khiến doanh thu tăng 8.8% YoY dù sản lượng điện huy động giảm 3.2%.

Đi cùng tăng trưởng doanh thu, lợi nhuận nhóm các công ty thủy điện rất ấn tượng trong năm 2017, tăng trưởng bình quân 29.3% YoY. Cụ thể, CHP ghi nhận tăng trưởng 58.9% YoY đạt 410 tỷ đồng, SBA tăng 125% YoY đạt 136 tỷ đồng. Sản lượng điện sản xuất dồi dào dẫn dắt lợi nhuận dù giá bán điện giảm.

LNST của các doanh nghiệp nhiệt điện giai đoạn 2016 - 2017



LNST của các doanh nghiệp thủy điện giai đoạn 2016 - 2017

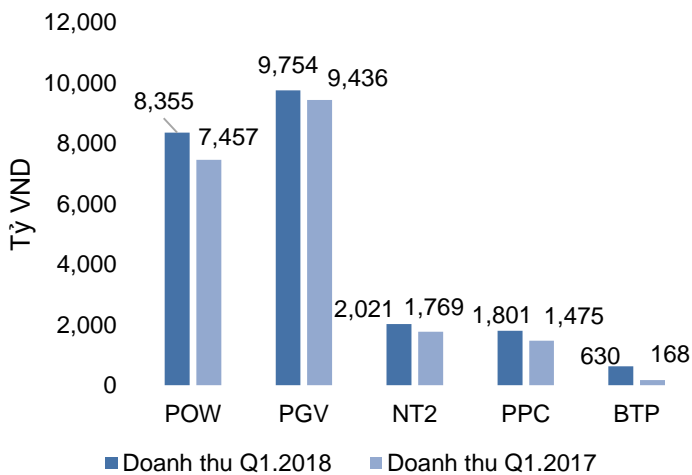


Nguồn: KISVN tổng hợp

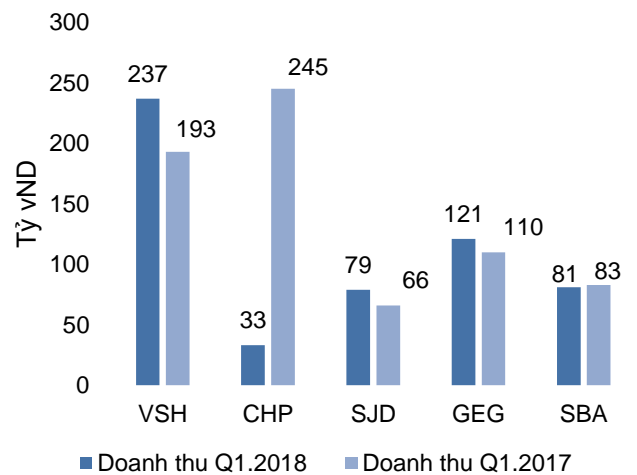
Đối với nhóm nhiệt điện, NT2 ghi nhận lợi nhuận kém khả quan khi sản lượng huy động bị ảnh hưởng mạnh bởi thời tiết, giảm -17% YoY và lợi nhuận giảm 25.4% YoY còn 810 tỷ đồng. Trong khi đó PPC ghi nhận tăng trưởng lợi nhuận 55% YoY, đạt 854 tỷ VND do giá hợp đồng điện tạm tính trong năm 2016 ở mức thấp. POW ghi nhận tăng trưởng ấn tượng 107% YoY, đạt 2,233 tỷ VND khi nhà máy nhiệt điện Vũng Áng vận hành lại tổ máy sau sự cố nứt turbine năm 2016. PGV ghi nhận lợi nhuận khiêm tốn chỉ 281 tỷ VND do trích lập mạnh 1,111 tỷ đồng lỗ tỷ giá chưa thực hiện trong năm dù lợi nhuận gộp tăng trưởng 22.7% YoY đạt 4,063 tỷ VND.

3.2.2 Kết quả kinh doanh Q1.2018

Doanh thu các doanh nghiệp nhiệt điện Q1.2018



Doanh thu các doanh nghiệp thủy điện Q1.2018



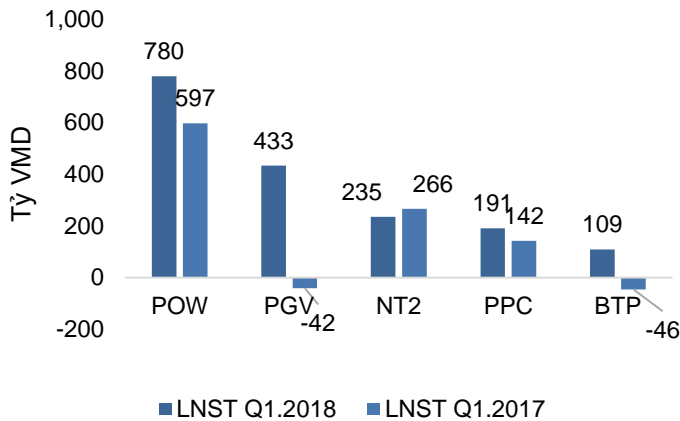
Nguồn: KISVN tổng hợp

Nhu cầu điện trong Q1.2018 tăng khá cao so với cùng kỳ (đạt 10.5% dù chưa phải là mùa khô), bên cạnh đó những tình trạng thiếu hụt nguồn phát điện tại miền Nam khiến sản lượng điện huy động của các nhà máy nhiệt điện tăng như POW +5%YoY, NT2 +9% YoY, PPC +22%. Trong khi các nhà máy thủy điện, sản lượng gần như không tăng do EVN tăng cường tích nước, dự phòng nước để thực hiện phát điện cho mùa khô. Đặc biệt, CHP thực hiện đại tu đường hầm

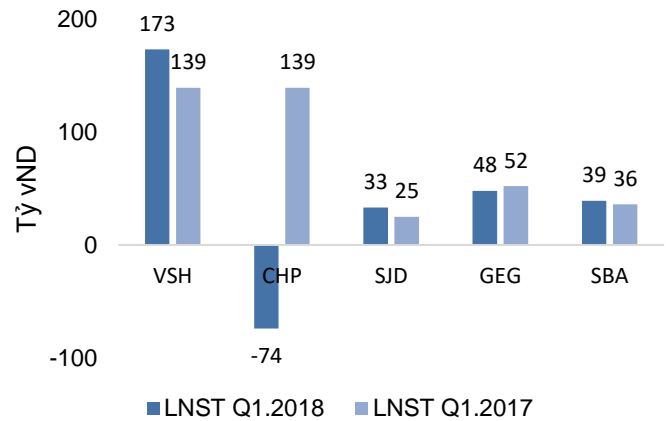
dẫn nước nên không tham gia phát điện trong Q1.2018, ảnh hưởng mạnh đến doanh thu và lợi nhuận.

Giá khí tăng 22.7% YoY được chuyển hoàn toàn vào giá bán điện cũng khiến doanh thu các công ty nhiệt điện khí tăng như POW, PGV, NT2. Giá điện thị trường tăng 42%, ảnh hưởng tích cực đến giá bán điện bình quân của toàn bộ các nhà máy, đặc biệt là các doanh nghiệp thủy điện. Nhóm nhiệt điện tăng trưởng doanh thu bình quân 11.1% YoY, trong khi nhóm thủy điện (trừ CHP) tăng trưởng là 14.6%.

LNST của các doanh nghiệp nhiệt điện Q1.2018



LNST của các doanh nghiệp thủy điện Q1.2018



Nguồn: KISVN tổng hợp

Trong Q1.2018, nhóm nhiệt điện (loại trừ PGV và BTP) ghi nhận tăng trưởng lợi nhuận bình quân 20% YoY. PGV ghi nhận lợi nhuận đột biến đạt 433 tỷ VND do ảnh hưởng bởi lỗi chênh lệch tỷ giá giảm, trong kỳ chỉ là 205 tỷ VND so với cùng kỳ là 1,258 tỷ VND. Lợi nhuận quý 1 của BTP đạt 107 tỷ VND, đột biến so với cùng kỳ do lỗi tỷ giá giảm 37 tỷ VND và phí biến đổi trong giá điện tạm tính cao hơn 18.8% so với thực tế, khi có giá điện chính thức sẽ điều chỉnh giảm lợi nhuận này.

Trong khi nhóm thủy điện (trừ CHP) ghi nhận tăng trưởng lợi nhuận bình quân 16.3% YoY do ảnh hưởng tích cực từ giá điện thị trường tăng cao.

3.3 Đòn bẩy tài chính

Đòn bẩy tài chính của các doanh nghiệp điện khá tương đồng nhau từ lúc xây dựng nhà máy. Phương án tài chính cho các nhà máy điện được phê duyệt, xác định giá bán điện trên cơ cấu nguồn vốn gồm 20-30% được tài trợ bằng vốn chủ sở hữu, còn lại là từ nợ vay.

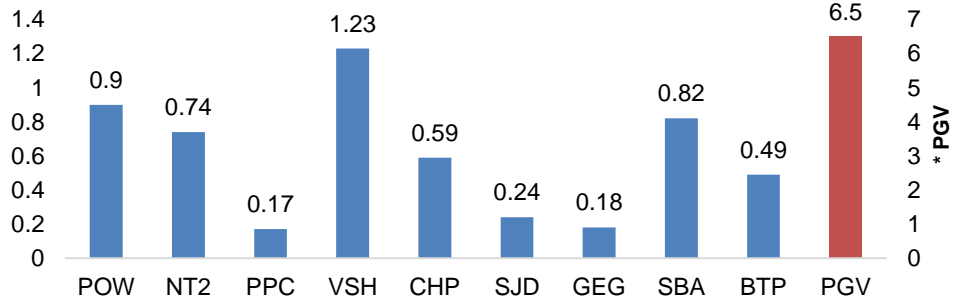
Tỷ lệ Nợ/VCSH của các doanh nghiệp phát điện sẽ bắt đầu từ 3-4x và giảm dần qua thời gian khi nhà máy đi vào hoạt động ổn định và hoàn trả nợ theo kế hoạch. Các nhà máy điện lâu đời như NT2, PPC, SJD và SBA có chỉ số Nợ/VCSH khá thấp từ 0.2 – 0.8x do đã hoạt động lâu và gần trả hết nợ. Trong khi các doanh nghiệp như VSH, POW và PGV đầu tư những nhà máy điện mới, kéo theo chỉ số Nợ/VCSH ở mức cao từ 0.9x trở lên.

Đặc biệt PGV có chỉ số Nợ/VCSH ở mức rất cao 6.5x do ảnh hưởng mạnh của lỗi tỷ giá chưa thực hiện (xấp xỉ âm 2449 tỷ VND tại cuối năm 2017) làm xói mòn vốn chủ sở hữu và khoản đầu tư Nhà máy Nhiệt điện Mông Dương với nợ vay 29,642 tỷ VND không có khoản vốn chủ sở hữu đối ứng (ước tính cần 7,410 tỷ VND vốn chủ sở hữu bổ sung)

Đa số nợ vay là ngoại tệ (EUR, USD, JPY, CNY) được tài trợ bởi các ngân hàng nước ngoài. Dù lãi suất rẻ hơn nhiều so với chi phí vay VND nhưng rủi ro tỷ giá lại lớn, ảnh hưởng đến lợi nhuận sau thuế các doanh nghiệp như đã từng xảy ra khi đồng VND trượt giá mạnh so với USD và JPY trong năm 2015.

Hiện nay chênh lệch tỷ giá chưa được phản ánh đầy đủ vào giá thành phát điện nhưng EVN cũng có đã có những đợt hoàn trả lỗ chênh lệch tỷ giá đã thực hiện cho một nhóm một số nhà máy điện như PPC, POW.

Cơ cấu nợ/vốn chủ sở hữu các DN điện năm 2017



Nguồn: KISVN Tổng hợp

3.4 Cổ tức

Các doanh nghiệp điện có rủi ro kinh doanh thấp nhờ các hợp đồng điện (PPA) dài hạn, đảm bảo lợi nhuận. Cổ tức sẽ gia tăng khi công ty hoàn trả hết nợ.

Các doanh nghiệp đã hoạt động lâu năm như NT2, PPC, SJD và SBA có mức chi trả cổ tức cao và đều đặn với dividend yield từ 8-10%/năm. Nhóm các công ty POW, PGV do thực hiện đầu tư các nhà máy điện mới nên áp lực trả nợ vay trong thời gian đầu lớn, chưa thực hiện trả cổ tức.

Mã CP	Tên CP	Vốn hoá (Tỷ đồng)	P/E	P/B	Cổ tức 2017 (đồng)	Suất sinh lợi cổ tức
POW	Tổng Công ty Điện lực Dầu khí	31,849	13x	1.2x	-	-
PGV	Tổng Công ty Phát điện 3	28,300	51x	1.5x	-	-
NT2	CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	8,377	11x	1.6x	3,000	10.7%
PPC	CTCP Nhiệt điện Phả Lại	5,563	6x	1.0x	2,500	18.6%
VSH	CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn – Sông Hinh	3,506	11x	1.2x	1,000	5.8%
CHP	CTCP Thủy điện miền Trung	3,200	16x	1.9x	1,600	6.3%
SJD	CTCP Thủy điện Miền Trung	1,615	8x	1.4x	3,500	15.1%
GEG	CTCP Điện Gia Lai	1,347	8x	1.1x	-	-
SBA	CTCP Sông Ba	892	6x	1.2x	1,800	12.2%
BTP	CTCP Nhiệt điện Bà Rịa	708	3x	0.6x	1,000	8.7%

Dữ liệu ngày 12/06/2018

4. Cổ phiếu khuyến nghị

Dù dự địa tăng trưởng công suất hạn chế nhưng rủi ro kinh doanh thấp, cổ tức cao khiến định giá của cổ phiếu ngành điện hấp dẫn.

Chúng tôi đánh giá cao các doanh nghiệp có hiệu suất hoạt động và mức cổ tức cao như NT2, PPC và POW.

Mã CP	Tên CP	Vốn hoá (Tỷ đồng)	P/E	P/B	Suất sinh lợi cổ tức 2017	Suất sinh lợi cổ tức 2018	Đánh giá
POW	Tổng Công ty Điện lực Dầu khí	31,849	13x	1.2x	1.5%	-	TĂNG TỶ TRỌNG
PGV	Tổng Công ty Phát điện 3	28,300	51x	1.5x	-	-	TRUNG LẬP
NT2	CTCP ĐLĐK Nhơn Trạch 2	8,377	11x	1.6x	10.7%	10.3%	TĂNG TỶ TRỌNG
PPC	CTCP Nhiệt điện Phả Lại	5,563	6x	1.0x	18.6%	11.6%	TĂNG TỶ TRỌNG
VSH	CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn – Sông Hinh	3,506	11x	1.2x	5.8%	5.8%	TRUNG LẬP
CHP	CTCP Thủy điện miền Trung	3,200	16x	1.9x	6.3%	6.3%	TRUNG LẬP
SJD	CTCP Thủy điện Miền Trung	1,615	8x	1.4x	15.1%	10.8%	TRUNG LẬP
GEG	CTCP Điện Gia Lai	1,347	8x	1.1x	-	3.6%	TĂNG TỶ TRỌNG
SBA	CTCP Sông Ba	892	6x	1.2x	12.2%	10.1%	TĂNG TỶ TRỌNG
BTP	CTCP Nhiệt điện Bà Rịa	708	3x	0.6x	8.7%	8.7%	TRUNG LẬP

Dữ liệu ngày 12/06/2018

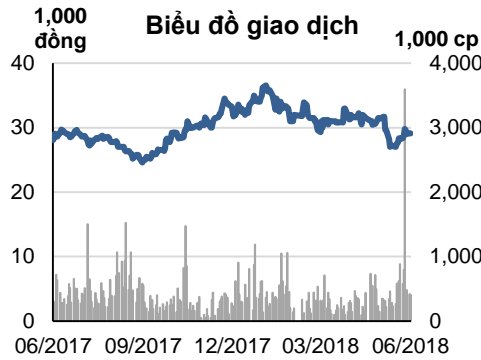
Đánh giá

NT2 CTCP Điện Lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (HSX: NT2)

TĂNG TỶ TRỌNG Điểm nhấn đầu tư:

Giá thị trường (VND)	29,100
Giá mục tiêu (VND)	32,200
Tăng giá bình quân dự kiến	9.9%
Lợi suất cổ tức dự kiến	10.3%
Tổng suất sinh lợi	20.2%

Vị trí gần trung tâm phụ tải miền Nam, nơi có nhu cầu điện cao nhất nước trong khi nguồn phát điện mỏng. Do đó, sản lượng điện huy động từ NT2 duy trì ở mức cao. Sản lượng năm 2018 ước đạt 5.1 tỷ kWh (+10% YoY).



Giá điện thị trường 4 tháng đầu năm 2018 rất tốt, tăng +51% YoY. Ước tính giá điện thị trường (chiếm 21% sản lượng) sẽ đạt bình quân 1,453 VND/kWh, tăng +43.4% YoY.

NT2 sử dụng turbin khí chu trình hỗn hợp với hệ số thu hồi nhiệt đạt 57% (cao hơn mức 40% của nhiệt điện than), tiết kiệm chi phí phát điện và có tính cạnh tranh cao khi chào giá phát điện. Sau đại tu năm 2017, công suất tổ máy tăng 3%.

Áp lực nợ vay và lỗ tỷ giá giảm dần qua thời gian. Dòng tiền tự do hàng năm ước tính 1,600 tỷ VND/năm và đến năm 2020 sẽ hoàn trả hết nợ. Lãi vay năm 2017 giảm 20% YoY còn 120 tỷ VND. Khả năng trả nợ tốt, EBIT/Interest là 21.2x.

Cổ tức cao, ước tính 3,000 VND/cổ phiếu trong năm 2018 và có thể đạt trên 4,000 VND/cổ phiếu sau năm 2020.

Q1.2018, DT đạt 2,021 tỷ VND (+14.2% YoY), LNST đạt 235 tỷ VND (-11.7% YoY). Năm 2018, DT ước đạt 8,424 tỷ VND (+25% YoY), LNST đạt 862 tỷ VND (+7% YoY).

Diễn biến giá cổ phiếu (%)

	YTD	1T	3T	12T
Tuyệt đối	-7%	-1%	0%	11%
Tương đối	-12%	1%	10%	-27%

Nguồn: Bloomberg, so với VNIndex

Rủi ro và bất lợi:

Thời tiết ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng điện được huy động từng năm, đặc biệt khi mưa nhiều như 2017, sản lượng điện giảm 17% so với cùng kỳ 2016.

Giá khí đầu vào tăng cao sẽ giảm lợi thế chào giá phát điện của NT2 khi giá dầu Brent hiện tại ở mức 65 USD/thùng (+21% YoY).

Thông kê

12/06/18

Thấp/Cao 52 tuần VND)	22.2k-34.2k
SL lưu hành (triệu cp)	288
Vốn hóa (tỷ đồng)	8,377
Vốn hóa (triệu USD)	367
% khối ngoại sở hữu	21%
SL cp tự do (triệu cp)	92
KLGD TB 3 tháng (cp)	468,095
VND/USD	22,810
Index: VNIndex / HNX	1,021/116

Nguồn: Bloomberg

Định giá:

Dựa vào mức P/E trung bình 1 năm 11x, chúng tôi ước tính giá mục tiêu của NT2 là 32,200 VND cuối 2018. Tổng mức sinh lợi là 20.2% (bao gồm suất sinh lợi cổ tức tiền mặt 10.3%). Khuyến nghị: **TĂNG TỶ TRỌNG**.

Tỷ đồng	2015	2016	2017	2018E	2019E
DT Thuần (tỷ đồng)	6,729	7,983	6,761	8,424	9,031
Tăng trưởng (%)	-5%	19%	-15%	25%	7%
LNST (tỷ đồng)	1,142	1,086	810	862	1,101
Biên lợi nhuận (%)	17.0%	13.6%	12.0%	10.2%	12.2%
SLCP lưu hành (triệu cp)	274	285	288	288	288
EPS (hiệu chỉnh, VND)	3,896	3,701	2,746	2,926	3,754
Tăng trưởng (%)	-30%	-5%	-26%	7%	28%
ROE (%)	25.3%	22.4%	16.4%	17.3%	21.7%
Nợ ròng/VCSH (%)	100%	68%	53%	40%	20%
PE (x)	7.5	7.9	10.6	9.9	7.7
PB (x)	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6
EV/EBITDA (x)	6.0	5.9	5.6	5.6	4.6
Cổ tức (VND)	2,551	2,768	3,090	3,000	3,000
Suất sinh lợi cổ tức (%)	8.2%	9.3%	10.7%	10.3%	10.3%

Cơ cấu sở hữu

12/06/18

Tập đoàn Điện lực Dầu khí VN	59.4%
Cty TNHH Phát triển Công nghệ	8.3%
KIMC	1.7%
Market Vectors VietNam ETF	1.6%

Nguồn: Bloomberg

MÔ HÌNH TÀI CHÍNH NT2		Vốn hóa: 8,377 tỷ VND			
Đơn vị: Tỷ đồng	2016	2017	2018E	2019E	
Doanh thu thuần	7,983	6,761	8,424	9,031	
Tăng trưởng (%)	19%	-15%	25%	7%	
GVHB	6,632	5,368	7,156	7,609	
Biên LN gộp (%)	17%	21%	15%	16%	
Chi phí BH & QLDN	57	114	112	115	
EBITDA	1,989	1,971	1,848	1,999	
Biên lợi nhuận (%)	25%	29%	22%	22%	
Khấu hao	694	692	692	692	
Lợi nhuận từ HĐKD	1,295	1,279	1,156	1,307	
Biên LN HĐKD (%)	16%	19%	14%	14%	
Khả năng trả lãi vay(x)	13.2	21.2	24.0	43.2	
Chi phí lãi vay ròng	97	60	48	30	
Lãi/lỗ khác	-48	-365	-196	-113	
Lỗ chênh lệch tỷ giá	-32	288	115	32	
Phí bảo hiểm và bảo lãnh khoản vay	77	76	78	77	
Chi phí khác	3	1	3	4	
Thuế	63	43	50	64	
Thuế suất hiệu dụng (%)	5%	5%	5%	5%	
Lợi nhuận ròng	1,086	810	862	1,101	
Biên lợi nhuận (%)	14%	12%	10%	12%	
Lợi ích CĐ thiểu số	0	0	0	0	
LN cho công ty mẹ	1,086	810	862	1,101	
Số lượng CP (triệu)	285	288	288	288	
EPS hiệu chỉnh (VND)	3,701	2,746	2,926	3,754	
Tăng EPS (%)	-9%	-27%	7%	28%	
Cổ tức (VND)	2,800	3,100	3,000	3,000	
Tỷ lệ trả cổ tức (%)	74%	113%	103%	80%	

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 lỗ chênh lệch tỷ giá – phí bảo hiểm và bảo lãnh khoản vay – chi phí 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	-438	21	0	0
Capex	0	0	0	0
Dòng tiền khác	16	-100	-42	-71
Dòng tiền tự do	2,202	1,582	1,597	1,867
Phát hành cp	0	0	0	0
Cổ tức	788	890	864	864
Thay đổi nợ ròng	-1,413	-692	-733	-1,004
Nợ ròng cuối năm	3,344	2,652	1,918	915
Giá trị doanh nghiệp (EV)	11,922	11,231	10,497	9,493
Tổng VCSH	4,908	4,985	4,965	5,185
Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0	0
VCSH	4,908	4,985	4,965	5,185
Giá trị sổ sách/cp (VND)	17,230	17,317	17,246	18,013
Nợ ròng / VCSH (%)	68%	53%	39%	18%
Nợ ròng / EBITDA (x)	1.7	1.3	1.0	0.5
Tổng tài sản	12,980	9,964	8,898	8,072

Nợ ròng = Nợ – Tiền & tương đương tiền

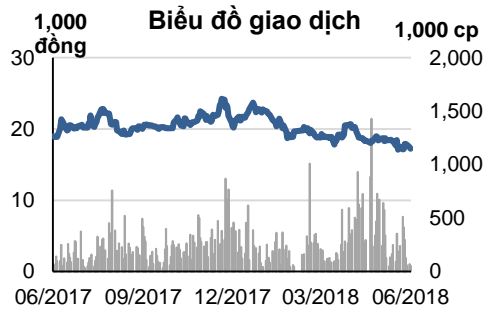
CHỈ SỐ KHẢ NĂNG SINH LỢI VÀ ĐỊNH GIÁ	2016	2017	2018E	2019E
ROE (%) (không gồm lợi ích CĐ thiểu số)	22%	16%	17%	22%
ROA (%)	8%	8%	10%	14%
ROIC (%)	13%	11%	12%	17%
WACC (%)	10%	10%	11%	13%
PER (x)	7.9	10.6	9.9	7.7
PBR (x)	1.7	1.7	1.7	1.6
PSR (x)	1.0	1.2	1.0	0.9
EV/EBITDA (x)	5.9	5.6	5.6	4.6
EV/sales (x)	1.5	1.6	1.2	1.0
Suất sinh lợi cổ tức (%)	9.3%	10.7%	10.3%	10.3%

Đánh giá

PPC CTCP Nhiệt điện Phả Lại (HSX: PPC)

TĂNG TỶ TRỌNG Điểm nhấn đầu tư:

Giá thị trường (VND)	17,250
Giá mục tiêu (VND)	20,000
Tăng giá bình quân dự kiến	15.9%
Lợi suất cổ tức dự kiến	11.6%
Tổng suất sinh lợi	27.5%



- Nhà máy Phả Lại 1 sẽ được nâng cấp trong giai đoạn 2019 – 2022 để nâng cao hiệu suất và cắt giảm chi phí, cải thiện khả năng chào giá trên thị trường điện.
- Trong năm 2017, PPC đã trả trước hạn các khoản nợ bằng đồng Yên (tương đương 3,133 tỷ VND, chiếm 75% dự nợ ngoại tệ), tác động tích cực đến PPC, giảm chi phí lãi vay và rủi ro tỷ giá. Phần còn lại sẽ được trả hoàn toàn trong 2018 – 2019.
- PPC có thể tiếp tục hoàn nhập khoản dự phòng từ QTP (Nhiệt điện Quảng Ninh, khoản đầu tư liên kết của PPC), ước tính 128 tỷ VND khi QTP tiếp tục vận hành ổn định, giảm lãi vay và lỗ tỷ giá.
- P/E và lợi suất cổ tức ở mức hấp dẫn với 6.5x và 11.2%. Cổ tức 2018 ước đạt 2,500 VND/cổ phiếu
- Q1.2018, sản lượng đạt 1.43 tỷ kWh (+21% YoY), LN đạt 190 tỷ VND (+34.3% YoY). Ước tính 2018, sản lượng đạt 5.2 tỷ kWh (+14% YoY), DT đạt 6,956 tỷ VND (+11.6% YoY), LNST đạt 851 tỷ VND (+0% YoY)

Diễn biến giá cổ phiếu (%)

	YTD	1T	3T	12T
Tuyệt đối	-18%	-1%	-3%	4%
Tương đối	-22%	1%	6%	-34%

Nguồn: Bloomberg, so với VNIndex

Thông kê

12/06/18

Thấp/Cao 52 tuần(VND)	16.6k-22.1k
SL lưu hành (triệu cp)	321
Vốn hóa (tỷ đồng)	5,563
Vốn hóa (triệu USD)	244
% khối ngoại sở hữu	16%
SL cp tự do (triệu cp)	79
KLGD TB 3 tháng (cp)	180,826
VND/USD	22,810
Index: VNIndex / HNX	1,021/116

Nguồn: Bloomberg

Cơ cấu sở hữu

12/06/18

Tổng Cty Phát điện 2	51.9%
CTCP Cơ điện Lạnh	23.4%
Samarang Asian Property	9.1%
Market Vectors VN ETF	3.9%

Nguồn: Bloomberg

Rủi ro và bất lợi:

- Vị trí nhà máy đặt tại miền Bắc nơi có nhiều nhà máy thủy điện, sản lượng huy động của PPC sẽ bị ảnh hưởng mạnh nếu thời tiết nhiều mưa.
- Nhà máy Phả Lại 1 đã cũ, chi phí nguyên liệu cao hơn nhiệt điện than mới khoảng 33%, khó cạnh tranh chào giá trên thị trường điện cạnh tranh.
- Tổng vốn đầu tư nâng cấp hệ thống khí thải và các tổ máy của PPC sẽ tiêu tốn 5,200 tỷ trong giai đoạn 2018 – 2022, ảnh hưởng mạnh đến dòng tiền tự do. Tuy nhiên chi phí nâng cấp này sẽ chuyển vào giá bán điện tương lai.

Định giá:

- Dựa vào mức P/E trung bình 1 năm 8.0x, giá mục tiêu của PPC là 20,000đ cuối 2018. Tổng mức sinh lời là 27.5% (bao gồm cổ tức tiền mặt 2,000đ/cp). Khuyến nghị: **TĂNG TỶ TRỌNG.**

Tỷ đồng	2015	2016	2017	2018E	2019E
DT Thuần (tỷ đồng)	7,665	5,977	6,236	6,956	7,703
Tăng trưởng (%)	2%	-22%	4%	12%	11%
LNST (tỷ đồng)	566	554	854	851	796
Biên lợi nhuận (%)	7.4%	9.3%	13.7%	12.2%	10.3%
SLCP lưu hành (triệu cp)	326	326	326	326	326
EPS (hiệu chỉnh, VND)	1,565	1,533	2,508	2,499	2,327
Tăng trưởng (%)	-50%	-2%	64%	0%	-7%
ROE (%)	9.9%	10.1%	16.1%	15.3%	14.0%
Nợ ròng/VCSH (%)	22%	25%	3%	17%	31%
PE (x)	11.0	11.3	6.9	6.9	7.4
PB (x)	1.0	1.1	1.0	1.0	1.0
EV/EBITDA (x)	5.3	14.9	7.8	9.2	10.0
Cổ tức (VND)	1,200	2,500	3,200	2,000	2,000
Suất sinh lợi cổ tức (%)	6.9%	14.4%	18.6%	11.6%	11.6%

MÔ HÌNH TÀI CHÍNH PPC		Vốn hóa: 5,563 tỷ VND			
Đơn vị: Tỷ đồng	2016	2017	2018E	2019E	
Doanh thu thuần	5,977	6,236	6,956	7,703	
Tăng trưởng (%)	-22%	4%	12%	11%	
GVHB	5,474	5,445	6,197	6,914	
Biên LN gộp (%)	8%	13%	11%	10%	
Chi phí BH & QLDN	108	81	82	84	
EBITDA	468	747	714	742	
Biên lợi nhuận (%)	8%	12%	10%	10%	
Khấu hao	72	37	37	37	
Lợi nhuận từ HĐKD	396	710	677	705	
Biên LN HĐKD (%)	7%	11%	10%	9%	
Khả năng trả lãi vay(x)	-1.5	-3.3	-4.4	-5.0	
Chi phí lãi vay ròng	272	216	153	141	
Lãi/lỗ khác	-51	77	171	89	
Cổ tức/lợi nhuận được chia	73	89	89	89	
Lỗi chênh lệch tỷ giá	207	137	49	0	
Trích lập/hoàn nhập dự phòng đầu tư	-87	-92	-130	0	
Chi phí khác	-4	-33	1	0	
Thuế	62	149	149	139	
Thuế suất hiệu dụng (%)	10%	15%	15%	15%	
Lợi nhuận ròng	554	854	851	796	
Biên lợi nhuận (%)	9%	14%	12%	10%	
Lợi ích CĐ thiểu số	6	0	0	0	
LN cho công ty mẹ	549	854	851	796	
Số lượng CP (triệu)	326	326	326	326	
EPS hiệu chỉnh (VND)	1,533	2,508	2,499	2,327	
Tăng EPS (%)	-2%	64%	0%	-7%	
Cổ tức (VND)	2,500	3,200	2,000	2,000	
Tỷ lệ trả cổ tức (%)	162%	128%	80%	86%	

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 = Cổ tức/lợi nhuận được chia – lỗi chênh lệch tỷ giá – trích lập/hoàn nhập dự phòng đầu tư – chi phí khác

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

ĐKT VÀ DÒNG TIỀN (Tỷ đồng)	2015	2016	2017E	2018E
Thay đổi vốn lưu động	-111	-293	0	0
Capex	6	73	980	1,000
Dòng tiền khác	-7	-1,030	60	62
Dòng tiền tự do	739	2,141	-92	-167
Phát hành cp	0	0	0	0
Cổ tức	799	1,020	652	652
Thay đổi nợ ròng	60	-1,121	744	819
Nợ ròng cuối năm	1,312	191	936	1,755
Giá trị doanh nghiệp (EV)	7,190	6,031	6,775	7,595
Tổng VCSH	5,194	5,477	5,626	5,719
Lợi ích cổ đông thiểu số	38	0	0	0
VCSH	5,156	5,477	5,626	5,719
Giá trị sổ sách/cp (VND)	16,204	17,083	17,547	17,839
Nợ ròng / VCSH (%)	25%	3%	17%	31%
Nợ ròng / EBITDA (x)	2.8	0.3	1.3	2.4
Tổng tài sản	10,588	7,548	8,492	9,455

Nợ ròng = Nợ – Tiền & tương đương tiền

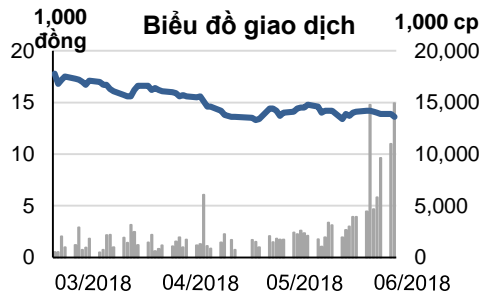
CHỈ SỐ KHẢ NĂNG SINH LỢI VÀ ĐỊNH GIÁ	2015	2016	2017E	2018E
ROE (%) (không gồm lợi ích CĐ thiểu số)	10%	16%	15%	14%
ROA (%)	5%	11%	10%	8%
ROIC (%)	5%	11%	12%	10%
WACC (%)	9%	14%	10%	10%
PER (x)	11.3	6.9	6.9	7.4
PBR (x)	1.1	1.0	1.0	1.0
PSR (x)	0.9	0.9	0.8	0.7
EV/EBITDA (x)	14.9	7.8	9.2	10.0
EV/sales (x)	1.2	0.9	0.9	1.0
Suất sinh lợi cổ tức (%)	14.4%	18.6%	11.6%	11.6%

Đánh giá

POW Tổng Công ty Điện lực Dầu khí VN (UpCOM: POW)

TĂNG TỶ TRỌNG Điểm nhấn đầu tư:

Giá thị trường (VND)	13,600
Giá mục tiêu (VND)	19,300
Tăng giá bình quân dự kiến	41.9%
Lợi suất cổ tức dự kiến	0%
Tổng suất sinh lợi	41.9%



- Các nhà máy nhiệt điện khí của POW (chiếm 64% công suất) tập trung tại khu vực miền Nam vốn có nhu cầu cao trong khi dự phòng điện ngày càng kém. Do đó, huy động điện nhóm các nhà máy này luôn ở mức cao.
- Giá điện thị trường 4 tháng đầu năm 2018 rất tốt, tăng +51% YoY. Ước tính giá điện thị trường sẽ đạt bình quân 1,453 VND/kWh, tăng +43.4% YoY trong năm 2018.
- Chi phí khấu hao nhà máy Nhiệt điện Cà Mau 1&2 giảm 361 tỷ VND trong năm 2018 và 704 tỷ trong năm 2019, cải thiện trực tiếp lợi nhuận gộp.
- Sau khi hoàn tất đại tu các nhà máy trong 2017 cùng với nhiệt điện than Vũng Áng vận hành cả 2 tổ máy, sản lượng điện sẽ hồi phục và ước đạt 22.7 tỷ Kwh (+10.7 % YoY) trong năm 2018.
- POW sẽ thực hiện đầu tư nhà máy nhiệt điện khí NT3, NT4 vào giai đoạn 2020 – 2023, gia tăng 35.7% công suất phát điện.
- Kế hoạch thoái vốn nhà nước cho đối tác chiến lược và niêm yết HSX trong năm 2018.
- Q1.2018, DT đạt 8,356 tỷ VND (+12% YoY) LN đạt 676 tỷ VND (+37.6% YoY). Ước tính 2018, DT đạt 34,467 tỷ VND (+16% YoY), LNST đạt 3,165 tỷ VND (+17% YoY)

Diễn biến giá cổ phiếu (%)

	YTD	1T	3T	12T
Tuyệt đối	n.a	-3%	-21%	n.a
Tương đối	n.a	-1%	-11%	n.a

Nguồn: Bloomberg, so với VNIndex

Thông kê

12/06/18

Thấp/Cao 52 tuần (VND)	13.3k-17.8k
SL lưu hành (triệu cp)	2,342
Vốn hóa (tỷ đồng)	31,849
Vốn hóa (triệu USD)	1,397
% khối ngoại sở hữu	66%
SL cp tự do (triệu cp)	2,342
KLGD TB 3 tháng (cp)	2,022,404
VND/USD	22,810
Index: VNIndex / HNX	1,021/116

Nguồn: Bloomberg

Rủi ro và bất lợi:

- Rủi ro lỗ tỷ giá khi nguồn vốn ngoại tệ chiếm tỷ trọng lớn. Nợ ngoại tệ cuối năm 2017 là 19,560 tỷ VND, trong đó nợ bằng USD chiếm 90% và EUR chiếm 10%.
- Huy động điện phụ thuộc mạnh vào thời tiết
- Cổ tức ở mức thấp do áp lực trả nợ vay nhà máy nhiệt điện Vũng Áng và áp lực đáp ứng nhu cầu vốn đầu tư NT3, NT4 với suất đầu tư 1.5 tỷ USD.

Định giá:

- Dựa vào phương pháp định giá FCFF, ước tính giá mục tiêu của POW là 19,300đ, tổng mức sinh lời là 41.9%. **TĂNG TỶ TRỌNG**

Cơ cấu sở hữu

12/06/18

PetroVietNam	80%
Khác	20%

Nguồn: Bloomberg

Tỷ đồng	2015	2016	2017	2018E	2019E
DT Thuần (tỷ đồng)	23,230	28,212	29,710	34,467	37,865
Tăng trưởng (%)	-5%	21%	5%	16%	10%
LNST (tỷ đồng)	2,446	1,475	2,602	3,165	4,076
Biên lợi nhuận (%)	10.5%	5.2%	8.8%	9.2%	10.8%
SLCP lưu hành (triệu cp)	2,177	2,342	2,342	2,342	2,342
EPS (hiệu chỉnh, VND)	878	441	954	1,116	1,487
Tăng trưởng (%)	47%	-50%	116%	17%	33%
ROE (%)	8.7%	4.3%	9.1%	10.6%	12.8%
Nợ ròng/VCSH (%)	104%	96%	78%	48%	25%
PE (x)	15.5	30.9	14.3	12.5	9.4
PB (x)	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1
EV/EBITDA (x)	8.8	8.2	6.7	6.1	5.1
Cổ tức (VND)	272	700	200	-	400
Suất sinh lợi cổ tức (%)	2.0%	5.1%	1.5%	0.0%	2.9%

MÔ HÌNH TÀI CHÍNH POW	Vốn hóa: 31,849 tỷ VND			
Đơn vị: Tỷ đồng	2016	2017	2018E	2019E
Doanh thu thuần	28,212	29,710	34,064	37,792
Tăng trưởng (%)	21%	5%	15%	11%
Bán điện	27,209	28,861	33,215	36,943
Cung cấp dịch vụ	155	43	43	43
Bán hàng hóa	666	798	798	798
Khác	181	9	9	9
GVHB	24,429	24,787	28,663	31,076
Biên LN gộp (%)	13%	17%	16%	18%
Chi phí BH & QLDN	756	815	839	864
EBITDA	7,343	8,423	8,474	9,060
Biên lợi nhuận (%)	26%	28%	25%	24%
Khấu hao	4,316	4,316	3,913	3,209
Lợi nhuận từ HĐKD	3,027	4,107	4,562	5,851
Biên LN HĐKD (%)	11%	14%	13%	15%
Khả năng trả lãi vay(x)	2.8	3.7	4.5	8.5
Chi phí lãi vay ròng	1,070	1,103	847	532
Lãi/lỗ khác	-304	-270	-59	-362
Cổ tức/lợi nhuận được chia	100	84	84	84
Lỗ/lãi chênh lệch tỷ giá	186	148	-34	271
Chi phí bảo hiểm và bảo lãnh khoản vay	153	151	151	151
Chi phí khác	65	55	26	4
Thuế	178	132	279	480
Thuế suất hiệu dụng (%)	11%	5%	8%	10%
Lợi nhuận ròng	1,475	2,602	3,214	4,320
Biên lợi nhuận (%)	5%	9%	9%	11%
Lợi ích CĐ thiểu số	443	368	393	391
LN cho công ty mẹ	1,032	2,233	2,821	3,930
Số lượng CP (triệu)	2342	2342	2342	2342
EPS hiệu chỉnh (VND)	441	954	1,136	1,586
Tăng EPS (%)	-50%	116%	19%	40%
Cổ tức (VND)	700	200	-	400
Tỷ lệ trả cổ tức (%)	163%	19%	0%	25%

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 = Cổ tức/lợi nhuận được chia – lỗ/lãi chênh lệch tỷ giá – chi phí bảo hiểm, bảo lãnh khoản vay – chi phí 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	396	283
Capex	372	1,672	377	388
Dòng tiền khác	-622	-355	-488	-422
Dòng tiền tự do	3,359	4,683	7,526	8,111
Phát hành cp	0	-1	0	0
Cổ tức	1,683	429	0	937
Thay đổi nợ ròng	-1,676	-4,253	-7,526	-7,174
Nợ ròng cuối năm	25,826	21,572	14,046	6,872
Giá trị doanh nghiệp (EV)	60,417	56,244	49,111	42,327
Tổng VCSH	26,797	27,724	31,044	34,333
Lợi ích cổ đông thiểu số	2,741	2,822	3,215	3,605
VCSH	24,055	24,902	27,830	30,728
Giá trị sổ sách/cp (VND)	10,272	10,633	11,883	13,121
Nợ ròng / VCSH (%)	96%	78%	45%	20%
Nợ ròng / EBITDA (x)	3.5	2.6	1.7	0.8
Tổng tài sản	69,732	60,583	56,552	52,889

Nợ ròng = Nợ – Tiền & tương đương tiền

CHỈ SỐ KHẢ NĂNG SINH LỢI VÀ ĐỊNH GIÁ	2016	2017	2018E	2019E
ROE (%) (không gồm lợi ích CĐ thiểu số)	4%	9%	10%	13%
ROA (%)	2%	4%	5%	7%
ROIC (%)	4%	7%	8%	10%
WACC (%)	9%	10%	11%	13%
PER (x)	30.9	14.3	12.5	9.4
PBR (x)	1.3	1.3	1.2	1.1
PSR (x)	1.1	1.1	0.9	0.8
EV/EBITDA (x)	8.2	6.7	6.1	5.1
EV/sales (x)	2.1	1.9	1.5	1.2
Suất sinh lợi cổ tức (%)	5.1%	1.5%	0.0%	2.9%

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 4) 3974 4448
Fax: (+84 4) 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.