

NỘI DUNG

Tổng quan ngành điện 2016.....	0
Cơ cấu ngành sản xuất điện.....	1
Thị trường phát điện cạnh tranh và cơ chế giá điện.....	4
Hoạt động của ngành điện 2016.....	6
Triển vọng dài hạn	13
Một số công ty lớn trong ngành	15
1. SHP	16
2. NT2	17
3. PPC.....	18
Phụ lục	19

CHUYÊN VIÊN PHÂN TÍCH

Đàm Sỹ Đức
dsduc@vcbs.com.vn
+84 98 545 1394

Hệ thống báo cáo phân tích của VCBS

www.vcbs.com.vn/vn/Services/AnalysisResearch

VCBS Bloomberg Page:

<VCBS><go>

TỔNG QUAN NGÀNH ĐIỆN 2016

- Ngành sản xuất điện ở Việt Nam có tổng công suất lắp đặt khoảng 38.676 MW tính tới tháng 10/2016. Theo Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), tổng sản lượng điện thương phẩm ở Việt Nam có tốc độ tăng trưởng hàng năm là 10,84% trong giai đoạn từ 2011 – 2015. Trong năm 2015, tổng sản lượng điện thương phẩm của ngành đạt 143,7 tỷ kWh. Trong 10 tháng đầu năm 2016, tổng sản lượng điện thương phẩm của ngành đạt 132,6 tỷ kWh, tăng 11,34% so với cùng kỳ 2015. EVN đặt kế hoạch sản lượng điện thương phẩm của ngành trong năm 2016 là 159,1 tỷ kWh, cao hơn 10,72% so với sản lượng điện thương phẩm trong năm 2015.
- Các nhà máy sản xuất điện ở Việt Nam tập trung vào ba nhóm chính: thủy điện, nhiệt điện chạy than, và nhiệt điện chạy khí. Về công suất lắp đặt, tính tới tháng 10/2016, tổng công suất lắp đặt của nhóm thủy điện là 17.022 MW, của nhiệt điện chạy than là 12.705 MW và của nhiệt điện chạy khí là 7.684 MW. Ngoài ra, nhiệt điện chạy dầu có tổng công suất 1.154 MW và các loại hình sản xuất điện khác như từ năng lượng gió hay năng lượng sinh khối có tổng công suất không đáng kể, khoảng 109 MW. Do các nhà máy thủy điện chỉ có thể hoạt động khi có nước về, tổng công suất lắp đặt không hoàn toàn phản ánh sản lượng điện của từng nhóm nhà máy. Ví dụ, theo EVN, lũy kế 10 tháng đầu năm 2016, thủy điện đóng góp 35,45% tổng sản lượng điện của ngành, nhiệt điện than đóng góp 37,05%, nhiệt điện khí đóng góp 26,04% và nhiệt điện dầu đóng góp 0,76%.
- Trong giai đoạn 9T.2016, điều kiện thủy văn đã có những chuyển biến lớn, ảnh hưởng tích cực tới nhóm thủy điện. Cụ thể, đợt El Nino kéo dài từ tháng 5/2014 đã được xác nhận kết thúc vào tháng 5/2016. Thêm vào đó, theo số liệu tháng 11/2016, một đợt La Nina nhẹ đã diễn ra trong tháng 10/2016 và dự kiến kéo dài tới tháng 2/2017.
- Giá khí trên bao tiêu sau khi giảm mạnh trong năm 2015 đã bắt đầu tăng trở lại từ tháng 1/2016 khiến lợi nhuận của các nhà máy nhiệt khí có xu hướng giảm dần vào thời điểm cuối năm 2016. Trong khi đó, giá than thế giới tại thị trường Trung Quốc và Úc bắt đầu tăng mạnh (khoảng 97%) từ tháng 6/2016. Tuy giá than nội địa không có biến chuyển lớn trong 9T.2016, trong tháng 11/2016, Tập đoàn Công nghiệp Than – Khoáng Sản Việt Nam đã công bố điều chỉnh tăng giá một số loại than. Xu hướng tăng giá than nội địa sẽ ảnh hưởng tới lợi nhuận bán điện trên thị trường cạnh tranh của các công ty nhiệt than.

CƠ CẤU NGÀNH SẢN XUẤT ĐIỆN

1. Cơ cấu theo nhóm nhà máy điện

Các nhà máy sản xuất điện ở Việt Nam tập trung vào ba nhóm chính: thủy điện, nhiệt điện chạy than, và nhiệt điện chạy khí.

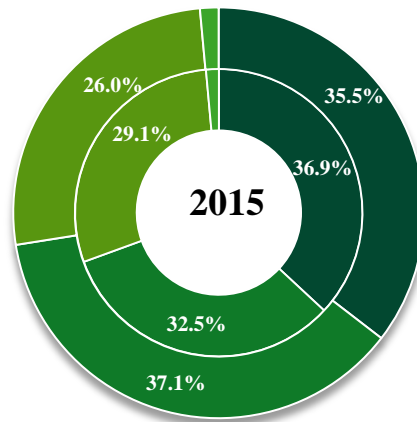
Về cơ cấu công suất của ba nhóm nhà máy, nhóm thủy điện có tổng công suất lớn nhất (17.022 MW), theo sau là nhiệt điện than (12.705 MW) và nhiệt điện khí (7.684 MW).

Về cơ cấu sản lượng, nhóm nhiệt điện than có sản lượng điện cao nhất trong 10T.2016 (54,7 tỷ kWh – 37,1% tổng sản lượng điện toàn ngành). Theo sau là thủy điện (52,4 tỷ kWh – 35,5% tổng sản lượng toàn ngành) và nhiệt điện khí (38,5 tỷ kWh – 26% tổng sản lượng điện toàn ngành).

Sản lượng điện theo từng nhóm nhà máy không hoàn toàn tỷ lệ thuận với công suất do các nhà máy thủy điện chỉ hoạt động khi nước về nên số giờ chạy thấp hơn so với các nhà máy nhiệt điện. Biểu đồ sau đây thể hiện sự thay đổi về cơ cấu sản lượng điện và công suất của từng nhóm nhà máy giữa năm 2015 và 2016.

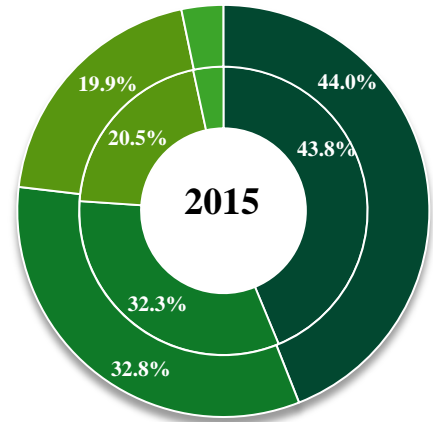
Tỷ trọng sản lượng và công suất điện theo từng nhóm nhà máy

2016



Tỷ trọng sản lượng điện 11T.2015 và 10T.2016

2016



Tỷ trọng công suất 2015 và 2016

■ Thủy điện ■ Nhiệt điện than ■ Nhiệt điện khí ■ Khác

(Nguồn: EVN)

Ngành sản xuất điện ở Việt Nam đang có xu hướng tập trung đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện than. Xu hướng này bắt nguồn từ Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030 (gọi tắt là Quy hoạch điện VII) được chính phủ Việt Nam phê duyệt vào tháng 7/2011 thông qua quyết định số 1208/QĐ-TTG. Vào tháng 3/2016, Quy hoạch điện VII được chính phủ Việt Nam điều chỉnh thông qua quyết định số 428/QĐ-TTG.

Quy hoạch điện VII (2011) định hướng nhiệt điện than sẽ chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu ngành sản xuất điện trong giai đoạn 2011 – 2030. Mặc dù Quy hoạch điện VII điều chỉnh (2016) đã hạ tỷ trọng của nhiệt điện than so với bản quy hoạch gốc, nhiệt điện than vẫn là trọng tâm trong định hướng phát triển của ngành sản xuất điện. Quy hoạch điện VII điều chỉnh đặt mục tiêu tăng tổng công suất nhiệt điện

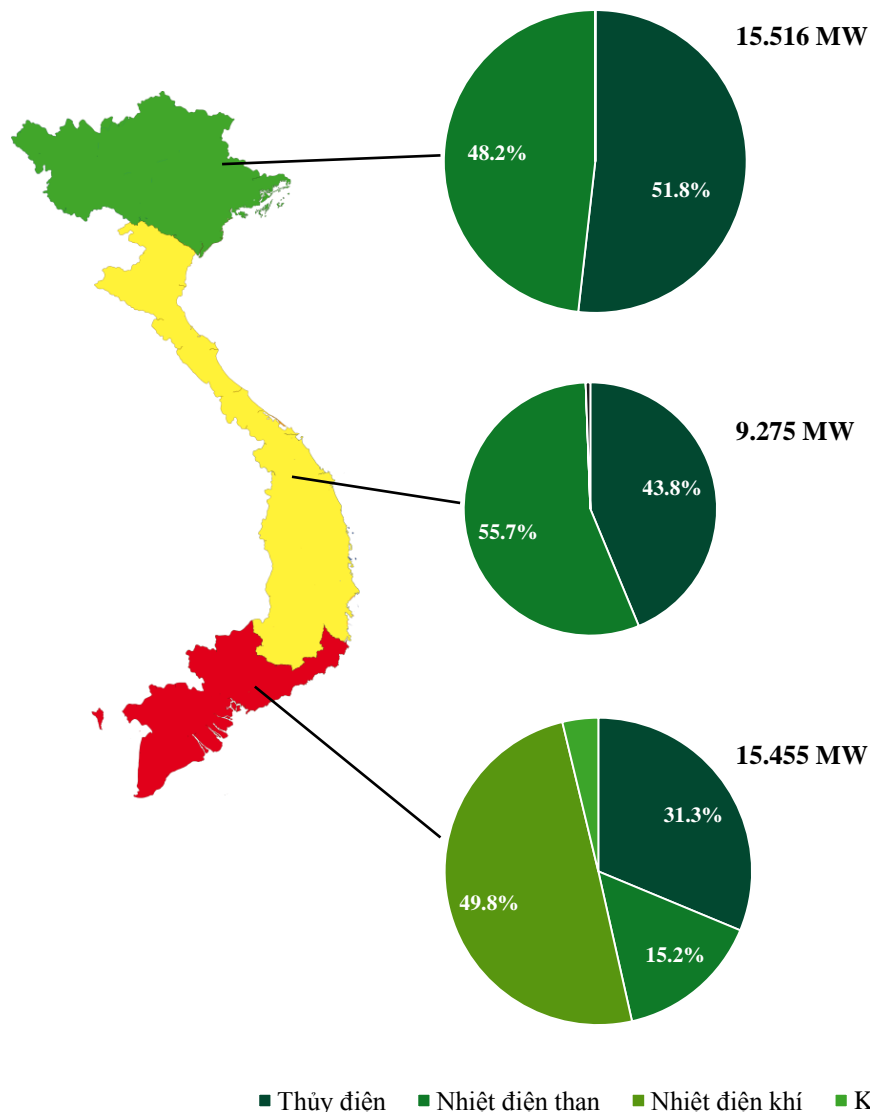
than trên tổng công suất của cả ngành (hiện là 32,8% vào tháng 10/2016) lên 42,7% vào năm 2020 và 49,3% vào năm 2025. Tỷ trọng điện năng sản xuất từ nhiệt điện than (hiện là 37,05% lũy kế 10 tháng 2016) được đặt mục tiêu tăng lên 49,3% vào năm 2020 và 55% vào năm 2025.

Nguyên nhân chính cho định hướng đầu tư vào nhiệt điện than là do tiềm năng thủy điện ở Việt Nam không còn nhiều và không đáp ứng kịp tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện năng của nền kinh tế Việt Nam. Ngoài ra, một nhược điểm của nhà máy thủy điện là hoạt động của nhà máy chịu ảnh hưởng của thời tiết, dẫn đến mất cân đối trong nguồn cung điện năng cả năm với tình trạng thừa điện vào mùa mưa và thiếu điện vào mùa khô. Nhiệt điện than có chi phí sản xuất tương đối rẻ, xếp sau thủy điện, và có thể đáp ứng được nhu cầu điện năng có tốc độ tăng trưởng cao trên 10%/năm của Việt Nam.

Chi tiết cụ thể về các chỉ tiêu trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh được tóm tắt trong **Phụ Lục 1**.

2. Cơ cấu theo miền Bắc – Trung – Nam

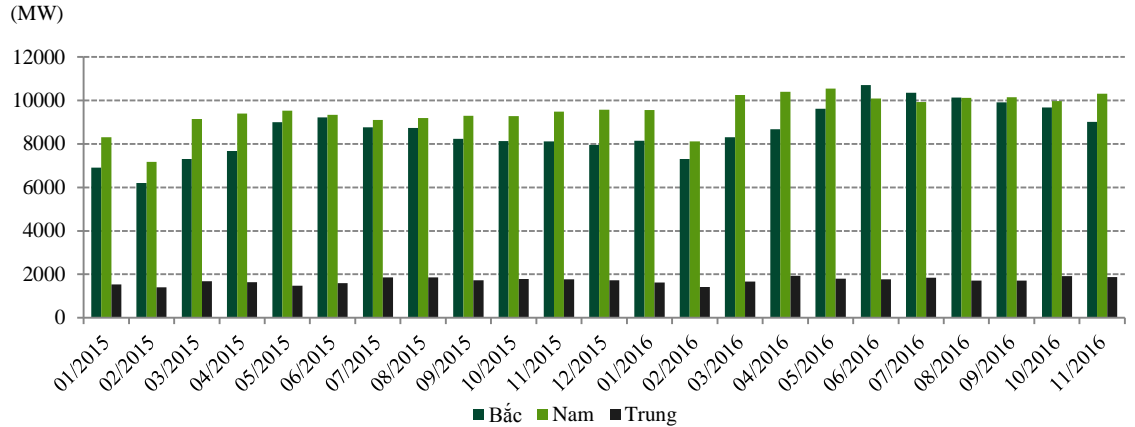
Cơ cấu công suất phát điện theo nhóm nhà máy và vị trí địa lý



(Nguồn: EVN, VCBS)

Xét về vị trí địa lý, tổng công suất của các nhà máy điện tính tới tháng 11/2016 tại miền Bắc là 15.516 MW, miền Trung là 9.275 MW và miền Nam là 15.455 MW. Thủy điện chiếm tỷ trọng lớn về công suất ở cả ba miền. Các nhà máy nhiệt than chiếm khoảng 50% về công suất tại miền Bắc và miền Trung và khoảng 15% tại miền Nam. Trong khi đó, các nhà máy nhiệt khí chỉ nằm tại miền Nam, tận dụng nguồn khí tự nhiên từ các bể khí phía Nam của biển Đông. Nhóm nhà máy nhiệt khí có tỷ trọng lớn nhất về công suất tại miền Nam, chiếm khoảng 50% tổng công suất phát điện.

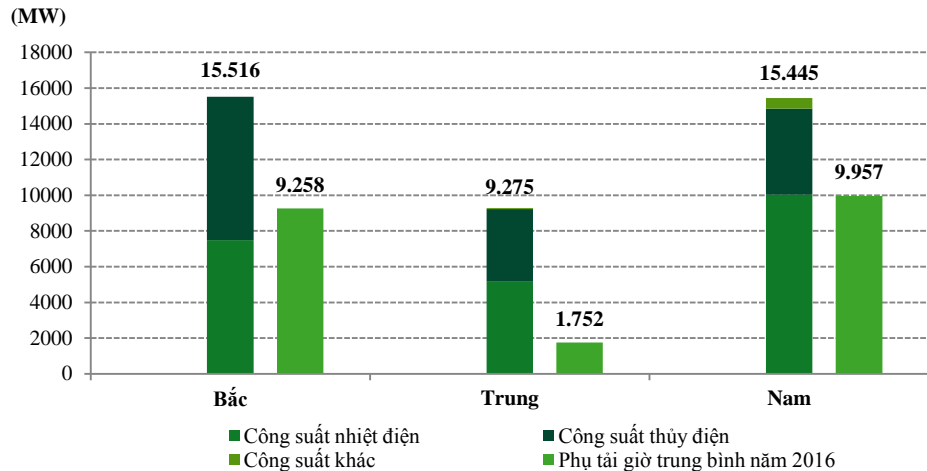
Phụ tải tính trung bình hàng tháng theo ba miền Bắc – Trung – Nam



*Phụ tải là các thiết bị sử dụng điện năng. Tổng phụ tải tại một thời điểm cụ thể thể hiện nhu cầu điện năng của nền kinh tế tại thời điểm đó.
(Nguồn: NLDC, VCBS)*

Mặc dù công suất phát điện của miền Trung tương đối lớn, bằng khoảng 60% công suất phát điện của miền Bắc và Nam, nhu cầu điện năng của miền Trung thấp hơn đáng kể so với hai miền còn lại. Trong năm 2016, chúng tôi ước tính phụ tải trung bình tại miền Trung chỉ bằng khoảng 17% - 18% phụ tải của miền Bắc và Nam. Do vậy, phần lớn điện năng sản xuất tại miền Trung được điều độ tới hai miền còn lại.

Công suất điện và nhu cầu phụ tải theo ba miền



(Nguồn: EVN, NLDC, VCBS)

Miền Bắc (phụ tải trung bình 9.258MW trong năm 2016) có phụ tải trung bình thấp hơn miền Nam một chút (9.957MW trong năm 2016). Tuy nhiên, từ biểu đồ phụ tải trung bình hàng tháng ở trên, có thể thấy mặc dù phụ tải miền Bắc vẫn thấp hơn của miền Nam, sự khác biệt này đang thu hẹp lại.

Một điều đáng lưu ý là **nguồn cung điện năng của miền Bắc không ổn định bằng miền Nam**. Cơ cấu nhà máy điện của miền Bắc hiện tập trung vào thủy điện - chiếm 51,8% tổng công suất (trong khi thủy điện chỉ chiếm 31,3% tổng công suất phát điện tại miền Nam). Hoạt động của nhà máy thủy điện chịu ảnh hưởng từ thời tiết và chỉ cho ra sản lượng điện cao vào mùa mưa. Do đó, nguồn cung điện năng tại miền Bắc với cơ cấu tập trung vào thủy điện có sự dao động lớn trong năm với tình trạng thiếu điện vào mùa khô và thừa điện vào mùa mưa.

Nhìn chung, **miền Nam có phụ tải lớn, luôn trong tình trạng thiếu điện** và có nhu cầu mua điện từ miền Trung cũng như miền Bắc (đặc biệt vào mùa mưa, khi sản lượng điện của miền Bắc cao đột biến). Trong khi đó, **miền Bắc có nhu cầu mua điện trong mùa khô**. Dựa trên cơ cấu công suất điện và phụ tải của từng miền cũng như việc các nhà máy điện ở gần phụ tải sẽ được ưu tiên huy động phát điện (nhằm tiết kiệm hao phí năng lượng trong việc truyền tải điện), chúng tôi đưa ra một số nhận định sau:

- (1) Do thủy điện có chi phí cận biên thấp (không có chi phí nguyên liệu), các nhà máy thủy điện sẽ được ưu tiên huy động mỗi khi có nước về.
- (2) Mặc dù các nhà máy thủy điện sẽ được ưu tiên huy động điện, các nhà máy nhiệt điện tại miền Nam vẫn luôn cần hoạt động ở công suất tối đa nhằm đáp ứng phụ tải lớn tại miền Nam.
- (3) Các nhà máy nhiệt điện tại miền Bắc cần hoạt động ở công suất tối đa vào mùa khô. Trong mùa mưa, sản lượng điện huy động từ các nhà máy nhiệt điện tại miền Bắc sẽ thấp hơn do sản lượng điện từ thủy điện tăng cao đột biến. Ngoài ra, nguồn điện năng truyền tải từ miền Bắc vào miền Nam sẽ tăng đáng kể trong mùa mưa.
- (4) Phần lớn điện năng sản xuất tại miền Trung được truyền tải vào miền Bắc và Nam, trong đó tập trung vào miền Nam.

THỊ TRƯỜNG PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH VÀ CƠ CHẾ GIÁ ĐIỆN

1. Thị trường phát điện cạnh tranh

Ngành sản xuất điện ở Việt Nam đang ở trong giai đoạn cải cách. Vào tháng 1/2006, theo quyết định số 26/2006/QĐ-TTG, chính phủ Việt Nam đã phê duyệt lộ trình để thành lập thị trường điện lực cạnh tranh nhằm tăng hiệu quả hoạt động và tính độc lập của các nhà máy sản xuất điện. Thị trường điện lực cạnh tranh sẽ có ảnh hưởng lớn tới giá bán điện và doanh thu của các công ty trong ngành.

Theo lộ trình mà chính phủ Việt Nam đề ra trong quyết định 26/2006/QĐ-TTG, thị trường điện lực tại Việt Nam sẽ được hình thành và phát triển qua 3 cấp độ:

- (1) Cấp độ 1 (2005 - 2014): thị trường phát điện cạnh tranh (tên tiếng Anh: Vietnam Competitive Generation Market – VCGM) – các nhà máy phát điện tham gia thị trường cạnh tranh và chào giá bán điện cho người mua duy nhất là Công ty Mua bán điện, một công ty con của EVN.
- (2) Cấp độ 2 (2015 - 2022): thị trường bán buôn điện cạnh tranh (tên tiếng Anh: Vietnam Wholesale Electricity Market – VWEM) – là bước phát triển tiếp sau thị trường phát điện cạnh tranh. Bên cạnh

Công ty Mua bán điện, các nhà máy phát điện có thể chào giá bán điện cho các đơn vị mua buôn khác.

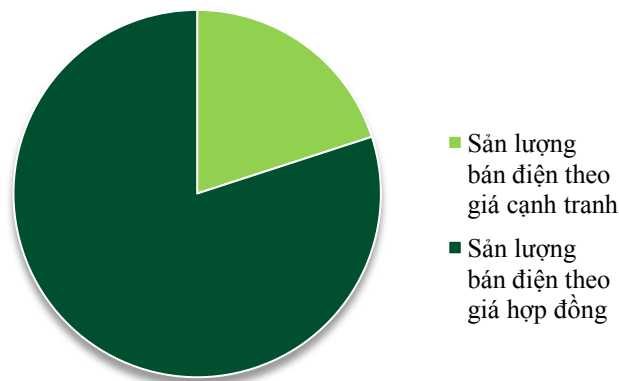
- (3) Cấp độ 3 (từ sau 2022): thị trường bán lẻ điện cạnh tranh – là bước phát triển tiếp sau thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Bên cạnh các đơn vị mua buôn, các nhà máy phát điện có thể chào giá và bán điện tới tổ chức, xí nghiệp và người dùng trực tiếp sử dụng điện năng.

Tính tới cuối năm 2016, thị trường điện lực cạnh tranh Việt Nam vẫn ở trong Cấp độ 1, chậm hơn so với lộ trình mà chính phủ Việt Nam đề ra. Chính phủ Việt Nam vẫn đặt kế hoạch theo kịp lộ trình trên và đang xúc tiến để đưa thị trường điện cạnh tranh lên Cấp độ 2. Theo quyết định 8266/QĐ-BCT của Bộ Công thương vào tháng 8/2015, thị trường bán buôn điện cạnh tranh sẽ hoạt động thí điểm trong giai đoạn 2017 – 2018 và hoạt động chính thức từ năm 2019.

2. Cơ chế giá điện

Thông thường, các nhà máy sản xuất điện chỉ bán một phần điện năng trên thị trường cạnh tranh, trong khi phần lớn sản lượng điện vẫn bán cho EVN với giá hợp đồng cụ thể cho từng nhà máy. Trong **Phụ lục 2**, chúng tôi tóm tắt những điểm mấu chốt về giá hợp đồng, giá bán điện thị trường cạnh tranh, sản lượng điện hợp đồng năm (Qc) và ảnh hưởng của cơ chế giá điện lên doanh thu của các nhà máy trong ngành.

Ước tính tỷ trọng sản lượng điện bán theo giá hợp đồng và giá cạnh tranh



(Nguồn: VCBS ước tính)

Giá điện hợp đồng

Khoảng 75% - 90% sản lượng điện của nhà máy bán theo giá hợp đồng. Thông thường, nhà máy sản xuất điện bắt đầu có hợp đồng mua bán điện với EVN ngay sau khi nhà máy đi vào hoạt động (một số nhà máy không thương lượng được hợp đồng ngay với EVN và có hợp đồng sau vài năm đi vào hoạt động). Giá hợp đồng được tính dựa trên dự phóng cho cả đời hoạt động của nhà máy điện nhằm đảm bảo nguồn doanh thu từ việc bán điện hợp đồng có thể giúp nhà máy chi trả chi phí hoạt động, trả vay nợ và dư được một khoản lợi nhuận. Hợp đồng này thường kéo dài cho cả đời sống kinh tế giả định của nhà máy – 40 năm với nhà máy thủy điện, 30 năm với nhà máy nhiệt than và 25 năm với nhà máy nhiệt khí (theo thông tư số 56/2014/TT-BCT, “Quy định phương pháp xác định giá phát điện, trình tự kiểm tra hợp đồng mua bán điện”).

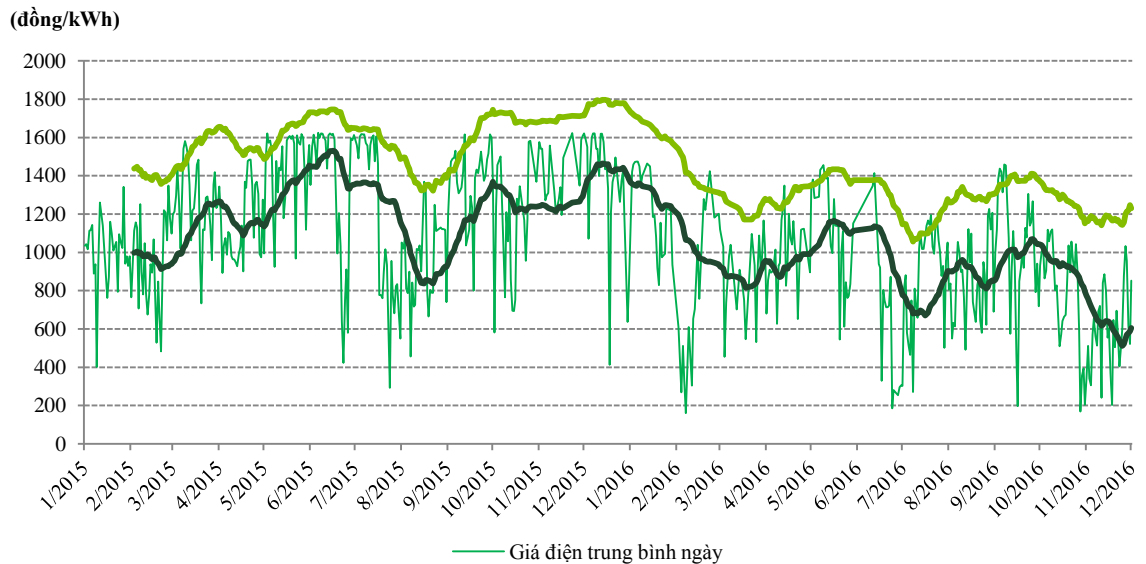
Thông thường, giá hợp đồng của nhà máy thủy điện được giữ cố định trong toàn bộ thời gian hợp đồng, trong khi giá hợp đồng của nhà máy nhiệt điện được điều chỉnh theo thay đổi về chi phí nguyên liệu. Ngoài ra, giá hợp đồng của nhà máy thủy điện thường thấp hơn đáng kể so với giá hợp đồng của nhà máy nhiệt điện do nhà máy thủy điện có chi phí hoạt động thấp hơn. Theo tìm hiểu và ước tính của

chúng tôi, giá hợp đồng của các nhà máy thủy điện dao động trong khoảng 750 đồng/kWh – 950 đồng/kWh trong khi giá hợp đồng của nhà máy nhiệt điện dao động trong khoảng 1.200 đồng/kWh – 1.400 đồng/kWh.

Giá điện cạnh tranh

Mặc dù tỷ trọng sản lượng điện bán trên thị trường cạnh tranh của các nhà máy không cao (khoảng từ 10% - 25% tùy từng nhà máy), giá bán trên thị trường cạnh tranh vẫn có ảnh hưởng lớn tới lợi nhuận của nhà máy do nhà máy chỉ chịu chi phí cận biên khi bán điện trên thị trường cạnh tranh (như chúng tôi đã giải thích trong Phụ lục 2).

Biểu đồ giá điện trung bình theo ngày trên thị trường cạnh tranh



(Nguồn: NLDC, VCBS)

Trong biểu đồ trên, chúng tôi tổng kết giá điện trung bình theo ngày trên thị trường điện cạnh tranh trong năm 2015 và 2016. Chúng tôi áp dụng đường trung bình động (SMA) 30 ngày cho giá điện bình quân ngày (xanh đậm) và đường trung bình động (SMA) 30 ngày cho giá điện cao nhất trong ngày (xanh nhạt). Có thể thấy giá bán điện cạnh tranh trong năm 2016 nhìn chung giảm so với 2015. Chúng tôi đưa ra hai lý giải sau:

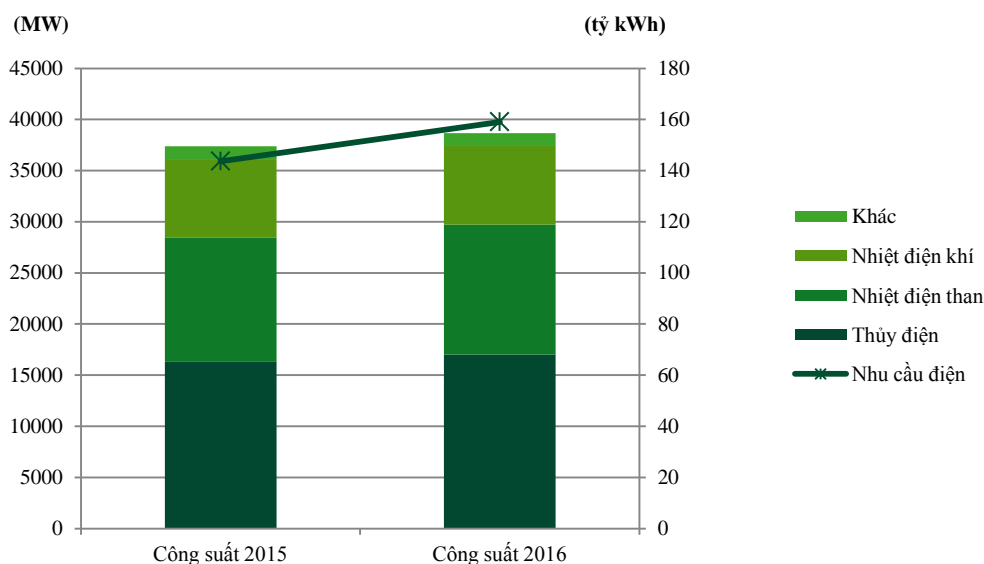
- (1) Giá trần trên thị trường cạnh tranh giảm. Mức giá trần trong năm 2016 là 1.171 đồng/kWh trong khi giá trần trong năm 2015 là 1.280 đồng/kWh (chúng tôi giải thích về giá trần trong Phụ Lục 2).
- (2) Sản lượng thủy điện tăng cao từ Q3.2016 so với cùng kỳ 2015 do điều kiện thủy văn thuận lợi khi mà El Nino kết thúc từ tháng 5/2016 và La Nina bắt đầu diễn ra.

HOẠT ĐỘNG CỦA NGÀNH ĐIỆN 9T.2016 VÀ TRIỂN VỌNG Q4.2016

Trong 9T.2016, tổng công suất lắp đặt của ngành tăng thêm 1.282 MW, từ 37.394 MW lên 38.676 MW. Các tổ máy được lắp đặt bao gồm tổ máy 2 Thủy điện Lai Châu (400 MW); tổ máy 2 Thủy điện Huội Quảng (260 MW); tổ máy 1 Nhiệt điện Duyên Hải 3 (622 MW – nhiệt điện than).

Những tổ máy có kế hoạch hoàn thành lắp đặt trong 2016 còn bao gồm tổ máy 3 Thủy điện Lai Châu (400 MW), tổ máy 2 Nhiệt điện Duyên hải 3 (622 MW) và 4 tổ máy Thủy điện Trung Sơn (260 MW). Thủy điện Sông Bung 2 (100 MW) bị sự cố cửa van số 2 hãm dẫn dòng (ngày 13/9/2016) nên không đảm bảo tiến độ phát điện năm 2016.

Tổng công suất điện và nhu cầu điện năng 2015 – 2016



*Ghi chú: nhu cầu điện năng thực tế 2015 và dự phóng 2016
(Nguồn: EVN, VCBS)*

Trong **Phụ lục 3**, chúng tôi tổng kết các số liệu về hoạt động kinh doanh, lợi nhuận và tỷ số định giá của các công ty trong ngành sản xuất điện.

1. Thủy điện

Nhìn chung, nếu xét tới doanh thu 9T.2016, các công ty thủy điện có kết quả không khả quan so với cùng kỳ 2015. Tuy nhiên, Q3.2016 bắt đầu cho thấy dấu hiệu tích cực khi nhiều công ty có doanh thu tăng trưởng so với cùng kỳ 2015. Chúng tôi cho rằng doanh thu 9T.2016 của các công ty giảm so với cùng kỳ 2015 do 2 lý do chính:

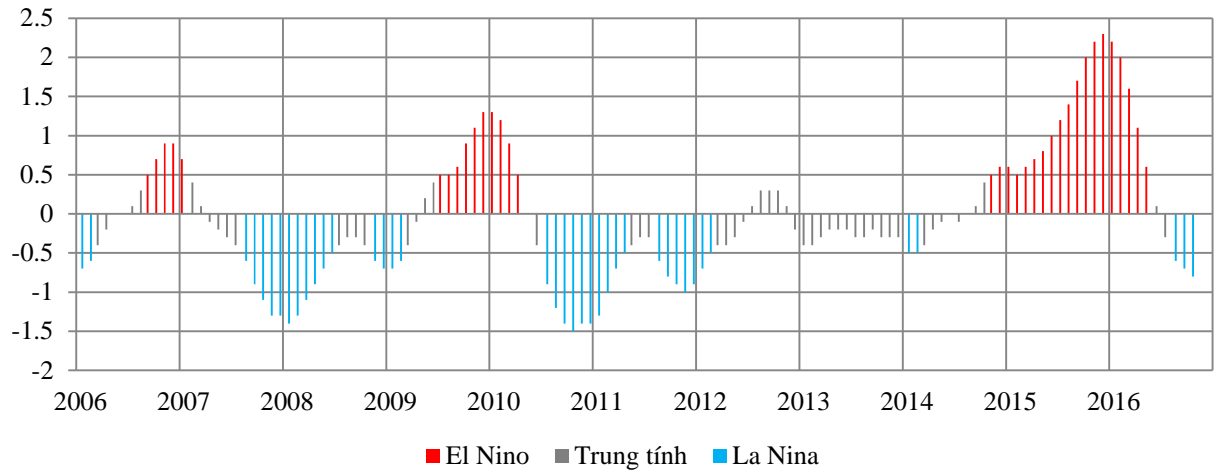
- (1) Sản lượng điện 9T.2016 giảm do điều kiện thủy văn.
- (2) Giá bán điện trên thị trường cạnh tranh giảm như chúng tôi đề cập ở trên.

DT Q3.2016 có dấu hiệu tích cực do đợt El Nino đã kết thúc từ tháng 5/2016 và không còn gây ảnh hưởng xấu tới điều kiện thủy văn ở Việt Nam. Ngoài ra, La Nina, hiện tượng đối lập của El Nino đã được xác nhận đang diễn ra kể từ tháng 10/2016 và sẽ có ảnh hưởng tích cực tới ngành thủy điện.

Cụ thể, theo Viện nghiên cứu Quốc tế về Khí hậu và Xã hội (International Research Institute for Climate and Society, viết tắt: IRI) và Trung tâm Dự báo Khí hậu Mỹ (Climate Prediction Center, viết

tất: CPC), đợt El Nino kéo dài từ tháng 5/2014 đã được xác nhận kết thúc vào tháng 5/2016. Thêm nữa, theo cập nhật mới nhất ngày 10/11/2016 của IRI và CPC, số liệu tháng 10/2016 cho thấy La Nina đã bắt đầu diễn ra từ tháng 10/2016. Số liệu hiện tại dự đoán một đợt La Nina nhẹ kết thúc vào khoảng tháng 2/2017.

Chỉ số Oceanic Nino Index(ONI)



(Nguồn: Trung tâm Dự báo Khí hậu Mỹ - CPC – cập nhật tới tháng 12/2016)

Các nhà máy thủy điện của một số công ty mà chúng tôi có số liệu về sản lượng điện (SHP, CHP, SBA) cho thấy SL điện của các nhà máy này tương đối nhất quán với diễn biến của El Nino và La Nina. Sản lượng điện 9T.2016 giảm so với cùng kỳ 2015 nhưng sản lượng điện Q3.2016 bắt đầu cho thấy dấu hiệu khả quan.

Nhà máy		Công suất (MW)	SL điện 9T.2015 (triệu kWh)	SL điện 9T.2016 (triệu kWh)	(%yoy)	SL điện Q3.2015 (triệu kWh)	SL điện Q3.2016 (triệu kWh)	(%yoy)
SHP	Đa M'bri	75	255.3	229.1	-10.3%	163.1	164.4	+0.8%
	Đa Dâng 2	34	122.3	88.9	-27.3%	64	50.2	-21.6%
	Đa Siat	13.5	43.5	40.4	-7.1%	27	26.1	-3.3%
CHP	A Lưới	170	381.1	275.2	-27.8%	111.7	126.5	+13.2%
SBA	Krông Năng	64	49.7	56.9	+14.5%	29.4	34.7	+18.0%
	Khe Diên	9	31.3	14.9	-52.4%	6.1	4.7	-23.0%

(Nguồn: SHP, CHP, SBA, VCBS)

Chúng tôi cho rằng với điều kiện thủy văn hiện tại, các nhà máy thủy điện sẽ có KQKD khả quan trong Q4.2016. Tuy nhiên, một điểm cần lưu ý là giá bán trên thị trường cạnh tranh sẽ tiếp tục giảm mạnh trong Q4.2016 so với cùng kỳ 2015, xóa bớt tác động tích cực từ việc tăng sản lượng điện. Dựa trên biểu đồ giá điện cạnh tranh, có thể thấy giá điện trung bình trên thị trường điện cạnh tranh đang có đà suy giảm đáng kể trong giai đoạn cuối năm 2016 do nguồn cung từ thủy điện tăng cao.

Ngoài ra, trong giai đoạn La Nina nước về nhiều, doanh thu Q4.2016 của các nhà máy thủy điện sẽ phụ thuộc nhiều hơn vào kích thước hồ chứa của nhà máy. Cụ thể, các nhà máy với hồ chứa điều tiết năm có hồ chứa rộng và có thể dự trữ nước khi nước về nhiều để phát vào Q1.2017 (khi giá điện cạnh tranh cao hơn sau đỉnh điểm mùa mưa). Các nhà máy với hồ điều tiết ngày hoặc tuần có hồ chứa nhỏ và cần phải tận dụng phát điện mỗi khi nước về. Do vậy, chúng tôi cho rằng các nhà máy với hồ điều tiết năm sẽ không có doanh thu Q4.2016 tăng đột biến bằng các nhà máy với hồ điều tiết ngày hoặc tuần.

Loại hồ chứa của các công ty ngành thủy điện

Mã cổ phiếu	Tên công ty	Nhà máy	Công suất (MW)	Loại hồ chứa
SHP	CTCP Thủy điện Miền Nam	Đa M'brì	75	Điều tiết năm Điều tiết ngày Điều tiết ngày
		Đa Đăng 2	34	
		Đa Siat	13,5	
VSH	CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	Vĩnh Sơn Sông Hinh	66 70	Điều tiết năm Điều tiết năm
CHP	CTCP Thủy điện miền Trung	A Lưới	170	Điều tiết tuần
TMP	CTCP Thủy điện Thác Mơ	Thác Mơ	150	Điều tiết năm
SJD	CTCP Thủy điện Cần Đơn	Cần Đơn	77,6	Điều tiết năm Điều tiết tuần Điều tiết tuần Điều tiết tuần
		Nà Lơi	9,3	
		Ry Ninh II	8,1	
		Hà Tây	9	
SBA	CTCP Sông Ba	Krông Hnăng Khe Diên	64 9	Điều tiết năm Điều tiết năm
S4A	CTCP Thủy điện Sê San 4A	Sê San 4A	63	Điều tiết tuần
TBC	CTCP Thủy điện Thác Bà	Thác Bà	120	Điều tiết năm
HJS	CTCP Thủy điện Nậm Mu	Nậm Mu	12	Điều tiết ngày
DRL	CTCP Thủy điện – Điện lực 3	Dray H'linh 2	16	Điều tiết tuần

(Nguồn: VCBS tổng hợp)

2. Nhiệt điện than và nhiệt điện khí

Không có một xu hướng chung nào cho các công ty nhiệt điện. Trong giai đoạn 9T.2016, chúng tôi đánh giá NT2 là công ty có KQKD tích cực và ổn định nhất.

	Tổng công suất (MW)	DT 9T.2016 (tỷ đồng)	DT 9T.2016 (% yoy)	LNST 9T.2016 (tỷ đồng)	LNST 9T.2016 (% yoy)	DT Q3.2016 (tỷ đồng)	DT Q3.2016 (% yoy)	LNST Q3.2016 (tỷ đồng)	LNST Q3.2016 (% yoy)
NT2	750	4.461	-11,2%	860	+24,4%	1.510	+18,3%	165	+138,5%
BTP	388	1.248	-5,5%	44	+1329,5%	459	-2,2%	0,3	-99,3%
PPC	1.040	4.489	-25,7%	-350	-179,2%	1.266	-28,9%	0,013	-100,0%

NBP	100	504	-4,0%	25	+191,1%	151	-13,9%	8,5	+154,1%
-----	-----	-----	-------	----	---------	-----	--------	-----	---------

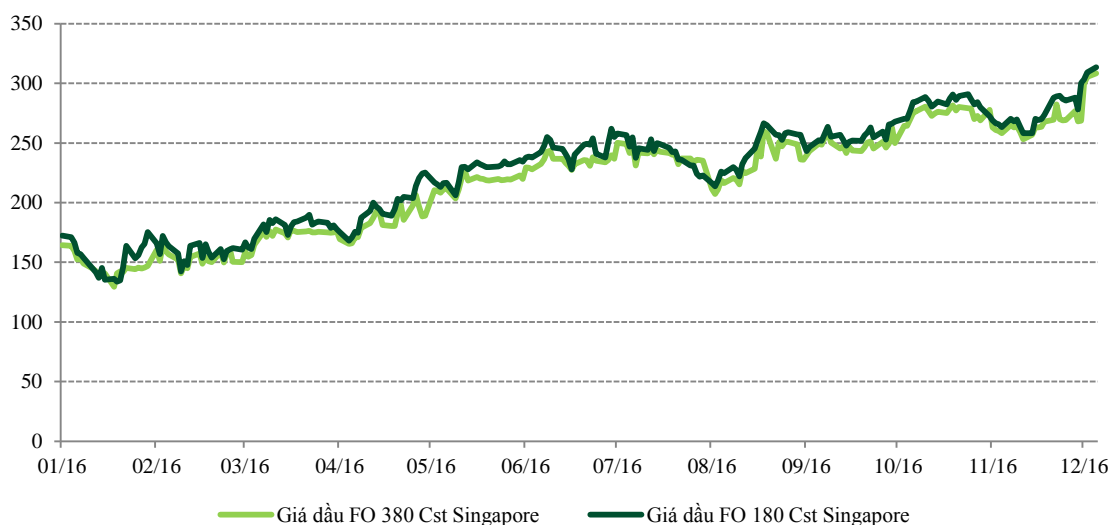
(Nguồn: Bloomberg, VCBS)

Bên cạnh giá điện trên thị trường cạnh tranh giảm, yếu tố giá nhiên liệu và chênh lệch tỷ giá các khoản vay ngoại tệ là yếu tố chính ảnh hưởng tới lợi nhuận của các công ty nhiệt điện.

Nhìn chung giá bán điện hợp đồng với EVN của các nhà máy nhiệt điện thay đổi theo giá nguyên liệu. Do vậy, lợi nhuận thu về từ phần sản lượng điện bán theo hợp đồng của nhà máy nhiệt điện sẽ không bị ảnh hưởng bởi thay đổi trong giá nguyên liệu. Tuy nhiên, phần sản lượng điện bán trên thị trường cạnh tranh sẽ chịu ảnh hưởng.

Giá khí thiên nhiên

Giá dầu FO tại Singapore (USD/tấn)



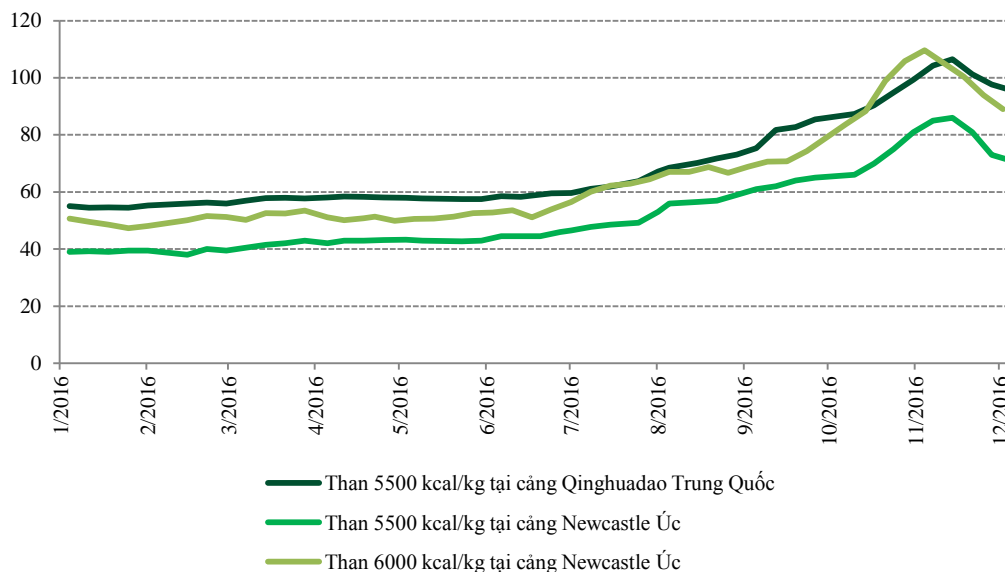
(Nguồn: Bloomberg, VCBS tổng hợp)

Giá khí trên bao tiêu hàng tháng của Tổng công ty Khí Việt Nam hiện được tính bằng 46% giá dầu FO trung bình trên thị trường Singapore. Giá dầu FO tại Singapore đi theo xu hướng chung của giá dầu thế giới, giảm mạnh trong năm 2015 nhưng bắt đầu tăng trở lại trong năm 2016. Việc giá khí giảm so với 2015 đem lại thuận lợi cho NT2 và BTP trên thị trường cạnh tranh trong 9T.2016, dẫn tới tăng trưởng tốt về LN. Tuy nhiên, với đà tăng trở lại của giá khí, cùng với việc điều kiện thủy văn tích cực trong nửa cuối 2016, chúng tôi cho rằng KQKD Q4.2016 của NT2 và BTP sẽ không khả quan bằng các quý trước.

Chúng tôi ước tính ảnh hưởng của 1% thay đổi trong giá khí tới lợi nhuận của NT2. Hiện tại, chi phí nguyên liệu của NT2 là khoảng 4.000 tỷ đồng/năm. Khoảng 25% sản lượng điện của NT2 bán trên thị trường điện cạnh tranh. Nếu chi phí nguyên liệu của NT2 tăng thêm 40 tỷ đồng (1%), 25% của khoản tăng này sẽ không được EVN bù giá. Như vậy, giá khí thiên nhiên tăng thêm 1% sẽ khiến NT2 thiệt hại khoảng 10 tỷ đồng trước thuế/năm.

Giá than nhiệt điện

Giá than nhiệt điện tại Trung Quốc và Úc (USD/tấn)



(Nguồn: Bloomberg, VCBS tổng hợp)

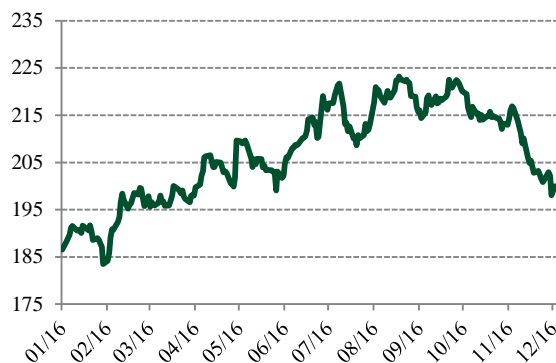
Về giá than, giá than nhiệt điện tại Trung Quốc và Úc đều có đà tăng mạnh kể từ tháng 6/2016. Chúng tôi ước tính giá than trung bình tại Trung Quốc và Úc tăng khoảng 97% trong giai đoạn tháng 6/2016 – giữa tháng 11/2016 trước khi giảm xuống một chút trong nửa cuối tháng 11 và đầu tháng 12. Tuy nhiên, giá than nhập khẩu trung bình tại Việt Nam chưa có nhiều biến động mạnh. Theo số liệu từ Tổng cục Hải quan, giá than đá nhập khẩu trong nửa đầu tháng 10/2016 tăng khoảng 5,4% so với nửa đầu tháng 6/2016. Thêm vào đó, giá than nội địa, đặc biệt là than từ Tập đoàn Than – Khoáng sản Việt Nam không biến động mạnh trong 9T.2016. Do vậy, chi phí nhiên liệu của các nhà máy nhiệt than ổn định trong 9T.2016.

Tuy nhiên, việc giá than quốc tế tăng mạnh đã bắt đầu ảnh hưởng tới giá than trong nước. Theo thông tin từ trang Năng lượng Việt Nam ngày 10/11/2016, Tập đoàn Than - Khoáng sản Việt Nam vừa quyết định điều chỉnh giá bán một số chủng loại than tại thị trường trong nước, bao gồm than 1, 2, 3, 6, 7a, 7b, và 7c. Theo chúng tôi biết, PPC sử dụng than cám 5a và 5b nên đợt điều chỉnh giá này sẽ không ảnh hưởng tới PPC. Chúng tôi chưa rõ về ảnh hưởng của đợt điều chỉnh giá lên NBP. Nhìn chung, chúng tôi cho rằng giá than trong nước sẽ có xu hướng tăng trong thời gian tới, ảnh hưởng tiêu cực tới lợi nhuận trên thị trường cạnh tranh của các nhà máy nhiệt than.

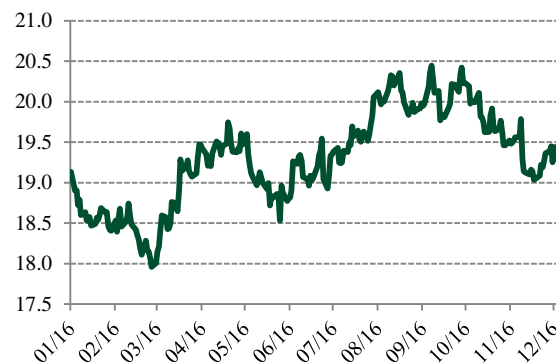
Chúng tôi ước tính ảnh hưởng của trường hợp than tăng giá lên lợi nhuận của PPC. Chi phí nhiên liệu của PPC là khoảng 5.500 tỷ đồng/năm. Sản lượng điện cạnh tranh của PPC chiếm tầm 20% tổng sản lượng điện. Nếu giá nhiên liệu của PPC tăng thêm khoảng 330 tỷ đồng (6% như các loại than cám khác hiện nay), 20% của khoản tăng này sẽ không được bù giá nên sẽ gây thiệt hại khoảng 66 tỷ đồng cho công ty. Nếu tính tới việc giá trần trên thị trường cạnh tranh có thể sẽ tăng theo giá than trong năm sau, thiệt hại về lợi nhuận sẽ thấp hơn 66 tỷ đồng/năm.

Lãi lỗ do chênh lệch tỷ giá

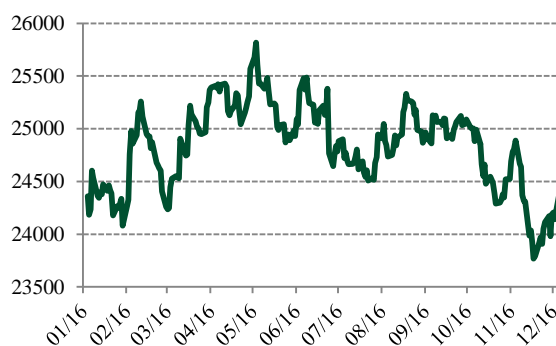
Diễn biến tỷ giá đồng JPY, KRW, EUR, USD



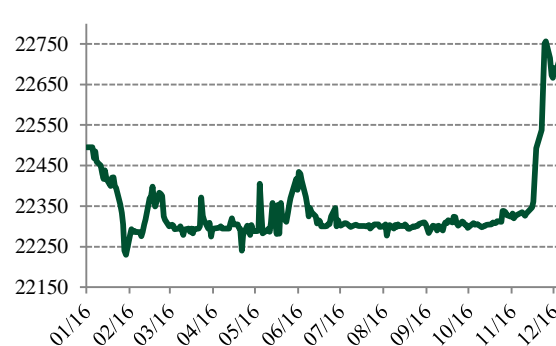
JPY/VND



KRW/VND



EUR/VND



USD/VND

(Nguồn: Bloomberg – cập nhật tới 9/12/2016)

Tính tới cuối năm 2015, NT2 còn khoảng 125 triệu USD và 117 triệu EUR nợ ngoại tệ, BTP còn khoảng 32,5 tỷ KRW và PPC còn khoảng 23,7 tỷ JPY. Biến động tỷ giá của các đồng ngoại tệ trên sẽ gây ảnh hưởng tới LNST của các công ty. Trong 9T.2016, đáng lưu ý là đồng JPY có đà tăng mạnh từ đầu năm đến nay, dẫn đến khoản lỗ lớn 762 tỷ đồng do chênh lệch tỷ giá cho PPC. Tuy nhiên, việc đồng JPY hạ nhiệt trong Q4.2016 sẽ làm giảm bớt khoản lỗ này.

Ước tính lãi lỗ tỷ giá của các nhà máy nhiệt điện

	Nợ ngoại tệ	Tỷ giá đầu năm	Tỷ giá 12/2016	Lãi (lỗ) do chênh lệch tỷ giá – ước tính (VND)
NT2	125.000.000 USD	22.450	22.650	(25.000.000.000)
	117.000.000 EUR	24.384	24.151	27.261.000.000
			Tổng	2.261.000.000
PPC	23.700.000.000 JPY	184,09	195,92	(280.371.000.000)
BTP	32.500.000.000 KRW	19,06	20,05	(32.175.000.000)

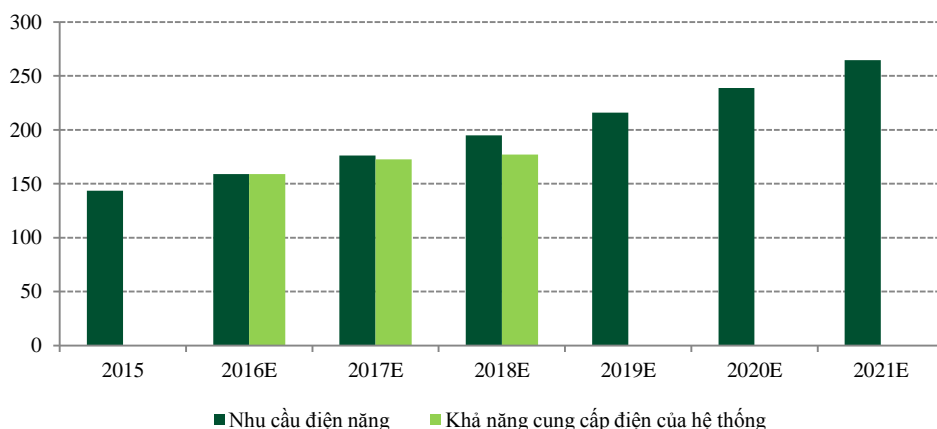
(Nguồn: VCBS ước tính)

TRIỂN VỌNG DÀI HẠN

1. Nhu cầu điện năng

Quy hoạch điện VII điều chỉnh đặt mục tiêu tổng sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu đạt 265 tỷ kWh trong năm 2020, tương đương 10,7% CAGR trong giai đoạn 2015 – 2020. Dựa trên tốc độ tăng trưởng sản lượng điện của 2015 so với 2014 (11,4%) và của 10T.2016 so với 10T.2015 (10,3%) cũng như tốc độ tăng trưởng GDP ổn định của Việt Nam gần đây, chúng tôi cho rằng 10,7% CAGR là một giả định hợp lý để dự phóng nhu cầu điện năng của Việt Nam trong vài năm tới. Chúng tôi dự phóng nhu cầu điện của Việt Nam đạt 176 tỷ kWh trong năm 2017 và 195 tỷ kWh trong năm 2018.

Dự phóng nhu cầu điện năng và khả năng cung cấp điện năng nội địa của Việt Nam
(tỷ kWh)



(Nguồn: VCBS)

Với giả định nhu cầu điện tăng trưởng 10,7%/năm và dựa trên tiến độ hoàn thành cũng như kế hoạch xây dựng nhà máy điện mới của EVN, **chúng tôi cho rằng nguồn cung điện năng nội địa tại Việt Nam sẽ không đáp ứng đủ nhu cầu điện trong giai đoạn 2016 - 2018**. Cụ thể, do điều kiện thủy văn thuận lợi trong năm 2017 sau khi El Nino kết thúc và La Nina xuất hiện, chúng tôi dự phóng sản lượng điện từ các nhà máy thủy điện sẽ tăng 15% so với năm 2016. Với dự phóng này, nguồn cung điện năng sẽ chỉ tạm đủ để đáp ứng nhu cầu điện khoảng 176 tỷ kWh trong năm 2017. Trong năm 2018, nguồn cung điện năng sẽ gặp khó khăn lớn để đáp ứng nhu cầu điện của nền kinh tế.

Do đó, mặc dù điều kiện thủy văn sẽ thuận lợi trong năm 2017 (đợt La Nina nhẹ được xác định sẽ diễn ra vào giai đoạn cuối năm 2016 đầu năm 2017) và giúp tăng sản lượng điện từ thủy điện, chúng tôi không cho rằng diễn biến này sẽ ảnh hưởng quá lớn tới nhóm nhiệt điện. Các nhà máy nhiệt điện vẫn sẽ tiếp tục được huy động ở công suất cao trong các năm tới để phục vụ cho nhu cầu điện năng liên tục tăng của nền kinh tế.

2. Điều kiện thủy văn

Điều kiện thủy văn sẽ diễn ra thuận lợi trong năm 2017, ảnh hưởng tích cực tới các công ty thủy điện. Đợt La Nina hiện tại được dự báo kéo dài tới tháng 2/2017 và sẽ đem lại nguồn nước ổn định cho các nhà máy thủy điện. Chúng tôi cho rằng các công ty thủy điện sẽ có KQKD tích cực trong năm 2017.

Tuy nhiên, dưới góc nhìn dài hạn, do điều kiện thủy văn có tính lặp lại theo chu kỳ (một năm hạn hán sẽ kéo theo một năm mưa nhiều) nên chúng tôi cho rằng điều kiện thủy văn sẽ là yếu tố ảnh hưởng tích cực hoặc tiêu cực mang tính chu kỳ lên các công ty thủy điện về dài hạn.

3. Giá khí

Giá khí trên bao tiêu hàng tháng của Tổng công ty Khí Việt Nam hiện được tính bằng 46% giá dầu FO trung bình trên thị trường Singapore. Do vậy giá khí thiên nhiên sẽ chịu ảnh hưởng từ diễn biến của giá dầu thế giới.

Tổ chức các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) đã đạt được thỏa thuận cắt giảm sản lượng trong tháng 12/2016. Theo đó, mức sản lượng cắt giảm là 1,2 triệu thùng/ngày xuống còn 32,5 triệu thùng/ngày. Tuy vậy, lượng cắt giảm này dựa theo mức sản lượng trong tháng 10 là tháng đầy mạnh khai thác. Do vậy mức sản lượng mới không quá khác so với con số dự báo về sản lượng dầu trước đây. Thêm vào đó, kinh tế thế giới chưa cho thấy dấu hiệu khả quan để tác động tới nguồn cầu. Chúng tôi cho rằng giá dầu có thể sẽ tiếp tục tăng trong ngắn hạn. Trong trung và dài hạn, giá dầu sẽ giữ ở mức ổn định.

Như vậy, chúng tôi cho rằng giá nguyên liệu cho các nhà máy nhiệt khí trong năm 2017 sẽ tiếp tục giữ ở mức cao như trong nửa cuối năm 2016, ảnh hưởng tới lợi nhuận của các nhà máy nhiệt khí. Tuy nhiên, mức ảnh hưởng này không qua lớn. Như chúng tôi nhận định, do đặc điểm hợp đồng giữa EVN và các nhà máy nhiệt khí, giá bán điện hợp đồng sẽ được điều chỉnh theo giá nhiên liệu. Khi giá khí tăng thì giá bán điện hợp đồng cũng tăng theo, không gây ảnh hưởng tới lợi nhuận từ việc bán điện hợp đồng. Ảnh hưởng từ giá khí tăng sẽ chỉ tác động tới phần lợi nhuận bán điện trên thị trường cạnh tranh của nhà máy nhiệt khí do phần sản lượng bán điện cạnh tranh không được trợ giá.

4. Giá than

Sau đà tăng mạnh của giá than nhiệt điện trên thế giới từ giữa năm 2016, giá than nhiệt điện đã bắt đầu hạ xuống từ tháng 11/2016. Theo Citibank, việc giá than nhiệt điện hạ xuống có thể được giải thích bởi một số lý do sau:

- (1) Sản lượng than nhiệt điện tại Trung Quốc bắt đầu tăng trở lại từ tháng 8/2016. Chính phủ Trung Quốc đã cho phép tăng sản lượng khai thác than thêm 30 triệu mt/tháng so với việc giảm 15 triệu – 20 triệu mt/tháng trong các tháng đầu năm
- (2) Mặc dù ảnh hưởng từ La Nina tiếp tục ảnh hưởng tới việc khai thác than tại Indonexia, việc than tăng giá đã thúc đẩy sản lượng than tại nước này
- (3) Việc đồng USD tăng giá đã làm giảm giá than tính theo USD

Hiện tại giá than thế giới 2017 được dự báo sẽ không có nhiều biến động và giữ ở mức giá trong đầu tháng 12/2016 (sau khi giá than nhiệt điện đã giảm trong tháng 11/2016).

Mặc dù giá than nhiệt điện thế giới đã ngừng tăng trưởng và hạ nhiệt, mức giá hiện tại vẫn cao hơn nhiều so với đầu năm. Đây có thể là yếu tố thúc đẩy giá than nội địa Việt Nam tăng theo trong thời gian tới. Tuy nhiên, như chúng tôi nhận định, do đặc điểm hợp đồng giữa EVN và các nhà máy nhiệt than, giá bán điện hợp đồng sẽ được điều chỉnh theo giá nhiên liệu. Do vậy, việc than tăng giá cũng sẽ không ảnh hưởng quá tiêu cực tới các nhà máy nhiệt than.

5. Giá bán trên thị trường cạnh tranh

Với việc thị trường bán buôn điện cạnh tranh sẽ đi vào hoạt động trong năm 2019, một số nguồn thông tin nhận xét rằng giá trần trên thị trường cạnh tranh vào năm 2019 sẽ có cách tính mới cao hơn giá trần hiện nay. Điều này sẽ có ảnh hưởng tích cực tới doanh thu của các nhà máy tham gia thị trường điện cạnh tranh.

Nhìn chung, hợp đồng mua bán điện với EVN là một yếu tố đặc trưng của các công ty trong ngành sản xuất điện và sẽ giúp đảm bảo dòng tiền ổn định từ HĐKD cho các công ty trong ngành trong các năm tới.

MỘT SỐ CÔNG TY LỚN TRONG NGÀNH

	Tóm tắt KQKD	Khuyến nghị
SHP	<p>DT Q3.2016 đạt 211 tỷ đồng (-10,7% yoy). LNTT Q3.2016 đạt 100 tỷ đồng (-19,92% yoy).</p> <p>Lũy kế 9 tháng đầu năm, DT đạt 341 tỷ đồng (-18,23% yoy, đạt 58,66% KH 2016). LNTT 9T.2016 đạt 47 tỷ đồng (-60,63% yoy, đạt 28,25% KH 2016).</p>	<p>Chúng tôi cho rằng SHP là một lựa chọn đầu tư ít rủi ro nhưng cũng sẽ không đem lại nhiều kỳ vọng tăng giá cho nhà đầu tư.</p> <p>Hiện tại, chúng tôi đưa ra giá hợp lý cho cổ phiếu SHP là 19.500 đồng/CP và khuyến nghị NẮM GIỮ cổ phiếu SHP.</p>
NT2	<p>DT Q3.2016 đạt 1510.0 tỷ đồng (+18.3% yoy). LNST Q3.2016 đạt 164.8 tỷ đồng (+138.5% yoy).</p> <p>Lũy kế 9 tháng đầu năm, DT đạt 4461.2 tỷ đồng (-11.2% yoy, đạt 74.3% KH năm). LNST đạt 860.2 tỷ đồng (+24.4% yoy, đạt 118.2% KH năm).</p>	<p>Thế mạnh của NT2 trong ngành nhiệt điện là máy móc nhập khẩu chất lượng tốt, sẽ giúp nhà máy hoạt động ổn định và dài hơi. Điều này dẫn đến SL điện tăng qua các năm của NT2 và như chúng tôi nhận định, đây là một yếu tố chính tạo nên giá trị của cổ phiếu NT2.</p> <p>Chúng tôi đưa ra giá hợp lý cho cổ phiếu NT2 trong khoảng 26.000 – 33.000 đồng/CP và khuyến nghị NẮM GIỮ với cổ phiếu NT2.</p>
PPC	<p>Tổng DT Q3.2016 đạt 1.370 tỷ đồng (-26,83% yoy). LNTT Q3.2016 là 1 tỷ đồng trong khi LNTT Q3.2015 đạt 78 tỷ đồng.</p> <p>Lũy kế 9 tháng đầu năm, tổng DT đạt 4.788 tỷ đồng (-23,94% yoy, đạt 68,03% KH năm). Trong 9T.2016, PPC lỗ 347 tỷ đồng trong khi LNTT 9T.2015 là 472 tỷ đồng.</p>	<p>KQKD 9T.2016 của PPC không khả quan do (1) nhà máy Phả Lại 1 chưa được phân Qc trong 6 tháng đầu năm và (2) đồng JPY lên giá mạnh khiến PPC chịu lỗ lớn từ chênh lệch tỷ giá.</p> <p>Hiện tại, PPC đã có giá bán điện hợp đồng với EVN cho cả hai nhà máy. Như các công ty khác trong ngành, hợp đồng với EVN sẽ giúp PPC có dòng tiền ổn định từ HĐKD. Chúng tôi khuyến nghị NẮM GIỮ cổ phiếu PPC.</p>

1. CTCP Thủy điện Miền Nam (SHP)

KQKD Q3.2016 của SHP không được khả quan. DT Q3.2016 đạt 211 tỷ đồng (-10,7% yoy). LNTT Q3.2016 đạt 100 tỷ đồng (-19,92% yoy). **Lũy kế 9 tháng đầu năm**, DT đạt 341 tỷ đồng (-18,23% yoy, đạt 58,66% KH 2016). LNTT 9T.2016 đạt 47 tỷ đồng (-60,63% yoy, đạt 28,25% KH 2016).

KQKD của SHP không tốt trong 9T.2016 do (1) nhà máy Đa Dâng 2 có sản lượng điện thấp do ảnh hưởng thời tiết và (2) giá bán điện cạnh tranh giảm ảnh hưởng tới doanh thu của Đa Dâng 2 và Đa M'ri.

Cũng như các công ty thủy điện khác, SHP chịu ảnh hưởng bởi chu kỳ khí hậu ENSO (gồm các giai đoạn El Nino, La Nina và trung tính). Xét tới triển vọng dài hạn của SHP, chúng tôi tin rằng ảnh hưởng từ chu kỳ ENSO sẽ tiếp tục tạo nên biến động về điều kiện thủy văn trong các năm tới và từ đó dẫn tới biến động về SL điện. Do chu kỳ này có hoạt động khó dự đoán trước, việc theo dõi chu kỳ ENSO phải được thực hiện định kỳ khi đánh giá triển vọng về SL của SHP.

Tuy vậy, chu kỳ ENSO có xu hướng giữ thế cân bằng về ảnh hưởng thời tiết (VD: một đợt El Nino mạnh khả năng cao sẽ dẫn tới một đợt La Nina mạnh theo sau – một năm hạn hán sẽ được bù lại bởi một năm mưa nhiều hơn bình thường). Do đó, từ góc nhìn đầu tư dài hạn, rủi ro thời tiết không phải là rủi ro lớn lên SL điện của SHP và chúng tôi không quá bi quan về SL điện thấp trong 9T.2016 của SHP. Về giá bán điện, do có hợp đồng bán điện với EVN, SHP có hoạt động nhìn chung ổn định dù KQKD 9T.2016 là khá thất vọng. Tuy nhiên, việc mức giá hợp đồng của SHP tương đối cố định và thấp hơn nhiều so với giá điện trên thị trường cạnh tranh khiến cho tiềm năng tăng trưởng DT của công ty bị hạn chế. Thêm vào đó, công ty hiện chưa có kế hoạch đầu tư vào dự án mới nào. Vì vậy, triển vọng của SHP ở mức ổn định trong thời gian tới.

Chúng tôi dự phóng DT của SHP trong năm 2016 đạt 522 tỷ đồng (-11% yoy, đạt 87% KH năm). LNTT dự phóng đạt 95 tỷ đồng (-44% yoy, đạt 58% KH năm) – tương đương 928 đồng EPS. Cho năm 2017, chúng tôi dự phóng DT đạt 649 tỷ đồng (+24,3% yoy), LNTT đạt 230 tỷ đồng (+142% yoy) – tương đương 2.367 đồng EPS. **Chúng tôi cho rằng KQKD 2017 của SHP sẽ khả quan nhờ tác động tích cực từ La Nina.**

Sử dụng phương pháp định giá tương đối, với EV/EBITDA trung bình ngành là 8,6 lần, giá trị cp SHP ở mức 21.700 đồng/CP. Với mức P/E trung bình của các công ty có tỷ lệ nợ tương đương (VSH, CHP, SBA, S4A, HJS) là 17,3 lần, giá cp ở mức 17.350 đồng/CP. Áp dụng tỷ trọng 50% cho mỗi phương pháp định giá, chúng tôi đưa ra giá hợp lý cho cp SHP là 19.500 đồng/CP.

Chúng tôi cho rằng SHP là một lựa chọn đầu tư ít rủi ro nhưng cũng sẽ không đem lại nhiều kỳ vọng tăng giá cho nhà đầu tư. Chúng tôi vẫn nhận định hai yếu tố tiềm năng có thể ảnh hưởng tích cực tới giá trị cổ phiếu SHP:

- (1) Tỷ lệ SL điện bán trên thị trường cạnh tranh của SHP có thể tăng trong tương lai nếu hợp đồng của SHP với EVN hoặc cơ chế trên thị trường điện cạnh tranh thay đổi.
- (2) Do Đa M'ri đi vào hoạt động trong giai đoạn El Nino, tiềm năng của nhà máy Đa M'ri vẫn chưa rõ ràng và có thể tạo bất ngờ.

Hiện tại, chúng tôi đưa ra giá hợp lý cho cổ phiếu SHP là 19.500 đồng/CP và khuyến nghị **NĂM GIỮ** cổ phiếu SHP.

2. CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (NT2)

KQKD của NT2 trong Q3.2016 khả quan. DT đạt 1.510 tỷ đồng (-18,3% yoy). LNTT đạt 173 tỷ đồng (+138,5% yoy). **Lũy kế 9 tháng đầu năm**, DT đạt 4.461 tỷ đồng (-11,2% yoy, đạt 74,3% KH năm). LNTT đạt 911 tỷ đồng (+25% yoy, đạt 119% KH năm).

Trong các năm gần đây, hoạt động SXKD của NT2 ổn định với SL điện liên tục tăng từ 4.649 triệu kWh (2012) lên đỉnh điểm 5.499 triệu kWh (2015). Do đặc thù hợp đồng giữa NT2 và EVN, công ty không chịu ảnh hưởng nhiều từ biến động giá nhiên liệu và có nguồn lợi nhuận đảm bảo. Dư nợ với Citibank được trả đều từ năm 2012 và do vậy, rủi ro tín dụng của công ty giảm dần qua các năm. Ban lãnh đạo NT2 tin tưởng rằng thế mạnh của NT2 trong ngành nhiệt điện là máy móc nhập khẩu chất lượng tốt, sẽ giúp nhà máy hoạt động ổn định và dài hơi. Điều này dẫn đến SL điện tăng qua các năm của NT2 và như chúng tôi nhận định, đây là một yếu tố chính tạo nên giá trị của cổ phiếu NT2.

Tuy nhiên, việc giá khí bắt đầu tăng trở lại cùng với giá dầu thế giới trong nửa cuối năm 2016 có tác động tiêu cực cho NT2. Chúng tôi nhận định giá dầu sẽ tiếp tục đà tăng và sau đó giữ mức bình ổn trong năm 2017. Do vậy, NT2 sẽ không còn hưởng lợi từ chi phí nguyên liệu thấp như giai đoạn nửa cuối năm 2015 và nửa đầu năm 2016. Mặc dù vậy, chúng tôi cho rằng thay đổi từ chi phí nguyên liệu sẽ không ảnh hưởng quá nhiều tới LN của NT2 do chỉ khoảng 25% SL điện của NT2 (phần SL điện bán trên thị trường cạnh tranh) chịu ảnh hưởng từ việc thay đổi giá nguyên liệu. Như chúng tôi ước tính ở trên, nếu giá khí tăng thêm 1%, NT2 sẽ chịu thiệt hại khoảng 10 tỷ đồng, không đáng kể so với LN gộp trên 1.000 tỷ đồng của NT2.

Một yếu tố khác ảnh hưởng đến LN của NT2 là biến động trong tỷ giá USD/VND và EUR/VND. Đồng USD sau thời gian bình ổn đã tăng mạnh từ giữa tháng 11/2016 do kinh tế Mỹ được dự báo tăng trưởng mạnh sau khi Donald Trump đắc cử tổng thống Mỹ. Trong khi đó, đồng EUR sụt giảm từ sau Brexit. Với tác động trái chiều từ đồng USD và EUR tính tới thời điểm đầu tháng 12/2016, chúng tôi ước tính NT2 hiện có lãi tỷ giá khoảng 1 – 2 tỷ đồng.

Cho năm 2016, chúng tôi dự phóng DT của NT2 đạt 6.130 tỷ đồng (-8,9% yoy, đạt 138% KH năm). LNTT 2016 đạt 1.158 tỷ đồng (-4% yoy, đạt 151% KH năm) – tương đương 3.866 đồng EPS. Cho năm 2017, chúng tôi dự phóng DT đạt 6.330 tỷ đồng (+3,3% yoy) và LNTT đạt 799 tỷ đồng (-31% yoy) – tương đương 2.594 đồng EPS. **Chúng tôi cho rằng LNTT 2017 sẽ giảm đáng kể so với 2016 do NT2 sẽ thực hiện đại tu và mất gần 300 triệu kWh sản lượng điện trong giai đoạn tu sửa máy móc.** Ngoài ra, chúng tôi cho rằng giá khí trong năm 2017 giữ ở mức giá trong Q4.2016 cũng sẽ ảnh hưởng tới LN của NT2. **Mặc dù LNTT trong năm 2017 sẽ thấp hơn đáng kể so với năm 2015 và 2016, chúng tôi vẫn giữ góc nhìn lạc quan về tiềm năng dài hạn của NT2.**

Chúng tôi đưa ra giá hợp lý cho cổ phiếu NT2 trong khoảng 26.000 – 33.000 đồng/cp và khuyến nghị **NẮM GIỮ** với cổ phiếu NT2.

3. CTCP Nhiệt điện Phả Lại (PPC)

KQKD Q3.2016 của PPC không được khả quan. Tổng DT Q3.2016 đạt 1.370 tỷ đồng (-26,83% yoy). LNTT Q3.2016 là 1 tỷ đồng trong khi LNTT Q3.2015 đạt 78 tỷ đồng. **Lũy kế 9 tháng đầu năm, tổng DT đạt 4.788 tỷ đồng (-23,94% yoy, đạt 68,03% KH năm).** Trong 9T.2016, PPC lỗ 347 tỷ đồng trong khi LNTT 9T.2015 là 472 tỷ đồng.

KQKD của PPC không khả quan do (1) nhà máy Phả Lại 1 chưa được phân Qc trong 6 tháng đầu năm và bán điện cho EVN sử dụng giá tạm tính thấp hơn giá bình thường và (2) đồng JPY lên giá mạnh khiến PPC chịu lỗ lớn 762 tỷ đồng từ chênh lệch tỷ giá. Ngoài ra, trong Q3.2016, tuy PPC đã có hợp đồng mua bán điện cho cả hai nhà máy điều kiện thủy văn thuận lợi đã khiến cho sản lượng điện được A0 huy động của PPC thấp hơn so với cùng kỳ 2015, ảnh hưởng tới DT và LN trong Q3.2016.

Nếu không xét tới LN trước lãi lỗ tỷ giá của PPC, công ty có khoản LN tương đối ổn định. LNTT không tính tới lãi (lỗ) do chênh lệch tỷ giá của PPC đạt 415 tỷ đồng trong 9T.2016 (-45,66% yoy) trong khi cùng kỳ 2015 đạt 763 tỷ đồng. Nếu tính thêm khoản tiền hồi tố mà PPC có thể nhận được từ EVN (tạm thời ước tính 230 tỷ đồng) do nhà máy Phả Lại 1 sử dụng giá tạm tính trong 6T.2016, LNTT trước lãi (lỗ) tỷ giá của PPC trong 9T.2016 sẽ đạt khoảng 645 tỷ đồng, gần hơn với mức 763 tỷ đồng cùng kỳ năm 2015.

Cho năm 2016, chúng tôi dự phóng DT hợp nhất của PPC đạt 6.410 tỷ đồng (-20,2% yoy, đạt 91,1% KH năm). DT thuần đạt 6.040 tỷ đồng (-21,2% yoy). LNTT chưa tính tới lãi (lỗ) tỷ giá của PPC đạt 577 tỷ đồng. LNTT dự kiến đạt 391 tỷ đồng (-35,3% yoy, đạt 62,7% KH năm). Trong dự phóng 2016, chúng tôi tạm thời giả định PPC sẽ hạch toán tiền hồi tố từ EVN trong Q4.2016 và chúng tôi xét tới việc đồng JPY đang có đà giảm mạnh trong Q4.2016 sẽ giúp giảm khoản lỗ chênh lệch tỷ giá của PPC. Trong năm 2017, PPC sẽ quay lại với mức SL điện trung bình khoảng 5.500 triệu kWh/năm. Chúng tôi dự phóng DT thuần 2017 đạt 6.929 tỷ đồng (+14,8% yoy). LNTT không tính tới lãi lỗ tỷ giá đạt 696 tỷ đồng (+77,6% yoy). **LNTT năm 2017 có thể tăng cao do PPC có thể có SL điện tốt trong năm 2017.**

Tuy nhiên, biến động tỷ giá là một yếu tố quan trọng ảnh hưởng tới LNST của PPC. Việc đồng JPY lên giá khoảng 18% so với VND trong 9T.2016 đã dẫn tới khoản lỗ chênh lệch tỷ giá 762 tỷ đồng của PPC. Biến động tỷ giá là một điều khó dự đoán và xét tới ảnh hưởng lớn của tỷ giá JPY/VND lên LNST của PPC, chúng tôi khuyến nghị nhà đầu tư cần theo dõi chặt chẽ biến động này để đưa ra các quyết định đầu tư đúng đắn với PPC.

Về dài hạn, PPC sẽ tiếp tục hoạt động ổn định. Hiện PPC đã có giá bán điện hợp đồng với EVN cho cả hai nhà máy. Chúng tôi cho rằng từ năm 2017, PPC có thể quay lại mức SL điện các năm trước là khoảng 5.500 triệu kWh. Việc PPC thực hiện nâng cấp nhà máy Phả Lại 1 cũng như thực hiện sửa chữa lớn hàng năm sẽ giúp công ty tiếp tục đạt được SL điện kế hoạch đề ra. Cùng với đó, hợp đồng mua bán điện với EVN sẽ là yếu tố tiên quyết giúp công ty tiếp tục có nguồn LN ổn định từ HĐKD. Chúng tôi khuyến nghị **NẮM GIỮ** cổ phiếu PPC.

PHỤ LỤC

Phụ Lục 1. Một số chỉ tiêu của Quy hoạch điện VII điều chỉnh

	2020	2025	2030
Tổng công suất lắp đặt toàn ngành (MW) (~ 37,500 MW vào năm 2015)	60.000	96.500	129.500
Tổng công suất thủy điện (MW) (~ 17,000 MW vào năm 2015)	21.600	24.600	27.800
<i>% tổng công suất ngành</i>	<i>37,1%</i>	<i>25,5%</i>	<i>21,5%</i>
Tổng công suất nhiệt điện khí (MW) (~ 7,700 MW vào năm 2015)	9.000	15.000	19.000
<i>% tổng công suất ngành</i>	<i>14,9%</i>	<i>15,6%</i>	<i>14,7%</i>
Tổng công suất nhiệt điện than (MW) (~ 12,700 MW vào năm 2015)	26.000	47.600	55.300
<i>% tổng công suất ngành</i>	<i>42,7%</i>	<i>49,3%</i>	<i>42,6%</i>
Tổng công suất năng lượng gió (MW) (~ 140 MW vào năm 2015)	800	2.000	6.000
Tổng công suất năng lượng mặt trời (MW) (~ 0 MW vào năm 2015)	850	4.000	12.000
Tổng công suất năng lượng hạt nhân (MW) * (0 MW vào năm 2015)			4.600
	2020	2025	2030
Tổng điện sản xuất và nhập khẩu (tỷ kWh) (159,4 tỷ kWh trong năm 2015)	265 – 278	400 – 431	572 – 632
<i>% điện năng từ thủy điện</i>	<i>29,5%</i>	<i>20,5%</i>	<i>15,5%</i>
<i>% điện năng từ nhiệt điện khí</i>	<i>16,6%</i>	<i>19%</i>	<i>16,8%</i>
<i>% điện năng từ nhiệt điện than</i>	<i>49,3%</i>	<i>55%</i>	<i>53,2%</i>
<i>% điện năng từ năng lượng gió</i>	<i>0,8%</i>	<i>1%</i>	<i>2,1%</i>
<i>% điện năng từ năng lượng mặt trời</i>	<i>0,5%</i>	<i>1,6%</i>	<i>3,3%</i>
<i>% điện năng từ năng lượng hạt nhân *</i>			<i>5,7%</i>
<i>% điện năng từ năng lượng sinh khối</i>	<i>1%</i>	<i>1,2%</i>	<i>2,1%</i>

* Theo thông tin ngày 22/11/2016, Quốc hội khóa XIV đã quyết định ngừng dự án Điện hạt nhân Ninh Thuận (4000 MW) (Nguồn: MOIT, EVN, VCBS tổng hợp)

Phụ Lục 2. Cơ chế giá điện

Sản lượng điện hợp đồng và sản lượng điện cạnh tranh

- Thông thường, các nhà máy phát điện với công suất lắp đặt $\geq 30\text{MW}$ đều bắt buộc phải tham gia thị trường điện cạnh tranh.
- Các nhà máy này có hợp đồng mua bán điện (PPA) với EVN. Theo hợp đồng này, mỗi năm, nhà máy điện sẽ được phân sản lượng điện hợp đồng năm (Qc) cần bán cho EVN theo giá hợp đồng trong năm đó. Qc thay đổi theo từng năm, trong khi giá hợp đồng thay đổi theo từng tháng. Nhà máy phải đạt được sản lượng hợp đồng Qc trước khi có thừa điện năng để bán trên thị trường cạnh tranh.
- Sản lượng điện của các nhà máy này có thể chia làm hai phần: (1) sản lượng điện bán theo giá hợp đồng cho EVN (Qc) và (2) sản lượng điện bán trên thị trường cạnh tranh. Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia (A0) sẽ dựa trên sản lượng hợp đồng năm Qc mà phân cho nhà máy sản lượng điện hợp đồng theo từng giờ trong ngày. Vào mỗi giờ nhất định, nhà máy phải sản xuất xong sản lượng điện hợp đồng mà A0 giao cho trước khi thừa điện năng để bán theo giá cạnh tranh vào giờ đó.

Cách tính giá điện hợp đồng và giá điện cạnh tranh

- Giá bán hợp đồng được tính toán theo dự phóng sao cho: **nếu nhà máy bán được sản lượng điện trung bình năm của nhà máy với mức giá này thì doanh thu của nhà máy sẽ giúp chi trả hết các chi phí hoạt động và dư lại một khoản lợi nhuận.** Sau đây là một số ý chính:
 - Với nhà máy thủy điện: **Giá hợp đồng (đồng/kWh) = giá cố định + giá vận hành và bảo dưỡng.**
Phần giá cố định được tính sao cho nhà máy có thể chi trả chi phí khấu hao, chi phí lãi vay, trả nợ và dư một phần lợi nhuận. Phần giá vận hành và bảo dưỡng giúp nhà máy chi trả chi phí sửa chữa lớn và chi phí nhân công. Giá cố định có thể thay đổi theo năm hoặc giữ nguyên cho cả đời hoạt động của nhà máy. Giá vận hành và bảo dưỡng thay đổi theo tháng và có tính tới yếu tố lạm phát, mặc dù giá định về lạm phát có thể thấp hơn thực tế.
 - Với nhà máy nhiệt điện: **Giá hợp đồng (đồng/kWh) = giá cố định + giá vận hành và bảo dưỡng cố định + giá biến đổi + giá vận chuyển nguyên liệu.**
Phần giá cố định được tính để giúp nhà máy chi trả chi phí khấu hao, chi phí lãi vay, trả nợ và dư một phần lợi nhuận. Phần giá vận hành và bảo dưỡng giúp nhà máy chi trả chi phí sửa chữa lớn và chi phí nhân công, có điều chỉnh theo lạm phát. Giá biến đổi giúp nhà máy chi trả chi phí nhiên liệu, và có điều chỉnh theo giá nhiên liệu thực tế. Giá vận chuyển nguyên liệu giúp chi trả phí vận chuyển nhiên liệu và có điều chỉnh theo phí vận chuyển thực tế. Phần giá cố định có thể thay đổi theo năm hoặc giữ nguyên cho cả đời hoạt động của nhà máy. Các phần giá còn lại thay đổi theo tháng.

(Lưu ý: Cách tính các phần giá trên đều được xác định từ khi hợp đồng mới được lập, dựa trên dự phóng về cả đời hoạt động của nhà máy. Những giá định sử dụng trong dự phóng này có thể khác với tình hình hoạt động thực tế của nhà máy.)

- Giá bán điện trên thị trường điện cạnh tranh thay đổi từng giờ và giống nhau cho tất cả các nhà máy tham gia. **Giá bán điện thị trường = giá công suất thị trường + giá điện năng thị trường.** Giá công suất thị trường được Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia (A0) xác định từng giờ và tỷ lệ thuận với phụ tải hệ thống điện vào giờ đó.

Giá điện năng thị trường thay đổi theo từng giờ và được xác định dựa trên giá chào bán của các nhà máy trên thị trường cạnh tranh. Sau khi các nhà máy chào giá bán điện và sản lượng điện cụ thể cho từng giờ trong ngày, A0 sẽ dựa trên nhu cầu điện năng của từng thời điểm mà xác định mức giá điện năng cho giờ đó. Các nhà máy chào giá bằng hoặc thấp hơn giá điện năng sẽ bán được sản lượng điện mà họ chào bán và được thanh toán theo cùng một giá điện năng giống nhau.

Giá điện năng không cao hơn giá trần mà Cục điều tiết điện lực phê duyệt hàng năng và điều chỉnh hàng tháng. Nhà máy thủy điện và nhiệt điện (được phân làm 3 nhóm: phụ tải nền, phụ tải lưng và phụ tải đỉnh) có mức giá trần khác nhau. Giá trần của từng nhóm nhà máy nhiệt điện được điều chỉnh hàng tháng dựa trên giá nguyên liệu. Giá trần của nhà máy thủy điện phụ thuộc vào tình hình thủy văn và giá trần của nhà máy nhiệt điện.

- Các nhà máy có công suất dưới 30MW thường không tham gia thị trường cạnh tranh và có cách tính giá điện riêng. Ví dụ, các nhà máy thủy điện nhỏ sẽ được tính giá điện theo Biểu giá chi phí tính được do Bộ công thương công bố vào tháng 12 hàng năm.

Những điểm mấu chốt của cơ chế giá điện ảnh hưởng tới doanh thu của nhà máy

- Với nhà máy nhiệt điện, giá hợp đồng điều chỉnh theo giá nguyên liệu cũng như chi phí sửa chữa và nhân công. Với nhà máy thủy điện, giá hợp đồng điều chỉnh theo chi phí sửa chữa và nhân công. Sau khi thực hiện xong hợp đồng, về cơ bản nhà máy sẽ thanh toán được các chi phí cố định, lãi vay, nhân công, sửa chữa lớn và trả nợ. Với nhà máy nhiệt điện, nhà máy cũng thanh toán được chi phí nhiên liệu dùng để sản xuất sản lượng điện hợp đồng Qc.
- Do đó, với nhà máy nhiệt điện, phần điện năng bán trên thị trường cạnh tranh chỉ chịu chi phí nhiên liệu, thuế tài nguyên nước mặt và phí bảo vệ môi trường. Với nhà máy thủy điện, phần điện năng bán trên thị trường cạnh tranh chỉ chịu chi phí thuế tài nguyên nước và môi trường rừng.
- Việc tham gia thị trường cạnh tranh có lợi cho cả thủy điện và nhiệt điện, miễn là giá bán trên thị trường cạnh tranh cao hơn các chi phí cận biên đề cập ở trên. Trên thị trường cạnh tranh, các nhà máy thủy điện có thể bán với mức giá rất thấp do không có chi phí nguyên liệu còn nhà máy nhiệt điện cần bán ở giá tối thiểu cao hơn giá nguyên liệu (cộng với chi phí nước và môi trường).
- Thông thường, các nhà máy sẽ bán được tối thiểu sản lượng hợp đồng Qc cho EVN. Sản lượng điện bán trên thị trường cạnh tranh phụ thuộc vào nhu cầu điện năng của nền kinh tế. Các nhà máy thủy điện do không có chi phí cận biên đáng kể nên có giá chào bán thấp hơn và có thể bán điện trên thị trường cạnh tranh mỗi khi có nước về (trừ khi nhà máy quyết định tích nước trong hồ chứa để phát điện vào thời điểm khác). Các nhà máy nhiệt điện chào giá cao hơn và chỉ bán được điện sau khi nguồn cung từ thủy điện không đáp ứng đủ nhu cầu điện năng (đặc biệt nghiêm trọng trong mùa khô). Các nhà máy nhiệt điện có hiệu suất thấp, dẫn đến chi phí nguyên liệu cao sẽ gặp khó khăn khi chào bán trên thị trường cạnh tranh.

Phụ Lục 3. Cập nhật kết quả hoạt động của ngành sản xuất điện trong Q3.2016 và 9T.2016

Mã cổ phiếu	Tên công ty	Phân loại nhà máy	Tổng công suất (MW)	DT 9T.2016 (tỷ đồng)	DT 9T.2016 yoy	DT Q3.2016 (tỷ đồng)	DT Q3.2016 yoy	Tỷ số LN ròng 2015	Tỷ số LN ròng 9T.2016	Tỷ số LN ròng Q3.2016
SHP	CTCP Thủy điện Miền Nam	Thủy điện	122,5	341	-18,2%	211	-10,4%	27,7%	13,1%	46,5%
VSH	CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	Thủy điện	136	329	-9,4%	106	+15,8%	53,8%	61,4%	53,2%
CHP	CTCP Thủy điện miền Trung	Thủy điện	170	291	-32,7%	116	+0,7%	45,0%	8,5%	19,9%
TMP	CTCP Thủy điện Thác Mơ	Thủy điện	150	348	-29,3%	147	-7,0%	37,0%	22,8%	35,1%
SJD	CTCP Thủy điện Cần Đơn	Thủy điện	104	265	-13,3%	128	-12,8%	46,9%	37,7%	31,0%
SBA	CTCP Sông Ba	Thủy điện	73	105	+6,1%	52	+31,1%	26,6%	16,5%	33,0%
S4A	CTCP Thủy điện Sê San 4A	Thủy điện	63	127	-25,6%	68	+3,2%	9,9%	20,8%	42,3%
TBC	CTCP Thủy điện Thác Bà	Thủy điện	120	222	+15,5%	83	+153,0%	45,9%	52,1%	51,8%
HJS	CTCP Thủy điện Nậm Mu	Thủy điện	12	123	+2,0%	41	+7,2%	20,5%	23,2%	23,2%
DRL	CTCP Thủy điện – Điện lực 3	Thủy điện	16	35	-13,6%	13,5	-22,0%	54,8%	50,6%	58,0%
NT2	CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	Nhiệt khí	750	4.461	-11,2%	1.510	+18,3%	17,0%	19,3%	10,9%
BTP	CTCP Nhiệt điện Bà Rịa	Nhiệt khí	388	1.248	-5,5%	459	-2,2%	5,2%	3,6%	0,1%
PPC	CTCP Nhiệt điện Phả Lại	Nhiệt than	1.040	4.489	-25,7%	1.266	-28,9%	7,3%	-7,8%	0,0%
NBP	CTCP Nhiệt điện Ninh Bình	Nhiệt than	100	504	-4,0%	151	-13,9%	6,7%	5,0%	5,7%

(Nguồn: Bloomberg, VCBS – cập nhật tới ngày 15/12/2016)

Mã cổ phiếu	Tỷ số LN gộp ttm	Tỷ số LN ròng ttm	ROA ttm	ROE ttm	Tỷ lệ nợ/TTS	EPS 2015 (đồng/cp)	Cổ tức 2015 (đồng/cp)	EPS ttm (đồng/cp)	EV/EBIT ttm	EV/EBITDA ttm	P/ EPS ttm	P/B
SHP	48,2%	18,1%	3,20%	6,27%	51,8%	1.686	1.600	1.004	14,5x	8,0x	25,2x	1,6x
VSH	61,8%	54,4%	4,53%	8,24%	48,5%	1.191	1.000	1.144	20,1x	15,2x	13,8x	1,2x
CHP	59,8%	34,7%	6,78%	14,02%	45,3%	2.484	1.600	1.620	12,2x	8,2x	12,7x	1,8x
TMP	44,2%	24,7%	6,55%	10,48%	28,2%	2.985	2.500	1.484	9,9x	5,5x	18,5x	2,0x
SJD	58,0%	35,9%	8,58%	11,37%	18,0%	3.899	-	2.668	10,2x	7,1x	9,3x	1,0x
SBA	67,5%	29,1%	4,09%	8,82%	49,4%	859	-	968	10,4x	8,1x	11,5x	1,0x
S4A	50,3%	9,2%	1,38%	3,90%	62,4%	538	-	426	-	-	30,9x	1,5x
TBC	62,4%	49,1%	15,06%	15,42%	0,0%	1.816	1.800	2.175	7,8x	6,0x	11,0x	1,7x
HJS	41,0%	23,2%	7,36%	16,04%	42,9%	2.012	1.200	1.835	9,3x	5,6x	8,1x	1,2x
DRL	54,3%	47,9%	22,40%	22,15%	0,0%	3.429	2.518	2.853	10,3x	7,5x	13,9x	3,2x
								Trung bình	11,6x	7,9x	15,5x	1,6x
								Trung vị	10,3x	7,5x	13,2x	1,6x
NT2	26,4%	21,2%	11,33%	27,68%	46,8%	3.937	2.115	4.599	9,6x	6,6x	6,0x	1,6x
BTP	13,1%	8,9%	7,77%	15,71%	29,2%	1.587	1.000	2.595	2,1x	1,9x	5,0x	0,8x
PPC	8,8%	-5,3%	-3,05%	-6,30%	47,2%	1.762	2.500	-1.010	14,2x	12,0x	-	1,2x
NBP	13,1%	4,3%	6,70%	11,17%	0,0%	3.799	1.500	2.147	4,6x	3,8x	8,2x	0,9x
								Trung bình	7,6x	6,1x	6,4x	1,1x
								Trung vị	7,1x	5,2x	6,0x	1,0x

(Nguồn: Bloomberg, VCBS – cập nhật tới ngày 15/12/2016)

ĐIỀU KHOẢN SỬ DỤNG

Báo cáo này và/hoặc bất kỳ nhận định, thông tin nào trong báo cáo này không phải là các lời chào mua hay bán bất kỳ một sản phẩm tài chính, chứng khoán nào được phân tích trong báo cáo và cũng không là sản phẩm tư vấn đầu tư hay ý kiến tư vấn đầu tư nào của VCBS hay các đơn vị/thành viên liên quan đến VCBS. Do đó, nhà đầu tư chỉ nên coi báo cáo này là một nguồn tham khảo. VCBS không chịu bất kỳ trách nhiệm nào trước những kết quả ngoài ý muốn khi quý khách sử dụng các thông tin trên để kinh doanh chứng khoán.

Tất cả những thông tin nêu trong báo cáo phân tích đều đã được thu thập, đánh giá với mức cẩn trọng tối đa có thể. Tuy nhiên, do các nguyên nhân chủ quan và khách quan từ các nguồn thông tin công bố, VCBS không đảm bảo về tính xác thực của các thông tin được đề cập trong báo cáo phân tích cũng như không có nghĩa vụ phải cập nhật những thông tin trong báo cáo sau thời điểm báo cáo này được phát hành.

Báo cáo này thuộc bản quyền của VCBS. Mọi hành động sao chép một phần hoặc toàn bộ nội dung báo cáo và/hoặc xuất bản mà không có sự cho phép bằng văn bản của VCBS đều bị nghiêm cấm.

THÔNG TIN LIÊN HỆ

Mọi thông tin liên quan đến báo cáo trên, xin quý khách vui lòng liên hệ:

Lý Hoàng Anh Thi
Phụ trách phòng Phân tích Nghiên cứu
lhathi@vcbs.com.vn

Đàm Sỹ Đức
Chuyên viên Phân tích
dsduc@vcbs.com.vn

CÔNG TY CHỨNG KHOÁN VIETCOMBANK

<http://www.vcbs.com.vn>

Trụ sở chính Hà Nội	Tầng 12 & 17, Tòa nhà Vietcombank, số 198 Trần Quang Khải, Quận Hoàn Kiếm, Hà Nội ĐT: (84-4) -393675- Số máy lẻ: 18/19/20
Chi nhánh Hồ Chí Minh	Lầu 1& 7, Tòa nhà Green Star, số 70 Phạm Ngọc Thạch, Phường 6, Quận 3, TP. Hồ Chí Minh ĐT: (84-8)-38200799 - Số máy lẻ: 104/106
Chi nhánh Đà Nẵng	Tầng 12, số 135 Nguyễn Văn Linh, Phường Vĩnh Trung, Quận Thanh Khê, Đà Nẵng ĐT: (84-511) -33888991 - Số máy lẻ: 12/13
Chi nhánh Cần Thơ	Tầng 1, Tòa nhà Vietcombank Cần Thơ, số 7 Hòa Bình, Quận Ninh Kiều, Cần Thơ ĐT: (84-710) -3750888
Phòng Giao dịch Phú Mỹ Hưng	Toà nhà Lawrence Sting, số 801 Nguyễn Lương Bằng, KĐT Phú Mỹ Hưng, Q. 7, TP. Hồ Chí Minh ĐT: (84-8)-54136573
Phòng Giao dịch Giảng Võ	Tầng 1, Tòa nhà C4 Giảng Võ, Phường Giảng Võ, Quận Ba Đình, Hà Nội. ĐT: (+84-4) 3726 5551
Văn phòng Đại diện An Giang	Tầng 6, Tòa nhà Nguyễn Huệ, số 9/9 Trần Hưng Đạo, Phường Mỹ Xuyên, Long Xuyên, An Giang ĐT: (84-76) -3949841
Văn phòng Đại diện Đồng Nai	F240-F241 Đường Võ Thị Sáu, Khu phố 7, Phường Thống Nhất, TP. Biên Hoà, Đồng Nai ĐT: (84-61)-3918812
Văn phòng đại diện Vũng Tàu	Tầng trệt, số 27 Đường Lê Lợi, TP. Vũng Tàu, Bà Rịa - Vũng Tàu ĐT: (84-64)-3513974/75/76/77/78
Văn phòng đại diện Hải Phòng	Tầng 2, số 11 Hoàng Diệu, Phường Minh Khai, Quận Hồng Bàng, Hải Phòng Tel: (+84-31) 382 1630