

# Ngành Điện

## Nhu cầu tiêu thụ điện tiếp tục tăng trưởng mạnh

11/02/2020

### Tích cực ban đầu

Khuyến nghị	11/02/2020
<b>HND</b>	<b>Mua</b>
Giá hiện tại	VND 16,500
Giá mục tiêu	VND 22,010
<b>NT2</b>	<b>Mua</b>
Giá hiện tại	VND 20,450
Giá mục tiêu	VND 23,515

#### Nhu cầu tiêu thụ điện năng tiếp tục tăng trưởng nhanh

Năm 2019, sản lượng điện tiêu thụ đạt 209 tỉ kWh, tăng trưởng 8.85% so với năm ngoái. Trong giai đoạn 2013-2019, tăng trưởng tiêu thụ điện trung bình đạt 10.8%/năm. Theo như chúng tôi dự báo, nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam sẽ tiếp tục tăng trưởng trung bình 8.5%/năm trong các năm tới.

#### Sự thiếu hụt điện năng sẽ giúp tăng sản lượng huy động của các nhà máy điện hiện tại

Theo báo cáo gần đây của Bộ Công thương, nhiều các nhà máy nhiệt điện lớn bị chậm tiến độ theo Quy hoạch điện 7 điều chỉnh đã được Chính Phủ phê duyệt, đặc biệt là ở khu vực phía Nam. Việc chậm trễ này sẽ kéo theo tình trạng thiếu điện trong tương lai gần và nhiều khả năng sẽ giúp các nhà máy nhiệt điện hiện tại được huy động với hiệu suất cao hơn.

#### Tình hình thủy văn sẽ được cải thiện khi hiện tượng thời tiết El Nino đã kết thúc làm tăng khả năng phát điện các nhà máy thủy điện

Theo Trung tâm nghiên cứu Hải dương và Khí quyển Hoa Kỳ (NOAA) thì hiện tượng El Nino đã kết thúc khi chỉ số ONI (Oceanic Niño Index – Chỉ số chính được dùng để quan sát hiện tượng El Nino – La Nina) giai đoạn tháng 06/2019-08/2019 đã về mức 0.3, nhỏ hơn mức 0.5 - mức được xác định là hiện tượng El Nino đang diễn ra - và trở lại trạng thái trung tính (neutral). Cũng theo cơ quan này, dự kiến xác suất của trạng thái ổn định sẽ được duy trì đến giữa năm 2020 là trên 50%. Với việc hình thái thời tiết trở lại trạng thái trung tính (neutral), các nhà máy thủy điện sẽ thoát khỏi tình trạng khan hiếm nước do El Nino gây ra và gia tăng phát điện, làm giảm giá mua điện trên thị trường phát điện cạnh tranh.

#### Rủi ro liên quan đến nguồn cung cấp nguyên liệu đầu vào cho các nhà máy nhiệt điện khi nguồn cung trong nước ngày càng cạn kiệt

Do nhu cầu ngày càng tăng của các nhà máy nhiệt điện, nguồn cung cấp than và khí thiên nhiên nội địa đầu vào cho các nhà máy nhiệt điện ngày càng cạn kiệt, dẫn đến nhiều nhà máy không được cung cấp đủ nguyên liệu đầu, gây ảnh hưởng nhiều khả năng vận hành và kế hoạch phát điện. Giải pháp được bộ Công thương đưa ra để giải quyết tình trạng này, là sẽ sử dụng nguồn than nhập khẩu để bù đắp thiếu hụt trong nước. Ngoài ra, giá nguyên vật liệu đầu vào cũng là một rủi ro tiềm tàng đến hoạt động kinh doanh các nhà máy điện.

#### Chúng tôi khuyến nghị mua đối với các cổ phiếu HND, NT2

# I. TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN

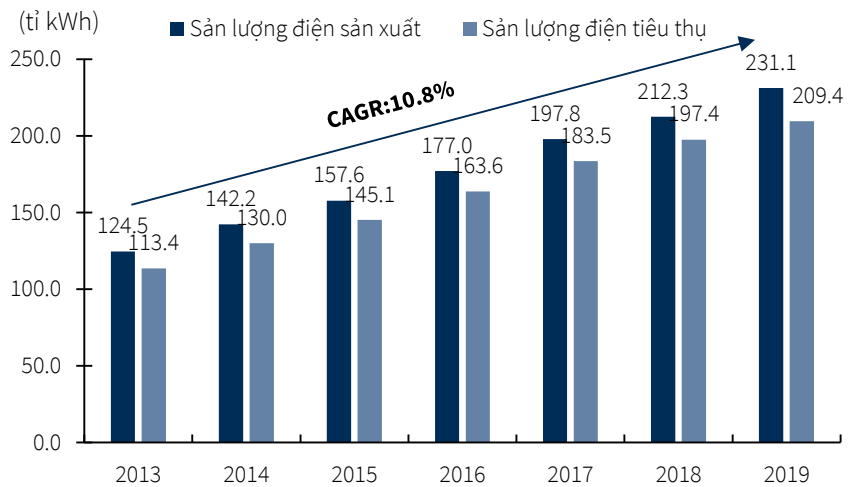
## 1. Nhu cầu điện tiếp tục tăng trưởng mạnh

**Sản lượng điện tiêu thụ năm 2019 của Việt Nam là 209.4 tỉ kWh, tăng 8.85% so với cùng kỳ năm ngoái**

Lũy kế đến hết năm 2019, sản lượng điện sản xuất năm 2019 đạt 231.1 tỉ kWh tăng trưởng 8.86% so với cùng kỳ năm ngoái, sản lượng điện thương phẩm đạt 209.4 tỉ kWh tăng trưởng 8.85% so với cùng kỳ năm ngoái. Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện trung bình từ năm 2013 đến hết năm 2019 đạt 10.8%. Tỷ lệ hao hụt điện trên lưới cũng giảm từ mức 8.87% năm 2013 về còn 6.5% năm 2019.

Theo phương án xây dựng quy hoạch điện VII của Bộ Công thương thì cơ quan này đang ước tính tăng trưởng nhu cầu điện toàn quốc giai đoạn 2016-2020 sẽ là 10.6%/năm, 8.5%/năm (giai đoạn 2021-2025) và 7.5%/năm (giai đoạn 2026-2030). Chúng tôi cho rằng, với tốc độ tăng trưởng GDP bình quân của Việt Nam từ 6.5%/năm - 7%/năm, nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam tiếp tục tăng trưởng nhanh là như trên hoàn toàn phù hợp.

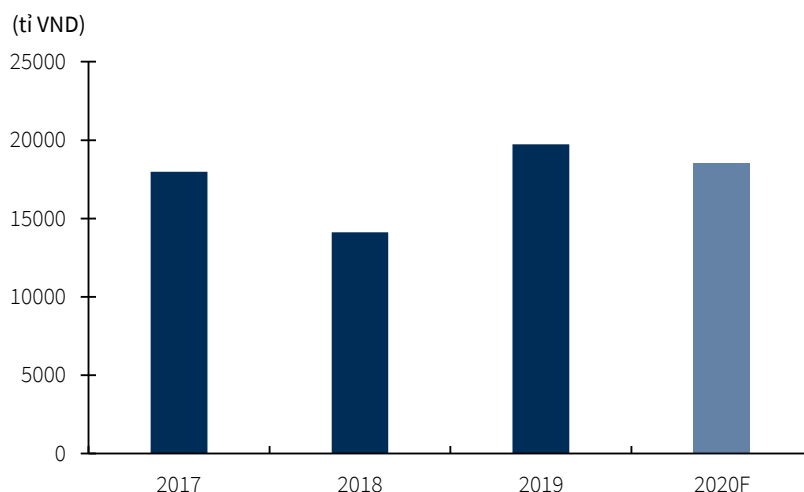
**Biểu đồ 1. Sản lượng điện sản xuất và tiêu thụ hàng năm của Việt Nam**



Nguồn: EVN, KBSV Research

**Đầu tư xây dựng hệ thống truyền tải điện tiếp tục được đẩy mạnh.**

Với nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng nhanh thì nhu cầu xây dựng hệ thống truyền tải điện cũng được gấp rút đẩy mạnh. Trong năm 2019, tổng giá trị các hạng mục đầu tư xây dựng của EVN đạt mức 19,742 tỉ đồng cao nhất trong vòng 3 năm trở lại đây. Kế hoạch năm 2020, tổng giá trị đầu tư xây dựng đạt mức 18,550 tỉ đồng, khởi công 38 dự án (7 dự án 500 kV, 31 dự án 220 kV), hoàn thành và đưa vào vận hành 53 dự án (19 dự án 500 kV, 34 dự án 220 kV).

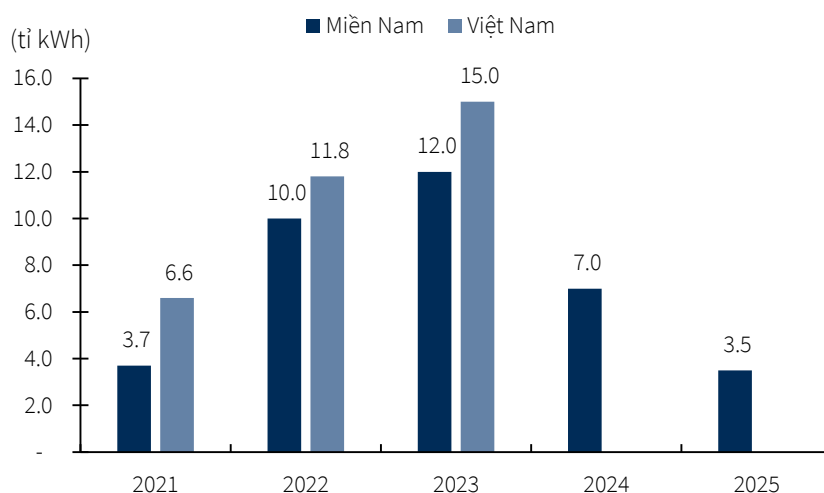
**Biểu đồ 2. Giá trị đầu tư xây dựng hệ thống truyền tải điện qua các năm**

Nguồn: EVN, KBSV Research

## 2. Sự thiếu hụt điện năng sẽ giúp tăng sản lượng điện huy động của các nhà máy điện hiện tại

**Theo báo cáo của Bộ Công thương, Việt Nam sẽ thiếu điện vào khoảng 6.6 tỉ kWh năm 2021, khoảng 11.8 tỉ kWh vào năm 2022 và đỉnh điểm vào là 15 tỉ kWh vào năm 2023**

Theo mục tiêu của Quy hoạch điện 7 Điều chỉnh đã được Thủ tướng Chính Phủ phê duyệt, công suất hệ thống sẽ tăng thêm 21,651 MW, 38,010MW, 36,192MW trong giai đoạn 2016-2020, 2021-2025 và 2026-2030. Tuy nhiên theo báo cáo gần đây của Bộ Công thương, sau khi đã rà soát lại tình hình tiến độ xây dựng các nhà máy điện, thì tổng công suất các nhà máy điện mới đưa vào sử dụng thấp hơn so với Quy hoạch điện 7 điều chỉnh là 17,000MW, trong đó, có nhiều các dự án nhiệt điện than ở khu vực phía Nam. Cũng theo báo cáo trên của Bộ Công thương, Việt Nam sẽ thiếu điện khoảng 6.6 tỉ kWh năm 2021, khoảng 11.8 tỉ kWh vào năm 2022 và đỉnh điểm vào là 15 tỉ kWh vào năm 2023. Theo chúng tôi, tình trạng thiếu điện này sẽ giúp các các nhà máy nhiệt điện hiện tại sẽ được huy động phát điện với hiệu suất cao hơn, hoạt động hiệu quả hơn.

**Biểu đồ 3. Sản lượng điện dự kiến bị thiếu theo báo cáo của Bộ Công Thương**

Nguồn: MOI, KBSV Research

**Bảng 4. Thiếu hụt công suất dự kiến so với Quy hoạch điện VII điều chỉnh**

Năm/Giai đoạn	Công suất lắp đặt mới (MW)		Chênh lệch (MW)
	Quy hoạch điện VII điều chỉnh	Sau khi rà soát	
2019	6,230	3,650	2,580
2020	4,571	3,230	1,341
<b>2021-2025</b>	<b>38,010</b>	<b>30,485</b>	<b>7,525</b>
2021	9,435	4,520	4,915
2022	10,290	3,890	6,400
2023	7,185	6,635	550
2024	5,250	8,170	(2,920)
2025	5,850	7,270	(1,420)
<b>2025-2030</b>	<b>36,192</b>	<b>34,382</b>	<b>1,810</b>
2026	6,482	7,792	(1,310)
2027	5,660	6,270	(610)
2028	7,890	8,340	(450)
2029	8,950	7,310	1,640
2030	7,210	4,670	2,540

Nguồn: MOI, KBSV Research

### **Điện mặt trời là một trong những giải pháp giúp giải quyết thiếu hụt điện năng**

Một trong những giải pháp để có thể nhanh chóng bù đắp được phần điện thiếu hụt là kêu gọi các nhà đầu tư ngoài EVN phát triển các dự án năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời. Với các ưu điểm như: thời gian triển khai dự án ngắn; dễ lắp đặt, thi công; giá thành thiết bị đã giảm rất nhiều; chi phí vay vốn thấp đặc biệt là từ các tổ chức tín dụng nước ngoài, cộng thêm được hưởng ưu đãi giá mua điện cao từ EVN với mức 9.35 cent/kWh trước 30/06/2019... Trong năm 2019, các dự án điện mặt trời được hoàn thành ở mức kỷ lục với tổng công suất gần 5,000 MW chiếm 9% tổng công suất lắp đặt toàn hệ thống. Theo ước tính của Cục điều tiết điện lực (ERAV) thì tổng công suất điện tái tạo hòa lưới điện trong năm 2020 sẽ tiếp tục lớn, khoảng 2,000 MW. Tuy nhiên, loại hình phát điện này phát sinh nhiều bất cập như phát điện không ổn định; tập trung quá nhiều vào một khu vực gây quá tải đường dây tải điện; chiếm quá nhiều tài nguyên đất đai... Mặc dù tổng công suất điện mặt trời chiếm gần 9% tổng công suất lắp đặt toàn hệ thống, tuy nhiên sản lượng chỉ bằng 4% sản lượng điện toàn hệ thống.

### **3. Tình hình thủy văn cải thiện giúp các doanh nghiệp thủy điện cải thiện hiệu năng**

### **Đến hết Quý 3.2019, do ảnh hưởng của El-Nino nên sản lượng phát điện các nhà máy thủy điện.**

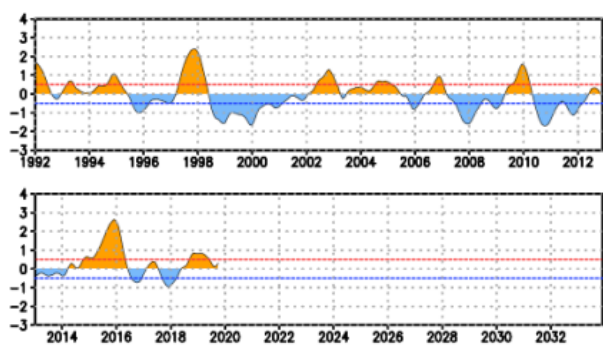
Đến hết Quý 3.2019, do ảnh hưởng của El-Nino, thời tiết khô hạn vẫn tiếp tục xảy ra ở nhiều hồ thủy điện trên cả nước, lượng nước về vẫn ở mức rất thấp so với trung bình nhiều năm ảnh hưởng nghiêm trọng đến khả năng phát điện của các nhà máy thủy điện và tăng áp lực phát điện lên các nhà máy điện than. Cụ thể:

- Điện sản xuất từ các nhà máy thủy điện đạt 59.98 tỷ kWh, giảm 18.3% so với cùng kỳ năm 2018
- Điện sản xuất từ các nhà máy nhiệt điện than đạt 88.05 tỉ kWh, tăng 35% so với cùng kỳ năm 2018
- Điện sản xuất từ các nhà máy điện khí đạt 36.98 tỉ kWh, ngang bằng so với cùng kỳ năm 2018
- Điện năng lượng tái tạo đạt 3.51 tỉ kWh chiếm tỉ trọng 1.54%

**Tuy nhiên, chỉ số ONI 06/2019-08/2019 đã về mức 0.3% và xác suất trạng thái trung tính sẽ được duy trì hết 2020 là trên 50%.**

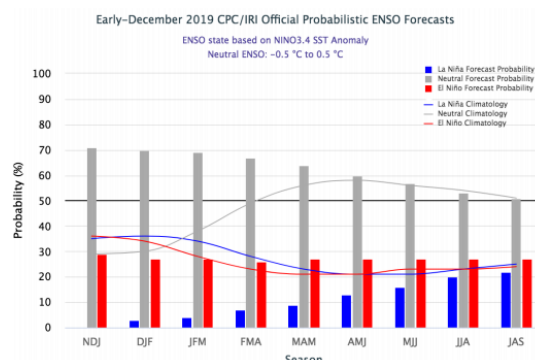
Tuy nhiên, theo Trung tâm nghiên cứu Hải dương và Khí quyển Hoa Kỳ (NOAA) thì hiện tượng El Nino đã kết thúc khi chỉ số ONI (Oceanic Niño Index – Chỉ số chính được dùng để quan sát hiện tượng El Nino – La Nina) giai đoạn tháng 06/2019-08/2019 đã về mức 0.3, nhỏ hơn mức 0.5 - mức được xác định là hiện tượng El Nino đang diễn ra - và trở lại trạng thái trung tính (neutral). Cũng theo cơ quan này, dự kiến xác suất của trạng thái trung tính này sẽ được duy trì đến giữa năm 2020 là trên 50%. Với việc hình thái thời tiết trở lại trạng thái trung tính (neutral), các nhà máy thủy điện sẽ thoát khỏi tình trạng khan hiếm nước do El Nino gây ra và gia tăng phát điện, làm giảm giá mua điện trên thị trường phát điện cạnh tranh và giảm áp lực phát điện của các nhà máy nhiệt điện.

**Biểu đồ 5. Chỉ số ONI qua các năm**



Nguồn: NOAA, KBSV Research

**Biểu đồ 6. Xác suất xuất hiện các hình thái thời tiết**



Nguồn: NOAA, KBSV Research

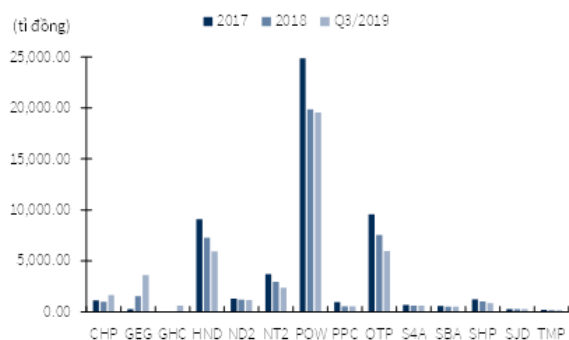
## II. HIỆU QUẢ HOẠT ĐỘNG VÀ ĐỊNH GIÁ CÁC DOANH NGHIỆP NIÊM YẾT

### 1. Nợ vay của các doanh nghiệp sản xuất điện đang giảm nhanh

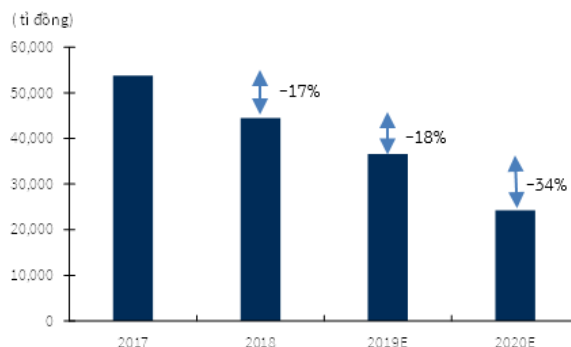
Đặc điểm chung của hầu hết các doanh nghiệp sản xuất điện là cần số vốn đầu tư ban đầu rất lớn để đầu tư tài sản cố định, trong đó, đa phần các doanh nghiệp đều sử dụng khoảng 70% bằng vốn vay ngân hàng trong nước hoặc nước ngoài. Với cấu trúc vốn như vậy, đa phần các nhà máy điện sẽ lỗ trong những năm đầu tiên bắt đầu đi vào vận hành do chi phí lãi vay lớn và kết quả kinh doanh dần dần được cải thiện khi số dư nợ gốc giảm xuống hàng năm. Điển hình cho điều này là các doanh nghiệp như PVPower (POW:HOSE), Nhiệt điện dầu khí Nhơn Trạch 2 (NT2:HOSE), Nhiệt điện Phả Lại (PPC:HOSE), Nhiệt điện Hải Phòng (HND:UPCOM), Nhiệt điện Quảng Ninh (QTP:UPCOM)...Sau khi trả hết nợ vay và chi phí lãi vay, dòng tiền còn lại dành cho chủ sở hữu sẽ là rất lớn và tạo điều kiện để tăng mức chi trả cổ tức

Theo tính toán của chúng tôi, tổng số dư nợ gốc của một số doanh nghiệp phát điện niêm yết sẽ giảm rất nhanh xuống mức 36.56 nghìn tỉ đồng vào cuối năm 2019 và 24.25 tỉ đồng vào cuối 2020 so với mức 44.44 nghìn tỉ đồng vào cuối năm 2018.

Ngoài ra, một số doanh nghiệp cũng đã hết một phần hoặc toàn bộ chi phí khấu hao hoặc phân bổ xong phần chênh lệch tỉ giá phát sinh trong giai đoạn xây dựng cơ bản cũng sẽ góp phần cải thiện kết quả kinh doanh một cách mạnh mẽ.

**Biểu đồ 7. Dư nợ gốc của các doanh nghiệp điện niêm yết**

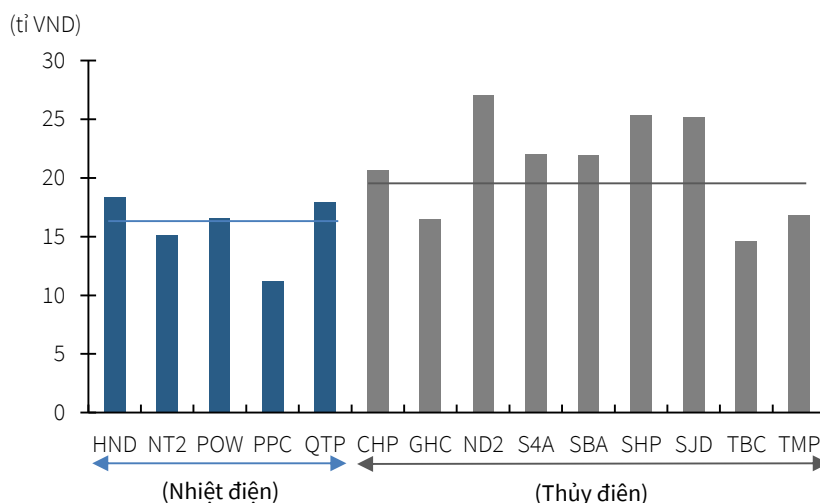
Nguồn: FiinPro, KBSV Research

**Biểu đồ 8. Dư nợ gốc của các doanh nghiệp điện niêm yết**

Nguồn: FiinPro, KBSV Research

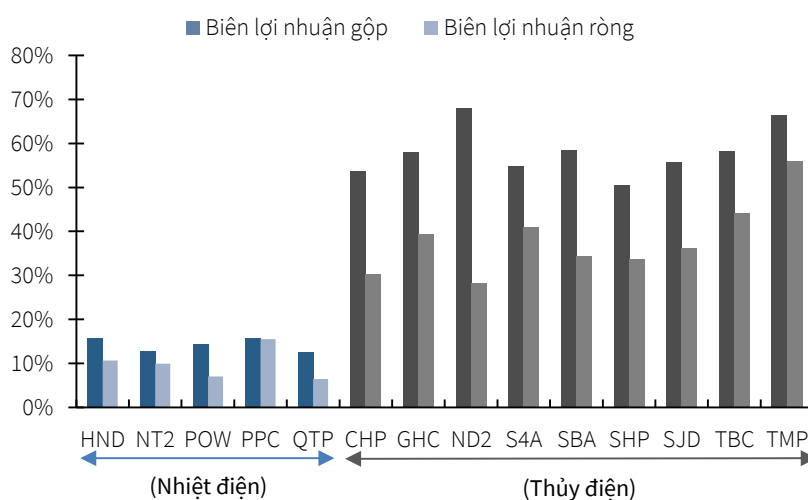
## 2. Hiệu quả hoạt động

Suất đầu tư các nhà máy điện biến động khá lớn do bị ảnh hưởng bởi giá thiết bị vật tư thời điểm đầu tư nhà máy, tỉ giá, đặc điểm vị trí địa lý của từng nhà máy... Nhìn chung, đối với các nhà máy nhiệt điện và thủy điện thì suất đầu tư đang ngày càng gia tăng, còn đối với năng lượng tái tạo thì suất đầu tư lại đang giảm xuống. Hiện tại để đầu tư một nhà máy điện (bao gồm cả nhiệt điện than, thủy điện và điện mặt trời) thì suất đầu tư rơi vào khoảng từ 30-35 tỉ VND/MW.

**Biểu đồ 9. Suất đầu tư các nhà máy điện niêm yết**

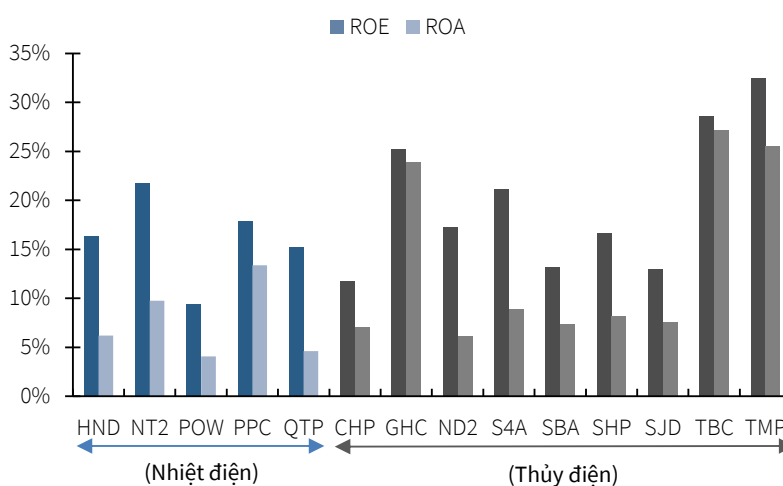
Nguồn: FiinPro, KBSV Research

Các doanh nghiệp thủy điện thường có biên lợi nhuận gộp và biên lợi nhuận sau thuế rất cao, hơn hẳn các doanh nghiệp nhiệt điện, do chi phí giá vốn của các doanh nghiệp thủy điện không bao gồm chi phí nguyên vật liệu như các nhà máy nhiệt điện. Hiện nay, biên lợi nhuận gộp và biên lợi nhuận sau thuế của các nhà máy thủy điện đạt khoảng 58% và 38% so với mức khoảng 14% và 10% của các nhà máy nhiệt điện.

**Biểu đồ 10. Biên lợi nhuận gộp và biên lợi nhuận sau thuế của các doanh nghiệp sản xuất điện 4 quý gần nhất**

Nguồn: FiinPro, KBSV Research

Các doanh nghiệp thủy điện hiện cũng có mức tỉ suất sinh lời ROE và ROA cao hơn so với các doanh nghiệp nhiệt điện. Cụ thể, các doanh nghiệp thủy điện có mức ROE và ROA trung bình lần lượt là 20% và 13.5% so với mức 16.1% và 7.6% của các doanh nghiệp nhiệt điện. Nhìn chung, mức ROE và ROA bình quân của các doanh nghiệp phát triển nguồn điện tại Việt Nam khá cao, lần lượt đạt trung bình 18% và 11.1% so với một số doanh nghiệp khác trong khu vực với mức ROE và ROA trung bình lần lượt là 10.03% và 3.64%.

**Biểu đồ 11. Hiệu quả ROE và ROA của các doanh nghiệp sản xuất điện 4 quý gần nhất**

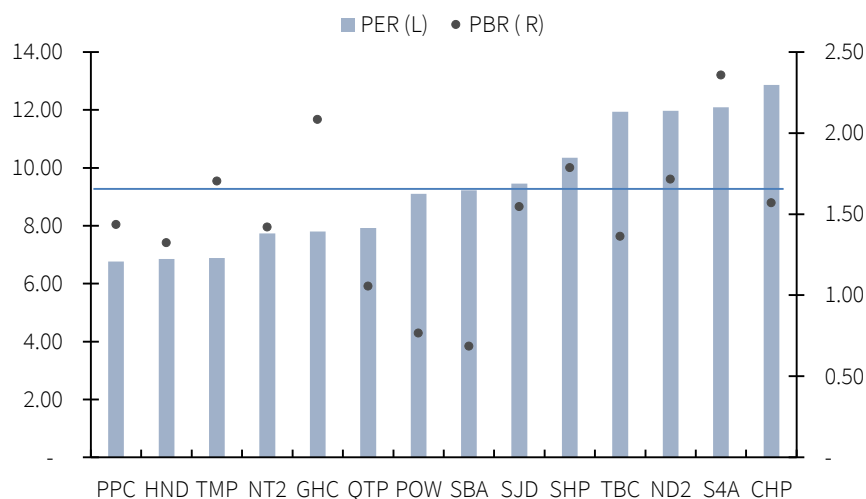
Nguồn: FiinPro, KBSV Research

### 3. Định giá

Hiện, các doanh nghiệp sản xuất điện Việt Nam có mức định giá P/E thấp hơn một cách tương đối so với các doanh nghiệp sản xuất điện khác ở trong khu vực. Cụ thể mức định giá P/E trung bình của các doanh nghiệp đạt 9.35 lần ,

thấp hơn khá nhiều so với định giá P/E của các doanh nghiệp khác trong khu vực là 14.7 lần. Trong khi đó, định giá P/B của các doanh nghiệp điện Việt Nam là khoảng 1.49 lần, cao hơn một chút so với định giá P/B của các doanh nghiệp trong khu vực với trung bình là 1.33 lần. Điều này có thể lý giải là do ROE của các doanh nghiệp sản xuất điện Việt Nam cao hơn các doanh nghiệp trong khu vực.

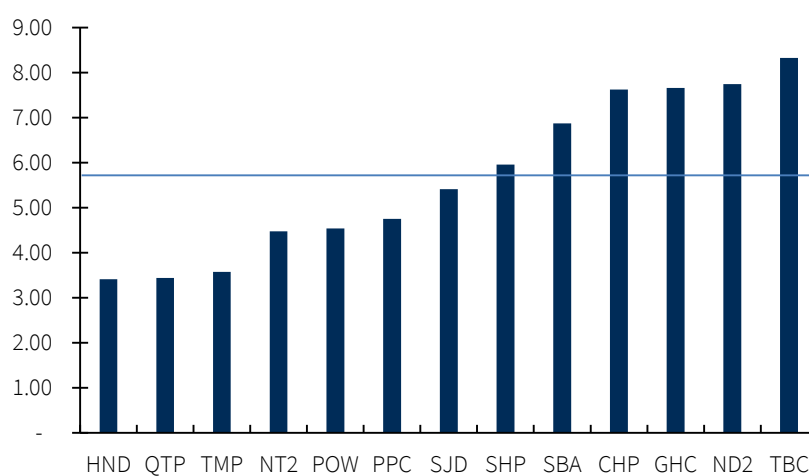
**Biểu đồ 12. Định giá P/E và P/B của các doanh nghiệp**



Nguồn: FiinPro, KBSV Research

Theo phương pháp định giá EV/EBITDA thì mức EV/EBITDA trung bình của một số doanh nghiệp sản xuất điện Việt Nam đang là 5.87 lần, thấp hơn một chút so với các doanh nghiệp cùng ngành trong khu vực là 6.13 lần.

**Biểu đồ 13. Định giá EV/EBITDA**



Nguồn: FiinPro, KBSV Research



### III. CÁC RỦI RO

#### 1. Rủi ro về nguồn cung cấp nguyên vật liệu đầu vào cho các nhà máy nhiệt điện

**Nguồn cung cấp nguyên liệu đầu vào nội địa là than và khí giảm sút do nhu cầu tăng của các Nhà máy điện và điều kiện khai thác ngày càng khó khăn**

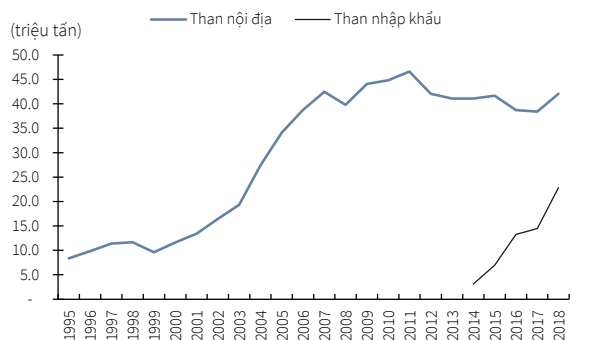
Đối với các nhà máy nhiệt điện, việc được cung cấp đủ nguyên vật liệu đầu vào là than và khí là rất quan trọng vì nó ảnh hưởng rất lớn đến việc vận hành an toàn và kế hoạch phát điện của cả các nhà máy điện và của cả Trung tâm hệ thống điều độ điện quốc gia (A0)

**Nguồn cung cấp khí** của các nhà máy điện khí ở Việt Nam đều được lấy từ các mỏ khí ngoài khơi thuộc khu vực bể dầu khí Cửu Long, Nam Côn Sơn và Malay – Thổ Chu. Sau nhiều năm khai thác, trữ lượng các mỏ khí ở gần bờ ngày càng giảm, đặc biệt là các mỏ khí thuộc bể Cửu Long và Nam Côn Sơn. Mặc dù có nhiều mỏ khí mới sắp được đưa vào khai thác để bảo đảm sản lượng khí không bị suy giảm, như sắp tới là Sao Vàng – Đại Nguyệt, nhưng, các mỏ mới này ngày càng xa bờ, điều kiện khai thác khó khăn dẫn đến chi phí vận chuyển tốn kém hơn và tần suất xảy ra các sự cố trong việc vận chuyển khí ngày càng nhiều. Như ngày 27/03/2018, một máy nén khí của Lô 06.1 bị sự cố nghiêm trọng nên tổng sản lượng khí cung cấp cho tất cả các nhà máy điện khí khu vực Đông Nam Bộ giảm từ 21 tr.Sm<sup>3</sup>/ngày xuống còn 18.5 tr.Sm<sup>3</sup>/ngày. Đến ngày 05/06/2018 sự cố mới được khắc phục, tuy nhiên, sản lượng khí cung cấp cũng chỉ còn khoảng 19.5 tr.Sm<sup>3</sup>/ngày.

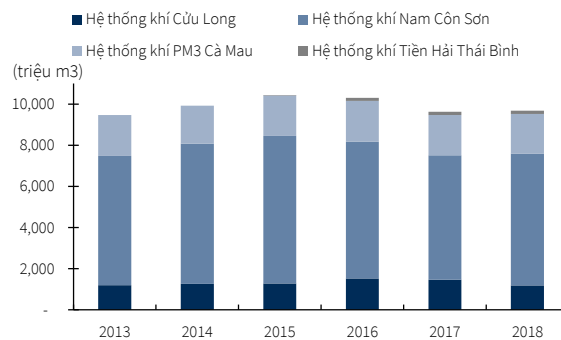
Theo quy hoạch điện 7 điều chỉnh, để giải quyết vấn đề thiếu khí hiện tại và phục vụ cho việc phát triển nguồn điện khí trong tương lai, phương án được đưa ra là PVGas sẽ nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) để cung cấp cho các nhà máy hiện tại và nhà máy mới trong tương lai. Ngày 24/06/2019, PVGas cũng đã ký hợp đồng EPC dự án kho chứa LNG Thị Vải với liên doanh nhà thầu Samsung C&T - PTSC. Dự án dự kiến sẽ hoàn thành giai đoạn 1 với công suất qua kho 1 triệu tấn LNG/năm vào năm 2022 và 3 triệu tấn LNG/năm vào năm 2023.

**Nguồn cung cấp than** của các nhà máy điện than ở Việt Nam đều do Tập đoàn than khoáng sản Việt Nam (Vinacomin) và Tổng công ty Đông Bắc cung cấp. Tuy nhiên, trữ lượng than của Việt Nam ngày càng giảm, điều kiện khai thác ngày càng khó khăn do phải khai thác sâu hơn xuống lòng đất. Sản lượng than khai thác giảm từ mức 46.6 triệu tấn năm 2011 xuống còn 38.4 triệu tấn năm 2017 và tăng trở lại lên mức 42 triệu tấn năm 2018. Trong thời điểm cuối năm 2018 - đầu năm 2019, hiện tượng El Nino hoạt động mạnh cộng với việc nhiều nhà máy điện than tiếp tục ra đời, nhu cầu than của các nhà máy nhiệt điện tiếp tục tăng mạnh, nhưng nguồn than nội địa không thể đáp ứng đủ nhu cầu. Điều này dẫn đến, nhiều nhà nhiệt điện trong giai đoạn này phải hoạt động cầm chừng, một số phải dừng tổ máy. Hiện nay, tình trạng thiếu than vẫn tiếp diễn, tuy nhiên ở mức độ thấp hơn so với giai đoạn cuối năm 2018 – đầu năm 2019.

Theo quy hoạch điện 7 điều chỉnh, việc gia tăng công suất hệ thống giai đoạn 2020-2030 vẫn phải phụ thuộc nhiều vào nhiệt điện than, vì thế nhu cầu than trong nước vẫn tăng trưởng nhanh. Để thay thế sản lượng than thiếu hụt, Bộ Công thương giao Vinacomin là đầu mối nhập khẩu than cung cấp cho các nhà máy nhiệt điện. Hiện nay, nhiều nhà máy xin tự chủ động nhập than về tự dùng, tuy nhiên chủ trương này chưa được cho phép do Bộ Công thương lo ngại các nhà máy điện nhập than với giá cao, sẽ làm tăng giá thành sản xuất điện.

**Biểu đồ 14. Sản lượng tiêu thụ than nội địa và nhập khẩu**

Nguồn: GSO, KBSV Research

**Biểu đồ 15. Sản lượng khí qua các năm**

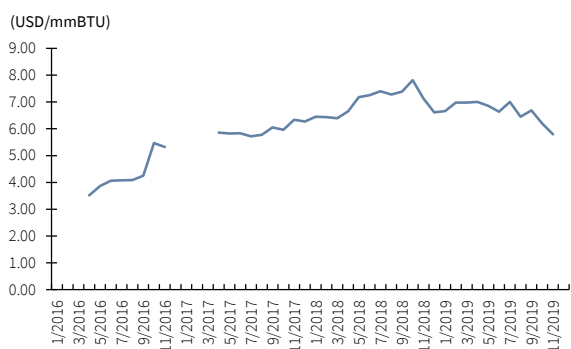
Nguồn: PVGas, KBSV Research

## 2. Rủi ro về giá nguyên vật liệu đầu vào đối với các nhà máy nhiệt điện

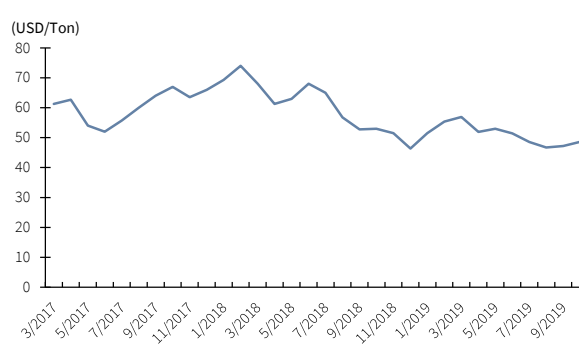
Ngoài vấn đề về việc không được cung cấp đủ nguyên vật liệu, vấn đề về giá của nguyên liệu đầu vào cũng là một rủi ro khá lớn, ảnh hưởng đến sức cạnh tranh của các nhà máy điện. Trong trường hợp giá than hoặc giá khí lên cao, chi phí phát điện của các nhà máy điện than hoặc điện khí cũng sẽ tăng, sẽ trực tiếp làm giảm sức cạnh tranh của các nhà máy điện trên cả trên thị trường phát điện cạnh tranh và gián tiếp đến cả phát điện hợp đồng.

Hiện nay, giá khí bán cho các nhà máy điện được xác định căn cứ một phần theo giá MFO (giá dầu FO trung bình tháng tại thị trường Singapore theo tạp chí Platt's) nên giá khí sẽ biến động khá tương quan so với giá dầu. Còn với nguồn nhiên liệu than, do tình trạng thiếu than nội địa, nên Vinacomin và tổng công ty Đông Bắc phải nhập khẩu than để bù đắp lượng thiếu hụt. Vì thế, diễn biến giá than trên thị trường quốc tế cũng sẽ tác động phần nào đến giá than đầu vào của các nhà máy điện.

Hiện nay, do có quy định của hiệp hội hàng hải quốc tế (IMO) về việc tất cả các tàu phải sử dụng nhiên liệu hàng hải với hàm lượng lưu huỳnh tối đa 0.5% so với mức giới hạn hiện nay là 3.5%, bắt đầu áp dụng từ ngày 01/01/2020. Với mức tiêu thụ từ 80% - 90% lượng dầu FO cho vận tải biển thì giá dầu FO nhiều lưu huỳnh 3.5% được dự báo là sẽ giảm mạnh gây tác động tích cực đối với các nhà máy nhiệt điện khí

**Biểu đồ 15. Diễn biến giá khí khu vực Đông Nam Bộ**

Nguồn: NT2, KBSV Research

**Biểu đồ 16. Diễn biến giá than FOB Kalimantan 5,000 GAR**

Nguồn: PVPower, KBSV Research

### 3. Rủi ro về việc đàm phán lại giá điện

Hiện tại ở Việt Nam, mới chỉ có mình EVN là đơn vị độc quyền thực hiện mua điện của tất cả các nhà máy phát điện sau đó thực hiện và phân phối đến từng hộ tiêu thụ điện. Vì thế trong mối quan hệ mua bán điện giữa EVN với các nhà máy điện thì EVN luôn có sức mạnh đàm phán mạnh hơn. Có thể trường hợp EVN và các nhà máy điện thỏa thuận lại giá điện hợp đồng trong hợp đồng mua bán điện PPA đã ký từ trước đó. Sự việc đã xảy ra đối với các nhà máy nhiệt điện Phả Lại, Cà Mau 1&2, Nhơn Trạch 2 dẫn đến ảnh hưởng rất nhiều đến kết quả kinh doanh của các nhà máy này.

## III. KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ

Chúng tôi khuyến nghị mua đối với Công ty Cổ phần nhiệt điện Hải Phòng (HND: UPCOM) và Công ty Cổ phần nhiệt điện dầu khí Nhơn Trạch 2 (NT2: HOSE) với tiềm năng tăng giá lần lượt 33.4% và 15.3%. Đây là 2 doanh nghiệp sản xuất điện hoạt động hiệu quả với vốn hóa lớn, thanh khoản tốt, phù hợp với cả các nhà đầu tư cá nhân, cũng như các nhà đầu tư tổ chức.

# Nhiệt điện Hải Phòng (HND)

## Tài chính lành mạnh, hoạt động hiệu quả

10/02/2020

Lê Thành Công - Chuyên viên phân tích  
(+84) 84 9666 01596 conglt@kbsec.com.vn

**Nhiệt điện Hải Phòng (HND) là một trong những nhà máy nhiệt điện than lớn nhất Việt Nam.**

**Trong năm 2020, nhiệt điện Hải Phòng sẽ tiếp tục sản xuất điện với sản lượng cao trong bối cảnh tình trạng thiếu điện đang tiếp tục diễn ra.**

**FCFE sẽ khoảng 1000 tỉ/năm trong vòng 3 năm tới và sau đó tăng lên 3000 tỉ/năm sau khi HND đã trả hết toàn bộ nợ gốc vay.**

### Rủi ro

Công ty CP nhiệt điện Hải Phòng (HND:Upcom) là một trong những nhà máy nhiệt điện than lớn nhất Việt Nam công suất 1,200 MW với sản lượng điện thương phẩm khoảng 6.3 tỉ kWh/năm. Năm 2019, sản lượng điện sản xuất của HND tăng lên mức kỷ lục 8.1 tỉ kWh, doanh thu đạt 11,301 tỉ VND, lợi nhuận sau thuế đạt 1,203 tỉ VND.

Với tình trạng chậm tiến độ của một số nhà máy điện than lớn, trong khi nhu cầu tiêu thụ điện tiếp tục tăng mạnh, tình trạng thiếu điện cục bộ xảy ra tại nhiều nơi. Tình trạng này giúp các nhà máy điện hiện tại tăng sản lượng điện trong đó có Nhiệt điện Hải Phòng. Theo quyết định phê duyệt Kế hoạch cung cấp điện và vận hành hệ thống điện quốc gia năm 2020, Nhiệt điện Hải Phòng tiếp tục được giao kế hoạch phát điện cao, 7.8 tỉ kWh, tương đương với kế hoạch năm 2019.

Hàng năm, Nhiệt điện Hải Phòng trả 1800 tỉ gốc vay, giúp giảm khoảng gần 100 tỉ chi phí tài chính cho các năm kế tiếp, từ đó góp phần giúp cải thiện kết quả kinh doanh. Theo tính toán của chúng tôi, CFO của HND từ năm 2019 trở đi khoảng 2800 tỉ, trong đó, dùng để trả nợ 1800 tỉ, và còn dư khoảng 1000 tỉ dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu. Theo kế hoạch, còn khoảng 3 năm nữa, Nhiệt điện Hải Phòng sẽ trả hết nợ vay. Như vậy theo như ước tính của chúng tôi sau 3 năm nữa, dòng tiền tự do của HND sẽ tăng lên khoảng gần 3000 tỉ mỗi năm.

1) Rủi ro kết quả kinh doanh sụt giảm so với 2019 do không còn lợi nhuận đột biến từ hoàn trả chênh lệch tỉ giá ảnh hưởng đến giá cổ phiếu ngắn hạn; 2) Rủi ro thời tiết mưa nhiều; 3) Rủi ro gián đoạn nguồn cung nguyên vật liệu.

## Mua

**Giá mục tiêu 22,010 VND**

Tăng/giảm	33.4%
Giá hiện tại (10/02/2020)	16,500
Vốn hóa thị trường (tỉ đồng)	7,450

### Dữ liệu giao dịch

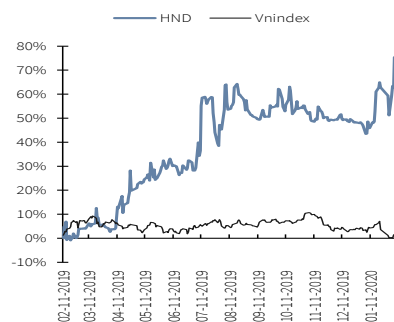
KLCP đang lưu hành	500,000,000
KLCP khớp lệnh TB 10 phiên	154,121
% sở hữu nước ngoài	0%

### Biến động giá cổ phiếu

(%)	1M	3M	6M	12M
HND	17.4%	15.0%	7.2%	75.4%
VNindex	-2.4%	-8.1%	-2.6%	1.6%

### Dự phóng KQKD & định giá

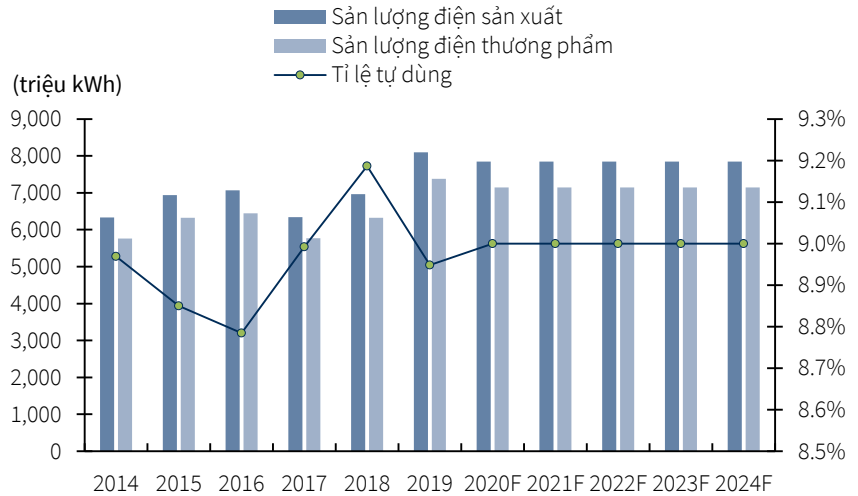
	2018A	2019A	2020F	2021F
Doanh thu (tỉ VND)	9,527	11,301	10,781	10,781
Tốc độ tăng trưởng doanh thu	4.7%	18.6%	-4.6%	0.0%
Lợi nhuận gộp (tỉ VND)	1,592	1,777	1,467	1,457
Biên lợi nhuận gộp	16.7%	15.7%	13.6%	13.5%
Lợi nhuận ròng (tỉ VND)	425	1,203	966	1,077
Biên lợi nhuận ròng	4.5%	10.6%	9.0%	10.0%
EPS (VND)	850	2,406	1,932	2,155
P/E (x)	17.5	6.2	7.7	6.9
P/B (x)	1.3	1.2	1.2	1.2
Tỉ lệ cổ tức	2%	7%	13%	15%



Nguồn: FiinPro, KBSV Research

**Biểu đồ 18. Sản lượng điện của HND**

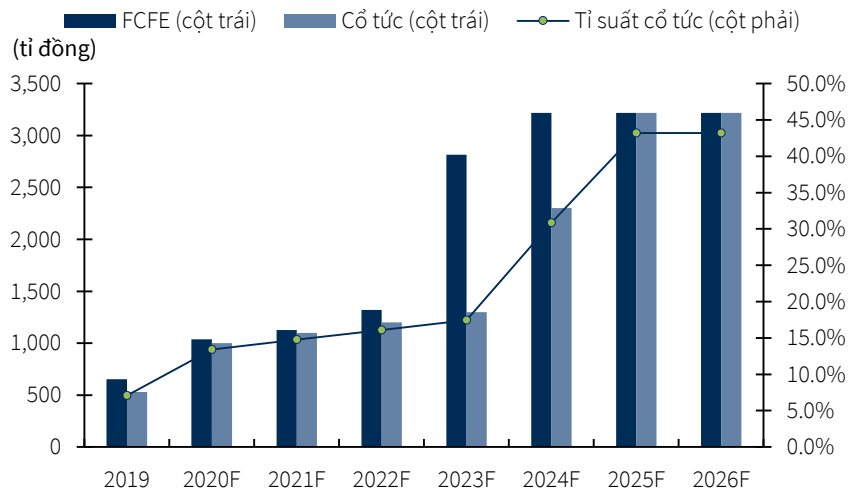
Chúng tôi dự báo sản lượng điện sản xuất của Nhiệt điện Hải Phòng sẽ tiếp tục được duy trì ở mức cao trong vòng 5 năm tới do tình trạng thiếu điện sẽ tiếp tục trong các năm tới và tình trạng thiếu than cơ bản đã được giải quyết.



Nguồn: HND, KBSV Research

**Biểu đồ 19. Dòng tiền tự do và dòng tiền cổ tức dự báo HND**

Chúng tôi dự báo dòng tiền tự do năm từ năm 2020 đến năm 2022 sẽ ổn định ở mức khoảng 1100, sau đó sẽ tăng lên mức 3000 tỉ đồng từ năm 2023 trở đi. Tuy nhiên năm 2023 và 2024 tối đa, doanh nghiệp chỉ có thể trả cổ tức lần lượt 1300 và 2300 tỉ đồng, do nguồn trả cổ tức từ lợi nhuận giữ lại đã hết. Đến năm 2025, sau khi doanh nghiệp đã khấu hao hết máy móc, kết quả kinh doanh tăng mạnh và bằng tương ứng với dòng tiền tự do thì dòng tiền cổ tức có thể lên đến hơn 3000 tỉ/năm.



Nguồn: HND, KBSV Research



# Điện lực Nhơn Trạch 2 (NT2)

## Dòng tiền cho Vốn chủ sở hữu sẽ tăng mạnh sau năm 2020.

11/02/2020

Lê Thành Công - Chuyên viên phân tích  
(+84) 84 9666 01596 conglt@kbsec.com.vn

**Sau năm 2021, nhiệt điện dầu khí Nhơn Trạch 2 (NT2) sẽ trả hết nợ vay và dòng tiền cho vốn chủ sở hữu sẽ tăng mạnh và ổn định.**

**Mỏ khí mới Thiên Ứng và Sao Vàng Đại Nguyệt sẽ bù đắp lượng khí thiếu hụt cho khu vực Đông Nam Bộ.**

**Tình trạng thiếu hụt điện năng làm các nhà máy nhiệt điện hiện hữu được huy động với hiệu suất cao hơn**

**Rủi ro**

Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 (Nhơn Trạch 2 - NT2) là nhà máy điện khí lớn và hiện đại bậc nhất Việt Nam. Hàng năm, dòng tiền từ hoạt động sản xuất kinh doanh (CFO) đạt trên 1,500 tỉ đồng. Nhơn Trạch 2 đang phải trả cả gốc lẫn lãi vay bằng ngoại tệ trị giá khoảng 1,200 tỉ đồng/năm. Đến năm 2021, khi Nhơn Trạch 2 trả hết nợ vay thì dòng tiền cho chủ sở hữu sẽ là rất lớn và ổn định.

PVGas sẽ đưa thêm các mỏ khí mới vào hoạt động như mỏ Thiên Ứng và Sao Vàng Đại Nguyệt, để bù đắp sự thiếu hụt sản lượng khí do các mỏ gần bờ đã được khai thác tới mức tới hạn. Đến năm 2021, dự kiến sản lượng khí khu vực Đông Nam Bộ sẽ đạt mức 21 triệu Sm<sup>3</sup>/ngày so với mức 18 triệu Sm<sup>3</sup>/ngày hiện tại.

Năm 2019, sản lượng điện tiêu thụ đạt 209 tỉ kWh, tăng trưởng trung bình 10.8%/năm trong giai đoạn 2013-2019. Dự báo, nhu cầu tiêu thụ điện của Việt Nam sẽ tiếp tục tăng trưởng trung bình 10%/năm trong các năm tới. Hiện tại, nhiều các nhà máy nhiệt điện lớn bị chậm tiến độ theo Quy hoạch điện 7 sẽ kéo theo tình trạng thiếu điện trong tương lai gần và nhiều khả năng sẽ giúp các nhà máy nhiệt điện được huy động với hiệu suất cao hơn, trong đó có Nhơn Trạch 2.

(1) Rủi ro về kết quả kinh doanh ngắn hạn sụt giảm (do bị giảm giá mua điện hợp đồng PPA, sự tăng giá nguyên liệu..) làm ảnh hưởng đến giá cổ phiếu NT2 ngắn hạn;  
(2) Rủi ro nguồn cung nguyên liệu khí đầu vào không ổn định.

## Mua

**Giá mục tiêu VND 23,515**

Tăng/giảm	15.3%
Giá hiện tại (11/02/2020)	20,400
Vốn hóa thị trường (tỉ VND)	5,873

### Dữ liệu giao dịch

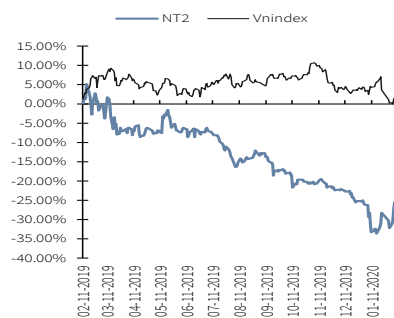
KLCP đang lưu hành	287,876,029
KLCP khớp lệnh TB 10 phiên	347,479
% sở hữu nước ngoài	18.7%

### Biến động giá cổ phiếu

(%)	1M	3M	6M	12M
NT2	1.0%	-4.0%	-10.9%	-25.5%
VNindex	-2.4%	-8.1%	-2.6%	1.6%

### Dự phóng KQKD & định giá

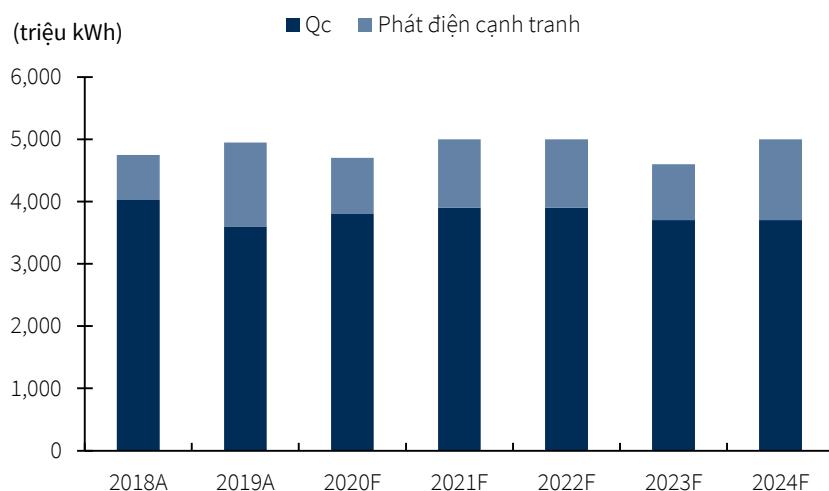
	2018A	2019A	2020F	2021F
Doanh thu (tỉ VND)	7,670	7,654	7,453	8,262
Tốc độ tăng trưởng doanh thu	13.4%	-0.2%	-2.6%	10.9%
Lợi nhuận gộp (tỉ VND)	1,015	974	817	855
Biên lợi nhuận gộp	13.2%	12.7%	11.0%	10.3%
Lợi nhuận ròng (tỉ VND)	782	759	590	689
Biên lợi nhuận ròng	9.9%	7.9%	8.3%	8.4%
EPS (VND)	2,638	2,051	2,393	2,465
P/E (x)	7.5	7.7	9.9	8.5
P/B (x)	1.6	1.4	1.4	1.4
Tỉ lệ cổ tức	30.8%	4.4%	10.2%	10.2%



Nguồn: FiinPro, KBSV Research

**Biểu đồ 21. Sản lượng điện của NT2**

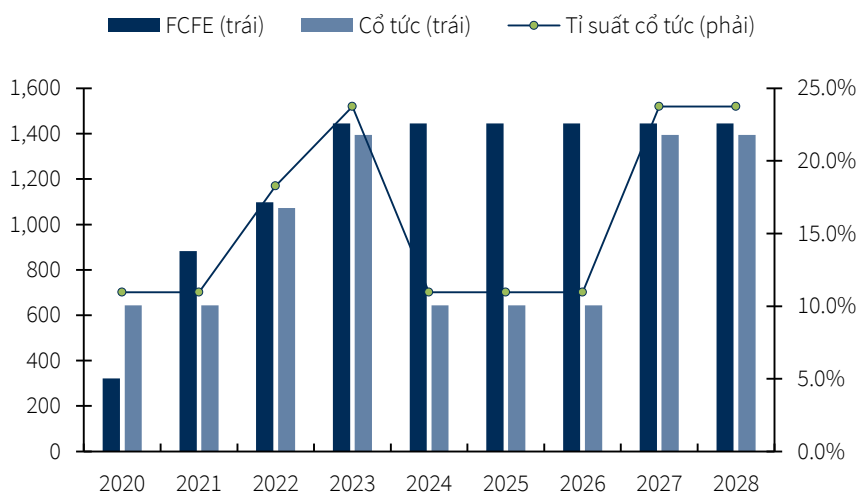
Chúng tôi dự báo sản lượng điện sản xuất của Nhiệt điện dầu khí Nhơn Trạch 2 (NT2) sẽ giảm nhẹ trong năm 2020, do NT2 sẽ tạm dừng để thực hiện Trung tu trong hơn 20 ngày và sự sụt giảm sản lượng khí khu vực bể Cửu Long. Cụ thể, sản lượng điện thương phẩm sẽ giảm khoảng 250 triệu kWh so với năm 2019 về mức 4,700 triệu kWh.



Nguồn: NT2, KBSV Research

**Biểu đồ 22. Dòng tiền tự do và dòng tiền cổ tức dự báo NT2**

Chúng tôi dự báo dòng tiền tự do từ năm 2020 đến năm 2023 sẽ tăng dần từ mức khoảng 400 tỉ lên khoảng 1400 tỉ đồng và ổn định ở mức này từ năm 2023 trở đi do doanh nghiệp đã dần dần trả hết nợ vay. Tuy nhiên năm 2024 đến 2026 tối đa, doanh nghiệp chỉ có thể trả cổ tức khoảng 600 tỉ đồng, do nguồn trả cổ tức từ lợi nhuận giữ lại đã hết. Đến năm 2027, sau khi doanh nghiệp đã khấu hao hết máy móc, kết quả kinh doanh tăng mạnh và bằng tương ứng với dòng tiền tự do thì dòng tiền cổ tức có thể lên đến 1400 tỉ/năm.



Nguồn: NT2, KBSV Research





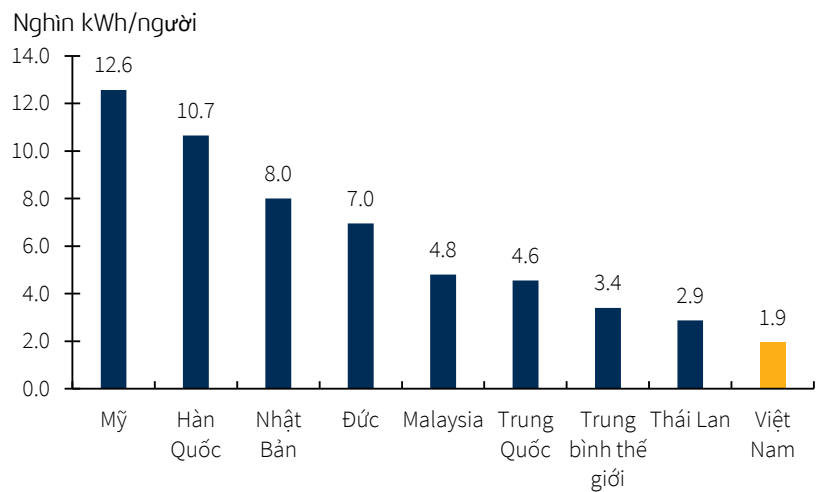
## IV. PHỤ LỤC

### 1. Tổng quan về cung cầu thị trường điện

**Mức tiêu thụ điện bình quân người của Việt Nam còn thấp so với các quốc gia phát triển trên thế giới**

Mức tiêu thụ điện bình quân trên đầu người của Việt Nam năm 2017 đạt mức 1.9 nghìn kWh/người còn khá thấp so với các nước phát triển trên thế giới như 12.6 nghìn kWh/người của Mỹ, 10.7 nghìn kWh/người của Hàn Quốc, hay các nước đang phát triển khác cùng trong khu vực Đông Nam Á như Malaysia 4.8 nghìn kWh/người, Thái Lan 2.9 nghìn kWh/người và của trung bình thế giới 3.4 nghìn kWh/người.

**Biểu đồ 24. Sản lượng điện tiêu thụ trên đầu người năm 2017 của Việt Nam so với các quốc gia khác trên thế giới**

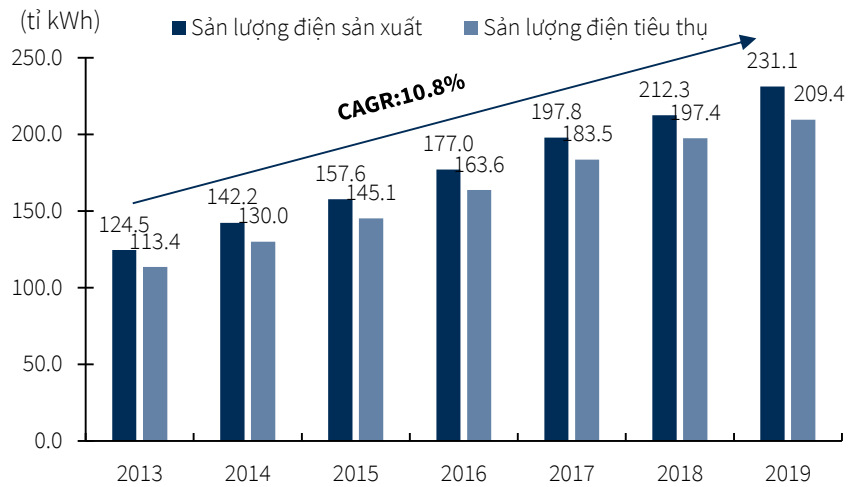


Nguồn: EVN, KBSV Research

**Sản lượng điện tiêu thụ của Việt Nam tăng trưởng trung bình 10.8%/năm giai đoạn 2013-2019**

Lũy kế đến hết năm 2019, sản lượng điện sản xuất năm 2019 đạt 231.1 tỉ kWh tăng trưởng 8.86% so với cùng kỳ năm ngoái, sản lượng điện thương phẩm đạt 209.4 tỉ kWh tăng trưởng 8.85% so với cùng kỳ năm ngoái. Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện trung bình từ năm 2013 đến hết năm 2019 đạt 10.8%. Tỷ lệ hao hụt điện trên lưới cũng giảm từ mức 8.87% năm 2013 về còn 6.5% năm 2019.

**Biểu đồ 25. Sản lượng tiêu thụ điện năng hàng năm**

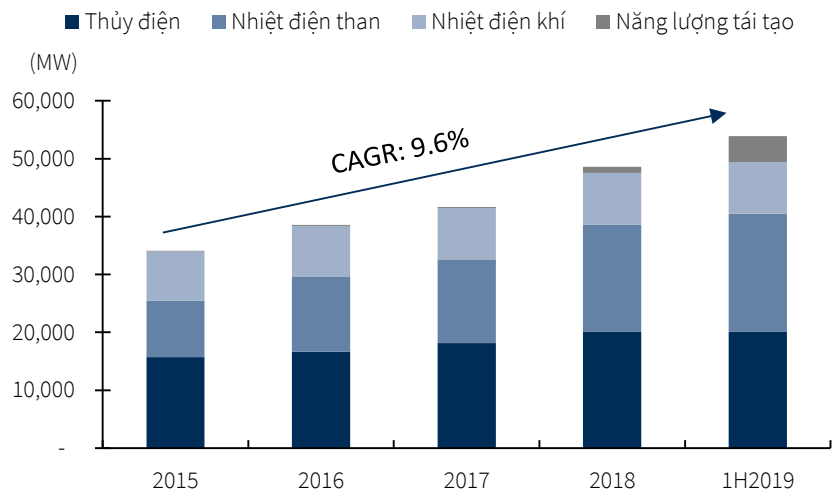


Nguồn: EVN, KBSV Research

**Tổng công suất lắp đặt tăng trưởng trung bình 9.6%/năm trong giai đoạn 2015 - 2018**

Để phục vụ nhu cầu điện ngày càng tăng, thì công tác bổ sung thêm các nguồn điện mới là hết sức cấp bách. Tính đến 30/06/2019, tổng công suất phát điện toàn hệ thống đạt 53,913 MWG. Trong đó, công suất các nhà máy thủy điện chiếm 37%, nhiệt điện than 38%, nhiệt điện khí chiếm 17% năng lượng tái tạo (điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối...) đạt 8.3%. Tốc độ tăng trưởng công suất trung bình đạt 9.6%/năm giai đoạn 2015 – 2018.

**Biểu đồ 26. Tổng công suất lắp đặt hàng năm**

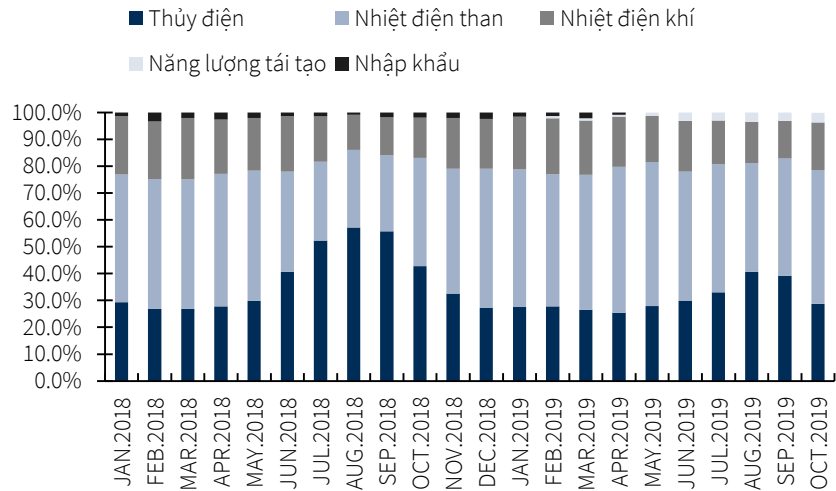


Nguồn: EVN, KBSV Research

Sản lượng phát điện của các loại hình phát điện phụ thuộc vào thời tiết vào từng thời điểm trong năm. Ở Việt Nam, mùa mưa thường bắt đầu từ tháng 6 và kết thúc vào cuối tháng 10, nên giai đoạn này sẽ là giai đoạn các nhà máy thủy điện phát điện với hiệu suất cao nhất. Như thời điểm cao điểm mùa mưa tháng 8/2018, sản lượng phát điện của các nhà máy thủy điện lên đến hơn 50% sản lượng điện toàn hệ thống, nhiệt điện than phát khoảng 30%, điện khí và dầu chỉ chiếm khoảng 15%. Còn như thời điểm mùa khô từ tháng 12 năm trước đến

tháng 5 năm sau, sản lượng điện phát của thủy điện chỉ khoảng 30% sản lượng điện hệ thống, còn Nhiệt điện than là 50% và nhiệt điện khí là khoảng gần 20%.

**Biểu đồ 27. Tỉ trọng phát điện của các loại hình phát điện theo tháng**



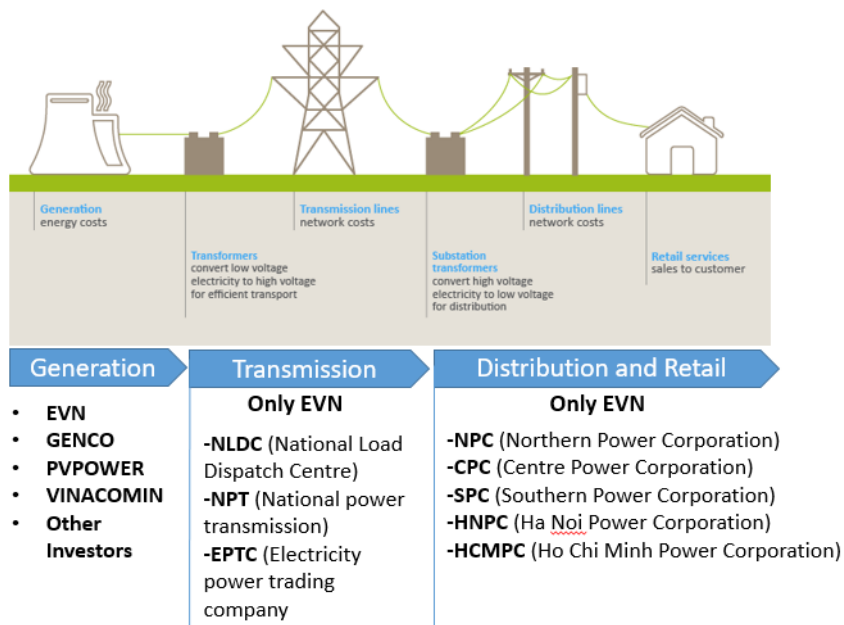
Nguồn: EVN, KBSV Research

## 2. Chuỗi giá trị ngành điện

Chuỗi giá trị ngành điện bao gồm 3 khâu: Phát điện, truyền tải điện và phân phối điện. Cụ thể:

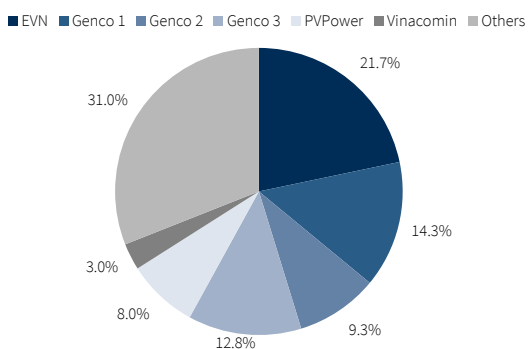
- **Phát điện:** là khâu bao gồm các nhà máy điện thực hiện phát điện và điện được truyền tải đến điểm đấu nối với hệ thống lưới điện Quốc gia. Khâu phát điện cũng đang là khâu duy nhất, Chính phủ cho phép các thành phần ngoài Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) tham gia. Tính đến hết năm 2018, tổng công suất lắp đặt của tất cả các nhà máy thuộc EVN và các đơn vị thành viên chiếm 58% tổng công suất phát điện toàn hệ thống, các nhà đầu tư ngoài EVN bao gồm PVPower (thành viên tập đoàn dầu khí Việt Nam) chiếm 8%, Vinacomin (tập đoàn than khoáng sản) chiếm 3% và các nhà đầu còn lại chiếm 31%.
- **Truyền tải điện:** EVN có 3 đơn vị thành viên trực tiếp tham gia vận hành khâu truyền tải điện bao gồm Tổng công ty truyền tải điện Quốc gia (NPT) thực hiện nhiệm vụ đầu tư đường dây và đảm bảo việc truyền tải điện được an toàn; Hệ thống điều độ điện quốc gia (NLDC) với nhiệm vụ chỉ huy, điều hành hệ thống sản xuất, truyền tải và phân phối điện năng; Tổng công ty mua bán điện (EPTC) thực hiện mua bán buôn và thanh quyết toán đối với các nhà máy điện và các Tổng công ty phân phối điện.
- **Phân phối điện:** EVN có 5 Tổng công ty thực hiện phân phối điện và bán lẻ đến các hộ tiêu thụ điện bao gồm Tổng công ty điện lực miền Bắc, Tổng công ty điện lực miền Trung, Tổng công ty điện lực miền Nam, Tổng công ty điện lực Hà Nội, Tổng công ty điện lực TP.Hồ Chí Minh.

**Hình ảnh 27. Chuỗi giá trị ngành điện**



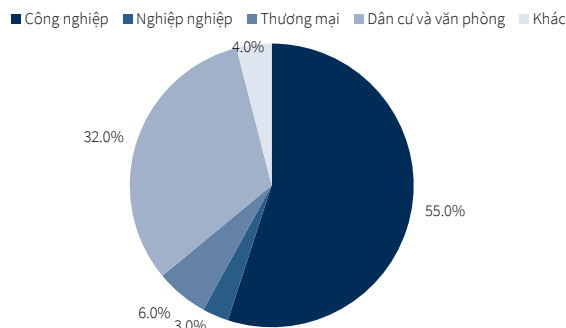
Nguồn: Internet, EVN, KBSV Research

**Biểu đồ 28. Cơ cấu công suất lắp đặt theo nhà đầu tư**



Nguồn: EVN, KBSV Research

**Biểu đồ 29. Phân loại các đối tượng tiêu thụ điện**



Nguồn: EVN, KBSV Research

### 3. Thông tin tổng quan về các loại hình phát điện chủ yếu ở Việt Nam

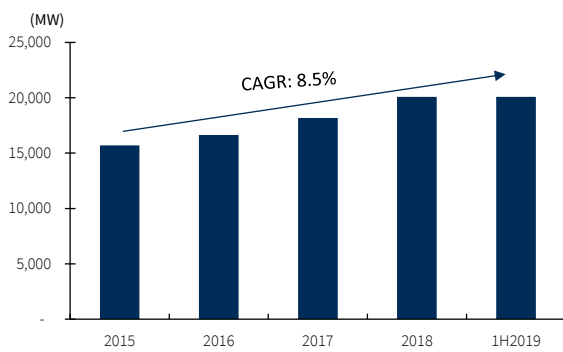
#### a) Thủy điện

Do vị trí địa lý của Việt Nam nằm trong vùng khí hậu nhiệt đới, nóng ẩm mưa nhiều, nên Việt Nam có nguồn tài nguyên thủy năng tương đối lớn. Với địa hình 3/4 là đồi núi, sự thay đổi cao độ từ hơn 3100m so với mặt nước biển đã tạo ra nguồn thế năng to lớn do chênh lệch địa hình tạo ra. Và thực tế, các nhà máy thủy điện lớn của Việt Nam tập trung nhiều ở khu vực Tây Bắc Bộ và Tây Nguyên, nơi có địa hình đồi núi hiểm trở.

Theo EVN, tiềm năng nguồn công suất thủy điện của cả nước rơi vào khoảng 25,000-26,000 MW, tương ứng với khoảng 90-100 tỷ kWh điện năng. Tính đến 30/06/2019, tổng công suất của tất cả các nhà máy thủy điện Việt Nam đã đạt 20,000 MW, bằng khoảng 38% tổng công suất toàn hệ thống, trong đó có 80 các dự án thủy điện lớn và vừa với tổng công suất 16,000 MW. Đến nay, các dự án thủy điện có công suất trên 100 MW hầu như đã được khai thác hết. Các dự án có vị trí thuận lợi, suất đầu tư thấp cũng đã được triển khai thi công.

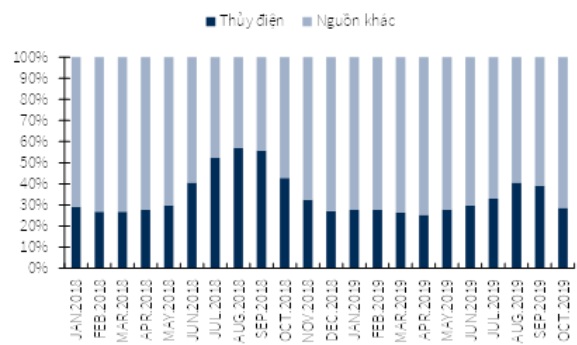
Khả năng phát điện của các nhà máy thủy điện phụ thuộc rất nhiều vào lượng nước đầu vào. Vì thế sản lượng phát điện của thủy điện thay đổi theo mùa trong năm (mùa mưa thường kéo dài từ tháng 6 đến tháng 11) và hình thái thời tiết trong năm đó (El Nino – La Nina). Ví dụ như vào mùa mưa năm 2018, hình thái thời tiết La Nina vẫn đang hoạt động, sản lượng điện của các nhà máy thủy điện lên đến hơn 50% sản lượng điện toàn hệ thống, nhưng sang mùa mưa năm 2019, năm có hình thái thời tiết El Nino đang hoạt động, sản lượng điện giảm 25% so với năm 2018 và chỉ đạt khoảng 40% sản lượng điện toàn hệ thống.

**Biểu đồ 30. Tổng công suất lắp đặt của các nhà máy thủy điện**



Nguồn: EVN, KBSV Research

**Biểu đồ 31. Tỷ lệ sản lượng điện các nhà máy thủy điện**



Nguồn: EVN, KBSV Research

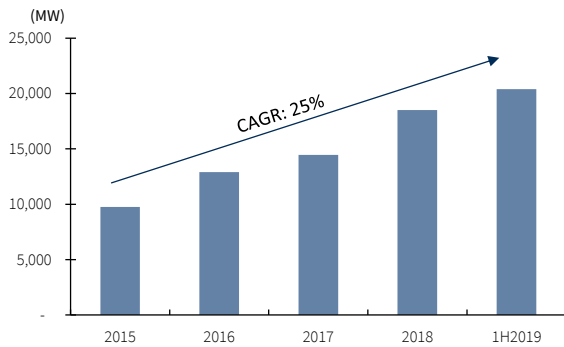
### b) Nhiệt điện than

Tính đến 30/06/2019, Tổng công suất các nhà máy nhiệt điện than của Việt Nam đạt khoảng 20,300 MW, bằng 40% tổng công suất toàn hệ thống. Hầu hết các nhà máy điện than của Việt Nam đều đặt tại khu vực Đông Bắc Bộ, nơi gần các mỏ than đá lớn, và khu vực ven biển miền Trung và Nam Bộ, để thuận tiện cho công tác cung cấp than bằng tàu biển.

Công suất các nhà máy điện than cũng tăng rất nhanh trong giai đoạn 2011 - 2019. Năm 2011, tổng công suất các nhà máy điện than chỉ là 3,371MW thì đến năm 2019 đã đạt 20,300MW, tốc độ gia tăng công suất bình quân đạt 25%/năm trong giai đoạn 2011 - 2019. Tuy nhiên, tổng công suất các nhà máy điện than vẫn đang thiếu hụt khoảng 4,000 MW vào năm 2020 so với quy hoạch điện 7 điều chỉnh do tình trạng chậm trễ ở một số dự án nhiệt điện than ở khu vực miền Nam. Trong tương lai gần, điện than vẫn là nguồn phát điện chủ chốt của Việt Nam. Theo quy hoạch điện VII điều chỉnh, tổng công suất lắp đặt các nhà máy điện than sẽ lên đến 45,152 MW vào năm 2025 và 55.252 MW vào năm 2030, lần lượt chiếm tỉ trọng 49.3% và 42.6% tổng công suất lắp đặt toàn hệ thống.

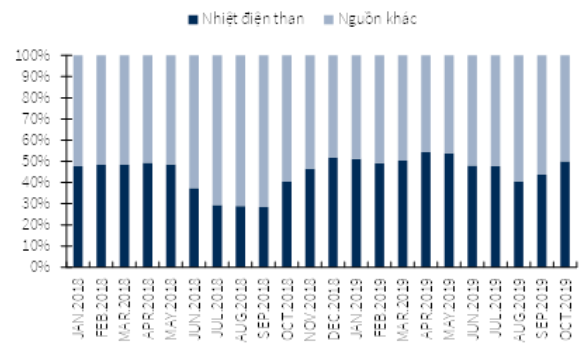
Hiện nay, nguồn cung cấp than nội địa cho các nhà máy nhiệt điện than đang bị thiếu hụt do nhu cầu tăng nhanh và điều kiện khai thác than ngày càng khó khăn khi phải khai thác sâu hơn xuống lòng đất. Giải pháp được Bộ Công thương đưa ra là sẽ sử dụng than nhập khẩu để bù đắp phần than thiếu hụt. Tuy nhiên, Bộ Công thương cũng đang không cho phép các nhà máy tự nhập khẩu than mà phải nhập khẩu thông qua 2 nhà phân phối là Tổng công ty than khoáng sản Việt Nam (Vinacomin) và Tổng công ty than Đông Bắc.

**Biểu đồ 32. Tổng công suất lắp đặt các nhà máy nhiệt điện than**



Nguồn: EVN, KBSV Research

**Biểu đồ 33. Tỷ lệ sản lượng điện các nhà máy nhiệt điện than**



Nguồn: EVN, KBSV Research

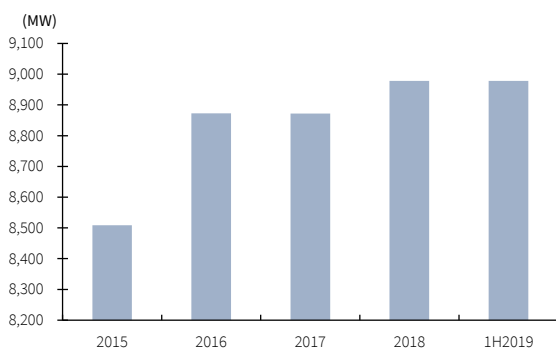
**c) Nhiệt điện khí**

Tính đến 30/06/2019, Tổng công suất các nhà máy nhiệt điện khí của Việt Nam đạt khoảng gần 9,000 MW, bằng 17% tổng công suất toàn hệ thống. Các nhà máy nhiệt điện khí của Việt Nam đều được đặt trung tâm điện lực Nhơn Trạch, trung tâm điện lực Phú Mỹ và trung tâm điện lực Cà Mau tại miền Nam. Các nhà máy điện khí đều được cung cấp khí bởi Tổng công ty khí Việt Nam (PVGas) dẫn khí từ các mỏ khí ngoài biển thuộc bể Cửu Long, bể Nam Côn Sơn và bể Malay – Thổ Chu về đất liền.

Hiện nay, trên 80% sản lượng khí được cung cấp cho các nhà máy điện, 10% cho các nhà máy đạm, 5% phục vụ cho các khách hàng công nghiệp khác. Theo quy hoạch điện VII điều chỉnh, tổng công suất lắp đặt các nhà máy điện khí sẽ lên đến 18,500 MW vào năm 2025 và 21,700 MW vào năm 2030, lần lượt chiếm tỉ trọng 19.1% và 16.8% tổng công suất lắp đặt toàn hệ thống.

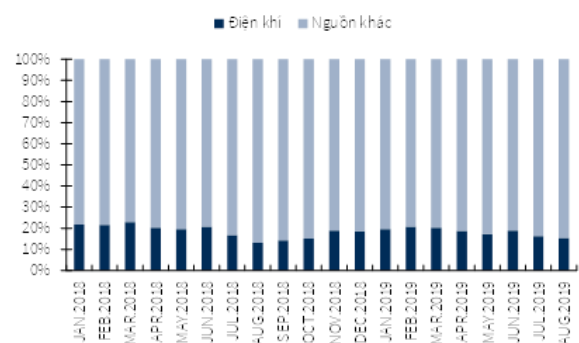
Hiện nay, nguồn cung cấp khí cho các nhà máy nhiệt điện cũng đang thiếu hụt do trữ lượng các mỏ khí gần bờ ngày càng suy giảm, do đó PVGas phải tích cực khai thác các mỏ khí xa bờ, điều này sẽ làm tăng chi phí vận chuyển khí và xác suất xảy ra sự cố trong quá trình vận chuyển khí cũng cao hơn, gây ảnh hưởng đến hoạt động của các nhà máy nhiệt điện. Một phương án nữa được triển khai là các nhà máy điện khí sẽ sử dụng khí LNG nhập khẩu từ nước ngoài. Dự án 2 nhà máy điện khí mới Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4 sẽ là các nhà máy điện khí đầu tiên sử dụng nguồn khí này.

**Biểu đồ 34. Tổng công suất lắp đặt các nhà máy nhiệt điện khí**



Nguồn: EVN, KBSV Research

**Biểu đồ 35. Tỷ lệ sản lượng điện các nhà máy nhiệt điện khí**



Nguồn: EVN, KBSV Research

#### **d) Điện mặt trời**

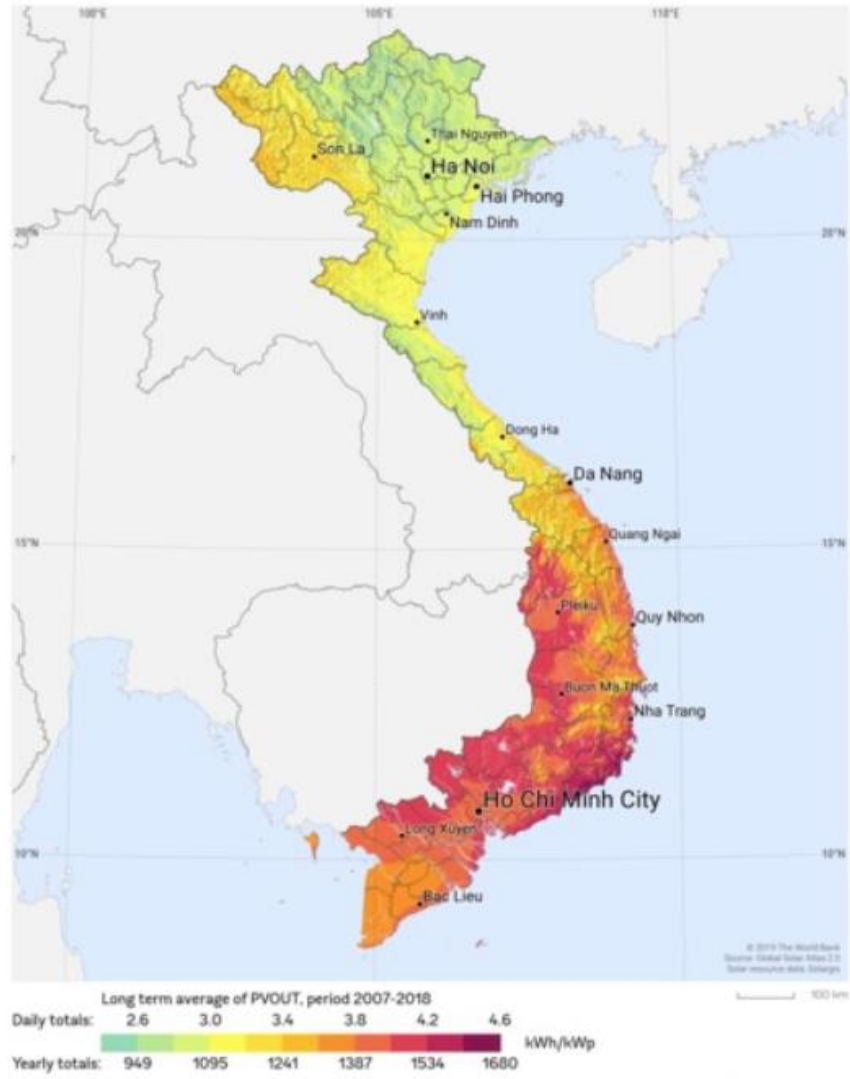
Ngày 14/11/2017, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành văn bản số 11/2017/QĐ-TTg về việc khuyến khích phát triển các nguồn năng lượng tái tạo như điện mặt trời, điện gió. Theo văn bản này, EVN sẽ mua điện từ các nhà máy điện mặt trời hòa lưới điện trước 30/06/2019 với giá 9.35 cent/kWh ~ 2,169 vnd/kWh trong vòng 20 năm. Đây là mức giá rất ưu đãi khi giá mua điện hợp đồng của các nhà máy thủy điện chỉ khoảng 1,000 vnd/kWh, nhiệt điện than là khoảng 1,500 vnd/kWh hay như nhiệt điện khí là 1,600 vnd/kWh. Với ưu thế thời gian triển khai dự án nhanh, nguồn vốn vay từ các ngân hàng trong nước hoặc các tổ chức tín dụng quốc tế đang có lãi suất hấp dẫn, quyết định của Thủ tướng đã làm bùng nổ cuộc đua thực hiện các dự án điện mặt trời nhằm kịp trước thời điểm 30/06/2019. Chỉ trong vòng 6 tháng đầu năm 2019, đã có trên 70 các dự án điện mặt trời đi vào vận hành với công suất hơn 4,300 MW. Lũy kế đến 30/06/2019, đã có tổng số 82 nhà máy điện mặt trời đi vào hoạt động với tổng công suất đạt 4,464 MW, chiếm 8,28% tổng công suất lắp đặt của hệ thống điện Việt Nam. Theo một báo cáo gần đây của Bộ Công thương trình lên Quốc hội, số dự án đang chờ để tiếp tục được xin vào quy hoạch là 260 dự án với tổng công suất lên đến 28,300 MW.

Do hầu hết các nhà máy điện mặt trời hoàn thành cùng một thời điểm sát mốc 30/06/2019 và lại tập trung rất nhiều vào các tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận, nơi có lượng bức xạ mặt trời cao nhất Việt Nam, dẫn đến việc đường truyền điện khu vực này bị quá tải, không đáp ứng kịp nhu cầu của các nhà máy. Nhiều nhà máy được yêu cầu giảm công suất phát điện để tránh gây sự cố cho hệ thống truyền tải trong đó, có nhà máy phải cắt giảm lên đến 69% công suất. Ngoài ra, mặc dù có tổng công suất lớn, nhưng điện mặt trời thường xuyên không ổn định vì chỉ phát điện vào ban ngày và phụ thuộc vào thời tiết nên gây khó khăn cho công tác điều tiết điện của cơ quan quản lý. Thực tế là hiện nay, mặc dù có tổng công suất phát điện chiếm gần 10% tổng công suất lắp đặt của toàn hệ thống, nhưng sản lượng điện phát của điện mặt trời chỉ đạt 3% sản lượng toàn hệ thống.

Để xảy ra tình trạng trên, bộ trưởng bộ Công thương đã nhận trách nhiệm trước Quốc hội trong việc vỡ quy hoạch điện mặt trời khi đã cấp phép ồ ạt cho các dự án. Theo Quy hoạch điện 7 điều chỉnh, tổng công suất các nguồn năng lượng tái tạo của Việt Nam năm 2020 là 850 MW và 2030 là 1200 MW, nhưng đến 30/06/2019, công suất các nhà máy điện mặt trời đã lên đến gần 4,900 MW. Hiện nay, cơ chế giá cho các nhà máy điện mặt trời phát điện sau ngày 30/09/2019 vẫn chưa hoàn thiện và Chính phủ đã dừng biểu giá khuyến khích cố định (FIT) đối với các dự án chưa ký hợp đồng mua bán điện và chưa kịp triển khai đưa vào vận hành năm 2020.



Hình ảnh 36. Bản đồ tiềm năng năng lượng mặt trời Việt Nam



Nguồn: Internet, EVN, KBSV Research

**Các nhà máy điện thực hiện mua bán điện với EVN thông qua 2 cơ chế: Mua bán theo hợp đồng và mua bán trên thị trường phát điện cạnh tranh**

#### 4. Cơ chế phát điện và mua bán điện

Hiện nay, các nhà máy điện thực hiện phát điện theo sự điều khiển của Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia (EVN NLDC) và thanh toán tiền với Công ty mua bán điện (EVN EPTC). Các nhà máy điện thực hiện mua bán điện với EVN thông qua 2 cơ chế: Mua bán theo hợp đồng PPA (Power purchase agreement) và mua bán trên thị trường phát điện cạnh tranh CBP (Cost based pool):

- **Mua bán theo hợp đồng PPA:** Tất cả các nhà máy điện đều kí hợp đồng mua bán điện PPA với EVN. Trong đó xác định giá mua điện hợp đồng theo nguyên tắc là giá mua điện sẽ bù đắp toàn gần như toàn bộ các chi phí như chi phí khấu hao, chi phí lãi vay, chi phí vận hành bảo dưỡng, chi phí nguyên vật liệu đầu vào, chi phí vận chuyển nguyên vật liệu... để bảo đảm hiệu quả dự án đạt mức IRR gần mức 12%. Hàng năm, căn cứ vào dự báo tình hình thủy văn, nhu cầu phụ tải, giá nguyên vật liệu đầu vào, khả năng của từng nhà máy... mà EVN NLDC (A0) sẽ giao chỉ tiêu sản lượng cho từng nhà máy chi tiết cho đến từng tháng (Qc). Căn cứ vào đó, các nhà máy điện sẽ chủ động lên kế hoạch phát điện cho năm sau.
- **Mua bán điện trên thị trường phát điện cạnh tranh:** Sau khi đã phát đủ sản lượng điện theo yêu cầu của A0, các nhà máy điện có thể gia tăng sản

lượng phát điện bằng cách phát điện trên thị trường phát điện cạnh tranh. Giá thanh toán trên thị trường phát điện cạnh tranh được xác định theo cơ chế đấu giá. Hàng ngày, các nhà máy điện tham gia thị trường phát điện cạnh tranh sẽ gửi bản chào về giá và sản lượng phát lên A0. Sau đó, A0 sẽ thực hiện huy động điện các nhà máy với tiêu chí giá từ thấp đến cao theo từng vùng miền, cho đến khi huy động đủ sản lượng điện dự tính cho ngày hôm sau. Với cơ chế đấu giá như vậy, các nhà máy có chi phí sản xuất thấp như thủy điện sẽ có lợi thế và thường thì giá trên thị trường phát điện cạnh tranh sẽ lên cao vào mùa khô và giảm xuống trong mùa mưa. Hiện nay, có khoảng 93 nhà máy điện tham gia vào thị trường phát điện cạnh tranh với tổng công suất lắp đặt đạt 25,550 MW, chiếm 48% tổng công suất lắp đặt toàn hệ thống. Sản lượng điện phát trên thị trường phát điện cạnh tranh cũng bằng khoảng 20% tổng sản lượng phát điện của toàn hệ thống.

## 5. Các giai đoạn phát triển thị trường điện

Theo lộ trình phát triển thị trường điện Việt Nam, thì thị trường mua bán điện Việt Nam sẽ phát triển thứ tự theo 3 cấp độ:

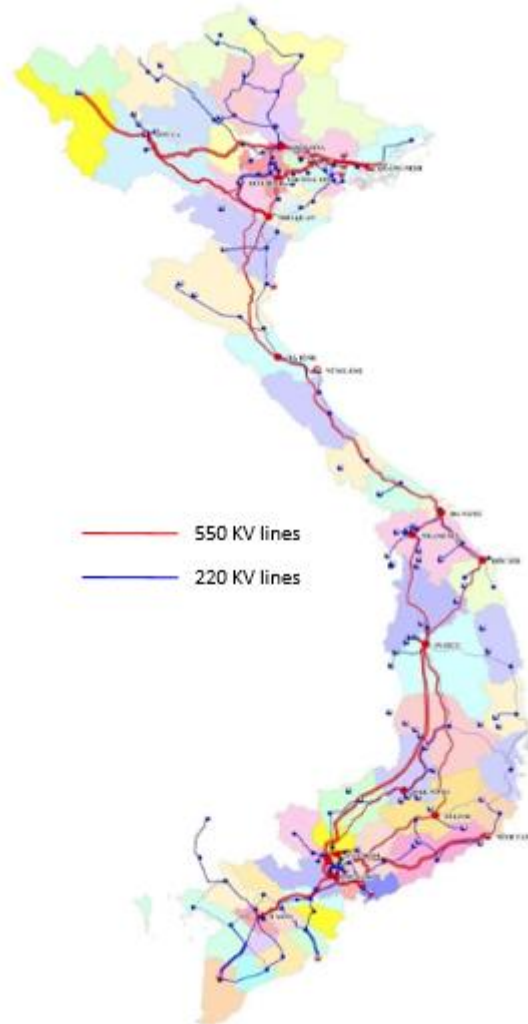
- **Cấp độ 1 - thị trường phát điện cạnh tranh:** Tại cấp độ này, EVN là đơn vị duy nhất thực hiện mua điện. Mục tiêu là ưu tiên huy động các nguồn điện có chi phí thấp giúp giảm chi phí. Các nhà máy điện sẽ gửi bản chào giá phát điện lên A0, căn cứ vào mức giá, khu vực, sản lượng của từng nhà máy mà A0 sẽ lên danh sách các sản lượng điện sẽ được huy động trong ngày hôm sau. Thị trường phát điện cạnh tranh đến thời điểm cuối năm 2019 thì đã vận hành được 7 năm.
- **Cấp độ 2 - thị trường bán buôn điện cạnh tranh:** Tại cấp độ này, EVN không phải là đơn vị duy nhất mua điện mà sẽ là các Tổng công ty điện lực, các công ty điện lực hoặc các đơn vị tiêu thụ điện lớn sẽ được mua buôn điện trực tiếp từ các nhà máy phát điện hoặc trên thị trường điện. Tuy nhiên, hiện nay, mới chỉ có 5 Tổng công ty điện lực, là đơn vị thành viên của EVN, là các đơn vị mua buôn điện trên thị trường. Giai đoạn thị trường bán buôn cạnh tranh đã được vận hành thí điểm vào đầu năm 2019 và dự kiến sẽ hoàn thiện vào năm 2023
- **Cấp độ 3 - thị trường bán lẻ điện cạnh tranh:** Tại cấp độ này, EVN sẽ tách bạch phân phối và bán lẻ điện. Theo đó, sẽ có các công ty bán lẻ điện mua điện từ các đơn vị mua buôn điện, trực tiếp từ các nhà máy điện hoặc mua trên thị trường điện. Sau đó, các công ty này sẽ thực hiện bán lẻ đến từng đơn vị tiêu thụ điện. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh dự kiến sẽ bắt đầu thí điểm vận hành ngay sau khi thị trường bán buôn điện cạnh tranh hoàn thiện

## 6. Các giai đoạn phát triển thị trường điện

Hệ thống truyền tải và phân phối điện Việt Nam được quản lý độc quyền bởi Tổng công ty truyền tải điện Quốc gia (EVN NPT), một thành viên của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Tính đến hết năm 2018, hệ thống truyền tải và phân phối điện của Việt Nam có 24,950.03 km đường dây (bao gồm 7,827.34km đường dây 550 kV và 17,122.69km đường dây 220kV) và 153 trạm biến áp (gồm 30 TBA 500kV và 123 TBA 220kV) với tổng dung lượng MBA là 91,256 MVA. Hệ thống đã phủ đến toàn bộ tất cả các tỉnh và các thành phố trên cả nước, tỉ lệ phủ các hộ dân có điện để sử dụng đạt 99.05%. Hiện nay, về quy mô hệ thống

truyền tải Việt Nam đứng thứ 3 trong các nước ASEAN và thứ 8 trong 24 tổ chức truyền tải điện của châu Á về chiều dài đường dây.

**Hình ảnh 37. Hệ thống truyền tải điện quốc gia Việt Nam**



Nguồn: EVNNPT, KBSV Research

## **KHOÍ PHÂN TÍCH CÔNG TY CHỨNG KHOÁN KB VIỆT NAM**

---

**Giám đốc Khối Phân Tích – Nguyễn Xuân Bình**

binhnx@kbsec.com.vn

**Phân tích Ví mô & Chiến lược Thị trường**

**Giám đốc Kinh tế Ví mô & Chiến lược thị trường – Trần Đức Anh**

anhhd@kbsec.com.vn

**Chuyên viên Phân tích Ví mô – Thái Thị Việt Trinh**

trinhhtt@kbsec.com.vn

**Chuyên viên Chiến lược Thị trường – Lê Anh Tùng**

tungla@kbsec.com.vn

**Phân tích Doanh nghiệp (Hà Nội)**

**Giám đốc Phân tích Doanh nghiệp (Hà Nội) – Dương Đức Hiếu**

hieudd@kbsec.com.vn

**Chuyên viên Phân tích Công nghệ & Logistics – Nguyễn Anh Tùng**

tungna@kbsec.com.vn

**Chuyên viên Phân tích Bất động sản – Phạm Hoàng Bảo Nga**

ngaphb@kbsec.com.vn

**Chuyên viên Phân tích Năng lượng & Vật liệu xây dựng – Lê Thành Công**

congl@kbsec.com.vn

**Chuyên viên Phân tích Ngân hàng Tài chính – Nguyễn Thị Thu Huyền**

huyenntt@kbsec.com.vn

**Phân tích Doanh nghiệp (Hồ Chí Minh)**

**Giám đốc Phân tích Doanh nghiệp (Hồ Chí Minh) – Harrison Kim**

harrison.kim@kbf.com

**Chuyên viên Phân tích Hàng tiêu dùng & Bán lẻ – Đào Phúc Phương Dung**

dungdpp@kbsec.com.vn

**Chuyên viên Phân tích Thủy sản & Dược phẩm – Nguyễn Thanh Danh**

danhnt@kbsec.com.vn

**Chuyên viên Phân tích Dầu Khí & Hóa chất – Nguyễn Vinh**

vinhn@kbsec.com.vn

**Bộ phận Marketing Research**

**Chuyên viên Marketing Hàn Quốc – Seon Yeong Shin**

shin.sy@kbsec.com.vn

## CTCP CHỨNG KHOÁN KB VIỆT NAM (KBSV)

### Trụ sở chính:

Địa chỉ: Tầng G, tầng 2 và 7, Tòa nhà Sky City số 88 Láng Hạ, Đống Đa, Hà Nội  
Điện thoại: (+84) 24 7303 5333 - Fax: (+84) 24 3776 5928

### Chi nhánh Hà Nội:

Địa chỉ: Tầng 1, Tòa nhà VP, số 5 Điện Biên Phủ, Quận Ba Đình, Hà Nội  
Điện thoại: (+84) 24 7305 3335 - Fax: (+84) 24 3822 3131

### Chi nhánh Hồ Chí Minh:

Địa chỉ: Tầng 2, TNR Tower Nguyễn Công Trứ, 180-192 Nguyễn Trứ, Q1, TP Hồ Chí Minh  
Điện thoại: (+84) 28 7303 5333 - Fax: (+84) 28 3914 1969

### Chi nhánh Sài Gòn:

Địa chỉ: Tầng 1, Saigon Trade Center, 37 Tôn Đức Thắng, Phường Bến Nghé, Q1, Hồ Chí Minh  
Điện thoại: (+84) 28 7306 3338 - Fax: (+84) 28 3910 1611

### LIÊN HỆ

Trung Tâm Khách hàng Tổ chức: (+84) 28 7303 5333 – Ext: 2656

Trung Tâm Khách hàng Cá nhân: (+84) 24 7303 5333 – Ext: 2276

Email: [ccc@kbsec.com.vn](mailto:ccc@kbsec.com.vn)

Website: [www.kbsec.com.vn](http://www.kbsec.com.vn)

## Hệ thống khuyến nghị

### Hệ thống khuyến nghị đầu tư cổ phiếu

(dựa trên kỳ vọng tăng giá tuyệt đối trong 6 tháng tới)

Mua:	Nắm giữ:	Bán:
+15% hoặc cao hơn	trong khoảng +15% và -15%	-15% hoặc thấp hơn

### Hệ thống khuyến nghị đầu tư ngành

(dựa trên kỳ vọng tăng giá tuyệt đối trong 6 tháng tới)

Khả quan:	Trung lập:	Kém khả quan:
Vượt trội hơn thị trường	Phù hợp thị trường	Kém hơn thị trường

Ý kiến trong báo cáo này phản ánh đánh giá chuyên môn của (các) chuyên viên phân tích kể từ ngày phát hành và dựa trên thông tin và dữ liệu thu được từ các nguồn mà KBSV cho là đáng tin cậy. KBSV không tuyên bố rằng thông tin và dữ liệu là chính xác hoặc đầy đủ và các quan điểm được trình bày trong báo cáo này có thể thay đổi mà không cần thông báo trước. Khách hàng nên độc lập xem xét các trường hợp và mục tiêu cụ thể của riêng mình và tự chịu trách nhiệm về các quyết định đầu tư của mình và chúng tôi sẽ không có trách nhiệm đối với các khoản đầu tư hoặc kết quả của chúng. Những tài liệu này là bản quyền của KBSV và không được sao chép, phân phối lại hoặc sửa đổi mà không có sự đồng ý trước bằng văn bản của KBSV. Nhận xét và quan điểm trong báo cáo này có tính chất chung và chỉ nhằm mục đích tham khảo và không được phép sử dụng cho bất kỳ mục đích nào khác.