

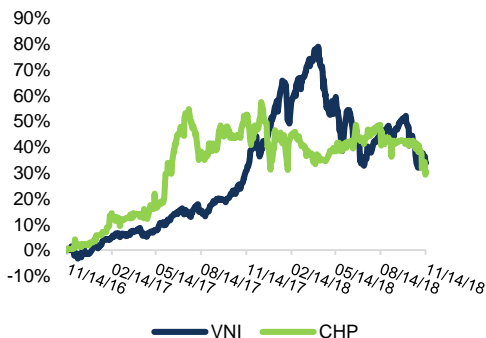
CÔNG TY CỔ PHẦN THỦY ĐIỆN MIỀN TRUNG (HOSE: CHP)

PHAN HUY KHÔI

Chuyên viên tư vấn đầu tư

 Email: khoiph@fpts.com.vn

Điện thoại: (+824) – 3773 7070 - Ext: 5910

Biến động giá cổ phiếu CHP và VNIndex

Thông tin giao dịch ngày 16/11/2018

Giá hiện tại (VNĐ/cp)	21.800
Giá cao nhất 52 tuần (VNĐ/cp)	29.500
Giá thấp nhất 52 tuần (VNĐ/cp)	20.700
Số lượng CP niêm yết (cp)	138.598.505
Số lượng CP lưu hành (cp)	138.599.462
KLGD bình quân 30 phiên (cp/phiên)	13.766
Vốn hóa (tỷ VNĐ)	3.021,47
EPS trailing (VNĐ)	726
P/E trailing	30,03

Tổng quan doanh nghiệp

Tên	Công ty Cổ phần Thủy điện Miền Trung
Địa chỉ	Khu công nghiệp Đà Nẵng, Phường An Hải Bắc, Quận Sơn Trà, Thành phố Đà Nẵng

Doanh thu chính	Điện thương phẩm
-----------------	------------------

Chi phí chính	Chi phí khấu hao, chi phí nhân công
---------------	-------------------------------------

Rủi ro chính	Rủi ro thủy văn, lãi suất
--------------	---------------------------

1. Kết quả hoạt động kinh doanh 9 tháng đầu năm 2018

Doanh thu 9 tháng đầu năm 2018 đạt 215,2 tỷ đồng, giảm 36,8% so với cùng kỳ năm 2017, đạt 35,1% kế hoạch năm 2018. Lợi nhuận sau thuế lỗ 44,7 tỷ đồng, trong khi cùng kỳ năm ngoái lãi 265 tỷ đồng.

Doanh thu và lợi nhuận sau thuế giảm do (1) ngừng phát điện trong 4 tháng đầu năm để thực hiện đại tu tổ máy H1 có công suất 85MW và bảo dưỡng hầm dẫn nước ảnh hưởng đến tổ máy còn lại, (2) hiện tượng La nina với biểu hiện gây mưa nhiều đang suy yếu trong 9 tháng đầu năm 2018.

2. Dự báo kết quả kinh doanh 2018 và nhận định

Kế hoạch doanh thu và lợi nhuận sau thuế năm 2018 của CHP lần lượt là 613 tỷ đồng và 170 tỷ đồng.

Chúng tôi đánh giá CHP sẽ chỉ hoàn thành được 61% kế hoạch doanh thu, 3% kế hoạch lợi nhuận sau thuế trong năm 2018 dựa trên tình hình thủy văn thực tế và việc thực hiện đại tu, bảo dưỡng của doanh nghiệp trong 4 tháng đầu năm.

3. Khuyến nghị đầu tư

Nhu cầu điện được dự báo sẽ tăng với tốc độ tăng trưởng hàng năm khoảng 10% cho giai đoạn 2018-2030 nhờ tăng trưởng nhu cầu sử dụng điện ở khu vực sản xuất và xây dựng. Vì vậy, sản lượng đầu ra được đảm bảo do nhu cầu sử dụng điện tăng trong thời gian tới.

Tuy nhiên, ngoài kết quả kinh doanh kém khả quan trong năm 2018, hiện tượng mưa ít hơn mức trung bình được Trung tâm khí tượng thủy văn Quốc gia dự báo còn kéo dài tới năm 2022 khiến diễn biến tình hình thủy văn là rủi ro lớn nhất đối với việc doanh thu của CHP tiếp tục sụt giảm trong 4 năm tới.

P/E trailing của CHP là 30 lần trong khi đó P/E trailing trung bình 4 doanh nghiệp thủy điện tương đồng nhất về công suất và vị trí địa lý (SBA, S4A, VSH, SJD) là 9 lần. Chúng tôi khuyến nghị **BÁN** với mức giá hiện tại là **21.800** đồng/cổ phiếu.

Các yếu tố cần theo dõi:

- **Tiến độ dự án điện mặt trời Cư Jut do CHP đầu tư 100%, có công suất 50MW:** Dự án dự kiến hoàn thành vào T6/2019, đóng góp vào doanh thu hàng năm thêm 25%. Việc chậm tiến độ dự án sẽ làm ảnh hưởng đến (1) tăng trưởng doanh thu chậm hơn so với kế hoạch, (2) cơ chế giá bán điện có thể bị thay đổi theo Thông tư 16/2016/TT-BCT) nếu nhà máy này vận hành thương mại sau ngày 30/6/2019 (Xem thêm [tại đây](#)).
- **Thời gian vận hành các giai đoạn sau của thị trường điện cạnh tranh:** Giá bán điện trên thị trường điện giao ngay của các nhà máy thủy điện cao hơn giá bán điện theo hợp đồng. Vì vậy, việc giảm tỷ trọng thanh toán sản lượng điện theo giá hợp đồng trong các giai đoạn sau của thị trường điện cạnh tranh theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh giúp doanh nghiệp thủy điện cải thiện doanh thu và biên lợi nhuận gộp.

Rủi ro:

- **Tình hình thủy văn biến động khó lường, ảnh hưởng trực tiếp tới sản lượng điện của các nhà máy thủy điện,** đặc biệt hiện tượng biến đổi khí hậu diễn biến ngày càng phức tạp.
- **Rủi ro do lãi suất tiếp tục tăng trong thời gian tới** trong khi (1) khoản nợ vay phải chịu lãi của dự án thủy điện A Lưới vẫn còn nhiều, (2) khoản vay mới cho dự án điện mặt trời Cư Jut chịu lãi từ năm 2019.

TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP



Lịch sử hình thành

Năm 2004, Công ty Cổ phần Thủy điện Miền Trung được thành lập.

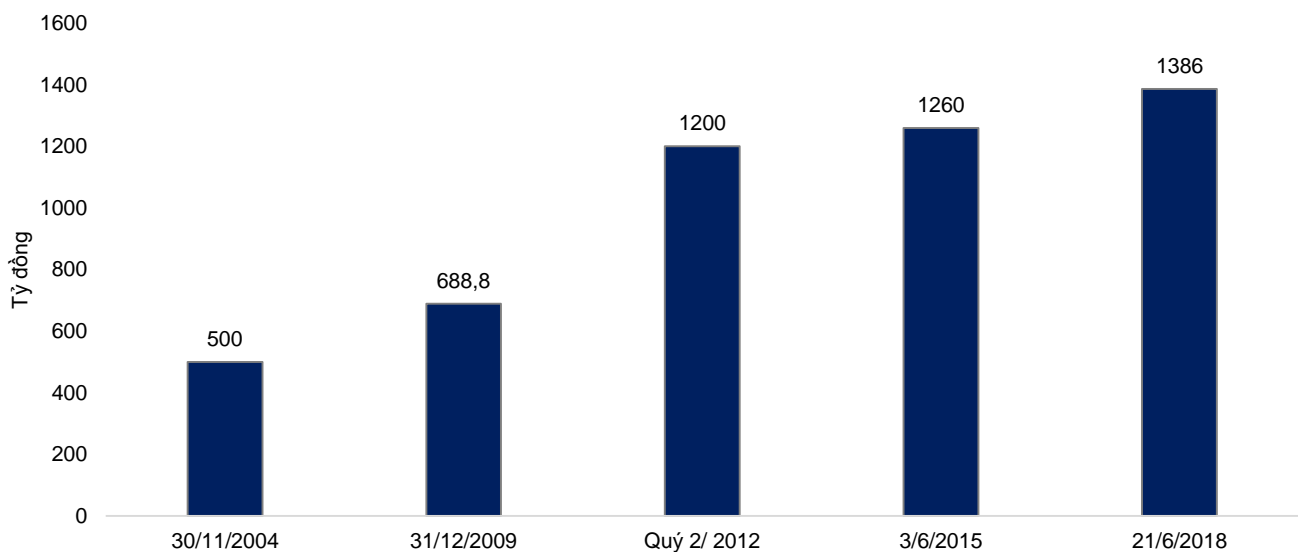
Năm 2007, Công ty triển khai khởi công dự án Nhà máy thủy điện A Lưới.

Năm 2010, Cổ phiếu công ty chính thức giao dịch trên sàn Upcom của Sở giao dịch chứng khoán Hà Nội với mã chứng khoán là CHP.

Năm 2012, Công ty đã tổ chức lễ mừng phát điện Nhà máy thủy điện A Lưới tại Nhà máy thủy điện A Lưới.

Cuối tháng 9/2016 toàn bộ gần 126 triệu cổ phiếu CHP của CTCP Thủy điện Miền Trung chính thức được giao dịch lần đầu trên HOSE.

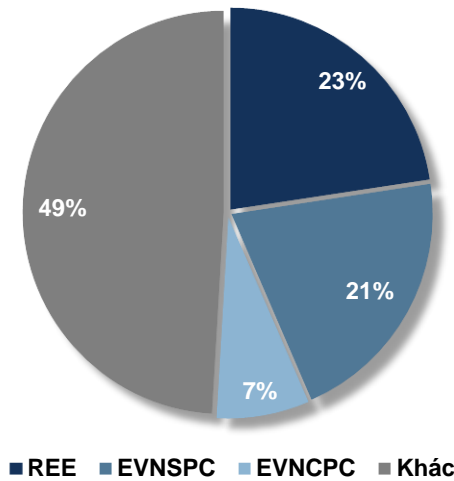
Quá trình tăng vốn điều lệ



Nguồn: CHP

Trong vòng 15 năm qua kể từ cuối năm 2004, CHP đã thực hiện tăng vốn điều lệ 5 lần từ 500 tỷ ban đầu lên 1.386 tỷ đồng vào giữa năm 2018 và giữ nguyên cho đến hiện tại.

Cơ cấu cổ đông



- ✓ REE và EVN chiếm xấp xỉ 51% số cổ phiếu của CHP, còn lại là cổ đông nhỏ.

Nguồn: CHP, FPTS tổng hợp

HOẠT ĐỘNG KINH DOANH

Công ty đang vận hành duy nhất nhà máy thủy điện A Lưới có công suất 170 MW với 2 tổ máy, được xây dựng hoàn thành vào tháng 06/2012, nằm ở thượng nguồn dòng A Sáp tại vùng núi huyện A Lưới, tỉnh Thừa Thiên Huế.

NMTĐ A Lưới đang được áp dụng mức thuế suất thuế TNDN là 10% trong thời hạn 15 năm (từ năm 2012 đến năm 2026). Năm 2013 là năm đầu tiên NMTĐ A Lưới có thu nhập chịu thuế theo đó Công ty được miễn thuế TNDN từ năm 2013 đến năm 2016 và giảm 50% thuế TNDN từ năm 2017 đến năm 2025. Sau đó, mức thuế suất thuế TNDN áp dụng cho NMTĐ A Lưới sẽ trở lại mức thuế suất theo quy định hiện hành.

Thông tin về nhà máy A Lưới

Công suất thiết kế	170 MW
Sản lượng điện trung bình hàng năm	690 triệu kWh/năm
Vốn đầu tư	3.234 tỷ đồng
Tỷ lệ vốn vay	50%
Thời gian vận hành	T6/2012
Thời gian khấu hao nhà cửa và vật kiến trúc	28 năm
Thời gian khấu hao máy móc, thiết bị	16 năm

Nguồn: CHP, FPTS tổng hợp

1. Hiệu quả sử dụng nguồn nước

Số giờ chạy trung bình tương đương công suất tối đa của 3 năm gần đây của CHP đạt 4.239 giờ, xấp xỉ với bình quân của các doanh nghiệp tầm trung trở lên. Nguyên nhân do:

- (1) CHP có hồ chứa A Lưới nằm ở thượng nguồn sông A Sáp. Vì vậy, CHP sẽ tự chủ hơn trong việc lập lịch phát điện, tối đa hóa sản xuất điện vào giờ cao điểm với giá bán cao hơn những thời điểm khác. Tuy nhiên, hồ chứa A Lưới là hồ điều tiết tuần, khả năng giữ nước dài ngày không lớn so với quy mô 170 MW của CHP.
- (2) Lượng mưa trung bình năm tại lưu vực hồ chứa A Lưới là 3.438,4 mm, cao hơn nhiều so với lượng mưa trung bình năm tại các lưu vực của thủy điện khác như VSH, SJD, SBA lần lượt chỉ đạt 2.200 mm, 2.110 mm, 1.780 mm.

Số giờ chạy tương đương ở công suất tối đa của một số nhà máy điện

Mã CK	Tên nhà máy	Loại	Khu vực	Lượng mưa lưu vực (mm)	Số giờ chạy tương đương công suất tối đa			Bình quân
					2017	2016	2015	
TBC	Thác Bà	Thủy điện lớn	Miền Bắc		4.091	2.537	2.848	3.159
CHP	A Lưới	Thủy điện lớn	Miền Trung	3.438,4	5.127	3.732	3.857	4.239
VSH	Vĩnh Sơn, Sông Hình	Thủy điện lớn	Miền Trung	2.200	6.363	4.936	4.902	5.400
SBA	Krong Hnang	Thủy điện lớn	Miền Trung	1.780	3.859	2.171	1.906	2.645
	Khe Diên	Thủy điện nhỏ	Miền Trung		5.925	3.670	4.670	4.755
SJD	Ry Ninh II	Thủy điện nhỏ	Tây Nguyên	2.110	6.698	5.925	5.555	6.059
	Cần Đơn	Thủy điện lớn	Miền Nam		5.337	3.041	3.646	4.008
SHP	Đa M'Bri	Thủy điện lớn	Miền Nam		5.413	4.527	4.771	4.904
	Đa Dâng 2	Thủy điện lớn	Miền Nam		6.645	4.537	4.988	5.390
	Đa Siat	Thủy điện nhỏ	Miền Nam		6.052	4.741	4.718	5.170

Nguồn: Báo cáo các doanh nghiệp, FPTTS tổng hợp

2. Suất đầu tư của CHP chỉ ở mức trung bình ngành:

Tổng vốn đầu tư ban đầu của dự án nhà máy thủy điện A Lưới là 3.234 tỷ đồng tương đương suất đầu tư 19 tỷ/MW, xấp xỉ với suất đầu tư trung bình của 7 nhà máy thủy điện quy mô tầm trung về công suất trở lên đã niêm yết. Suất đầu tư lớn nhất thuộc về NMTĐ Sông Hình đạt 25,6 tỷ đồng/MW, thấp nhất là NMTĐ Vĩnh Sơn đạt 12,8 tỷ đồng/MW. Như vậy, suất đầu tư của dự án NMTĐ A Lưới là một trong những cơ sở cho thấy CHP không có lợi thế giá thành thấp so với các doanh nghiệp tương đồng về quy mô trên thị trường điện giao ngay.

Suất đầu tư của một số NMTĐ tầm trung trở lên

	A Lưới	Đa M'bri	Sê San 4A	Krông H'ngăng	Sông Hình	Đa Dâng 2	Cần Đơn	Vĩnh Sơn
Công suất MW	170	75	63	64	70	34	77,6	64
Tổng vốn đầu tư (tỷ đồng)	3.234	1.800	1.500	1.413	1.794	592	1.117	819
Suất đầu tư (tỷ đồng/MW)	19	24	23,8	22,1	25,6	17,4	14,4	12,8

Nguồn: FPTTS tổng hợp

3. Hợp đồng mua bán điện

Hiện nay, doanh thu bán điện của CHP đến từ dạng hợp đồng dạng sai khác dựa trên cơ chế "cost" + "margin" theo Thông tư 56/2014/TT-BCT về Quy định phương pháp xác định giá bán điện. EVN sẽ thanh toán cho CHP 80% sản lượng dự kiến năm 2018 theo giá hợp đồng và phần còn lại được thanh toán theo giá trên thị trường điện giao ngay.

Tỷ lệ sản lượng hợp đồng sẽ giảm xuống theo lộ trình thị trường điện cạnh tranh, dự kiến giảm từ 80% - > 60%. Đây là điểm tích cực tác động tới giá bán điện đối với chung nhóm thủy điện khi giá bán trung bình trên thị trường điện cạnh tranh thường cao hơn giá bán điện theo hợp đồng.

KẾT QUẢ KINH DOANH 9 THÁNG ĐẦU NĂM 2018

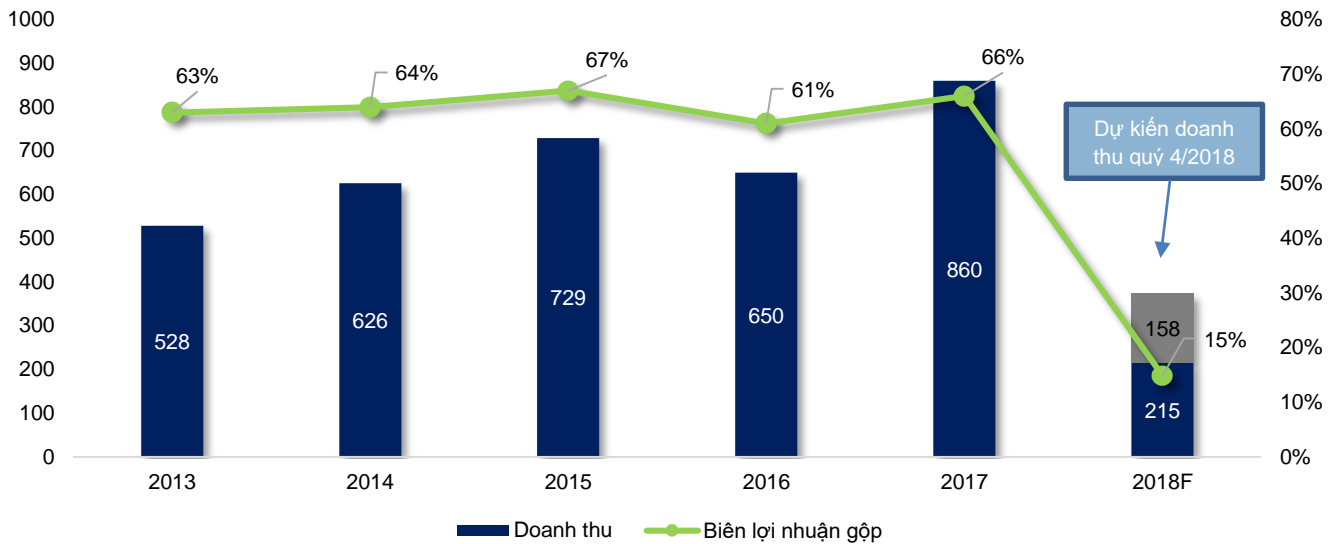
Tỷ đồng	9 tháng 2018	9 tháng 2017	%yoy	%TH/KH 2018
Doanh thu thuần	215,25	584,42	-63%	35%
Giá vốn hàng bán	183,36	210,04		
Lợi nhuận gộp	31,89	374,38	-91%	
Chi phí bán hàng	0	0		
Chi phí quản lý	24,01	28,12		
EBIT	7,87	346,26	-98%	
Doanh thu tài chính	10,19	10,69		
Chi phí tài chính	62,81	72,72		
<i>Chi phí lãi vay</i>	62,81	72,72		
Lợi nhuận khác	0,10	-4,94		
Lợi nhuận trước thuế	-44,66	279,3		
Lợi nhuận sau thuế	-44,66	265,03	-	-
EPS (đồng)	-	2.102		

Nguồn: CHP

- ✓ Doanh thu quý 3/2018 của CHP đạt 60 tỷ đồng, lũy kế 9T2018 đạt 215 tỷ đồng, giảm lần lượt 65% và 63% so với cùng kỳ năm ngoái. Lợi nhuận sau thuế quý 3 lỗ là 26 tỷ đồng, lũy kế 9 tháng lỗ là 45 tỷ đồng, trong khi cùng kỳ năm ngoái lần lượt lãi đạt 67 tỷ đồng và 265 tỷ đồng.
- ✓ Doanh thu giảm mạnh là do:
 - (1) Do công tác đại tu tổ máy H1 có công suất 85MW và bảo trì đường hầm dẫn nước theo định kỳ đã kéo dài hơn nhiều so với kế hoạch, nhà máy tạm ngừng đến ngày 25/4/2018 mới hoạt động trở lại trong khi các chi phí cố định vẫn tiếp tục phải duy trì. Tuy 2 quý đầu năm mưa ít khiến doanh thu thường thấp hơn 2 quý cuối năm song việc ngừng sản xuất 4 tháng đầu năm gây ảnh hưởng không nhỏ đến kết quả kinh doanh của cả năm.
 - (2) Tình hình thủy văn không thuận lợi đã khiến sản lượng điện hàng tháng đều không tốt bằng cùng kỳ năm ngoái. Chỉ duy nhất trong tháng 5/2018 sản lượng điện phát được lớn hơn cùng kỳ năm ngoái 26%, những tháng phát điện cập nhật đến hết tháng 10 đều có mức giảm từ 55% đến 79%, tháng 10 đến giữa tháng 11 giảm khoảng 43% so với cùng kỳ năm ngoái.

Tham khảo dự báo của Trung tâm khí tượng thủy văn Quốc gia cho nửa cuối quý 4/2018 tại Bắc Trung Bộ, chúng tôi dự báo sản lượng điện quý 4 của CHP cũng giảm 43% so với cùng kỳ năm ngoái, tức bằng mức giảm sản lượng của nửa đầu quý 4/2018. Chúng tôi dự báo rằng giá bán điện trung bình quý 4/2018 chỉ bằng cùng kỳ năm ngoái, tức đạt 986 đồng/kWh. Giá bán điện trung bình trong quý 4/2018 được dự báo khá thận trọng do tỷ trọng sản lượng điện phát vào giờ cao điểm mùa khô (giá cao hơn những giờ còn lại) trong quý 4/2018 sẽ cao hơn cùng kỳ năm ngoái. Điều đó khiến giá bán điện trung bình của quý 4/2018 sẽ không thấp hơn cùng kỳ năm ngoái. Từ đó chúng tôi đánh giá CHP sẽ không hoàn thành kế hoạch năm 2018 như sau:

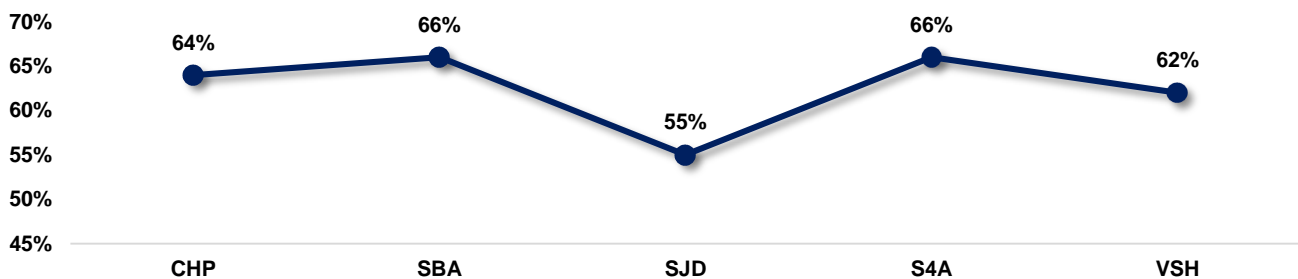
Tổng doanh thu cả năm 2018 của CHP dự báo đạt 373 tỷ đồng (-57% yoy), chỉ hoàn thành 61% kế hoạch. Lợi nhuận sau thuế cả năm 2018 dự báo đạt khoảng 5 tỷ đồng (-99% yoy), chỉ hoàn thành 3% kế hoạch.

Doanh thu giai đoạn 2013 - 2018


Nguồn: CHP

Cuối năm 2017 là thời điểm hiện tượng La Nila đạt mức đỉnh mức mạnh gây ra mưa nhiều, doanh thu đạt 860 tỷ đồng, cao nhất trong 5 năm qua và biên lợi nhuận gộp đạt 66%. Riêng 9 tháng đầu năm 2018, CHP dừng sản xuất 4 tháng đầu năm nên biên lợi nhuận gộp sụt giảm mạnh, chỉ đạt 15%. Giá bán điện trung bình trong 9T2018 đạt 922,4 đồng/kWh, thấp hơn 8,4% so với giá bán điện trung bình năm 2017 do CHP không phát điện vào 4 tháng mùa khô đầu năm, khiến tỷ trọng sản lượng điện bán giờ cao điểm mùa khô thấp hơn so với năm ngoái.

Chúng tôi đánh giá CHP là doanh nghiệp thủy điện có hoạt động sản xuất kinh doanh hiệu quả nhất so với một số doanh nghiệp thủy điện khác tương đồng về quy mô và vị trí địa lý.

Biên lợi nhuận gộp trung bình giai đoạn 2013 - 2017


Nguồn: FPTs tổng hợp

Về cơ bản, giá thành được phản ánh vào giá bán điện theo cơ chế “cost” + “margin”. Giá bán theo hợp đồng, hiệu quả sử dụng nguồn nước, khả năng giữ nước, suất đầu tư thấp, chính sách khấu hao đều sẽ ảnh hưởng đến doanh thu và giá vốn. Lưu ý chính sách khấu hao của các doanh nghiệp trên là khác nhau. Cụ thể, SBA và SJD thực hiện khấu hao theo sản lượng thực tế, thời gian khấu hao dự kiến lần lượt là 50 năm và 25 năm. Phần lớn máy móc tại NMTĐ của VSH đã hết khấu hao; máy móc thiết bị được khấu hao theo đường thẳng trong 10 năm. S4A và CHP thực hiện khấu hao máy móc thiết bị theo đường thẳng trong lần lượt 25 năm và 16 năm.

Giá trị khấu hao tài sản cố định (nhà cửa, máy móc) trên một đơn vị công suất trung bình 5 năm qua

	Nhà cửa và vật kiến trúc					Máy móc thiết bị				
	NMTĐ A Lưới	NMTĐ Krông H'nhăng	NMTĐ Cần Đơn	NMTĐ Sê San 4A	VSH	NMTĐ A Lưới	NMTĐ Krông H'nhăng	NMTĐ Cần Đơn	NMTĐ Sê San 4A	VSH
Khấu hao theo đường thẳng (năm)	28			40	30	16			25	17
Khấu hao theo sản lượng thực tế (năm)		50	25				50	25		
Giá trị khấu hao trên một đơn vị công suất (tỷ/MW)	1,854	1,448	2,539	0,876	2,534	2,605	1,225	1,703	2,960	0,330

Nguồn: FPTS tổng hợp

Biên lợi nhuận gộp trung bình giai đoạn 5 năm qua của CHP là 64%, tức chỉ thấp hơn 2% so với biên lợi nhuận gộp của SBA và S4A. Song hàng năm, CHP thực hiện khấu hao lớn hơn tới lần lượt 67% và 16% so với SBA, S4A do thời gian khấu hao của CHP ngắn hơn.

Cụ thể, mỗi năm CHP thực hiện hạch toán khấu hao nhà cửa và máy móc trên một đơn vị công suất là 4,459 tỷ/MW, cao nhất so với 4 doanh nghiệp tương đồng về quy mô và vị trí địa lý còn lại được so sánh, SBA, S4A là doanh nghiệp hạch toán nhỏ nhất đạt 2,673 tỷ/MW, 2,864 tỷ/MW.

VSH và SJD hạch toán khấu hao nhà cửa và máy móc hàng năm lần lượt là 2,864 tỷ/MW và 4,242 tỷ đồng/MW ít hơn lần lượt 36% và 5% so với CHP. Tuy hạch toán khấu hao hàng năm ít hơn nhưng CHP lại có lợi nhuận gộp trung bình 5 năm qua cao hơn VSH và SJD lần lượt là 2% và 9%.

ĐÁNH GIÁ TRIỂN VỌNG VÀ QUAN ĐIỂM ĐẦU TƯ

1. Nhu cầu sử dụng điện tiếp tục tăng nhanh

Tổng chi phí phát điện bình quân

Nhà máy điện, qui mô công suất	Tiêu hao nhiệt, MBTU/kWh	Giá nhiên liệu, đ/MBTU	Chi phí biến đổi, đ/kWh	Chi phí cố định, đ/kWh	Tổng chi phí b/q, đ/kWh
Than, 300MW	9.760	9.823	677	178	855
Than, 600 MW	43.413	9.823	632	172	804
Dầu DO, 300MW	6.830	340	2.323	122	2.444
Khí thiên nhiên, 300 MW	6.210	290	1.803	9.852	1.942
LNG, 300MW	5.250	350	1.839	153	1.991
Thủy điện, <15m	6.830	0	17	582	599
Thủy điện, 15-50m	43.298	0	17	424	441
Thủy điện, >50m	13.660	0	17	294	311
Sóng biển, 5MW	13.660	0	6	3.892	3.897
Điện gió, 100MW	0	0	2	1.011	1.013
Điện mặt trời, 50MW	0	0	3	922	926

Nguồn: Tổ chức Năng lượng Quốc tế (IEA)

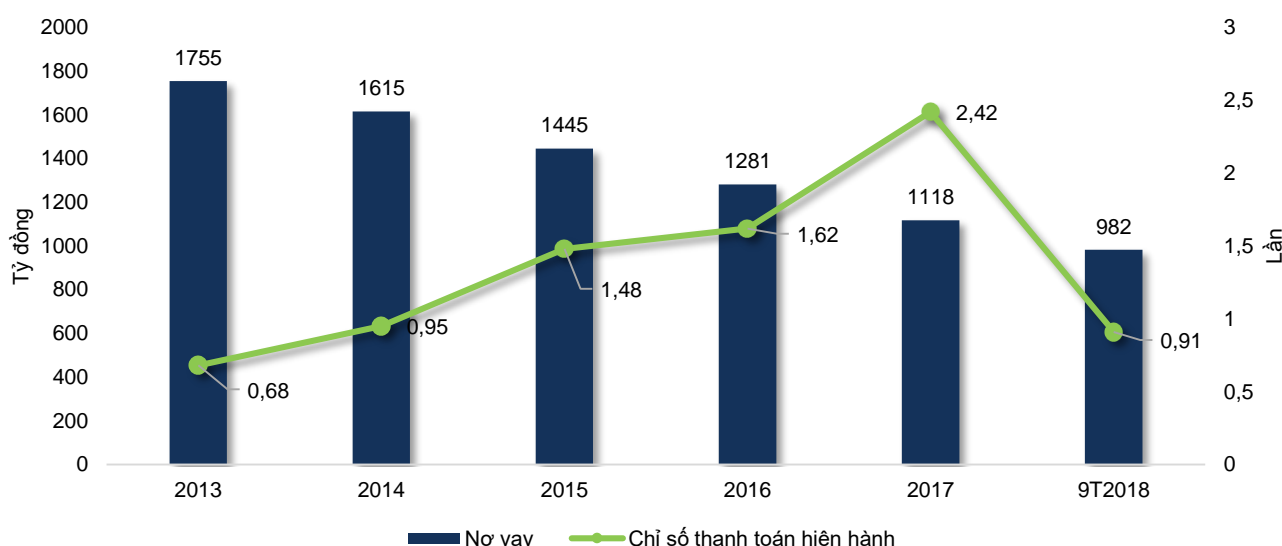
Chú thích: Một Btu được định nghĩa là nhiệt lượng cần thiết để tăng nhiệt độ của một pound nước lên một độ F. 143 Btu là nhiệt lượng cần thiết để làm tan chảy 1 pound băng.

Nhu cầu điện được dự báo sẽ tăng với tốc độ tăng trưởng hàng năm khoảng 10% cho giai đoạn 2018-2030 nhờ tăng trưởng nhu cầu sử dụng điện ở khu vực sản xuất và xây dựng – Theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh.

Cũng theo đề án này, một trong các chiến lược quan trọng là gia tăng tỷ trọng đầu tư vào nhiệt điện - một nhóm đối thủ không có lợi thế bằng thủy điện trên thị trường điện giao ngay về cạnh tranh giá do giá thành của nhiệt điện khá cao. Cụ thể, tổng chi phí phát điện bình quân của thủy điện tầm trung trở lên chỉ là 311 đ/kWh, trong khi đó nhiệt điện than lớn là 804 đ/kWh và nhiệt điện khí tới 1.942 đ/kWh. Như vậy, việc tăng tổng quy mô ngành điện theo công suất không ảnh hưởng đến khả năng cạnh tranh trên thị trường điện cạnh tranh của các doanh nghiệp thủy điện, đặc biệt trong những giai đoạn sau do lợi thế về giá thành rẻ hơn nên các doanh nghiệp thủy điện có khả năng chào bán với giá thấp hơn.

2. Khả năng trả nợ ngắn hạn và dài hạn được đảm bảo

Tình hình nợ vay phải trả lãi



Nguồn: CHP, FPTS tổng hợp

Tính đến hết quý 3/2018, khoản nợ vay cho dự án nhà máy thủy điện A Lưới đạt 982 tỷ đồng, chiếm 36,6% tổng nguồn vốn, lãi suất trung bình là 8,75%. Khoản nợ vay trên được trả đều hàng năm là 163,8 tỷ đồng giúp khả năng trả nợ ngắn hạn được cải thiện dần, chỉ số thanh toán hiện hành đạt 2,42 lần vào cuối năm 2017. Đến hết năm 2024, CHP sẽ trả hết nợ của dự án này.

Riêng thời điểm cuối quý 3/2018, chỉ số thanh toán hiện hành giảm xuống mức 0,91 lần. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng khả năng trả nợ ngắn hạn và dài hạn của CHP vẫn sẽ ổn định do:

- (1) 2018 là năm CHP dừng sản xuất tới 4 tháng để thực hiện đại tu khiến doanh thu giảm, dòng tiền từ hoạt động kinh doanh giảm tương ứng. Khoảng 4 năm CHP sẽ thực hiện đại tu một lần, nếu có xảy ra đại tu, tới lúc đó tổng khoản nợ vay đã giảm đáng kể so với thời điểm hiện tại, khả năng trả nợ sẽ vẫn an toàn.
- (2) Vẫn còn 3 tháng nữa để CHP có thêm dòng tiền trả nợ ngắn hạn. Theo ước tính doanh thu như trên, tính tới cuối năm 2018 chỉ số thanh toán hiện hành sẽ đạt khoảng 1,1 lần.

3. Dự án điện mặt trời dự kiến sẽ đóng góp vào doanh thu thêm 25%

Thông tin dự án

Công suất thiết kế	50MW
Sản lượng điện trung bình hàng năm	78 triệu kWh (tương đương hiệu suất 81,5%)
Vốn đầu tư	1.367 tỷ đồng
Tỷ lệ vốn vay	70%
Thời gian vận hành dự kiến	T6/2019
Thời gian khấu hao máy móc	25 năm

Nguồn: CHP, FPTS tổng hợp

Ngày 08/3/2018, tại trụ sở Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) đã diễn ra Lễ ký hợp đồng mua bán điện dự án Nhà máy điện mặt trời Cư Jút giữa Công ty mua bán điện (EPTC) và Công ty cổ phần thủy điện miền Trung (EVNCHP).

Hợp đồng tín dụng cho dự án trên cũng đã được thông qua theo Biên bản cuộc họp Hội đồng quản trị Công ty ngày 30/10/2018 với tổng hạn mức vay là 950 tỷ đồng, thỏa thuận cùng Ngân hàng TMCP Đầu tư - Phát triển Việt Nam chi nhánh Phú Yên và Ngân hàng TMCP Tiên Phong chi nhánh Bến Thành. Do chưa có chi tiết về các điều khoản của hợp đồng tín dụng này để đánh giá hiệu quả tài chính của dự án nên chúng tôi sẽ tiếp tục cập nhật trong lần báo cáo tiếp theo.

Như vậy theo thông tư số 16/2017/TT-BCT ngày 12 tháng 9 năm 2017 về cơ chế điện mặt trời, EVN đảm bảo mua lại tất cả sản lượng điện mặt trời với giá 9,35 cent/kWh tương đương doanh thu khoảng 167 tỷ đồng/năm. Giá bán điện được điều chỉnh theo tỷ giá trung tâm của đồng Việt Nam với đô la Mỹ do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố vào ngày làm việc cuối cùng của năm trước. Cơ chế trên chỉ áp dụng cho nhà máy điện mặt trời vận hành thương mại trước ngày 30 tháng 6 năm 2019. Thời hạn của hợp đồng mua bán điện đối với các dự án điện mặt trời là 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại. Sau 20 năm, hai bên có thể gia hạn thời gian hợp đồng hoặc ký hợp đồng mới theo quy định của pháp luật hiện hành.

RỦI RO ĐẦU TƯ

1. Rủi ro lãi suất tăng trong thời gian tới

Rủi ro do lãi suất tiếp tục tăng trong thời gian tới trong khi (1) khoản nợ vay phải chịu lãi của dự án thủy điện A Lưới vẫn còn khoảng 982 tỷ đồng tính đến cuối tháng 9/2018, (2) khoản vay mới là 950 tỷ đồng cho dự án điện mặt trời Cư Jút chịu lãi từ năm 2019 khiến gánh nặng lãi vay tăng lên. Nếu lãi suất tăng thêm 1% tương đương lãi vay tăng 14,41 tỷ đồng đến 19,32 tỷ đồng.

2. Rủi ro về diễn biến thủy văn khu vực Bắc Trung Bộ tiêu cực hơn trước, ảnh hưởng đến hoạt động của CHP

Theo dự báo của Trung tâm khí tượng thủy văn Quốc gia, khả năng hiện tượng mưa ít tại Bắc Trung Bộ còn kéo dài và ngày càng mạnh hơn tới năm 2022. Tuy nhiên mức độ ảnh hưởng là khác nhau ở mỗi khu vực địa lý và khó dự báo. Riêng trong năm 2018, mùa mưa vẫn đem lại lưu lượng nước đáng kể cho các NMTĐ ở phía Bắc trong khi đó vào quý 3/2018 khu vực miền Trung xảy ra hiện tượng mưa ít, có nơi hạn hán như Ninh Thuận, Bình Thuận, Khánh Hòa.... NMTĐ A Lưới cũng nằm trong khu vực trên nên chịu rủi ro về tình hình thủy văn biến động khó lường.

Thêm nữa, hiện tượng biến đổi khí hậu toàn cầu sẽ có tác động tới chu kỳ khí hậu tại nhiều nơi trên thế giới trong dài hạn.

Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTTS coi là đáng tin cậy, có sẵn và mang tính hợp pháp. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo tính chính xác hay đầy đủ của các thông tin này.

Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này cần lưu ý rằng các nhận định trong báo cáo này mang tính chất chủ quan của chuyên viên phân tích FPTTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTTS có thể dựa vào các thông tin trong báo cáo này và các thông tin khác để ra quyết định đầu tư của mình mà không bị phụ thuộc vào bất kỳ ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra.

Tại thời điểm thực hiện báo cáo phân tích, FPTTS nắm giữ 4 cổ phiếu CHP và chuyên viên tư vấn đầu tư không nắm giữ cổ phiếu nào của doanh nghiệp này.

Các thông tin có liên quan đến chứng khoán khác hoặc các thông tin chi tiết liên quan đến cổ phiếu này có thể được xem tại <https://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Trụ sở chính

52 Lạc Long Quân, Phường Bưởi
Quận Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam
ĐT: (84.24) 3 773 7070 / 271 7171
Fax: (84.24) 3 773 9058

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Chi nhánh Tp.Hồ Chí Minh

Tầng 3, tòa nhà Bến Thành Times
Square, 136-138 Lê Thị Hồng Gấm, Q1,
TP. Hồ Chí Minh, Việt Nam.
ĐT: (84.28) 6 290 8686
Fax: (84.28) 6 291 0607

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT
Chi nhánh Tp.Đà Nẵng

100, Quang Trung, P. Thạch Thang,
Quận Hải Châu, TP. Đà Nẵng
ĐT: (84.236) 3553 666
Fax: (84.236) 3553 888