FPT Securities

BÁO CÁO ĐỊNH GIÁ

NGÀNH: ĐIỆN | **Ngày 06 tháng 12 năm 2019**

CÔNG TY CỔ PHẦN THỦY ĐIỆN - ĐIỆN LỰC 3

Phan Huy Khôi

Chuyên viên tư vấn đầu tư

Email: khoiph@fpts.com.vn

Điện thoại: (+84 24) - 3773 7070 - 5910

Giá hiện tại: 52.000

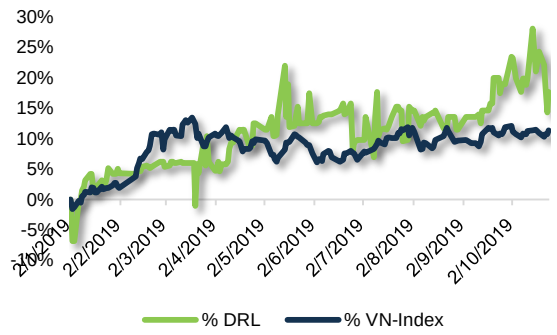
Giá mục tiêu : 53.400

Tăng/(giảm): +2,69%

Khuyến nghị

THEO DÕI

Biến động giá cổ phiếu DRL và VNIndex



Thông tin giao dịch ngày 06/12/2019	
Giá hiện tại (VND/cp)	52.000
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	58.000
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	40.000
Số lượng CP niêm yết	9.500.000
Số lượng CP đang lưu hành	9.500.000
KLGD bình quân 30 ngày (cp)	2.947
Vốn hóa (tỷ đồng)	494
EPS trailling	6.369
P/E traillling	8,16

Tổng quan doanh nghiệp	
Tên	Công ty Cổ phần Thủy điện – Điện lực 3
Địa chỉ	Xã EaPô – Huyện Cư Jut – Tỉnh Đăk Nông
Doanh thu chính	Sản xuất và kinh doanh điện
Lợi thế cạnh tranh	Suất đầu tư, Biểu giá chi phí tránh được
Rủi ro chính	Thủy văn

Danh sách cổ đông (30/9/2019)	Tỉ lệ (%)
Tổng Công ty Điện lực Miền Trung	30,42%
Chủ tịch HĐQT Nguyễn Đức Trọng	0,65%
Thành viên HĐQT độc lập Nguyễn Minh Tiến	0,56%
Khác	68,37%

BIÊN LỢI NHUẬN GỘP CẢI THIỆN KHI KHẤU HAO GIẢM MẠNH TỪ NĂM 2019

Chúng tôi tiến hành định giá lần đầu cổ phiếu DRL – Công ty cổ phần Thủy điện – Điện lực 3, niêm yết trên sàn HSX. Bằng cách sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền, chúng tôi xác định giá mục tiêu một cổ phiếu DRL là **53.400 VNĐ/cp**, cao hơn 2,69% so với mức giá hiện tại. Chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** cho mục tiêu trung và dài hạn. Nhà đầu tư có thể MUA tại mức giá 44.900 VNĐ/cp trở xuống (+18% so với giá mục tiêu).

Chúng tôi ước tính doanh thu trong năm 2019 của DRL đạt 88,8 tỷ đồng (+5% yoy), lợi nhuận sau thuế cổ đông công ty mẹ đạt 52,8 tỷ đồng (+2% yoy) tương ứng với mức EPS là 5.236 đồng/cp.

ĐIỂM NHẤN ĐẦU TƯ

- ✓ Biên lợi nhuận gộp những năm tới sẽ trên 70% (tăng 6% so với trung bình giai đoạn 2013 – 2018) do (1) giá bán điện theo Biểu giá chi phí tránh được có xu hướng tăng 2,5%/năm đến năm 2030, (2) máy móc chính hết khấu hao nên trong giai đoạn 2019 – 2024 khấu hao trung bình giảm 72% so với giai đoạn 2013 – 2018.
- ✓ Cổ tức đều đặn bằng tiền và hấp dẫn qua các năm. DRL trích trên 80% lợi nhuận sau thuế hàng năm để chi trả cổ tức cho cổ đông. Chi trả 3.300 đ – 6.200 đ/cổ phiếu trong giai đoạn 2013 – 2019, dự kiến năm 2019 chi trả cổ tức 5.335 đ/cổ phiếu tương đương 10,26%/thị giá hiện tại.
- ✓ Không có chi phí lãi vay do từ năm 2012 đến nay, DRL không sử dụng vốn vay ngân hàng.

RỦI RO ĐẦU TƯ

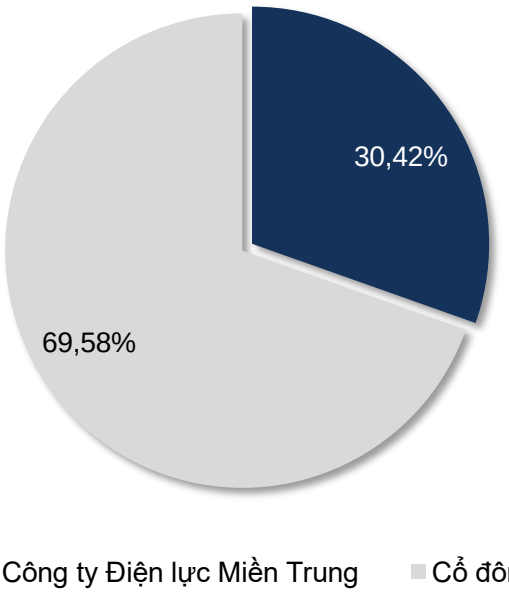
- ✓ Hiện tượng biến đổi khí hậu ngày càng rõ nét khiến khí hậu, thủy văn có diễn biến khó lường, gây khó khăn cho việc dự báo và điều tiết phát điện.
- ✓ Rủi ro về thanh khoản cổ phiếu thấp: Khối lượng giao dịch bình quân 30 phiên chỉ đạt 2.041 cổ phiếu/phiên.

I. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

1. Lịch sử hình thành

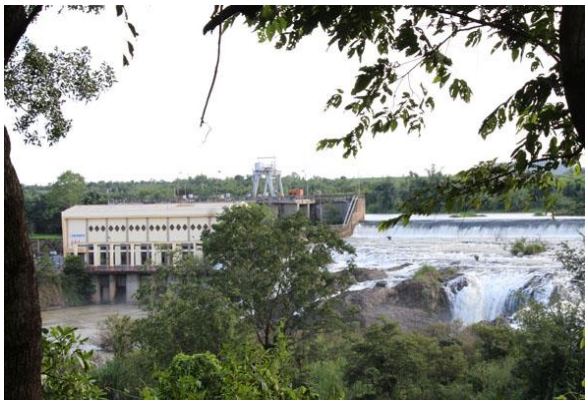
- Công ty Cổ phần Thủy điện – Điện lực 3 được thành lập và hoạt động theo Giấy chứng nhận đăng ký kinh doanh số 3203000163 do Sở Kế hoạch và Đầu tư thành phố Đà Nẵng cấp ngày 20/11/2003 với số vốn điều lệ đăng ký là 95 tỷ đồng, để tiếp tục thực hiện đầu tư công trình Thủy điện Đrây H'Linh 2 do Công ty Điện lực 3 chuyển giao.
- 01/2007: Nhà máy thủy điện Đrây H'linh 2 chính thức vận hành phát điện thương mại với 2 tổ máy có tổng công suất là 16 MW.
- Sau hơn 04 năm chính thức khai thác kinh doanh, nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 đạt được thành tựu: sản lượng điện thương phẩm đạt 95 triệu kWh năm 2009, 75 triệu kWh năm 2010, và 86,69 triệu kWh năm 2011; doanh thu bán điện năm 2009 là 52,4 tỷ đồng, năm 2010 là 41,2 tỷ đồng, năm 2011 là 55,2 tỷ đồng; lợi nhuận sau thuế năm 2009 đạt 31,2 tỷ đồng, năm 2010 đạt 20,3 tỷ đồng, và năm 2011 đạt 30,6 tỷ đồng.
- Ngày 11/04/2012, cổ phiếu của công ty chính thức được giao dịch trên sàn giao dịch chứng khoán TP Hồ Chí Minh với mã cổ phiếu là: DRL.

2. Cơ cấu cổ đông



Nguồn: BCTN DRL 2018

Chiếm hơn 30% cổ phần là Tổng Công ty Điện lực Miền Trung, còn lại là cổ đông nhỏ.



II. HOẠT ĐỘNG KINH DOANH

1. Lĩnh vực hoạt động kinh doanh của DRL

Bảng 1: Quy trình sản xuất điện

NGUYÊN LIỆU ĐẦU VÀO	QUY TRÌNH SẢN XUẤT	ĐẦU RA
- Nguyên liệu chính: Nước từ hồ chứa	**- Quy trình sản xuất điện.** - Bước 1: Dòng nước với áp lực lớn chảy qua cổng kiểm soát đi vào bên trong nhà máy. - Bước 2: Nước chảy mạnh làm quay tua bin của máy phát điện và tạo ra điện. - Bước 3: Máy biến áp tạo ra dòng điện cao thế. - Bước 4: Dòng điện cao thế sẽ được truyền qua đường dây cao áp về các thành phố.	**- Sản phẩm đầu ra:** Điện **- Thị trường tiêu thụ:** Hiện tại toàn bộ 100% sản lượng của DRL được đem bán cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) theo Biểu giá chi phí tránh được.

Công trình nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 có công suất 16MW nằm trên địa bàn tỉnh Đắk Nông, hoạt động và sản lượng của nhà máy phụ thuộc vào nguồn nước tự nhiên từ lưu vực sông Srêpok, thuộc địa phận xã Eapo, huyện Cư Jút.

Một số thông số chính:

Bảng 2: Thông tin về nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2:

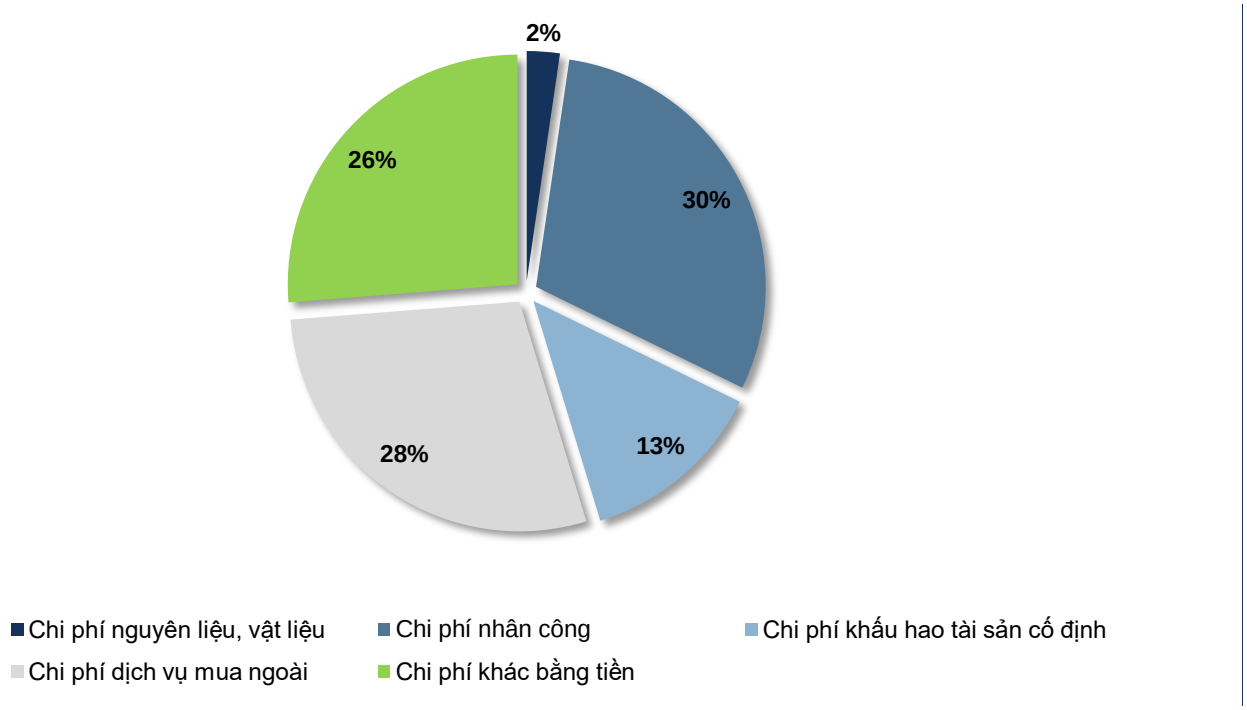
Nhà máy	Đrây H'Linh 2
Địa chỉ	Xã Eapo, Huyện Cư Jút, Tỉnh ĐăkNông
Số tổ máy	2 tổ máy
Tổng mức đầu tư	147,59 tỷ đồng
Tổng công suất	16 MW
Suất đầu tư	9,61 tỷ đồng/MW
Sản lượng thiết kế	85,1 triệu kWh/năm
Nhà cung cấp tuabin	Dongfang Electric Machine Works Corporation, China
Ngày phát điện	11/2006

Nguồn: DRL, Bản cáo bạch

2. Các loại chi phí

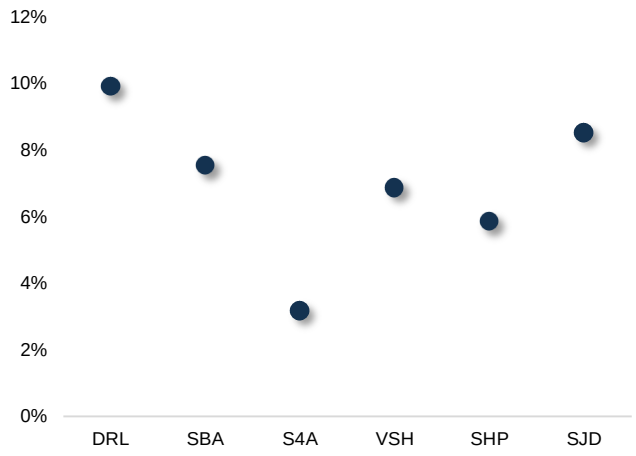
a. Chi phí nhân công, dịch vụ mua ngoài và bằng tiền khác là những chi phí chính

Biểu đồ 2: Cơ cấu chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố năm 2018



Nguồn: DRL, BCTC 2018

Biểu đồ 3: Chi phí nhân công/Doanh thu



Nguồn: FPTS Research

- Chi phí nhân công năm 2018 là 9,8 tỷ đồng, chiếm 30% chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố. 6 năm qua tổng số cán bộ công nhân viên của DRL vẫn giữ nguyên là 33 người. Chi phí nhân công hàng năm chiếm khoảng 8-12% doanh thu. Ngoài bậc lương theo quy định của nhà nước, một phần thu nhập của nhân viên còn dựa trên kết quả kinh doanh đạt được. Điều này có mục đích tăng động lực cho đội ngũ nhân viên vận hành phát điện và quản trị chi phí hiệu quả hơn. Tuy vậy, nhà máy thủy điện công suất nhỏ như DRL sẽ không có lợi thế theo quy mô đối với chi phí nhân công so với những nhà máy lớn hơn. Do chi phí nhân công vận hành của nhà máy thủy điện mang tính chất chi phí cố định. Cụ thể, chi phí nhân công/Doanh thu trung bình giai đoạn 2013-2018 của DRL đạt 9,91%, thấp nhất là S4A đạt 3,15%.

- Khấu hao trong những năm 2016 trở về trước chiếm khoảng 33% chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố. Với việc hầu hết máy móc chính hết khấu hao khiến chi phí này chỉ là 4,2 tỷ đồng, chiếm 13% chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố năm 2018 và giảm dần về 5% trong những năm tiếp theo. Hàng năm, DRL vẫn có bổ sung vào tài sản cố định khi sửa chữa, thay thế tài sản. Tổng giá trị tài sản cố định chỉ tăng thêm 2% trong giai đoạn 2013-2018 do các hoạt động mua thêm, thanh lý tài sản cố định, chuyển từ xây dựng cơ bản dở dang, biến động khác. Với tuổi thọ trung bình của một dự án thủy điện là 50 năm,

khấu hao giảm đáng kể sẽ giúp tỷ suất lợi nhuận gộp của DRL ổn định khoảng 71% trong 38 năm hoạt động ước tính còn lại.

- Chi phí dịch vụ mua ngoài năm 2018 chiếm 28% chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố: Do sửa chữa, duy tu định kỳ do công ty thuê đơn vị ngoài thực hiện nên hoạt động này được hạch toán vào khoản mục chi phí dịch vụ mua ngoài. Hoạt động sửa chữa, duy tu định kỳ thường chiếm trên 50% khoản mục này. Các chi phí nhỏ khác như điện mua ngoài phục vụ sản xuất, an toàn - vệ sinh lao động, chi phí phòng cháy chữa cháy…
- Chi phí khác bằng tiền năm 2018 chiếm 26% chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố: Chi phí khác chủ yếu gồm thuế tài nguyên nước (5,87 tỷ đồng) và phí môi trường rừng (2,46 tỷ đồng), tổng thuế, phí trên chiếm 97% khoản mục này.

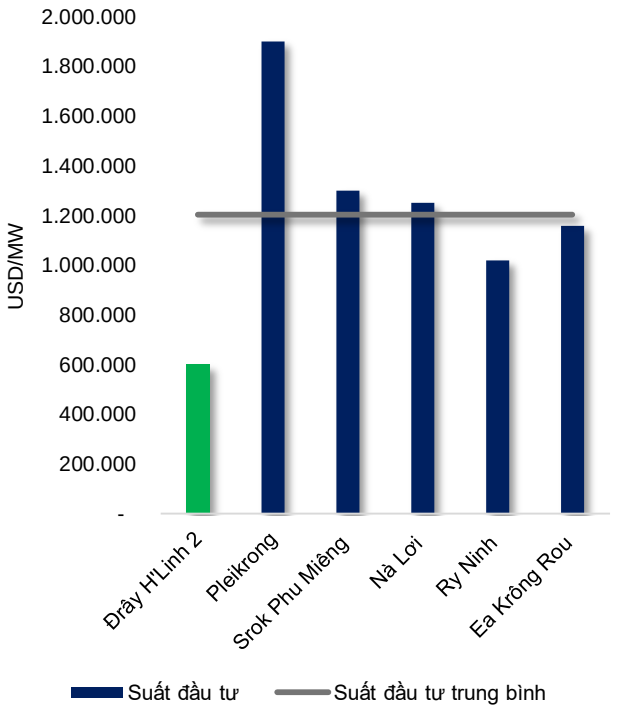
  Cách tính:
  - ✓ *Thuế tài nguyên nước = giá điện điện bán lẻ bình quân (1.864,44 đồng/kWh) x thuế suất (5%) x sản lượng điện (kWh)*
  - ✓ *Phí môi trường rừng = mức chi trả dịch vụ môi trường rừng (36 đồng/kWh) x sản lượng (kWh)*

  Các quy định liên quan:
  - ✓ Nghị định số 50/2010/NĐ-CP quy định giá tính thuế tài nguyên đối với nước thiên nhiên dung cho sản xuất thủy lợi là giá bán điện bán lẻ bình quân.
  - ✓ Nghị quyết số 1084/2015/UBTVQH13 quy định nước thiên nhiên dùng cho sản xuất thủy điện có thuế suất 5%.
  - ✓ Nghị định 156/2018/NĐ-CP quy định mức chi trả tiền dịch vụ môi trường rừng áp dụng đối với cơ sở sản xuất thủy điện là 36 đồng/kWh điện thương phẩm.

Cơ cấu trên không có sự thay đổi nhiều hàng năm do tính chất ít biến động của các khoản chi phí được hạch toán.

b. Nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 là một trong những công trình có suất đầu tư thấp nhất, chỉ bằng 50% so với suất đầu tư trung bình tại cùng thời điểm.

Biểu đồ 4: Suất đầu tư một số thủy điện nhỏ



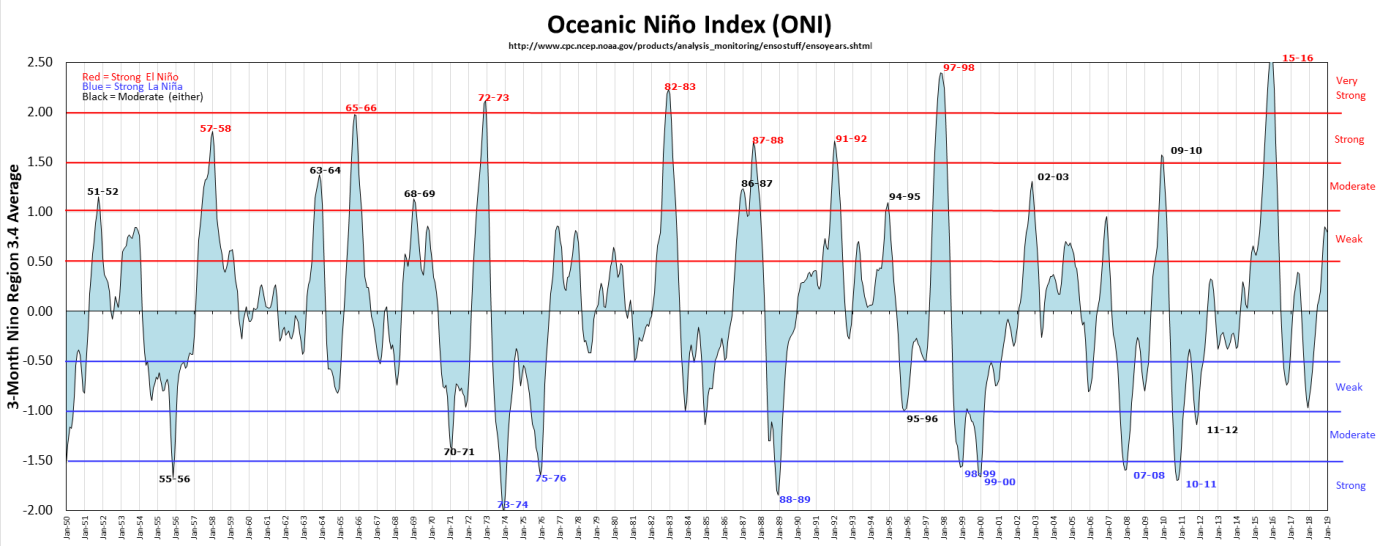
Nguồn: FPTS Research

Vào năm 1989, DRL thực hiện tư vấn thiết kế cho công trình thủy điện Đrây H'Linh 1 (Công suất 12MW). Thủy điện này có xây dựng một đập tràn chắn giữa dòng sông SrêPok tại xã Eapo, Huyện Cư Jút, Tỉnh ĐăkNông, giữ được khoảng 888.000 m3 nước. Nhận thấy lượng nước thực tế chảy qua đập tràn khá nhiều và được chấp thuận đầu tư, DRL đã xây dựng nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2. Do không mất chi phí xây dựng đập thủy điện, công tác nghiên cứu…nên suất đầu tư của dự án nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 (16MW) rất thấp. Cụ thể, suất đầu tư của nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 chỉ có 9,61 tỷ đồng/MW công suất lắp máy (khoảng 598.000 USD/MW). So sánh với suất đầu tư của một số nhà máy thủy điện tại phía Nam như nhà máy thủy điện Pleikrong (1.900.000 USD/MW - dự kiến), nhà máy thủy điện Srok Phu Miêng (1.300.000 USD/MW - dự kiến), nhà máy thủy điện Nà Lơi (xấp xỉ 1.250.000 USD/MW nhà máy thủy điện Ry Ninh xấp xỉ 1.020.000 USD/MW, nhà máy thủy điện Ea Krông Rou (1.158.000 USD/MW). Suất đầu tư thấp của dự án nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 là một trong những cơ sở giúp cải thiện tỷ suất lợi nhuận gộp của doanh nghiệp.

3. Hoạt động sản xuất có yếu tố mùa vụ, phụ thuộc vào thủy văn và lưu vực hoạt động

a. Sản xuất kinh doanh có yếu tố mùa vụ

Biểu đồ 5: Chỉ số khí hậu đại dương ENSO



Nguồn: Trung tâm Quốc gia về dự báo môi trường của Hoa Kỳ (NCEP)

Hoạt động sản xuất của DRL phụ thuộc vào tình hình thủy văn: Do đặc thù của ngành thủy điện sản xuất điện từ nguồn nước tự nhiên nên phụ thuộc vào tình hình thủy văn tại lưu vực. Cụ thể hơn, hiện tượng ENSO (dùng để chỉ chung 2 hiện tượng El Nino và La Nina) ảnh hưởng tới tình hình thủy văn nước ta với biểu hiện khô, nóng, ít mưa vào pha El Nino và ẩm, mưa nhiều vào pha La Nina). Trong nghiên cứu của Viện Khoa học Khí tượng Thủy văn và Môi trường, biến đổi khí hậu khiến nhiệt độ trung bình mùa khô, mùa mưa và cả năm tại Tây Nguyên đều có xu thế tăng với tốc độ lần lượt là 0,028^{o}C/năm, 0,016^{o}C/năm và 0,019^{o}C/năm. Theo đó trong 50 năm khảo sát, lượng mưa mùa khô, mùa mưa và lượng mưa cả năm tại Tây Nguyên đều có xu thế tăng với tốc độ lần lượt là 5,47 mm/năm, 6,36 mm/năm và 11,6 mm/năm. Song, hiện tượng cực đoan về thời tiết diễn ra ngày càng nhiều do biến đổi khí hậu khiến năm 2015 và 2016 xảy ra khô hạn kỷ lục, sản lượng điện của nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 chỉ đạt lần lượt hơn 53 triệu kWh và 59 triệu kWh (so với sản lượng thiết kế là 85,1 triệu kWh/năm).

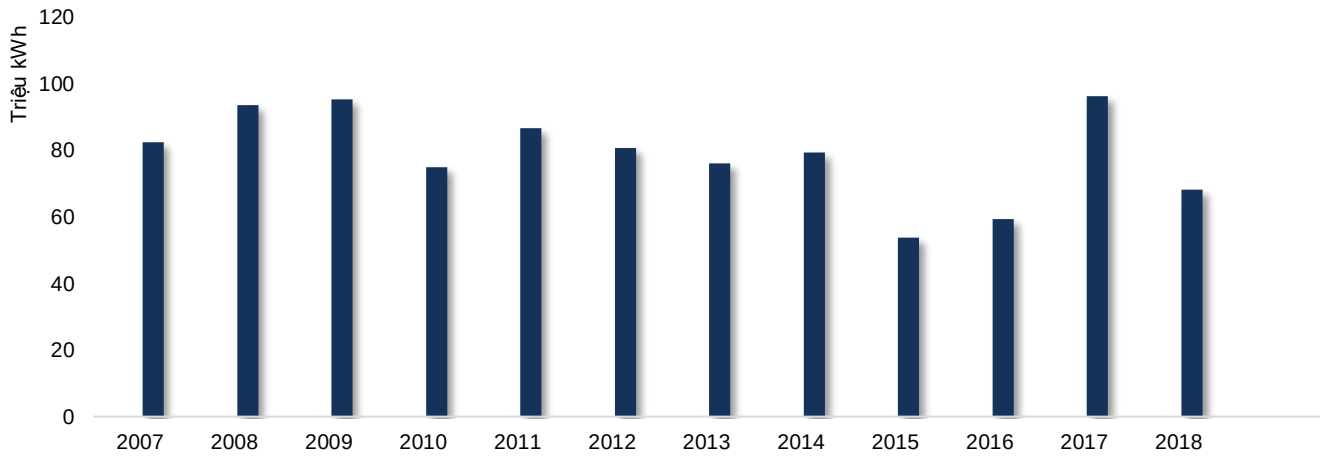
Cập nhật hiện tượng ENSO và lượng mưa tại Tây Nguyên:

- Hiện tượng ENSO đã duy trì trạng thái El Nino yếu từ đầu năm đến khoảng tháng 11 năm 2019. Hiện tượng ENSO có khả năng trở về trạng thái trung tính nhưng nghiêng về pha nóng vào tháng 12/2019 và những tháng đầu năm 2020. Như vậy, có thể nhận định trạng thái El Nino năm 2018-2019 có cường độ yếu và không kéo dài.
- Tổng lượng mưa tháng 8-9 cao hơn mức trung bình nhiều năm (TBNN) cùng thời kỳ từ 10-30%; từ tháng 11 và tháng 12/2019 thấp hơn TBNN cùng thời kỳ từ 10-25%; riêng tháng 10 xấp xỉ TBNN cùng thời kỳ.

Xa hơn, số liệu của Trung tâm Quốc gia về dự báo môi trường của Hoa Kỳ (NCEP) cho rằng nhiều khả năng ENSO chuyển dần sang pha trung tính (Chỉ số ONI dao động từ +0,5 ^{o}C đến -0,5 ^{o}C) và El Nino đạt mức mạnh trở lên vào năm 2022.

b. Doanh thu và sản lượng điện thực tế của DRL biến động theo tình hình thủy văn tại lưu vực

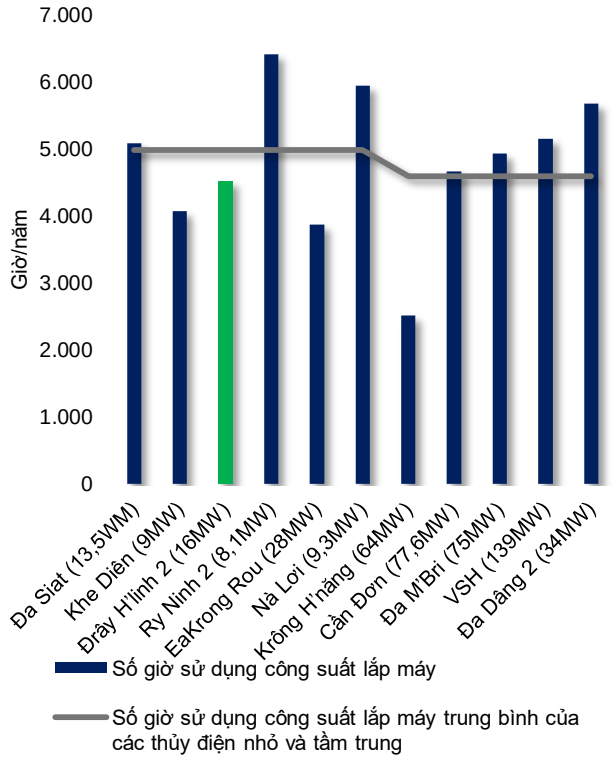
Biểu đồ 6: Sản lượng điện thương phẩm của DRL



Nguồn: DRL, Báo cáo thường niên

Năm 2011, 2012, 2017 xảy ra hiện tượng La Nina mức vừa phải (moderate) trở lên gây mưa nhiều khiến DRL phát được hơn 80 triệu kWh điện năng mỗi năm. Đối với những năm El Nino đạt mức mạnh (strong) trở lên như năm 2015, 2016, sản lượng điện của DRL sụt giảm đáng kể, chỉ đạt không đến 60 triệu kWh điện năng. Dựa theo dự báo về hiện tượng El Nino của các trung tâm nghiên cứu uy tín trên, chúng tôi nhận thấy các dấu hiệu về hiện tượng El Nino năm 2019 khá tương đồng với năm 2013. **Đây là cơ sở để chúng tôi dự báo sản lượng điện năm 2018 – 2023 khả năng cao sẽ lặp lại mức sản lượng trong giai đoạn 2012 – 2017 theo chu kỳ ENSO.**

Biểu đồ 7: Số giờ sử dụng công suất lắp máy trung bình giai đoạn 2013 - 2018



Nguồn: FPTS Research

Với những yếu tố trên, nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 có số giờ sử dụng công suất lắp máy chỉ bằng trung bình một số thủy điện tầm trung và thấp hơn 10% so với thủy điện nhỏ: Con số này cho biết thời gian (số giờ) nhà máy điện vận hành được trong kỳ khi quy về công suất lắp máy (hoặc gọi là công suất định mức, thiết kế). Trung bình 6 năm qua nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 vận hành được 4.516 giờ/năm khi quy về công suất lắp máy. Trong khi đó, một số thủy điện nhỏ và tầm trung vận hành trung bình lần lượt được 4.981 giờ/năm và 4.587 giờ/năm. Số giờ sử dụng công suất lắp máy trung bình 6 năm qua của Nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 không có sự chênh lệch lớn so với các thủy điện được so sánh. Con số này phụ thuộc vào các yếu tố chính về (1) diện tích lưu vực, (2) lượng mưa trong lưu vực, (3) tỷ lệ nước trong lưu vực về hồ, (4) tính chất tập trung của thời điểm mưa, (5) quy định vận hành liên hồ sông Srêpok, (6) công nghệ. Đây đều là những đặc điểm mang tính dài hạn vì vậy chúng tôi nhận thấy rằng sự khác biệt về số giờ sử dụng công suất lắp máy của NMTĐ Đrây H'linh 2 so với các thủy điện được so sánh không thay đổi nhiều trong những năm tới.

c. Nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 có khả năng đáp ứng được 80% sản lượng điện vào giờ cao điểm mùa khô trong những năm sắp tới, tức đạt 13,824 triệu kWh.

Phát điện tối ưu vào giờ cao điểm mùa khô là động lực chính đối với các thủy điện nhỏ bởi vì nhóm thủy điện này được thanh toán giá điện theo Biểu giá chi phí tránh được quy định tại thông tư 32/2014/TT-BCT. Giá bán điện vào giờ cao điểm mùa khô cao gấp 4-5 lần những khung giờ còn lại. Năm 2015 và 2016, nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 chỉ sản xuất được hơn 50% sản lượng điện giờ cao điểm mùa khô tối đa có thể phát (17,28 triệu kWh) do dừng phát 1 tổ máy trong 5 tháng để sữa chữa đột xuất (yếu tố chủ quan). Năm 2017 và 2018, nhà máy hoạt động ổn định hơn giúp tỷ lệ trên đạt hơn 80%. Như vậy, tỷ trọng sản lượng điện giờ cao điểm mùa khô ngày càng được cải thiện trong giai đoạn 2013 - 2018. Điều này khiến giá bán điện trung bình của nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 tăng 8% mỗi năm trong giai đoạn 2013 - 2018, đạt 1.114 đồng/kWh vào năm 2018 trong khi giá bán điện theo Biểu giá chi phí tránh được chỉ tăng trung bình 2,5% mỗi năm.

Sản lượng bán theo giá "Phần điện năng dư" chỉ khoảng vài nghìn kWh, xảy ra vào những năm trước năm 2014 do Thông tư của Biểu giá chi phí tránh được quy định phần điện năng dư phải tính theo tháng, những tháng mưa nhiều với tổng sản lượng vượt quá hệ số 0,85 của công suất định mức sẽ được tính theo giá "Phần điện năng dư". Thông tư 32/2014/TT-BCT đã sửa đổi tính điện năng dư theo cả mùa mưa (bắt đầu từ tháng 7 đến hết tháng 10) giúp DRL tránh được việc tính sản lượng theo giá "Phần điện năng dư" từ năm 2014 trở đi do loại được tính đột biến sản lượng theo tháng.

d. Dự án đang nghiên cứu tiền khả thi

ĐHCĐ năm 2019 đã thông qua việc ủy quyền cho HĐCĐ và Ban điều hành nghiên cứu một số dự án về thủy điện, điện mặt trời…Để đầu tư hoặc hợp tác đầu tư nhằm mở rộng quy mô hoạt động của công ty. Chia sẻ thêm với chúng tôi, DRL cho biết họ đang nghiên cứu 2 dự án như sau:

- Dự án điện mặt trời (9MW) tại phần đất thừa (13ha) được UBND tỉnh Đắc Nông giao cho mà DRL chưa có kế hoạch sử dụng những năm qua.
- Dự án xây dựng nhà máy thủy điện mới trên dòng Srêpok với công suất khả thi trong khoảng 12MW-30MW do nhận thấy lượng nước thừa của nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 1 không sử dụng hết còn nhiều. Tuy nhiên, vướng mắc về vấn đề cấp phép quy hoạch thủy điện của tỉnh Đăklăk và ĐăkNông đang là trở ngại lớn.

2 dự án trên đang trong giai đoạn nghiên cứu tiền khả thi, chúng tôi sẽ phân tích chi tiết hiệu quả của 2 dự án trên khi có thêm thông tin cụ thể.

4. Triển vọng khả quan trong dài hạn

6 năm qua, giá bán điện theo Biểu giá chi phí tránh được tăng trung bình 2,5% mỗi năm. **Chúng tôi đánh giá, giá bán điện theo Biểu giá chi phí tránh được tiếp tục xu hướng tăng 2,5%/năm trong những năm tới** do: Nhu cầu sử dụng điện tăng trưởng trung bình 10%/năm tới năm 2030 gây sức ép đến giá bán lẻ điện và giá bán điện của đơn vị phát điện theo Biểu giá chi phí tránh được.

Theo lộ trình của Quy hoạch Điện VII điều chỉnh, nhu cầu sử dụng điện được dự báo tăng trưởng kép 10% tới năm 2030 đến từ nhu cầu tăng mạnh ở nhóm ngành công nghiệp và xây dựng. Do:

- ✓ (1) Điện là hàng hóa đặc biệt, không có khả năng lưu trữ nên công suất cũng phải tăng trưởng kép 10% để luôn sẵn sàng sản xuất đủ điện theo nhu cầu vào bất cứ thời điểm nào.
- ✓ (2) Sự khác biệt về thời gian (thủy điện mùa khô không hoạt động hết công suất) và vị trí địa lý (hao phí điện năng truyền tải) khiến công suất phải cao hơn 1,3 – 1,5 lần nhu cầu sử dụng điện.

2 lý do trên khiến tổng công suất lắp máy phải tăng lên liên tục để đáp ứng nhu cầu sử dụng điện tương ứng.

Đặc biệt vấn đề cung cấp điện trở nên cấp bách khi:

- Thủy văn tới năm 2022 được Trung Tâm Khí tượng Thủy văn Quốc gia dự báo không thuận lợi, xu hướng El nino tăng dần;
- Nhóm nhiệt điện than và khí cũng bị hạn chế nguồn cung than và khí đầu vào trong năm 2019 nên khả năng đáp ứng sản lượng điện sẽ không theo kịp với tăng trưởng nhu cầu sử dụng điện: Nguyên nhân do:
    - ✓ Theo kế hoạch sản xuất năm 2019 cần khoảng 54 triệu tấn than. Trong đó, EVN nhập khẩu 10 triệu tấn than cho 2 Nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 4, Duyên Hải 3 và cần khoảng 44 triệu tấn than antraxit trong nước. Tuy nhiên, do Tập đoàn Than và khoáng sản (TKV) và Than Đông Bắc không cung cấp đủ nên dự kiến thiếu 8 triệu tấn than để phát điện.
    - ✓ Tương tự, các nhà máy điện trong hệ thống đang cần 22 triệu m^3 khí/ngày đêm, nhưng hiện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) chỉ có thể cung cấp được 16 triệu m^3 khí/ngày đêm. Do đó, các nhà máy tua-bin khí đặt tại khu vực Phú Mỹ - Nhơn Trạch không huy động được hết công suất. Trường hợp cần huy động các nhà máy này thì phải đổ dầu vào phát điện với giá thành lên hơn 5.000 đồng/kWh. Trong khi mức giá bán lẻ điện bình quân quy định hiện nay là 1.720,65 đồng/kWh, sẽ tạo áp lực càng lớn.

Theo Báo cáo tại Hội nghị tổng kết thực hiện kế hoạch 2018 và triển khai nhiệm vụ năm 2019 của Tập Đoàn Điện lực Việt Nam

Giá điện tại nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 đang áp dụng theo Biểu giá chi phí tránh được tại Thông tư số 32/2014/TT-BCT của Bộ Công Thương. EVN đảm bảo mua lại tất cả sản lượng điện của các nhà máy thủy điện nhỏ (công suất dưới 30MW) với mức giá quy định hàng năm. Giá bán điện giờ cao điểm mùa khô được cộng thêm giá công suất là 2.306 đồng/kWh. Do vậy, rủi ro với các bên liên quan trong việc mua bán điện là không có vì sản lượng đầu ra được đảm bảo toàn bộ, giá bán điện đã niêm yết hàng năm.

Bảng 3: Biểu giá chi phí tránh được năm 2019

	Mùa khô			Mùa mưa			
Giá điện năng (đ/kWh)	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	Giờ cao điểm	Giờ bình thường	Giờ thấp điểm	Phần điện năng dư
Miền Bắc	663	664	671	620	619	623	311
Miền Trung	663	664	671	620	619	622	311
Miền Nam	682	684	691	639	638	642	321
Giá công suất (cho cả 3 miền) (đ/kWh)	2.306						

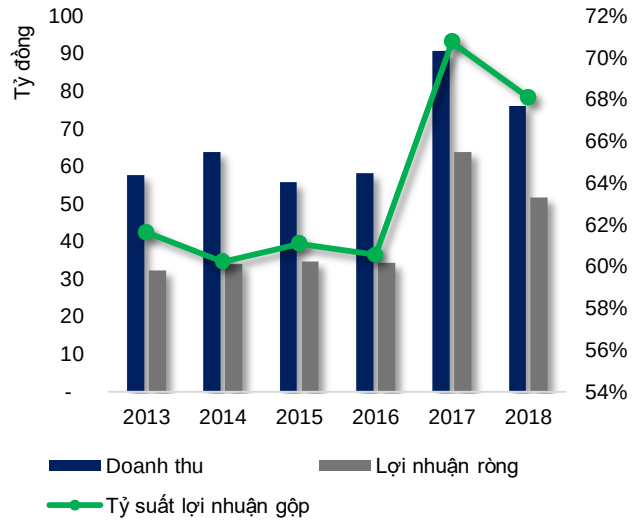
Nguồn: Cục Điều tiết Điện lực ERAV

Chúng tôi đánh giá, giá điện theo Biểu giá chi phí tránh được có xu hướng tăng 2,5%/năm trong những năm tới. Giá bán lẻ điện là một trong những yếu tố lớn khiến lạm phát trung bình 6 năm qua đạt 3,22% mỗi năm. Lạm phát là một trong các yếu tố lớn tác động tới chi phí sản xuất đầu vào của đơn vị phát điện. Vì vậy, chi phí đầu vào tăng lên do lạm phát khiến giá điện theo Biểu giá chi phí tránh được có xu hướng được điều chỉnh tăng theo quy định tại Thông tư 32/2014/TT-BCT.

III. PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH

1. Kết quả hoạt động kinh doanh biến động theo tình hình thủy văn

Biểu đồ 8: Kết quả hoạt động kinh doanh



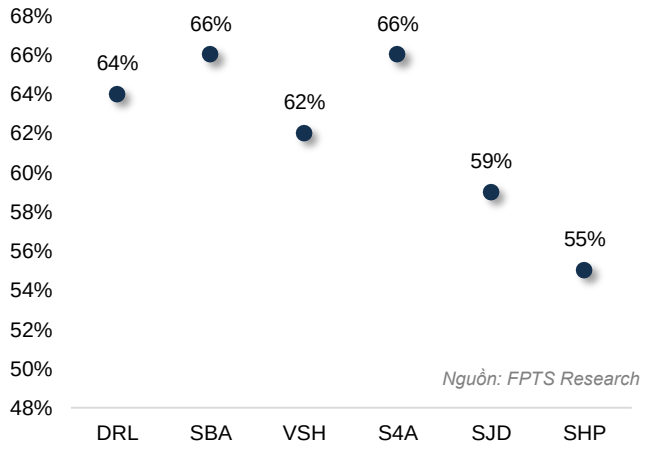
Nguồn: FPTS Research

Năm 2018 là năm DRL có doanh thu tốt hơn trung bình 6 năm qua khoảng 15% mặc dù sản lượng chỉ đạt hơn 68 triệu kWh, tức kém hơn trung bình 6%. Nguyên nhân do La Nina đạt mức vừa phải (moderate) vào cuối năm 2017 khiến mưa lớn tại Nam Trung Bộ, hồ chứa Buôn Tua Srah ở thượng nguồn tích trữ được lượng nước đáng kể để sản xuất điện vào 6 tháng đầu năm 2018 giúp nhà máy sản xuất được hơn 80% sản lượng điện giờ cao điểm mùa khô tối đa có thể phát.

Tổ máy H1 tạm dừng sản xuất 55 ngày từ 18/7/2018 để đại tu gây ảnh hưởng đến kết quả kinh doanh chung của năm 2018. Việc sửa chữa, bảo dưỡng định kỳ hàng năm thường thực hiện vào quý 3 do giá bán điện quy định tại Biểu giá chi phí tránh được vào mùa mưa theo khung giá mùa mưa thấp, trung bình khoảng 620,5 đồng/kWh (2019).

2. Tỷ suất lợi nhuận gộp giai đoạn 2013 - 2018 ở mức cao và sẽ tăng 6,5% trong những năm tới.

Biểu đồ 9: Tỷ suất lợi nhuận gộp trung bình 6 năm



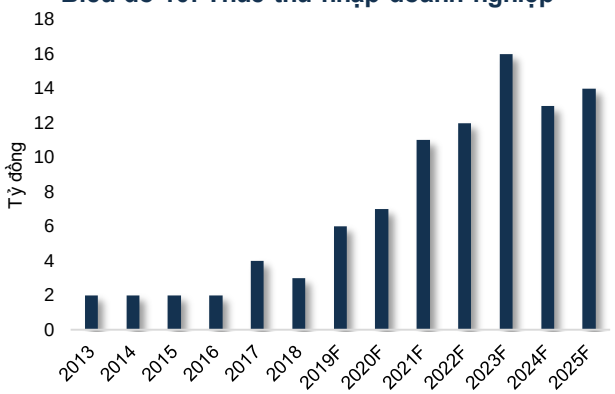
Nguồn: FPTS Research

Như chúng tôi đã phân tích trong phần Phân tích hoạt động kinh doanh, sản lượng và giá bán, giá thành điện có mối liên hệ chặt chẽ với nhau và cả 3 đều là thành tố cấu thành doanh thu, giá vốn hàng bán. Vì vậy, chỉ tiêu tỷ suất lợi nhuận gộp phản ánh đầy đủ khác biệt của từng yếu tố đã nêu trên.

Giai đoạn 2013 – 2018, tỷ suất lợi nhuận gộp trung bình của DRL đạt 64% trong khi chỉ có SBA, S4A cao hơn 2%, thấp hơn là SJD (59%), SHP (55%), VSH (62%). Điều đáng chú ý là thời gian khấu hao theo đường thẳng của DRL khoảng 15 năm, chỉ bằng một nửa thời gian khấu hao của các doanh nghiệp thủy điện được so sánh. Năm 2017 trở đi khấu hao sẽ giảm dần từ 50% - 80% so với những năm trước đó khiến tỷ suất lợi nhuận gộp của DRL ổn định ở khoảng 71% trong những năm tới.

3. Hết thời hạn ưu đãi thuế từ năm 2021 khiến lợi nhuận sau thuế giảm trung bình 9 tỷ đồng mỗi năm

Biểu đồ 10: Thuế thu nhập doanh nghiệp

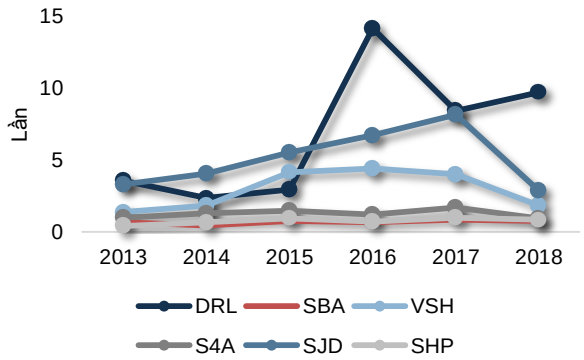


Nguồn: FPTS Research

Nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 đang được áp dụng mức thuế suất thuế TNDN là 10% trong thời hạn 15 năm (từ năm 2007 đến năm 2021). Năm 2007 là năm đầu tiên nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 có thu nhập chịu thuế, theo đó Công ty được miễn thuế TNDN từ năm 2007 đến năm 2010 và giảm 50% thuế TNDN từ năm 2011 đến năm 2019. Sau năm 2021, mức thuế suất thuế TNDN áp dụng cho nhà máy thủy điện Đrây H'Linh 2 là 20% nên thuế TNDN phải nộp sẽ tăng mạnh so với trước kia.

4. DRL không sử dụng nợ vay kể từ cuối năm 2012

Biểu đồ 11: Khả năng thanh toán hiện hành



Nguồn: FPTS Research

Chỉ số thanh toán hiện hành của DRL giai đoạn 2013 – 2018 cao vượt trội so với các doanh nghiệp thủy điện khác do DRL đã trả hết nợ vay chịu lãi từ năm 2012. Chúng tôi đánh giá trong thời gian tới, khả năng thanh toán hiện hành của DRL vẫn sẽ duy trì an toàn do dòng tiền hoạt động kinh doanh hàng năm ổn định, doanh nghiệp chưa có kế hoạch vay vốn để đầu tư.

TỔNG HỢP ĐỊNH GIÁ

Chúng tôi định giá DRL sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền tự do doanh nghiệp. Giá trị cổ phiếu DRL theo phương pháp trên là **53.400 VNĐ/cp**, cao hơn 2,69% so với mức giá đóng cửa ngày 06/12/2019. Do đó, chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** cho mục tiêu trung hạn trở lên.

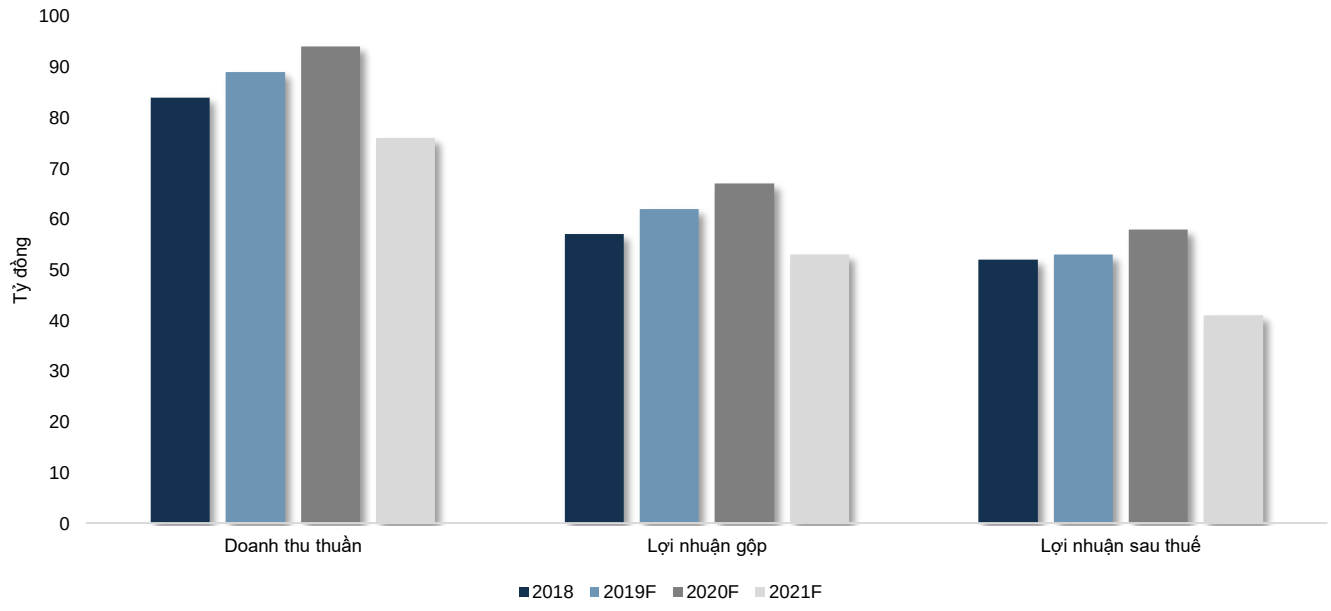
Các giả định theo phương pháp chiết khấu dòng tiền

Giả định mô hình	Giá trị	Giả định mô hình	Giá trị
WACC (= chi phí vốn chủ sở hữu)	13,6%	Phần bù rủi ro	8,89%
Chi phí sử dụng nợ trước thuế	0%	Hệ số Beta đòn bẩy	0,86
Chi phí sử dụng VCSH	13,6%	Tăng trưởng dài hạn	2,5%
Lãi suất phi rủi ro kỳ hạn 5 năm	5,8%	Thời gian dự phóng	5 năm

Kết quả định giá theo phương pháp chiết khấu dòng tiền

Tổng hợp định giá FCFF (Đơn vị: Triệu VND)	Giá trị
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền chủ sở hữu	198.826
(+) Tiền và đầu tư tài chính	0
(-) Lợi ích cổ đông thiểu số	0
Giá trị vốn chủ sở hữu	**507.472**
Số lượng cổ phiếu (triệu cp)	9,5
Giá mục tiêu (VNĐ/cp)	**53.400**

Kết quả dự phóng hoạt động kinh doanh DRL



TÓM TẮT BÁO CÁO TÀI CHÍNH DỰ PHÓNG

HĐKD	2018	2019F	2020F	2021F
Doanh thu thuần	84	89	94	76
- Giá vốn hàng bán	27	28	28	23
Lợi nhuận gộp	57	62	67	53
- Chi phí bán hàng	0	0	0	0
- Chi phí quản lí DN	6	6	6	5
- Doanh thu tài chính	3	4	4	4
- Chi phí tài chính	0	0	0	0
- Chi phí lãi vay	0	0	0	0
Lợi nhuận thuần HĐKD	55	59	65	52
- (Lỗ)/lãi khác	0	0	0	0
Lợi nhuận trước thuế	55	59	65	52
- Thuế TNDN	3	6	7	11
LNST	52	53	58	41
EPS (đ)	5.450	5.268	5.734	4.048

Chỉ số khả năng sinh lợi	2018	2019F	2020F	2021F
Tỷ suất lợi nhuận gộp	70,6%	70,1%	70,3%	70,8%
Tỷ suất LNST	61,3%	54,3%	53,7%	52,7%
ROE DuPont	40,6%	30,9%	36,5%	51,5%
ROA DuPont	37,8%	28,7%	33,8%	47,1%
Tỷ suất EBIT/doanh thu	68,6%	68,8%	68,1%	66,9%
LNST/LNTT	89,4%	78,8%	78,8%	78,8%
LNTT / EBIT	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Vòng quay tổng tài sản	61,7%	53,0%	63,0%	89,4%
Đòn bẩy tài chính	107,2%	107,4%	108,0%	109,2%

Chỉ số TK/đòn bẩy TC	2018	2019F	2020F	2021F
CS thanh toán hiện hành	10,08	10,02	8,50	7,99
CS thanh toán nhanh	10,00	9,95	8,43	7,91
CS thanh toán tiền mặt	8,49	8,56	7,02	6,24
Nợ / Tài sản	0,00	0,00	0,00	0,00
Nợ / Vốn CSH	0,00	0,00	0,00	0,00
Nợ ngắn hạn / Vốn CSH	0,00	0,00	0,00	0,00
Nợ dài hạn / Vốn CSH	0,00	0,00	0,00	0,00

CĐKT	2018	2019F	2020F	2021F
Tài sản				
+ Tiền và tương đương tiền	75	93	89	79
+ Các khoản phải thu	12	15	16	13
+ Hàng tồn kho	1	1	1	1
+ Tài sản ngắn hạn khác	0	0	0	0
Tổng tài sản ngắn hạn	88	109	106	93
+ Nguyên giá tài sản CĐHH	152	153	153	153
+ Khấu hao lũy kế	-109	-113	-115	-117
+ Giá trị còn lại tài sản CĐHH	43	40	38	36
+ Đầu tư tài chính dài hạn	0	0	0	0
+ Tài sản dài hạn khác	0	0	0	0
Tổng tài sản dài hạn	49	46	44	42
Tổng tài sản	137	155	150	135
Nợ & Vốn chủ sở hữu				
+ Phải trả người bán	0	1	1	1
+ Vay và nợ ngắn hạn	0	0	0	0
+ Nợ ngắn hạn khác	0	0	0	0
Nợ ngắn hạn	0	0	0	0
+ Vay và nợ dài hạn	0	0	0	0
+ Nợ dài hạn khác	0	0	0	0
Nợ dài hạn	0	0	0	0
Tổng nợ	9	10	10	9
+ Thặng dư	0	0	0	0
+ Vốn điều lệ	95	95	95	95
+ LN chưa phân phối	28	44	40	26
+ Khác	0	0	0	0
Vốn chủ sở hữu	128	145	140	126
Tổng cộng nguồn vốn	137	155	150	135

Chỉ số hiệu quả vận hành	2018	2019F	2020F	2021F
Số ngày phải thu	56,57	56,57	56,57	56,57
Số ngày tồn kho	10,65	10,65	10,65	10,65
Số ngày phải trả	3,00	3,00	3,00	3,00
Thời gian luân chuyển tiền	64,22	64,22	64,22	64,22
COGS / Hàng tồn kho	34,29	34,29	34,29	34,29

Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTS 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 tư vấn đầu tư FPTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTS 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 kì ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra.

Tại thời điểm thực hiện báo cáo định giá, FPTS và chuyên viên tư vấn đầu tư không nắm giữ bất kỳ 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 cố phiếu này có thể được xem tại http://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) 37737070 / 2717171

Fax: (84.24) 3773 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) 6290 8686

Fax:(84.28) 6291 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, Việt Nam

ĐT: (84.511) 355 3666

Fax:(84.511) 355 3888