



BÁO CÁO TRIỂN VỌNG 1H.2023

NGÀNH ĐIỆN

Nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng ổn định trong dài hạn

KHUYẾN NGHỊ:

CTCP NHIỆT ĐIỆN QUẢNG NINH – QTP (MUA) – 20.450 ĐỒNG/CP

CTCP ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ NHƠN TRẠCH 2 – NT2 (MUA) - 31.850 ĐỒNG/CP

NỘI DUNG CHÍNH

- 1 Diễn biến ngành điện 2022
- 2 Triển vọng ngành điện 2023 – Thế giới
- 3 Triển vọng ngành điện 2023 – Việt Nam: Nhóm doanh nghiệp nhiệt điện hưởng lợi nhờ El Nino trở lại
- 4 Triển vọng ngành điện 2023 – Việt Nam: Cơ chế giá mới cho các dự án NLTT chuyển tiếp
- 5 Doanh nghiệp khuyến nghị: QTP, NT2



DIỄN BIẾN NGÀNH

TRIỂN VỌNG NGÀNH

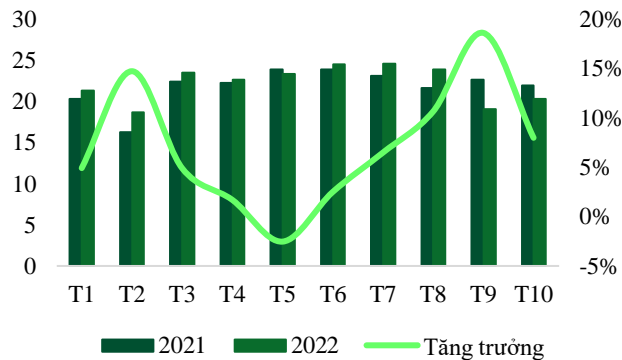
DOANH NGHIỆP TRIỂN VỌNG

DIỄN BIẾN NGÀNH ĐIỆN 2022

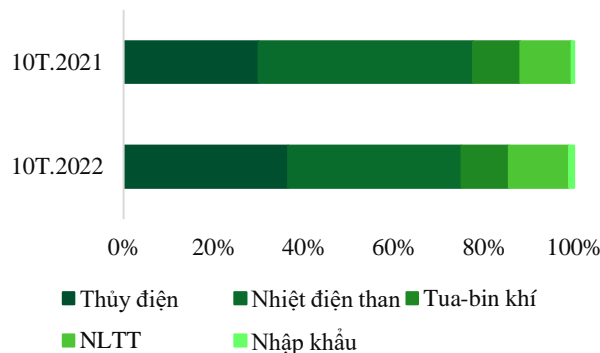
Sản lượng điện phục hồi từ mức nền thấp cùng kỳ

- **Sản lượng điện thương phẩm phục hồi.** Sản lượng điện 10T.2022 đạt 225,98 tỷ kWh (+6,1% yoy), sản lượng điện tăng trưởng nhờ các hoạt động sản xuất, kinh doanh trở lại trạng thái bình thường sau giai đoạn dịch bệnh.
- **Sản lượng thủy điện tăng mạnh do La Nila hoạt động mạnh gây mưa bất thường đầu năm và lượng nước về hồ lớn,** đạt 82,24 tỷ kWh (chiếm 36,5%, +29,5% yoy). **Sản lượng điện than giảm do tình trạng thiếu than đầu năm và thủy văn thuận lợi,** đạt 86,56 tỷ kWh (chiếm 38,4%, -14,1% yoy). **Sản lượng điện khí tăng nhẹ so với cùng kỳ,** đạt 23,87 tỷ kWh (chiếm 10,6%, +6,4% yoy), NLTT đạt 29,87 tỷ kWh (chiếm 13,3%, +23,9% yoy), **đóng góp chủ yếu từ các dự án điện gió vận hành từ cuối năm 2021.**
- **Tổng công suất nguồn điện vào cuối T10.2022 đạt 79.351 MW, tăng nhẹ so với đầu năm.** Nhiệt điện than chiếm tỷ trọng lớn nhất (chiếm 32,5%), thủy điện chiếm 28,2%, tua bin khí chiếm 11,3%, công suất nguồn điện NLTT không có nhiều thay đổi sau giai đoạn tăng trưởng nóng (chiếm 27,2%).
- **Giá NVL đầu vào cho các nhà máy nhiệt điện tăng cao.** Tình trạng thiếu than từ đầu năm và giá khí đầu vào tăng cao góp phần làm tăng giá bán điện trên thị trường cạnh tranh, giá CGM trung bình 9T.2022 đạt 1.479 đồng/kWh (+42,1% yoy).

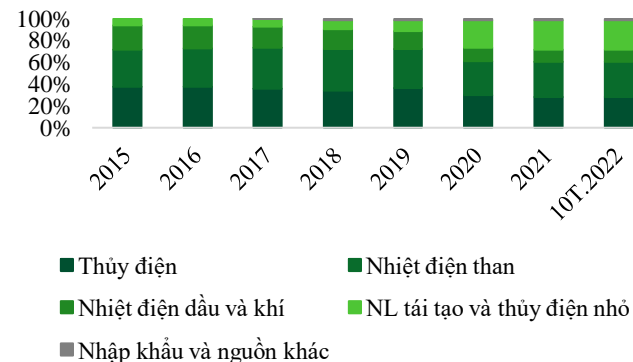
SẢN LƯỢNG ĐIỆN TOÀN QUỐC (kWh)



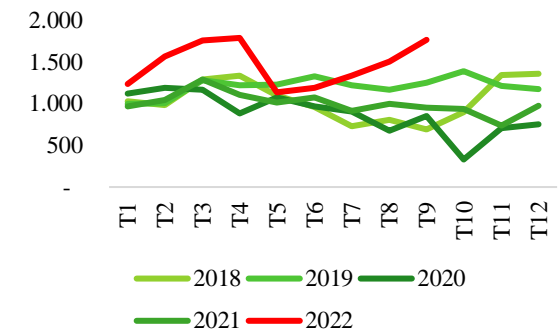
CƠ CẤU NGUỒN ĐIỆN HUY ĐỘNG



CƠ CẤU CÔNG SUẤT ĐẠT NGUỒN ĐIỆN



GIÁ THANH TOÁN TOÀN PHẦN FMP (Đồng/kWh)

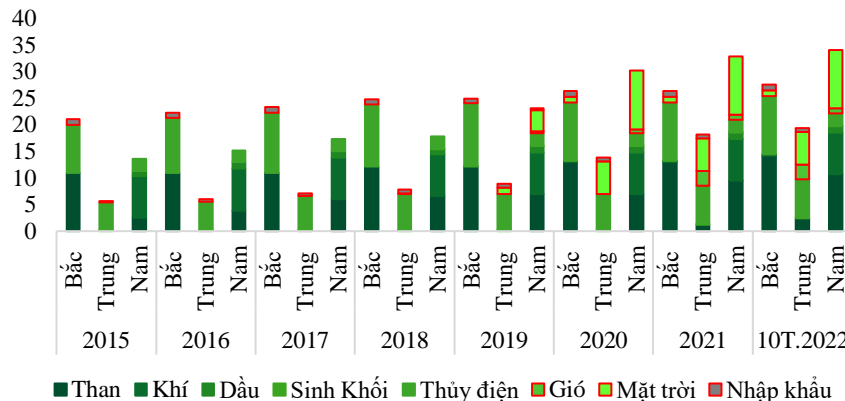


DIỄN BIẾN NGÀNH ĐIỆN 2022

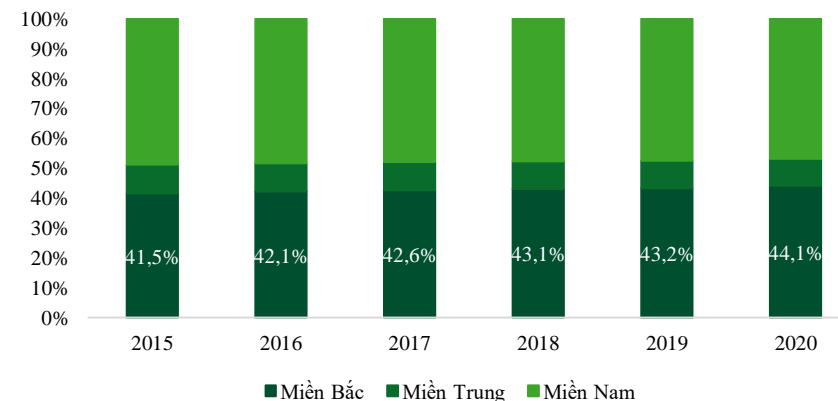
Cơ cấu phân bổ nguồn điện không có nhiều thay đổi

- **Cơ cấu phân bổ nguồn điện trong 10T.2022 không có nhiều thay đổi so với thời điểm đầu năm.** Chỉ có 1 số dự án nhiệt điện than mới được đưa vào vận hành trong năm như: Sông Hậu 1 (1.200 MW), Nghi Sơn 2 (1.200 MW) và Thái Bình 2 (1.200 MW). Các dự án thủy điện lớn như: Trị An MR, Ialy hiện vẫn đang gặp khó khăn trong công tác chuẩn bị đầu tư, dự án Hòa Bình MR vẫn chưa được thi công trở lại. **Chủ đầu tư các dự án NLTT vẫn đang chờ cơ chế giá mới.**
- **Các dự án nhiệt điện than chủ yếu tập trung ở khu vực phía Bắc** (chiếm khoảng 52% công suất) do có vị trí thuận lợi, gần khu vực có trữ lượng than cao nhất cả nước. **Nhiệt điện khí hiện nay gần như tập trung chủ yếu ở phía Nam** (hơn 98% công suất), nơi hiện có các bể khí của PVN đang khai thác. Thủy điện được phát triển ở cả 3 miền nhưng các nhà máy có công suất lớn tập trung chủ yếu ở khu vực miền Bắc với 53% công suất và miền Trung khoảng 36%. **NLTT được phát triển chủ yếu ở khu vực miền Trung và miền Nam** do đây là các khu vực có điều kiện thời tiết thuận lợi hơn so với khu vực phía Bắc.
- **Miền Bắc và miền Nam đang là 2 khu vực tiêu thụ điện cao nhất cả nước**, chiếm hơn 90% tổng lượng điện tiêu thụ toàn quốc. **Nhu cầu tiêu thụ điện ở miền Bắc đang có xu hướng tăng mạnh** trong các năm gần đây với tốc độ tăng trưởng kép hàng năm (CAGR) ở mức 11,2% trong giai đoạn 2011-2020, cao hơn so với mức 8,7% ở miền Trung và miền Nam.

CÔNG SUẤT ĐẠT THEO TỪNG MIỀN (GW)

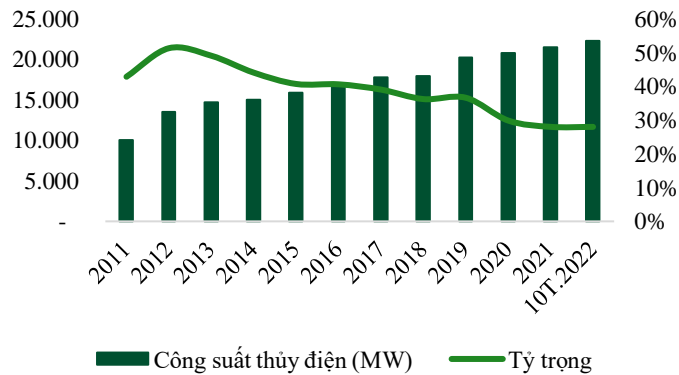


TỶ TRỌNG TIÊU THỤ ĐIỆN THƯƠNG PHẨM

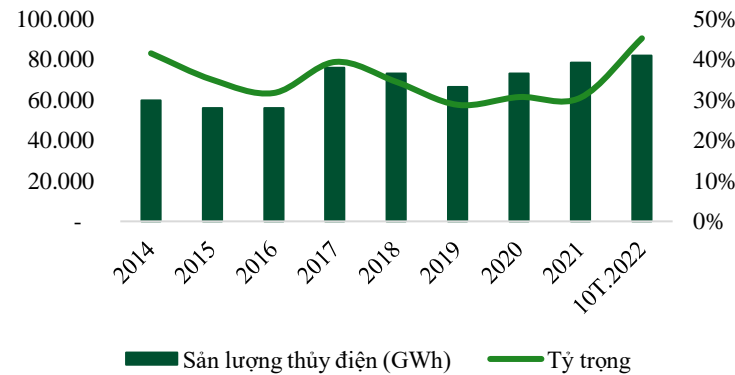


- **KQKD 9T.2022 của nhóm doanh nghiệp thủy điện có mức tăng trưởng ấn tượng so với cùng kỳ do: (1) Hiện tượng Lanila giúp tình hình thủy văn thuận lợi, lượng nước về hồ lớn thúc đẩy gia tăng sản lượng; (2) Giá bán trên thị trường điện tăng mạnh giúp cải thiện biên lợi nhuận.** Một số doanh nghiệp có KQKD ấn tượng như: VSH (LNST 9T tăng gấp 4,5 lần cùng kỳ nhờ đóng góp từ nhà máy Thượng Kon Tum vận hành từ cuối Q2.2021).
- Sản lượng huy động 10T.2022 đạt 82,24 tỷ kWh (chiếm 36,5% sản lượng điện toàn hệ thống). Thủy điện hiện có công suất khoảng 22.345 MW, chiếm 28,2% tổng công suất.
- **Thủy điện không còn nhiều tiềm năng phát triển trong tương lai.** Theo Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, tiềm năng thủy điện vừa và lớn tại Việt Nam khoảng 75-80 tỷ kWh, tương đương 20.000 MW công suất đặt. Các dự án thủy điện nhỏ (<30 MW), có tiềm năng khoảng 6.000 MW. Tổng công suất thủy điện tiềm năng ở Việt Nam (bao gồm cả thủy điện lớn, vừa và nhỏ) khoảng 26.000 MW. Tính đến hiện tại, thủy điện gần như đã khai thác hết tiềm năng.

CÔNG SUẤT THỦY ĐIỆN (MW)



SẢN LƯỢNG THỦY ĐIỆN (GWh)



LNST MỘT SỐ DOANH NGHIỆP THỦY ĐIỆN (TỶ ĐỒNG)

	Q1/2020	Q2/2020	Q3/2020	Q4/2020	Q1/2021	Q2/2021	Q3/2021	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2022	Q3/2022
VSH	(1)	(2)	30	162	102	135	(42)	193	404	257	221
TBC	20	71	76	51	75	64	34	37	88	102	105
TMP	34	67	22	59	69	87	87	121	122	138	177
ISH	6	10	20	16	(1)	21	39	36	12	26	47
SHP	(6)	6	(2)	65	(4)	41	132	96	61	78	137
CHP	(5)	(4)	59	229	(63)	27	52	224	78	145	94
SBH	10	11	99	276	37	9	84	340	53	72	247

DIỄN BIẾN NGÀNH ĐIỆN 2022

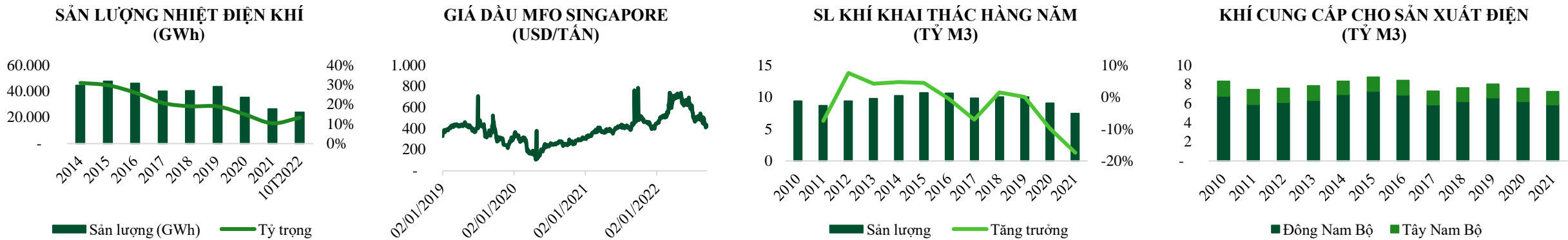
Thủy điện - Các doanh nghiệp có hồ chứa điều tiết năm có lợi vào mùa khô

Mã CK	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Hồ chứa	Khu vực
TBC	Thác Bà	120	Điều tiết năm	Miền Bắc
CHP	A Lưới	170	Điều tiết tuần	Miền Trung
VSH	Vĩnh Sơn	66	Điều tiết năm	Miền Trung
VSH	Sông Hình	70	Điều tiết năm	Miền Trung
VSH	Thượng Kon-tum	220	Điều tiết năm	Miền Trung
SBA	Krông H'nh	64	Điều tiết năm	Miền Trung
SBA	Khe Diên	9	Điều tiết năm	Miền Trung
SEB	Ea Krông-Rou	28	Điều tiết tuần	Miền Trung
SJD	Cần Đơn	77,6	Điều tiết năm	Miền Nam
SJD	Ry Ninh II	8,1	Điều tiết tuần	Tây Nguyên
SJD	Nà Loi	9,3	Điều tiết tuần	Miền Bắc
SJD	Hà Tây	9	Điều tiết tuần	Miền Bắc
TMP	Thác Mơ	150	Điều tiết năm	Miền Nam
SHP	Đa M'bri	75	Điều tiết năm	Miền Nam
SHP	Đa Dâng 2	34	Điều tiết tuần	Miền Nam
SHP	Đa Siat	13,5	Điều tiết tuần	Miền Nam

DIỄN BIẾN NGÀNH ĐIỆN 2022

Điện khí - Giá khí đầu vào tăng cao

- **KQKD 9T.2022** nhóm doanh nghiệp điện khí cho thấy sự phục hồi mạnh mẽ dù chịu ảnh hưởng của giá khí đầu vào tăng cao do: (1) Nhu cầu tiêu thụ điện ở phía Nam phục hồi so với giai đoạn giãn cách cùng kỳ; (2) Nhu cầu phụ tải ở miền Nam luôn ở mức cao nhất cả nước.
- **Giá khí đầu vào tăng cao nhưng không ảnh hưởng đáng kể đến KQKD nhóm DN điện khí.** Giá dầu MFO Singapore (giá tham chiếu cho giá khí đầu vào) của các nhà máy điện khí tăng mạnh đầu năm làm tăng giá khí đầu vào. Mặc dù chịu ảnh hưởng của biến động giá NVL đầu vào, nhưng do hầu hết các nhà máy nhiệt điện khí nằm ở khu vực phía Nam, khu vực có phụ tải cao nhất cả nước nên không ảnh hưởng nhiều đến sản lượng phát trên thị trường điện.



LNST MỘT SỐ DOANH NGHIỆP ĐIỆN KHÍ (TỶ ĐỒNG)

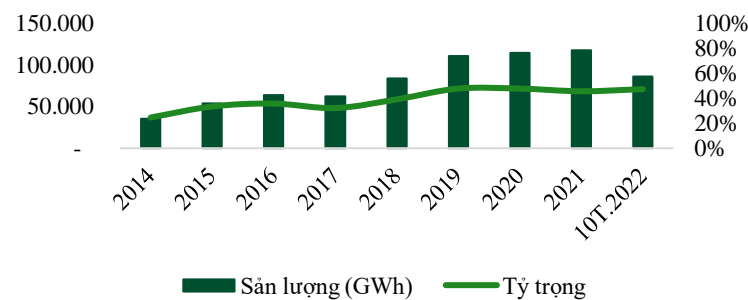
	Q1/2020	Q2/2020	Q3/2020	Q4/2020	Q1/2021	Q2/2021	Q3/2021	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2022	Q3/2022
NT2	179	249	(6)	203	115	25	273	121	160	365	199
PGV	(379)	1.096	542	719	786	757	889	566	847	407	298
POW	444	735	105	892	508	876	483	(63)	721	417	67
BTP	28	45	11	18	18	5	18	85	(12)	14	87

DIỄN BIẾN NGÀNH ĐIỆN 2022

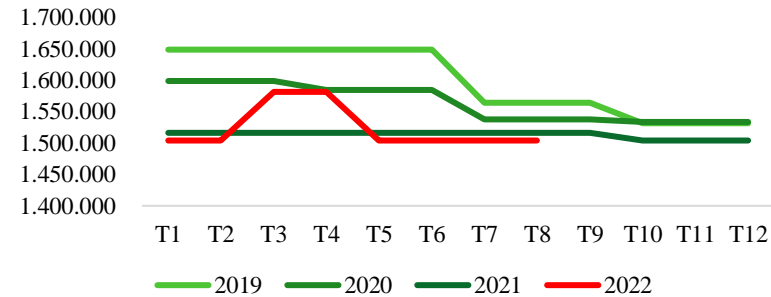
Điện than - Tình trạng thiếu than ảnh hưởng đến sản lượng đầu năm

- **KQKD 9T.2022** của các doanh nghiệp điện than như: QTP, HND vẫn tăng trưởng ấn tượng trong bối cảnh thiếu than nhờ vào: (1) Việc ký kết các hợp đồng than dài hạn với TKV và TCTĐB và có vị trí thuận lợi gần khu vực khai thác than, (2) Giá bán trên thị trường điện tăng cao.
- **Tình trạng thiếu NVL đầu vào ảnh hưởng đến sản lượng điện than.** Dịch bệnh bùng phát đầu năm dẫn đến thiếu hụt nhân lực làm việc tại các mỏ than, chi phí vận chuyển nguyên vật liệu tăng cao khiến sản lượng than giảm mạnh, có thời điểm, khối lượng than mà TKV cung cấp chỉ đáp ứng khoảng 76% khối lượng hợp đồng. Tuy nhiên, nguồn cung đã cải thiện đáng kể trong những tháng gần đây giúp hạ nhiệt giá than cung cấp cho sản xuất điện.

SẢN LƯỢNG ĐIỆN THAN TOÀN QUỐC (GWh)



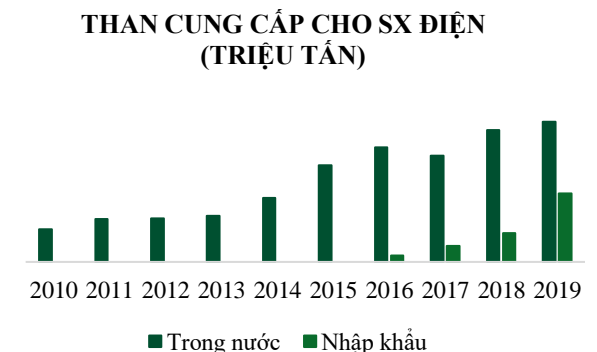
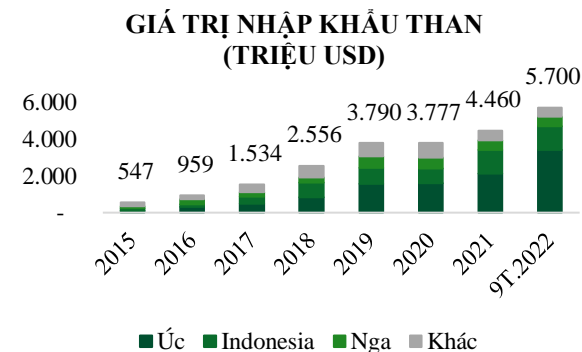
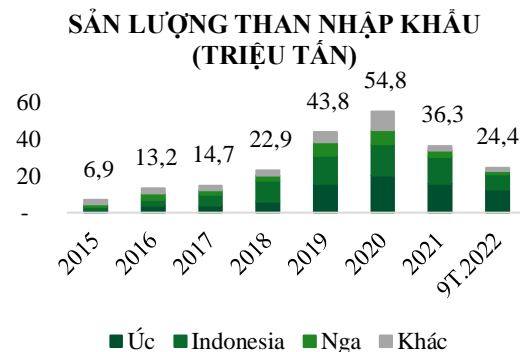
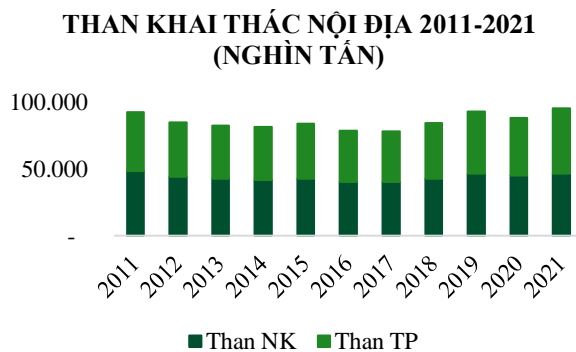
GIÁ THAN FOB TRONG NƯỚC (Triệu VND/Tấn)



LNST MỘT SỐ DOANH NGHIỆP ĐIỆN THAN (TỶ ĐỒNG)

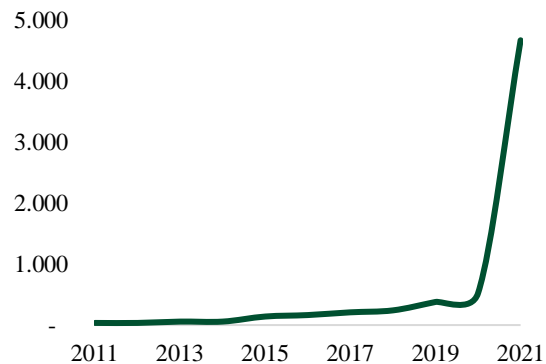
	Q1/2020	Q2/2020	Q3/2020	Q4/2020	Q1/2021	Q2/2021	Q3/2021	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2022	Q3/2022
HND	200	546	175	531	(11)	188	6	260	258	280	41
PPC	135	280	90	502	138	120	(35)	64	80	75	155
QTP	(6)	27	(60)	805	117	193	86	80	346	253	147
NBP	1	22	3	8	1	0	24	1	(3)	20	1

- **Trữ lượng than ở Việt Nam tập trung chủ yếu ở vùng Đông Bắc.** Tổng trữ lượng, tài nguyên ngành than được ước tính hơn 47 tỷ tấn vào cuối năm 2021. Tổng tài nguyên, trữ lượng có mức độ thăm dò chắc chắn và tin cậy là 3,4 tỷ tấn (chiếm 7,3%). Trữ lượng than chủ yếu ở vùng Đông Bắc, chiếm 95,5% tổng trữ lượng than cả nước. Ngành than ở Việt Nam hiện gồm 2 đơn vị chính thực hiện sản xuất, kinh doanh là Tập đoàn Công nghiệp Than – Khoáng sản Việt Nam (TKV) và Tổng công ty Đông Bắc (TCTĐB), cung ứng 95% sản lượng than sản xuất trong nước.
- **Nhu cầu than phục vụ sản xuất điện tăng mạnh.** Khoảng 40% sản lượng than khai thác nội địa được cung ứng cho các nhà máy điện. Sản lượng nội địa cung cấp cho sản xuất điện được dự báo chỉ có thể ở mức 39-40 triệu tấn vào năm 2025 trong khi nhu cầu ước tính khoảng 76 triệu tấn. **Do đó, nhu cầu nhập khẩu than phục vụ cho sản xuất điện là tất yếu.** Các nhà máy điện than ở khu vực phía Bắc và miền Trung chủ yếu sử dụng nguồn than trong nước trong khi các nhà máy ở khu vực phía Nam sẽ cần phải sử dụng than trộn.
- Úc, Indonesia và Nga hiện đang là 03 thị trường nhập khẩu than lớn nhất của Việt Nam, xu hướng giá than duy trì ở mức cao sẽ ảnh hưởng đến biên lợi nhuận của DN nhiệt điện.

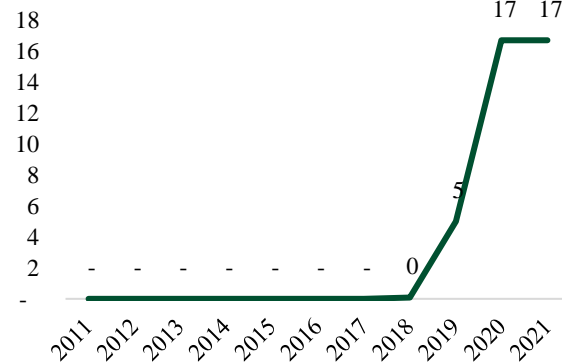


- **Công suất NLTT không tăng trưởng.** Công suất NLTT (điện gió và ĐMT) gần như không thay đổi trong năm 2022 sau khi cơ chế giá FIT cho các dự án điện gió hết hiệu lực vào ngày 31/10/2021. Công suất các dự án điện gió đến T10.2022 đạt 4.667 MW, ĐMT đạt 16.567 MW và điện sinh khối ở mức 356 MW. Tổng công suất NLTT chiếm 27,2% công suất toàn hệ thống và Việt Nam hiện đang là một trong những quốc gia có tốc độ tăng trưởng công suất điện mặt trời cao nhất thế giới.
- **Nhiều dự án điện gió chưa kịp hòa lưới.** Trong tổng số 146 dự án đã ký hợp đồng mua bán điện với EVN với tổng công suất 8.170 MW, chỉ có 84 dự án với tổng công suất 3.980 MW kịp vận hành thương mại trước ngày 01/11/2022.
- NLTT đóng góp lớn vào mức tăng trưởng mảng năng lượng của **PC1, REE** trong 9T.2022. Cụ thể: DTT điện gió và ĐMT 9T của REE đạt 680 tỷ đồng (+149% yoy), DTT điện gió 9T của PC1 đạt 526 tỷ đồng (+97,0% yoy).
- **Đón chờ cơ chế giá mới.** Vào ngày 03/10/2022, BCT đã ban hành Thông tư số 15/2022/TT-BCT quy định về phương pháp xây dựng khung giá phát điện cho các dự án chuyển tiếp, đây là tín hiệu tốt đối với các chủ đầu tư và sự phát triển NLTT ở Việt Nam. Chúng tôi sẽ cập nhật chi tiết về thông tư trong phần sau của báo cáo.

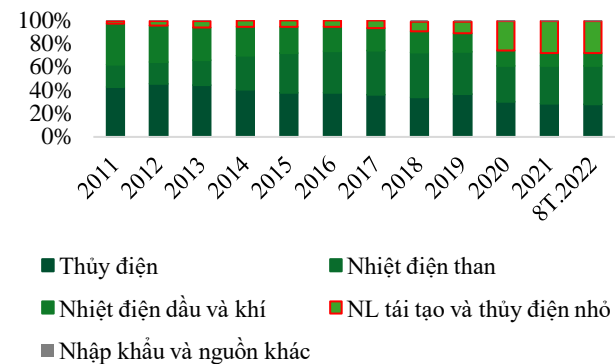
CÔNG SUẤT ĐIỆN GIÓ (MW)



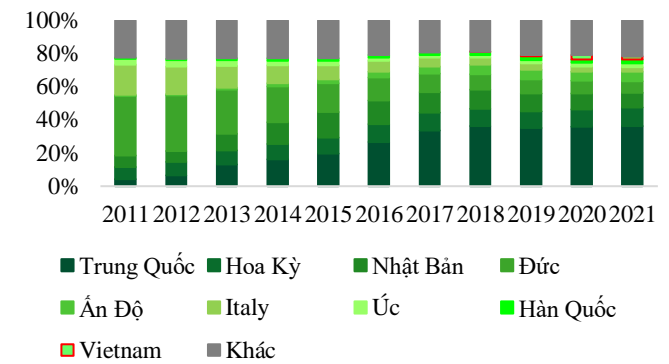
CÔNG SUẤT ĐIỆN MẶT TRỜI (GW)



CƠ CẤU NGUỒN ĐIỆN



TỶ TRỌNG CÔNG SUẤT ĐMT TOÀN CẦU





DIỄN BIẾN NGÀNH

TRIỂN VỌNG NGÀNH

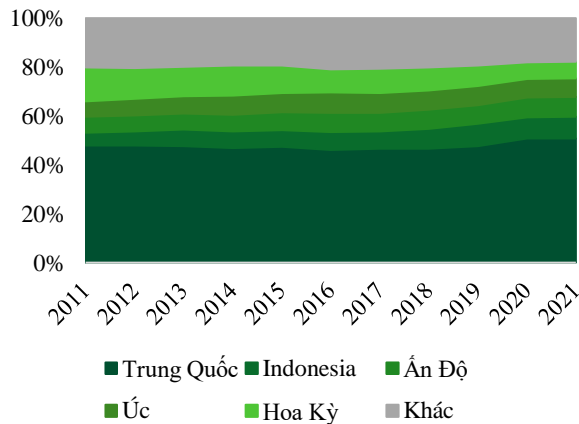
DOANH NGHIỆP TRIỂN VỌNG

TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN 2023 – THẾ GIỚI

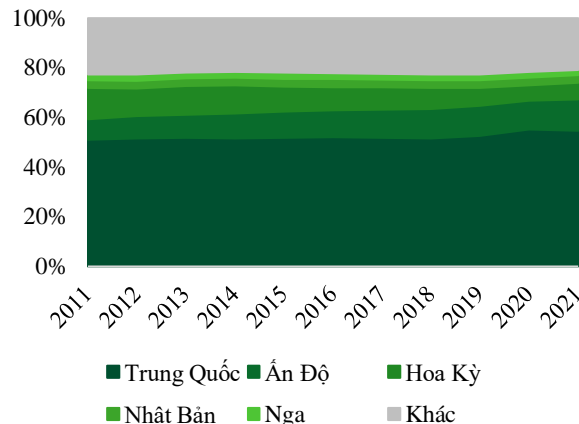
Giá than toàn cầu được dự báo hạ nhiệt nhưng vẫn duy trì ở mức cao trong năm tới

- **Thị trường than toàn cầu khá tập trung.** Châu Á – Thái Bình Dương, Bắc Mỹ và Châu Âu sản xuất hơn 88% và tiêu thụ khoảng 93% sản lượng than toàn cầu. Trung Quốc chiếm hơn 50% sản lượng cung cầu, Ấn Độ khoảng 10%, do đó tác động của 2 thị trường này đến biến động giá than trên toàn cầu là rất lớn.
- **Trung Quốc nói lỏng kiểm soát.** Trung Quốc hiện đang là quốc gia sản xuất và tiêu thụ than lớn nhất trên thế giới, đang có những tín hiệu khởi sắc trong việc nói lỏng chính sách kiểm soát Covid nhưng thị trường bất động sản, xây dựng vẫn ảm đạm nên nhu cầu tiêu thụ than ở Trung Quốc chỉ có thể tăng nhẹ trong năm nay.
- **Nhu cầu than của EU vẫn ở mức cao.** Các khu vực tiêu thụ than lớn khác như Ấn Độ và EU cũng đang có nhu cầu tăng cao sau khi nguồn cung khí đốt từ Nga bị siết chặt. Tiêu thụ than ở Ấn Độ và EU ước tính tăng trưởng lần lượt 9% và 10% trong 6 tháng đầu năm 2022. Một số quốc gia châu Âu như: Đức, Pháp, Hà Lan, Tây Ban Nha đã quyết định kéo dài thời gian vận hành của các nhà máy nhiệt điện than, mở cửa lại các nhà máy điện than đã đóng cửa trong nỗ lực giảm lượng khí đốt tiêu thụ. Chúng tôi cho rằng châu Âu sẽ chưa thể nhanh chóng tìm được nguồn cung khí đốt thay thế cho Nga trong ngắn hạn nên giá than nhiều khả năng sẽ tiếp tục duy trì ở mức cao trong thời gian tới.

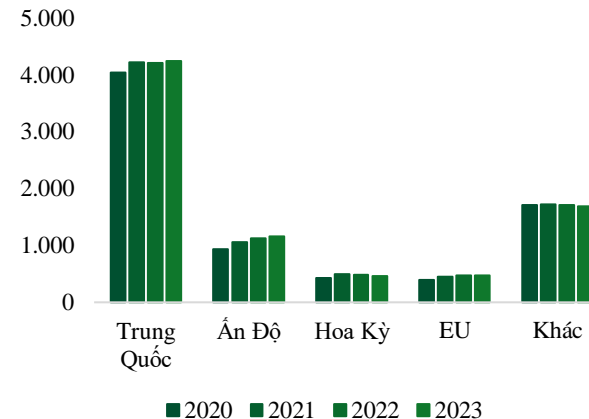
THỊ PHẦN NGUỒN CUNG THAN



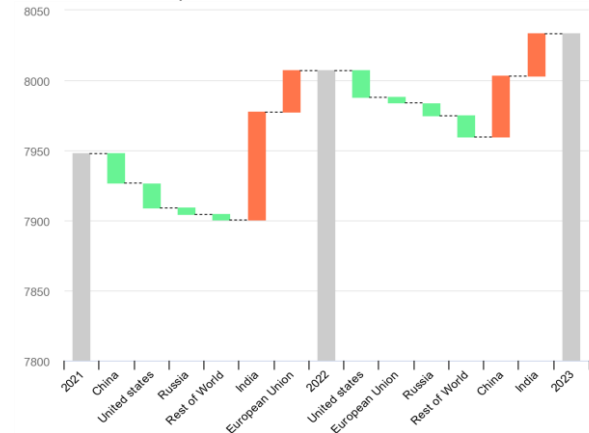
THỊ PHẦN TIÊU THỤ THAN



TIÊU THỤ THAN TOÀN CẦU 2020-2023



TIÊU THỤ THAN TOÀN CẦU 2021-2023



TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN 2023 – THẾ GIỚI

Giá than toàn cầu được dự báo hạ nhiệt nhưng vẫn duy trì ở mức cao trong năm tới

Châu Âu tiến hành mở lại các nhà máy nhiệt điện than và tăng cường nhập khẩu than trong bối cảnh nguồn cung khí đốt từ Nga bị hạn chế.

Tình trạng thiếu than cho sản xuất điện diễn ra trong nửa đầu năm.

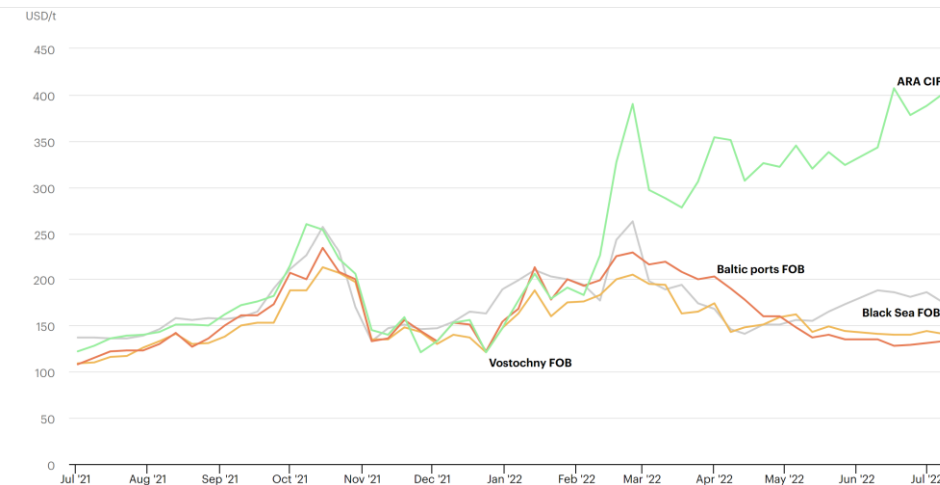
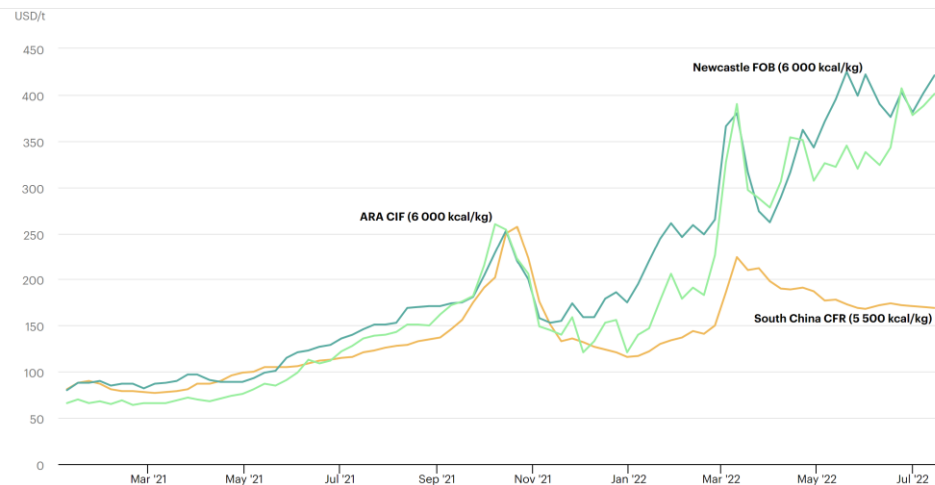


Các lệnh trừng phạt quốc tế đối với sản lượng than từ Nga đã khiến giá than ở châu Âu tăng mạnh.

Indonesia ban hành lệnh cấm xuất khẩu than do các doanh nghiệp chú trọng vào xuất khẩu than với mức giá cao.

Lũ lụt xảy ra ở Australia đã gây ảnh hưởng đến việc khai thác và vận chuyển than.

GIÁ THAN GIAO NGAY TẠI MỘT SỐ THỊ TRƯỜNG

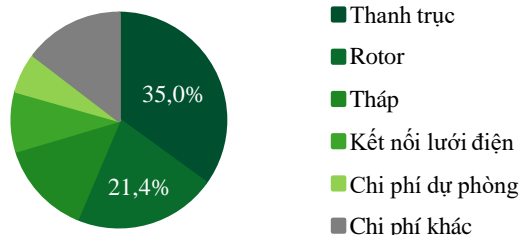


TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN 2023 – THẾ GIỚI

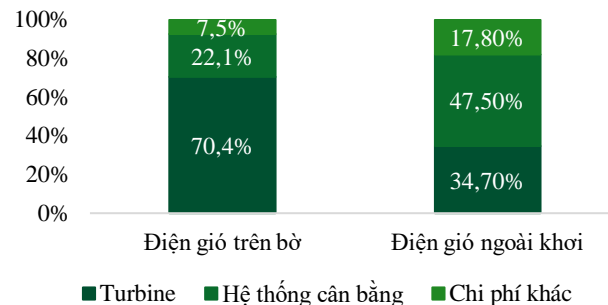
Quá trình chuyển hóa năng lượng gặp nhiều thách thức

- Nguồn cung thiết bị điện gió phụ thuộc vào một số quốc gia và khu vực.** Turbine gió chiếm tỷ trọng lần lượt 70% và 35% chi phí các dự án điện gió trên bờ, ngoài khơi và là một ngành sản xuất yêu cầu mức độ kỹ thuật cao và hiện thị phần đang tập trung vào một số khu vực chính trên thế giới. Trong số 35 nhà cung cấp chính toàn cầu, 23 nhà cung cấp thuộc khu vực Châu Á – Thái Bình Dương, chủ yếu ở Trung Quốc và Ấn Độ. **Trung Quốc hiện đang chiếm 60% thị phần toàn cầu nguồn cung thiết bị quan trọng cho turbine như: máy phát điện, cánh quạt, hộp số. Châu Âu là thị trường lớn thứ 02 với 20% thị phần gồm có 03 nhà cung cấp chính: Vestas, Siemens Gamesa Renewable Energy và GE Renewable Energy.**
- Trung Quốc làm chủ chuỗi giá trị sản xuất tấm pin năng lượng mặt trời.** Trung Quốc hiện đang kiểm soát hơn 80% quá trình sản xuất các tấm pin năng lượng mặt trời. Cụ thể: Trung Quốc chiếm hơn 79% công suất sản xuất polysilicon, 97% thị phần đĩa bán dẫn và 85% tế bào quang điện toàn cầu trong năm 2021.
- Tiềm ẩn nhiều rủi ro trong tương lai.** Sự phụ thuộc của ngành NLTT toàn cầu vào một số quốc gia và nguồn cung cấp máy móc, thiết bị sẽ tiềm ẩn những rủi ro có thể gây gián đoạn chuỗi cung ứng trong tương lai.
- Chi phí tài chính tăng cao ảnh hưởng đến nguồn vốn đầu tư.** Với chính sách thắt chặt tiền tệ của các ngân hàng trung ương trên toàn cầu, chi phí đầu tư đặc biệt là chi phí lãi vay (chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu chi phí dự án) tăng cao sẽ ảnh hưởng lớn đến các dự án đầu tư trong ngắn và trung hạn.

CƠ CẤU CHI PHÍ DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ TRÊN BỜ



CƠ CẤU CHI PHÍ DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ



THỊ PHẦN SẢN XUẤT TURBINE GIÓ TOÀN CẦU

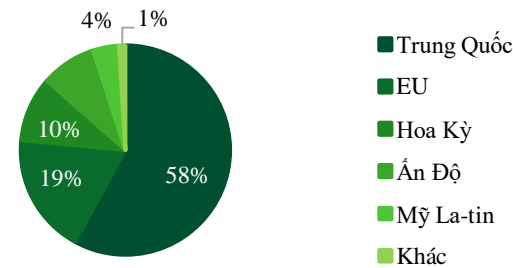
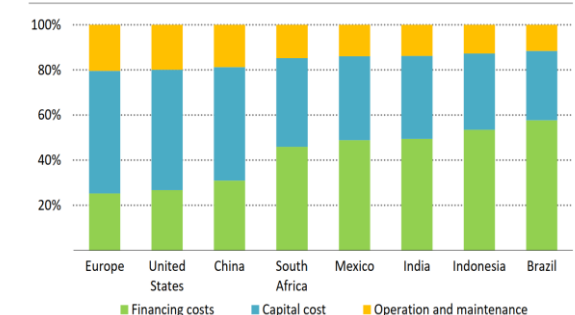


Figure 4.10 Composition of levelised cost for a utility-scale solar PV plant with final investment decision secured in 2021

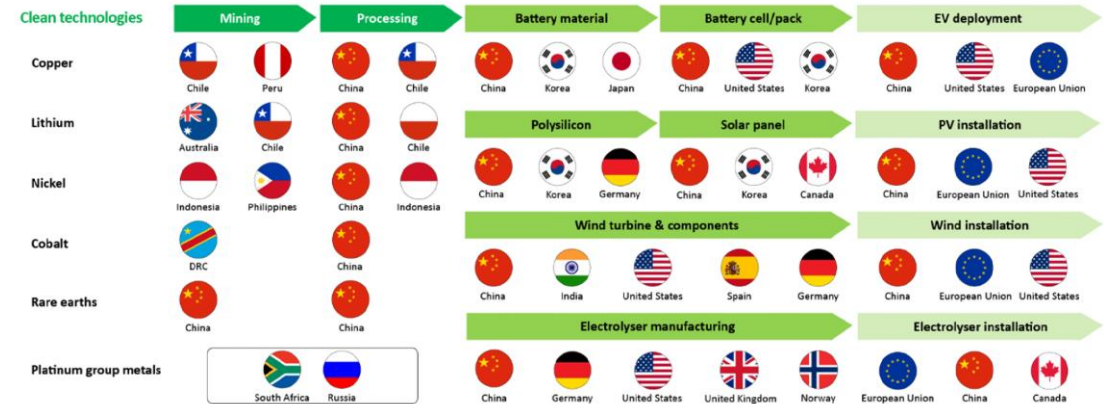
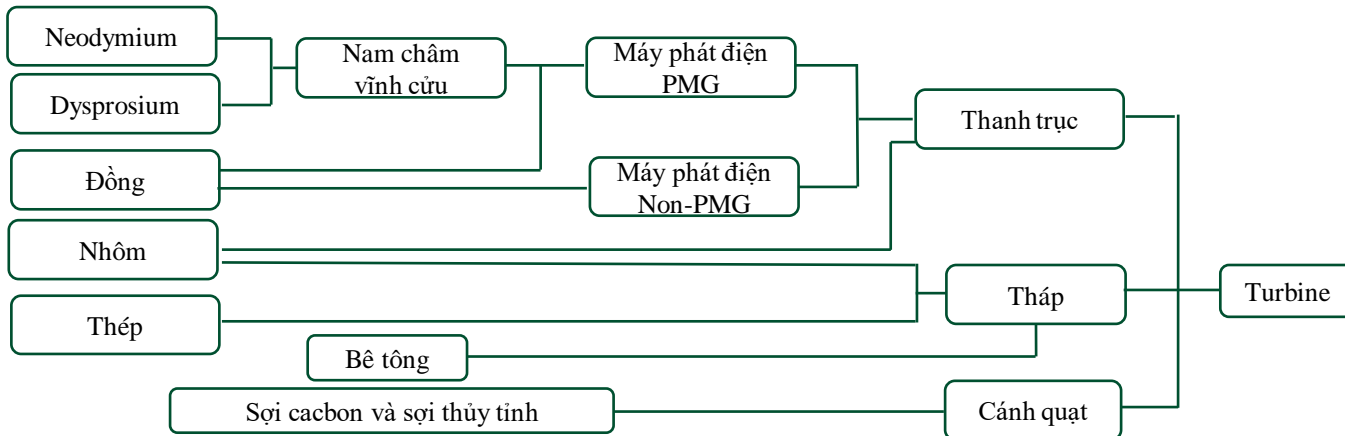


TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN 2023 – THẾ GIỚI

Quá trình chuyển hóa năng lượng gặp nhiều thách thức

- **Trung Quốc đang có thị phần lớn nhất về khai thác các NVL chiến lược** (Rare earth element – REEs) cần thiết cho quá trình chuyển hóa năng lượng toàn cầu như: Neodymium, Dysprosium. Trong năm 2020, quốc gia này chiếm hơn 55% công suất sản xuất REEs toàn cầu và hơn 87% công suất tinh chế.
- **Trung Quốc hiện cũng đang là quốc gia có thị phần lớn nhất trong công đoạn xử lý, tinh chế các quặng NVL thô khác** cần thiết để sản xuất các tấm pin năng lượng mặt trời, turbine gió như: Đồng (40%), Lithium, Nickel (35%) và Cobalt lớn nhất toàn cầu.
- **Nhu cầu đối với các NVL chiến lược có xu hướng tăng cao.** Theo hội đồng năng lượng gió toàn cầu (GWEC Market Intelligence), gần 30% turbine gió được lắp đặt cần sử dụng đến các NVL như Neodymium và Dysprosium trong năm 2020. Đến năm 2030, nhu cầu đối với REEs được dự báo sẽ tăng gấp đôi so với hiện tại.
- IEA dự báo nhu cầu với các kim loại như Đồng và REE sẽ tăng khoảng 40%, 60%-70% đối với Nickel và Cobalt, hơn 90% với Lithium vào năm 2040. Sự phụ thuộc lớn của nguồn cung các kim loại quan trọng cho quá trình chuyển hóa năng lượng vào một số quốc gia và khu vực sẽ **tiềm ẩn nhiều rủi ro** liên quan đến các yếu tố như: địa chính trị, chính sách điều hành của chính phủ và sự biến động giá trong tương lai

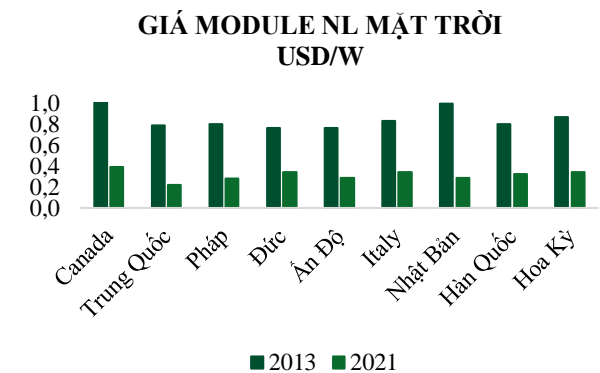
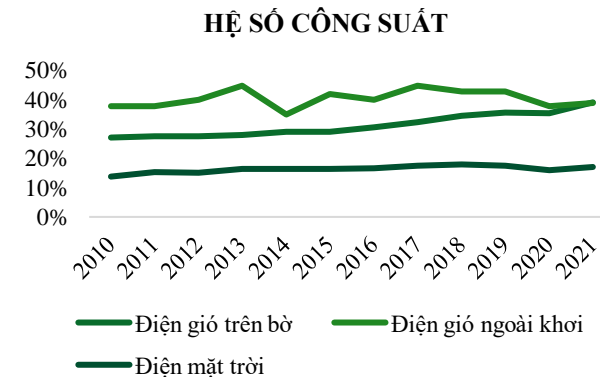
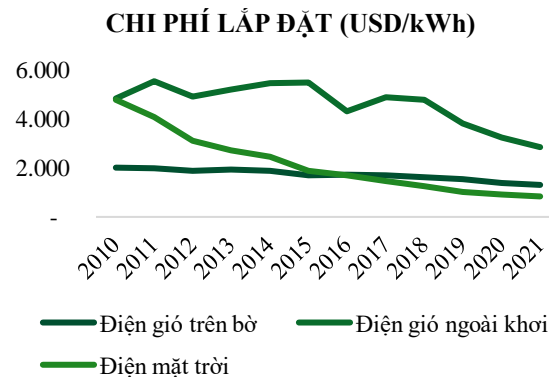
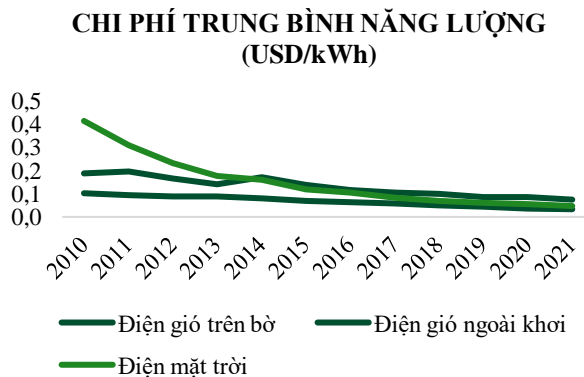
CÁC NVL CẦN THIẾT ĐỂ SẢN XUẤT TURBINE ĐIỆN GIÓ



TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN 2023 – THẾ GIỚI

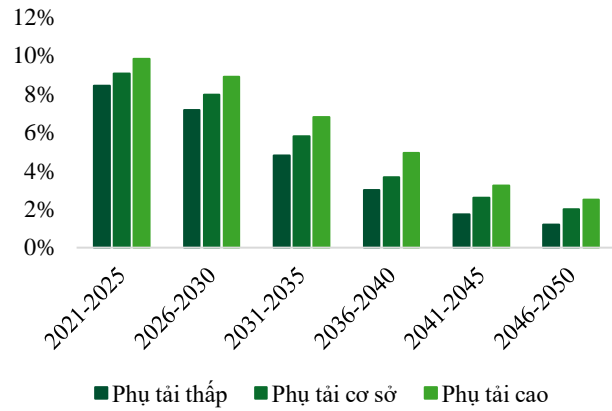
Các dự án NLTT có thể hưởng lợi nhờ giá thành giảm

- Chi phí trung bình năng lượng (LCOE) NLTT giảm mạnh.** LCOE của các dự án điện gió trên bờ năm 2021 ở mức 0,033 USD/kWh (giảm khoảng 3 lần so với thời điểm 2010). Chi phí lắp đặt các dự án điện gió trên bờ cũng giảm mạnh từ mức 2.042 USD/kWh (2010) xuống chỉ còn 1.325 USD/kWh (2021). LCOE của các dự án điện gió ngoài khơi trong năm 2021 ở mức 0,075 USD/kWh (giảm 2,5 lần so với thời điểm 2010). Chi phí lắp đặt các dự án điện gió ngoài khơi giảm từ mức 4.876 USD/kWh (2010) xuống chỉ còn 2.858 USD/kWh (2021). Chi phí của các dự án điện gió giảm mạnh do những tiến bộ về công nghệ như: tăng độ dài của cánh quạt và trụ, công nghệ Rotor cải thiện giúp hoạt động tốt trong khung vận tốc gió rộng hơn. Ngoài ra, lợi thế kinh tế về quy mô nhờ năng lực sản xuất lớn và tiết giảm chi phí vận hành cũng là một trong những yếu tố góp phần làm giảm giá thành sản xuất điện gió.
- DMT đang là loại hình NLTT có chi phí sản xuất thấp nhất.** LCOE của các dự án điện mặt trời ở mức 0,048 USD/kWh (giảm 8,5 lần so với thời điểm 2010). Chi phí lắp đặt của các dự án điện mặt trời giảm mạnh từ mức 4.808 USD/kWh (2010) xuống chỉ còn 857 USD/kWh (2021), giảm khoảng 4,5 lần và trở thành loại hình NLTT có chi phí sản xuất thấp nhất. Nguyên nhân chủ yếu là do giá trung bình của các tấm module năng lượng mặt trời giảm mạnh trong thời gian qua.
- Chúng tôi cho rằng khi chính sách giá mới cho các dự án NLTT chuyển tiếp được thông qua, các doanh nghiệp đang có kế hoạch mở rộng đầu tư vào lĩnh vực NLTT trong trung và dài hạn như **REE, PC1 và GEG** sẽ được hưởng lợi nhờ xu hướng giảm chi phí đầu tư.

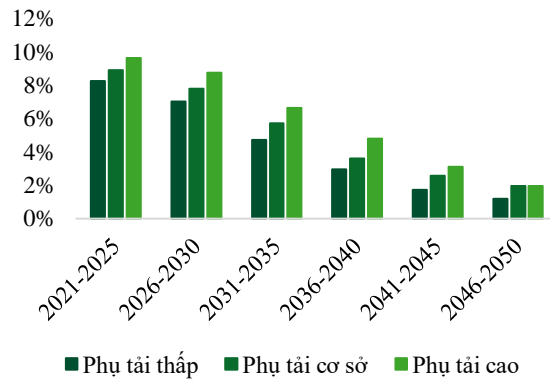


- **Nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng ổn định trong dài hạn.** Nhu cầu phụ tải được dự báo sẽ tiếp tục tăng trưởng cao hơn tốc độ tăng trưởng GDP nhờ vào làn sóng dịch chuyển sản xuất và nguồn vốn đầu tư FDI lớn Việt Nam. Trong kịch bản cơ sở, nhu cầu phụ tải được dự báo sẽ đạt mức tăng trưởng kép ở mức 9,08%/năm trong giai đoạn 2021-2025 và 7,95%/năm trong giai đoạn 2026-2030, công suất cực đại cũng được dự báo tăng trưởng ở mức tương đương. Công suất cực đại dự báo tăng trưởng lần lượt 8,91%/năm và 7,82%/năm trong giai đoạn 2021-2025 và 2026-2030.
- **El Nino trở lại.** Lanila hiện nay kéo dài khoảng 3 năm từ năm 2020 nên nhiều khả năng sẽ bắt đầu suy yếu vào nửa đầu năm 2023. Theo dự báo IRI, xác suất để ENSO duy trì trạng thái trung tính vào T3.2023 ở mức 70% nên tình hình thủy văn sẽ bắt đầu kém khả quan hơn cho các doanh nghiệp thủy điện. Các doanh nghiệp nhiệt điện với các nhà máy có tuổi đời còn mới, vận hành ổn định được kỳ vọng sẽ được huy động sản lượng cao hơn.

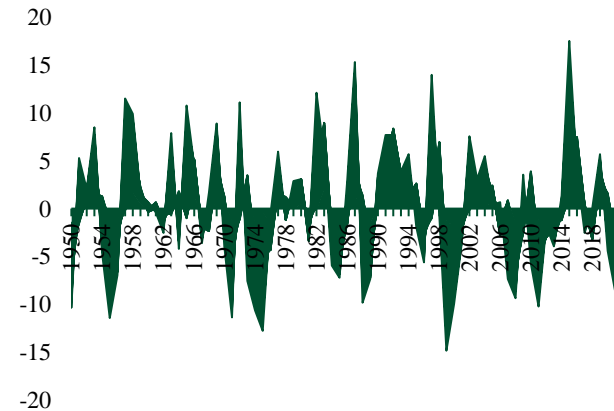
TĂNG TRƯỞNG PHỤ TẢI



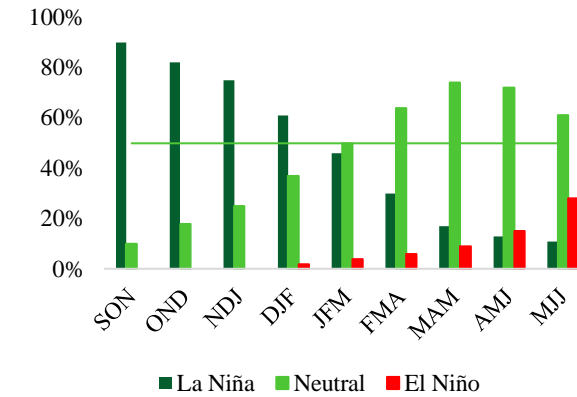
TĂNG TRƯỞNG CÔNG SUẤT CỰC ĐẠI



Oceanic Nino Index



XÁC SUẤT EL NINO, LANILA

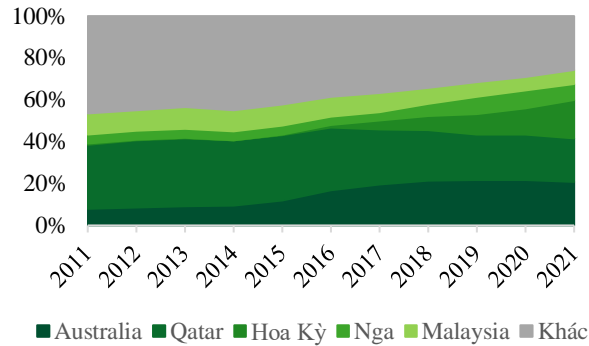


TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN 2023 – VIỆT NAM

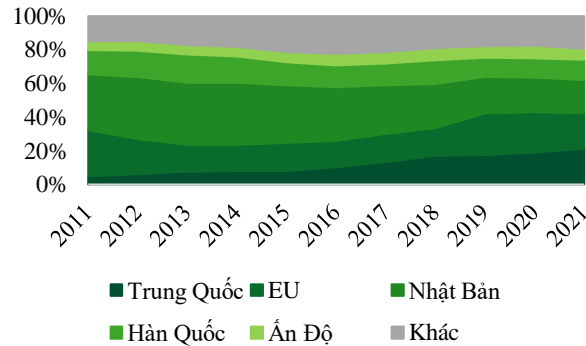
Nhiều thách thức cho phát triển các dự án sử dụng nguồn khí LNG nhập khẩu

- **Nhiệt điện khí được ưu tiên phát triển mạnh sau nguồn NLTT.** Việt Nam dự kiến sẽ phát triển hơn 28.400 MW nguồn điện sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) nhập khẩu và có hơn 14.900 MW nguồn điện khác được chuyển đổi sang sử dụng LNG nhằm bù đắp cho nguồn khí đốt khai thác trong nước và hạn chế phát thải từ nhiệt điện than.
- **Giá khí đốt chưa thể hạ nhiệt ngay.** Nga hiện đang là quốc gia xuất khẩu LNG lớn thứ 4 trên thế giới và xung đột giữa Nga và Ukraine xảy ra từ đầu năm đã đẩy giá LNG tăng vọt lên mức 70USD/mmBTU vào đầu T3.2022 trước khi hạ nhiệt về mức 30USD/mmBTU hiện tại, nhưng mức giá này vẫn rất cao so với mức trung bình 15-18USD/mmBTU trong năm 2021.
- **Giá khí LNG gây khó khăn cho quá trình đàm phán giá bán điện.** Theo tính toán của một số chuyên gia hiện tại để giá bán điện có thể ở mức 7UScents/kWh thì giá LNG nhập khẩu cần ở mức 12 USD/mmBTU. Ngoài ra, hợp đồng mua bán khí giữa các quốc gia thường sẽ được ký kết trong 1 khoảng thời gian dài và hạn chế sự tham gia của bên thứ 3. Do đó, quá trình tìm kiếm nguồn cung từ các đối tác và đàm phán 3 bên giữa nhà cung cấp, chủ đầu tư và EVN sẽ có thể mất nhiều thời gian.

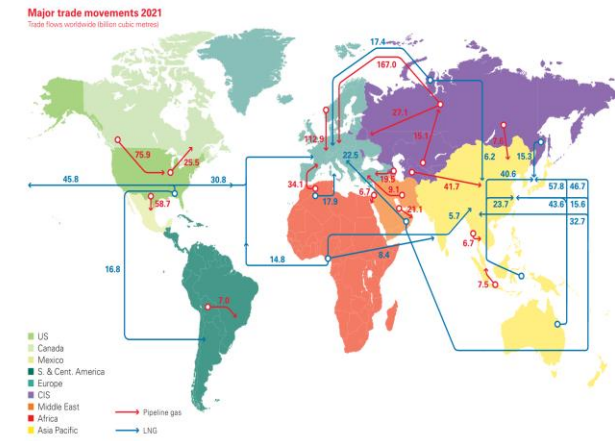
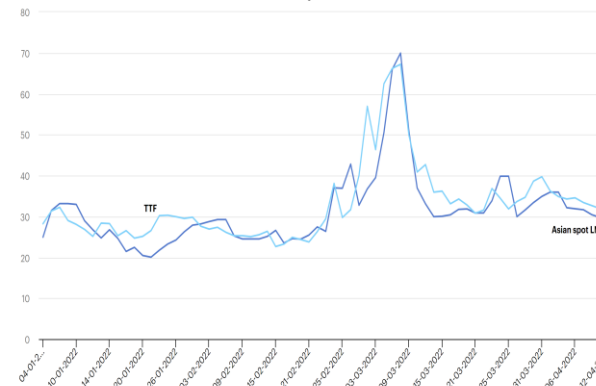
NGUỒN CUNG LNG TOÀN CẦU



TIÊU THỤ LNG TOÀN CẦU



GIÁ LNG NHẬP KHẨU CHÂU Á

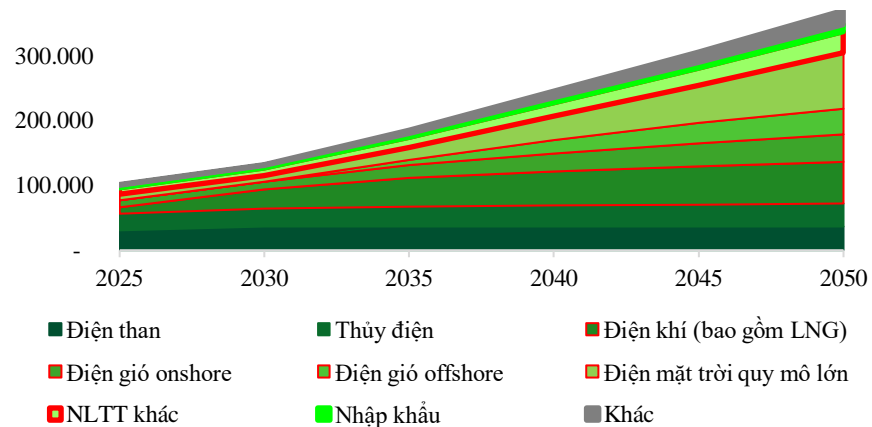


TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN 2023 – VIỆT NAM

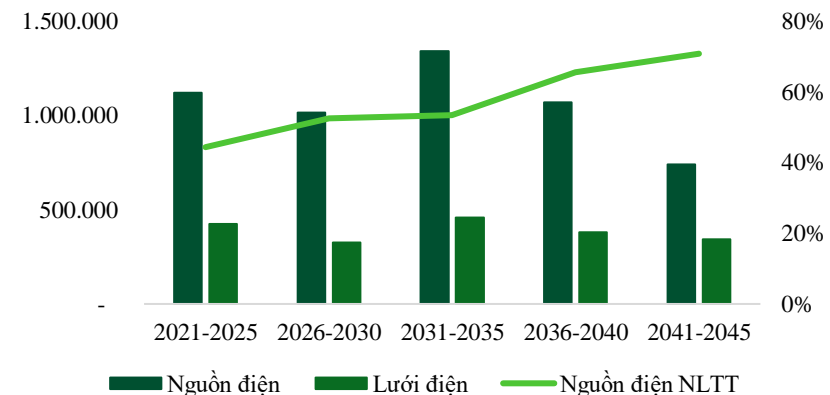
Ưu tiên phát triển NLTT trong thời gian tới, DN xây lắp hưởng lợi nhờ vốn đầu tư lớn

- Cơ cấu nguồn điện được phát triển theo hướng xanh hơn theo QHĐ VIII. Điện gió sẽ là nguồn điện được ưu tiên phát triển mạnh nhất với tốc độ tăng trưởng công suất hàng năm (CAGR) ở mức 29,1%/năm trong giai đoạn 2020-2035 và 7,5%/năm trong giai đoạn 2035-2050. Điện mặt trời sau giai đoạn tăng trưởng nóng sẽ không được đẩy mạnh đầu tư cho đến năm 2030, tuy nhiên kể từ giai đoạn 2030-2050 công suất sẽ đạt mức tăng trưởng trung bình 12%/năm.
- Nhiệt điện khí sử dụng nguồn khí LNG nhập khẩu cũng sẽ là nguồn điện được ưu tiên phát triển mạnh cho đến năm 2035 với tổng công suất dự kiến ở mức 28.400 MW (chiếm khoảng 15% tổng công suất nguồn điện). Công suất thủy điện gần như không có sự thay đổi nhiều do tiềm năng thủy điện gần như đã được khai thác hết.
- Tỷ trọng nhiệt điện than sẽ giảm dần từ 29% (2020) xuống chỉ còn 10% trong tổng cơ cấu nguồn điện vào năm 2050. Nhiệt điện than sẽ không được phát triển mới sau năm 2030.
- Nguồn vốn đầu tư lớn để phát triển nguồn và lưới điện. Nguồn vốn đầu tư dự kiến cho các công trình lưới điện và nguồn điện trong giai đoạn từ năm 2021-2045 lần lượt khoảng 83 tỷ USD và 9,35 tỷ USD. NLTT sẽ được ưu tiên phân bổ vốn nhiều nhất với tỷ trọng 44% tổng vốn đầu tư trong giai đoạn 2021-2025 và sẽ tăng dần đến 70% trong giai đoạn 2041-2045. Các doanh nghiệp trong mảng xây lắp, tư vấn như PC1, TV2 sẽ được hưởng lợi nhờ khối lượng hợp đồng lớn.

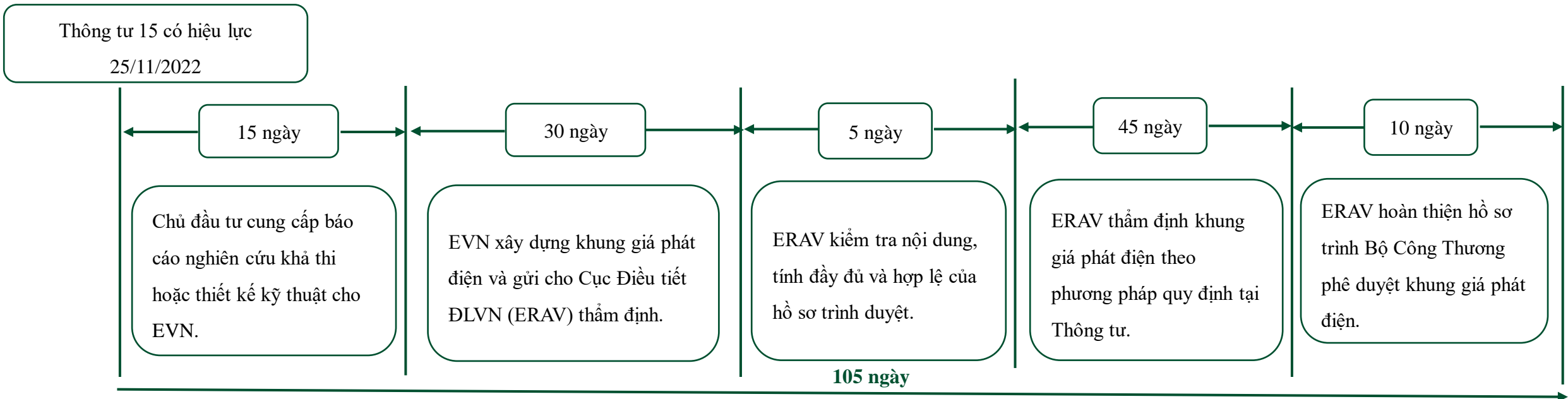
CƠ CẤU CÔNG SUẤT NGUỒN ĐIỆN (MW)



VỐN ĐẦU TƯ NGUỒN VÀ LƯỚI ĐIỆN (TỶ ĐỒNG)



- **Tín hiệu khởi sắc cho các dự án NLTT.** Vào ngày 03/10/2022, Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư số 15/2022/TT-BCT quy định về phương pháp xây dựng khung giá phát điện cho các nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp. Đây là cơ sở pháp lý quan trọng giúp các dự án trên sớm đi vào vận hành.
- **Chúng tôi cho rằng sẽ mất nhiều thời gian trong quá trình đàm phán giá điện.** Thông tư chỉ quy định cách xác định mức giá trần đối với các dự án NLTT chuyển tiếp dựa trên các dự án chuẩn mà không quy định quy trình đàm phán giữa EVN và từng dự án cụ thể nên có thể khiến cho việc xác định khung giá mất nhiều thời gian hơn. Thời gian từ lúc thông tư 15 có hiệu lực cho đến khi Bộ Công Thương nhận được hồ sơ từ ERAV sẽ mất hơn 3 tháng và quá trình đàm phán giá bán điện của các nhà máy điện thường sẽ diễn ra trong thời gian dài nên chúng tôi kỳ vọng chính sách giá bán cho các dự án chuyển tiếp sẽ chỉ có thể chính thức ban hành vào cuối năm 2023.



- **Cắt giảm mạnh công suất điện than.** Sẽ có khoảng 14.120 MW nhiệt điện than không được phát triển mới sau khi QHĐ VIII được rà soát lại.
- **Không phát triển thêm dự án điện than sau năm 2030.** Chỉ có 05 nhà máy điện than mới với tổng công suất 4.592 MW đi vào vận hành trong giai đoạn 2021-2025, các dự án dự kiến phát triển trong giai đoạn 2026-2030 hiện vẫn đang gặp khó khăn trong quá trình triển khai đầu tư.
- **Các dự án nhiệt điện khí được phát triển mạnh trong thời gian tới.** Dự kiến sẽ có khoảng 3 nhà máy điện khí sử dụng nguồn khí Lô B: Ô Môn II (1.050 MW), Ô Môn III (1.050) và Ô Môn IV (1.050) đi vào vận hành trong giai đoạn 2021-2025. Quá trình triển khai các dự án trên hiện đang có những tín hiệu khả quan nhất định.

Dự án	2021-2025	2026-2030	2031-2050	Tiến độ	2021-2025	2026-2030	2031-2050	Nguồn khí
Na Dương 1	110			Đang xây dựng	Dung Quất I	750		Cá Voi Xanh
An Khánh – Bắc Giang	650			Đang xây dựng	Dung Quất II	750		Cá Voi Xanh
Thái Bình 2	1.200			Đang xây dựng	Dung Quất III	750		Cá Voi Xanh
Nam Định I		1.200		Chuẩn bị đầu tư	Miền Trung I	750		Cá Voi Xanh
Vũng Áng II		1.200		Đang xây dựng	Miền Trung II	750		Cá Voi Xanh
Quảng Trạch I	1.200			Đang xây dựng	Quảng Trị	340		Cá Voi Xanh
Quảng Trị I		1.200		Chuẩn bị đầu tư	Ô Môn I	660		Lô B
Vân Phong I	1.432			Đang xây dựng	Ô Môn II	1050		Lô B
Vĩnh Tân III		1.800		Chuẩn bị đầu tư	Ô Môn III	1050		Lô B
Long Phú I		1.200		Đang xây dựng	Ô Môn IV	1050		Lô B
Sông Hậu II		2.000		Chuẩn bị đầu tư				
Công Thanh	600			Chuyển sang LNG				

TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN 2023 – VIỆT NAM

Khuyến nghị đầu tư

STT	Mã CK	Vốn hóa	ROE	ROIC	ROA	D/A	P/E	P/B	EV/EBITDA	Đánh giá
Thủy điện	CHP	3.592	28,0%	21,6%	16,8%	25,0%	6,72	1,84	6,45	Kém khả quan do thủy văn không thuận lợi
	TBC	1.873	20,9%	25,5%	16,7%	15,8%	6,92	1,68	4,47	Kém khả quan do thủy văn không thuận lợi
	SBA	1.449	23,3%	20,9%	16,4%	27,8%	6,88	1,59	5,84	Kém khả quan do thủy văn không thuận lợi
	VSH	7.016	24,6%	18,5%	10,8%	52,0%	7,04	1,62	5,25	Kém khả quan do thủy văn không thuận lợi
	QTP	5.985	13,5%	13,1%	9,3%	30,7%	7,51	1,01	4,00	MUA – El Nino quay trở lại giúp sản lượng huy động tăng cao, doanh nghiệp sắp trả hết nợ vay và hết khấu hao TSCĐ; tỷ lệ chi trả cổ tức kỳ vọng ở mức 20% trong năm 2023 và duy trì trong các năm tiếp theo nhờ dòng tiền từ HĐKD ổn định.
Nhiệt điện	HND	6.850	13,0%	12,8%	9,1%	31,6%	8,15	1,08	4,02	Trung Lập – La Nila suy yếu giúp sản lượng được phân bổ cao hơn. DN bị ảnh hưởng bởi tình trạng thiếu than và ảnh hưởng đến biên lợi nhuận gộp.
	POW	22.927	3,6%	4,8%	2,1%	42,7%	20,01	0,77	5,68	Trung Lập – Sự cố tại nhà máy Vũng Áng chưa được khắc phục, dự án Nhơn Trạch 3-4 chậm tiến độ 10 tháng so với KH. Dự án NMT LNG Quảng Ninh được cấp giấy chứng nhận đầu tư vào T7.2022.
	PGV	20.222	12,7%	8,4%	3,2%	75,4%	9,40	1,26	6,44	Trung Lập - Kỳ vọng sản lượng điện được huy động ở mức cao nhưng sẽ bị ảnh hưởng lớn bởi chi phí và lãi vay và tỷ giá.
	NT2	6.621	19,3%	17,7%	11,7%	39,3%	8,18	1,55	4,50	MUA – El Nino quay trở lại giúp sản lượng nhiệt điện khí được huy động tăng cao ở khu vực Đông Nam Bộ, doanh nghiệp đã trả hết nợ vay và sắp hết khấu hao TSCĐ, dòng tiền HĐKD ổn định. Mức chi trả cổ tức kỳ vọng ở mức 30% trong năm 2023.
NLTT	GEG	3.638	9,7%	6,7%	3,0%	69,7%	9,77	1,07	8,27	Trung Lập – Đón chờ chính sách giá mới cho các dự án điện gió chuyên tiếp.
Xây lắp	PC1	4.068	6,3%	6,7%	2,1%	69,0%	12,44	1,02	8,25	Trung Lập - Mảng năng lượng kém khả quan, ảnh hưởng bởi chi phí lãi vay tăng cao và biến động tỷ giá. Kỳ vọng mảng khai khoáng sản xuất thành phẩm vào năm 2023 và mở rộng đầu tư vào BĐS KCN.
	TV2	1.616	8,2%	8,6%	3,1%	56,0%	14,43	1,20	9,06	Trung Lập – Kỳ vọng giá trị hợp đồng ký mới cải thiện khi có chính sách giá mới cho các dự án NLTT và QHĐ VIII được thông qua.



DIỄN BIẾN NGÀNH
TRIỂN VỌNG NGÀNH
DOANH NGHIỆP TRIỂN VỌNG

Hoạt động kinh doanh

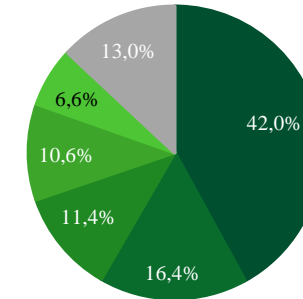
QTP đang sở hữu 04 tổ máy phát điện với tổng công suất 1.200 MW và là một trong những nhà máy điện than có công suất lớn nhất miền Bắc. Nhà máy nằm ở thành phố Hạ Long, tỉnh Quảng Ninh. Nhà máy Quảng Ninh 1 (2x300 MW) được vận hành từ năm 2012; Nhà máy Quảng Ninh 2 (2x300 MW) được vận hành từ năm 2013.

KQKD 9T.2022 tăng trưởng mạnh nhờ sản lượng tăng nhẹ và giá thị trường điện tăng cao.

DTT 9T.2022 đạt 8.155 tỷ đồng (+30,7% yoy, hoàn thành 81,5% KH năm) và LNST đạt 744 tỷ đồng (+88% yoy, hoàn thành 171% KH năm). LNG đạt 997 tỷ đồng (+78,3% yoy), BLNG cải thiện lên mức 12,2% so với mức 9,0% do giá bán điện trên thị trường cạnh tranh tăng mạnh so với cùng kỳ.

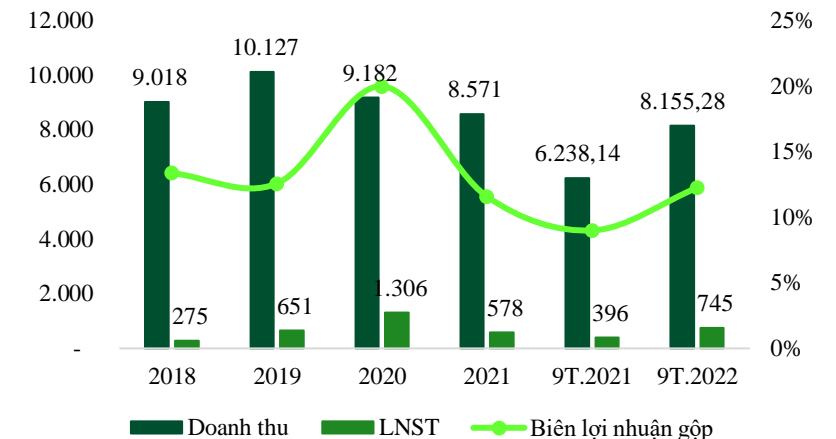
Ghi nhận lỗ tỷ giá. Đồng USD tăng giá mạnh khiến QTP ghi nhận khoản lỗ 60 tỷ đồng do đánh giá lại các khoản vay có gốc ngoại tệ. Chi phí tài chính ở mức 161 tỷ đồng (+6,6% yoy). Chi phí lãi vay giảm mạnh đáng kể trong những năm gần đây, ở mức 100 tỷ đồng (-33,8% yoy).

CƠ CẤU CỔ ĐÔNG



■ GENCO 1 ■ PPC ■ SCIC ■ Tổng công ty Điện lực - TKV ■ REE ■ Khác

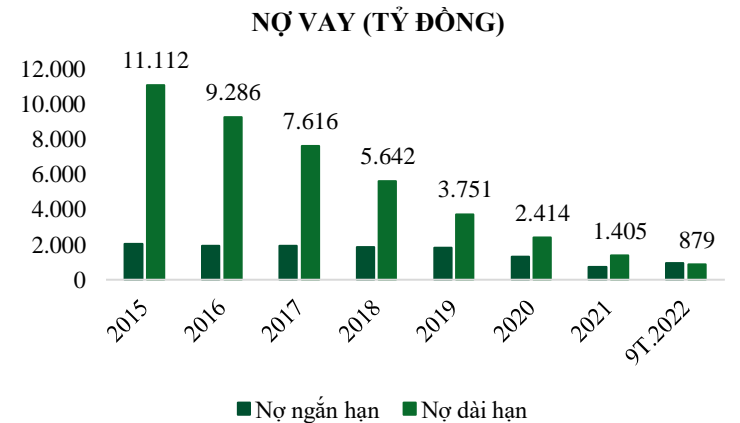
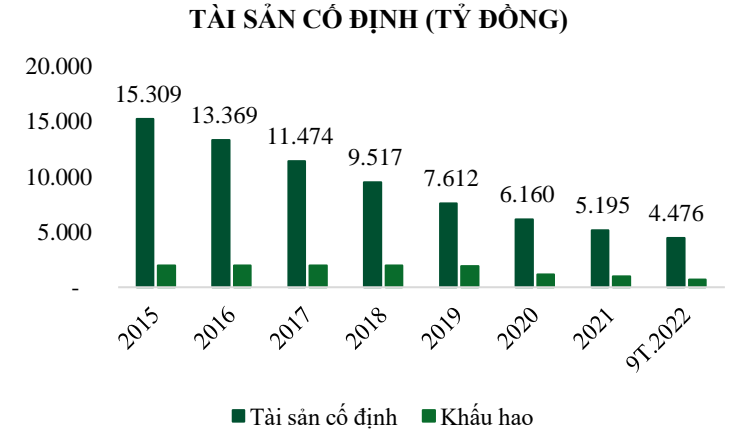
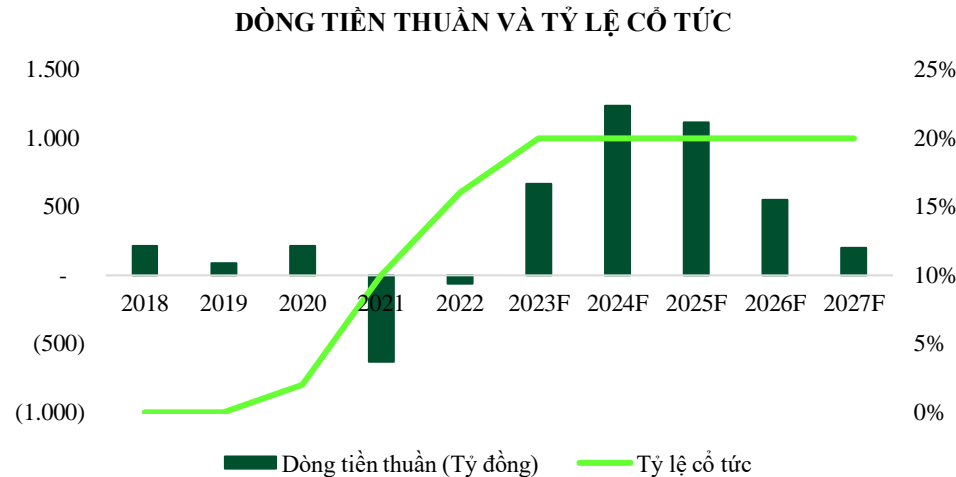
KẾT QUẢ KINH DOANH (TỶ ĐỒNG)



Nguồn: VCBS tổng hợp

Luận điểm đầu tư

- **Miền Bắc có nguy cơ thiếu điện từ năm 2023.** Miền Bắc có tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện cao nhất cả nước nhưng có rất ít các nguồn điện mới đi vào hoạt động.
- **ENSO chuyển sang trạng thái trung tính.** Sản lượng nhiệt điện kỳ vọng được EVN tăng cường huy động do La Niña nhiều khả năng sẽ suy yếu vào đầu năm 2023 và chuyển dần sang trạng thái trung tính.
- **Sắp trả hết nợ vay và hết khấu hao TSCĐ.** QTP sẽ thanh toán hết nợ vay vào năm 2024 và TSCĐ sẽ hết khấu hao vào năm 2026. KQKD được kỳ vọng sẽ cải thiện mạnh mẽ trong thời gian tới.
- **Tỷ suất cổ tức hấp dẫn.** Chúng tôi kỳ vọng QTP sẽ tăng tỷ lệ chi trả cổ tức lên mức 20% vào năm 2023 và duy trì ổn định trong tương lai với dòng tiền HĐKD ở mức cao và ổn định.



Nguồn: VCBS tổng hợp

GIÁ MỤC TIÊU

20.450 Đ/CP

MUA

+59,8%

ĐỊNH GIÁ

Phương pháp định giá FCFF 23.754 đ/CP

Phương pháp P/E 18.609 đ/CP

Phương pháp EV/EBITDA 15.689đ/CP

DỰ PHÓNG

Đơn vị: tỷ đồng	2021	2022F	2023F
Doanh thu thuần	8.571	10.249	9.784
+/- yoy (%)	-6,7%	19,6%	-4,5%
LNST	578	824	958
+/- %	-55,7%	42,5%	16,2%
EPS (nghìn đồng/cổ phiếu)	1.284	1.767	2.068

Một số giả định trong dự báo

- Giá CGM duy trì ở mức cao
- Sản lượng điện tăng trưởng nhẹ

Một số rủi ro

- Rủi ro nguyên vật liệu
- Rủi ro thời tiết
- Rủi ro biến động tỷ giá

Hoạt động kinh doanh

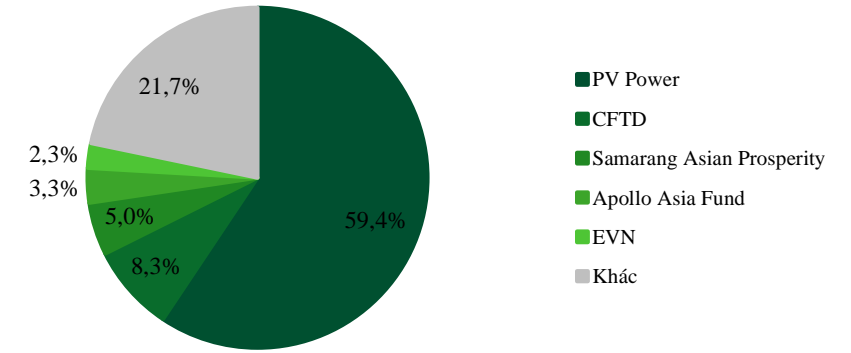
Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 2 xây dựng vào năm 2009 với tổng công suất 750 MW, sản lượng trung bình mỗi năm ở mức 5 tỷ kWh tương đương với khoảng 6.000 giờ vận hành/năm. NT2 sử dụng công nghệ tua-bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) thế hệ F có hiệu suất ở mức 58% và là một trong những nhà máy điện khí có hiệu suất hoạt động cao nhất cả nước.

KQKD 9T.2022 tăng trưởng mạnh nhờ sản lượng phục hồi và giá bán trên thị trường điện tăng cao.

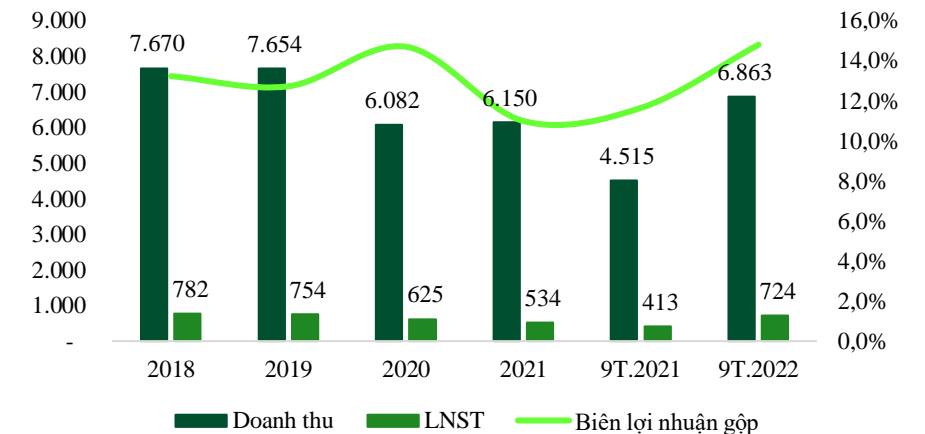
DTT 9T.2022 đạt 6.863 tỷ đồng (+52,0% yoy, hoàn thành 84,4% KH năm) và LNST đạt 724 tỷ đồng (+75% yoy, hoàn thành 155% KH năm). Trong Q3.2022, NT2 đã ghi nhận khoảng 310 tỷ đồng doanh thu đền bù khoản chênh lệch tỷ giá với EPTC. LNG đạt 1.017 tỷ đồng (+93,3% yoy), BLNG cải thiện lên mức 14,8% so với mức 11,6% cùng kỳ.

CP QLDN tăng mạnh gấp 3 lần cùng kỳ lên đến 247 tỷ đồng do trong Q3.2022, NT2 tiến hành trích lập khoảng 187 tỷ đồng khoản phải thu khó đòi do liên quan đến việc EVN chậm thanh toán phần chi phí vận chuyển nguyên liệu được kết chuyển vào giá bán điện trong hợp đồng PPA.

CƠ CẤU CỔ ĐÔNG



KẾT QUẢ KINH DOANH (TỶ ĐỒNG)

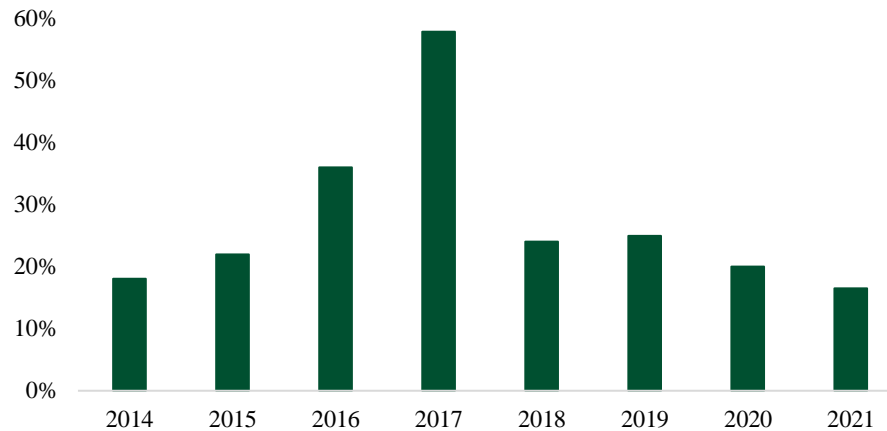


Nguồn: VCBS tổng hợp

LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ

- **KQKD và dòng tiền cải thiện mạnh mẽ.** KQKD và dòng tiền tự do của NT2 sẽ tăng mạnh từ năm 2023 khi doanh nghiệp thanh toán hết nợ vay và hết thời gian khấu hao TSCĐ.
- **ENSO chuyển sang trạng thái trung tính.** Lanila suy yếu sẽ giúp cho sản lượng của các nhà máy điện khí được duy động cao hơn vào mùa khô.
- **Nhu cầu phụ tải tăng cao trong khi các dự án năng lượng tái tạo mới chưa có chính sách giá và công suất hoạt động không ổn định.**
- **Tỷ suất cổ tức cao và ổn định.** Tỷ lệ chi trả cổ tức có thể tăng cao ở mức 25%-30% từ năm 2023 đến từ dòng tiền kinh doanh ổn định và NT2 không có nhu cầu đầu tư lớn trong suốt vòng đời dự án.

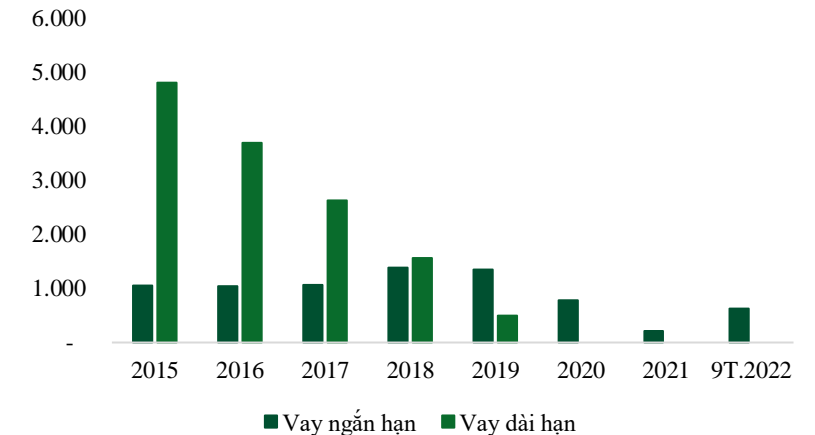
TỶ LỆ CỔ TỨC TIỀN MẶT



TÀI SẢN CÓ ĐỊNH (TỶ ĐỒNG)



NỢ VAY (TỶ ĐỒNG)



Nguồn: VCBS tổng hợp

GIÁ MỤC TIÊU

31.850 Đ/CP

MUA

+38,5%

ĐỊNH GIÁ

Phương pháp định giá FCFF 32.631 đ/CP

Phương pháp P/E 33.065 đ/CP

Phương pháp EV/EBITDA 29.058 đ/CP

DỰ PHÓNG

Đơn vị: tỷ đồng	2021	2022F	2023F
Doanh thu thuần	6.150	9.285	9.246
+/- yoy (%)	-1,1%	51,0%	-0,4%
LNST	534	921	1.137
+/- %	-14,6%	72,4%	23,6%
EPS (nghìn đồng/cổ phiếu)	1.778	3.148	3.890

Một số giả định trong dự báo

- Giá CGM duy trì ở mức cao
- Sản lượng điện tăng trưởng nhẹ
- Hoàn nhập dự phòng phải thu trong 2023

Một số rủi ro

- Rủi ro nguyên vật liệu
- Rủi ro thời tiết

Nguồn: VCBS tổng hợp

Điều khoản sử dụng

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

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

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

Thông tin liên hệ

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

Trần Minh Hoàng

Giám đốc Phân tích Nghiên cứu

tmhoang@vcbs.com.vn

Lý Hoàng Anh Thi

Phó Giám đốc Phân tích – Nghiên cứu

lhathi@vcbs.com.vn

Bùi Võ Thế Vinh

Chuyên viên Phân tích

bvtvinh@vcbs.com.vn