

# DẦU KHÍ

**Bình thường mới, Chu kỳ mới**

[hoang.pm@kisvn.vn](mailto:hoang.pm@kisvn.vn)

# Dầu Khí

## Bình thường mới, chu kỳ mới

### Giá dầu kỳ vọng đi ngang trong 2023F

Sản lượng dầu của Nga phục hồi và nhu cầu tăng trưởng yếu hơn kỳ vọng có nghĩa là thị trường dầu thô có thể sẽ tiếp tục thừa cung trong thời gian còn lại của năm nay và sang đầu năm sau, điều này có thể làm giảm giá dầu. Bên cạnh đó, tồn kho đang ở mức thấp lịch sử nên chúng tôi cho rằng giá dầu sẽ không giảm mạnh, trong khi công suất dự phòng hạn chế của OPEC và sự bất định nguồn cung của Nga khi mà lệnh cấm của EU bắt đầu có hiệu lực.

### Nhu cầu khí tự nhiên dự báo sẽ tăng mạnh

Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam (GMP) dự báo nhu cầu khí đốt sẽ tăng gấp đôi từ năm 2020 đến năm 2025, đạt khoảng 20 bcm mỗi năm và đã tăng sẽ chậm lại sau đó. Sự gia tăng nhu cầu này sẽ được thúc đẩy bởi quy hoạch điện nhằm tăng công suất phát điện chạy bằng khí đốt từ khoảng 9 GW năm 2017 lên 38 GW vào năm 2030. Phần lớn nhu cầu này sẽ được đáp ứng bởi các mỏ khí mới với chi phí khai thác cao hơn do ở khu vực nước sâu hơn và địa chất phức tạp hơn. Do đó, việc bắt đầu nhập khẩu LNG từ năm 2023 cũng sẽ cấp thiết để bổ sung cho sản xuất khí tự nhiên trong nước đang suy giảm.

### Dự án Lô B – Ô Môn đầy tiềm năng

Lô B-Ô Môn: Dự án phát triển khí tự nhiên quan trọng thứ hai là dự án do PVN sở hữu. Dự án này dự kiến sẽ cung cấp 5 bcm/năm để tiêu thụ tại trung tâm điện lực Ô Môn và cụm khí-điện-đạm Cà Mau. Trữ lượng khí đốt trong Lô B được chứa trong nhiều hồ nhỏ và ngăn cách, khiến việc khai thác trở nên phức tạp và tốn kém. Vào tháng 7/2017, PVN đã đệ trình kế hoạch phát triển mỏ khí lên Bộ Công Thương với quy mô lên tới 1,000 giếng và tổng chi phí đầu tư yêu cầu lên tới 10 tỷ USD. Chi phí phát triển mỏ cao như vậy là một rào cản đối với sự phát triển thương mại của Lô B và thời gian phát triển trong tương lai vẫn chưa chắc chắn.

### Khuyến nghị ngành: Tăng tỉ trọng trong 12 tháng

Chúng tôi khuyến nghị TĂNG TỈ TRỌNG đối với ngành Dầu khí do nhận thấy nhiều yếu tố thuận lợi trong triển vọng trung và dài hạn nhờ kỳ vọng về việc thực hiện các dự án thượng và trung nguồn. Chúng tôi cũng đưa ra khuyến nghị MUA đối với PV Drilling (PVD VN) và PV GAS (GAS VN). PVD được kỳ vọng sẽ hồi phục và có thể đạt mức tăng trưởng lợi nhuận cao trong 3 năm tới nhờ giá cho thuê giàn tăng cao, trong khi đó, GAS là công ty niêm yết lớn nhất của ngành với hệ số tài chính tốt và đang có kế hoạch thực nhiều dự án trung nguồn để cung cấp khí thiên nhiên qua đường ống và nhập khẩu LNG để đáp ứng nhu cầu điện khí tăng cao của nền kinh tế Việt Nam.

## Tăng tỉ trọng

**Hoàng Phùng**

hoang.pm@kisvn.vn

# Nội dung

<b>I. Danh mục phân tích và định giá</b>	<b>3</b>
<b>II. Giá dầu dần ổn định trong 2023F</b>	<b>5</b>
1. Giá dầu đi ngang trong năm 2023F	
2. Giá khí đốt giảm mạnh từ đỉnh	
<b>III. Nhu cầu dầu thô, khí đốt của Việt Nam vượt cung</b>	<b>12</b>
1. Sản lượng khí của Việt Nam sẽ phục hồi	
2. Nhu cầu khí tự nhiên kỳ vọng tăng trưởng mạnh mẽ	
3. QHĐ8 sẽ đẩy mạnh tiêu thụ điện khí	
<b>IV. Nhập khẩu LNG để bù đắp thiếu hụt nguồn cung</b>	<b>15</b>
1. Nhập khẩu LNG để bù đắp thiếu hụt nguồn cung	
2. Giá LNG nhập khẩu hiện tại vẫn ở mức cao	
3. Cơ chế định giá LNG theo hợp đồng dài hạn đang giảm bớt	
<b>V. Dự án Block B – Ô Môn có thể khởi công vào 2023F</b>	<b>20</b>
1. Dự án đầy tiềm năng đang dần được khởi động	
2. Luật Dầu khí sửa đổi sẽ đẩy nhanh tiến độ dự án thượng nguồn	
<b>VI. Biên lọc dầu tăng mạnh do nguồn cung thắt chặt</b>	<b>22</b>
1. Biên lọc dầu tăng theo xu hướng giá dầu thô	
2. Hạn chế về công suất và bảo trì nhà máy lọc dầu trên toàn cầu làm trầm trọng thêm tình hình	
<b>VI. Đánh giá và khuyến nghị</b>	<b>24</b>
1. Thượng nguồn: PVD	
2. Trung nguồn: GAS	

## Nội dung bài báo cáo

- Những chìa khóa thúc đẩy tăng trưởng ngành Dầu khí trong 2023F-25F
- Ngành dầu khí Việt Nam có mối quan hệ mật thiết với ngành giá dầu thế giới
- Khởi động các dự án lớn tạo đà tăng trưởng cho công ty thượng và trung nguồn

## I. Danh mục phân tích và định giá

### **Khuyến nghị tăng tỉ trọng**

Giá cổ phiếu ngành Dầu khí đã thể hiện tích cực hơn so với thị trường chung trong suốt năm 2022 nhờ giá dầu tăng mạnh do những lo ngại về nguồn cung. Hiện tại, chúng tôi nhận thấy giá cổ phiếu Dầu khí đã được phản ánh việc giá dầu giảm vào cuối năm 2022. Chúng tôi khuyến nghị Tăng tỉ trọng do 1) Ít bị ảnh hưởng bởi suy thoái hơn so với các ngành khác, 2) Tăng trưởng lợi nhuận trong giai đoạn 2023-25F của các công ty thượng nguồn, và 3) Triển vọng dài hạn vững chắc nhờ các dự án tiềm năng. Chúng tôi chọn PVD với tăng trưởng lợi nhuận cao trong 3 năm tới và GAS đứng đầu ngành với bảng cân đối kế toán lành mạnh & ROE cao.

### **Các công ty thượng nguồn sẽ tỏa sáng trong 2023F-2024F**

Đầu tiên, chúng tôi nhận thấy giá dầu sẽ hạ nhiệt trong 2023F sau khi đã tăng rất mạnh trong 2021 và 2022 nhưng chúng tôi tin rằng giá dầu sẽ duy trì trên 70 USD/thùng ở mức mà sẽ thúc đẩy các dự án thượng nguồn trên toàn cầu. Vì vậy, chúng tôi cho rằng các công ty thượng nguồn của Việt Nam như PVD sẽ được hưởng lợi từ xu hướng này. Nhìn chung, chúng tôi nhận thấy tỷ lệ Jack-up (giá thuê giàn khoan jack-up) đã tăng mạnh vào năm 2022 và có thể duy trì ở mức cao trong giai đoạn 2023F-24F. Bên cạnh đó, việc sửa đổi Luật Dầu khí là chất xúc tác hỗ trợ các dự án thượng nguồn tại Việt Nam trong những năm tới.

### **Triển vọng dài hạn tích cực nhờ vào các dự án tiềm năng**

Giá LNG giảm hơn 80% so với mức đỉnh năm 2022 và chúng tôi kỳ vọng giá LNG sẽ tiếp tục giảm trong các năm tới và có thể cạnh tranh với giá khí tự nhiên của các bể mới trong nước. Chúng tôi kỳ vọng GAS sẽ bắt đầu nhập khẩu LNG từ năm 2024F với giá LNG tốt hơn cho kho cảng LNG Thị Vải - Giai đoạn 1. Bên cạnh đó, dự án Lô B – Ô Môn, là dự án phát triển khí thượng nguồn quan trọng thứ hai, do PVN sở hữu và GAS có 51% cổ phần trong dự án đường ống dẫn khí với tổng mức đầu tư 1.1 tỷ USD, kỳ vọng sẽ nhận dòng khí đầu tiên từ năm 2026F sau khi chính phủ xử lý thông suốt các vấn đề pháp lý.

Cổ phiếu	Khuyến nghị/Giá mục tiêu	Điểm nhấn đầu tư	Các giả định định giá
PVD	MUA, 28,800 đồng/CP	- Giá thuê giàn khoan 2023F-24F	PE Mục tiêu 2023F là 40x
GAS	MUA, 117,700 đồng/CP	- Triển vọng trong dài hạn nhờ các dự án tiềm năng	PE Mục tiêu 2023F là 18x

**Bảng 1. Danh mục cổ phiếu**

Khuyến nghị & Giá mục tiêu				Lợi nhuận & Định giá										
Công ty			Sales (VND bn)	OP (VND bn)	NP (VND bn)	EPS (VND)	BPS (VND)	PE (x)	PB (x)	ROE (%)	ROA (%)	DY (%)	EV/EBITDA (x)	
Petrovietnam Gas (GAS)	Khuyến nghị	MUA	2018A	75,612	13,725	11,454	5,877	23,550	12.70	3.17	26.46	18.4	5.36	8.71
	Giá mục tiêu (VND)	115,200	2019A	75,005	13,649	11,902	6,092	25,344	13.84	3.33	25.44	19.1	5.10	9.42
	Thị giá (14/4, VND)	99,300	2020A	64,135	8,694	7,855	4,102	25,307	19.92	3.23	16.21	12.5	4.28	12.71
	Vốn hóa (tỷ VND)	190,055	2021A	78,992	10,374	8,673	4,381	26,696	21.38	3.51	17.43	12.2	3.20	12.13
			2022A	100,724	17,799	14,798	7,669	31,274	13.23	3.25	26.68	18.3	2.96	8.04
PV Drillings (PVD)	Khuyến nghị	MUA	2018A	5,507	100	198	304	24,479	32.82	0.41	1.47	0.9	-	13.49
	Giá mục tiêu (VND)	27,200	2019A	4,377	37	185	334	24,699	34.24	0.46	1.35	0.9	-	11.86
	Thị giá (14/4, VND)	20,750	2020A	5,248	1	187	311	24,842	39.69	0.49	1.35	0.9	-	18.11
	Vốn hóa (tỷ VND)	11,535	2021A	4,013	(27)	20	49	24,619	461.28	0.91	0.14	0.1	-	27.69
			2022A	5,467	67	(104)	(197)	25,102	-	0.71	(0.74)	(0.5)	-	13.36
PTSC (PVS)	Khuyến nghị	Không	2018A	14,638	373	1,047	2,191	24,839	6.77	0.60	8.87	4.4	6.30	2.27
	Giá mục tiêu (VND)	N/A	2019A	16,941	329	1,011	2,115	25,635	7.23	0.60	8.38	4.1	4.58	0.82
	Thị giá (14/4, VND)	26,000	2020A	20,180	(138)	624	1,306	25,411	12.71	0.65	5.12	2.4	6.02	4.88
	Vốn hóa (tỷ VND)	12,427	2021A	14,260	66	675	1,411	24,855	18.72	1.06	5.62	2.6	3.79	11.85
			2022A	16,373	7	884	1,849	25,564	11.58	0.84	7.33	3.5	3.74	4.76
Petrolimex (PLX)	Khuyến nghị	Không	2018A	191,932	4,789	3,748	3,236	17,556	13.78	2.54	18.34	6.3	6.73	9.32
	Giá mục tiêu (VND)	N/A	2019A	189,604	4,827	4,158	3,544	19,345	13.83	2.53	19.17	7.0	5.31	9.97
	Thị giá (14/4, VND)	36,950	2020A	123,919	629	988	723	17,364	70.97	2.95	4.47	1.6	1.95	24.00
	Vốn hóa (tỷ VND)	46,948	2021A	169,009	2,784	2,839	2,344	19,773	22.06	2.61	12.27	4.5	2.32	13.73
			2022A	304,080	985	1,480	1,156	19,333	27.41	1.64	5.96	2.1	3.79	12.80
PV Oil (OIL)	Khuyến nghị	Không	2018A	61,171	430	381	369	9,189	39.8	1.60	3.99	1.5	-	15.20
	Giá mục tiêu (VND)	N/A	2019A	79,862	275	215	184	9,308	43.9	0.87	1.99	0.8	-	9.70
	Thị giá (14/4, VND)	9,400	2020A	50,028	(371)	(112)	(108)	9,174	61.8	1.27	(1.17)	(0.5)	-	1,095.75
	Vốn hóa (tỷ VND)	9,722	2021A	57,836	616	605	507	9,680	32.8	1.72	5.38	2.5	-	13.17
			2022A	104,214	655	651	493	9,872	16.0	0.80	5.04	2.3	4.4	0.31
Lọc hóa dầu Bình Sơn (BSR: UpCoM)	Khuyến nghị	Không	2018A	111,952	3,950	3,606	1,163	10,083	11.55	1.33	11.00	6.2	-	7.07
	Giá mục tiêu (VND)	N/A	2019A	102,824	2,869	2,914	898	10,960	9.02	0.74	8.54	5.5	-	4.23
	Thị giá (14/4, VND)	16,800	2020A	57,959	(3,046)	(2,819)	(909)	10,010	11.11	0.98	(8.67)	(5.1)	-	4.23
	Vốn hóa (tỷ VND)	52,088	2021A	101,080	6,511	6,716	2,108	12,117	10.82	1.88	19.06	10.9	-	7.01
			2022A	167,124	14,673	14,726	4,750	16,531	2.80	0.80	33.16	20.3	2.26	1.49

Nguồn: Respective company data, Bloomberg, KISVN

**Bảng 2. Định giá các công ty cùng ngành trong khu vực**

Công ty	Mã	Vốn hóa (USD mn)	Tăng trưởng LN trong 2022(%)	PE (x)		PB (x)		ROE (x)		DY (%)	
				2022F	2023F	2022F	2023F	2022F	2023F	2022F	2023F
China Oilfield-H	2883 HK Equity	8,942	-53.8	12.1	9.5	0.8	0.8	6.9	8.4	2.4	3.4
Velesto Energy B	VEB MK Equity	360	-10.5	14.6	11.4	0.7	0.7	5.1	6.2	-	-
Petronas Gas Bhd	PTG MK Equity	7,348	-17.3	17.4	17.1	2.4	2.4	13.9	13.8	5.0	4.9
Gas Malaysia Bhd	GMB MK Equity	963	56.1	10.7	11.2	3.0	2.9	24.0	22.3	7.8	7.4
Gail India Ltd	GAIL IN Equity	8,253	99.7	9.6	8.6	1.1	1.0	10.4	11.3	3.7	4.2

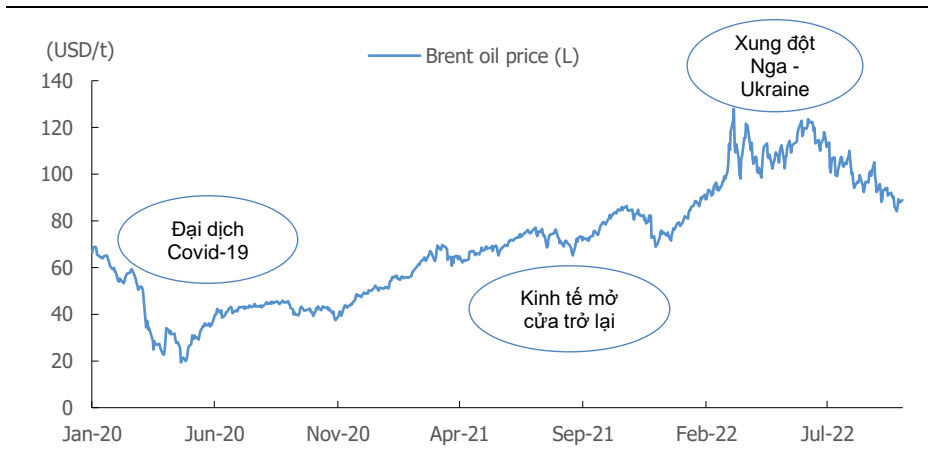
Nguồn: Bloomberg, KISVN

## II. Giá dầu ổn định hơn trong 2023F

### 1. Giá dầu đi ngang trong 2023F

Năm 2022, giá dầu Brent biến động rất mạnh, đạt đỉnh gần 130 USD/thùng và trung bình ở mức 101 USD/thùng, cao hơn nhiều so với 71 USD/thùng trong năm 2021 do lo ngại về nguồn cung có thể bị hạn chế do xung đột Nga - Ukraine. Tuy nhiên, sản lượng sản xuất và xuất khẩu dầu của Nga đã được duy trì, bên cạnh đó, các nước thành viên IEA đã giải phóng gần 230 mb (triệu thùng) từ kho dự trữ của chính phủ trong tháng 3 đến tháng 10/2022. Hơn nữa, nguồn cung dầu thế giới tăng 5 mb/ngày (triệu thùng/ngày) n/n lên 101.3 mb/ngày, dẫn đến lượng dầu dư thừa lớn trong nửa sau 2022. Do đó, giá dầu thô Brent tương lai đã giảm xuống dưới 80 USD/thùng trong tháng 12/2022, mức thấp nhất trong năm nay và thấp hơn 50 USD/thùng so với mức đỉnh của tháng 6.

**Biểu đồ 1. Giá dầu tăng mạnh trong đầu năm và giảm dần trong cuối 2022**



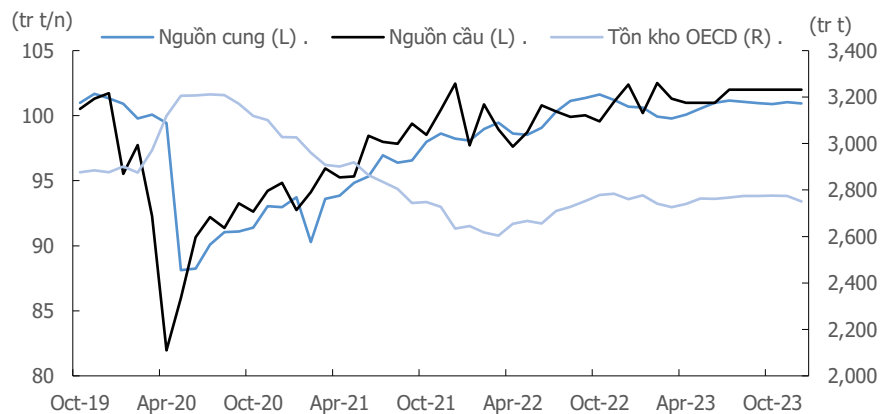
Nguồn: Bloomberg, KISVN

Trong năm 2023F, việc nền kinh tế đang xấu đi và mở cửa trở lại ở Trung Quốc tiếp tục tác động lên tâm lý của thị trường dầu mỏ. Và chúng tôi kỳ vọng giá dầu Brent sẽ đi ngang trong năm 2023F vì chúng tôi nhận thấy sự cân bằng giữa cung và cầu, cùng với việc áp giá trần để kiểm chế giá dầu. (1) IEA dự báo tăng trưởng nhu cầu dầu thô trong năm 2023F là 1.6 triệu thùng/ngày lên gần 102 triệu thùng/ngày, kỳ vọng Trung Quốc mở cửa trở lại bù đắp cho nền kinh tế toàn cầu âm ảm, (2) EIA dự báo tăng trưởng nguồn cung thế giới sẽ tăng 1.6 triệu thùng/ngày lên 101.5 triệu thùng/ngày trong 2023F được hỗ trợ bởi tăng trưởng nguồn cung ngoài OPEC ở mức 1.5 triệu thùng/ngày để bù đắp cho khả năng sụt giảm của OPEC+, và (3) G7 và EU đã thông qua mức giá trần 60 USD/thùng cho dầu thô của Nga và có thể điều chỉnh được. Áp trần giá đã được thiết lập để hạ nhiệt giá dầu toàn cầu trong khi vẫn giữ cho thị trường nguồn cung toàn cầu ổn định. Do đó, chúng tôi dự báo giá dầu Brent sẽ lần lượt giảm xuống còn 83 USD/thùng và 76 USD/thùng trong năm 2023F và 2024F, đồng thời sẽ ổn định ở mức 73 USD/thùng trong năm 2025-28F.

## 1.1 Cung và cầu cân bằng trong 2023F

Theo IEA, mức tiêu thụ dầu thô toàn cầu trung bình gần 99.9 triệu thùng/ngày vào năm 2022, cao hơn lần lượt là 8.2% và 2.5% so với năm 2020 và 2021 nhưng thấp hơn 0.6% so với năm 2019. Mức tiêu thụ đã bị ảnh hưởng đáng kể bởi đại dịch COVID-19, với phong tỏa và hạn chế di chuyển ảnh hưởng đến hoạt động công nghiệp toàn cầu, đi lại và du lịch. Khi các chương trình tiêm chủng được triển khai vào năm 2021 và tăng trưởng kinh tế toàn cầu phục hồi, mức tiêu thụ dầu mỏ đã phục hồi vào năm 2021 và 2022. Tuy nhiên, giá dầu tăng cao và tình hình kinh tế vĩ mô yếu kém đã ảnh hưởng đến nhu cầu dầu thô, nhưng việc sản xuất điện tăng mạnh và sự phục hồi của các quốc gia OECD bù lại một phần. IEA dự báo mức tiêu thụ toàn cầu sẽ tăng 1.6 triệu thùng/ngày n/n đạt 102 triệu thùng/ngày vào năm 2023F, dẫn đầu là sự phục hồi của Trung Quốc và quỹ đạo tăng trưởng mạnh mẽ ở các quốc gia châu Á khác không thuộc OECD.

**Biểu đồ 2. Cân bằng cung và cầu thị trường dầu thô thế giới trong 2023F**



Nguồn: Bloomberg, KISVN

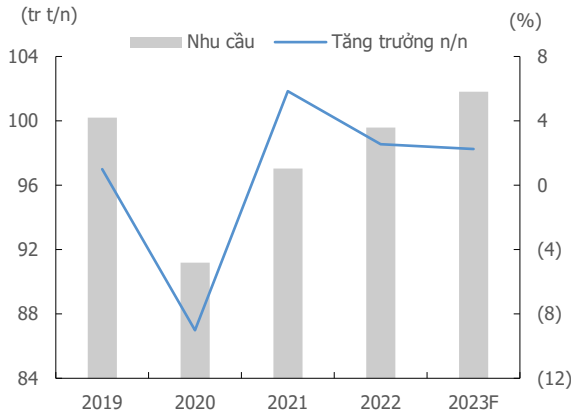
## 1.2 Nhu cầu của Trung Quốc phục hồi trong 2023F

Trong khi hầu hết các quốc gia đều đã dỡ bỏ các hạn chế dịch Covid-19, thì chính sách zero - Covid của Trung Quốc cho thấy nước này tiếp tục áp đặt các biện pháp phong tỏa nghiêm ngặt để đối phó các ca nhiễm mới, làm suy yếu tăng trưởng kinh tế và nhu cầu dầu thô. Nước tiêu dùng lớn thứ hai thế giới phải đối mặt với sự sụt giảm nhu cầu dầu trong năm 2022 lớn nhất trong hơn ba thập kỷ khi các biện pháp phong tỏa do đại dịch Covid-19 và cuộc khủng hoảng bất động sản đè nặng lên tăng trưởng ở quốc gia này. Nhu cầu dầu thô của Trung Quốc sẽ giảm 420,000 thùng/ngày, tương đương 2.7% trong 2022, mức giảm hàng năm đầu tiên kể từ khi giảm 1% vào năm 1990.

Tuy nhiên, dữ liệu tháng 9/22 cho thấy nhu cầu dầu của Trung Quốc dường như sẽ duy trì tốt trong suốt 4Q22. Với mức tăng trưởng GDP dự kiến là 3.1%, nhu cầu dự kiến sẽ tăng lên khi các hạn chế về COVID-19 được nới lỏng hơn nữa. Du lịch hàng không cũng đã dần phục hồi, dự kiến nhu cầu từ ngành hóa dầu cũng tăng trong 4Q22. Sau khi sụt giảm trong 3 quý liên tiếp, nhu cầu dầu được dự đoán sẽ phục hồi từ 4Q22. Trong năm 2023, nền kinh tế Trung Quốc được dự đoán sẽ tăng trưởng 4.8% khi tình hình COVID-19 được cải thiện. Việc nới lỏng dần dần các biện pháp phong tỏa sẽ thúc đẩy đáng kể hoạt động

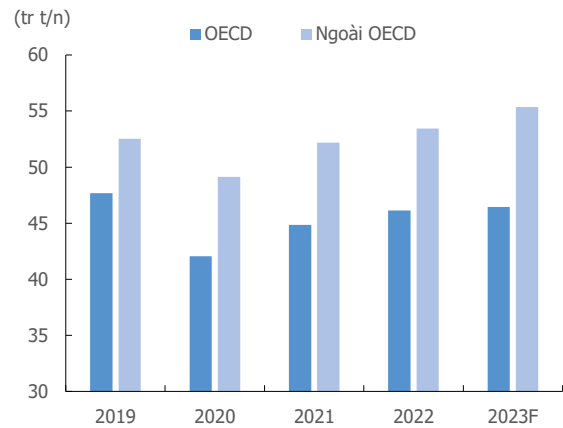
sản xuất và di chuyển. Theo OPEC, nhu cầu dầu ở Trung Quốc dự kiến sẽ tăng 0.5 triệu thùng/ngày/n lên 15.4 triệu thùng/ngày vào năm 2023F.

**Biểu đồ 3. Tăng trưởng nhu cầu dầu thế giới**



Nguồn: EIA, KISVN

**Biểu đồ 4. Nhu cầu của OECD và ngoài OECD**

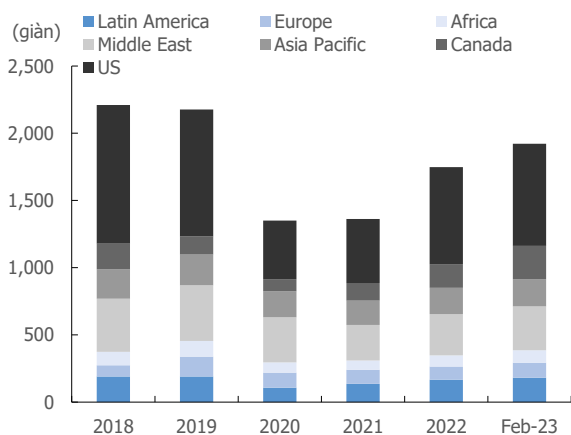


Nguồn: EIA, KISVN

### 1.3 Sản lượng dầu Hoa Kỳ và OPEC+ phục hồi trở lại

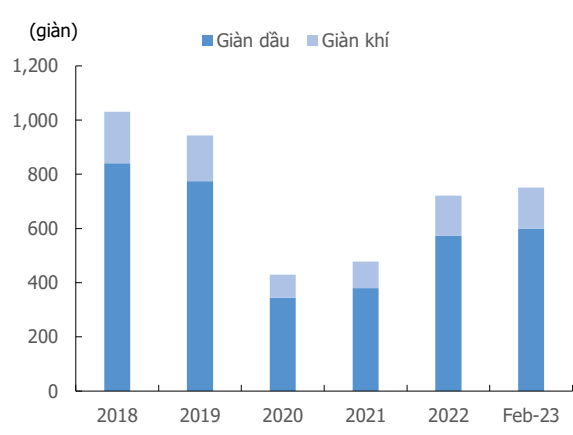
Theo IEA, Nga đã giảm gần 1 triệu thùng/ngày vào từ tháng 4/2022, khiến nguồn cung dầu thế giới giảm 710 ngàn thùng/ngày xuống còn 98.1 triệu thùng/ngày. Theo thời gian, khối lượng tăng đều đặn từ nhóm OPEC+ Trung Đông và Hoa Kỳ cùng với sự tăng trưởng nhu cầu dự kiến chậm lại sẽ giảm bớt tình trạng thâm hụt nguồn cung nghiêm trọng do gián đoạn nguồn cung từ Nga. Ngoại trừ Nga, sản lượng từ phần còn lại của thế giới sẽ tăng 3.1 triệu thùng/ngày từ tháng 5 đến tháng 12/2022. Nguồn cung từ các nước ngoài OPEC được ước tính tăng trưởng trong năm 2022 là Brazil, Canada và Na Uy. Năm 2022, sản lượng của các nước ngoài OPEC+ dự kiến sẽ vượt qua mức trước COVID-19, đạt trung bình 48 triệu thùng/ngày.

**Biểu đồ 5. Mỹ dẫn dắt tăng trưởng số giàn khoan 2022**



Nguồn: EIA, KISVN

**Biểu đồ 6. Cơ cấu giàn khoan hoạt động tại Mỹ**



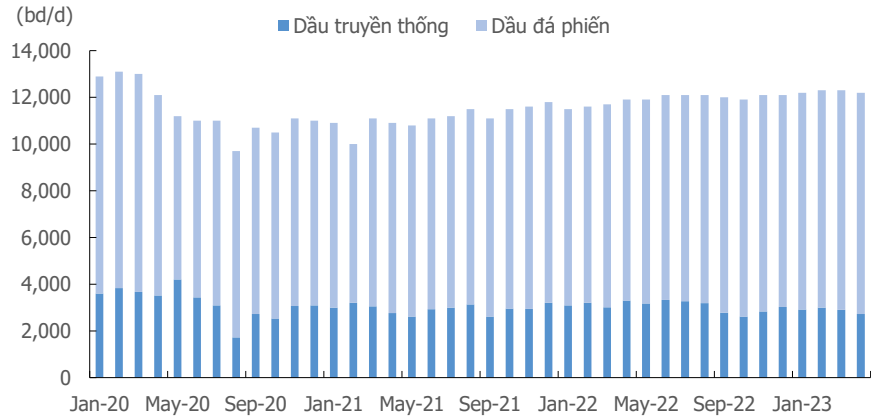
Nguồn: EIA, KISVN

Chúng tôi nhận thấy sự gia tăng liên tục số lượng các giàn khoan trên đất liền ở Hoa Kỳ cho thấy hoạt động thăm dò đang tiếp tục được đẩy mạnh. Số lượng giàn khoan ở Mỹ đã phục hồi mạnh mẽ từ 2Q22, nhưng vẫn chưa đạt đến mức trước dịch COVID. Với mức giá dầu cao và các lệnh trừng phạt đang áp dụng đối với việc nhập khẩu dầu thô của Nga vào Mỹ, điều này đã thúc đẩy các nhà sản xuất Mỹ tăng sản lượng. EIA ước tính sản lượng dầu thô của Mỹ đạt 12



triệu thùng/ngày vào năm 2022 và 13 triệu thùng/ngày vào năm 2023F, sẽ vượt qua kỷ lục trước đó về sản lượng trung bình hàng năm là 12.3 triệu thùng/ngày được thiết lập vào năm 2019.

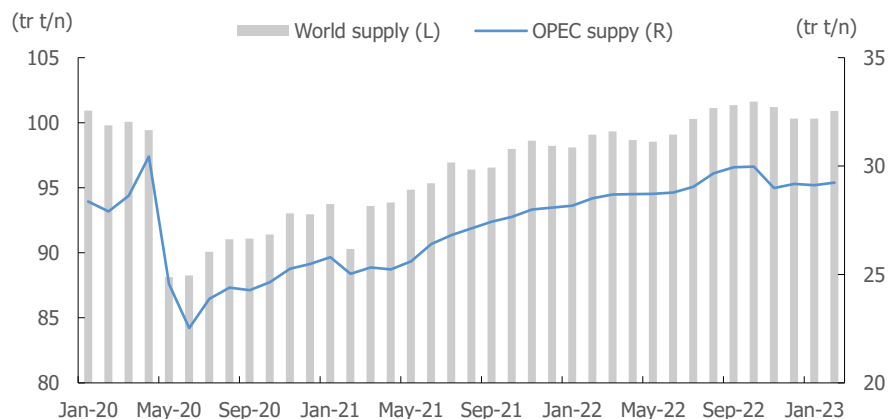
**Biểu đồ 7. Sản lượng sản xuất dầu thô của Mỹ đang phục hồi**



Nguồn: Bloomberg, KISVN

OPEC+ là tổ chức cung cấp dầu lớn nhất thế giới, chiếm gần 40% sản lượng dầu toàn cầu. OPEC+ bao gồm OPEC (~30% nguồn cung dầu toàn cầu), Nga và một số quốc gia. OPEC+ đã nói lỏng dần việc cắt giảm sau đợt cắt giảm sản lượng lịch sử gần 10 triệu thùng/ngày vào năm 2020, tương đương 10% nhu cầu dầu toàn cầu. OPEC+ đã phục hồi hoàn toàn công suất về mức trước đại dịch thông qua việc tăng sản lượng trong suốt năm 2021 và 2022. Tuy nhiên, vào ngày tháng 10/2022, một nhóm các nhà sản xuất dầu do Ả Rập Xê Út dẫn đầu đã quyết định cắt giảm hạn ngạch sản xuất 2 triệu thùng/ngày bắt đầu từ ngày tháng 11/2022 do quan điểm tiêu cực của họ về triển vọng kinh tế toàn cầu.

**Biểu đồ 8. OPEC dẫn dắt thế giới về nguồn cung trong 2021-2022**

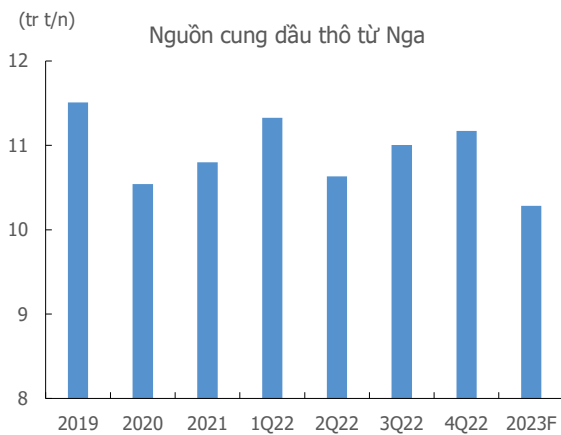


Nguồn: IEA

## 1.4 Tâm điểm là diễn biến nguồn cung của Nga

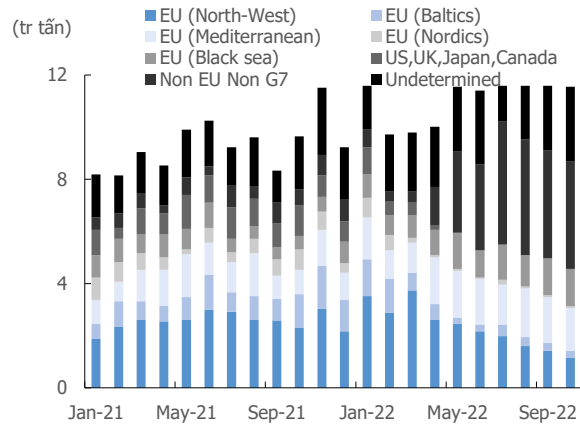
Từ đầu năm 2022, xung đột Nga - Ukraine gây lo ngại về thiếu hụt nguồn cung dầu thô, đẩy giá dầu lên mức cao nhất trong thập kỷ qua. Nga là nhà cung cấp dầu thô lớn thứ ba thế giới (sau Hoa Kỳ và Ả Rập Saudi). Sản lượng khai thác của Nga đạt trung bình 10 triệu thùng/ngày dầu thô và xuất khẩu gần 7.8 triệu thùng/ngày vào năm 2021. Cuộc chiến Nga và Ukraine đã tạo ra rủi ro đáng kể đối với dầu thô và các sản phẩm của Nga trên thị trường toàn cầu. Mặc dù khối lượng sản xuất và xuất khẩu của Nga có thể sẽ vẫn duy trì, nhưng lo ngại rằng liệu sẽ có bao nhiêu quốc gia sẽ tiếp tục nhập khẩu dầu của Nga. Do đó, lo ngại tác động của cuộc chiến đối với thị trường dầu thô toàn cầu đã đẩy giá dầu lên mức cao nhất trong thập kỷ vào năm 2022.

**Biểu đồ 9. Ước tính sản lượng dầu của Nga theo quý**



Nguồn: OPEC, KISVN

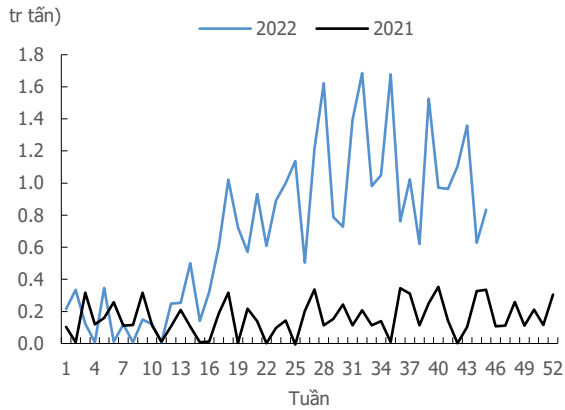
**Biểu đồ 10. Xuất khẩu dầu của Nga sang châu Á tăng mạnh**



Nguồn: CREA - Bruegel, KISVN

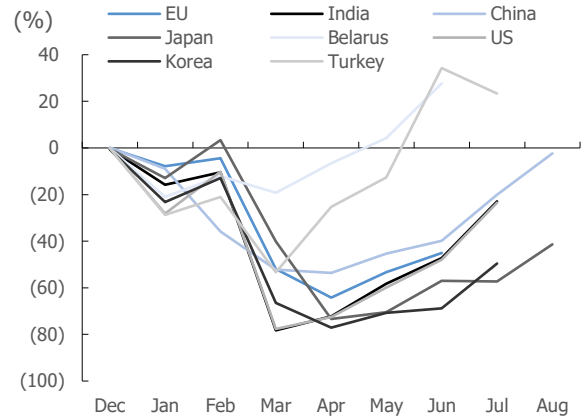
Theo OPEC, sản lượng dầu của Nga được ước tính tăng 133 ngàn thùng/ngày n/n lên mức trung bình 10.9 triệu thùng/ngày trong năm 2022 bất chấp những lo ngại về nguồn cung trước đó. Trong năm 2023F, sản lượng dầu của Nga được dự đoán sẽ giảm 0.85 triệu thùng/ngày xuống mức trung bình 10.1 triệu thùng/ngày. Tuy nhiên, OPEC lưu ý rằng việc ước tính sản lượng dầu mỏ của Nga là không chắc chắn. Ngoài ra, theo dữ liệu từ CREA, một tổ chức nghiên cứu độc lập mới, số liệu sản lượng dầu thô xuất thông qua 4 cảng lớn nhất của Nga, cho thấy xuất khẩu dầu của Nga sang EU giảm nhẹ, ngược lại, Ấn Độ và Trung Quốc tăng mạnh mua dầu của Nga, thậm chí còn lớn hơn sản lượng bị mất từ thị trường EU. Tuy nhiên, khi nhu cầu nhập khẩu của châu Âu biến mất, các nước thứ ba sẽ dễ dàng đàm phán giảm giá hơn, và các nước này hiện đang mua dầu của Nga với giá chiết khấu đáng kể so với giá thị trường. Dữ liệu này cho thấy sản lượng dầu xuất khẩu của Nga tăng đáng kể n/n, qua đó xoa dịu lo ngại về nguồn cung của Nga khi mới bắt đầu chiến tranh, làm giá dầu đã giảm mạnh trong nửa sau 2022.

**Biểu đồ 11. Dầu thô Nga đến cảng theo tuần**



Nguồn: Bruegel based on national authorities, KISVN

**Biểu đồ 12. Dầu của Nga dịch chuyển vào châu Á 2022**



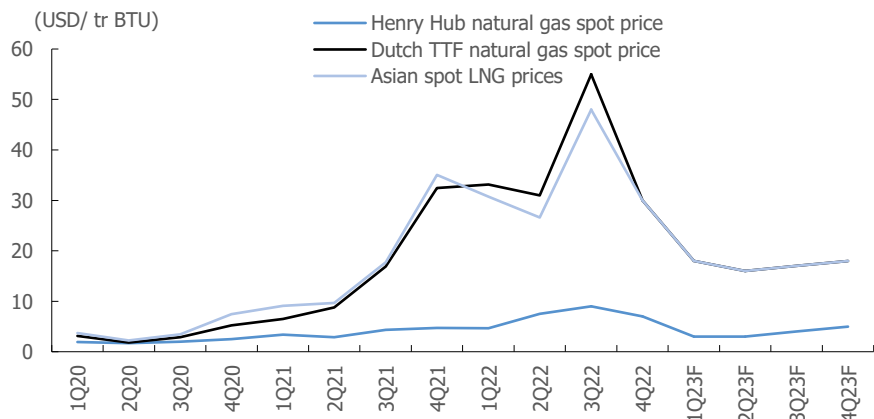
Nguồn: Bruegel based on national authorities., KISVN

**Giá LNG tăng mạnh chưa từng có trong 2022**

**2. Giá khí đốt giảm mạnh sau khi đạt đỉnh**

Việc Nga cắt giảm mạnh nguồn cung cho EU trong bối cảnh nhu cầu khí đốt tăng cao để sản xuất điện đã đẩy giá khí LNG châu Âu (TTF Hà Lan) và giá LNG giao ngay Châu Á lên mức cao nhất trong lịch sử trong 2022. Giá Henry Hub (khí tự nhiên tại Mỹ), giá LNG giao ngay châu Âu và châu Á đã tăng lên mức cao nhất mọi thời đại và đạt trung bình ở mức 6 USD, 38 USD và 34 USD/mm BTU vào năm 2022. Giá TTF và giá LNG giao ngay châu Á cao hơn 8 và 5 lần so với mức trung bình 5 năm trong giai đoạn 2016-2020. Giá TTF Hà Lan thường đã được giao dịch ở mức cao hơn USD3-5/mmBTU so với LNG giao ngay châu Á, cho phép các nhà cung cấp LNG đến châu Âu nhiều hơn trong năm 2022. Tuy nhiên, sự nở rộ cung cầu của thị trường đã gây áp lực giảm giá giao ngay từ 4Q22, giá LNG giảm mạnh gần 70-80% so với mức đỉnh trong 3Q22, mặc dù vẫn cao hơn nhiều so với mức trung bình lịch sử ở Châu Á và Châu Âu. IEA dự báo giá LNG và Henry Hub sẽ đi ngang ở mức hiện tại trong năm 2023F, TTF được dự báo ở mức trung bình 17 USD/MBtu, giá LNG giao ngay châu Á trung bình chỉ dưới 17 USD/MBtu và Henry Hub trung bình là 2.8 USD/MBtu.

**Biểu đồ 13. Giá khí tự nhiên tăng cao kéo dài trong năm 2022F**

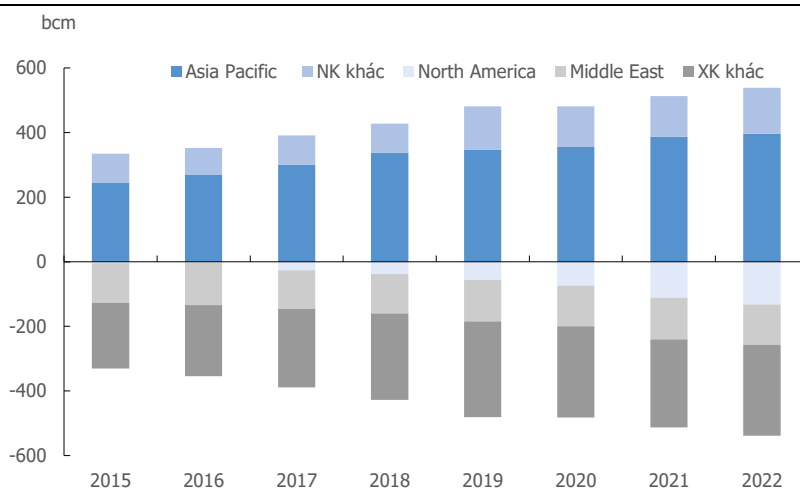


Nguồn: Bloomberg, Chicago Mercantile Exchange (CME), KIS Research

**Giao dịch LNG toàn cầu dự kiến tăng trưởng hơn 4% trong 2023**

Vào năm 2022, thương mại LNG toàn cầu đã tăng 5.4% n/n, (so với 6% vào năm 2021) lên 400.4 triệu tấn. Sự tăng trưởng trong năm 2022 được thúc đẩy bởi châu Âu với mức tăng mạnh 63% n/n, bù đắp cho việc nhập khẩu khí đốt qua đường ống từ Nga giảm mạnh. Ngược lại, nhập khẩu của châu Á giảm 8% do kinh tế Trung Quốc tăng trưởng chậm và giá tăng cao. Về phía nguồn cung, Qatar và Australia là những nhà xuất khẩu hàng đầu, theo sau đó là Mỹ. Xuất khẩu từ Qatar tăng 3% n/n, trong khi việc giao hàng từ Australia nhìn chung vẫn ổn định ở mức cao, bất chấp một số hạn chế về sản xuất ở thượng nguồn. Xuất khẩu LNG của Bắc Mỹ tăng 11% n/n trong 2022 nhờ bổ sung công suất hóa lỏng mới. EIA dự kiến khối lượng giao dịch LNG toàn cầu năm 2023 sẽ tăng 4.3% n/n do nhu cầu LNG từ nhập khẩu châu Âu mở rộng với cơ sở hạ tầng nhập khẩu mới và nhu cầu châu Á phục hồi sau khi sụt giảm trong 2022.

**Biểu đồ 14. Khối lượng giao dịch LNG tăng đều đặn qua các năm**

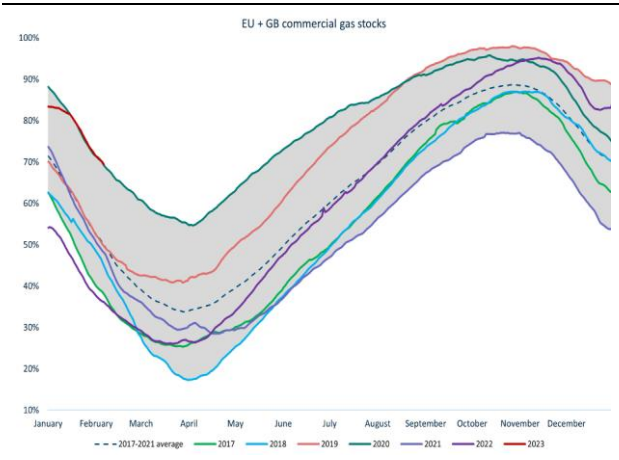


Nguồn: EIA

**EU tìm cách hạn chế sự phụ thuộc vào nhập khẩu năng lượng từ Nga**

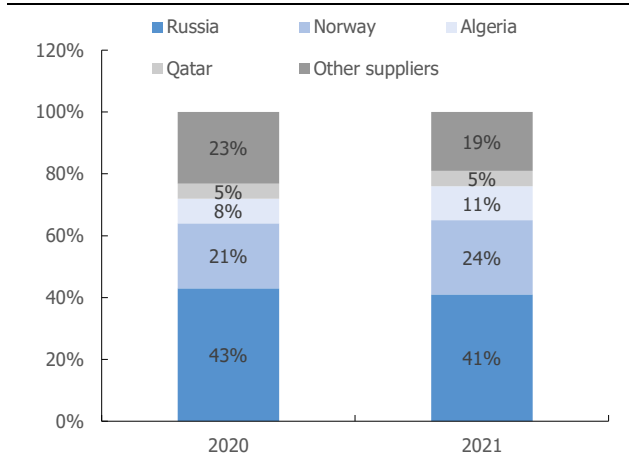
Năm 2021, Nga cung cấp gần 155 tỷ mét khối (bcm) khí đốt tự nhiên cho EU, đáp ứng 40% nhu cầu khí đốt hàng năm, trong đó, 15 bcm là LNG và phần còn lại được nhập khẩu thông qua đường ống dẫn khí và EU trả cho Nga khoảng 430 tỷ USD hàng năm cho dầu mỏ & khí nhập khẩu. Tuy nhiên, việc Nga tấn công Ukraine đã buộc EU phải xem xét làm thế nào để nhanh chóng thoát khỏi sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiều liệu của Nga, đặc biệt là khí đốt tự nhiên. Do đó, EU cho biết họ sẽ chấm dứt nhập khẩu nhiều liệu của Nga (dầu mỏ, khí đốt và than đá) vào năm 2027F. Và Mỹ, sẽ sớm trở thành quốc gia dẫn đầu toàn cầu về năng lực xuất khẩu LNG, có thể sẽ đóng một vai trò quan trọng đối với an ninh năng lượng của EU trong tương lai. Năm 2022, Mỹ đã xuất khẩu 55 bcm (+150% n/n) khí đốt sang EU, cung cấp hơn một nửa lượng LNG nhập khẩu của châu Âu và giúp khu vực này bù đắp sự sụt giảm hơn 54% trong đơn hàng đường ống từ Nga. Hơn nữa, EC sẽ làm việc với các quốc gia thành viên để đảm bảo nhu cầu 50 bcm LNG bổ sung từ Hoa Kỳ cho đến ít nhất là năm 2030, nhiều hơn gần 50% so với công suất xuất khẩu hiện tại của Hoa Kỳ. Về lâu dài, 50 bcm LNG xuất khẩu từ Mỹ có thể chiếm 32% tổng sản lượng nhập khẩu của EU.

**Biểu đồ 15. Mức dự trữ khí đốt của các thành viên EU**



Nguồn: European Commission, KIS Research

**Biểu đồ 16. Nga là nhà xuất khẩu khí gas chính cho EU**



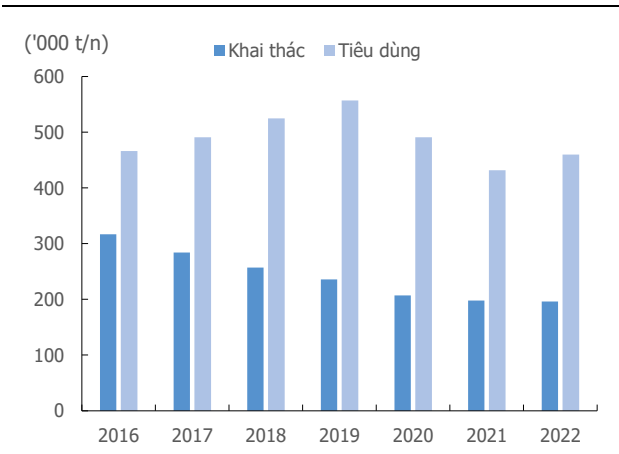
Nguồn: European Commission, KIS Research

### III. Nhu cầu dầu thô, khí đốt vượt cung

#### 1. Sản lượng khí của Việt Nam sẽ phục hồi

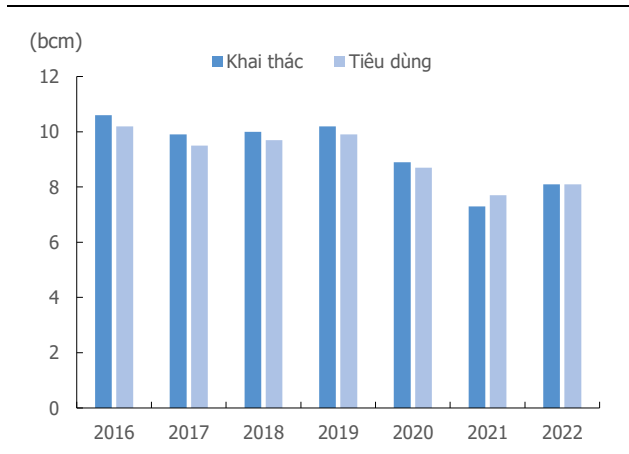
Việt Nam trở thành nước nhập khẩu ròng dầu thô từ năm 2018 khi Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn (NSR) vận hành sản xuất thương mại và sử dụng phần lớn dầu thô nhập khẩu từ Trung Đông. Nhà máy lọc dầu Dung Quất chủ yếu sử dụng dầu thô trong nước cũng đã bắt đầu đa dạng hóa nguồn nguyên liệu bằng cách nhập khẩu dầu thô do nguồn dự trữ trong nước suy giảm. Tình hình cũng tương tự đối với trữ lượng khí tự nhiên cũng đang suy giảm nếu không có mỏ khí lớn mới nào đi vào hoạt động. Trong khi nhu cầu sử dụng điện trong nước ngày càng tăng buộc Việt Nam phải nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng để phục vụ cho các nhà máy điện khí trong những năm tới.

**Biểu đồ 17. Sản xuất và tiêu thụ dầu mỏ ở Việt Nam**



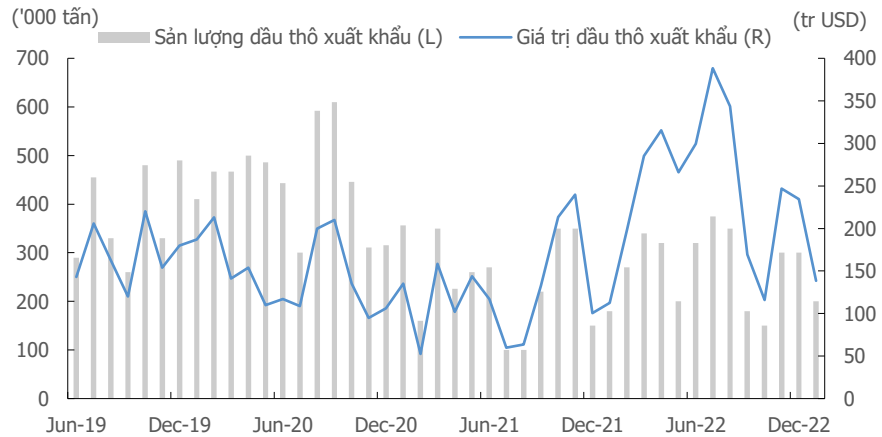
Nguồn: KISVN, PVN

**Biểu đồ 18. Sản xuất và tiêu thụ khí tự nhiên ở Việt Nam**



Nguồn: KISVN, PVN

**Biểu đồ 19. Sản lượng xuất khẩu dầu Việt Nam đang suy giảm**

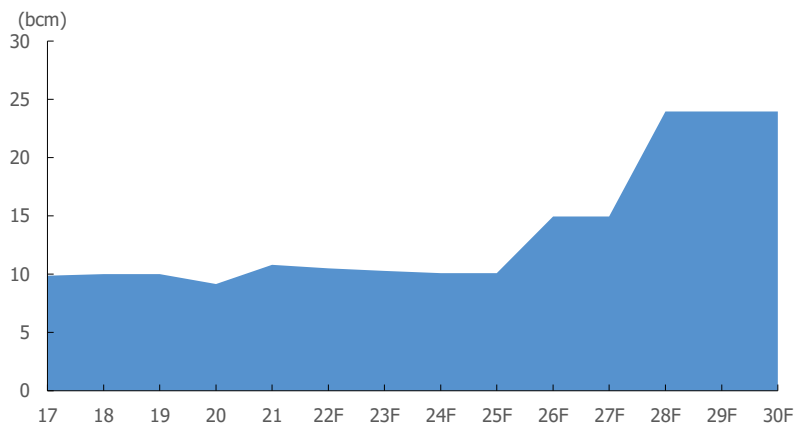


Nguồn: KISVN, PVN

Việt Nam là một quốc gia ven biển với bảy bể trầm tích đã được xác nhận. Trữ lượng khí đốt lớn được tìm thấy ở bốn trong số bảy bể ngoài khơi: Sông Hồng, Nam Côn Sơn, Cửu Long và Mã Lai-Thổ Chu. Tổng trữ lượng khí đã được chứng minh là gần 700 (bcm). Khai thác khí quy mô lớn đã được thực hiện từ năm 1995 tại các mỏ dầu khí ở bể Cửu Long, Nam Côn Sơn và gần đây là bể Malay-Thổ Chu. Thị trường khí của Việt Nam đã phát triển nhanh chóng trong suốt 20 năm kể từ khi thành lập, với mục tiêu chính là cung cấp khí đốt cho sản xuất điện. Sản lượng khí đạt 9.2 bcm vào năm 2021, giảm so với mức trung bình 10 bcm trong 5 năm qua.

Trong trung hạn, khai thác khí đốt tự nhiên của Việt Nam sẽ vẫn tập trung ở khu vực miền Trung và Tây Nam Bộ nhờ việc thương mại hóa các mỏ khí đốt quy mô lớn, cụ thể là Lô B – Ô Môn, Cá Voi Xanh... Các mỏ mới đáng chú ý dự kiến sẽ đi vào hoạt động trong trong thời gian tới là Lô B vào năm 2026F và Cá voi xanh vào năm 2027F. Ngoài ra, mặc dù tiềm năng rất lớn từ các mỏ khí đốt mới, nhưng các dự án khí đốt tự nhiên thường bị đình trệ do bối cảnh căng thẳng ngoài khơi và thủ tục pháp lý, vì vậy, việc nhập khẩu LNG là rất cần thiết để đáp ứng nhu cầu tăng trưởng liên tục trong nước.

**Biểu đồ 20. Sản lượng khí tiềm năng của Việt Nam có thể tăng từ 2025F**



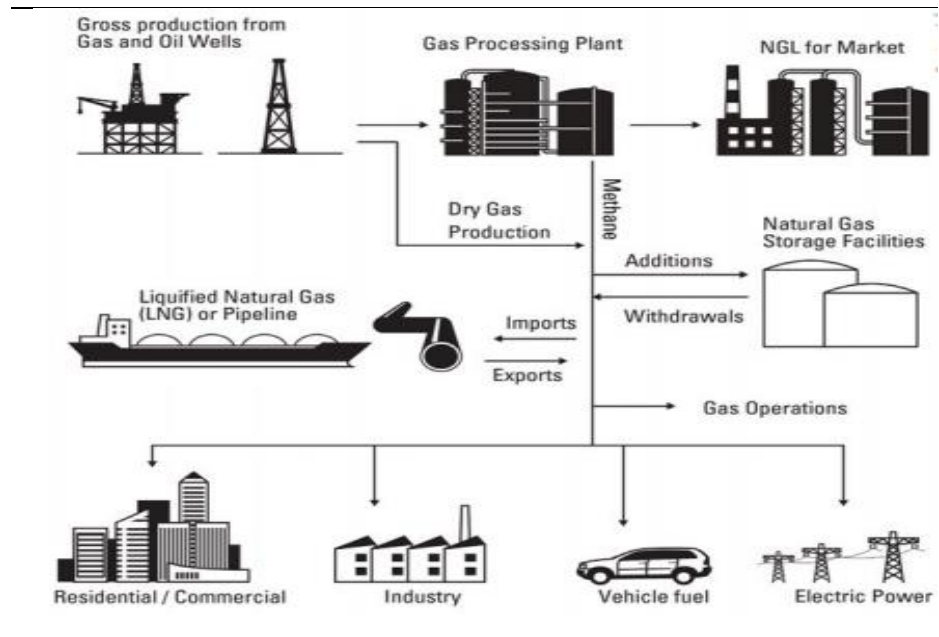
Nguồn: KISVN, PVN



## 2. Nhu cầu khí đốt kỳ vọng tăng trưởng mạnh mẽ

Khí tự nhiên được sử dụng một cách khá giới hạn ở Việt Nam. Nhu cầu khí đốt năm 2021 là 9.2 bcm và tập trung ở khu vực tây nam gần các nguồn khai thác chính. Phát điện là phân khúc thị trường quan trọng nhất, chiếm hơn 85% tổng nhu cầu khí đốt. Các nhà máy phân bón là phân khúc quan trọng tiếp theo chiếm 11% tổng nhu cầu, 4% còn lại được sử dụng bởi các ngành công nghiệp khác. Vì vậy, các kế hoạch mở rộng tiêu thụ khí trong ngành điện và phân bón phụ thuộc vào việc phát triển các nguồn cung khí mới.

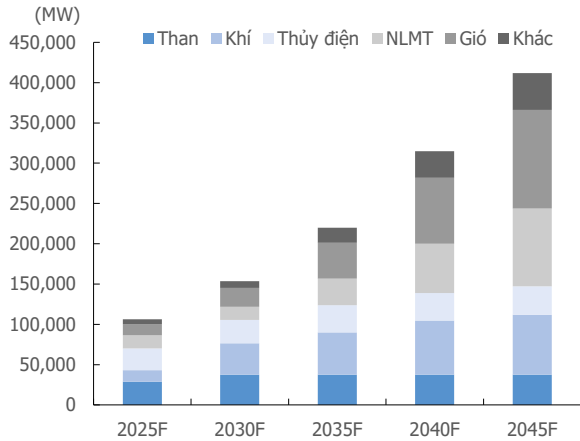
**Biểu đồ 21. Quy trình sản xuất và tiêu thụ khí đốt**



Nguồn: IEA, KISVN

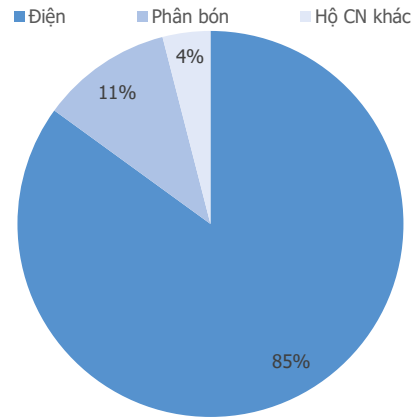
Quy hoạch tổng thể ngành khí đốt của Việt Nam (GMP) dự báo nhu cầu khí đốt sẽ tăng gấp đôi từ năm 2020 đến năm 2030F, đạt khoảng 20 bcm mỗi năm. Nhu cầu gia tăng này sẽ được thúc đẩy bởi các kế hoạch tăng công suất phát điện khí từ khoảng 9 GW vào năm 2021 lên 39 GW vào năm 2030. Phần lớn nhu cầu này sẽ được đáp ứng bởi các mỏ mới với chi phí cao hơn để phát triển do ở vùng nước sâu hơn và địa chất phức tạp hơn. Do đó, bắt đầu từ năm 2023, việc nhập khẩu LNG cũng sẽ cần thiết để bổ sung cho sản xuất khí tự nhiên trong nước đang suy giảm.

Hình 22. Việt Nam đẩy mạnh điện khí trong 2025F-2045F



Nguồn: PDP8, KIS Research

Hình 23. Nhu cầu khí đốt phân theo ngành trong 2022



Nguồn: KIS Research

Chúng tôi cho rằng nhu cầu khí đốt trong nước đang tăng nhanh. Chúng tôi ước tính rằng tổng lượng khí đốt tự nhiên cần thiết để sản xuất điện sẽ tăng với mức tăng trưởng trung bình hàng năm là 15% trong giai đoạn 2023-2030F. Nhu cầu lớn này sẽ thúc đẩy việc thay đổi Luật Dầu khí để đẩy nhanh dự án thương mại và tăng nhập khẩu LNG.

## IV. Nhập khẩu LNG để bù đắp thiếu hụt nguồn cung

### 1. Nhập khẩu LNG để bù đắp nguồn cung thiếu hụt

#### **Nhập khẩu LNG để bù đắp cung**

Theo Ngân hàng Thế giới, mức tiêu thụ điện của Việt Nam đứng thứ hai trong số các nước ASEAN và dự kiến sẽ tăng trưởng với tốc độ 8% hàng năm cho đến năm 2030F. Nhu cầu của Việt Nam đối với các dự án LNG lớn hơn bao giờ hết do sự thiếu ổn định của hệ thống điện và tình trạng thiếu điện do chậm trễ đầu tư vào các dự án điện. Trữ lượng than và khí đốt của Việt Nam đang cạn kiệt, trong khi năng lượng tái tạo không ổn định và phụ thuộc vào điều kiện thời tiết. Do đó, LNG nhập khẩu và nhiệt điện khí nổi lên như những lựa chọn thay thế để đảm bảo an ninh năng lượng.

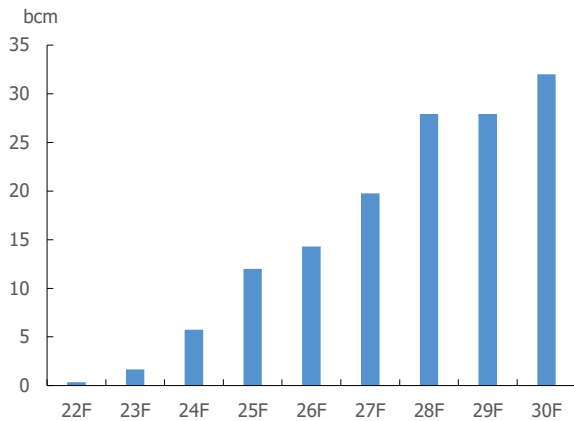
#### **QHĐ8 nhấn mạnh tầm quan trọng của các nhà máy chạy bằng LNG**

Nhu cầu về LNG đã được khẳng định thêm trong Quy hoạch Điện VIII (QHĐ8) sửa đổi mới nhất, trong đó nhấn mạnh lộ trình đảm bảo an ninh năng lượng của Việt Nam trong giai đoạn 2020-2045F. Phát triển điện khí sẽ đạt 38,830 MW (bao gồm 23,900 MW đầu tư mới và 14,930 MW từ khí tự nhiên trong nước) vào năm 2030 và 46,300 MW (31,400 MW đầu tư mới và 14,930 MW từ khí tự nhiên trong nước) vào năm 2045F.

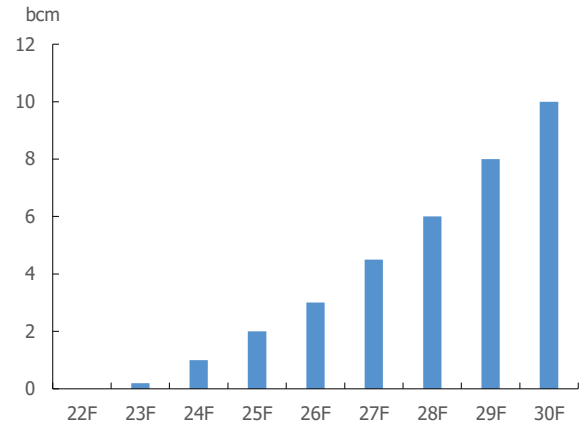
#### **Tuy nhiên, thời gian chính xác của các nhà máy điện LNG vẫn chưa chắc chắn**

Do đó, nhu cầu nhập khẩu LNG sẽ tăng lên 14-18 bcm vào năm 2030F và 23-26 bcm vào năm 2045F, cao hơn nhiều so với mục tiêu trước đó lần lượt là 8 bcm và 15 bcm vào năm 2030F và 2045F theo Nghị quyết 55. Hơn nữa, giá LNG giao ngay tại châu Á đã tăng khoảng 5 lần vào năm 2022 do xung đột địa chính trị toàn cầu, dao động ở mức hơn 40 USD/mmBTU, khiến giá thành điện LNG lên 0,15-0,2 USD/kWh, trong khi giá điện của Việt Nam đang ở mức 0,06-0,07 USD/kWh. Với giá LNG như vậy, chúng tôi lo ngại về hiệu quả của các dự án điện khí sắp tới của Việt Nam khi phụ thuộc tới 16.4% lượng LNG nhập khẩu. Mặc dù, PVN dự kiến sẽ bắt đầu nhập khẩu LNG từ năm 2023.



**Biểu đồ 24. Công suất LNG được quy hoạch, FY22-30**

Nguồn: KIS Research  
 Chú ý: 1 triệu tấn LNG = 1.36 bcm

**Biểu đồ 25. Sản lượng nhập khẩu LNG ước tính của PV Gas**

Nguồn: KIS Research

Cho đến nay, chưa có một nhà máy điện chạy bằng LNG nào hoàn thành xây dựng, mặc dù nhiều dự án đã được phê duyệt theo QHĐ8 và việc triển khai các quy hoạch vẫn chưa chắc chắn. Chỉ có dự án Nhơn Trạch 3&4 công suất 1,500MW với tổng vốn đầu tư 1.4 tỷ USD là sắp khởi công kể từ khi ký kết hợp đồng EPC với Samsung C&T và Lilama vào tháng 3/2022. Hiện đã có 9 dự án điện LNG chấp nhận chủ trương đầu tư theo hình thức IPP, trong đó 5 dự án đã có chủ đầu tư và có thể đàm phán PPA với EVN, còn đối với các dự án lớn như điện LNG Long Sơn, Cà Na, Quảng Ninh chưa có chủ đầu tư chính thức hoặc chủ đầu tư chính thức mới được ban hành chưa lâu.

PV GAS đang tiếp tục chuẩn bị nguồn LNG cho giai đoạn thử nghiệm kho cảng LNG Thị Vải, nguồn cung cấp chính cho Nhơn Trạch 3 & 4, khởi công trong 4Q22 và chính thức thương mại hóa vào năm 2023-2027. Trong năm 2021, PV GAS đã chốt 8 thương vụ Hợp đồng mua bán LNG tổng thể (MSPA) với các nhà cung cấp đến từ Bắc Mỹ, Úc, Trung Đông, Châu Âu và Châu Á - Thái Bình Dương.

**Bảng 3. Danh sách kho LNG quy hoạch GD 2022-2030F, triệu tấn/năm (MTPA)**

Kho cảng LNG	Năm bắt đầu	Công suất (MTPA)	Nhà máy điện nhận LNG	Nhà đầu tư
Thị Vải (Ba Rịa Vũng Tàu)	4Q22 (GD 1)	1 MT (GD 1)	Nhơn Trạch 3 & 4	-
	2023-2024 (GD 2)	3-6 MT (GD 2)		
Sơn Mỹ (Bình Thuận)	2025 – 2026 (GD 1)	3.6 MT (GD 1)	Sơn Mỹ 1 & 2	PV Gas (61%), AES (US, 39%)
	-	6 MT (GD 2)		
Southeast LNG terminal (Tiền Giang)	-	4-6 MT	-	-
My Giang (Khánh Hòa)	2030 - 2035	3 MT	-	Sumitomo
Cát Hải (Hải Phòng)	-	-	-	-
Nam Vân Phong (Khánh Hòa)	2025	1 MT	Phu Mỹ	-
Hai Lĩnh (Ba Rịa Vũng Tàu)	-	0.22 MT (GD 1)	Phu Mỹ	Vingroup
		0.1 MT (GD 2)		
Hải Lăng (Quảng Trị)	2026 - 2027	1.5 MT	-	T&T Group (Vietnam); KOGAS, KOSPO, Hanwha (Korea),
FSRU Thái Bình	2026	0.2 – 0.5 MT	-	-

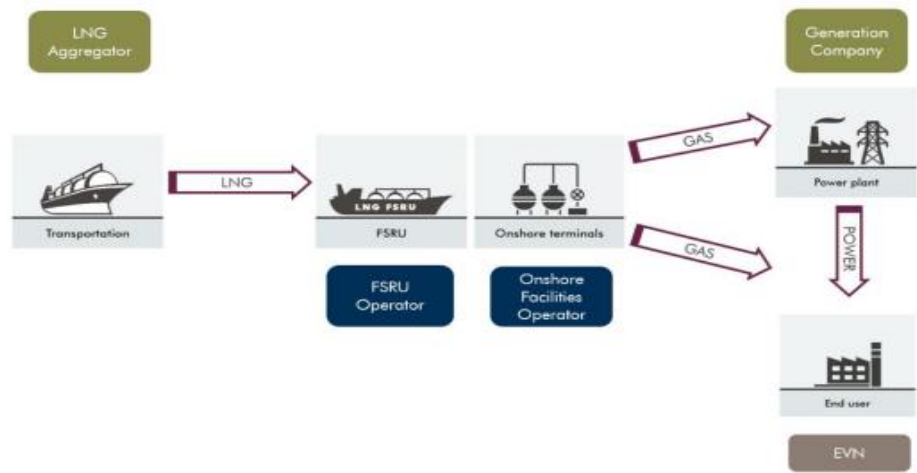
Nguồn: Vietnam gas master plan, KIS Research

**Chính phủ vẫn chưa đưa ra chi tiết kế hoạch về cơ chế định giá LNG nhập khẩu**

## 2. Giá nhập khẩu LNG hiện tại vẫn tương đối cao

Chính phủ Việt Nam vẫn chưa công bố bất kỳ chi tiết nào về cơ chế định giá tiềm năng nào đối với nhập khẩu LNG. Tuy nhiên, sau khi xem xét các cơ chế định giá nhập khẩu LNG tại các thị trường châu Á khác (Thái Lan, Malaysia, Indonesia...), giá LNG thường dựa trên giá dầu Brent hoặc giá khí đốt tự nhiên của Henry Hub. Chúng tôi duy trì giả định rằng giá nhập khẩu LNG trong tương lai của Việt Nam chủ yếu có thể được neo theo giá dầu Brent. Việt Nam khả năng có thể sử dụng hệ thống gộp để ấn định giá bán khí cho các nhà máy điện, là sự kết hợp giữa giá khí từ các giếng trong nước và giá nhập khẩu LNG. Điều này sẽ cho phép các nhà sản xuất điện sử dụng hiệu quả cả hai nguồn khí để giảm chi phí nhiên liệu trung bình đồng thời cho phép các nhà nhập khẩu LNG bán nguồn cung theo giá thị trường.

**Biểu đồ 26. Quy trình nhập khẩu và tiêu thụ LNG tại Việt Nam**



Nguồn: Watson Farley & Williams, KISVN

**Giá nhập khẩu LNG nên thấp hơn để cạnh tranh với các mỏ khí trong nước**

Như đã đề cập ở trên, giá khí đốt giao ngay châu Âu (TTF của Hà Lan) và châu Á (Platts Marker Nhật Bản – Hàn Quốc) trung bình ở mức cao nhất lịch sử lần lượt là 38 USD và 35 USD/mmBTU trong 2022. Tuy nhiên, giá LNG giảm mạnh vào đầu năm 2023, LNG châu Á giao ngay và tương lai trung bình tương ứng chỉ dưới 17 USD/MBtu và 14 USD/MBtu. Tuy nhiên, các mức giá này vẫn cao hơn mức giá đầu vào trong nghiên cứu khả thi của các dự án sử dụng LNG nhập khẩu của Việt Nam (~USD10/mmBTU) và giá khí của các mỏ khí mới lớn của Việt Nam bao gồm Lô B nằm ở bể Malay – Thổ Chu và Cá Voi Xanh nằm ở bể Sông Hồng, với ước tính giá khí tại giếng vào khoảng 13 USD/mmBTU đối với Lô B và Cá voi xanh.

**Bảng 4. Quy hoạch các nhà máy điện LNG của Việt Nam, 2023-2030F**

Nhà máy điện LNG	Năm bắt đầu	Công suất (MW)	Sở hữu	Ghi chú
Bac Lieu	2025 (GD 1)	750 MW (GD 1)	Delta Offshore Energy Pte. Ltd	
	2027 (GD 2)	2,450 MW (GD 2)		
Nhon Trach 3 (Dong Nai)	2025	750 MW	PVN	
Nhon Trach 4 (Dong Nai)	2025	750 MW	PVN	
Hiep Phuoc 1 (Ho Chi Minh city)	2023	1,200 MW	Hai Linh Ltd.	Chuyển đổi từ điện dầu
Son My 1 (Binh Thuan)	2026	2,250 MW	EDF, Kyushu, Sojitz and Pacific	
Son My 2 (Binh Thuan)	2026	2,250 MW	AES Group (US)	
Long An 1	Early 2026	1,500 MW	VinaCapital, GS Energy (US)	

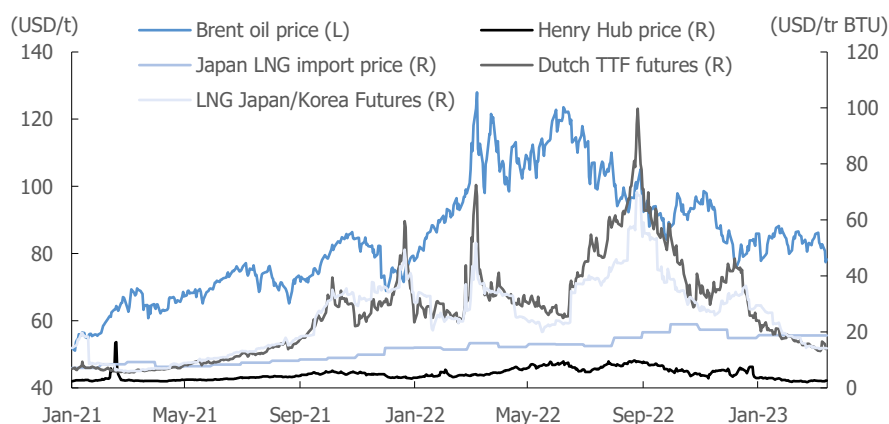
Ca Na 1 (Ninh Thuan)	Q2/2026	1,500 MW		
Quang Ninh 1	Q3/2027	1,500 MW	PV Power, Colavi, Tokyo Gas and Marubeni	
Long Son (Ba Ria Vung Tau)	2025	1,500 MW	GENCO 3, Thanh Thanh Cong, PECC2, Pacific, Mitsubishi and General Electric	
Hai Lang (Quang Tri)	2026 - 2027	1,500 MW	T&T Group (Vietnam); KOGAS, KOSPO, Hanwha (Korea)	
Thai Binh	2028 – 2029	1,500 MW		
Nghi Son (Thanh Hoa)	After 2028	1,500 MW		
Quynh Lap (Nghe An)	After 2028	1,500 MW		Chuyển đổi từ điện than
Quang Trach 2 (Quang Binh)	After 2028	1,500 MW		Chuyển đổi từ điện than

Nguồn: QHD7, QHD8, KIS Research

Chú ý: This includes the plants in PDP7 and the newly proposed plants in PDP8.

Thị trường khí đốt toàn cầu đã trải qua một năm hỗn loạn trong 2022, với giá khí tăng mạnh do ưa chuộng khí hơn than trong kế hoạch sản xuất điện trong dài hạn, cùng với việc châu Âu và châu Á ngày càng phụ thuộc vào LNG nhập khẩu, dẫn đến việc hai khu vực này cạnh tranh trực tiếp để có được nguồn cung cấp khí. Nguồn cung thắt chặt đã đẩy giá khí đốt giao ngay tại châu Á và châu Âu lên cao khi hai châu lục này cạnh tranh nhau về các lô hàng LNG. Kể từ tháng 2/2022, xung đột Nga-Ukraine và sự gián đoạn nguồn cung cấp khí của Nga đã khiến giá khí đốt ở châu Âu tăng vọt, đẩy giá LNG tương lai lên mức cao kỷ lục mới là 100 USD/mmBTU vào tháng 8/2022. Kết quả là giá LNG tương lai và giao ngay ở châu Á cũng đi theo một quỹ đạo tương tự do sự cạnh tranh ngày càng gay gắt với những người mua LNG ở châu Âu, giá LNG kỳ hạn ở châu Á lần lượt tăng lên mức cao nhất là 68 USD/mmBTU và 22 USD/mmBTU.

**Biểu đồ 27. Giá khí tự nhiên và LNG tăng mạnh trong năm 2022**



Nguồn: Bloomberg, KIS Research

### 3. Cơ chế định giá LNG theo hợp đồng dài hạn đang giảm bớt trên toàn cầu

Trên thị trường LNG, phần lớn hàng hóa được bán trên cơ sở hợp đồng dài hạn với giá được tính theo chi phí khai thác khí đốt, giá thả nổi tại thị trường mua hàng hoặc neo theo giá dầu hoặc các hàng hóa khác. Các yếu tố cung và cầu có thể ảnh hưởng đến giá khí đốt tự nhiên bao gồm như sản lượng, bơm

và rút kho dự trữ, thời tiết, giá cả của các nguồn năng lượng thay thế cũng như tầm nhìn của những người tham gia thị trường về xu hướng tương lai.

**Cơ chế giá LNG 1: Theo giá khí (GOG): Hợp đồng giao ngay và ngắn hạn**

Giá khí đốt tự nhiên được xác định bởi sự tương tác giữa cung và cầu – Gas – on – gas Competition (GOG). Bao gồm giá LNG được neo với giá khí Henry Hub, Japan Korea Marker và Title Transfer Facility. Khu vực này được chia thành nhóm Bắc Mỹ, Vương quốc Anh và Tây Bắc Châu Âu – những thị trường khí đốt tự do và giao dịch sôi động nhất trên thế giới và chủ yếu nhập khẩu các lô hàng LNG bằng tàu với giá giao ngay và giá ngắn hạn, và nhóm còn lại – với Nhật Bản chiếm khối lượng lớn nhất – và bao gồm các quốc gia như Trung Quốc, Ấn Độ, Hàn Quốc, Thổ Nhĩ Kỳ, Tây Ban Nha, Argentina và Brazil.

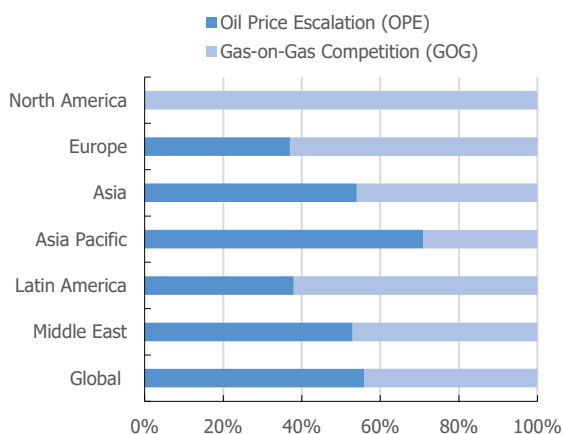
Dưới đây là công thức tính giá xuất khẩu LNG của Mỹ:

$$\text{Giá}_{LNG} = \text{Giá}_{US \text{ Henry Hub}} + \text{Phí vận chuyển qua đường ống} + \text{chi phí lưu trữ} + \text{chi phí hóa lỏng} + \text{chi phí vận chuyển tàu}$$

**Cơ chế giá LNG 2: Theo giá dầu (OPE): Hợp đồng dài hạn**

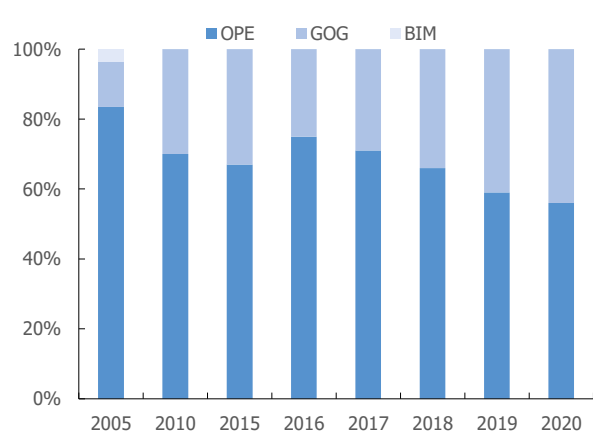
Giá khí thường được liên kết thông qua giá cơ sở với nhiên liệu thay thế, điển hình là dầu thô hoặc dầu nhiên liệu theo các hợp đồng dài hạn là chủ yếu. Trong một số trường hợp, giá than hoặc thậm chí giá điện có thể được sử dụng làm giá cơ sở. Nhóm này chủ yếu bao gồm Châu Á Thái Bình Dương (Nhật Bản, Hàn Quốc, Đài Loan), tiếp theo là Châu Á mới nổi (Trung Quốc, Ấn Độ và Pakistan), Nam Âu (Tây Ban Nha, Thổ Nhĩ Kỳ, Pháp, Bồ Đào Nha và Ý) và ở mức độ thấp hơn là Đông Nam Á. Có thể dự đoán được, trong giai đoạn giá dầu tương đối cao, giá khí neo theo giá dầu thô sẽ tăng cao hơn so với thực tế cung – cầu của thị trường khí đốt, người mua khí đốt sẽ đặt câu hỏi về giá trị và sự logic của việc liên kết với giá các sản phẩm dầu thô. Vì vậy, hiện tại, các hợp đồng mua bán LNG theo cơ chế OPE đang có xu hướng giảm tuy nhiên vẫn chiếm tỷ trọng cao. Năm 2020, tỷ trọng nhập khẩu LNG được ước tính là 56% OPE (258 bcm) và 44% GOG (200 bcm). Ở châu Âu, 63% lượng LNG nhập khẩu hiện nay là GOG.

**Hình 28. Cơ chế giá LNG nhập khẩu theo vùng năm 2020**



Nguồn: IGU, KIS Research

**Hình 29. Cơ chế giá LNG nhập khẩu 2005 - 2020**



Nguồn: IGU, KIS Research

Xung đột địa chính trị đã gây thêm áp lực và rủi ro cho thị trường khí đốt vốn đã thắt chặt nguồn cung. Giá LNG có mối tương quan với giá dầu thô Brent; tuy nhiên, mối tương quan không mạnh do LNG không được giao dịch rộng rãi như dầu thô. Ngoài ra, trong những năm gần đây, giá khí đốt thiên nhiên thế

**Hợp đồng LNG dài hạn đang trở nên phổ biến hơn để giảm bớt rủi ro biến động quá lớn ngắn hạn của thị trường**

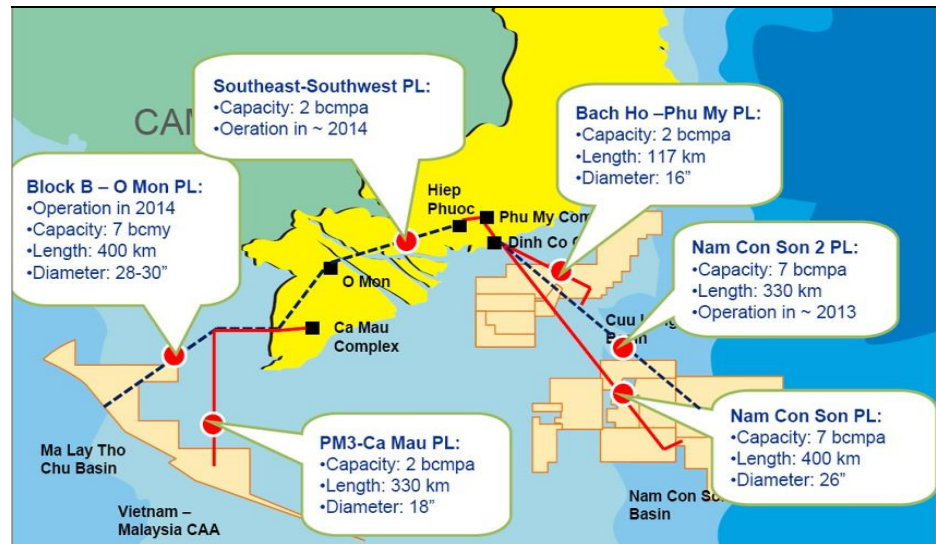
giới có xu hướng dịch chuyển ra xa giá dầu thô. Thị trường châu Âu, đang mua phần lớn LNG từ thị trường giao ngay và thị trường tương lai, đặc biệt phải đối mặt với những cú sốc giá vào năm 2021 và 2022. Với khối lượng khí vận chuyển từ Nga thấp hơn, châu Âu sẽ phụ thuộc vào Mỹ, Châu Phi và Trung Đông. Trung Quốc ở một mức độ nào đó được bảo vệ khỏi giá khí đốt cao, do nước này ưu tiên các hợp đồng neo theo giá dầu thô dài hạn hơn là hợp đồng giao ngay. Một tỷ lệ cao hơn trong các hợp đồng LNG dài hạn có thể được sử dụng để giảm thiểu rủi ro đối với sự biến động của thị trường.

## V. Dự án Lô B- Ô Môn có thể khởi động vào 2023F

### 1. Dự án đầy tiềm năng đang dần được khởi động

Lô B-Ô Môn: Dự án phát triển khí thượng nguồn quan trọng thứ hai của PVN sở hữu. Đại dự án khí Lô B bao gồm các dự án nhỏ hơn gồm phát triển mỏ Lô B, 48/95 & 52/97 và dự án đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn. Dự án này dự kiến sẽ sản xuất 5 bcm/năm trong vòng 20 năm để cung cấp khí cho trung tâm điện lực Ô Môn và cụm khí-điện-đạm Cà Mau, đáp ứng nhu cầu điện năng khu vực miền Nam nói chung và Tây Nam Bộ nói riêng. Trữ lượng khí ở Lô B được chứa trong nhiều hồ chứa nhỏ, ngăn cách, khiến việc khai thác trở nên phức tạp và tốn kém. Năm 2017, PVN đã trình Bộ Công Thương đề án phát triển mỏ khí với quy mô lên tới 1,000 giếng và tổng vốn đầu tư lên tới 10 tỷ USD. Chi phí phát triển mỏ cao như vậy đã là một rào cản lâu dài đối với việc thương mại hóa khí Lô B vì vậy kế hoạch phát triển dự án vẫn mang tính chưa chắc chắn.

**Hình 30. Một số bể khí đốt chính ở miền Nam**



Nguồn: PVN, KISVN

**PVS, PVD, GAS hưởng lợi từ dự án đường ống dẫn khí Lô B – Ô Môn**

Chuỗi dự án điện khí Lô B – Ô Môn với mức đầu tư 10 tỷ USD dự kiến được cấp giấy quyết định đầu tư (FID) vào năm 2023. Dự án nằm ở khu vực bể Malay-Thổ Chu, phía tây nam Việt Nam, bao gồm việc phát triển một mỏ khí và đường ống dẫn, và là một trong những dự án khí quan trọng nhất của ngành dầu khí. Với tổng trữ lượng 107 tỷ m<sup>3</sup>, Lô B - Ô Môn có thể bù đắp sự cạn kiệt tại các mỏ khí hiện tại trong dài hạn và bổ sung tới 19 tỷ USD cho ngân sách

nhà nước trong suốt vòng đời 20 năm của dự án. Ngoài ra, 4 nhà máy điện khí trong dự án với tổng công suất 3,810 MW sẽ bổ sung nguồn điện cho khu vực phía Nam.

Với vai trò là nhà đầu tư chính cho đường ống dẫn khí của dự án (51% tổng vốn đầu tư), PV Gas sẽ là đơn vị được hưởng lợi chính nhờ nguồn khí bổ sung từ Lô B và thu cước vận chuyển khí. Hơn nữa, các doanh nghiệp đầu ngành có nhiều cơ hội tham gia và hưởng lợi hơn từ dự án, bao gồm các nhà cung cấp dịch vụ thượng nguồn như PVS và PVD. Việc thi công hơn 700 giếng khai thác tại dự án Lô B - Ô Môn có thể mang lại nhiều lợi ích cho các đơn vị cung cấp dịch vụ khoan trong những năm tới.

## 2. Luật Dầu Khí sửa đổi thúc đẩy các dự án thượng nguồn

Luật Dầu khí ban hành năm 1993 đang có nhiều vướng mắc trong khai thác dầu khí và thu hút các nhà đầu tư nước ngoài. Bên cạnh đó, một số luật liên quan đến hoạt động của ngành dầu khí như Luật Đầu tư công, Luật Đầu tư, Luật Doanh nghiệp, Luật Quản lý và sử dụng vốn nhà nước ban hành sau Luật Dầu khí năm 1993 dẫn đến chồng chéo, vì vậy cần thiết sửa đổi. Ngoài ra, các điều khoản của hợp đồng dầu khí cũng không hấp dẫn bằng các nước trong khu vực. Kết quả là, có rất ít hợp đồng dầu khí trong những năm qua.

Luật Dầu khí sửa đổi năm 2022 kỳ vọng sẽ thúc đẩy các dự án thượng nguồn nhờ:

- (1) Sửa đổi quy định về hạch toán, xử lý chi phí trong hoạt động tìm kiếm thăm dò dầu khí đối với các doanh nghiệp nhà nước như PVN, PVP.
- (2) Giảm thuế ưu đãi để thu hút đầu tư vào hoạt động dầu khí:
  - Đối với các mỏ Dầu khí được ưu đãi đầu tư: Giữ nguyên thuế TNDN 32%, thuế xuất khẩu dầu thô 10%, mức thu hồi chi phí tối đa 70% sản lượng dầu khí khai thác được trong năm
  - Đối với các mỏ Dầu khí được đặc biệt ưu đãi đầu tư: Thêm ưu đãi thấp hơn Thuế TNDN là 25%, thuế xuất khẩu dầu thô là 5%, mức thu hồi chi phí tối đa 80% sản lượng dầu khí khai thác được trong năm.
- (3) Hoàn thiện các quy định về hợp đồng dầu khí theo hướng thuận lợi, linh hoạt cho nhà đầu tư: Kéo dài thời hạn hợp đồng dầu khí thêm 5 năm (dự án thông thường là 30 năm, dự án ưu đãi đầu tư là 35 năm).
- (4) Bổ sung, hoàn thiện quy định phát triển các dự án dầu khí trong chuỗi và dự án mỏ cận biên
- (5) Tăng quyền hạn cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, để PVN có thể tập trung phát triển các dự án E&P mới và phụ trách các dự án theo chuỗi.

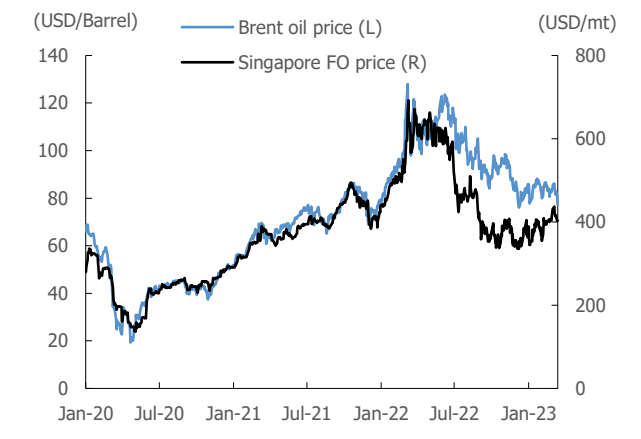
## VI. Biên lợi dầu tăng mạnh do nguồn cung thắt chặt

### 1. Biên lợi dầu tăng theo xu hướng giá dầu thô

Biên lợi dầu nhiên liệu đã giảm mạnh do đại dịch trong giai đoạn 2020. Tuy nhiên, tình hình đã đảo ngược khi nhu cầu nhiên liệu thế giới đã tăng trở lại gần bằng mức trước đại dịch vào năm 2022, kết hợp với các biện pháp trừng phạt đối với Nga đã làm suy yếu khả năng của các nhà máy lọc dầu trong việc đáp ứng nhu cầu thế giới. Biên lợi dầu của nhà máy lọc dầu toàn cầu đã tăng lên mức vô tiền khoáng hậu, ví dụ giá xăng RON92 Singapore đã tiếp tục tăng

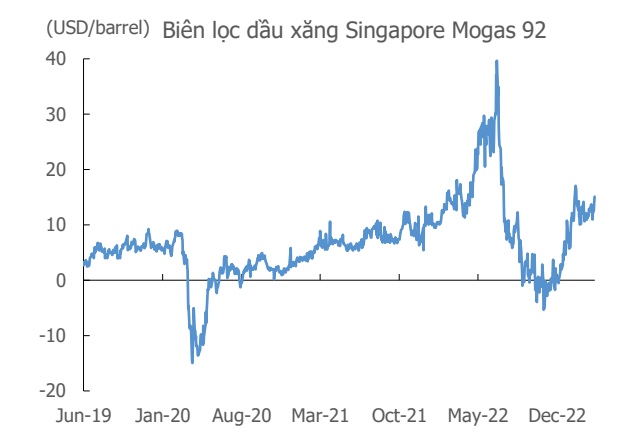
mạnh trong 2Q22 sau khi nhu cầu vận tải phục hồi như biểu đồ bên dưới. Trong khi giá dầu thô đạt đỉnh vào tháng 3/22, giá dầu diesel và xăng tăng lên mức kỷ lục vào tháng 6/22, kéo biên lợi nhuận và giá cả cho người tiêu dùng cuối cùng tăng cao. Do đó, BSR, nhà máy lọc dầu duy nhất niêm yết đã công bố KQKD bùng nổ trong 2Q22, LNST cao kỷ lục, đạt 9.9 nghìn tỷ đồng (+488% n/n).

**Hình 31. Giá dầu tăng vọt đầu năm 2022**



Source: Bloomberg, KISVN

**Hình 32. Biên lợi nhuận dầu tại châu Á tăng mạnh trong 2022**

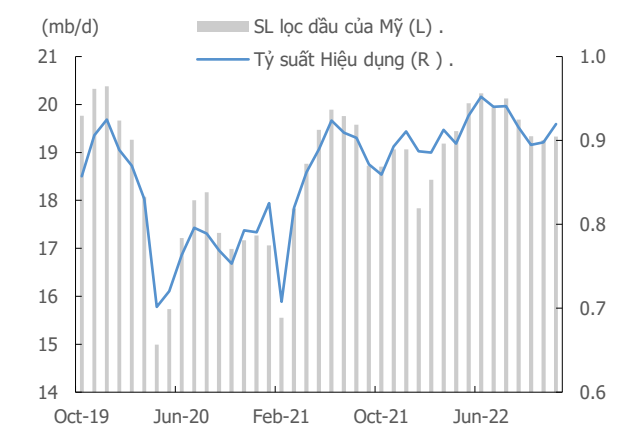


Source: Bloomberg, KISVN

## 2. Hạn chế về công suất và bảo trì nhà máy lọc dầu trên toàn cầu làm trầm trọng thêm tình hình

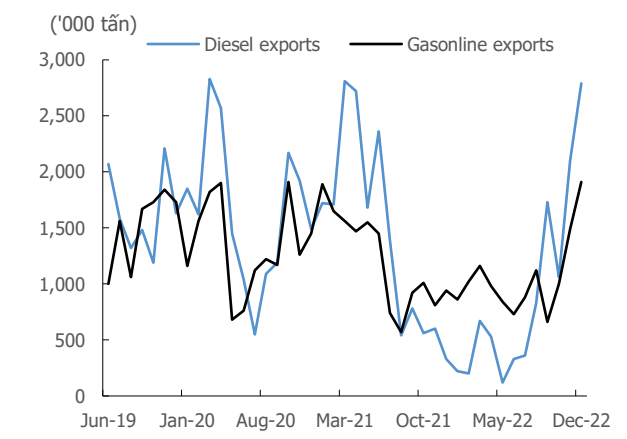
Bên cạnh đó, các hạn chế về công suất và việc bảo trì nhà máy lọc dầu trên toàn cầu càng làm trầm trọng thêm sự mất cân bằng cung cầu do cuộc chiến của Nga ở Ukraine gây ra. Trong nửa đầu năm 2022, công suất dự phòng hạn chế trong hệ thống lọc hóa dầu toàn cầu, cùng với việc giảm xuất khẩu sản phẩm xăng dầu của Nga và hạn ngạch xuất khẩu ở Trung Quốc đã làm trầm trọng thêm tình trạng thắt chặt nguồn cung của thị trường sản phẩm dầu mỏ, Trung Quốc và Nga là hai trong số ba quốc gia có công suất lọc dầu lớn nhất, sau Hoa Kỳ. Ngoài ra, dự trữ xăng dầu của toàn cầu đã đạt mức thấp nhất kể từ năm 2008. Trong khi đó, công suất lọc dầu ở Mỹ đang thấp hơn so với cuối năm 2019, trước đại dịch. Tuy nhiên, hiệu suất của nhà máy lọc dầu tại Mỹ được cải thiện trong 3Q22, đã làm biên lợi nhuận giảm mạnh từ mức kỷ lục trong 2Q22 và ổn định lại năm 2023F.

**Hình 33. Sản lượng lọc dầu của Mỹ hồi phục từ cuối 2Q22**



Nguồn: Bloomberg, KISVN

**Hình 34. Trung Quốc giảm xuất khẩu xăng dầu trong 1H22**



Nguồn: Bloomberg, KISVN

## VII. Đánh giá và khuyến nghị

Xu hướng tăng giá cả các loại hàng hóa cộng với cuộc chiến Nga-Ukraine dẫn đến lo ngại thiếu hụt nguồn cung dầu khí toàn cầu và vấn đề an ninh năng lượng. Những điều này sẽ thúc đẩy các quốc gia tích trữ dầu khí, dẫn đến nhu cầu dầu thô cao trong ngắn hạn và đẩy giá dầu thô lên mức cao nhất trong thập kỷ qua. Tuy nhiên, chúng tôi nhận thấy nền kinh tế đang xấu đi và sản lượng dầu của Nga phục hồi mạnh mẽ đã tác động đến giá dầu thô vào cuối năm 2022 và năm 2023F. Chúng tôi khuyến nghị **TĂNG TỶ TRỌNG** đối với ngành Dầu khí để phản ánh những thuận lợi từ giá dầu thô tương đối cao hiện tại, tích cực cho các hoạt động thượng nguồn. Tuy nhiên, sự khó đoán của giá dầu cũng là rủi ro lớn nhất có thể làm thay đổi triển vọng ngành nhanh hơn kỳ vọng.

Mã	PVD	PVS	GAS	BSR	PLX	OIL
Phân khúc	Thượng nguồn	Thượng nguồn	Trung nguồn	Trung nguồn	Hạ nguồn	Hạ nguồn
Nhóm phân khúc	Cho thuê giàn khoan	Xây dựng	Vận chuyển khí	Lọc dầu	Phân phối xăng dầu	Phân phối xăng dầu
Thị trường chính	Đông Nam Á,	Nam Việt Nam	Việt Nam	Trung và Nam VN	Việt Nam	Việt Nam
Doanh thu 2022 (tỷ VND)	5,413	16,412	100,723	167,124	304,080	104,213



Lựa chọn hàng đầu của chúng tôi là PVD (MUA, TP: 28,800 VND) và GAS (MUA, TP: 117,700 VND), dựa trên:

- 1) PVD dẫn đầu thị trường cho thuê giàn khoan tại Việt Nam với khoảng 50% thị phần và đã mở rộng kinh doanh sang thị trường Đông Nam Á.
- 2) GAS là công ty độc quyền vận chuyển & kinh doanh khí đốt tại Việt Nam. GAS cung cấp nhiên liệu đầu vào cho các nhà máy nhiệt điện khí, nhà máy sản xuất phân bón và các khu công nghiệp tại Việt Nam. Bên cạnh đó, GAS là công ty dẫn đầu thị trường LPG và có kế hoạch cung cấp khí đốt hóa lỏng (LNG).



■ **Nguyên tắc đánh giá của CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam với cổ phiếu dựa trên lợi nhuận kỳ vọng trong 12 tháng tới**

- MUA: Tổng lợi nhuận kỳ vọng là 15% hoặc hơn.
- Nắm giữ: Tổng lợi nhuận kỳ vọng từ -5% đến 15%.
- Bán: Tổng lợi nhuận kỳ vọng là -5% hoặc thấp hơn.
- CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam không cung cấp giá mục tiêu với cổ phiếu khuyến nghị Nắm giữ hoặc Bán.

■ **Nguyên tắc đánh giá của CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam với ngành trong 12 tháng tới**

- Nâng tỷ trọng: Khuyến nghị tăng tỷ trọng của ngành trong danh mục so với tỷ trọng dựa trên vốn hóa của ngành trong VNIndex.
- Trung lập: Khuyến nghị giữ tỷ trọng của ngành trong danh mục bằng với tỷ trọng dựa trên vốn hóa của ngành trong VNIndex.
- Giảm tỷ trọng: Khuyến nghị giảm tỷ trọng của ngành trong danh mục so với tỷ trọng dựa trên vốn hóa của ngành trong VNIndex.

■ **Xác nhận của chuyên viên phân tích**

Chúng tôi, chuyên viên phân tích thực hiện báo cáo này, xác nhận rằng báo cáo phản ánh chính xác quan điểm cá nhân của chúng tôi về công ty được phân tích trong báo cáo. Chúng tôi cũng xác nhận rằng chúng tôi đã, đang và sẽ không nhận được các khoản lợi ích cá nhân nào, liên quan đến khuyến nghị và quan điểm trong báo cáo, một cách trực tiếp hoặc gián tiếp.

■ **Thông tin công khai quan trọng**

Ở thời điểm cuối tháng liền trước của ngày phát hành báo cáo (hoặc cuối tháng thứ 2 liền trước nếu ngày phát hành báo cáo sau ngày cuối tháng liền trước ít hơn 10 ngày), CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam hoặc các bên liên quan không nắm giữ 1% hoặc nhiều hơn cổ phần của công ty được phân tích trong báo cáo.

Không có mâu thuẫn lợi ích quan trọng nào giữa chuyên viên phân tích, CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam và các bên liên quan tại thời điểm phát hành báo cáo.

CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam hoặc các bên liên quan không quản lý hoặc đồng quản lý việc phát hành ra công chúng cổ phiếu của công ty được phân tích trong báo cáo trong vòng 12 tháng qua.

CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam hoặc các bên liên quan không nhận được khoản lợi ích nào từ dịch vụ ngân hàng đầu tư từ công ty được phân tích trong báo cáo trong 12 tháng qua; CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam hoặc các bên liên quan không kỳ vọng hoặc tìm kiếm các khoản lợi ích nào từ dịch vụ ngân hàng đầu tư từ công ty được phân tích trong báo cáo trong ba tháng tới.

CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam hoặc các bên liên quan không tạo lập thị trường cho cổ phiếu của công ty được phân tích trong báo cáo tại thời điểm phát hành báo cáo.

CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam không nắm hơn 1% cổ phần của công ty được phân tích trong báo cáo tại ngày 14/04/2023.

CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam đã không cung cấp trước báo cáo này cho các bên thứ ba khác.

Cả chuyên viên phân tích thực hiện báo cáo này và người liên quan không sở hữu cổ phiếu của công ty được phân tích trong báo cáo tại ngày 14/04/2023.

CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam đã phát hành chứng quyền có đảm bảo với cổ phiếu Bình thường mới, Chu kỳ mới và hiện là công ty tạo lập thị trường.

Người thực hiện: Hoàng Phùng

## Miễn Trừ Trách Nhiệm

Báo cáo phân tích này và các tài liệu marketing cho chứng khoán Việt Nam được thực hiện và phát hành bởi phòng phân tích của CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam, công ty được cấp giấy phép đầu tư của Ủy ban Chứng khoán Nhà nước Việt Nam. Chuyên viên phân tích, người thực hiện và phát hành báo cáo phân tích này và các tài liệu marketing, được cấp chứng chỉ hành nghề và được quản lý bởi UBCKNN Việt Nam. Báo cáo này không được sao chụp, nhân bản hoặc xuất bản (toàn bộ hoặc từng phần) hoặc tiết lộ cho bất kỳ người nào khác mà không được sự chấp thuận bằng văn bản của CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam.

Báo cáo này được viết nhằm mục đích chỉ cung cấp thông tin. Bản báo cáo này không nên và không được diễn giải như một đề nghị mua hoặc bán hoặc khuyến khích mua hoặc bán bất cứ khoản đầu tư nào. Khi xây dựng bản báo cáo này, chúng tôi hoàn toàn đã không cân nhắc về các mục tiêu đầu tư, tình hình tài chính hoặc các nhu cầu cụ thể của các nhà đầu tư. Cho nên khi đưa ra các quyết định đầu tư cho riêng mình các nhà đầu tư nên dựa vào đánh giá cá nhân hoặc tư vấn của chuyên gia tư vấn tài chính độc lập của mình và tùy theo tình hình tài chính cá nhân, mục tiêu đầu tư và các quan điểm thích hợp khác trong từng hoàn cảnh. CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam không đảm bảo nhà đầu tư sẽ đạt được lợi nhuận hoặc được chia sẻ lợi nhuận từ các khoản đầu tư. CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam, hoặc các bên liên quan, và các nhân sự cấp cao, giám đốc và nhân viên tuyên bố miễn trừ trách nhiệm với các khoản lỗ hoặc tổn thất liên quan đến việc sử dụng toàn bộ hoặc một phần báo cáo này. Thông tin và nhận định có thể thay đổi bất cứ lúc nào mà không cần báo trước và có thể khác hoặc ngược với quan điểm được thể hiện trong các mảng kinh doanh khác của CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam. Quyết định đầu tư cuối cùng phải dựa trên các đánh giá cá nhân của khách hàng, và báo cáo phân tích này và các tài liệu marketing không thể được sử dụng như là chứng cứ cho các tranh chấp pháp lý liên quan đến các quyết định đầu tư.

Bản quyền © 2023 của CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam. Báo cáo này không được sao chụp, nhân bản hoặc xuất bản (toàn bộ hoặc từng phần) hoặc tiết lộ cho bất kỳ người nào khác mà không được sự chấp thuận bằng văn bản của CTCP Chứng khoán KIS Việt Nam.

#### HEAD OFFICE

YEONG KEUN JOO, Managing Director, Head of International Business Division (yjkoo@truefriend.com, +822 3276 5157)  
PAUL CHUNG, Sales Trading (pchung@truefriend.com +822 3276 5843)  
27-1 Yoido-dong, Youngdeungpo-ku, Seoul 150-745, Korea  
Toll free: US 1 866 258 2552 HK 800 964 464 SG 800 8211 320  
Fax: 822 3276 5681~3  
Telex: K2296

#### NEW YORK

DONG KIM, Managing Director (dkim@kisamerica.com +1 212 314 0681)  
HOON SULL, Head of Sales (hoonsull@kisamerica.com +1 212 314 0686)  
Korea Investment & Securities America, Inc.  
1350 Avenue of the Americas, Suite 1110  
New York, NY 10019  
Fax: 1 212 314 0699

#### HONG KONG

DAN SONG, Managing Director, Head of HK Sales (dan.song@kisasia.com +852 2530 8914)  
GREGORY KIM, Sales (greg.kim@kisasia.com, +822 2530 8915)  
Korea Investment & Securities Asia, Ltd.  
Suite 2220, Jardine House  
1 Connaught Place, Central, Hong Kong  
Fax: 852-2530-1516

#### SINGAPORE

ALEX JUN, Managing Director, Head of Singapore Sales (alex@kisasia.com.sg +65 6501 5602)  
CHARLES AN, Sales (alex.jun@kisasia.com.sg +65 6501 5601)  
Korea Investment & Securities Singapore Pte Ltd  
1 Raffles Place, #43-04, One Raffles Place  
Singapore 048616  
Fax: 65 6501 5617

#### LONDON

Min Suk Key, Managing Director (peterkey@kiseurope.com +44 207 065 2766)  
Korea Investment & Securities Europe, Ltd.  
2nd Floor, 35-39 Moorgate  
London EC2R 6AR  
Fax: 44-207-236-4811

---

This report has been prepared by Korea Investment & Securities Co., Ltd. and is provided for information purposes only. Under no circumstances is it to be used or considered as an offer to sell, or a solicitation of any offer to buy. While all reasonable care has been taken to ensure that the information contained herein is not untrue or misleading at the time of publication, we make no representation as to its accuracy or completeness and it should not be relied upon as such. This report is provided solely for the information of professional investors who are expected to make their own investment decisions without undue reliance on this report and the company accepts no liability whatsoever for any direct or consequential loss arising from any use of this report or its contents. This report is not intended for the use of private investors.

Copyright © 2019 Korea Investment & Securities Co., Ltd.. All rights reserved. No part of this report may be reproduced or distributed in any manner without permission of Korea Investment & Securities Co., Ltd.