

Nogal **Capital**

Diversified Energy, el desguace del gas natural

Diversified Energy (DEC) compra los pozos de gas natural cuando las grandes energéticas ya no quieren porque son menos rentables y empeoran los ratios financieros. DEC ha encontrado la forma de optimizar los costes para seguir ganando dinero. Además, se ha especializado en el cierre y mantenimiento de pozos vacíos, que, aunque a día de hoy son un pasivo, resulta que son los mejores almacenes naturales de CO2 y una de las principales soluciones para la transición energética.

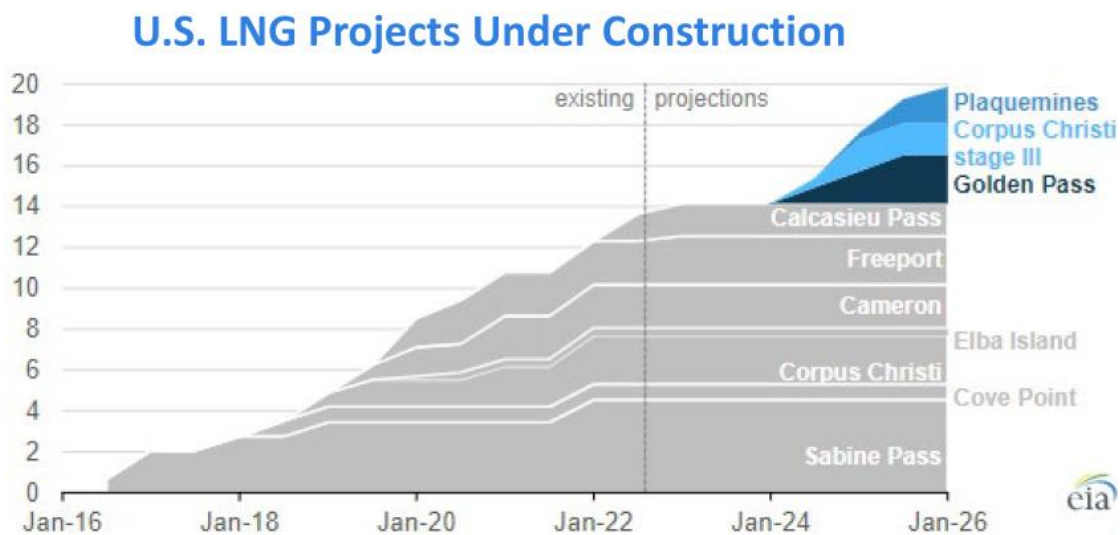
Así que DEC es un productor de gas natural que el mercado está valorando en función del precio del contado (actual) del gas natural estadounidense ([Henry Hub](#), HH), pero ignorando que la empresa cubre hasta el 90% de la producción de los siguientes 12 meses con futuros, y que estos futuros a medio y largo plazo son un 50% más elevados. Además, el gas natural en Europa y Asia cotiza a más de tres veces creando una oportunidad de arbitraje única en cuanto se terminen las plantas licuefactoras y aumenta la capacidad exportado estadounidense.

La empresa se creó en 2001 por Robert Hutson Jr. con capital familiar y con el boom del fracking empieza a encontrar oportunidades de crecer por lo que en 2017 acude a la bolsa londinense para levantar 60 millones de libras esterlinas. En 2024 la acción cotiza también en NYSE, forma parte del índice Russell 2000 y capitaliza \$410 millones.

Los principales yacimientos de gas natural se encuentran en los Apalaches y la Región Central de EE.UU. La empresa también es propietaria de algunos gaseoductos, pero el negocio principal es la extracción de gas natural y su venta. Los ingresos en el corto plazo se cubren utilizando derivados (swaps), entre el 70-90% a 12 meses, 50-70% entre 13 y 24 meses, y a plazos mayores vincula el coste financiero con la rentabilidad de los yacimientos. En el informe semestral 10-Q 2024H1 la empresa declara que tiene 204.149 MMBtu cubiertos para el resto del 2024 frente a una producción anual de 2023 de 308.621 MMBtu. Podemos asumir que o bien la empresa ganará dinero con la fuerte caída del HH o que está cubriendo la producción de la reciente adquisición Tanos II a Oaktree Capital Management. Las cuentas muestran que la empresa sabe manejar de manera efectiva los derivados lo que le ha permitido ganar dinero incluso con la fuerte volatilidad que ha experimentado el gas natural con la guerra en Ucrania.

El gas natural estadounidense Henry Hub se vende a \$2 frente a los \$10 que cuesta en Europa y Asia. David Ricardo explicaba en el s. XVIII los beneficios del comercio internacional: los países con bienes más abundantes y baratos se beneficiarían de cambiarlos por aquellos relativamente más caros. Esta oportunidad de arbitraje surge por el fuerte aumento de la producción de gas natural en EE.UU que durante los últimos 10 años ha crecido el 50% frente a la demanda que solo ha crecido el 23%. EE.UU. ha pasado de ser un importador a uno de los principales exportadores de gas junto con Rusia, Australia y Qatar. Además, puede que la demanda de gas natural haya aumentado en el resto del mundo a raíz del accidente de Fukushima y la guerra en Ucrania. Desde 2014, el gas europeo (Dutch Transfer Title Facility, DTF) ha cotizado en el rango \$4-10 MMBtu, similar al asiático, frente al HH que se movía en el rango \$1,5-4.

El problema clave a la hora de comprar en EE.UU. y vender en Europa o Asia es que existe un cuello de botella en la capacidad exportadora de EE.UU. Para transportar el gas natural por mar hay que licuefactarlo, y construir estas infraestructuras requiere un capital elevado y varios años. Actualmente se están terminando varias que aumentarán en un 50% la capacidad exportadora y estarán operativas entre finales de 2024 y principios de 2026.



Las últimas declaraciones sobre estos proyectos son:

Transcripts - Plaquemines Project

- **Plaquemines LNG, Shell PLC** — Projects like Plaquemines Train 1 are expected to come online in 2025, contributing to the growth in LNG supply.
- **Plaquemines LNG, Enbridge Inc.** — The Venice extension project, serving LNG exports on the Louisiana coast through the Plaquemines LNG facility, is on budget and on track to enter service later in 2024.

- **Plaquemines Project, EnLink Midstream LLC** — As Venture Global's Plaquemines LNG project ramps up, EnLink Midstream expects more opportunities to bring incremental volume to the facility on top of what they already have contracted.

Transcripts - Corpus Christi

- **Earnings, Q2 2024, Cheniere Energy Inc** — The company received a positive environmental assessment from FERC on Corpus Christi Trains 8 and 9, which helps solidify the timeline to reach FID on these trains in 2025.
- **Earnings, Q2 2024, Cheniere Energy Inc** — The company discussed the Corpus Christi Stage 3 expansion, stating that the increased electricity demand from the electric compression will be managed by buying an existing power plant and partnering with Calpine to operate it as a reliable combined cycle power plant.
- **Barclays 38th Annual CEO Energy-Power Conference 2024, Chart Industries Inc** — The company noted that its IPSMR technology is used at Cheniere's Corpus Christi Stage 3 facility, which is well underway.

Transcripts - Golden Pass

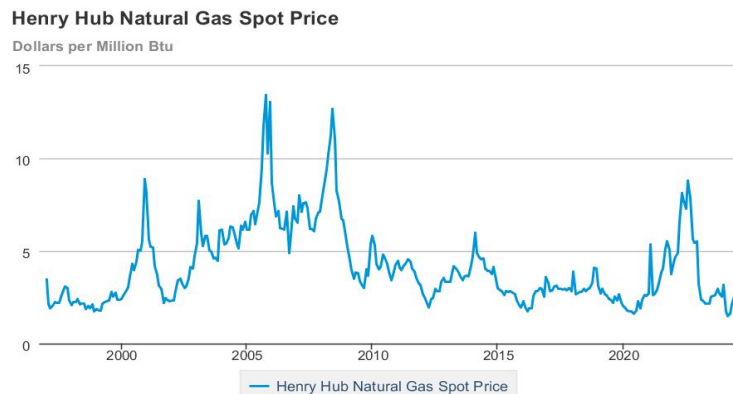
- **Earnings, Q2 2024, Chesapeake Energy Corp** — The company is optimistic about the growth in LNG demand, which they expect to start coming online in the second half of 2024 and continue until the Golden Pass LNG project comes online, likely by the end of 2025 or early 2026.
- **Earnings, Q2 2024, The Williams Companies Inc** — The company expects the Golden Pass LNG facility to come online by the end of 2025.
- **Earnings, Q2 2024, Exxon Mobil Corp** — The company has reached a settlement with Zachry on the Golden Pass LNG project, and they are focused on getting the project back on track and executing it as quickly as possible.
- **Barclays 38th Annual CEO Energy-Power Conference 2024, Chesapeake Energy Corp** — The company expects significant growth in LNG demand, with over 4 bcf per day of demand from the Corpus Christi train III and Golden Pass LNG projects.

También debemos tener en cuenta que, aunque la administración Biden paralizó en enero de 2024 los nuevos proyectos alegando ser un riesgo para la seguridad nacional, paralización que no afectaba a las obras en curso, las últimas declaraciones de julio parecen encaminadas a reanudar los nuevos proyectos. Este es un riesgo en el corto plazo por el auge de los populismos y la posibilidad de que los políticos traten de conseguir el apoyo popular manteniendo el coste energético controlado en detrimento del crecimiento económico futuro. Sin embargo, la exportación de gas natural sería una gran ayuda para compensar la balanza comercial negativa. Ningún país puede importar indefinidamente sin ofrecer al mundo algo a cambio, y aunque tradicionalmente EE.UU. se ha apoyado en la fortaleza del dólar y la inversión extranjera, en el futuro podría ser un problema por el fuerte crecimiento económico de China e India.

La demanda de energía seguirá creciendo y el gas natural es clave en todos los planes de transición energética. El gas natural es el combustible fósil que menos emisiones de CO₂ tiene, un 30% menos que el petróleo y un 50% menos que el carbón. Por ello, India quiere aumentar el peso en el mix energético del gas natural desde el 7% actual hasta el 15%, y China está haciendo esfuerzos para reemplazar el carbón por gas natural. Por otra parte, se espera que África aumente su consumo fuertemente ya que la población se duplicaría en los próximos 25 años llegando a los dos mil millones de personas. Además, el consumo medio de un africano es especialmente bajo: la mitad de la población no tiene acceso a electricidad, y el consumo medio de un africano es de 15GJ frente al de un americano de 226 GJ. Según aumente el nivel de vida de la población subdesarrollada y en desarrollo también aumentará su demanda energética.

En el mundo desarrollado aumentará la demanda de energía con el auge de la IA, cloud computing, coches eléctricos, y la necesidad de calefacción y aire acondicionado derivada del cambio climático.

[Global Gas Report 2024 Edition | IGU](#) señala que, si no se aumenta la inversión en capacidad energética adicional, en 2030 podría haber un gap entre la demanda y la oferta del 29%. Y recuerda que construir las infraestructuras necesarias es complejo y se tarda muchos años por lo que urge a tomar las decisiones lo antes posible.



Tanto la oferta como la demanda de gas natural son inelásticas y cualquier disrupción en el sector puede provocar que el precio suba, o baje, fuertemente. Por ejemplo, con la guerra en Ucrania, Rusia redujo las exportaciones el 30% (61.000 millones de m³ de gas natural), y aunque la UE redujo las importaciones un 8% (23.000 millones de gas natural), el precio del gas natural en Europa subió hasta un 200% respecto a los precios anteriores a la invasión. Respecto a los precios del 1/1/2021, el precio subió el 1.685%. Cuando la dependencia de un bien es alta, cualquier desajuste entre la oferta y la demanda genera mucha volatilidad en el precio.

En este contexto con los precios del Henry Hub en mínimos, la empresa ha adquirido yacimientos a precios excepcionales. Rusty Hutson ha aprovechado la volatilidad del mercado para comprar

varios pozos pagando hasta PV-40 (en cierto modo equivalente a TIR 40%) utilizando la caja generada orgánicamente y deuda cuando ha considerado oportuno. Estas operaciones se han financiado junto con el socio estratégico Oaktree Capital Management, empresa que invierte en deuda bajo la dirección del value Investor Howard Marks. La empresa ha pasado de tener un PV-10 de \$1,9 mil millones en 2019 hasta los \$3,5 mil millones actuales.

En 2021 se adquieren activos por valor de \$687 millones aumentando exit rate (producción) un 30% hasta los 139 MBoe y reservas de 774 MMboe. El 18 de agosto se adquiere el 51% de Tanos junto con Oaktree por \$116 millones. El 5/7/2021 pagó \$170 millones por Blackbeard con AK y crédito (credit facility). El 19/5/2021 compró Indigo Assets por \$117 millones y en 9 Jul se desinvierte en activos sin desarrollar recibiendo \$50 millones. El 7 Dic compra Tapstone por \$177 millones con crédito.

En 2022 se adquieren activos por valor de \$566 millones, aumentando exit rate hasta 141 Mboepd y reservas 854MMboe. El 27 Sep la empresa adquiere pozos de ConocoPhillips a PV-17 por \$209 millones con crédito. El 25 abr compra el 52% de East Texas Asset a PV40 junto con Oaktree por \$47 millones con caja y crédito.

En 2023 solo se adquiere Tanos II por valor de \$266 millones consiguiendo exit rate 137 Mboepd (reservas 3,849,496 MMcfe (641,582 MMboe) (las reservas caen por la venta de Lion). El 1 mar compra Tanos II a PV-17 por \$266 millones (\$386 teniendo en cuenta la amortización de deuda) con caja, nuevas acciones y crédito. En noviembre vende el 80% de Lion por \$30 materializando un beneficio de \$18 millones. Adicionalmente vende varios activos por valor de \$60 millones realizando beneficios por valor de \$45 millones.

En junio de 2024, la empresa declara reservas de 4.423.218 MMcfe y PV-10 \$3.5 miles de millones tras la compra de los intereses de Oaktree a PV-17 por valor de \$410 millones y Crescent Pass Energy por a PV-20 por valor de \$100, ambas con caja y deuda (Crescent se financia inicialmente con Equity que posteriormente vende a la empresa según PR).

El crédito fiscal "Production of Natural Gas from Marginal Wells" generará un active muy interesante para ser adquirida por grandes energéticas permitiendo optimizar su factura fiscal. El 1 de julio de 2024 se publicó "[Notice 2024-52: Reference price for section 45I credit for production ...](#)" según el cual, para los yacimientos que reúnan ciertas características y con el objetivo de incentivar el empleo en zonas desfavorecidas, las empresas recibirán un crédito fiscal de \$0.77 cuando el HH sea inferior a \$2.04. Esto proporciona cierta protección a los ingresos de la empresa que en 2024H1 ha declarado un beneficio fiscal de \$98 millones (en marzo de este año el HH llegó a \$1,49).

Las adquisiciones se financian principalmente con la caja generada, crédito y deuda estructurada en ABS, consiguiendo flexibilidad y control del riesgo financiero. La empresa tiene varios ABS siendo el

más importante el creado en 2024 (ABS VIII) con el que se canceló ABS III y V. Los ABS tiene tres covenants:

- Debt Service Coverage Ratio (DSCR) $5x > 1.45x$
- Loan to Value (LTV) $48\% < 75\%$
- Production Rate $> 80\%$ (la empresa no proporciona este dato pero afirma cumplirlo)

La deuda neta sobre el EBITDA ajustado TTM supone el 2,8x, superior al 2,4x del 2023 por la compra a Oaktree y Crescent, que llevaban asociada la deuda. El coste financiero TTM fue del 6,3%. El objetivo de la empresa es mantener la deuda por debajo del 2,5x EBITDA ajustado.

Skin in the game es clave especialmente en el sector oil & gas y el socio fundador "Rusty" Hutson posee el 2,7% del capital social y su salario está ligado a la evolución de la empresa. Su sueldo base son \$750 mil +175% bonus anual +325% por resultados a largo plazo que dependen de conseguir un margen EBITDA ajustado del 50% y ROE del 40%.

La empresa se fundó con capital familiar y en 2017 tenía un valor en bolsa de \$70 millones. La participación de Rusty valía en 2017 unos \$17, similar al valor actual que el valor en bolsa es de \$410 millones, aunque su participación se ha diluido por los aumentos de capital desde el 6% hasta el 3%.

Otros accionistas relevantes son: The Diverse Income Truste 11%; Ameriprise Financial 5%; J O Hambro Capital Management 5%; Jupiter Fund Management 5; y otros con posiciones inferiores al 5%. Los inversores institucionales suman el 48%.

A lo largo de 2024, BlackRock ha anunciado una participación del 9%, seguramente porque la empresa ha sido incluida en el índice Russell 2000, y este verano Barclays ha declarado una participación del 6%.

No obstante, debemos mencionar que la miembro del consejo de administración Sandra (Sandy) Stash, P.E estuvo en Tullow Oil entre 2013 y 2020, periodo en el que esta empresa tuvo que hacer frente a un impago de las reservas por la caída del precio del petróleo desde \$100 hasta \$50. Opino que esta es uno de los riesgos del sector y que no hubo mala praxis por parte de la dirección (en cualquier caso no hay ningún problema legal).

También es importante tener en cuenta que Oaktree Capital Management (Howard Marks) ha sido socio en las emisiones de ABS, siendo un validador de los negocios de primera mano, mientras que, Bidgewater Associates (Ray Dalio) tiene una posición corta abierta del 1.3% que pienso puede responder a otro tipo de estrategias macro.

La gestión del negocio en términos de ROIC ha sido muy buena ya que el ROIC medio de los últimos cinco años es del 18%, muy superior al WACC estimado del 9-11%, y también superior a la media del 14% de las 20 empresas del sector con mayor capitalización bursátil.

El mercado está obsesionado con la IA, la gestión pasiva y se olvida de leer la letra pequeña.

Mientras que cada vez una mayor parte del mercado invierten sin mirar los precios siguiendo a ciegas el mantra de la gestión pasiva y asumiendo que los mercados son siempre eficientes, otros inversores encontramos oportunidades en el análisis y buscando donde nadie mira.

Un análisis superficial de DEC muestra una empresa que tiene gas natural y cuyo valor depende de precio del HH a corto plazo de modo que el precio de la acción estaría correlacionado con el HH como muestra el gráfico de abajo y de forma intuitiva trataríamos de ganar dinero arbitrando el HH y DEC del mismo modo que haría un algoritmo de trading.

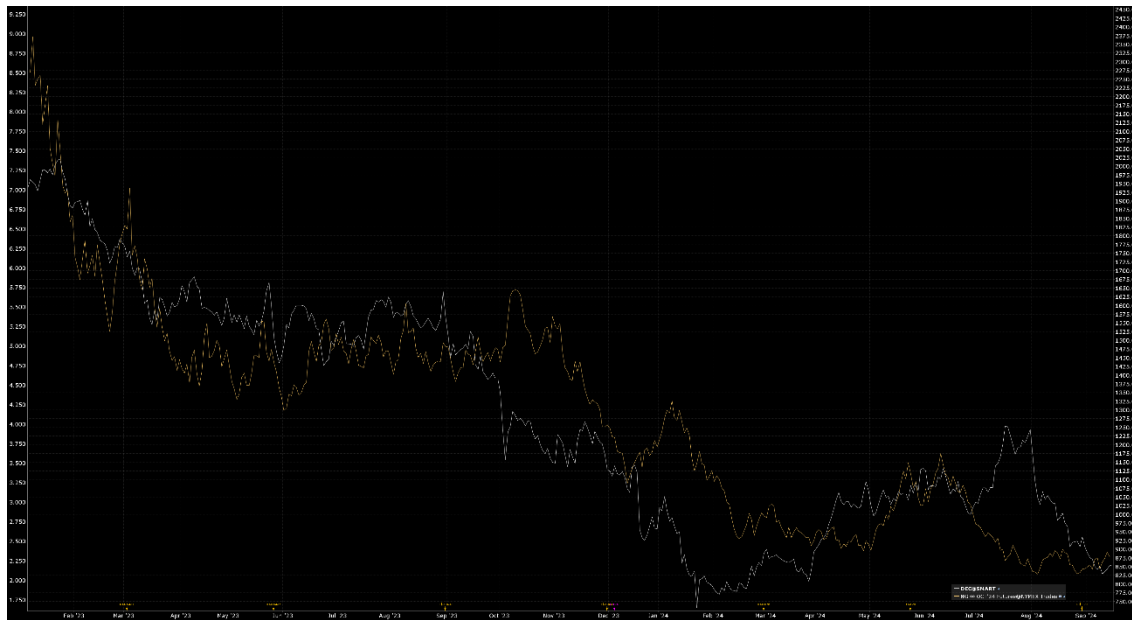


Ilustración 1 Precios de DEC y HH durante los últimos dos años

Sin embargo, leyendo los estados financieros encontramos que la empresa cubre la producción con derivados por lo que el valor de la acción no cambia mientras que no cambien los futuros a medio y largo plazo que son mucho más estables e importantes en el valor del negocio. Es decir, estaríamos vendiendo dos veces la producción. Sería un error y un riesgo elevado dado que esta correlación desaparecerá en cualquier momento bruscamente y sin previo aviso. Los derivados financieros son herramientas muy potentes cuando se utilizan correctamente, pero armas de destrucción masiva como descubrieron en [LTCM](#).

DEC vale lo mismo que ahora o mucho más, pero es solo mi opinión. Podemos calcular el valor de reemplazo de DEC utilizando los valores contables tangibles, equivalentes al coste de adquisición menos los intangibles (que solo tienen valor si la empresa ganase dinero en cuyo caso valoramos por EPV) y de este modo, si sumamos el valor de coste de los activos y restamos el de los pasivos obtenemos que el NAV es 11 USD. Siendo algo más ambicioso y aceptando la valoración de las

reservas en \$3,5 miles de millones en vez de los \$2,7 contabilizados, y sumando el resto de los activos y restando los pasivos resulta en \$28.

Pero lo realmente interesante es entender cuánto dinero podría ganar la empresa en el futuro (EPV) que depende directamente del precio del Henry Hub porque actualmente cotiza a \$2,3 mientras que los futuros de 2025 y posteriores cotizan a \$3-4. Además, se podría vender en Europa y el precio podría subir a un precio intermedio como \$6,5.

Asumiendo que:

- La empresa extrae y vende 300.000 MMBtu como en 2023,
- consigue un margen EBITDA del 50% en línea con el pasado,
- vinculando el coste del reemplazo de los yacimientos al crecimiento del precio del Henry Hub,
- impuestos del 21%,
- WACC del 9% (superior al estimado por [Damodaran](#) para el sector Oil & Gas E&P del 7,34%),
- sumando DTA y restando deuda obtenemos las siguientes valoraciones

	HH \$ 3	HH \$ 4	HH \$ 6.5
EPV DEC	\$ 16	\$ 24	\$ 40

La empresa cotiza a 20/9/2024 a 11.31\$, es decir con un potencial de revalorización entre el 40% y el 250% sobre las valoraciones anteriores.

Además, debemos tener en cuenta que:

- En el peor escenario, que sería que la oferta siguiese creciendo en contra de los planes actuales o que la demanda disminuyese y el gas natural cayese por debajo de \$2.04, se activaría el incentivo fiscal como en el primer semestre del 2024 por el que la empresa ingresó \$98 millones.
- International Gas Union advierte que en 2030 podría haber un gap entre la oferta y la demanda de energía del 29%, lo que podría presionar fuertemente al alza el precio del gas natural.
- Los pozos de gas natural vacíos podrían utilizarse para almacenar CO2, transformando lo que actualmente es un pasivo en una nueva fuente de ingresos. Según el Act-45Q se incrementa el crédito fiscal por almacenar CO2 hasta los \$85 por tonelada.

Rodrigo Cobos, CFA