

Transición Energética vs. Seguridad Energética; De Glasgow nov. 2021 al conflicto de Ucrania feb. 2022

Autor: Tito S. Bonadonna

Resumen:

En menos de 4 meses el mercado energético cambió de un mercado global con fuentes de suministro “confiables”, inmerso en un complejo proceso de transición energética, buscando mantener el equilibrio con la recuperación económica post pandemia, a un mercado energético incierto y caótico por razones geopolíticas, disparando las alarmas de las economías occidentales en materia de “seguridad energética”. Ante esta nueva coyuntura, se observa que vuelve a la escena la energía nuclear, tal como ocurrió en pasadas crisis energéticas, con la diferencia de que en esta oportunidad viene a jugar un rol importante en el proceso de descarbonización de la matriz energética. En resumen, estamos en presencia de un mercado energético caótico, en el cual las apuestas se mantienen hacia las energías renovables eólica y solar; incluyendo la energía nuclear y el GNL, como pilares de una matriz energética que busca como prioridad reforzar la seguridad energética, favoreciendo de manera indirecta el proceso de transición energética. Si bien dentro de este caos se observa la reactivación de proyectos de O&G que no tenían mayor sentido en el escenario 2021, hoy entran en juego con el objeto de diversificar suministros hacia fuentes con menor riesgo geopolítico; es decir, son fuentes sustitutas. Dentro de este escenario energético, Venezuela tiene la base de recursos y el posicionamiento geográfico ideal para ser un actor importante, siempre que se propicien las condiciones necesarias para el desarrollo de sus recursos.

De Glasgow nov. 2021 al conflicto de Ucrania feb. 2022

Al culminar la cumbre del COP26 en Glasgow a finales de noviembre de 2021, se lograron algunos avances en la lucha contra el calentamiento global, y aunque se mantiene el objetivo de intentar contener el aumento de la temperatura media de la tierra en 1,5 grados, como se estableció en el Acuerdo de París, varios aspectos medulares quedaron sin resolver y los compromisos siguen sin tener la suficiente ambición como para alcanzar el mencionado objetivo.

Si bien es cierto que los países asumieron importantes compromisos colectivos para reducir el uso del carbón, frenar las emisiones de metano, detener y revertir la pérdida de bosques, alinear el sector financiero con las metas de emisiones netas cero para 2050, deshacerse de manera progresiva del motor de combustión interna y poner fin al financiamiento internacional de los combustibles fósiles; por nombrar sólo algunos puntos críticos tratados, en cuanto al sensible tema del carbón, debemos recordar que la cumbre se prolongó un día más por la discusión de una enmienda de última hora incorporada por China e India

solicitando suavizar el texto sobre "la eliminación de la energía base carbón", adoptándose un texto de "reducción progresiva" del uso del carbón, componente fundamental en la matriz energética de estos países. En paralelo, estos países reconocieron el no poder alcanzar un esquema de emisiones neutras en el 2050, comprometiéndose a alcanzar la neutralidad para el 2060 y el 2070 respectivamente.

Adicional a las discusiones por la reducción del uso del carbón y el tema de los subsidios a los combustibles fósiles, se presentaron intensos debates sobre cómo alcanzar el objetivo de emisiones neutras para el 2050. Sólo energías renovables y eficiencia energética no es suficiente. En este sentido, Alemania y Francia protagonizaron un intenso debate sobre las denominadas 'energías de acompañamiento', aquellas llamadas a respaldar la transición hacia las fuentes renovables para avanzar hacia una economía neutra en carbono sin renunciar al crecimiento económico. Francia abiertamente defendía la energía nuclear, mientras que Alemania defendía el uso del gas natural; todo ello, obviando que ambas tecnologías habían quedado excluidas de la taxonomía de la Unión Europea, instrumento financiero que definirá aquellas tecnologías que formarán parte de las inversiones aceptadas en la hoja de ruta hacia la plena descarbonización de la Unión, fijada para el 2050.

En resumen, al margen de los debates, decisiones y acuerdos, en Glasgow quedó muy clara la necesidad de alcanzar una economía neutra en emisiones de carbono con el objeto de limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C. El reto y el debate de fondo está en el cómo hacerlo a través de soluciones económicamente viables que no trunquen el crecimiento económico de las naciones, en especial en tiempos post Covid19. Por esta razón, en el debate planteado en noviembre 2021 regresó a la escena la energía nuclear como un protagonista importante en los países desarrollados, complementada por el gas natural y las tecnologías de CC&S (Captura de Carbono & Almacenamiento).

En cuanto a la energía nuclear, se considera oportuno destacar los resultados del informe de la Comisión Económica de Naciones Unidas para Europa (UNECE) del mes de agosto de 2021, publicado tras conocerse las conclusiones del informe "Climate Change 2021" del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). El referido informe sobre la energía nuclear publicado por la UNECE indica que los objetivos globales para el freno del calentamiento global no podrán alcanzarse si se excluye el uso de la energía nuclear, razón por lo cual sugiere no excluir esta energía en la lucha contra el cambio climático. Este informe indica que en los últimos cincuenta años la energía nuclear ha evitado 74 gigatoneladas de dióxido de carbono adicionales, equivalente a las emisiones globales de dos años de ese gas, principal causante del efecto invernadero. Por esta importante razón, la Comisión Económica de Naciones Unidas para Europa considera que la energía nuclear debe formar parte del mix energético presente y futuro si se quiere alcanzar la descarbonización de la economía y la sociedad y cumplir con los objetivos fijados en el Acuerdo de París COP21 y en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

Si bien el informe reconoce las dudas que prevalecen sobre el costo de la energía nuclear, la gestión de sus residuos y las preocupaciones en torno a la seguridad, se concluye que para lograr la meta de neutralidad en emisiones de carbono, no es posible dejar por fuera esta energía en el mix energético. En esta dirección, el principal reto a abordar será el de identificar nuevos lugares geológicamente estables a largo plazo para el almacenamiento de residuos. Con respecto a la seguridad de las operaciones, hoy día el riesgo es menor debido a los avances técnicos en las áreas de diseño, construcción y operación de las plantas.

Descontando el tema de seguridad y específicamente el componente de disposición de los residuos radioactivos, el informe concluye que la energía nuclear es la fuente de generación eléctrica menos emisora de CO₂ teniendo en cuenta todo el ciclo de vida de los proyectos, incluso menos que cualquier otra tecnología renovable.

A continuación un breve resumen de los resultados:

Emisiones de CO₂ - Ciclo de Vida

Fuente		g CO ₂ /kWh		
		Rango		Promedio
1	Energía Nuclear	5,1	6,4	5,8
2	Energía Eólica onshore	7,8	16,0	11,9
	Energía Eólica offshore	12,0	23,0	17,5
3	Energía Solar FV	8,0	83,0	45,5
	Energía Solar CSP	27,0	122,0	74,5
4	Energía Hidroeléctrica	6,0	147,0	76,5
5	Gas Natural, Ciclo Combinado	403,0	513,0	458,0
	Gas Natural, Ciclo Combinado + CC&S	49,0	220,0	134,5
6	Generación Carbón Convencional	751,0	1.095,0	923,0
	Generación Carbón más CC&S	147,0	469,0	308,0

Fuente: UNECE (Energía Nuclear, 2021)

Como se puede observar, las emisiones netas de CO₂ de la energía nuclear son 2,6 veces menores que las de la energía eólica, 10 veces menores que las de las energías solar e hidroeléctrica, 50 veces menores que las del Gas Natural y más de 100 veces menores que la generación base carbón.

Al revisar las bases del estudio, se observa que sin excepción, todas las tecnologías de generación de electricidad generan impactos ambientales a lo largo de su ciclo de vida; y estos impactos pueden variar ampliamente según el sitio de implementación y otras opciones de diseño.

En el caso de las tecnologías renovables, la mayoría de las emisiones de gases de efecto invernadero están incorporadas en la infraestructura, el uso de la tierra (*particularmente alto en el caso de la energía solar*), el uso de agua, o los recursos materiales para su construcción donde solar fotovoltaica y eólica presentan su principal huella en sus

requerimientos de metales no ferrosos, lo que sugiere grandes variaciones en los impactos del ciclo de vida debido al origen de la materia prima, la combinación de energía utilizada para la producción, los modos de transporte en las diversas etapas de fabricación e instalación, entre otros factores.

En las hidroeléctricas, además del impacto de la infraestructura, se deben incluir las emisiones biogénicas de los sedimentos que se acumulan en los embalses, emisiones que pueden ser muy altas en áreas tropicales.

Al margen de las observaciones antes mencionadas, no hay duda de que la huella de carbono de las renovables es notablemente menor que la huella de facilidades de generación con combustibles fósiles: gas natural y carbón.

Al complementar los resultados de este estudio de emisión de CO₂ con los costos ponderados de la energía según Lazard 2021, se observa que si bien la energía nuclear es la más costosa (*hasta 4 veces más costosa que las renovables eólica y solar y 2,5 veces más costosa que el gas natural*), la energía nuclear no es intermitente; es decir, es constante y confiable y para precios del gas natural por encima de los 20 US\$/MMBTU es más económica que el ciclo combinado con Gas Natural, lo cual le confiere a la energía nuclear un atributo muy importante en términos de confiabilidad por aspectos de intermitencia climática y de seguridad en entornos de fuertes fluctuaciones de los precios de los hidrocarburos, en especial el gas natural.

Costo Ponderado de la Energía (LCOE)

Fuente		US\$/MWhr		
		Rango		Promedio
1	Energía Eólica	26,0	50,0	38,0
2	Energía Solar FV (Utility Scale)	28,0	41,0	34,5
3	Energía Hidroeléctrica	40,0	90,0	65,0
4	Gas Natural, Ciclo Combinado (a)	45,0	93,0	69,0
5	Generación Carbón	65,0	165,0	115,0
6	Energía Solar CSP	126,0	156,0	141,0
7	Energía Nuclear	131,0	204,0	167,5

(a): GN @ 3,45 US\$/MMBTU

Fuente: Lazard 2021

En resumen, tal como se indicó en un párrafo previo, en Glasgow 2021 se ratificó la necesidad de alcanzar una economía neutra en emisiones de carbono, centrándose los principales debates en el cómo hacerlo y en los tiempos. El enfoque mantenía la apuesta de una “transición energética” maximizando la inclusión de tecnologías renovables; incluyendo hidrógeno verde a partir del 2030, complementando con gas natural y tecnologías de CC&S. Aun así, esta combinación no era suficiente para alcanzar las metas de emisiones neutras en el 2050, razón por la cual entró en el debate la energía nuclear. En el caso de los hidrocarburos, se mantenía el enfoque de optimizar fuentes tradicionales

de producción para optimizar inversiones, reduciendo emisiones de metano y en general, reduciendo la huella de carbono de las operaciones y de los productos, en un mercado energético global con fuentes de suministros teóricamente “confiables”.

Con respecto al hidrógeno verde, importante destacar que su participación se veía para finales de esta década, apostando a los avances tecnológicos para reducción de los costos de producción que para el 2021 estaban en el rango de 3,2 – 6,0 US\$/kg de H₂, equivalente a 28,6 – 53,6 US\$/MMBTU, costo particularmente elevado para incorporar en una etapa de recuperación económica post Covid19.

En febrero 2022, con el conflicto entre Ucrania y Rusia se produce una situación de encarecimiento de los hidrocarburos como consecuencia de las sanciones impuestas por Estados Unidos y la Unión Europea al petróleo y al gas ruso cuyo principal destino es Europa. Como consecuencia de estas sanciones, que incluyen un ambicioso objetivo de reducir el consumo de petróleo y gas ruso en Europa y el potencial riesgo de un corte ó reducción de suministro, los precios del gas a finales de la primera semana de marzo escalaron a niveles de 60 US\$/MMBTU en Europa y 40 US\$/MMBTU en Asia, estabilizándose los precios en ambos mercados en el orden de los 35 US\$/MMBTU para finales de marzo. Revisando los contratos de futuros para diciembre de 2023 para los referidos mercados de Europa y Asia, los rangos esperados de precio se ubican en los 20 – 25 US\$/MMBTU. Para ese mismo período, los indicadores de precios del petróleo rompían la barrera de los 120 US\$/b, estabilizándose en el rango de los 105 US\$/b.

Con precios del gas natural por encima de los 30 US\$/MMBTU, los precios de la electricidad superaron la barrera de los 200 US\$/MWh. Está por demás indicar que con estos precios compiten abiertamente la nuclear y el H₂ verde; por tal razón, a diferencia del debate energético presente hasta nov. 2021, hoy la situación ha cambiado.

Independientemente del veto al gas y al petróleo ruso, occidente y específicamente Europa, están en la búsqueda del desarrollo de nuevas fuentes y opciones para garantizar la “seguridad energética”. En el caso de la energía nuclear, hay un giro estratégico muy importante precisamente por este tema.

Entonces, ante un escenario de precios de +20 US\$/MMBTU y el potencial riesgo de suspensión de suministro, se presenta el incentivo suficiente para el desarrollo de otras fuentes incluyendo la energía nuclear, razón por la cual en las últimas semanas vemos noticias como las siguientes:

- *“Macron defiende la energía nuclear en la UE para ganar independencia energética”*
- *“Francia anuncia un vasto programa de inversión en energía nuclear: seis nuevos reactores EPR y mantendrá activos los 12 que iban a apagar”*
- *“Reino Unido ‘apostará fuerte’ por la energía nuclear a pesar de las preocupaciones sobre el costo”*
- *“Bélgica decide que sus centrales nucleares operen diez años más”*

- *“Alemania realizará fuertes inversiones en GNL para no depender de Rusia y estudia extender la operación de sus tres centrales nucleares”*
- *“Departamento de energía de EE.UU. avanza en programa nuclear de \$ 6 mil millones”*
- *“China aumentará su capacidad de energía nuclear durante los próximos años”*
- *“China pone en marcha su primer reactor nuclear de cuarta generación”*
- *“Canadá presenta un plan para la instalación de Reactores Modulares Pequeños”*

... entre otras noticias del mismo tenor.

En materia de hidrógeno verde observamos:

- *“Los europeos impulsan el hidrógeno en su apuesta por la independencia energética”*
- *“El Reino Unido aportará casi 500 millones de dólares para impulsar el hidrógeno verde”*
- *“El primer plan de hidrógeno de China se centra en la reducción de costos y la creación de capacidades”*
- *“Egipto y Noruega firman acuerdo sobre la producción de hidrógeno verde en la zona del Canal de Suez”*
- *“India planea fabricar 5 millones de toneladas de hidrógeno verde para 2030”*
- *“Irak y Kuwait revelan planes para nuevos proyectos de hidrógeno y energía solar”*

... entre otras noticias similares.

En resumen, las principales economías de Europa, China e India, las cuales representan el 38,6% del PIB mundial y el 40,1% de la demanda de energía primaria mundial, están apostando a una diversificación hacia estas fuentes, incluyendo renovables y gas natural.

Importante destacar que en estos anuncios, al igual que los anuncios que se siguen observando en materia de renovables (eólica, solar y baterías) y los anuncios de reactivación de proyectos de O&G que no tenían mayor sentido en el escenario 2021, el elemento común es “seguridad energética”. En esta dirección, la variable “costo” se ve superada por el potencial “costo de oportunidad” implícito de depender de una fuente energética que presente el riesgo de suspensión de suministro por situaciones geopolíticas. Dentro de este concepto de minimizar la “dependencia energética”, además de la energía nuclear y el H2 verde, surge con mucha fuerza el Gas Natural Licuado (LNG) como una solución para diversificar fuentes de suministro.

En la estrategia de diversificar fuentes de suministros de gas y petróleo, se observa la reactivación de proyectos de O&G que como se indicó anteriormente, no tenían mayor sentido en el escenario 2021, pero hoy entran en juego con el objeto de diversificar hacia fuentes con menor riesgo geopolítico; es decir, son fuentes sustitutas.

Esta nueva coyuntura caótica causada por el conflicto en Ucrania, la cual ha generado una crisis energética muy importante, luce que acelerará la descarbonización de la matriz

energética mundial al incentivar el desarrollo de opciones energéticas que no lucían viables económicamente en el corto plazo en una coyuntura “normal” hasta Glasgow 2021.

Entonces, a diferencia del escenario Glasgow 2021, en donde el énfasis era “transición energética” optimizando fuentes tradicionales fósiles para optimizar inversiones, gas natural desplazando carbón y un crecimiento moderado de la nuclear para complementar el desarrollo de las renovables, buscando mantener el equilibrio con la recuperación económica post pandemia, hoy este escenario ha cambiado de manera sustantiva. Independientemente del veto al gas y petróleo ruso, se está en la búsqueda del desarrollo de nuevas fuentes y opciones para garantizar “seguridad energética”, lo cual incluye el giro estratégico en el caso de la energía nuclear.

En resumen, estamos en un escenario de “transición energética” con énfasis en “seguridad energética”, ya que ante un escenario de precios del gas de +20 US\$/MMBTU y del petróleo de +100 US\$/b, más el potencial riesgo de suspensión de suministro, están presentes los incentivos suficientes para esto y mucho más. ...

Venezuela en el contexto energético mundial

En el caso de Venezuela, se mantienen las posibilidades de ser un actor en el mercado petrolero internacional, con potencial para incursionar en el mercado internacional de gas natural

En el mercado petrolero, en el corto plazo nos encontramos en un escenario de re ubicación de fuentes de suministros por la situación del veto al petróleo ruso. Adicionalmente, para la ventana 2030 - 2050 se mantiene la expectativa de una menor participación del petróleo en la matriz energética mundial, razón por la cual estaremos en presencia de un mercado altamente competitivo.

En tal sentido, en el horizonte 2030 – 2050 el gran reto que se presenta para todos los competidores es el de mantener capacidades de producción y operaciones muy eficientes. Esta eficiencia incluye operaciones más “limpias” en términos de huella de carbono; es decir, eficiencia energética de los procesos y reducción al mínimo de fugas y emisiones, con el fin de reducir la huella de carbón de los productos finales.

Ante esta particular circunstancia del mercado, tenderán a salir en el mediano y largo plazo los crudos “caros” y “sucios”, razón por la cual urge revisar la competitividad de nuestra industria petrolera, revisando las actuales condiciones de desarrollo de nuestras reservas, sus cargas fiscales y para fiscales y otras exigencias del entorno, las cuales restan competitividad a nuestra industria en comparación a otros actores internacionales.

En esta dirección, se hace necesario mantener el mejor posicionamiento posible de nuestros crudos en los mercados tradicionales de Norte América y la apertura de nuevos mercados vinculados a países emergentes, los cuales concentrarán el crecimiento de la demanda mundial de energía en los próximos 20 años. Una vez más, fundamental la competitividad de nuestros hidrocarburos y el mantenimiento de una excelente relación con nuestros socios tradicionales y nuevos socios potenciales para abrir nichos de mercado. En el caso de los socios tradicionales, muy importante en el corto plazo el mantener el posicionamiento ganado en las refinerías diseñadas para procesar nuestros hidrocarburos.

En cuanto al gas natural, se mantiene como el combustible fósil de la “transición energética”. A diferencia del petróleo y el carbón, éste es el único combustible fósil que crece en los próximos 15 años, en especial en Centro y Sur América y El Caribe, presentándose una clara ventana de oportunidad de desarrollo regional para Venezuela, cuya duración es muy limitada debido a la presencia de competidores regionales (USA, Guyana, Surinam y Argentina). Es ahora!, mañana será tarde.

Dentro de esta ventana de oportunidad regional, destaca la situación de T&T, la cual cuenta con capacidad disponible para LNG y petroquímica. Tal como se indicó, ante la coyuntura del conflicto en Ucrania, Europa occidental demandará más LNG. Monetizar producción temprana de Dragón, otras áreas del norte del Estado Sucre y Plataforma Deltana vía T&T, podría darnos acceso a este mercado en el corto plazo.

Tal como se indicó previamente, en un escenario de “transición energética” y “seguridad energética”, además del LNG, el Hidrógeno bajo en huella de carbono (verde y azul) está llamado a jugar un rol importante en los sectores industrial y transporte. Según las proyecciones de BP 2020 para el 2050 en el escenario “Net Zero 2050”, se estima una participación del 12% de H2 dentro de la demanda total de energía. De este 12%, entre un 48% - 40% se espera sea H2 azul, lo cual es una demanda nada despreciable. En tal sentido, para lograr el desarrollo del potencial gasífero de Venezuela, se deben definir desde ahora políticas públicas que incentiven el desarrollo de producción de hidrogeno azul empleando gas metano y utilizando nuestras capacidades naturales de almacenamiento de CO2 en yacimientos de petróleo y/o gas inactivos.

Imperativo el desarrollo de una cadena de valor certificable de producción de hidrógeno y amoníaco base metano, con procesos de captura y almacenamiento de CO2 con costos por debajo del hidrógeno verde. Sería el desarrollo de una industria de hidrógeno y amoníaco azul que permita mantener la explotación de nuestras reservas de gas natural en un escenario de emisiones neutras a más allá del 2050. Este es el reto, de lo contrario, estamos fuera.

En cuanto al potencial de producción de Hidrógeno, si bien estamos enfocados en este artículo en el “azul”, no hay dudas de que el potencial de producción de Hidrógeno verde de Venezuela es importante.

Para poder lograr este desarrollo, se hace necesario otorgar las condiciones de competitividad, flexibilidad, seguridad y agilidad requeridas para poder desarrollar nuestra industria de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, cuyas ventanas de oportunidades a nivel internacional son cada vez más limitadas. Debemos posicionarnos antes del 2025, no podemos seguir perdiendo tiempo.

Finalmente, y no menos importante, volvemos a reiterar que tenemos el MERCADO INTERNO de Venezuela, en donde la industria de los hidrocarburos puede ser empleada como instrumento para conferir una ventaja comparativa energética para el desarrollo industrial multisectorial del país. Es el uso de nuestras reservas de hidrocarburos para generar valor “aguas abajo”: generación eléctrica, petroquímica, siderúrgica, refinación, manufactura y servicios.

Al igual que en el caso de los mercados internacionales, para el mercado interno urge otorgar las condiciones de competitividad, flexibilidad, seguridad y agilidad requeridas para poder desarrollar capacidad de producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Sobre el autor:

Tito Bonadonna es ingeniero mecánico, con especialización en ingeniería en el área de equipos rotativos, MBA (Finanzas) y Auditor Interno certificado para sistemas de Gestión de Energía según la norma ISO 50001:2018, con formación y experiencia profesional de más de 30 años en la estructuración, desarrollo y operación de proyectos vinculados con el sector de energía, en donde destacan facilidades de producción y tratamiento de petróleo y gas natural, facilidades de generación eléctrica convencional y renovable FV. En el área de ingeniería y consultoría, ha sido líder técnico de las prácticas de Gas Natural Licuado y Eficiencia Energética.

En la actualidad se desempeña como Director Ejecutivo de la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas (AVPG), es miembro permanente de su Consejo Consultivo y fue Director Internacional de la “Gas Processors Association” (GPA) en el período 2003 – 2006, representando al capítulo Venezuela. También ha sido miembro de la Junta Directiva de la Cámara Venezolana de Empresas Consultoras (CAVECON).

En el área académica, ha participado como profesor invitado en el “Programa Internacional de Gerencia del Negocio de los Hidrocarburos” y en el “Programa de Formación de Gerentes para la Industria de Agua y Saneamiento”, ambos programas ofrecidos por el Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA). También ha participado como profesor invitado en el “Diplomado de Gestión de Infraestructuras” que dictan la Asociación Panameña de Facility Management (APAFAM) y la Universidad Santa María la Antigua (USMA).

Contacto: Tbonadonna001@gmail.com