

## Mesa: “La transformación de las materias primas y los procesos industriales”

### **Pregunta 1. Para poder descarbonizar los complejos industriales como los de Repsol, ¿qué soluciones tecnológicas están disponibles?**

En el entorno de la circularidad y la evolución de las refinerías hacia las biorrefinerías, destaca bajo mi punto de vista el reemplazo del gas natural empleado como materia prima para la producción de hidrógeno mediante la tecnología SMR por biometano, que se obtiene por digestión anaerobia de residuos orgánicos (fracción orgánica de RSU, lodos de depuradora, desgasificación de vertederos, restos vegetales y agrícolas, purines, residuos agroindustriales, cultivos intermedios...), tras una fase de enriquecimiento en la que se retira el CO<sub>2</sub> biogénico (que puede destinarse a la fabricación de *e-fuels*). Ese biometano se inyecta en la actual red de gas natural, con certificados de garantía de origen renovable, y es redimido en las refinerías para su uso. Este reemplazo de gas natural por biometano permitiría producir hidrógeno verde (biohidrógeno neutro en CO<sub>2</sub>), sin necesidad de recurrir a electrolizadores, sino empleando las infraestructuras existentes de gas natural y SMR en las refinerías. [Repsol ya hizo una prueba piloto en su refinería de Cartagena.](#)

Sin embargo, se puede dar un paso más, y es añadir a las plantas actuales de SMR una etapa de captura de CO<sub>2</sub>, que se conduciría a un [almacenamiento geológico cercano \(acuífero salino profundo\)](#). De esta manera se retiraría del ambiente CO<sub>2</sub> contemporáneo (biogénico) y se depositaría en el subsuelo, generando emisiones negativas cuyos créditos, cuando la regulación lo permita, podrían intercambiarse para compensar otros focos emisores, reduciendo el coste del biohidrógeno. Actualmente en el conjunto de las refinerías españolas se producen unas 543 kt H<sub>2</sub>, que suponen unas 4,7 Mt CO<sub>2</sub> fósil. Pues bien, si se reemplazase el gas natural por biometano y se añadiese la fase CCS se generarían unas -4,6 Mt CO<sub>2</sub>. Es decir, de un saldo positivo de emisiones se pasaría a un saldo negativo, que permitiría compensar las emisiones de otros sectores industriales difíciles de descarbonizar. El coste adicional de esta descarbonización sería de unos 0,9 €/kg H<sub>2</sub> para un gas natural a 25 €/MWh o de 0,2 €/kg H<sub>2</sub> para un gas natural a 40 €/MWh, precio actual. Es decir, no existe un problema ni de costes ni de infraestructuras, ni tampoco de riesgo tecnológico, pues el CCS en plantas SMR está probado en muchas refinerías fuera de España. Existen también almacenes potenciales de CO<sub>2</sub>, según los estudios del IGME. El cuello de botella para esta medida se encuentra en la disponibilidad de biometano, que debería de ser de unos 30 TWh, de los que se carece actualmente. El PNIEC propone 20 TWh para 2030, y el sector del gas estima un potencial de 163 TWh, que se reduciría a 100 TWh si no se desarrollan los cultivos intermedios. Sin embargo, la aplicación de esta medida puede ser gradual, a la espera del pleno desarrollo del biometano. Así, si en lugar de querer generar 4,6 Mt CO<sub>2</sub> negativas, nos conformamos con alcanzar una producción de hidrógeno industrial neutra (net-zero), bastaría sólo con 2 almacenes geológicos y con unos 13 TWh de biometano, alcanzables en el medio plazo. De este modo, sólo se alimentaría con biometano algunas refinerías, instalando en ellas etapas CCS,

de modo que sus emisiones negativas compensarían las del resto. En ese caso, el sobrecoste en el peor escenario (gas natural a 25 €/MWh) sería de unos 0,4 €/kg H<sub>2</sub>.

Puede consultarse como referencia [este artículo](#) sobre el biohidrógeno con emisiones negativas.

**Pregunta 2. Los complejos industriales como los de Repsol son intensivos en energía térmica, ¿qué soluciones o alternativas tecnológicas son prometedoras para descarbonizar procesos intensivos en calor?**

Los complejos petroquímicos y de refino llevan desde hace años integrando las redes de calor mediante metodologías bien establecidas, como la del *pinch point*, que permiten aprovechar corrientes de alta temperatura para ceder calor a corrientes de baja temperatura, digamos de forma “pasiva”. Tras esos aprovechamientos, quedan corrientes de baja temperatura que todavía pueden contener cantidades relevantes de energía, pero a una temperatura demasiado baja como para que resulten útiles. Es ahí donde entran las tecnologías de aprovechamiento “activas” a través de bomba de calor, que elevan la temperatura de esos efluentes templados a través del consumo de electricidad renovable.

La refinería de Repsol en La Coruña participa en el proyecto [CirQlar](#), donde una bomba de calor con ciclo Rankine avanzado permite revalorizar calores residuales hasta una temperatura de unos 140 °C. En la Cátedra estamos desarrollando un proyecto también en esa línea, pero con una bomba de calor avanzada basada en ciclo Brayton y empleando CO<sub>2</sub> como fluido de trabajo que permite alcanzar más de 200 °C y superar varias de las limitaciones de las bombas convencionales. Hemos logrado COPs de 2 con efluentes de 50 °C y de 3 con efluentes de 100 °C alcanzando en ambos casos temperaturas de 210 °C. Puede encontrarse una descripción del proyecto [aquí](#), y una aplicación de muy alta temperatura en [este artículo](#).

Madrid, 9 de octubre de 2024