

PROYECTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO-METANOL EN LAS LOCALIDADES DE
TAMBORES (TACUAREMBÓ), Y PUEBLO CENTENARIO (DURAZNO), URUGUAY, A PARTIR DE
LOS RECURSOS DE AGUA SUBTERRÁNEA DE LA REGIÓN

Informe Graciela Piñeiro, Mayo 2023

I-Antecedentes sobre producción global de H₂ y metanol como fuentes alternativas de energía

Hasta el momento, ***no existe ningún antecedente en el mundo que pueda ser usado para evaluar las consecuencias*** de la obtención de energía a partir de la conversión del hidrógeno en metanol mediante el ***uso de agua dulce subterránea***. Sin embargo, el hidrógeno verde como lo llaman, ha sido considerado por grupos de poder empresarial como una de las más efectivas soluciones al incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero, que según alegan, produce calentamiento global y un cambio climático. Sin embargo, el Hidrógeno es también un gas, aunque de corta supervivencia en la atmósfera, cuya liberación puede tener consecuencias negativas indirectas respecto de la reducción de la capa de ozono en la estratosfera y una concomitante estimulación al tan temido calentamiento global. Igualmente, este aspecto y otros relacionados no son muy bien entendidos y deben ser mejor estudiados.

Dentro de las principales incertidumbres respecto de la producción de metanol a través de hidrógeno es la capacidad de fuga de estos gases desde los sistemas de producción a la atmósfera a pesar de que se supone que son cerrados y seguros. El hidrógeno es una molécula de pequeño tamaño y no se ha establecido aún el volumen que se pierde a la atmósfera durante el proceso de la electrólisis del agua y también de su almacenamiento, lo cual podría transformar esta práctica en un grave problema a futuro. Por ejemplo, se ha calculado que si el hidrógeno sustituyera totalmente a los combustibles fósiles y se perdiera un 10% de este gas por fuga a la atmósfera (un porcentaje alto pero plausible), se produciría un calentamiento de un cuarto de grado desde hoy hasta 2050. La pérdida además, se observa en todos los niveles de la cadena de producción (e.g., electrólisis, compresores, almacenamiento, etc.) y no se han hecho esfuerzos por medirla a través de las distintas metodologías empleadas.

Para tener más claro el impacto de la presencia de gases de efecto invernadero en la atmósfera hay que tener en cuenta su índice de Global Warming Potential (GWP) el cual mide la capacidad de un gas de absorber calor en un período de 100 años. Pero para medirlo correctamente tenemos que tener en cuenta el tiempo de permanencia de los gases en la atmósfera (Ocko & Hamburg, 2022, <https://acp.copernicus.org/articles/22/9349/2022/>):

CO²: tiene un GWP de 1 °F (0,170°C), o sea en **100** años elevará la temperatura en 1°F y tiene una permanencia prolongada en la atmósfera cercana a por lo menos mil años.

Metano: es un gas de corta vida media (décadas), o sea permanece poco tiempo en la atmósfera después de liberado, y su alto GWP de 27-30°F se mide en un entorno de 20 años. Significa que en **20** años el metano irradia calor suficiente para aumentar la temperatura de 0.7 a 1 °C. En 100 años el aumento será cercano a los 5°C.

Hidrógeno: Tiene una duración estimada de 2 a 3 años. De acuerdo a datos publicados por Ockon & Hamburg (2022), en 4 años el hidrógeno podría sustituir al CO² pero se seguiría calentando la atmósfera a una tasa de 0.25 °C por año, más alta en relación a la tasa de 1F (0.170C°) en 100 años calculada para el CO².

En realidad, la potencia del H² es dos veces la del CO² como gas de efecto invernadero y su liberación podría igualmente calentar la atmósfera. Asimismo, este eventual calentamiento estará acompañado por una enorme liberación de vapor de agua en el proceso de producción de H² y de metanol, lo cual es contaminante para la atmósfera y elevará su temperatura entre otros efectos (ver debajo).

1.1- Consecuencias ambientales: cambios en la composición y funciones de la atmósfera

Según estos cálculos, y considerando la argumentación de mitigación del calentamiento global manejada por las empresas que proponen producir combustible a través de la electrólisis del agua, se podría concluir que cambiando los combustibles fósiles por el metanol producido a través de hidrógeno, en 100 años la atmósfera se calentará el doble.

Pero eso no es todo y aún existen otras consecuencias potencialmente negativas que deben ser consideradas respecto de esta propuesta de transformación en la producción de combustibles, asociado a **los efectos indirectos de la liberación de H₂ en la atmósfera** que se describen a continuación.

Cuatro importantes consecuencias han sido consideradas:

- a) Cambios en la composición de la atmósfera pueden producir una reducción de la capa de ozono estratosférica por la disminución de los precursores de este gas y por la formación de abundante vapor de agua. No obstante, el ozono va a ser incrementado en la troposfera, lo cual transformaría al H², que en sí mismo podría decirse que no es un gas de efecto invernadero, en un precursor del aumento de otros peligrosos gases que sí tienen efecto invernadero como el ozono y el vapor de agua. En conclusión, en lo que concierne al desarrollo de estas metodologías, el H² es un gas de efecto invernadero.
- b) La liberación de H² en pos de reducir las emisiones de CO² podrá ser efectiva en el supuesto caso de que otras emisiones también se reduzcan.

- c) El calentamiento de la atmósfera por concentración de gases de efecto invernadero (e.g. vapor de agua e hidrógeno) ha sido investigado y aunque depende de la variación de las concentraciones de otros elementos, ha sido calculado recientemente como de 11 ± 5 (Warwick et al. 2022, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf), un valor 100% mayor a los valores que se venían manejando en previos estudios. Por lo tanto, el cambio desde combustibles fósiles a H^2 tiene muy pocas probabilidades de lograr el objetivo “climático” para el cual fue supuestamente propuesto.
- d) A estas dos importantes consecuencias de carácter físico y químico de la atmósfera se deben sumar otras desventajas que corresponden al enorme gasto de energía y uso de combustibles fósiles (motores diesel), tanto en la producción como en el traslado del hidrógeno-metanol.
- e) Para lograr su éxito como respuesta “verde” a la producción de combustibles y energía, este proyecto necesita disponibilidad casi constante de factores atmosféricos como viento y luminosidad, los cuales son componentes atmosféricos muy variables según se desprende de los datos proporcionados por las estaciones agrometeorológicas y por las distintas Apps del clima que tienen alcance en nuestro país.

1.11- Respecto del uso del agua

En particular este proyecto propuesto para Uruguay representará un consumo excesivo (y agotamiento) de los recursos de agua dulce, especialmente desde las fuentes donde el elemento está menos impactado por actividades agropecuarias e industriales. Esas fuentes hoy en día son escasas en el mundo y por tanto debería ser estratégico para el Uruguay salvaguardarlas.

El escenario mundial actual en torno al calentamiento global y el cambio climático condiciona a las industrias consideradas contaminantes del medio ambiente que se esfuercen por reducir sus emisiones de carbono y obtener algún sello verde en su cadena de producción, lo que les otorgaría un reconocimiento desde el punto de vista comercial y por supuesto, el incremento de sus ganancias.

Es así que también comenzó a crecer el interés académico en analizar las nuevas propuestas y hoy se cuenta con abundante bibliografía sobre la conveniencia de abandonar los combustibles fósiles y recurrir a nuevas fuentes de energía como el hidrógeno.

No obstante ello, es importante destacar que dentro de la literatura científica que existe sobre producción de hidrógeno, no hay ninguna que ni siquiera mencione una producción partir de agua dulce subterránea, usando como fuente de energía

aerogeneradores y paneles solares. La mayoría de los papers refieren a problemas ambientales, fundamentalmente atmosféricos y en parte climáticos, que se presentarían en un eventual escenario de desarrollo de estas tecnologías (e.g., Ehhalt et al., 2001; Derwent et al., 2001, 2006, 2020; Prather, 2003; Schultz et al., 2003; Colella et al., 2005; Wuebbles et al., 2010; Derwent, 2018; Paulot et al., 2021; Field and Derwent, 2021).

Este es un aspecto muy importante, dado que al no haber antecedentes sobre un proyecto similar que use agua subterránea para producir combustibles, es difícil predecir las consecuencias ambientales que tendrán los proyectos aprobados por Uruguay, que se presenta al parecer orgulloso de ser el primer país que arriesga un recurso estratégico como el agua dulce en un momento en el cual existe un escenario muy complejo de déficit hídrico en el país y la región, que incluso ya está afectando el suministro de agua dulce potable a más de la mitad de la población, incumpliendo con una obligación que tiene el Estado según mandato especificado en la Constitución de la República.

Por otro lado, algunos artículos en torno al tema, han manifestado incluso su preocupación por el uso de aguas residuales para producir hidrógeno “verde”. Un ejemplo es el aporte de Phillip Woods y colaboradores que publicaron en el pasado octubre de 2022 un interesante artículo sobre la producción de hidrógeno verde como una forma de obtener energía limpia, pero ya en el título del mismo se plantean la crucial pregunta: “The hydrogen economy: where is the water?” (La economía del hidrógeno: dónde está el agua?). Mientras reconocen que solamente el hidrógeno obtenido de fuentes de agua de manera sustentable puede ser considerado una fuente de energía renovable, estos autores proponen una descentralización de la producción de H^2 utilizando recursos de agua no convencionales como lo son las aguas residuales. Ellos calcularon que los costos económicos que tendría el proceso necesario para transformar esa agua residual para hacerla apta para el proceso de electrólisis, era mucho menor que los costos ambientales que significaría usar los recursos de agua dulce, tanto superficial como subterránea. Recurrir a las aguas residuales disponibles a nivel global significaría incluso un gasto mucho menor que el que implica usar agua de mar, la cual debe desalinizarse y luego ser tratada por otros procesos de manera que sea apta para la electrólisis.

En conclusión, el artículo aprueba la conversión desde los combustibles fósiles a otros de producción más sustentable y que reduzcan las emisiones de carbono, pero advierte del costo ambiental que significaría usar fuentes de agua convencionales (superficiales o subterráneas), algo que ningún país quiere arriesgar. Asimismo, se asegura que el uso de las aguas residuales produciría O^2 del más puro que podría a su vez transformarse en ozono y de forma mucho menos costosa, usarse para una mejor potabilización del agua para la población.

II- Análisis del Proyecto Tambor (Tambores, Departamento de Tacuarembó, Uruguay)

II.1- El Proyecto “Tambor Green Hydrogen Hub” de la empresa SEG Ingeniería Enertraq es presentado por la empresa BELASAY S.A., a través del Documento de Viabilidad Ambiental de Localización (VAL), denominado “Planta de Producción de Hidrógeno Verde y Derivados, Tambores, Departamento de Tacuarembó

Este proyecto Tambor, como lo denominaremos de aquí en más, fue presentado en Diciembre de 2021 y es casi una copia de una propaganda de producción de metanol desde lo que llaman hidrógeno verde, publicada por la empresa SIEMENS S.A. (*The green methanol: the basis for a CO² neutral circular economy, 2020* (<https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a9a0f730-ed3e-4e3e-8593-d3de4d3df9bf/siemens-energy-emethanol-2020.pdf>), donde se destaca la producción de metanol desde lo que denominan energías limpias (eólica y solar) como una alternativa energética para mitigar el “cambio climático”, pero de manera intrigante, en ningún momento se menciona el papel que juega el agua, no se informa sobre los volúmenes requeridos del líquido elemento para la electrólisis ni tampoco la calidad del mismo, siendo que es el componente clave en el ciclo de producción.

Dice SIEMENS ENERGY:

“Producción de metanol mediante uso de agua, fuentes de energía verdes y gases de desechos industriales”.

“El Metanol es producido por la combinación química de CO² e Hidrógeno. Primero, el hidrógeno es producido por la electrólisis del agua. El hidrógeno es convertido en metanol en un reactor por catálisis con CO². Para producir metanol de forma verde (i.e., neutral en carbono) el hidrógeno recogido de las fuentes de electricidad renovables es combinado con CO² biogénico. El potencial de esta metodología está en el hecho de que el CO² usado puede obtenerse capturando carbono desde los gases emitidos por los desechos industriales o directamente desde el aire, el proceso evita la emisión de gases de efecto invernadero como el CO² que produce el cambio climático y lo usa para generar una nueva forma de energía. El metanol entonces puede volver sustentable una industria, habilitándole a reducir las emisiones de efecto invernadero usando energías renovables.”

En el caso del Proyecto Tambor, una propuesta fue presentada por varias empresas (ver debajo) a las autoridades nacionales y departamentales para instalar una planta de Hidrógeno Verde-Metanol en los alrededores de la localidad de Tambores (Departamento de Tacuarembó, Uruguay). Los proponentes detallan en las primeras páginas de su VAL las normativas nacionales y departamentales que entienden deben ser respetadas para llevar adelante el proyecto, pero no proveen ninguna información sobre cómo van a cumplirlas, en particular aquellas que tienen que ver con el uso del

agua subterránea que requieren, en un área donde se desarrolla el Sistema Acuífero Guaraní (SAG) (ver Figs. 1 y 2).

II.II-El arreglo estratigráfico de las unidades que constituyen el Sistema Acuífero Guaraní y sus lineamientos estructurales nos ilustran sobre la inconveniencia del proyecto Tambores

El Sistema Acuífero Guaraní constituye una serie de unidades de roca (formaciones) que forman parte de la Cuenca Norte de Uruguay y que poseen la cualidad de almacenar agua y permitir que esa agua se mueva en una dirección determinada. Esas cualidades definen esas formaciones como acuíferos. Las formaciones involucradas de la base a la cima son: Frayle Muerto, Mangrullo, Paso Aguiar, Yaguarí-Buena Vista, (el paquete de roca que constituiría el SAG Pérmico Montañó 2006; Meroni et al., 2021), además de las formaciones ¿Cerro Conventos, Tacuarembó-Rivera ¿ y Arapey? (lo que podría llamarse como el SAG típico) (de acuerdo a Montañó, 2006; Meroni et al., 2021; Figs. 2-3). No obstante, otras unidades acuíferas más profundas y por ende más antiguas, como el basamento cristalino, las formaciones Cerrezuelo, Cordobés y La Paloma (que forman el Grupo Durazno) y las rocas que conforman el grupo San Gregorio-Tres Islas (ver Figs. 2 y 3) han sido consideradas como influyentes en la dinámica del SAG (Meroni et al., 2021) al estar interconectadas a través de importantes fallas que atraviesan la secuencia completa desde los basaltos del Arapey hasta el basamento cristalino (Fig. 4). La interconexión también se produce a través de un microfalloamiento que se observa en todas las unidades.

Es claro que los basaltos de la Formación Arapey constituyen un acuífero aún no siendo considerado entre los más productivos del país respecto de los caudales de agua que se ha calculado que aporta. Sin embargo lo es en cuanto a su área de distribución (40000 km² de roca aflorante) y de su espesor que llega a superar los 1000 m en la región cercana a la cuenca del Río Uruguay. El acuífero Arapey es considerado como un techo confinante de las unidades sedimentarias que conforman el SAG descrito supra, pero dado su condición de reservorio de agua y de la conexión hidráulica que se verifica a través de las fallas con el SAG, su protección debe ser asegurada con el mismo interés, por su relevancia. En este contexto es importante destacar que el acuífero Arapey proporciona buena agua para muchos emprendimientos que son desarrollados en la región, como la producción ovina y bovina de pequeña y mediana escala, la producción granjera y también para proveer a ciudades y capitales, escuelas rurales y establecimientos que existen en el área de su distribución (Fig. 1).

La descripción del arreglo estratigráfico de los acuíferos que conforman el SAG y de las fallas estructurales que los afectan nos muestra que en realidad existe una conexión hidráulica entre esas unidades que contienen agua subterránea. Es por ese motivo que todo proyecto que incluya bombeo de agua debe ir acompañado de un estudio

exhaustivo y controlado de la factibilidad de que se está extrayendo agua de un determinado acuífero y no de otro. Ese control es posible a través de mediciones de los niveles piezométricos de la unidad de donde supuestamente se está extrayendo el agua y de las variaciones que puedan verificarse en los caudales. Un bombeo continuo de caudales importantes puede provocar el agotamiento de una unidad acuífera pero el agua puede seguir saliendo debido a que en realidad proviene de una formación subyacente que también podría agotarse si se quita más recurso del que puede ser recuperado por el sistema.

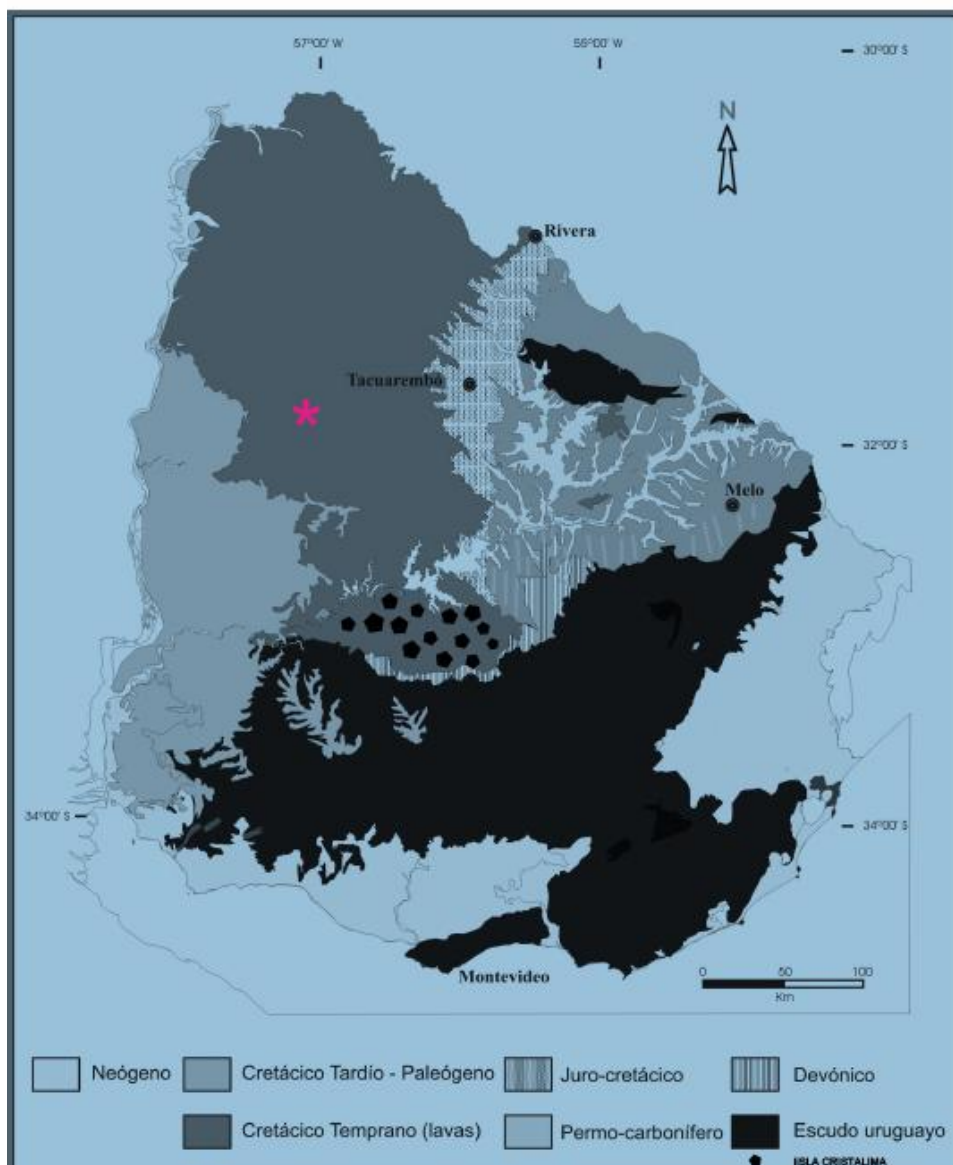


Figura 1. Mapa esquemático que muestra la distribución de las principales formaciones geológicas del Uruguay. Obsérvese que el basamento cristalino o escudo (en negro) constituido por rocas graníticas y metamórficas de edad Precámbrico (más de 2000 millones de años de antigüedad) forma el piso rocoso del país y por tanto, el resto de las unidades detalladas en el mapa, que son más modernas, se superponen. El asterisco marca la posición de Tambores dentro del área de distribución de los basaltos de la Formación Arapey (Jurásico-Cretácico, 1. Modificado de Santa Ana et al. (2006).

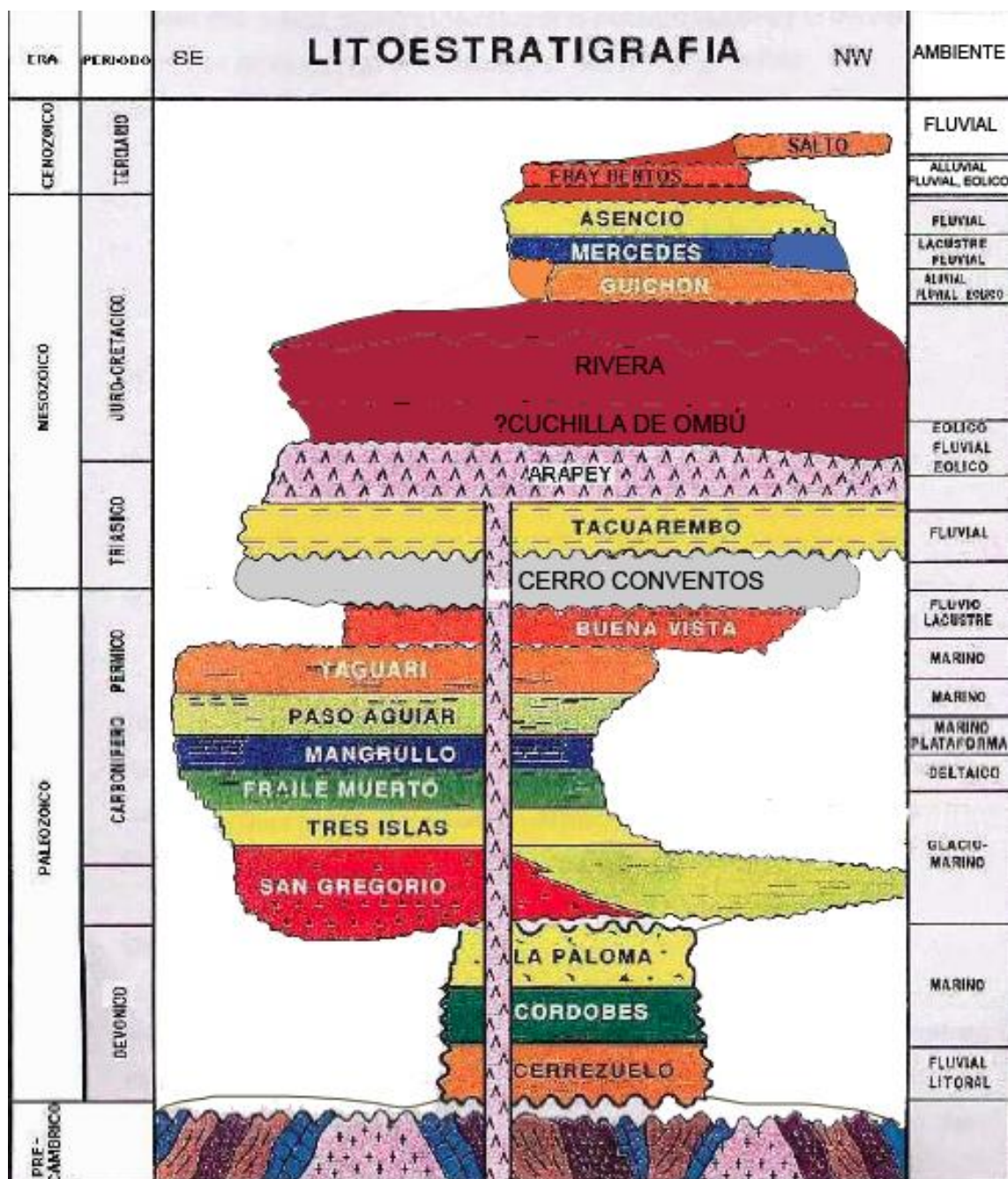


Figura 2. Esquema litoestratigráfico de la región centro oeste de la Cuenca Norte de Uruguay. Modificado de Corbo (2006).

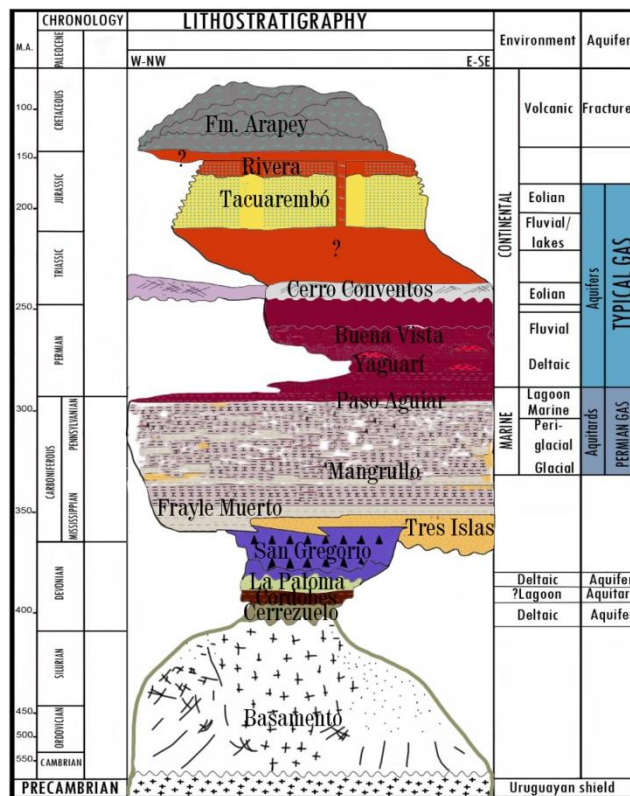


Figura 3. Esquema litoestratigráfico del centro-este de la Cuenca Norte de Uruguay. Modificado de Meroni et al. (2021).

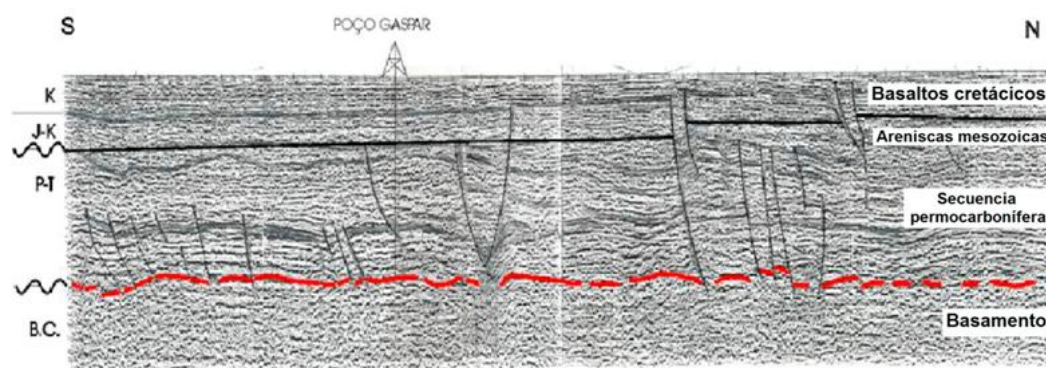


Fig. 4. Prospección sísmica realizada por las empresas Schuepbach Energy, Petrel y Ancap en unidades de la cuenca Norte, mostrando el fallamiento de los depósitos desde las coladas basálticas de la Fm. Arapey hasta el Basamento. Obsérvese la presencia de numerosas fallas provenientes del basamento cristalino, atravesando varias unidades suprayacentes hasta llegar inclusive a la Formación Arapey. Fuente: Modificado de ANCAP (2011) y Meroni & Piñeiro, 2014.

III-Selección del área y recategorización de padrones. La reunión de la empresa con la Junta Departamental en agosto de 2021

Mientras en el VAL se utilizan 23 páginas para la descripción del lugar donde se ubica el predio rural que fue adquirido para desarrollar el proyecto de H², incluyendo aspectos geográficos, geofísicos, bióticos, arqueológicos y productivos, lo cual está muy bien, solo se dedicaron cinco renglones y una palabra para ser exactos, para

describir los recursos de agua que piensan bombear para alimentar al electrolizador. En ese pequeño texto, los proponentes incurren en varias contradicciones: a) alegan que hay abundantes recursos hídricos siendo que dos páginas antes indicaron que ningún curso de agua superficial discurre en el área del predio; b) informan que han realizado prospecciones del subsuelo y que hallaron abundantes recursos hídricos provenientes del SAG y que eventualmente se podrán utilizar aguas superficiales si fuera necesario pero no detallan cuáles serán esos recursos que antes indicaron eran inexistentes en el predio. Si los estudios prospectivos realizados sobre el terreno encontraron que el agua abundante que usarán proviene del SAG, corresponde investigar porqué los proponentes expresaron que no se tocará este sistema de acuíferos en su reunión con la Junta Departamental de Tacuarembó en agosto de 2022, siendo que esos estudios los realizaron en 2021, al mismo tiempo que entregaron el informe VAL para su consideración por los distintos organismos del Estado. Vemos entonces que las empresas obtuvieron pase libre para continuar gestionando la documentación del proyecto sin tener aprobadas etapas previas fundamentales.

En ese sentido, la reunión con la Junta Departamental fue solicitada por las empresas proponentes de manera de obtener una aprobación por parte de los Sres. Ediles para realizar una recategorización de algunos de los predios adquiridos que figuran como padrones rurales. Necesitaban entonces el permiso de la Junta para gestionar su reconversión a padrones urbanos, de manera de cumplir con la ley de Ordenamiento Territorial del Departamento que no permite la implementación de este tipo de proyectos en áreas que fueron inicialmente categorizadas como rurales. En esa reunión los responsables del proyecto aseguraron que no se usarán recursos que provengan del SAG, ya que es un acumulo de agua estratégico para el Uruguay. No obstante, no pudieron explicar cómo evitarán llegar al SAG, ya que ellos iban a perforar hasta 120 m y el SAG supuestamente estaba a 160!

La pregunta que surgió en esa reunión por parte de los ediles fue porqué necesitarían seis pozos para cubrir las necesidades del proyecto, siendo que los 700 m³/diarios que requiere el proyecto (=700000 litros por día o sea lo que consumirían promedialmente 7000 personas) podrían ser cubiertos con un solo pozo. La respuesta fue alusiva y solo mencionaron que eso es manejado por los geólogos que trabajan en el proyecto.

Ahora, la pregunta que podría hacerse un ciudadano uruguayo es cómo autorizaron el consumo de esa cantidad de agua dulce para producir combustible, en un momento en que muchas familias uruguayas están tomando agua salada y contaminada del Río de la Plata. Esa pregunta aún no tiene respuesta, pero cabe pensar si tenemos la necesidad de regalar esa agua dulce de gran calidad para que una empresa ajena a todos nosotros se gane un galardón de color verde por obtener un elemento que puede ser producido por otra vía?

En tiempos como los que vivimos, hay que pensar más de una vez para dar estos pasos. No se puede rifar ese recurso por algunos puestos de trabajo en un proyecto que seguramente transforme el lugar en una quebrada seca para siempre. Exijamos a nuestros gobernantes que piensen en estrategias para la generación de incluso más puestos de trabajo en zonas deprimidas del país, donde los ciudadanos puedan seguir usufructuando de la calidad de vida a la que están acostumbrados.

En otro caso, es menester asegurar que las audiencias públicas, supuestamente obligatorias para proyectos potencialmente peligrosos, sean una herramienta donde la gente pueda discutir y elegir y su opinión sea respetada, siempre contando con toda la información disponible e imprescindible por ley sobre los impactos ambientales que producen estos grandes emprendimientos, un derecho que en general no es respetado ni por las empresas ni por los organismos de control del Estado.

IV- Autorizaciones de carácter ambiental otorgadas sin el sustento de un Estudio de Impacto: El Estado como garante a priori de proyectos potencialmente peligrosos

Los posibles impactos que eventualmente aparejará la instalación de este emprendimiento industrial en una zona casi prístina del país, han sido poco considerados y menos estudiados por los organismos de control del Estado, que a priori extienden permisos que entusiasman a los proponentes para avanzar en próximas etapas que van adelantando solicitudes de obras, contrataciones y cambios en el ordenamiento territorial preestablecido, sin siquiera conocerse un mínimo estudio de impacto en este caso prioritariamente sobre el agua subterránea. Sin embargo, también es importante conocer como conservará el proyecto el ecosistema existente en las 18000 ha que se han solicitado. Sin ir más lejos, si se instalará un parque eólico con 33 aerogeneradores, otro con paneles solares y una planta productora de H² y metanol, obviamente, esta modificación del terreno producirá grandes impacto en la fauna y la flora del lugar. Pero este aspecto no ha sido discutido ni estimada su dimensión en el VAL porque supuestamente esa información se presentará en el Estudio de Impacto Ambiental que aún no conocemos. La demora en presentar el EIA estuvo relacionada al tiempo que se tomó la Junta Departamental en aprobar el cambio de recategorización de los padrones. Pero debió frenarse el procedimiento para adquirir la habilitación hasta que podamos conocer al menos los planes de contingencia que tienen estas empresas para mitigar eventuales daños, incluidos algunos que podrían ser irreversibles como el agotamiento del agua subterránea que alimenta las fuentes superficiales y en general el ecosistema que en esa región prospera.

Por tanto, no se entiende cómo se ha permitido a los proponentes obtener los predios que proponen utilizar para un proyecto para el que no fue presentado un EIA en tiempo y forma y por ende, es una propuesta que aún no ha tenido un aval. Más recientemente y previamente a la evaluación del EIA, se les otorgó a las empresas un

permiso por parte de la DINAGUA para realizar seis perforaciones exploratorias para conocer las unidades litoestratigráficas representadas en el subsuelo del predio ya ocupado, siendo que en el VAL, los proponentes indican que ya hicieron prospecciones y que encontraron el SAG con agua suficiente para cubrir las necesidades del proyecto...a 30 o 35 años!

Por ejemplo, analicemos el estudio que fue presentado ante la DINAGUA y el Ministerio de Ambiente para conseguir el permiso de estos organismos para la perforación de seis pozos a una distancia de 3,5 km al sur de la ciudad de Tambores. En el área de estudio ya existen 18 perforaciones (Fig. 5), pero seis son pozos secos y una es de OSE, algo que no fue advertido en el informe presentado. Por lo tanto, uno imagina que van a considerar solo 11 pozos como los disponibles para extraer los 700 m³ que necesitan por día. Agregan que el bombeo se prolongaría por 12 horas, que es el tiempo promedio permitido por la Dinagua. Pero quién controlará que se respete ese tiempo, me pregunto...

Pozos con caudales iguales o mayores a 10 m³/h son 5, pero si sumamos los valores tendremos un caudal disponible de 80m³/h, o sea mayor al requerido. Como los proponentes consideraron el Pozo de OSE, que da 11m³/h, se deberá restar esa cantidad, con lo cual solo tendrán 69m³/h disponibles, o sea un poco menos que el caudal requerido.

No obstante, los proponentes concluyen que dado que hay 5 perforaciones con caudales mayores a 10 m³/h, utilizando 6 pozos el proyecto podrá contar con el agua que necesita. Pero como se están solicitando permisos para hacer seis perforaciones adicionales, se puede presuponer que los pozos que detallan como antecedentes no se usarán para extracción de agua, sino que ellos fueron utilizados para calcular, basado en esos caudales, cuántos pozos necesitarían para cubrir la producción de Tambores. Pero esto no se informa correctamente para que quede claro el procedimiento.

Igualmente, considerando la variabilidad observada en los caudales de los pozos ya existentes, no es conveniente pre-establecer el número de pozos que se necesitarán, pues quizás con dos pozos ya llegan al caudal solicitado. Pero al tener permiso para seis pozos, si se les otorgan, los caudales que pueden tener disponibles podrían ser el doble o el triple de lo solicitado, o de lo contrario, puede pasar que no lleguen ni a la mitad de lo que necesitan.

Por otro lado llama mi atención el número elevado de pozos con profundidades que superan los 60 m que hoy están secos, inclusive uno que supera los 100 m; pareciera que estuvieron activos hasta hace poco tiempo atrás. Habría que hacer averiguaciones sobre la historia de esos pozos, los cuales podrían sugerir que como en gran parte del Uruguay, se está produciendo un debilitamiento de los acuíferos más superficiales, provocando que algunos pozos se sequen. Si este escenario pudiera ser comprobado,

habría una razón adicional para resguardar el agua de los pozos que aún están activos y de esa forma asegurar la continuidad de los emprendimientos que ya existían y están activos en la región.

ID	Profundidad (m)	Caudal (m ³ /h)
414	106	0
415	32,5	0,7
419	66,4	0
Victor Rimoldi	50	22
Luisa Kuster	68	0
422	40	0,4
3515	31	0
Guillermo Fender	31	12
3745	167,7	1,8
9825	65	19
3740	39,5	16
9826	55,5	5
3512	15,6	4,8
3513	35,45	1
Ose Tambores	39,5	11
3514	65,9	0
Joselo Tuneu	37	1
Joselo Tuneu	40	0

- **Figura 5.** Pozos existentes en el área de estudio contabilizados por las empresas proponentes del proyecto Tambores, como posibles fuentes de agua que los ayuden a calcular cuantos pozos se deben hacer para producir H².

Hay que tener en cuenta que los promedios de productividad ya estimados para el Acuífero Arapey alcanzaban los 16 m³/h en 2009 y son datos que están disponibles en la página de la Dirección Nacional de Minería y Geología (DINAMIGE):

<https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/documentos/publicaciones/Estimaci%C3%B3n%20de%20extracci%C3%B3n%20anual%20de%20aguas%20subterranas%20en%20los%20principales%20acuiferos%20del%20Uruguay.pdf>

Este dato de la Dinamige es relevante porque de acuerdo a los caudales presentados por los proponentes para 18 pozos existentes en el área de estudio, el promedio de productividad puede haber bajado a menos de 6 m³/h y es importante realizar más estudios que soporten esta hipótesis o que la descarten si corresponde.

IV.I- Fallas, fracturas y niveles de alteración son vías de intercomunicación del agua a través de los distintos acuíferos

Los proponentes consideran que las perforaciones que estudiaron están todas restringidas al estrato de basaltos, dado que la más profunda de 167,7 m (perforación 3745) tiene un caudal menor a 10m³/h, una apreciación que en este escenario de falta de agua no es muy segura para identificar un acuífero superficial. Entonces, para asegurar su propuesta, realizaron un estudio geoelectrico de alta resolución. Si bien estos estudios son bastante utilizados, no siempre brindan datos seguros. En general, recientemente los investigadores han propuesto que para dar un valor más seguro a los resultados de los estudios geoelectricos, hay que complementarlos con estudios sísmicos y de reconocimiento de fallas para comprobar si estas estructuras se

extienden a rocas subyacentes o no. Lamentablemente, esta tecnología complementaria no parece haber sido aplicada para los estudios geoeléctricos en Tambores.

IV-Intereses comerciales ajenos al Uruguay: A quien favorece la producción de H2 y metanol propuesta por el proyecto Tambores?

Gran parte de la información que se incluye en el documento presentado para evaluar la viabilidad ambiental respecto de la localización del emprendimiento, refiere a las necesidades energéticas de Uruguay y la región que pueden ser cubiertas con las llamadas energías limpias. Sorpresivamente, el documento de VAL que venimos analizando nos informa que el proyecto Tambor fue pergeñado en 2018 por un grupo interdisciplinario conformado por autoridades del MIEM, de ANCAP y de UTE del gobierno anterior.

Como principal fundamentación, los emprendedores destacan que entre 2017 y 2020 más del 90% de la energía que necesitó el país fue cubierta con este tipo de energías, en particular eólica, solar y de biomasa. Sin embargo, no aclaran que esta distribución exacerbada de las nuevas fuentes energéticas, las cuales ingresaron al país hace ya más de 10 años, es consecuencia de la pérdida de los recursos hídricos que siempre fueron nuestra principal fuente de energía y la que menos gasto nos significaba. Estas llamadas energías limpias no obstante lo son tanto, dado que se modifican de manera muy significativa los espacios naturales donde se instalan los aerogeneradores agrediendo a la fauna y flora que allí habitaba. Además, los molinos necesitan un mantenimiento que requiere uso de derivados del petróleo y representan un problema para muchas aves autóctonas. Asimismo, estas turbinas necesitan viento para funcionar y ha podido comprobarse que donde ellos se instalan se produce un cambio detectable en los factores atmosféricos que determinan la intensidad y la dirección de las corrientes de aire y de esa manera producen un aumento de temperatura, más detectable por las noches y que contribuye con el calentamiento global (Miller and Keith, 2018).

Aún así se considera que el viento y el sol generan menos fuerza de impacto al cambio climático que el uso de combustibles fósiles y teniendo en cuenta el gran negocio que representan para el ámbito empresarial, los parques eólicos se seguirán instalando en cuanto las fuentes de agua no se recuperen.

Por otra parte, el advenimiento y crecimiento de los parques eólicos y solares en Uruguay llegó acompañado de un crecimiento inusitado de la industria de la celulosa, con la cual se ha generado una verdadera sociedad comercial. Es así que los responsables del Proyecto Tambor son personas muy allegadas a las empresas forestales instaladas en el país, así como también a las pasteras, lo cual implica que existe al menos un conflicto de interés (e.g., abaratar el costo de combustible para los

camiones que transportan los troncos hacia la planta), que no ha sido debidamente informado.

Es claro que este tipo de proyectos favorece a las fábricas de producción de pasta de celulosa y obviamente también a las empresas de generación de energías alternativas las cuales instalarán más parques eólicos y de paneles solares que serán pagados con subsidios que les otorgará el Estado. Un negocio redondo...

Es posible que también UTE los considere favorables a sus intereses, dado que con las represas secas se podría conectar a algunas de las redes de energía generada por el emprendimiento. Según se ha comentado, la conexión no tendría costo para la UTE, pero es difícil de creer.

En esa íntima asociación que se puede claramente establecer entre la producción de pasta de celulosa y la de hidrógeno-metanol-energía, también la biomasa para obtener el CO² con el que se produce el metanol, identificada por Siemens como “desechos industriales”, en Uruguay va a provenir de los residuos que deja la forestación, con lo cual UPM se deshace de un elemento que no puede degradar fácilmente en este país porque los eucaliptos que usa como materia prima son árboles exóticos para nosotros y más aún cuando son genéticamente modificados. No obstante, la fuente de la biomasa no fue debidamente explicitada en la descripción original del VAL para este proyecto.

V-Un titular atractivo para la opinión pública: Proyecto Tambor pionero en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

La supuesta reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que representan estos emprendimientos no es real, dado que actualmente el H² se obtiene utilizando combustibles fósiles. El metano, que puede ser precursor del metanol, es un gas que se libera como producto final del fracking para obtener gas natural, pero también se libera (aunque comparativamente en menores proporciones) a partir de la materia fecal y flatulencias del ganado. Más recientemente, los cada vez más frecuentes incendios forestales liberan enormes cantidades de metano, pero al parecer estas prácticas les convienen a sus negocios y no son denigradas ni consideradas como forzadoras de cambio climático y calentamiento global, a pesar de que el metano es uno de los peores gases de efecto invernadero y puede atrapar radiación mucho más efectivamente que el CO². Unos 140 billones de metros cúbicos de metano son quemados año a año, produciendo aproximadamente un 1% de las emisiones globales de CO². Así que en estos ámbitos, no siempre lo que es negro es negro.

Comparativamente, el metanol que puede ser derivado del metano por una reacción catalítica que puede realizarse con o sin presencia de agua, es un producto de consistencia líquida y es denso, se puede almacenar para su uso en producción de plásticos, materiales de construcción y eventualmente como combustible, pero

igualmente que el metano, sigue la cadena de permanencia en el planeta. En su forma líquida el metanol es fácilmente transportable y por tanto se puede comercializar. Se alega que no habría problemas de fugas, aunque nadie ha revisado y estudiado este aspecto (algunos autores opinan que efectivamente habrá fuga de metano en la cadena de producción). Pero para transformar metano en metanol se necesita mucha energía y no es un proceso rentable si se realiza a pequeña escala.

En el proyecto Tambor planteado para Uruguay el metanol se produciría por combinación del hidrógeno obtenido por electrólisis de agua dulce subterránea, con el CO² obtenido de una biomasa que hoy sabemos que provendrá de los residuos que produce la forestación, la cual está muy extendida en la zona y en todo el Uruguay.

El emprendimiento Tambor, más que generador de hidrógeno, es fundamentalmente un proyecto de producción de metanol y ese será el producto final. Según los documentos iniciales que analizamos, la mayoría del metanol producido iba a ser exportado a Alemania, pero en estos días fue sorpresivo el anuncio destacado por parte del Ministerio de Industria y Energía de que el primer emprendimiento de transición energética liderado por las empresas SACEEM y CIR para implementar un sistema de carga impulsado con hidrógeno verde (que en realidad es metanol) como principal fuente energética, pronto se establecerá en Uruguay.

Sin embargo, este nuevo emprendimiento no es el que se había planteado establecer en Tambores, sino otro que se va a instalar en Pueblo Centenario (Departamento de Durazno) donde está ubicada y ya activa la segunda planta de producción de celulosa de UPM. Los anuncios aclaran que el Fondo Sectorial de Hidrógeno Verde, integrado por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), el Laboratorio Tecnológico del Uruguay (LATU) y la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), ha seleccionado el proyecto H24U, presentado por el consorcio integrado por Saceem y CIR, por el que estas empresas accederán a 10 millones de dólares no reembolsables para desarrollar la implementación del primer emprendimiento comercial de transporte de carga. “El proyecto, -se agrega- prevé el desarrollo, ingeniería y producción de hidrógeno verde que se utilizará en camiones que serán especialmente adaptados y tendrán como destino el transporte forestal” (<https://www.pv-magazine-latam.com/2023/05/17/seleccionan-en-uruguay-el-primer-proyecto-piloto-de-hidrogeno-verde/>). Por lo tanto, es posible constatar que este tipo de emprendimientos han venido al Uruguay de la mano de las megaempresas de producción de celulosa y no se irán hasta que la última gota de nuestra agua se transforme en celulosa, H² o metanol. Al menos esa es la perspectiva que hoy se vislumbra.

VI- Produciendo combustible en base al uso de reservas subterráneas de agua dulce

La gente se pregunta por qué no se realizan estos proyectos utilizando agua de reciclado o agua de mar. La respuesta está ligada a la rentabilidad de las empresas involucradas. La producción de hidrógeno verde (green), requiere grandes cantidades de agua pura para hacerla rentable. Aguas superficiales contaminadas o aguas saladas no generan el mismo rendimiento y los costos que implicarían la desalinización o la purificación de los altos volúmenes de agua que se utilizan, son elevadísimos para un país como el Uruguay.

Por tanto, este emprendimiento planificado para Uruguay, posicionándolo como el único país en el mundo que arriesga el recurso más valioso para la continuidad de la vida, para producir un combustible como el metanol y aumentar así el estrés hídrico que ya padece el mundo, es completamente repudiable (ver Dalin et al., 2017; Du P, Xu M, Li R. 2021, los cuales están a disposición en internet para el que los quiera leer).

En la producción de hidrógeno verde por electrólisis se requieren 9 kg de muy pura agua por kilogramo de hidrógeno. Pocos países desarrollan proyectos similares pero utilizando agua de mar, la cual se debe desalinizar para utilizarla en la electrólisis. La desalinización no es un proceso barato, pero lo prefieren porque han podido comprobar que si utilizan las fuentes de agua dulce, éstas no se recuperarán en muchos años.

Por esta razón no hay antecedentes de producción de metanol desde H² usando agua dulce en ningún lugar del mundo.

Aún así nuestro gobierno trabaja rápidamente en pos de aprobar los documentos necesarios para obtener una habilitación ambiental para un proyecto que tiene muchas incertezas y en particular algunos errores conceptuales sobre las unidades acuíferas que propone explotar por al menos 30 años.

La información brindada por las empresas: ¿se justifica la aprobación del Proyecto Tambor?

Las primeras informaciones que brindó la empresa SEG Ingeniería, contratista del proyecto hidrógeno verde a ser desarrollado por la empresa BELASAY S.A. en la localidad de Tambores (Depto. de Tacuarembó) estuvieron enmarcadas en una reunión que mantuvieron con la Comisión de Agro e Industria y Bienestar Animal de la Junta Departamental del Departamento de Tacuarembó, celebrada el día 9 de agosto de 2022. Al mismo tiempo era presentado también el VAL (estudio de viabilidad ambiental) al Ministerio de Ambiente.

En ese momento, los entrevistados adujeron que su empresa (supuestamente Belasay) había sido contratada por otra empresa llamada Enertrag, oriunda de Alemania, para llevar a cabo los pormenores previos que se necesitan para gestionar el proyecto mencionado ante las autoridades estatales y departamentales.

Pero, resulta que la solicitud de Permiso de Perforación de Estudio a realizarse en el padrón N° 10317 de la 11 Sección Catastral del Departamento de Tacuarembó fue acompañada por un documento titulado “Estudio Hidrogeológico y Geoeléctrico” que aparentemente fue realizado por la empresa Geoambiente: Servicios en Geología, Hidrogeología, Ingeniería y Medio Ambiente en el marco de otro proyecto que lleva como título “Estudio Hidrogeológico para la Prospección de Agua Subterránea en la localidad de Tambores -SEG Ingeniería- en el Departamento de Tacuarembó, Uruguay” y tiene fecha de Noviembre de 2021.

Por lo tanto, no queda claro cuál de estas empresas se haría responsable de los imponderables que pudieran surgir durante el desarrollo del proyecto ni tampoco cuál de ellas debió haber presentado el plan de contingencia para minimizar o evitar los riesgos que este tipo de actividades podría traer aparejado para el ambiente, el agua y el bienestar de los habitantes de Tambores y zonas aledañas.

Este tipo de enmascaramiento empresarial también ha sido observado en la oportunidad de realizarse una serie de perforaciones sobre el SAG (Sistema de Acuífero Guaraní) para la prospección de hidrocarburos en la Cuenca Norte, las cuales casualmente, estuvieron ubicadas muy cerca de Tambores y cercanas a las grandes fallas que han sido descriptas para la zona.

De manera de presentar un informe cronológico de la información que fue brindada a las autoridades de la Junta Departamental sobre este proyecto de Hidrógeno Verde que es en realidad metanol, y a la cual nosotros pudimos acceder, los primeros datos divulgados por parte de representantes de la empresa SEG Ingeniería sobre la factibilidad de lo que en ese entonces era tan solo una propuesta, fueron muy vagos y por momentos inconsistentes. La empresa SEG Ingeniería se dedica al desarrollo y operación de áreas de generación de energías renovables (aerogeneradores y paneles solares) en Argentina y Uruguay, con 280 MW ya activos, potencia que se extenderá obviamente a Tambores para abastecer a la planta de Hidrógeno verde que se plantea instalar en esa localidad.

El representante de la empresa pretende hacer notar a la Junta que ellos tienen experiencia en este campo desde un proyecto “cero”, “greenfield” (proyecto virtual que no existe en la realidad) y apuntan a materializarlo llegando a la meta que es “la producción final de hidrógeno y el transporte”. Pues, en ese momento todos nos dimos cuenta que el producto final era metanol, pero nos hicieron creer que se iba a exportar enteramente a Europa para satisfacer la necesidad de esos países de descarbonizar sus matrices.

También destacaron frente a la Junta que la producción de hidrógeno proviene del uso de energías renovables como las generadas por viento y sol y así el uso del agua pasa a

un nivel de desapercibimiento. Pero en realidad es el agua el elemento primordial que produce el hidrógeno, no las energías limpias, que como vimos, no lo son tanto.

Si bien las características del área rural que se colonizará para desarrollar el proyecto Tambor se explican abundantemente en el VAL, no se detallan como correspondería las metodologías que se aplicarán para producir por ejemplo el metanol, el cual será el producto final ya anunciado por las empresas involucradas. Así mismo, no se ha esclarecido de cuál/es de nuestros acuíferos se extraerá el agua que van a utilizar, ni tampoco se aclara con qué fin necesitarán realizar entre 5 y 6 perforaciones ni cómo se controlará de cuál de los distintos acuíferos de la zona se extraerá el agua. Tampoco se han presentado los estudios ambientales que evalúen los efectos negativos que producirá la instalación de los parques eólicos y solar fotovoltaico en torno a la biodiversidad existente en las 18000 hectáreas de campo que según dicen, necesitarán arrendar o adquirir, en los cuales es también factible encontrar piezas arqueológicas que son parte de nuestro patrimonio histórico y cultural, y que si bien fue tenido en cuenta en el estudio del VAL por parte de un arqueólogo contratado por las empresas, no se ha destacado la existencia de materiales relevantes desde el punto de vista científico.

No se puede visualizar cuál es la conveniencia de aceptar este tipo de proyectos para la población de Tambores ni de la región, y menos en el Uruguay. Se prometen puestos de trabajo que podrían ser cubiertos por emprendimientos más amigables con el ya demasiado impactado medioambiente, incluyendo el cuidado de nuestras muy deprimidas reservas de agua dulce. En esta propuesta no se han medido las consecuencias de despilfarrar semejante cantidad de agua de las más puras del mundo para producir combustibles en beneficio de un conjunto de empresas que no nos aseguran la recuperación del recurso perdido. Por esta razón no encontramos antecedentes de un proyecto o emprendimiento que tenga las características de la propuesta de Tambores, porque ningún gobierno se atrevería en estos tiempos a arriesgar reservas estratégicas de agua que no puede asegurar que no las vaya a necesitar en el futuro para asegurar la calidad de vida de los ciudadanos.

Conclusiones

- 1- El proyecto Tambor pretende instalar al menos dos plantas de producción de Hidrógeno y Metanol, una en Tambores y otra en Pueblo Centenario, a partir de agua dulce subterránea, de las más puras que tiene el Uruguay. Como modo de sustentación, se utiliza como argumento principal la problemática generada alrededor del calentamiento global y el cambio climático que apuesta a reducir las emisiones de CO^2 , por su cualidad de ser un gas de efecto invernadero. Destacan además el creciente interés a nivel mundial de sustituir las fuentes de energía derivadas del petróleo con otras como el H^2 , que refieren como “más limpias” y en cuyo proceso de producción interviene la energía eólica y de

paneles solares fotovoltaicos que ellos también venden a distintos países de América del Sur, donde las reservas de agua han sido diezgadas por los monocultivos transgénicos, la producción de pasta de celulosa, la forestación descontrolada y la minería extractiva. Sin embargo, la producción de H^2 hoy en día es un proceso caro y los estados que la están desarrollando en general lo hacen mediante procesos donde intervienen derivados del petróleo y agua de mar que debe ser desalinizada. Por tanto, la argumentación esgrimida por las empresas podría ser considerada como una verdad a medias en cuanto a que existe la intención de algunos estados por el cambio de la matriz, pero una falsedad si consideramos que no existe ningún país que esté produciendo H^2 y/o metanol a partir de recursos de agua subterránea, un aspecto que es crucial para rechazar esta propuesta por falta de antecedentes con los que se pueda estimar factibles consecuencias ambientales tan o más graves que las que “el mundo” quiere evitar abandonando los combustibles que producen emisiones de CO^2 .

- 2- Su propuesta se interpreta como muy particularmente vinculada y favorable con la producción de celulosa, dado que según detallan, capturarían el CO^2 que emiten las megaempresas instaladas en Uruguay a través de los desechos industriales que producen, transformándolos en fertilizantes y otros ítems de la industria química, además de combustible “verde” que surtirá a las unidades que transportan materia prima para las plantas de celulosa.
- 3- Se propone este tipo de emprendimientos a sabiendas que hoy en día los costos de producción de H^2 y derivados son altos y los volúmenes que se pueden obtener son bajos, pero la perspectiva es que estos productos se vuelvan competitivos hacia el año 2050!. Cabe preguntarse cómo se sustenta este pronóstico considerando la cada vez más acuciante falta de recursos de agua que experimenta el mundo, incluyendo los países más ricos y desarrollados. O debemos interpretar que mientras hay otros caminos para producir H^2 y sus derivados, las empresas pretenden abaratar costos y generar un escenario propicio para lograr una falsa calificación de industria verde a costo del agotamiento de las únicas fuentes de agua dulce no contaminadas que nos quedan?
- 4- No queda claro cuál/es unidades litoestratigráficas van a ser impactadas mediante 12 horas promedio de bombeo de agua. Por tanto, este aspecto debe ser mejor estudiado requiriéndose un estudio estratigráfico de los testigos de los pozos que han perforado en el predio.
- 5- Se han brindado permisos a priori para efectuar distintas actividades y adelantar el cambio de categorización de los suelos y la ocupación de los predios, así como también la realización de perforaciones de más de 160 m, las cuales aparentemente solo abarcaron el acuífero Arapey, pero las evidencias presentadas han sido insuficientes.

- 6- A través de la identificación y estudio de pozos preexistentes en el área que ocupará la planta es posible hipotetizar que los niveles de los acuíferos superficiales han bajado notoriamente respecto de los últimos datos conocidos, y difundidos por la DINAMIGE en 2009. Estos últimos datos deberían ser mejor estudiados y manejados antes de aprobar proyectos que pueden aportar un mayor estrés al sistema.

Referencias

- Colella, W. G., Jacobson, M. Z., and Golden, D. M. 2005. Switching to a U.S. hydrogen fuel cell vehicle fleet: The resultant change in emissions, energy use, and greenhouse gases, *J. Power Sources*, 150: 150–181.
<https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2005.05.092>
- Dalin et al., 2017; Du P, Xu M, Li R. 2021. Impacts of climate change on water resources in the major countries along the Belt and Road. *PeerJ* 9:e12201 DOI 10.7717/peerj.12201
- Derwent, R. G. 2018. Hydrogen for Heating: Atmospheric Impacts, Ph.D., Department for Business, Energy & Industrial Strategy.
- Derwent, R., Simmonds, P., O’doherly, S., Manning, A., Collins, W., and Stevenson, D. 2006. Global environmental impacts of the hydrogen economy, *Int. J. Nuclear Hydrogen Production and Application*, 1: 57–67.
<https://doi.org/10.1504/IJNHPA.2006.009869>.
- Ehhalt, D., Prather, M., Dentener, F., Derwent, R., Dlugokencky, E., Holland, E., Isaksen, I., Katima, J., Kirchhoff, V., Matson, O., Midgley, P., and Wang, M. 2001. Atmospheric Chemistry and Greenhouse Gases, in: *Climate Change 2001: The Scientific Basis, Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, edited by: Houghton, J. T., Ding, Y., Griggs, D. J., Noguer, M., van der Linden, P. J., Dai, X., Maskell, K., and Johnson, C. A., Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 239–287.
- Field, R. A. and Derwent, R. G. 2021. Global warming consequences of replacing natural gas with hydrogen in the domestic energy sectors of future low-carbon economies in the United Kingdom and the United States of America, *Int. J. Hydrogen Energ.*, 46: 30190–30203, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.120>
- Meroni E., Piñeiro G., Gombert P. 2021. Geological and hydrogeological reappraisal of the Guaraní Aquifer System in the Uruguayan area. *Larhyss Journal*, 48: 109–133.
- Miller, L. & Keith, D. 2018. “Climatic Impacts of Wind Power.” *Joule*, 2. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.09.009>
- Ocko & Hamburg, 2022, <https://acp.copernicus.org/articles/22/9349/2022/>)

Montaño J., Da Rosa Filho E.F., Chemas Indi E., Cicalese H., Montaño M., Gagliardi, S. 2002. Importancia de las estructuras geológicas em el modelo conceptual del Sistema Acuífero Guaraní-Área Uruguaya, *Revista Aguas Subterráneas*, No. 16, pp. 149-157.

Montaño J., Peel E., Pérez A. 2006. Recursos hídricos subterráneos. El Sistema Acuífero Guaraní (SAG), In: Veroslavsky G, Ubilla M, Martínez S (Eds.), *Cuencas Sedimentarias de Uruguay-Mesozoico*, DIRAC-Facultad de Ciencias, pp. 193-214.

Paulot, F., Paynter, D., Naik, V., Malyshev, S., Menzel, R., & Horowitz, L. W. 2021. Global modeling of hydrogen using GFDL-AM4.1: Sensitivity of soil removal and radiative forcing, *Int. J. Hydrogen Energ.*, 46: 13446–13460, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.088>, 2021.

Prather, M. J. 2003. An Environmental Experiment with H₂?, *Science*, 302, <https://doi.org/10.1126/science.1091060>, 24 October 630.

Schultz, M. G., Diehl, T., Brasseur, G. P., and Zittel, W. 2003. Air Pollution and Climate-Forcing Impacts of a Global Hydrogen Economy, 302: 622–624, <https://doi.org/10.1126/science.1089527>.

Warwick et al. 2022, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf).

Winter, L.R., Cooper, N.J., Lee, B., Patel S.K. , Wang, Li. & Elimelech, M. 2022. Mining Nontraditional Water Sources for a Distributed Hydrogen Economy. *Environ. Sci. Technol.* 56: 10577–10585.

Woods, P., Bustamante, H. & Aguey-Zinsou, K.F. 2022. The hydrogen economy - Where is the water? *Energy Nexus*, Volume 7, 100123.

Wuebbles, D. J., Dubey, M. K., Edmonds, J., Layzell, D., Olsen, S., Rahn, T., Rocket, A., Wang, D., and Jia, W. 2010. Evaluation of the Potential Environmental Impacts from Large-Scale Use and Production of Hydrogen in Energy and Transportation Applications, University of Illinois at Urbana-Champaign, United States, <https://doi.org/https://doi.org/10.2172/1044180>