

DESPACHO CONJUNTO HIDRO EÓLICO

- **Una herramienta clave para reducir externalidades económicas en Energías Renovables y en particular, para convertir en competitiva sin necesidad de subsidios a la Energía Eólica.**

• El objetivo de esta propuesta, es abrir un debate sobre la conveniencia de permitir la oferta de Contratos a Largo Plazo de energía firme para Tecnologías Renovables, poniéndolas en igualdad de condiciones con las térmicas convencionales, dejando que la innovación tecnológica y las reducciones de costos surjan de la creatividad del sector inversor, para hacer posible la introducción de energías renovables sin subsidios del Estado. Se busca también explicitar el valor de las externalidades económicas de todas las tecnologías, que hasta la fecha no habrían sido tenidas en cuenta en ningún mercado, para que puedan instalarse prioritariamente aquellas renovables que aseguren menor costo y mayor calidad de servicio.

Las prioridades en el despacho, en mercados mayoristas con competencia y libre acceso, donde los precios se forman a partir del costo marginal de corto plazo (CMCP), fueron decididas por causas ajenas a sus Costos Económicos Totales, dando prioridad de despacho a tecnologías renovables o no, cuya producción no podía ser aprovechada con costos razonables si se la desplazaba en el tiempo o se pretendía “ciclar” su funcionamiento. Con esta creciente participación de Renovables en el mercado, los “ancillary services”, que fueron hasta ahora de segundo orden en cuanto al peso económico, cobran una relevancia que obliga a revisar los procedimientos para su cálculo a efectos de valorizarlos correctamente.

• En el Congreso Mundial de Energía del año 2013 realizado por el WEC en Corea, se estableció como principal conclusión el “**Trilema Energético**”. Este principio establece que deben tenerse en cuenta los tres “Trade off” que surgen cada vez que se pretende simultáneamente: 1) **asegurar el abastecimiento** a largo plazo a todos los clientes, 2) asegurar que, **un bajo costo de la energía** permita que la actividad económica de esa Nación sea **internacionalmente competitiva**, y por último, 3) que **el medio ambiente estará protegido** de la contaminación de emisiones de efecto invernadero en base a compromisos acordados internacionalmente. Esos objetivos simultáneos requieren revisar aspectos económicos y técnicos de cada matriz energética.

• Consideramos que ni en Argentina ni en otras naciones se han interpretado aún en profundidad las consecuencias del “Trilema Energético”, en especial porque no se han tenido en cuenta “externalidades económicas” relacionadas con la producción de Energía Eléctrica.

• Así como para las Centrales Térmicas la principal externalidad es el costo de remediación de las emisiones de CO₂, en el caso de las Energías Hidráulica, Eólica y la Solar, las externalidades están relacionadas con la incertidumbre respecto a la disponibilidad de potencia firme cuando la demanda lo requiera, el costo de las reservas, el mayor costo de transporte, el “Costo Social de la Energía No Suministrada” (ENS) y el costo incremental en que incurren otras centrales por el “desplazamiento del despacho” de las restantes tecnologías para que ingrese en forma aleatoria o “no gestionable” una tecnología renovable.

• En el caso de la Energía Eólica, -y también en el de la Solar-, una solución que se encuentra en vigencia de hecho, consiste en utilizar un porcentaje de la capacidad de generación de las máquinas “despachables o gestionables” por el OED, —la capacidad hidroeléctrica—, como “reserva rotante”, utilizada para compensar las horas sin producción eólica. También se obliga a reducir la

potencia despachada a centrales térmicas que quedan rotando con un bajo factor de uso –incluso despachadas forzadas–, para estar disponibles en cuanto se reduzca la intensidad del viento o la irradiación solar por el paso de nubes. Otra solución poco eficiente –elevado costo de capital–, es el de las centrales de bombeo y últimamente, las baterías, por la disminución de su costo inicial.

- La solución de dejar en manos del despacho (OED), la utilización discrecional de la potencia hidroeléctrica existente es aceptable, pero si una Nación dispone de gas natural, esta alternativa sólo es válida para centrales hidroeléctricas existentes. No tendría sentido económico construir la represa para este fin, a menos que su capacidad de acumulación sea muy elevada y su costo de inversión por Kw sea realmente reducido. Los proyectos hidroeléctricos en cartera son en general, los remanentes con mayor inversión por kW.

- **Propuesta:** En caso de convertirse en obligatoria la contratación a largo plazo de Potencia y Energía firmes, debería también permitirse la oferta de un “despacho conjunto” de Centrales Hidráulicas y Eólicas, que puedan asegurar energía y potencia firmes mayores que la Hidroeléctrica preexistente. Ello podría conducir a que la energía eólica se vuelva competitiva sin subsidios frente a la forma más eficiente de energía térmica, –los ciclos combinados alimentados a gas–, los que probablemente contarán con la preferencia de los inversores en energías convencionales, durante la transición de las próximas décadas hacia tecnologías renovables.

- En primer término es necesario tener en cuenta las características de los registros históricos de los ciclos de energía hidroeléctrica y eólica: la “volatilidad” interna diaria o semanal de la energía eólica está compensada por su “estabilidad” en la producción anual, en tanto que esos dos aspectos son inversamente complementarios en la producción hidroeléctrica y ello permite estadísticamente compensar ambas tecnologías y disponer de un volumen **conjunto** de potencia y energía “firmes” superior a la que pueden ofertar ambos tipos de centrales consideradas **por separado**.

- La determinación por métodos probabilísticos, –construyendo primero una “curva de distribución” a partir de los datos históricos–, de la probabilidad de desabastecimiento y del costo esperado de la ENS en cada escenario, ensayando y valorizando luego hipótesis respecto del riesgo de ENS para potencias crecientes de energía eólica en relación con una represa existente, conducirá a ciertos resultados económicos, cada uno de ellos asociado a los riesgos probabilísticos que se acepten. Como estos riesgos probabilísticos están relacionados con el Costo Social de la ENS, el tratamiento de estos datos debe realizarse mediante el cálculo de una Esperanza Matemática que permita determinar el “**Mínimo Costo Total**”, incluyendo en dicho costo las penalidades por ENS, la inversión en energía eólica, el costo del transporte hasta la interconexión con la hidroeléctrica, e incluso los costos de reservas adicionales (motores alternativos o turbinas de gas de ciclo abierto como opción a mayores reservas de potencia eólica). Además de impulsar la innovación y los desarrollos de nuevas tecnologías, estos valores son mejor explicitados en una “oferta” en mercados en competencia que si son calculados genéricamente e impuestos por el regulador.

- Un aspecto adicional a tener en cuenta, es que cuando se suman a nivel anual las dos series (hidrológica + eólica), el desvío standard de la curva de distribución suma de ambas, es menor que la suma de los desvíos standard de las dos series consideradas por ser separado. Este hecho es el

que introduce una ventaja económica adicional al despacho conjunto, incrementando la productividad de ambas inversiones.

- La definición del óptimo económico, debe conducir a un valor de potencia eólica máxima a instalar para una dada central hidráulica, es decir a una relación **“Mw eólico/Mw hidroeléctrico” derivada de la serie histórica de ambos emplazamientos. La energía vendida sería puramente eólica, colocando tanta potencia eólica como fuera necesario para asegurar que la producción anual no requiera un solo metro cúbico de agua y por el contrario, tenga excedentes que se venderán en el mercado spot, excedentes que probabilísticamente, asegurarán que las penalidades por ENS no tendrán participación significativa en el “Costo Total”. Este dato reduce además la tasa de interés en la financiación del Proyecto.**

- Este **“despacho hidro-eólico”**, también podría basarse en permitir a los operadores una **“oferta conjunta”** unitaria, cuyo precio contractual debería ser considerado como único e indivisible en el despacho, manteniendo la prioridad de esta tecnología conjunta en cualquier condición del mercado. Es decir, permitiendo la **“oferta física”** de ambas tecnologías combinadas cuando sea necesario.

- Esta propuesta implica un incremento de la **“potencia firme contratable”** de la central hidroeléctrica existente, tanto en cuanto a la cantidad de horas de punta disponibles a máxima potencia por día como a la oferta de potencia firme conjunta entre la hidráulica y la eólica que podría ser ofertada como un **“tramo de punta extendido”**, para abastecer distribuidores o grandes clientes que lo requieran.

- **El aspecto central que se desea destacar en esta propuesta, es que en caso de establecerse en el mercado argentino una regulación similar a la vigente en Chile, Perú y otras naciones donde para el Distribuidor la contratación a largo plazo de potencia firme es obligatoria para la demanda de los clientes “no libres”, el “despacho conjunto” permitiría que centrales eólicas realizaran acuerdos con centrales hidroeléctricas para ofertar energía firme eólica en determinado volumen, sabiendo que la combinación de ambas tecnologías les permitiría competir sin subsidios en el Mercado a Término, dotándola de potencia firme para contratar a largo plazo y permitiendo financiar proyectos con bajo Costo de Capital, incrementando además el valor económico de la oferta hidroeléctrica e impulsando genuinamente, sin ningún subsidio, una primera etapa de desarrollo de energía eólica.**

Ernesto Badaraco. Diciembre 2015