



Panorama energético eléctrico: hacia la normalización del sistema

Por **Ing. Vicente Serra Marchese**

En el transcurso de los últimos dos años y medio, el cambio gubernamental implicó el desafío de enfrentar la emergencia energética, con un mercado eléctrico distorsionado, debido a las intervenciones estatales entre los distintos segmentos de generación, transporte y distribución.

Ante un mercado librado al libre juego de la oferta y la demanda, hoy el país ofrece una buena posibilidad. Siempre es importante contar con reglas de juego predecibles.

En la coyuntura actual, con una reversión del precio del crudo a niveles compatibles con lo que era el precio sostén, la expectativa de Vaca Muerta toma lentamente el rumbo de una posibilidad atractiva de la mano de la baja de costos de extracción.

Y con reglas más claras, los yacimientos convencionales, en especial en la cuenca austral y Santa Cruz Sur y Norte, van recuperando niveles de producción y se expanden; por su parte el *tight* gas recupera producción de gas natural al ritmo de nuevas inversiones.

Sin embargo, no es fácil una recuperación de los últimos desfases de la noche a la mañana. Sin precios relativos, la percepción del valor de los bienes y servicios parece haberse trasladado a la responsabilidad empresarial. Las empresas y los nuevos accionistas, que han demostrado paciencia durante la última década, es probable que deban ser pacientes nuevamente, mientras se recompone la cadena de valor.

Es imposible dissociar el sector eléctrico del sector de gas natural, como se muestra en la figura 1 entre el mercado



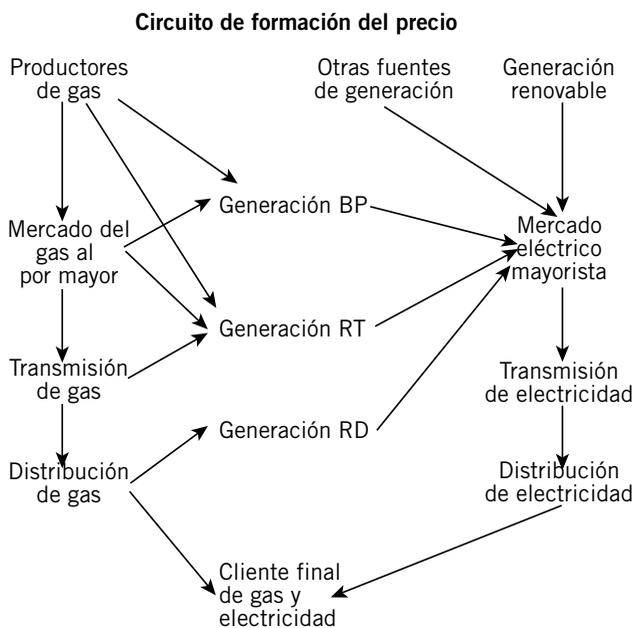
Un repaso por los cambios realizados en los últimos dos años con miras a enfrentar la emergencia energética.

del gas y el eléctrico.

Según el informe de gestión anual de CAMMESA de 2014, se podría concluir que si no se incorporaba nueva generación en una magnitud importante, deberíamos habernos enfrentado irremediamente a cortes de energía, aun después de solicitarles a los industriales una baja en su demanda.

Asimismo, las obras realizadas por el Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica (FOCEDE) prometían morigerar el impacto sobre las redes de distribución, pero no contribuía realmente al abastecimiento de capacidad de generación en el pico de la demanda.

Para atravesar este escollo, se dio origen a una convocatoria a manifestación de interés de nueva generación por una magnitud como mínimo de 1000 megawatt (MW,



Tasa de crecimiento de demanda	4,83%	3,40%
Demanda 2020 con pérdidas del sistema	33.811 MW	30.835 MW
Generación nueva	3.300 MW	3.300 MW
Importación de Brasil	2.000 MW	2.000 MW
Faltante de generación	-3.045 MW	-69 MW
Generación faltante sin importación	-5.045 MW	-2.069 MW
Generación faltante con indisponibilidad	-5.795 MW	-2.819 MW

unidad de potencia eléctrica), por medio de la Resolución 21/2016, complementando al régimen de fomento de energías renovables, establecido en el decreto 531-2016.

La Compañía Administradora del mercado Mayorista Eléctrico, CAMMESA, considera en sus proyecciones de demanda un crecimiento promedio del 3,4% anual, por lo que el consumo en el inicio del 2020 será de alrededor de los 28.000 MW en el pico. Con la tasa de los últimos 15 años del 4,83% según la Fundación para el Desarrollo Eléctrico (FUNDELEC), se llegaría a 31.600 MW.

Entre ambos límites se halla, en mi opinión, el futuro continente de crecimiento para el próximo quinquenio.

Con estas consideraciones la generación firme (potencia asegurada) debería ser 2069 MW para el escenario medio o 5045 MW, para repetir la década.

El principal desafío que se presentó fue que no todos los proyectos se podían realizar en tan corto plazo: las centrales hidráulicas Condor Cliff y La Barrancosa de-



Figura 1.

mandarían unos siete años en el mejor de los casos. Otras, como Garabí y Panambí, que están contempladas a futuro, fueron consideradas por el gobierno brasileño como “no prioritarias”, según se consigna en las páginas del ANEEL (Agencia Nacional de Energía Eléctrica Brasileira).

Queda pendiente observar si se licitará o no a través del sistema de contratos de Participación Público Privada (PPP), la central eléctrica Michihuao, proyectada sobre el Río Limay, cuya ingeniería ya estaría realizada y es de rápida ejecución.

La generación renovable eólica y solar tienen mucho potencial, pero una de las características de este tipo de energías es que no se asegura su disponibilidad, en cantidad y calidad, en determinada hora. Por lo tanto, en su ausencia se requiere siempre de generación firme, uniforme y constante sin variaciones. Este tipo de generación es térmica y tiene la ductilidad que en menos de dos años de construcción se encuentra funcionando: quemando biomasa, gas de síntesis o combustible sólidos recuperados de los residuos urbanos, gas natural y gasoil.

Es probable que la incorporación de estas centrales traiga aparejado un aumento de importación de gas natural licuado (GNL) dado que la posibilidad de gas desde Vaca Muerta debe pasar primero por una fase de expansión que no se vislumbra hasta antes de tres años.

Después de una década de cambios, se llegó a un cambio de paradigma forzoso con consecuencias irreversibles en el corto plazo, antes se pagaban 15.000 millones de dólares (USD) por servicios de deuda por año en promedio

y podía defaultarse o refinanciarla; al comienzo de esta nueva gestión se debía importar combustibles para la producción de energía, que se paga a contado rabioso y no hay financiamiento que valga.

La Resolución 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica del Ministerio de Energía y Minería convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con el compromiso de estar disponible en el mercado eléctrico mayorista para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda en períodos estacionales (mayormente verano e invierno). El resultado fue exitoso desde el punto de las ofertas recibidas. Por el lado de su implementación, la rapidez y falta de maduración de cada una de ellas conllevó un retraso ocasionado, en algunos casos, por contingencias difíciles de prever y, en otras, imprevisión de los oferentes.

En todo este proceso que se inició en los últimos dos años, la política oficial ha tratado ciertamente de jerarquizar el rol energético y de darle equidad al sistema, estableciendo ventajas mediante la inversión sobre las económicas regionales, y poner fin a las tarifas subsidiadas para los segmentos de la población fuera del área de pobreza.

Así parece ser la reciente licitación del gas para generación, realizada por CAMMESA a través del MEGSA, la que ha permitido bajar el precio de 5,2 U\$\$/MMBTU a 3,7 U\$\$/MMBTU, lo que implica un 30% menos que impactará sobre los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) achicando una brecha de subsidio importante.



La otra apuesta en la cadena descendente del precio del MEM es la inserción de las energías renovables cuyos precios bajaron desde los 65 U\$\$/MWh a los 41 U\$\$/MWh en las diferentes licitaciones del programa renovar y en la generación distribuida en el nivel residencial. Esta última exigirá la instalación de medición inteligente que permitirá relevar la verdadera curva de carga de los clientes residenciales, sus coeficientes de simultaneidad, el establecimiento de bandas de consumo y, por último, optimizar la red de distribución que conllevará a una baja en el valor agregado de distribución.

Para finalizar, la etapa del sector generación debe ser la incorporación de energía flexible (moto-generadores de alta eficiencia, menos de tres minutos para llegar a plena carga) y evitar sobrecostos de mantener reserva caliente al mínimo técnico para enfrentar las intermitencias de las energías renovables de la mano de un mercado spot con precios de cada 15 minutos.

En el nivel del sector de distribución, la salida no fue fácil y aún es dificultosa, en particular porque a la gran distorsión de precios relativos preexistentes, se suman los que había en el nivel de los ingresos relativos. La velocidad de recomposición de tarifas a una velocidad superior a la capacidad de adaptación de los consumidores y su recomposición de ingresos relativos fue superior a la que podía trasladarse. En este aspecto, quizás se creyó que los sectores con menores ingresos consumirían menos electricidad. Por el contrario, suelen tener un alto consumo, debido a

varios factores sociales (mayor permanencia en el hogar, ineficiencia energética por el uso de estufas de cuarzo, por ejemplo, como consecuencia de la imposibilidad de acceder a electrodomésticos de baja eficiencia). Se ha evaluado que consumos iguales en barrios de menores ingresos no pueden pagar lo mismo que los barrios de mayores ingresos, la segmentación de una tarifa social por consumo no tiene equidad, sería más prudente aplicarla con una metodología de tarifa per cápita y localización; método que el Ministerio de Transporte ha aplicado para disminuir el subsidio en el sector, donde los mayores usuarios son los de menores ingresos y parece justo una disminución de su costo ante el mayor uso del servicio.

Recomposición de la matriz

Se comenzó este período de recomposición de la matriz energética con subsidios indiscriminados de los ingresos reales y un subsidio de la población del interior del país hacia el área metropolitana, donde el pasaje de transporte costaba la mitad de lo que se pagaba por el mismo trayecto en Córdoba o en Santa Fe, así como en el servicio de agua y cloaca y de electricidad, donde se llegó a diferencias hasta tres y cuatro veces en detrimento del interior.

La clave hubiera sido un abaratamiento del precio de generación al mismo tiempo que se ajustaba la tarifa del segmento de transporte y distribución de electricidad. En efecto la inserción de generación eficiente y de energías renovables permitió una disminución de la generación realizada con combustibles líquidos.

Evolución del precio Spot - Estacional y Brecha en % entre ambos

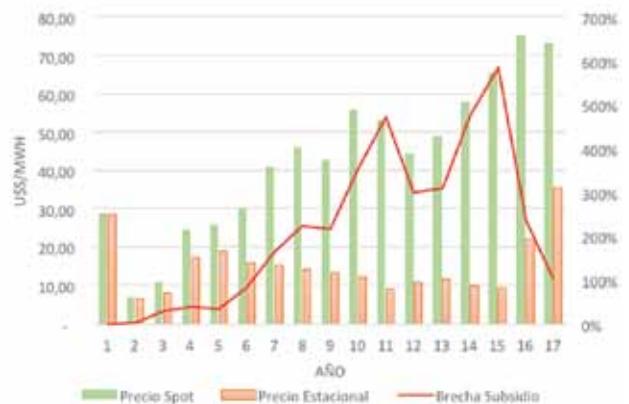


Figura 2. Fuente: Elaboración propia con datos oficiales de CAMMESA.

En la figura 2 se puede apreciar la divergencia entre los precios del mercado spot que se cobraba a los grandes usuarios y lo que se cobraban a los usuarios de las distribuidoras mediante el precio estacional.

Para subsidiar las tarifas a los usuarios y pequeños comerciantes en general, el Estado Nacional recauda fondos de los impuestos nacionales en especial el IVA, emisión de deuda, impuestos a la ganancia a la cuarta categoría, impuesto a las transacciones bancarias, ganancias a la empresa y bienes personales. Esta recaudación tiene implicancia

directa en el precio de los bienes y servicios, es decir los precios llevan todas las cargas y contribuciones que deben hacer las empresas para producir y vender sus productos. Esta es la paradoja más grande porque el subsidio lo paga la ciudadanía vía precios y no llega a conformar un subsidio cruzado de los mayores ingresos a los de menores ingresos.

En la figura 3 se describe un cuadro tarifario comparativo entre las provincias y el área metropolitana.

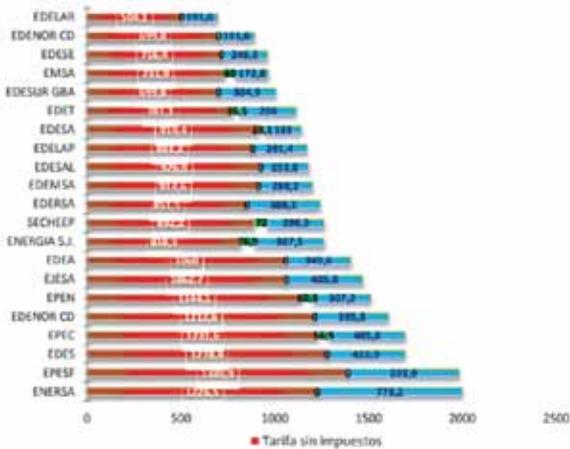


Figura 3. Comparación importes finales (\$) categoría residencial, marzo, 2018. Consumo 400 kWh - mes. Fuente: Elaboración propia con datos oficiales de CAMMESA.



Figura 4. Precios monómicos en US\$/MWh.

La gran dispersión del Valor Agregado de Distribución muestra que todavía hace falta sintonía fina con valoración por economías de escala, expansiones necesarias y usos de fuentes de generación cercanas, debe destacarse que, en el caso de Edenor, Edesal, Edesur, La Pampa, Epec y Epesef, dentro de la tarifa, están las expansiones en 132 kV.

Cabe agregar que, si las redes deben ser preparadas para prestar el servicio de carga de autos eléctricos, el valor agregado de distribución de este servicio debe ser considerado aparte del valor agregado de distribución que recae sobre los usuarios residenciales y pequeños comercio. Aparece como una ventaja la irrupción de la generación distribuida sobre el sistema, dado que una estación de servicio de carga para vehículos eléctricos podrá alimentarse de energía solar o eólica de pequeña escala inferior a 1 MW que tendría compatibilidad con algún tipo de almacenamiento por bombeo para complementar con la red.

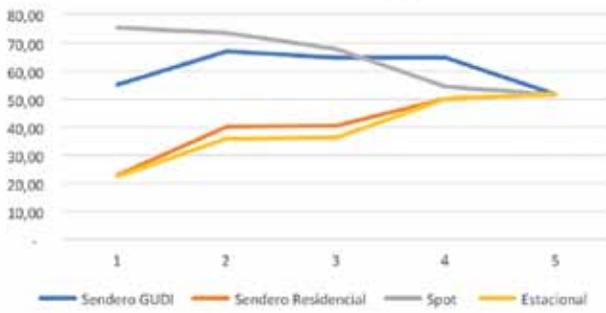


Figura 5. Precios monómicos en US\$/MWh.

En la figura 4 se ve la evolución de los precios monómicos donde las diferentes políticas publicas han empezado a dar resultados de la mano de mayor disponibilidad de gas y desplazamiento de combustibles líquidos en la generación por la incipiente inserción de los recursos renovables.

En la figura 5 se observa la convergencia de precios hacia 2020 donde según los despachos de simulación marcaría un descenso más marcado del precio monómico.

La última etapa de la normalización del sistema que, a lo largo de la historia ha sido el “pato renco”, fue el transporte de energía eléctrica.

Así como la carga en ferrocarril hace a la competitividad de las economías regionales, las líneas de transporte tienen la misma incidencia. La resolución 1085/2017 in-

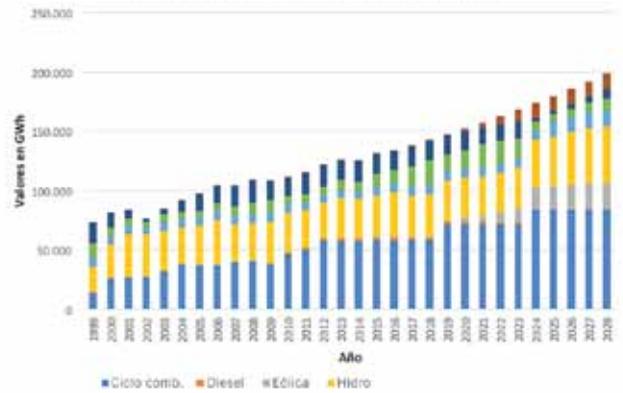


Figura 5. Evolución de la generación de energía por tipo.

rodujo una modificación de fondo en la forma de pago de las expansiones, se abandonó el calculo de beneficiarios por uso de las líneas por otro esquema más asociado a la prerrogativa de la ley, de beneficiarios económicos, de las expansiones y en ello se beneficia toda la demanda del país. Sin embargo, hay una segmentación a nivel de 132 kV que se regionaliza y debería tener el mismo status de socialización a nivel del sistema de Extra Alta Tensión, ya que los nuevos recursos de energía renovables se inyectan a nivel de 132 kV y se beneficia toda la demanda del país.

Las autoridades se preparan hoy para incentivar un régimen de PPP, en lo que respecta a las expansiones del

