

# Electricidad y emisiones: una primera

JOSÉ ANTONIO ROJAS NIETO

La Jornada, Domingo 5 de junio de 2016

Permítaseme comentar brevemente que nuestra mezcla mexicana de petróleo de exportación lleva casi 15 días con un precio pegadito a 40 dólares por barril. A principios de este mes, su precio medio anual por barril ajusta 30 dólares, cinco por encima de la excesivamente prudente estimación oficial de 25 dólares por barril señalados en los pre-Criterios de Política Económica 2017. Pero esperemos el 8 de septiembre para ver la visión de la Secretaría de Hacienda para 2016 y 2017. Un precio superior a esa previsión oficial representaría – ¡qué duda cabe!– un pequeño respiro para la astringencia fiscal, a pesar de que los movimientos del tipo de cambio sigan siendo no sólo riesgosos, sino tremendos y por demás inexplicables. Ni hablar.

Si observamos un poco el comportamiento de los llamados mercados y de los denominados fundamentales y –más específicamente– de las más recientes condiciones ligeramente descendentes de producción de crudo en Estados Unidos, no podemos considerar precios a la baja para lo que queda del año. Y si atendemos a algunas opiniones de especialistas, podemos pensar –como acaso lo sugerí hace unas semanas– en un precio medio anual por barril de petróleo mexicano de exportación del orden de 35 dólares. Puro oxígeno para las deterioradas finanzas públicas. Bastaría que el resto del año se registrara un precio medio de 37 dólares por barril para ello, tres menos que el cierre de la cotización de nuestro crudo señalado por Pemex el viernes pasado. Ya lo comentaremos a fin de año. Lo cierto es que el precio internacional del petróleo tiende a mejorar un poco. Y con él –por cierto– el de los residuales, entre ellos los de referencia para nuestro precio interno de combustóleo. Así, el residual de Houston de 3.0 por ciento de azufre hoy ronda 30 dólares por barril. Y cerca de 23 dólares en promedio a principios de junio nuestro residual, el que tiene más de 4 por ciento de azufre.

Para ver lo que significa –entre otras cosas– consumir este residual en la generación de electricidad, recordemos que un kilovatio-hora (kWh) generado en una central térmica convencional representa alrededor de 800 gramos de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) emitidos a la atmósfera. Y no menos de 20 gramos de bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) también arrojados a la atmósfera. Por eso estamos obligados a reflexionar sobre el consumo que aún tenemos para generar electricidad –en parte obligado– de no menos de 100 mil barriles diarios de combustóleo. Pero también debemos reflexionar sobre el consumo cotidiano para generar electricidad, de no menos de 3 mil 100 millones de pies cúbicos del también contaminante gas natural. Asimismo, de cerca de 15 millones de toneladas de carbón al año, contaminante como el que más.

Ahora bien, un juicio más justo sobre el papel de cada uno de estos combustibles en la generación de gases de efecto invernadero obligaría a reconocer lo que pasa en cada caso. Lo cierto es que –equivalentemente– a cada tonelada de emisiones de bióxido de carbono provenientes de la generación a combustóleo, corresponde 20 por ciento más en la generación a carbón. Y –eso es muy cierto– 50 por ciento menos en la generación a gas natural. Pero

permítaseme reiterarlo. Esa diferencia no nos convoca –de veras que no– a concentrarnos en el gas natural como acaso lo estamos haciendo. Sí, en cambio, obliga a repensar –como se tiene que hacer en el sector transporte– en la estrategia para atender los requerimientos de electricidad de los próximos 10, 15, 20, 30, 40 y 50 años. Y aquí quisiera empezar a tratar los elementos del nuevo Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) que acaba de presentar la Secretaría de Energía.

En este nuevo Prodesen (2016-2030) no se somete a escrutinio directo la responsabilidad de la industria eléctrica en la emisión de gases de efecto invernadero. Ni se ofrece la evolución esperada a ese respecto. Es cierto que se alude –muy breve y superficialmente– al cumplimiento de compromisos de instalación de centrales generadoras limpias, entendida en el programa de marras como unidades cuya fuente de energía y procesos de generación de electricidad producen emisiones o residuos en cantidades que no rebasan los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias correspondientes, invocando el artículo tercero fracción vigésimo segunda de la Ley de la Industria Eléctrica. En este artículo se determina formalmente lo que se entiende por energías limpias. Pero el Prodesen debiera ser más riguroso en el tratamiento de lo que –incluso oficialmente– se ha caracterizado como la sustentabilidad del sector energía, en este caso de la industria eléctrica. Y, más específicamente, en el análisis del denominado Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (Piirce) al que se destina todo el capítulo cuarto del nuevo programa oficial. Incluso –si se me permite señalarlo– el análisis no debe restringirse a la evolución de la oferta, cuya profundización debiéramos hacer en algún momento.

También debe profundizarse el análisis de la evolución de la demanda, en la que los programas de ahorro y uso eficiente (asimismo tratados superficialmente en este documento) son determinantes en el cumplimiento de las metas ambientales de nuestro país. Un kWh no consumido o ahorrado por mayor eficiencia, representa directamente no menos de 400 gramos de CO<sub>2</sub> no emitidos a la atmósfera. No más, pero tampoco menos. En una perspectiva estratégica de control y abatimiento de emisiones en la que el transporte debiera electrificarse de manera creciente, los programas de ahorro y uso eficiente cobran nueva importancia. De veras.

# Electricidad y emisiones: una segunda

JOSÉ ANTONIO ROJAS NIETO

La Jornada, Domingo 19 de junio de 2016

Quienes observamos el comportamiento cotidiano de los precios de crudo, gas natural, carbón y demás combustibles en el mercado spot –Nueva York y Rotterdam, por ejemplo– nos inquietamos por la pérdida acumulada de poco más de cuatro dólares que registró nuestra mezcla mexicana de exportación entre el miércoles 8 de junio y el pasado jueves 16. Los crudos de referencia West Texas Intermediate (WTI) y Brent acumulaban poco más de cinco dólares por barril. Sin embargo, el viernes hubo leve recuperación de todos. Los precios de estos crudos de referencia subieron casi dos dólares. Nuestra mezcla mexicana poco más de un dólar por barril.

El absurdo de un derrumbe de precios es, en estos momentos y a pesar del nerviosismo económico y financiero que puede provocar la decisión del Reino Unido, eso, un absurdo. No vivimos, sin duda, el alto dinamismo de la demanda incremental de crudo de China y de India, como hace varios años. Tampoco el importante incremento de la demanda agregada de crudo de –a manera de ejemplo– finales de los años 70. No.

Pero la solvencia energética de la economía mundial sigue gravitando –para bien y para mal– en la producción mundial de petróleo. ¡Bendito o maldito transporte! Usted elija. Y una demanda mundial próxima a los cien millones de barriles al día no puede ser satisfecha con precios de petróleo tan bajos como los registrados en el pasado reciente. Tampoco –sin duda– con los absurdamente altos precios del verano de 2008, cuando el crudo WTI alcanzó precios diarios superiores a 140 dólares por barril, hoy equivalentes a cerca de 155 dólares. Ni más ni menos que cien dólares más que las cotizaciones de este viernes. Y todo –según consenso de muchos analistas– por la inevitable financiarización del petróleo. Se trata del efecto de la participación de nuevos actores (fondos de riesgo, fondos de pensiones, compañías de seguro, entre otros) en el mercado mundial de petróleo, que no tienen ningún interés –ninguno– en el uso físico del crudo. Sólo interés financiero, como reserva de valor y apropiación de rentas. A este respecto el trabajo de Bassam Fattouh y Lavan Mahadeva, del Oxford Energy Institute (Financialization in Oil Markets, lessons for policy), es aleccionador.

A reserva de retomar pronto este delicado asunto, regresemos a nuestra reflexión sobre la electricidad y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Preocupan las condiciones de cumplimiento de las metas formuladas en la nueva normatividad energética, eléctrica y ambiental, derivadas de las modificaciones constitucionales de diciembre de 2014. Para decirlo rápidamente se trata de generar 35 por ciento de la electricidad nacional (que no sólo del tradicionalmente llamado servicio público, por cierto) en 2024, es decir, dentro de ocho años. Son muy pocos para ello. Déjenme decirlo de otra manera, refiriéndome a los datos oficiales de 2014 de combustibles y generación de electricidad para todo el país, en virtud de que el último balance nacional de energía publicado por la Sener es, precisamente, el de ese año. El consumo bruto total de electricidad en 2014 fue de 303 teravatios-hora (TWh, correspondientes a miles de millones de kilovatios-hora (kWh)). De estos 173 TWh (57 por ciento) se generaron

directamente por la hoy empresa productiva del Estado. Otros 88 TWh (29 por ciento) por los denominados productores independientes de energía (PIE), que tienen y tendrán un contrato de entrega de su producción a la empresa productiva del Estado. Y, finalmente, 43 TWh (14 por ciento) por las diversas formas de autoabastecimiento, de los cuales sólo cerca de 30 TWh ingresaron a las redes nacionales de transmisión y distribución.

Por eso, el llamado consumo de la red –el que se proyecta en el Programa Nacional de Desarrollo del Sector Eléctrico– fue de 283 TWh, una vez que hacemos el balance neto entre exportaciones e importaciones de electricidad. Esto es importante considerarlo cuando se estiman las emisiones de GEI y, en consecuencia, los coeficientes respectivos por combustible o tecnología. Si usamos los índices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático las emisiones totales derivadas del consumo nacional de electricidad fueron de 133.4 millones de toneladas de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). El combustóleo representa 15 por ciento de las emisiones totales. El gas natural, 57 por ciento. El carbón y el coque de petróleo, 27 por ciento. Y el diésel, uno por ciento. Así, el Índice Nacional Unitario en kilogramos (kg de CO<sub>2</sub>) por kWh sería de 0.440. Es el resultado de 79 por ciento de energía fósil con un coeficiente unitario de 0.558 kg por kWh. Y de 21 por ciento de energía limpia con un coeficiente cero. (Así se mide hoy).

Concluyo hoy con una pequeña cuenta. Pensemos que, efectivamente, 35 por ciento del consumo nacional en 2024 proviene de energías limpias (renovables y nuclear, fundamentalmente). Y que el otro 65 proviene de generación equivalente a gas natural de alta eficiencia (el de menores emisiones unitarias). Así, el volumen de CO<sub>2</sub> emitido sería de 94.3 millones de toneladas. Sería 30 por ciento menor que el emitido en 2014. Pero 47 por ciento menor al que se hubiera emitido con una energía fósil generada con el mismo coeficiente actual de emisiones, es decir, 0.558 kg por kWh señalados antes. El nuevo índice nacional unitario en kilogramos (kg) por kWh sería de 0.239 Kg por kWh. ¿Se cumplen las metas nacionales? Lo veremos. De veras.

NB. Ir a El Vicio los martes en la noche no tiene desperdicio. Está la obra Quique y Angie, La Pareja Imperial, con Leticia Pedrajo y Armando Tapia. Dirigen A. Cerezo y L. Rondero.

# Electricidad y emisiones: una tercera

JOSÉ ANTONIO ROJAS NIETO

La Jornada, domingo 3 de julio de 2016

A pesar del Brexit, los precios del crudo se sostienen. Nuestro petróleo de exportación se mantuvo esta semana en el nivel de 42 dólares por barril. El ligero de referencia en Estados Unidos –West Texas Intermediate (WTI) – en 49. Y el referente europeo Brent cerca de 50 dólares por barril. Hubo descensos lunes y martes. También recuperación otros días de esta semana. Sí. Nuestro petróleo puede promediar 35 dólares por barril este 2016. Ya es el nivel con el que las autoridades hacendarias rehacen el cierre presupuestal de 2016. Y con el que preparan el presupuesto de 2017, aunque pudiéramos pensar en un ligero incremento de precio para el año entrante. Lo veremos. Lo que sorprende un poco es la evolución y el nivel del precio del gas natural de referencia, el conocido Henry Hub de Luisiana. Ya ronda tres dólares por millón de unidad térmica británica (MMBTU). Y sorprende porque a principios de 2016 llegó a registrar cotizaciones inferiores a dos dólares por MMBTU. El 3 de marzo, la más baja del año, 1.64 dólares.

Por su parte, el residual de referencia que se utiliza oficialmente para determinar el precio de nuestro combustóleo –Costa Norte del Golfo de México, 3 por ciento de azufre y poder calorífico de poco más de 6 millones de BTU por barril– se cotiza hoy en 35 dólares. El doble de su nivel del 19 de enero también de este 2016. Con esto el combustóleo de nuestras refinerías registra ya un precio cercano a 26 dólares por barril. Equivale a poco más de cuatro dólares por MMBTU. De sostenerse esta relación de los precios de referencia –residual de 35 dólares por barril y gas natural Henry Hub de tres dólares por MMBTU– dada la mayor eficiencia de las generadoras a gas natural respecto de las generadoras a combustóleo, se sostendría la ventaja del gas natural respecto del combustóleo para generar electricidad. Sería 40 por ciento más barato producir electricidad en generadoras a gas natural que a combustóleo. Además, se emitiría 53 por ciento menos emisiones de bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

Sólo un gas natural de referencia cercano a cinco dólares por MMBTU y un residual de referencia de 35 dólares (relación uno a siete entre los precios de gas natural y residual, con sus unidades usuales respectivas) borraría la ventaja del gas natural en costo de producción. Pero se mantendría la diferencia por menor contaminación. Ésta sólo se borraría si a la generadora a combustóleo se le adaptaran equipos de secuestro y captura de CO<sub>2</sub>, lo que llevaría la relación uno a siete a una relación mayor, dependiente de las cotizaciones de los equipos de secuestro y captura de CO<sub>2</sub> (CCS, por sus siglas en inglés).

Esta realidad hace pensar –erróneamente– que nosotros sólo debemos instalar centrales a gas natural. Y que debemos olvidar no sólo el combustóleo, sino el carbón, a pesar de que la unidad calorífica de éste sería inferior no sólo a la del combustóleo, sino a la de gas natural (hoy casi a la mitad de este último). Y que la eficiencia de las generadoras a carbón es alta, aunque no como las generadoras a gas natural. Sin embargo, el volumen de emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por el calor equivalente del carbón es ligeramente mayor al del combustóleo. Y poco más del doble en relación con el del gas natural. Aunque –hay fuerte debate– sería importante

considerar las emisiones de CO<sub>2</sub> en la extracción, producción o procesamiento previo de los tres combustibles. Y –a decir de varios especialistas– ahí el gas pierde parte de su ventaja. Y la pudiera perder –a decir de otros especialistas– en la alta volatilidad de su precio. Mayor que la del carbón y, en ciertos momentos, que la del petróleo. Por estos dos aspectos (emisiones en todo el proceso y volatilidad de precios), se intensifica el debate sobre los términos en los que debiera o no fincarse la expansión de los sistemas eléctricos en el mundo.

A manera de ejemplo conviene mencionar otros elementos de dicho debate, donde algunos ven en la alta concentración en generadoras a gas natural en los sistemas eléctricos, un nuevo paradigma altamente riesgoso.

Mayor o menor, según las características, especificidades y ubicación de los diferentes países. Seguridad de suministro. Solvencia de tecnologías de almacenamiento y transporte (por ejemplo el carbón gana un poco con el nuevo Canal de Panamá). Relación con renovables y manejo de intermitencia. Flexibilidad para atender aspectos de confiabilidad y respaldo de sistemas eléctricos. Aceptación social. Entre otros. El caso nuestro es complicado. Hoy no tenemos el gas natural que necesitamos. Y se prepara infraestructura para alcanzar la capacidad de importar –sí, importar por gasoducto– no menos de 10 mil millones de pies cúbicos al día. Por el Golfo hasta Tuxpan y alrededores. Por Nuevo León y Tamaulipas hasta el Valle de México. Y hasta el sur y el Istmo. Por Chihuahua hasta el noroeste. Pero también hasta el Bajío y el occidente. Y por Sonora también al noroeste. Incluso, hasta Baja California Sur. Pero sobre esto comentaremos algo más próximamente, así como de la caracterización oficial de estos gasoductos en estratégicos, en económicos y en sociales.

Reiteremos. Hay múltiples elementos que deben ser incorporados en este debate. Y eso sin contar los denominados estratégicos....Sin duda...

# Electricidad y emisiones: una cuarta

JOSÉ ANTONIO ROJAS NIETO

La Jornada, domingo 17 de julio de 2016

En el Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018 (PECC) y más específicamente en el Indicador 5 del objetivo 3 se postula la necesidad de reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Asimismo, la urgencia de incorporar volúmenes crecientes de energías renovables y acelerar el cambio de combustibles por fuentes menos intensivas de carbono para generar electricidad en México.

Esto debiera reflejarse –Programa dixit– en un menor volumen de toneladas de bióxido de carbono (tCO<sub>2</sub>) emitidas por cada Megavatio/hora (MWh) generado. Y no sólo en el sistema eléctrico nacional, sino en todo el país. Según la Ley de la Industria Eléctrica del 11 de agosto de 2014 (ya dos años, por cierto) en el sistema eléctrico nacional sólo incluye las centrales eléctricas que entregan energía a la red nacional de transmisión (identificada normalmente como red de alta tensión) y a las redes generales de distribución (también identificadas como redes de media y baja tensiones). Pero hay muchas centrales que no entregan su energía a ninguna de estas dos redes. Y que son incluidas en el cálculo del volumen de emisiones de GEI.

En este marco, por cierto, la meta oficial para 2018 es de 0.350 tCO<sub>2</sub> por MWh. De lograrse representaría una disminución del orden de 23 por ciento respecto al factor que se consideró como base o punto de partida del PECC, es decir, 0.456 tCO<sub>2</sub> por MWh, que es el valor histórico registrado en 2013. Veamos un poco las condiciones que debieran cumplirse para lograrlo. Con la evolución de la economía prevista para estimar ese factor, debiera consumirse en todo el país un volumen de electricidad cercano a 340 Teravatio-hora (TWh).

Por cierto que ahorrar electricidad o hacer un uso más eficiente de ella, afecta directa y positivamente esta perspectiva. La generación con base en combustóleo no debiera ser superior a 2 por ciento del total, con un consumo diario de residual del orden de 20 mil barriles aproximadamente. Incluso menos. La generación a diésel sería mínima, con un consumo también diario de no más de 5 o 6 mil barriles. La generación a carbón –aún sin mecanismos de secuestro y captura de GEI– no debiera superar 10 por ciento, con un consumo del orden de 33 millones de toneladas de carbón al año. De éstas cerca de 7 millones serían de carbón importado. La generación a coque de petróleo –hoy vinculada a autoabastecedores de grandes empresas– tampoco debiera superar 5 por ciento, con un consumo equivalente al del combustóleo.

En cuanto a la generación a gas natural hay que decir que debe representar 60 por ciento del total, con un consumo diario ya cercano a 4 mil millones de pies cúbicos al día.

Finalmente y en este contexto, sólo una participación de 28 por ciento de las energías limpias (nuclear y renovables que entregan o no entregan a las redes) permitiría cumplir la meta del PECC. Se trata de siete puntos porcentuales menos que la meta oficial para 2024. ¿Es posible? Sin duda. Siempre y cuando –en primer término– se disponga del volumen cotidiano de gas

natural para 2018. Representaría 20 por ciento más del que hoy se dispone, con volúmenes crecientes de gas importado. Y eso –también sin duda– depende del cumplimiento de calendarios en la infraestructura de gasoductos vinculada al Programa Nacional de Infraestructura y al Plan Quinquenal de Gas Natural 2015-2019, donde los nuevos puntos de internación de gas natural adquieren un papel estratégico.

En segundo término depende de una expansión acelerada de renovables que debieran llegar a una generación del orden de los 90 TWh, para representar 28 por ciento del consumo bruto nacional de energía eléctrica. El discurso oficial dice que México es un país en desarrollo que busca transitar hacia una economía competitiva, sustentable y de bajas emisiones de carbono. Así lo establece la Ley General de Cambio Climático.

Para 2018 esto se traduciría en una muy alta concentración de la generación a gas natural, con un volumen muy importante de gas natural importado. Casi la tercera parte, con todos los riesgos que supone. No hay que dejar de reflexionar sobre ello. Pero también sobre el sustancial incremento de energías renovables. Pese a sus bondades, representan un reto técnico, económico y social muy importante para el sistema eléctrico y el país. Técnico y económico porque el sistema debe adaptarse a su intermitencia y respaldarla; al surgimiento de precios marginales locales (como lo definen las bases del mercado) de cero pesos y cero centavos, incluso negativos, como en alguna ocasión deberemos comentar; y al mercado de los certificados de energías limpias asociado a su instalación, con cotizaciones internacionales muy diferentes a las que hoy se indican aquí. Y social porque cada día existen más denuncias y reclamos de las comunidades sobre los abusos en los que incurren muchas compañías que llegan a explotar los recursos hidráulicos, solares y eólicos, Oaxaca sin duda.

Pero sobre estos últimos aspectos deberemos profundizar en otro momento. Sin duda.