

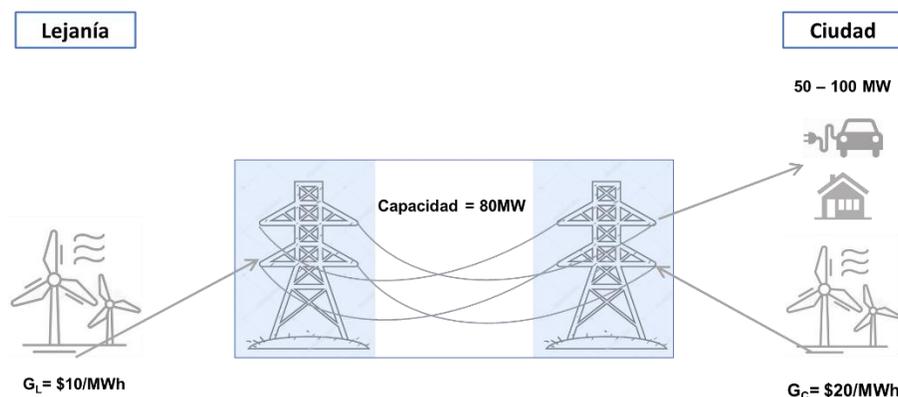
La congestión –saturación– de una línea de transmisión impide llevar la energía de generadores baratos a los centros de consumo, lo que tiene como consecuencia un aumento en el costo de generación y mayores tarifas o subsidios. Además del mayor costo de provisión del servicio, salvo que se racione el consumo, no ampliar la capacidad de transmisión puede demandar mayores inversiones en generación. En un mercado, la congestión se traduce en un aumento de los precios de la energía, señalizando la necesidad de ampliar la red de transmisión o de generación “barata” en esa región. Ex ante, debido a la estructura de costos de la industria, se esperaría que ampliar la capacidad de transmisión fuera la opción de menor costo.

La evolución de los precios marginales locales y sus componentes, tanto en el MDA como en el MTR en el Sistema Interconectado Nacional es consistente con una congestión cada vez mayor de la red de transmisión. Entre mayo y octubre de 2018, los consumidores del Sistema Eléctrico Nacional pagaron alrededor de 18,000 millones de pesos por congestión. El costo de congestión podría ser significativo. En diciembre de 2019, sólo el 12.5% de los precios nodales reportados para el SIN tuvieron un componente de congestión de cero. El promedio (simple) de los PML en el SIN que tuvieron componente de congestión positivo fue 727.38 \$/MWh vs 348.59 \$/MWh de aquellos para los que fue nulo. Ese mes el componente de congestión alcanzó un máximo de 5,513 \$/MWh. Diciembre es un mes de relativa baja congestión de la red de transmisión.

La congestión y su costo

Decimos que una línea de transmisión presenta congestión o saturación si su capacidad de transporte es inferior a la energía que por ella se transportaría para minimizar el costo de generación/provisión de energía empleando el parque de generación existente. Para ilustrar esta situación veamos el siguiente ejemplo.

La energía eléctrica que requiere una Ciudad puede ser producida parcial o totalmente por dos generadores; uno Lejano G_L con un costo 10 \$/MWh o uno en la misma ciudad G_C cuyo costo es de 20 \$/MWh. Ambos generadores tienen una capacidad de 100 MW. Para transportar la energía del generador Lejano a la Ciudad se dispone de una línea de transmisión cuya capacidad es de 80 MW. La demanda de la Ciudad varía de un mínimo de 50 MW el fin de semana, a un máximo de 100 MW durante las horas de mayor calor y actividad.



Debido a la diferencia en costo, para que la energía cueste lo menos posible, el operador del sistema siempre buscaría (despacharía) que la mayor cantidad de energía fuera producida por el generador G_L y sólo cuando no sea posible atender la totalidad de la demanda, pedirá a G_C que produzca la energía faltante. Así, cuando la demanda del sistema sea menor a 80 MW, toda la energía será producida por G_L y como la energía transportada es menor a la capacidad de la línea, no habrá congestión de transmisión. Por arriba de este nivel, parte de la energía será producida por G_C .

Operación del Mercado

Operador. El Operador de Mercado asignará (despachará) las ofertas de generación de menor precio necesarias para cubrir la demanda, siempre y cuando sea técnicamente factible, esto es, que no se viole ningún límite de transmisión o restricción de confiabilidad. Al liquidar las transacciones, paga a los generadores el precio del punto en que entregaron la energía y cobra los consumidores el precio en el punto donde recibieron la energía.

Ofertas. Debido a que los generadores no pueden determinar el precio como un monopolio lo haría y cada MWh adicional generado les cuesta lo mismo, ofrecerán al mercado en todo momento el total de su capacidad a su costo. Así, G_L ofrecerá 100 MW o cualquier cantidad inferior a un precio de 10 \$/MWh y G_C ofrecerá también hasta 100 MW, pero con un precio de 20 \$/MW.

Sistema Sin Congestión

Supongamos que estamos a una hora del día en que la demanda es de 80 MW. En este caso, sólo se aceptaría la oferta de menor precio, la de G_L y se atendería toda la demanda sin violar el límite – capacidad– de transmisión (80 MW). Esto es, se asignarían 80 MW a G_L y 0 MW a G_C . El precio de la energía en Lejanía, P_L , sería 10 \$/MWh que es el precio ofertado por la última unidad despachada. El precio en la Ciudad, P_C , sería también de 10 \$/MW.

Si el precio P_C fuera superior a P_L , digamos 12 \$/MWh, un comercializador podrían obtener una ganancia sin riesgo, “gratis” de 1 \$/MWh que obtendría de comprar energía a 10 \$/MWh en Lejanía y ofrecerla a 11 \$/MWh en la Ciudad. Esto es a lo que se denomina una oportunidad de arbitraje. En ausencia de barreras a la entrada y colusión, habría otros comercializadores que harían ofertas similares de menor precio, digamos de 10.50 \$/MWh, tratando de desplazar al primero presionando a la baja el precio en la Ciudad hasta que fuera igual al de Lejanía. El precio P_C no podría ser menor a P_L , pues no se podría pagar a G_L .

En general, podemos decir que, en un mercado sin congestión ni barreras a la entrada o colusión, el precio spot de la energía en todos los puntos de la red será el mismo. Puede demostrarse matemáticamente que un operador de sistema que minimiza el costo de generación despacharía a todos los generadores de manera que el costo de producir una unidad adicional es el mismo en todos los puntos.

El resultado sería el mismo durante todas las horas en que la demanda en la ciudad no rebase los 80 MW, G_L produciría toda la energía requerida y el precio de la energía en la red sería de 10 \$/MWh.

Sistema Con Congestión

Supongamos el escenario de la hora de máxima demanda, esto es, 100 MW. Si bien la oferta de menor precio es por 100 MW, no es posible asignarla en su totalidad pues se rebasaría la capacidad de la línea de transmisión. Durante esa hora se asignarían 80 MW a G_L a un precio P_L de 10 \$/MWh y 20 MW a G_C a un precio P_C de 20 \$/MWh. Como resultado, el precio de la energía en la Ciudad, P_C , es mayor al escenario sin congestión. En cuanto su composición, diríamos que el precio P_C tiene un componente de congestión de 10 \$/MWh, que es la diferencia entre su valor observado y el que se observaría si no hubiera congestión.¹ Intuitivamente, el componente de congestión nos indica la variación en precio que se observa debido a que no es posible transportar la energía de los generadores más eficientes a los puntos de mayor consumo. Por su parte, el componente de energía es 10 \$/MWh y es el mismo para ambos extremos de la línea. Para P_L el componente de congestión es 0 \$/MWh, pues su valor es el mismo que se observaría sin congestión.

Ahora bien, si el límite de transmisión hubiera sido 100 MW o mayor, la demanda de 100 MW se habría asignado la totalidad de la generación al generador G_L y los precios en ambos nodos habrían sido nuevamente 10 \$/MWh.

Es de notar que, en los tres escenarios, la asignación de mercado es la misma que hubiera hecho un operador del sistema que buscara minimizar el costo de generación y enfrentara la misma restricción de transmisión. Los resultados anteriores se resumen a continuación.

Demanda Máxima Sin Congestión				Demanda Máxima Con Congestión			
Nodo	Precio Marginal Local (\$/MWh)	Componente de Energía (\$/MWh)	Componente de Congestión (\$/MWh)	Nodo	Precio Marginal Local (\$/MWh)	Componente de Energía (\$/MWh)	Componente de Congestión (\$/MWh)
L	10	10	0	L	10	10	0
C	10	10	0	C	20	10	10

Pagos y Cobros				Pagos y Cobros			
	Precio (\$/MWh)	Generación / Consumo (MWh)	Pago (\$) (\$)		Precio (\$/MWh)	Generación / Consumo (MWh)	Pago (\$) (\$)
L	10	100	1,000	L	10	80	800
C	10	0	0	C	20	20	400
Total Generadores	10	100	1,000	Total Generadores		100	1,200
Consumidores	10	100	1,000	Consumidores	20	100	2,000

¹ Hemos supuesto que no hay pérdidas de transmisión y que el costo ofertado incluye los costos de capital.

Rentas de Congestión y Derechos Financieros de Transmisión

Al comparar los resultados anteriores se observa que, sin congestión el total de cobros a los consumidores (\$1,000) es igual al total de pagos a los generadores (\$1,000), con lo que el operador de mercado queda con un balance cero después de liquidar las operaciones. Este resultado se debe a que, por un lado, los precios en todos los puntos del sistema son iguales y, por otro, el total de la generación debe ser igual al total del consumo. De manera, que los totales de energía consumida y de energía generada se multiplican por el mismo precio, llegando al mismo valor.

Este balance neutro del operador del mercado desaparece cuando existe congestión. En el ejemplo, el total de los cobros a los consumidores (\$2,000) es mayor al total de pagos a los generadores (\$1,200), lo que dejaría al operador de mercado con un saldo a favor de \$800. Este saldo es igual al cobro a los consumidores por arriba del precio sin congestión ($100 \text{ MWh} * (20 \text{ \$/MWh} - 10 \text{ \$/MWh}) = 1000\text{\$}$) menos el pago a los generadores por arriba del precio en ese punto sin congestión ($20 \text{ MWh} * (20 \text{ \$/MWh} - 10 \text{ \$/MWh}) = 200 \text{ \$}$).

A la diferencia entre lo que se cobra a los consumidores y lo que se paga a los generadores se le conoce como Renta de Congestión y daría una ganancia al operador del sistema sin esfuerzo o riesgo alguno. Para evitar esta situación es frecuente que se asignen Derechos Financieros de Transmisión (DFT), los cuales otorgan el derecho y la obligación de cobrar o pagar la diferencia de los componentes de congestión entre dos nodos.

En nuestro ejemplo, podrían asignarse DFT a los consumidores por los 80 MW transportados entre Lejanía y la Ciudad, con los que obtendrían \$800. Con ello el operador del mercado tendría nuevamente un balance cero y el desembolso neto de los consumidores será igual a los pagos a los generadores.

Conforme a las Bases del Mercado, en el Mercado Eléctrico Mayorista de México, los DFT se adquieren través de asignación (legados), subastas o por fondeo de la expansión de la red. Los DFT Legados se asignan a los Suministradores de Servicios Básicos y a los titulares de Contratos de Interconexión Legados.²

El Costo de la Congestión

Como se acaba de mostrar, los DFT permiten reasignar la Renta de Congestión, de manera que los consumidores, en el neto, paguen sólo el costo de generación. Sin embargo; no resuelven el problema fundamental de la congestión: no se logra implantar la combinación óptima de generación en el sistema

² Para mayor análisis sobre congestión y DFT puede consultar Stoff, S., "Power System Economics: Designing Markets For Electricity" Wiley India, ISBN-10: 9788126553914 o Cenace "Foro sobre Derechos Financieros de Transmisión" https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/SubastasDFT/Subasta%20Mensual/2018/Pub_Foro%20sobre%20Subastas%20DFT%20v2018-09-18.pdf.

que permitiría obtener el menor costo posible de la producción de energía con el parque de generación disponible.

Volvamos a nuestro cuadro resumen y observemos que cuando la demanda alcanza su nivel máximo y no hay congestión en el sistema el costo de suministrar los 100 MWh es de \$1,000; en esta condición la red de transmisión permite alcanzar la combinación óptima de generación para minimizar el costo de generación. En contraste, cuando la capacidad de transmisión es insuficiente el costo de generación para suministrar los mismos 100 MWh con el mismo parque de generación se incrementa a \$1,200. En este ejemplo, la congestión tuvo en esa hora un costo de \$200, diferencia deberá ser cubierta con mayores tarifas para los consumidores o mayores subsidios a cubrir por los contribuyentes.

A este punto conviene precisar que el componente de congestión puede ser negativo. Para entenderlo, tomemos en consideración que, como para la mayoría de los bienes y servicios, los productores (generadores) estarán dispuestos a producir una mayor cantidad cuanto mayor sea el precio. Con frecuencia ello es resultado de rendimientos decrecientes, esto es, el MWh adicional cada vez cuesta más. Así, si el precio se encuentra por debajo del nivel sin congestión – lo que ocurriría en las donde se conectan los generadores más baratos -, los generadores recibiendo ese precio estarán produciendo una menor cantidad de la requerida para minimizar el costo de generación dado el parque existente. En suma, cuando una red de transmisión presenta congestión en una o más líneas se observa que:

- Aumento en el costo de generación debido a la subutilización [sobreutilización] de generadores más [menos] eficientes. Un componente de congestión negativo [positivo] de los precios marginales locales en los nodos donde entregan energía los generadores de menor [mayor] costo provoca que éstos produzcan por debajo [arriba] del nivel con que se alcanzaría el costo mínimo de generación con el parque de generación disponible.
- Dispersión de precios. Cuanto mayor es la restricción de transmisión, mayores serán las desviaciones de la generación respecto del valor óptimo, tanto de los más como de los menos eficientes. Mayores desviaciones en generación implican componentes de congestión de mayor magnitud y la dispersión de precios en el sistema se incrementará.

La planeación de la red

La pregunta inmediata ante esta situación ¿Vale la pena aumentar la capacidad de transmisión entre Lejanía y la Ciudad? Depende del costo. Para que la ampliación de la red se justifique, el valor presente de los beneficios netos que se obtendrían debe ser mayor al costo de la inversión necesaria.

El beneficio potencial de eliminar la congestión es igual al componente de congestión (\$/MWh) del precio marginal local multiplicado por la cantidad de energía (MWh) pagada a ese precio. De esta manera, el precio marginal local, y más específicamente su componente de congestión, nos da una señal del beneficio que podría obtenerse de aumentar la capacidad de las líneas de transmisión que en ese nodo confluyen.

En nuestro ejemplo, eliminar la congestión durante la hora de demanda máxima tendría un beneficio \$200 (10 \$/MWh * 20 MWh) que se obtendría durante una hora de demanda máxima. Si eso ocurre dos veces cada día hábil, se tendría un beneficio de \$96,000 anuales. Con una tasa de descuento de 8% anual y una vida útil de la expansión de 30 años, aumentar la capacidad de transmisión sería económicamente conveniente si el costo de la inversión fuera menor a \$1,080,000.

La rentabilidad de ampliar la capacidad de transmisión aumentará en la medida que sea mayor:

- El componente de congestión de los precios nodales;
- La energía generada en los nodos cuyo precio tiene un componente de congestión positivo;
- La frecuencia con que se observa congestión.

La congestión en el Mercado Eléctrico Mayorista

La evolución de los precios marginales locales (PML) y sus componentes de congestión en el Sistema muestra señales de una congestión cada vez mayor de la red de transmisión.

Los cuadros a continuación muestran la evolución de los PML en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de su componente de congestión. Se observa, que entre 2016 y 2018 la mediana del PML el Mercado del Día en Adelanto se incrementó casi 80%, lo que no puede ser explicado por el aumento en los precios de los combustibles; la dispersión del componente de congestión se triplicó, pasando la diferencia entre el máximo y el mínimo de 8,802.5 \$/MWh a 23,714.2 \$/MWh. El comportamiento de los precios en el MTR es esencialmente el mismo.

Sistema Interconectado Nacional

Mercado Día en Adelanto

Precio Marginal Local (\$/MWh)			
Estadístico	2016	2017	2018
Mediana	808.1	1,088.7	1,450.7
Media	874.5	1,233.8	1,594.2
Mínimo	126.4	203.7	-540.1
Máximo	6,855.0	7,743.3	17,490.0

Componente de Energía (\$/MWh)

Estadístico	2016	2017	2018
Mediana	800.9	1,069.1	1,463.4
Media	851.0	1,203.0	1,544.1
Mínimo	105.8	349.9	220.2
Máximo	3,182.6	5,235.3	7,591.0

Mercado en Tiempo Real

Precio Marginal Local (\$/MWh)		
Estadístico	2017	2018
Mediana	1,324.5	1,645.6
Media	1,394.6	1,662.2
Mínimo	-307.9	-6,268.6
Máximo	7,734.4	16,695.0

Componente de Energía (\$/MWh)

Estadístico	2017	2018
Mediana	1315.0	1648.7
Media	1366.2	1619.8
Mínimo	0.0	-116.7
Máximo	10520.1	8797.2

Componente de Congestión
(\$/MWh)

Estadístico	2016	2017	2018
Mediana	0.0	0.0	0.0
Media	7.8	1.9	10.7
Mínimo	-2,067.4	-4,483.5	-8,249.4
Máximo	6,735.1	6,122.5	15,464.8

Componente de Congestión
(\$/MWh)

Estadístico	2017	2018
Mediana	0.0	0.0
Media	-4.4	3.8
Mínimo	-6,702.7	-8,461.3
Máximo	6,274.4	14,656.1

Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Control de Energía.

De acuerdo con el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018 preparado por ESTA International, LLC, el Monitor Independiente de Mercado, durante ese año el enlace más congestionado en 2018, Ciudad Industrial – Laredo, presentó saturación más de 40% del tiempo. El enlace Escárcega – Valladolid, cuyo costo marginal fue estimado en 2,455 \$/MWh estuvo saturado el equivalente a casi 28 días en el año. Los enlaces con el sistema de Texas, ERCOT, estuvieron saturados la cuarta parte del tiempo.

Enlaces de Interconexión de Mayor Saturación

Enlace	Tipo	Horas de congestión 2018	Costo Marginal (\$/MWh)
Ciudad Industrial - Laredo	Internacional	3,646	751
Piedras Negras – Eagle Pass	Internacional	2,490	776
Enlace Interregional 0-22 CON R.O.	Interregional	2,440	639
Cumbres Frontera – Rail Road	Internacional	1,890	621
Villa de García – Ramos Arizpe	Interzonal	965	774
Enlace Interregional NTE -NES	Interregional	801	2,072
Primero de Mayo – Ramos Arizpe	Interzonal	681	796
Escárcega - Valladolid	Interzonal	643	2,455
Mazatlán - Tepic	Interzonal	621	1,884
Mazatlán - Tepic - Durango	Interzonal	605	1,065



Fuente: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2018, p. 262-263. Disponible en <https://www.gob.mx/cre/documentos/reportes-sobre-el-desempeno-y-la-evaluacion-del-mercado-electrico-mayorista>

En el mismo reporte se observa que entre mayo y octubre de 2018 los consumidores del Sistema Eléctrico Nacional pagaron alrededor de \$18,000 millones mensuales por congestión positiva.³ El costo de congestión podría ser significativo.

En diciembre de 2019, sólo el 12.5% de los precios nodales reportados para el SIN no tuvieron componente de congestión. El promedio (simple) de los PML en el SIN que tuvieron componente de congestión positivo fue 727.38 \$/MWh vs 348.59 \$/MWh de aquellos para los que fue nulo. Ese mes el componente de congestión alcanzó un máximo de 5,513 \$/MWh. Diciembre es un mes de relativa baja congestión de la red de transmisión. Note la asimetría de las distribuciones de los PML y su componente de congestión; la media y la mediana tienen diferencias considerables así como sus distancias a los valores mínimo y máximo.

Sistema Interconectado Nacional, diciembre 2019
Precios Marginales Locales y Su Componente de Congestión
 (\$/MWh)

Congestión	Observaciones (%)	Precio Marginal Local				Componente de Congestión			
		Promedio	Mediana	Mínimo	Máximo	Promedio	Mediana	Mínimo	Máximo
Negativo	55.8	576	455	0	3429	-102	-12	-2219	0
Cero	12.5	349	377	0	2024	0	0	0	0
Positivo	31.7	727	556	0	5973	114	10	0	5513

Fuente: Elaboración propia con información del Centro Nacional de Control de Energía.

³ Monto pagado por las cargas indirectamente modeladas. Ver gráfica 141 del reporte citado.

Comentarios finales

La congestión provoca que en el corto plazo no se logre generar al menor costo posible dado el parque de generación disponible. En el mediano y largo plazos es posible eliminar las restricciones de transmisión y ello redundará en un menor costo de provisión del servicio.

En general, para reducir la congestión de una red de transmisión se tendrían como alternativas: i) aumentar la capacidad de la línea de transmisión; o, ii) instalar en el área de consumo una central de generación de menor costo. Considerando la estructura de costos típica de la industria, en que la generación representa alrededor del 60% del costo y la transmisión 10%, a priori la expectativa sería que, habiendo capacidad suficiente en el sistema, la alternativa de menor costo para reducir la congestión y el costo de generación sería la transmisión.

Ahora bien, si por alguna razón exógena al sistema no fuera posible ampliar la capacidad de transmisión, la presencia de congestión obligaría a que la solución para evitar el aumento en el costo de generación y suministro fuera la instalación de centrales de bajo costo en la región donde se concentra la demanda de energía. Sin embargo, esta solución requeriría inversiones superiores a las que habrían de hacerse si se relajara la restricción de transmisión, en el supuesto de que en dicha región están disponibles los recursos que hacen económica la generación (viento, sol, gas natural, u otra).

Finalmente, en un sistema con crecimiento de la demanda, las proyecciones de precios y sus componentes pueden ser un instrumento valioso para planear óptimamente la expansión de la infraestructura de redes y de generación, así como el momento en que cada una es requerida.

México