

Novedades regulatorias en mayo de 2020

En el Diario Oficial de la Federación se publicó:

- Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional de la Secretaría de Energía.
- Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de medida-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.

El Centro Nacional de Control de Energía publicó en su página de internet:

- Acuerdo para garantizar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, con motivo del reconocimiento de la epidemia de enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19).

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprobó:

- Acuerdo por el que se emite la opinión técnica a que se refiere el artículo 69 de la Ley de Hidrocarburos en relación al plan quinquenal de expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural para el periodo 2020-2024.
- Resolución por la que expide los cargos por el servicio de transmisión de energía eléctrica a precios de 2018 que aplicará CFE Intermediación de Contratos Legados, S. A. de C. V., a los titulares de los contratos de interconexión legados con centrales de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente, conforme a lo establecido en la resolución RES/066/2010 y su modificación emitida mediante la resolución RES/194/2010.
- Resolución por la que aprueba los procedimientos para determinar las variables económicas requeridas para el cálculo de los cargos por servicios de transmisión a tensiones mayores o iguales a 69 Kv, que aplicará CFE Intermediación de Contratos Legados, S. A. de C. V., a los titulares de los contratos de interconexión legados con centrales de generación de energía eléctrica con fuente de energía convencional, conforme a lo establecido en la resolución RES/083/98, su modificación emitida mediante la resolución RES/254/99 y su aclaración emitida a través de la RES/146/2001.
- Resolución por la cual se otorga una autorización temporal para el suministro de gasolinas con clase de volatilidad B-2 en las zonas Sureste, Centro y Pacífico de conformidad con lo previsto la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, especificaciones de calidad de los petrolíferos en el periodo del 16 de junio al 31 de agosto de 2020.
- Resolución que aprueba el Código de Ética al Centro Nacional de Control del Gas Natural, titular del permiso G/21317/GES/2018.

En la página de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria:

- La Asea publicó “Convocatoria dirigida a las Unidades de Verificación en obtener la Aprobación para realizar la evaluación de la conformidad de la Norma Oficial Mexicana NOM-011-ASEA-2019, Bodegas de guarda para Distribución y Bodegas de Expendio de Gas Licuado de Petróleo, mediante Recipientes Portátiles y Recipientes Transportables sujetos a presión”.



Resumen¹

Lamadrid et al. (2016) presentan un método analítico para determinar el valor económico individual de líneas de transmisión en una red mallada por medio del cálculo de los efectos en bienestar total para el sistema. El análisis utiliza el modelo de Flujo de Potencia Óptimo Restringido por Seguridad (SCOPF por sus siglas en inglés) y una red de prueba del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) para mostrar cómo se puede utilizar el método para determinar los efectos en bienestar al cambiar la capacidad de ciertas líneas de transmisión. Los resultados muestran que una parte sustancial de los beneficios económicos de una línea individual puede provenir de mantener la confiabilidad del sistema cuando ocurren fallas de los equipos. Además, estos beneficios pueden cambiar drásticamente cuando se agregan a la red fuentes de generación renovable intermitente; los cambios en los beneficios no son capturados de manera efectiva por el valor esperado del cambio en las rentas de congestión.

Introducción

Desde hace tiempo, la transmisión ha sido reconocida como un componente crítico en la confiabilidad del suministro eléctrico. Tradicionalmente, el sistema era operado utilizando recursos despachables ubicados en lugares lejanos, generalmente cerca de fuentes de combustible y enviando esta energía a los centros de demanda. Por lo tanto, las líneas de transmisión proporcionaban una función de arbitraje espacial, transfiriendo energía de fuentes baratas a sumideros caros. A medida que el sistema ha evolucionado para incluir más recursos distribuidos y de menor tamaño, la función de una línea de transmisión va más allá del arbitraje espacial.

Congestión y confiabilidad en la transmisión.

La medida convencional ex post para la congestión es el diferencial de precios entre dos nodos interconectados; una diferencia de precios grande indica restricciones en la capacidad de las líneas. El enfoque de congestión de Lamadrid et al. (2016) evalúa el valor económico de una línea de transmisión individual midiendo los ingresos de congestión de manera separada de: 1) transferir potencia real y reactiva en estados de alta probabilidad del sistema sin contingencias, y 2) soporte de confiabilidad cuando ocurren contingencias de baja probabilidad de ocurrencia.

Por lo general, los ingresos por congestión son positivos porque la energía generalmente fluye desde fuentes baratas hasta sumideros caros. En los casos de baja probabilidad, sin embargo, la energía puede fluir de una fuente costosa a un sumidero menos costoso. Por esta razón, dividir los ingresos por congestión de esta manera hace que sea más fácil de entender la importancia relativa de transferir potencia versus mantener la confiabilidad.

¹ Este es un resumen de: Lamadrid, Alberto & Maneevitjit, Surin & Mount, Timothy. (2016), "The economic value of transmission lines and the implications for planning models". Energy Economics. 57. 1-15.

Hay dos formas principales de afectar el costo total anual del sistema. Éstas son cambiando 1) el costo operativo anual total de generación (principalmente combustible), y 2) la cantidad de capacidad de generación necesaria para mantener la confiabilidad operativa y los costos de capital asociados. Así, los autores evalúan el valor económico de una línea de transmisión y sus modificaciones considerando:

1. El costo de operación del sistema.
2. El costo para los clientes de la energía no suministrada (CENS).
3. El costo de capital de la capacidad de generación y transmisión.

El modelo de red

Los estudios de caso utilizan una versión modificada del sistema IEEE de 30 buses. Esta red de prueba se divide en tres regiones. El área 1 representa un centro urbano con costosas fuentes de generación, una carga alta y un alto CENS (\$10,000/MWh). Las áreas 2 y 3 representan zonas rurales, con una generación relativamente barata, relativamente pequeñas cargas y CENS más bajos (\$5,000/MWh). Dada esta configuración, económicamente un despacho eficiente usaría la mayor parte de la generación económica en las Áreas 2 y 3 como sea posible para cumplir con la carga en el Área 1.

Modelado de la demanda y capacidad de generación

La demanda se modela utilizando perfiles de carga para escalar la carga en las Áreas. La carga total para la red de prueba es de 223MW en el pico y 103MW en el nivel más bajo. Al comparar las cargas con la capacidad de generación, se observa que hay capacidad más que suficiente para cumplir con los requisitos de adecuación del sistema. Por otra parte, las cargas horarias son agrupados en 100 grupos, cada grupo está asociado con predicciones diferentes de potencial generación eólica; en general, las previsiones de generación eólica están negativamente correlacionadas con la demanda.

La tabla 3, presenta un resumen de las capacidades de generación por área. Las proporciones de capacidad de cada tecnología reflejan la composición actual del parque en Estados Unidos que pertenece al North Eastern Power Coordinating Council.

Tabla 3. Resumen de Capacidad y Demanda, Sistema de 30 buses

Area	Eólica	Carbón	Ciclo Combinado	Turbogás	Fuel Oil	Nuclear Hidroeléctrica	TAreaG	Demanda
1	0	0	0	45	65	0	110	84
2	0	70	0	0	0	50	120	56
3	0-105	0	40	0	0	65	105	49
Cap Total	0-105	70	40	45	65	115	335	189
Pcost	-1500 - 0	25	55	80	95	5		

Fuente: Lamadrid et al /2016)

Modelado del viento

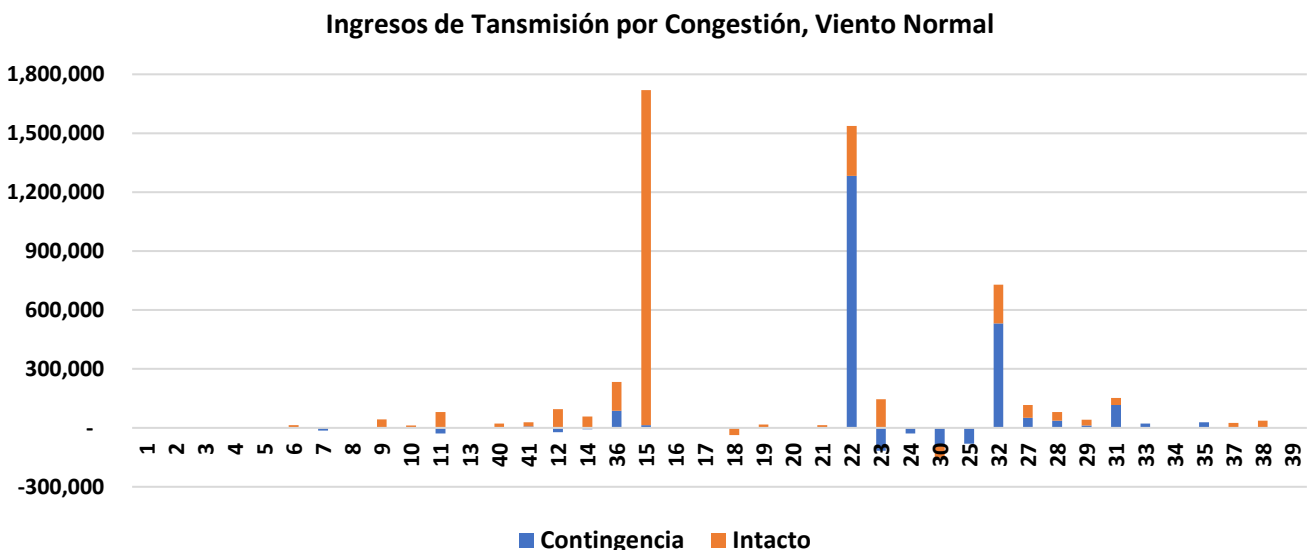
La caracterización del viento tiene tres bloques, el primero (Normal) es un conjunto histórico de datos de Nueva Inglaterra para la velocidad del viento. El segundo bloque (Agradable) es un modelo ARMA para predecir la velocidad del viento, en este caso, una hora de previsión. El tercer bloque es una curva de potencia para una turbina eólica (Desagradable). Se consideran 4 grados de penetración eólica; el más bajo 0, sin generación eólica hasta el nivel 4, con una capacidad de 105MW que representaría el 31.3% del total de capacidad.

Contingencias en el sistema

Se incluyen una serie de estados de contingencia de baja probabilidad que representan fallas no planificadas del equipo (interrupciones). El conjunto de contingencias incluye cortes de línea en el área urbana, cortes de línea entre el área urbana y las áreas rurales, pérdida total de generación en bus determinado. Las probabilidades de falla son muy pequeñas (0.2% cada falla). Dadas las contingencias consideradas, se espera que el sistema opere sin contingencias el 97% del tiempo.

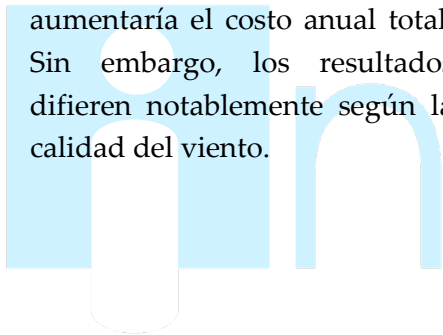
Resultados

- Los precios implícitos para las líneas de transmisión individuales son muy sensibles al estado de la red y altamente volátiles según el estado del sistema.
- La principal fuente de ingresos por congestión es diferente para las líneas (ver figura):
 - Para algunas, como la línea 15 (la línea de enlace que une el parque eólico con el centro urbano), proviene de los estados sin contingencia.
 - Para otras, como las 22 y 32 (une las áreas 2 y 3), la principal fuente de ingresos por congestión proviene de los estados de contingencia.



Fuente: Lamadrid et al (2016).

- Sólo en circunstancias inusuales los ingresos de congestión esperados de las líneas individuales son medidas confiables de su valor económico. Ya que, para una red mallada, a diferencia de una radial, las rentas de congestión son distintas al cambio en los costos totales y de oportunidad del sistema, especialmente durante los estados de contingencia.
- Mantener la confiabilidad de una red mallada se logra teniendo líneas de transmisión que proporcionan suficiente capacidad redundante para soportar cambios impredecibles en los estados operativos.
- Los efectos son idiosincrásicos para la red específica estudiada y los supuestos hechos en el estudio.
- En el ejemplo, dado que las líneas 15 y 22 obtienen importantes ingresos por congestión, uno esperaría que una expansión de la Línea 15 reduciría el costo anual total, y una reducción de la línea 22 aumentaría el costo anual total. Sin embargo, los resultados difieren notablemente según la calidad del viento.



Ahorro en Costos Totales del Sistema por Modificación a las Líneas

