

Synapse
Energy Economics, Inc.

**Evaluación de métodos simplificados para el cálculo
de emisiones eliminadas en sistemas de generación
eléctrica:**

Lo que funciona y lo que no funciona

VERSIÓN FINAL

**Documento elaborado por
Geoffrey Keith, Bruce Biewald y David White
Synapse Energy Economics**

**Por encargo de la
Comisión para la Cooperación Ambiental**

4 de noviembre de 2004

Resumen ejecutivo

Este documento es una versión ampliada de un trabajo elaborado por encargo de la Comisión para la Cooperación Ambiental en 2003: *Estimating the Emission Reduction Benefits of Renewable Electricity and Energy Efficiency in North America: Experience and Methods* (*Evaluación de los beneficios medioambientales de la energía renovable y la eficiencia energética en América del Norte: experiencia y métodos*). Dicho documento exploró importantes cuestiones metodológicas relacionadas con el cálculo de los efectos netos en la calidad del aire derivados del uso de nuevos recursos en sistemas de generación eléctrica. Además, examinó varios proyectos por los que se han determinado los beneficios netos en términos de emisiones, incluidos tanto aquellos que utilizan modelos de simulación de sistemas energéticos como los que no lo hacen. El año pasado se registró un creciente interés en evaluar los métodos no basados en modelos de simulación. El propósito del presente trabajo es sentar las bases para determinar cuál de estos métodos permite calcular mejor las emisiones desplazadas y en qué circunstancias sería adecuado su uso.

Para comenzar, se analizan tres aspectos de la operación y desarrollo de los sistemas de generación eléctrica cruciales para determinar los efectos de los nuevos recursos en lo que a emisiones se refiere. Estos tres aspectos son:

- correspondencia entre la generación y la carga hora por hora;
- restricciones de transmisión y el conjunto de unidades generadoras disponibles, y
- aumentos y reducciones en materia de capacidad.

Los primeros dos aspectos se refieren al despacho cotidiano de carga en el sistema: determinan qué unidad o unidades generadoras tienen una operación marginal y, por tanto, cuáles unidades probablemente se verán afectadas por una nueva unidad o por una carga reducida. El tercer aspecto se ocupa de los cambios a la larga en un sistema eléctrico, y determina los efectos de largo plazo en las emisiones como resultado de un nuevo recurso.

A continuación, los autores examinan los tres métodos simplificados (es decir, no basados en modelos de simulación) para el cálculo de emisiones eliminadas con mayor frecuencia descritos en la bibliografía sobre la materia. Estos métodos se distinguen básicamente por la forma en que procuran identificar la unidad generadora marginal (que probablemente se verá afectada por un nuevo proyecto) en un sistema relevante: uno identifica esta unidad con base en la ubicación geográfica; el segundo, a partir del tipo de unidad, y el tercero, con base en un análisis de la curva de carga. Los autores concluyen que los dos primeros métodos tienen pocas probabilidades de aportar resultados precisos, puesto que no permiten una identificación confiable de la unidad o las unidades marginales. Concluyen que el tercer método —el análisis de la curva de carga— es en potencia muy superior a los otros dos. Sin embargo, su aplicación exige realizar varios ajustes y plantear algunas *suposiciones*; además, se trata de un método que ignora los efectos de las restricciones de transmisión en el despacho de carga de las unidades de generación eléctrica. Para determinar cuán confiable y firme es este método se requiere de mucho más trabajo.

Índice

1. Introducción	1
2. Aspectos relevantes de la operación de los sistemas de generación eléctrica	2
2.1 Correspondencia entre la generación y la carga hora por hora	2
2.2 Restricciones de la transmisión y el conjunto de unidades de generación disponibles	4
2.3 Aumentos y reducciones en materia de capacidad	6
3 Métodos no basados en modelos de simulación para el cálculo de emisiones desplazadas.....	8
3.1 Definición de las unidades marginales por su ubicación geográfica	8
3.2 Definición de las unidades marginales por tipo	9
3.3 Definición de las unidades marginales a partir del análisis de la curva de carga	11
3.3.1 Ordenamiento de las unidades generadoras en la curva de carga	13
3.3.2 Restricciones de la transmisión y su efecto en la repartición de la carga por unidades	15
4. Resumen y conclusiones	16

1. Introducción

Este documento es una versión ampliada de un trabajo elaborado por encargo de la Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) en 2003: *Estimating the Emission Reduction Benefits of Renewable Electricity and Energy Efficiency in North America: Experience and Methods (Evaluación de los beneficios medioambientales de la energía renovable y la eficiencia energética en América del Norte: experiencia y métodos)*.¹ Dicho documento exploró importantes cuestiones metodológicas relacionadas con el cálculo de los efectos netos en la calidad del aire derivados del uso de nuevos recursos en sistemas de generación eléctrica, y examinó varios proyectos por los que se han determinado los beneficios netos en términos de emisiones. La conclusión a la que se llegó fue que el cálculo de las emisiones desplazadas en el corto plazo debía basarse en la tasa de emisión de la o las unidades generadoras marginales, y que para el largo plazo la determinación debía basarse en las unidades con probabilidades de añadirse o retirarse del sistema relevante.

Desde entonces se ha investigado mucho en relación tanto con el cálculo de emisiones desplazadas para recursos energéticos específicos como con la evaluación de métodos para determinar las emisiones desplazadas. Martin Tampier aporta un buen resumen de esta labor en el trabajo que realizó para la CCA, titulado: *North American and International Initiatives to Quantify Emission Reductions from On-grid Renewable Electricity Facilities (Iniciativas de América del Norte e internacionales para cuantificar la reducción de emisiones en plantas de energía renovable de la red de suministro eléctrico)*. La mayor parte de las investigaciones resumidas en este documento se orientan al desarrollo de métodos para determinar las reducciones de emisiones que, a su vez, puedan utilizarse para crear compensaciones o créditos, o como parte de un plan estatal de reducción de emisiones. Por otra parte, existe amplio interés en la formulación de métodos simplificados para estos propósitos; es decir, métodos que no dependen de modelos de simulación de sistemas de generación eléctrica.

El propósito del presente trabajo es sentar las bases para determinar con qué método simplificado puede obtenerse la mejor valoración de las emisiones desplazadas, y en qué circunstancias sería adecuado su uso.

El apartado 2 examina diversos aspectos de la operación de los sistemas de generación eléctrica que es importante considerar en los análisis de emisiones desplazadas. Los conceptos tratados en este apartado se aplican luego en el apartado 3, al analizar los métodos simplificados más comunes para calcular el desplazamiento de emisiones.

Antes de proseguir, es preciso hacer una aclaración sobre la terminología empleada. Los términos “operación marginal”, “prospectiva de plantas” y “margen combinado” se han vuelto frecuentes en los trabajos sobre emisiones desplazadas. La *operación marginal* se refiere a la operación de la(s) planta(s) marginal(es) en un sistema regional de electricidad en el corto plazo (durante una hora o día determinados). La *prospectiva de plantas* corresponde a los tipos de

¹ Keith, G., et al., *Estimating the Emission Reduction Benefits of Renewable Electricity and Energy Efficiency in North America: Experience and Methods (Evaluación de los beneficios medioambientales de la energía renovable y la eficiencia energética en América del Norte: experiencia y métodos)*, trabajo elaborado por Synapse Energy Economics para la CCA, 22 de septiembre de 2003, disponible en: <http://www.synapse-energy.com/publications.htm#papers>.

nuevas plantas generadoras que pueden añadirse a un sistema en el mediano o largo plazo. El *margen combinado* alude a un método para calcular las emisiones desplazadas en el que se utilizan diferentes tasas de emisión marginal (tales como una tasa de operación marginal y una tasa de prospectiva de plantas) para calcular el desplazamiento de emisiones a corto y a largo plazos. Cabe señalar que, si bien estos términos denotan el uso de tasas de emisión marginal, no señalan la manera en que tales tasas se formularon, y éste es un dato crucial.

Por último, a lo largo del documento se utiliza el término “modelo” para hacer referencia exclusivamente a un modelo dinámico de simulación de un sistema de generación eléctrica (por ejemplo, un modelo de despacho de carga o un modelo de expansión de la capacidad). Si bien en ocasiones se denomina *modelos* a otras clases de cálculos de emisiones desplazadas, conviene hacer una distinción entre los modelos dinámicos y los métodos estáticos basados en la clasificación de datos y en la aritmética.

2. Aspectos relevantes de la operación de los sistemas de generación eléctrica

La operación y el desarrollo de los sistemas regionales de electricidad son procesos extremadamente complejos, por lo que predecir la forma en que estos sistemas reaccionarán a cambios específicos resulta naturalmente también muy complejo. Los elementos que más afectan el desplazamiento de emisiones pueden ubicarse en tres categorías:

- correspondencia entre la generación y la carga hora por hora;
- restricciones de transmisión y el conjunto de unidades generadoras disponibles, y
- aumentos y reducciones en materia de capacidad.

Los primeros dos aspectos se refieren al despacho cotidiano de carga en el sistema, y determinan las evaluaciones de la operación marginal. El tercer aspecto se ocupa de los cambios de más largo plazo, y resulta importante para la evaluación de la prospectiva de plantas. Cabe señalar que la formulación de los modelos dinámicos de sistemas de generación responde precisamente a la dificultad de representar estos aspectos de los sistemas eléctricos mediante un conjunto de suposiciones estáticas. Por consiguiente, para cualquier método simplificado de análisis de la eliminación de emisiones, es preciso examinar las suposiciones planteadas con respecto de estos tres elementos y decidir si tales suposiciones representan al sistema lo suficientemente bien como para producir resultados verosímiles.²

2.1 Correspondencia entre la generación y la carga hora por hora

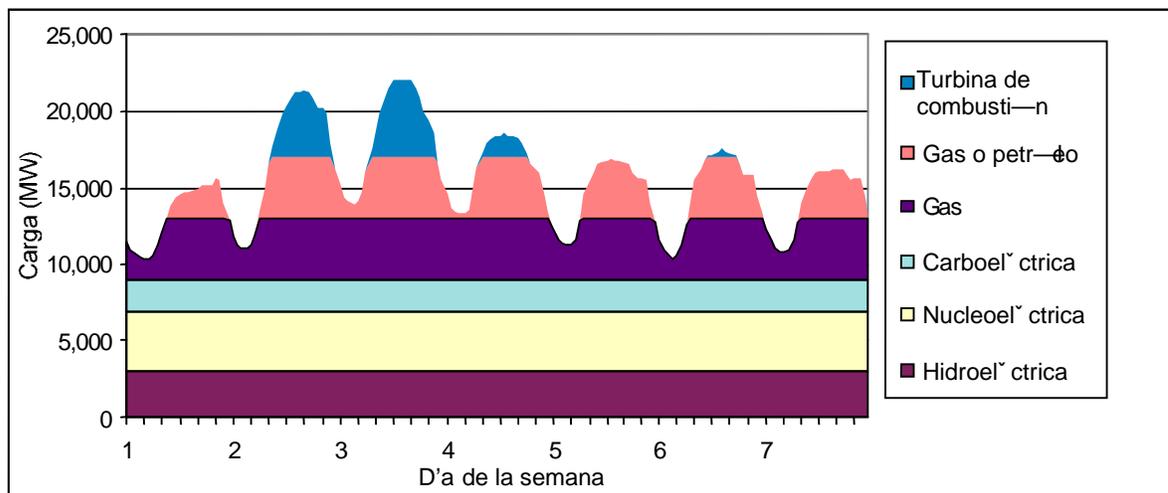
Como se señaló en el trabajo elaborado en 2003, cuando se incorpora un nuevo recurso a un sistema eléctrico regional, suele afectar la unidad o unidades marginales en el corto plazo. Ello

² Por supuesto, la misma interrogante ha de plantearse respecto de los modelos de simulación. Es decir, ¿hasta qué grado las premisas y algoritmos del modelo representan la operación real del sistema? Los modelos de simulación se han aplicado en la industria eléctrica en forma generalizada a partir de la década de 1970, y los modelos en uso hoy día tienen una amplia aceptación para efectos de planeación y regulación; sin embargo, los resultados pueden verse afectados por ciertos presupuestos. Los métodos simplificados analizados en este trabajo entrañan importantes inquietudes adicionales en cuanto a que el método mismo sea suficientemente preciso.

es así debido a que los operadores de un sistema despachan la carga de las plantas generadoras por orden de mérito económico, es decir, en una secuencia que va de menores a mayores costos de operación.³ Por consiguiente, en la mayoría de las circunstancias, se esperaría que si los responsables del despacho de carga disponen de un nuevo recurso, éste desplazaría a todas las plantas que le anteceden en la repartición de la carga dando lugar a una disminución en la demanda correspondiente a las unidades marginales. Así, como suposición de primer orden, es adecuado usar las tasas de emisión de las unidades marginales para calcular las emisiones evitadas gracias al nuevo recurso.

Sin embargo, la premisa de que un nuevo proyecto afecta “la unidad marginal” no es suficiente, ya que probablemente éste operará en ciertos horarios y no en otros, y porque el funcionamiento de la unidad generadora marginal será diferente en distintos momentos del día, de la semana y del año. La gráfica 1 es una representación sumamente simplificada del despacho de carga en un sistema hipotético durante una semana de verano típica. Las cargas aumentan durante el día y disminuyen por la noche. Las unidades generadoras con menores costos —plantas de generación de la carga base; en el modelo hipotético: hidroeléctricas, nucleoelectricas y carboeléctricas— operan a plena capacidad durante los 24 horas. Las unidades con costos de producción más elevados —plantas de turbogás— operan en forma más cíclica, aumentando su producción durante el día y disminuyéndola durante la noche. Las unidades más caras, a base de gas y de combustóleo, entran en operación durante el día, cuando las cargas son más elevadas, y las turbinas de combustión participan en las horas pico.

Gráfica 1. Despacho de carga entre unidades generadoras en una semana de verano típica



Cabe señalar que diferentes tipos de unidades generadoras tienen una operación marginal durante distintas horas de la semana. Más aún, las tasas de emisión de las unidades individuales en cada categoría pueden variar en forma significativa, dando lugar a gran cantidad de emisiones marginales distintas. A estos elementos se suma el hecho de que cualquier recurso nuevo que se

³ En un mercado de electricidad al por mayor desregulado, administrado por un operador de sistema independiente (por ejemplo, PJM), la distribución se basa en los precios de compra más que en los costos de operación, pero si el mercado es bastante competitivo entonces el resultado es básicamente el mismo para efectos del cálculo de las emisiones desplazadas.

añada al sistema tendrá su propio patrón de operación. De ahí que la cuestión de las emisiones desplazadas resulte tan compleja.

Si se considera que una nueva unidad generadora en el sistema participa en la producción de la carga base, independientemente del lugar preciso que le corresponda en el orden de despacho de dicha carga, entonces en efecto desplazará *hacia arriba* todos los recursos ubicados por encima de ella, con lo que se reducirá la demanda correspondiente a la(s) unidad(es) marginal(es). Un programa de eficiencia energética centrado en las unidades generadoras de la carga base también reduciría la demanda respecto de la(s) unidad(es) marginal(es) todo el tiempo. Para determinar los efectos en materia de emisiones derivados de nuevos recursos de carga base, se calcularía la tasa promedio de emisión de todas las unidades marginales durante la semana, ponderada por el número de horas en que la operación de cada unidad fue marginal.

Supóngase ahora que se incorpora al sistema una nueva unidad de energía solar. Con un costo de operación considerablemente bajo, este recurso aportaría carga siempre que estuviera disponible, lo cual ocurriría sólo durante el día. Así, su incorporación desplazaría hacia arriba en la escala a todas las demás unidades y reemplazaría la generación marginal durante el día. Para determinar los efectos en las emisiones derivados de la nueva unidad solar se utilizaría la tasa promedio ponderada de emisión marginal durante las horas de luz diurna. Un modelo de despacho de carga reduciría la demanda sobre la(s) unidad(es) marginal(es) durante cada hora en que la unidad solar estuviese en operación, en un volumen equivalente a la cantidad de energía solar generada en cada hora. Ahora bien, mediante la aplicación de un factor de emisión marginal “de verano” a la generación total de la unidad solar durante el verano podría obtenerse un cálculo razonable de los efectos en las emisiones.

Si bien estos conceptos pueden parecer elementales, persiste cierta confusión en las investigaciones y trabajos escritos en torno al cálculo de los beneficios de los recursos renovables y la eficiencia energética. Por ejemplo, se ha afirmado que los recursos nuevos *menores* desplazan a las unidades marginales, en tanto que las unidades nuevas de *mayor dimensión* desplazan a las unidades generadoras de carga base. También se ha aseverado que los recursos nuevos *intermitentes* desplazan a las unidades marginales, pero que los recursos nuevos *de carga base* desplazan a las unidades generadoras de la carga base. En la mayoría de los casos, un nuevo recurso reduce la generación de las unidades con operación marginal durante las horas en que el nuevo recurso opera, y esto es cierto independientemente del tamaño o del perfil de generación del nuevo recurso.

Por consiguiente, un elemento clave en la evaluación de métodos simplificados para calcular las emisiones desplazadas es la eficacia del método para determinar cuáles unidades generadoras presentan una operación marginal durante las horas en que el nuevo recurso está en operación.

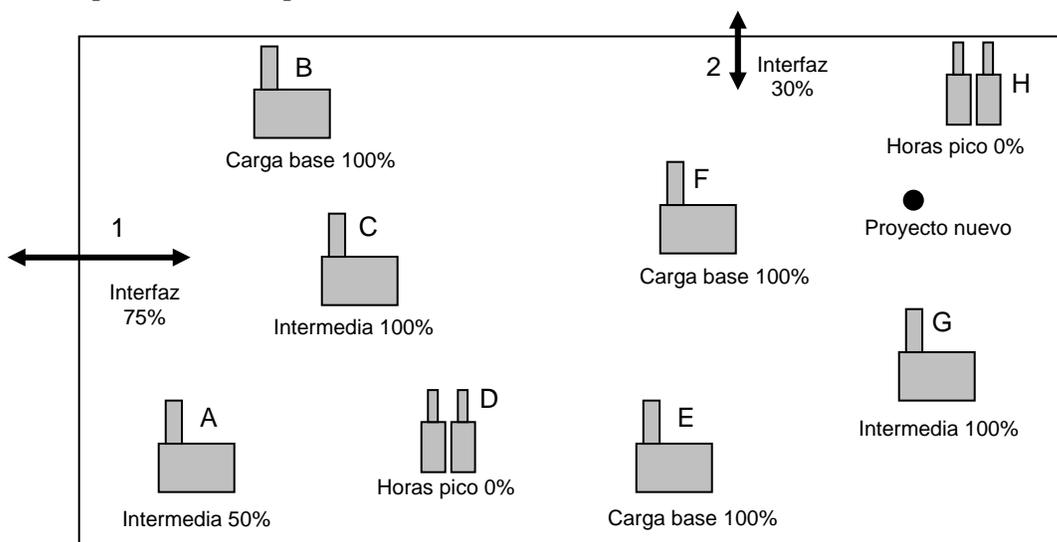
2.2 Restricciones de transmisión y el conjunto de unidades generadoras disponibles

Además de los costos relativos de operación de las plantas de generación, un factor clave para determinar la unidad marginal es el conjunto específico de unidades a disposición de los operadores del sistema. Este conjunto de unidades cambia hora con hora en respuesta a diversos factores, el más importante de los cuales es, sin duda, la disponibilidad de capacidad de transmisión.

Los sistemas nacionales de generación eléctrica de Canadá, Estados Unidos y México se dividen en áreas de control del suministro eléctrico. Al interior de cada área de control, un grupo de operadores del sistema reparte la carga de las plantas generadoras (incluida la energía importada de unidades en otras áreas de control). Las restricciones de transmisión en el área de control afectan el despacho de la carga generada por las distintas plantas al interior, en tanto que las restricciones de transmisión entre áreas de control afectan la disponibilidad de energía de otras áreas. Por ejemplo, si la capacidad para suministrar energía a una ciudad es limitada al interior de un área de control, posiblemente resulte necesario repartir la carga entre las unidades que abastecen a esa ciudad bajo criterios distintos del orden de mérito económico. Esto es, deberán ponerse en operación unidades con costos de producción más elevados, en virtud de la dificultad de hacer llegar a la ciudad la energía de unidades de menor costo ubicadas en otros sitios. Entre los ejemplos de zonas urbanas como ésta —con frecuencia denominadas “focos de carga”— se incluyen la ciudad de Nueva York, en el área de control de Nueva York, y el suroeste de Connecticut, en el área de control de Nueva Inglaterra.

A manera de ejemplo, supóngase que un nuevo proyecto de generación de energía se pone en marcha en la ubicación señalada en la gráfica 4. En ella se ilustra la operación de un sistema muy simple en un punto particular en el tiempo. Las plantas generadoras mostradas representan las unidades disponibles al interior del área local de control, y las flechas designadas como “interfaz” representan las líneas de transmisión que conectan áreas de control vecinas. El porcentaje junto a cada planta denota la carga actual de esa unidad, o sea, con qué porcentaje de su capacidad está produciendo en el momento. Las unidades generadoras de la carga base son las de menor costo; las unidades intermedias tienen un mayor costo de producción, y las plantas de generación en horas pico son las de costo más alto.

Gráfica 4. Representación simplificada de un área de control del suministro eléctrico



Al parecer la unidad marginal en este sistema es la unidad intermedia A o bien una planta de fuera de la región que aporta energía a través de una de las dos interfaces de transmisión. Si las interfaces de transmisión estuviesen operando a carga plena, la unidad A probablemente sería la

unidad marginal, pero dado que existe capacidad de transmisión disponible de otras áreas de control, es posible que la unidad marginal se encuentre en alguna de esas áreas.

Ahora bien, para determinar qué unidad se vería afectada por el nuevo proyecto, resulta necesario conocer también la disponibilidad de transmisión al interior del área de control. Por ejemplo, si la transmisión a través del área de control (este-oeste) está restringida, entonces la unidad marginal afectada por el nuevo proyecto no será la A ni tampoco alguna que suministre energía a través de la interfaz 1, sino que probablemente se trate de la unidad G o bien de alguna que suministre energía desde la interfaz 2. Si la transmisión no está restringida al interior del área de control, y la energía adicional suministrada a través de la interfaz 2 es cara, entonces el proyecto puede afectar la unidad A.

La gráfica 4 presenta una situación bastante usual. Los operadores de sistema constantemente tienen que hacer frente a las restricciones de transmisión para mantener un equilibrio entre la carga y la generación. Como resultado, el conjunto de unidades disponibles para cubrir la carga en una ubicación determinada tiene un carácter dinámico: cambia cada hora, con base sobre todo en las restricciones de transmisión. Los modelos de despacho de carga están específicamente diseñados para simular las cargas en las líneas de transmisión, así como sus efectos en el sistema de repartición, y sus resultados reflejan los cambios constantes en el conjunto de unidades disponibles.⁴

En contraste con los modelos de despacho, los métodos simplificados para determinar las emisiones desplazadas se basan en un conjunto fijo de unidades generadoras, por lo general integrado por una o más áreas de control o regiones del Consejo de América del Norte para la Confiabilidad Eléctrica (NERC, por sus siglas en inglés). Es casi seguro que habrá ciertas horas del año en que este conjunto de generadores resulte incorrecto: que en ciertos momentos sea más amplio que el conjunto real de unidades disponibles y, en otros, más reducido. A lo más que puede aspirarse es que sean muy pocas las horas del año en que el conjunto fijo no concuerde con la realidad. En el apartado 3.3.2 se retomará el tema de la transmisión.

2.3 Aumentos y reducciones en materia de capacidad

La mayoría de los analistas coinciden en que para determinar los efectos de los nuevos recursos en el largo plazo es preciso calcular la prospectiva de plantas; ello es así puesto que la incorporación de nuevas unidades generadoras determina la evolución de los sistemas de electricidad en la medida en que afecta las decisiones de los propietarios de las plantas y de los inversionistas en proyectos energéticos nuevos. Sin embargo, el uso de la tasa de emisión de un único tipo de planta nueva puede no reflejar adecuadamente la dinámica en cuestión. En primer lugar, las unidades nuevas afectan las decisiones en lo que se refiere tanto a la incorporación como al retiro de plantas. En la medida en que la operación de unidades nuevas reemplaza a las más antiguas, los propietarios de éstas obtienen menores ganancias y se ven en la necesidad de considerar la conveniencia de retirar o actualizar su unidad. En segundo término, en la medida en que las unidades nuevas afectan las decisiones de entrada al mercado, el tipo específico de nueva

⁴ Diferentes modelos de despacho representan la transmisión con distintos niveles de detalle. La mayoría de estos modelos contienen cuando menos una representación vasta de la transmisión entre áreas de control, pero algunos representan también la transmisión al interior de las áreas de control. Éste es un aspecto importante al elegir un modelo para el análisis de las emisiones desplazadas.

planta de que se trate se vuelve determinante. Recuérdese que los sistemas de generación eléctrica deben mantener suficiente capacidad de carga base, intermedia y en horas pico para lograr una eficiente cobertura de la carga. Cuando se añade un nuevo recurso de carga base, puede ocurrir que el sistema aún requiera en el corto plazo de mayor capacidad en horas pico, por lo que si bien es cierto que una nueva unidad contribuiría a diferir la necesidad de una nueva unidad de carga base, es posible que no tenga efecto alguno en relación con un nueva unidad de generación en horas pico.

Al igual que ocurre con los análisis de corto plazo, sería posible aplicar a esta dinámica de largo plazo un modelo de simulación para determinar los efectos en materia de emisiones derivados de un nuevo recurso, o bien podrían formularse suposiciones sobre los tipos de plantas desplazadas. Con algún modelo de expansión de la capacidad, como el Sistema Nacional de Modelación de la Generación Energética (*National Energy Modeling System*, NEMS) o el Modelo de Planeación Integral (*Integrated Planning Model*, IMP), el perfil de generación del nuevo recurso afectaría los plazos y el tipo de aumento de nueva capacidad. Aunque en teoría el modelo también reflejaría los efectos del nuevo recurso en lo que al retiro de unidades se refiere, en realidad estos modelos resultan notoriamente deficientes para simular retiros de plantas.

Es importante procurar que las suposiciones formuladas para calcular las emisiones desplazadas en el largo plazo reflejen: 1) el tipo de capacidad que probablemente resultará afectada por el nuevo recurso, y 2) el efecto que el nuevo recurso tendrá tanto en el establecimiento como en el retiro de plantas. En lo que respecta al tipo de capacidad, por lo general basta con considerar dos clases de recursos para el análisis del desplazamiento en el largo plazo: recursos para la generación en horas pico y recursos no exclusivos de las horas pico; ello es así puesto que hoy día la mayoría de los nuevos recursos no exclusivos de las horas pico son lo suficientemente flexibles como para operar lo mismo como unidades de carga base que como unidades intermedias. Por consiguiente, si el recurso nuevo operará sólo durante las horas de carga elevada, deberá asumirse que difiere otros aumentos de la capacidad en horas pico, en tanto que cuando el nuevo recurso opera en la generación de carga base, intermedia o intermitente, por lo general puede asumirse que difiere otros aumentos de la capacidad no exclusiva de horas pico. Para incluir los efectos de la nueva unidad en el retiro de plantas, podría hacerse una proyección de la capacidad que se retirará con base en el margen de reserva previsto en la región y en el conocimiento de la economía de la operación continua de unidades generadoras más antiguas, o bien utilizarse datos sobre retiros recientes en la región y a partir de ellos elaborar la proyección.

Un método no basado en modelos de simulación daría lugar a dos factores de emisiones desplazadas en el largo plazo: uno para unidades de generación en horas pico y otro para unidades no exclusivas de las horas pico, y cada factor correspondería a un promedio ponderado de las plantas incorporadas y retiradas previstas para esa clase de capacidad. Mientras que el factor de capacidad del nuevo recurso sea similar al factor de capacidad del recurso eliminado, lo lógico será asumir que el desplazamiento energético se dará en una proporción de uno a uno. Pero si los factores de capacidad de los dos recursos difieren, entonces será necesario realizar ajustes que reflejen la disparidad.

Dadas las numerosas suposiciones que estos factores entrañan, al parecer lo prudente sería que un solo analista calificado revisara los datos relevantes y formulara los factores que —una vez sometidos a la revisión de otros especialistas— habrán de utilizarse en todos los proyectos en

una región dada durante un periodo específico. Dependiendo de los recursos disponibles para este proceso, el analista podría también aplicar un modelo de expansión de la capacidad para orientar el proceso.

3 Métodos no basados en modelos de simulación para el cálculo de emisiones desplazadas

Como se señaló arriba, existe gran interés en desarrollar métodos para el cálculo de emisiones desplazadas que no dependan del modelo de despacho de carga. En este apartado se examinan tres enfoques no basados en modelos de simulación para calcular el desplazamiento de emisiones en el corto plazo. Los tres métodos se proponen identificar las tasas de emisión de la *operación marginal* y aplicarlas a los posibles nuevos proyectos. Uno de los métodos procura identificar las unidades marginales por su ubicación geográfica; otro, por el tipo de unidad, y el tercero, utilizando un análisis de la curva de carga. Para evaluar tales métodos conviene hacer referencia a aspectos de la operación de los sistemas de suministro eléctrico examinados en el apartado 2.

3.1 Definición de las unidades marginales por su ubicación geográfica

Cuando menos una investigación reciente ha procurado trascender el uso de las tasas promedio de emisión de un sistema simple, promediando las tasas de emisión de un conjunto de unidades geográficamente definido. El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (*National Renewable Energy Laboratory*, NREL) publicó un estudio preliminar titulado *Comparison of Different Methods for Developing NO_x Emission Factors for Assessing EE Projects in Shreveport, Louisiana (Comparación de distintos modelos para la formulación de factores de emisión de NO_x con los cuales evaluar proyectos de eficiencia energética en Shreveport, Louisiana)*, en el que se comparan diversos métodos para determinar las emisiones desplazadas a raíz de la aplicación de programas específicos de eficiencia energética. El informe examina métodos simplificados para calcular el desplazamiento de emisiones con miras a establecer un método idóneo para integrar las reducciones derivadas de los proyectos del sector eléctrico incluidos en los Planes Estatales de Instrumentación (*State Implementation Plans*, SIP).⁵ Se trata de un trabajo que se encuentra en versión preliminar y que por el momento no está sujeto a comentarios.

Uno de los métodos examinados en este trabajo calcula la tasa promedio de emisión de varios subconjuntos de centrales eléctricas de Estados Unidos. Los subconjuntos están definidos en función de su ubicación geográfica y, en algunos casos, por sus propietarios. El mayor conjunto de unidades promediadas incluye todas las plantas en Estados Unidos acerca de cuyas emisiones la EPA publica información (en la base de datos EGRID). La menor región geográfica examinada incluye sólo dos plantas en Caddo Parish, Louisiana, en las que se pondrá en marcha el programa de eficiencia energética. Asimismo, se calculan los promedios para varias regiones de tamaño intermedio entre estos dos extremos.

Las tasas promedio de emisión de NO_x en la temporada de ozono provenientes de las unidades que conforman las regiones evaluadas varían de 0.88 kg por MWh para las dos plantas de

⁵ Un SIP es un plan formulado por los responsables de la reglamentación atmosférica en Estados Unidos para lograr que una región específica cumpla con determinada Norma Nacional de Calidad del Aire (*National Ambient Air Quality Standard*).

turbogás en Caddo Parish a 2.10 kg por MWh para las unidades propiedad de la American Electric Power Co. (AEP), en Louisiana. Si se consideran estas tasas de emisión, el proyecto de eficiencia energética de Shreveport podría desplazar ya sea 8.1 o 19.2 toneladas métricas de NO_x por año.⁶ Los autores concluyen que esta metodología ofrece suficiente nivel de detalle para el cálculo de los beneficios en materia de emisiones de proyectos de eficiencia energética que entrañan ahorros de hasta 500 MWh por día o, aproximadamente, 75,000 MWh durante la temporada de ozono del verano.

Se trata de una conclusión con la que no concordamos. Este método no pretende discernir qué plantas generadoras operan marginalmente durante las horas en que el proyecto de eficiencia ahorra energía. De hecho, el método no pretende discernir las características operativas de ninguna de las unidades de generación consideradas; lo que hace es definir la unidad desplazada con base en su ubicación geográfica y, en menor grado, por sus propietarios. Como se señaló en el apartado 2.2, la ubicación de una unidad dice muy poco acerca de sí, y en qué momento, ésta tiene probabilidades de ser marginal. (Tampoco la propiedad de una planta dice nada sobre su operación.) Para apreciar la falla en este método, considérese la posibilidad de que las tres plantas de la AEP a las que corresponde la tasa de emisión más elevada (2.10 kg por MWh) sean unidades de carga base de bajo costo que operan a plena capacidad siempre que están disponibles, y que lo harían aun cuando se agregara al sistema una unidad nueva o se adoptaran medidas de eficiencia energética. Si tal fuera el caso, de ninguna manera se esperaría que una menor demanda en cualquier parte de Louisiana afectaría estas unidades.

Por consiguiente, aun cuando resulta inadecuado usar la tasa promedio de emisión de un sistema para calcular las emisiones desplazadas, probablemente sea tanto o más engañoso el definir un subconjunto de unidades con base tan sólo en su ubicación geográfica.

3.2 Definición de las unidades marginales por tipo

Varios trabajos de investigación publicados definen la generación marginal con base en el tipo de unidad. En ellos por lo general se presupone que los nuevos proyectos desplazan a unidades de “generación en horas pico” o unidades “de seguimiento de carga”; sin embargo, como se señaló en el apartado 2.1, muchas clases de plantas generadoras diferentes pueden encontrarse operando al margen, sobre todo a lo largo de distintas áreas de control y periodos. Más aún, las tasas de emisión al interior de una categoría de unidades dada pueden variar considerablemente. Por lo tanto, a menos que el análisis de un nuevo recurso y sistema eléctrico en particular señale que un tipo específico de recurso será desplazado, deberá evitarse el uso de dichas categorías para definir las unidades marginales.

El término unidad “de generación en horas pico” suele referirse a una turbina de gas de ciclo simple que puede ponerse en operación rápidamente para cubrir cargas pico. Estas unidades suelen ser menos eficientes que las grandes plantas eléctricas de ciclo combinado o incluso que las plantas de vapor, además de que el costo de su operación es considerablemente más elevado. Para comprender por qué puede ser erróneo presuponer que las turbinas generadoras en horas pico son marginales cabe referirse a la gráfica 1. En el sistema hipotético que se ilustra, tales turbinas tienen una operación marginal sólo durante las horas pico de la tarde. Durante el resto

⁶ El documento del NREL cita cifras que van de 8.89 a 21.12 toneladas cortas de NO_x al año.

del tiempo de la semana en cuestión, otras plantas de mayor costo son marginales y sólo por casualidad sus tasas de emisión serían similares a las de las unidades de generación en horas pico. Incluso, puede ocurrir que durante las temporadas de menor carga en esta región hipotética, en ningún momento entren en operación dichas unidades.

Por supuesto, el análisis de un conjunto específico de circunstancias puede conducir al analista a concluir que un nuevo recurso afectará las unidades de generación en horas pico durante la mayor parte del tiempo que éstas se encuentren en operación. En el trabajo titulado *Summer 2001 NEPOOL Load Response Program: Emissions Impacts and Associated Discussions (Programa de Respuesta de Carga NEPOOL durante el verano de 2001: efectos en las emisiones y deliberaciones derivadas)*, Environmental Futures Inc. utiliza las turbinas de generación en horas pico para caracterizar las emisiones desplazadas con base en la determinación de que los programas de respuesta de carga se activan únicamente durante periodos de cargas muy elevadas, cuando las turbinas de generación en horas pico suelen encontrarse en operación en Nueva Inglaterra. No obstante, sin un análisis del recurso específico y del sistema eléctrico en cuestión, por lo general resultará incorrecto presuponer que las turbinas de generación en horas pico son desplazadas.

Un estudio realizado por el Resource Systems Group para el proyecto Clipper Wind en Maryland presupuso que las unidades de seguimiento de carga se ven desplazadas por el proyecto de energía eólica. Dicho estudio, titulado *Prospective Environmental Report for Clipper Wind Power (Informe de prospectiva ambiental para Clipper Wind Power)*, informa que las “entidades de suministro de carga” en la zona PJM proporcionaron una lista de unidades de seguimiento de carga. Además de que los procedimientos de la investigación realizada para apoyar esta hipótesis no son del todo claros, el hecho es que entraña dos problemas potenciales. Primero, el término unidad “de seguimiento de carga” puede utilizarse para describir distintas clases de unidades generadoras, y la forma en que se le definió para este proyecto resulta poco precisa. Más aún, las “entidades de suministro de carga” (entidades que venden electricidad al por menor) suelen carecer de datos abundantes sobre la operación de sus plantas eléctricas. Por lo general, los operadores de los sistemas son el único grupo que cuenta con esta información, y las más de las veces las reglas de confidencialidad les impiden darla a conocer. Segundo, no resulta claro que se haya procurado investigar si las unidades definidas como “de seguimiento de carga” realmente serían desplazadas por el nuevo proyecto eólico.

El término “de seguimiento de carga” suele aplicarse a unidades que varían su producción frecuentemente durante el día, para permitir que el sistema aumente y disminuya la producción total sin variaciones abruptas, y responda a las fluctuaciones de corto plazo en la demanda. Algunas de estas unidades están directamente controladas por los operadores del sistema, y se les utiliza para cubrir las fluctuaciones de la demanda a muy corto plazo (es decir, las fluctuaciones que se registran de un segundo a otro). Estas unidades de seguimiento de carga por lo general operan bajo un esquema de control automático de la generación (CAG). Otras unidades con frecuencia denominadas unidades de carga complementaria operan bajo el control en sitio de los propios operadores de las plantas, pero están habilitadas para modificar con toda rapidez los niveles de carga y así satisfacer los cambios en la demanda que pueden registrarse de una hora a otra. Durante el curso de un año, el grupo de unidades generadoras que proveen servicios de seguimiento de carga en una región dada puede cambiar a medida que los requisitos de suministro de la región se modifiquen.

Por consiguiente, las unidades de seguimiento de carga: 1) permiten a los operadores iniciar y suspender su operación a efecto de mantener en los sistemas una producción eléctrica total estable, y 2) reaccionan frente a fluctuaciones de corto plazo en la demanda imposibles de predecir. Una vez que un nuevo recurso está disponible, los operadores del sistema lo incorporan en los programas de cómputo que optimizan el despacho de carga en el sistema. Por lo general, este proceso tiene lugar con un día de anticipación, de manera que los operadores disponen de suficiente tiempo para prepararse y para integrar la operación prevista de la planta adicional. Con el nuevo recurso, el sistema aún tendrá que mantener una carga estable que le permita hacer frente a cambios inesperados en la demanda. Por lo tanto, si bien la incorporación de un nuevo recurso puede cambiar ligeramente el patrón de generación de las unidades de seguimiento de carga, no lo modificará en forma predecible o sistemática. (De hecho, el nuevo recurso puede provocar lo mismo un aumento que una disminución en la generación de seguimiento de carga.) En cambio, los efectos de un nuevo recurso en la generación marginal son tanto predecibles como sistemáticos.

Los recursos altamente impredecibles tienen mayores probabilidades de generar efectos en las unidades de seguimiento de carga que los predecibles. Se utiliza el término “impredecible” en lugar de “intermitente”, ya que la operación de muchos recursos intermitentes resulta bastante predecible. Los métodos para predecir la generación solar y eólica, por ejemplo, mejoraron en forma considerable durante la década pasada. Asimismo, cuando se trata de sistemas con recursos eólicos de distribución geográfica diversa pueden hacerse predicciones muy confiables de la producción eólica total, puesto que se promedian las fluctuaciones en la generación eléctrica de cada sitio. En los casos en que los recursos intermitentes son predecibles, un factor de emisión marginal resulta mucho más adecuado que un factor de emisión de seguimiento de carga. Se requieren investigaciones ulteriores para determinar si algunos recursos son lo suficientemente impredecibles como para afectar sobre todo las unidades de seguimiento de carga.

3.3 Definición de las unidades marginales a partir del análisis de la curva de carga

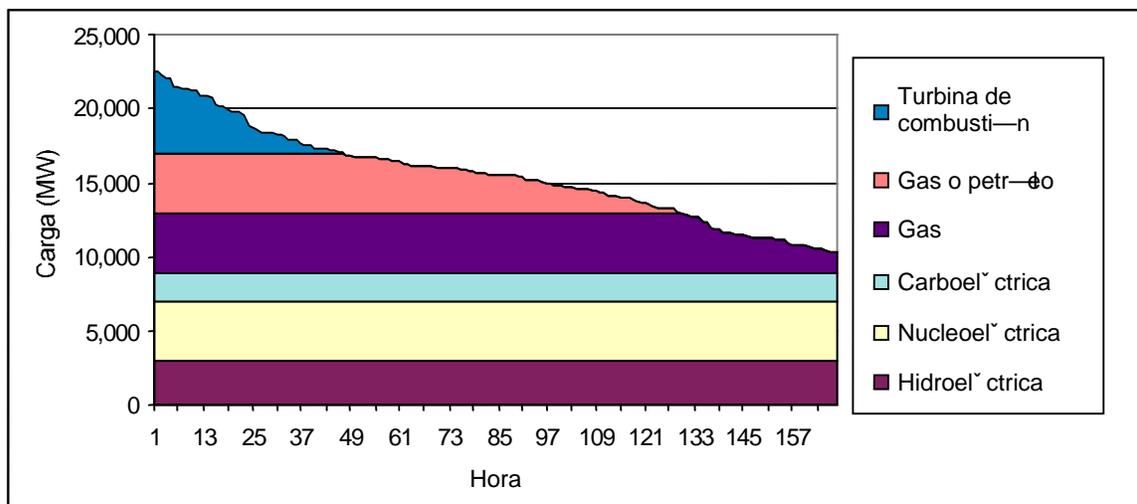
El método simplificado que mayor atención ha recibido últimamente calcula una tasa promedio ponderada de emisión marginal mediante el análisis de unidades generadoras en el contexto de una curva de duración de carga. PA Consulting y el Lawrence Berkeley National Laboratory publicaron dos estudios que utilizan este método,⁷ y se han distribuido muchísimos otros trabajos inéditos que también lo utilizan. Un análisis de la curva de carga puede generar resultados precisos en un mayor número de situaciones que los métodos analizados en los dos apartados previos del presente documento, pero ser requiere de un trabajo adicional para determinar si este método es suficientemente preciso para adoptarse como el enfoque estandarizado a utilizar en una amplia gama de situaciones.

Una curva de duración de carga es una representación de las cargas por hora en una región, ordenadas de mayor a menor, y no cronológicamente. Por ejemplo, la gráfica 1 (arriba) muestra

⁷ Véanse: Erickson, Jeff, *et al.*, *Estimating Seasonal and Peak Environmental Emission Factors – Final Report for the State of Wisconsin Department of Administration (Informe final para el Departamento de Administración de Wisconsin)*, División de Energía, 21 de mayo de 2004, y Meyers, S., *et al.*, *Estimating Carbon Emissions Avoided by Electricity Generation and Efficiency Projects: A Standardized Method (MAGPWR)*, Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-46063, septiembre de 1999.

la distribución cronológica de las cargas por hora en un sistema hipotético durante una semana de verano típica. Si se reordenan esas mismas cargas por hora de mayor a menor, el resultado es la curva descendiente que se ilustra en la gráfica 5.

Gráfica 5. Curva de duración de carga para una semana de verano típica



La gráfica 5 también refleja el mismo patrón hipotético de despacho de carga que se ilustra en la gráfica 1. Comparar la generación por tipos de unidad con la curva de carga permite tener una noción muy clara de los momentos en que distintas clases de unidades generadoras se encontraban operando al margen. Así, de acuerdo con los datos, las turbinas de combustión tuvieron una operación marginal durante alrededor de 49 horas de la semana. A partir de esta información se podría calcular un factor de emisión de NO_x promedio ponderado, por ejemplo, al promediar las tasas de emisión de los tres tipos de unidades marginales, ponderadas por el número de horas que cada cual estuvo en operación. Si únicamente se dispone de los datos graficados, entonces habría que usar las tasas promedio de emisión por tipo de unidad, pero si se contara con datos correspondientes a cada unidad, se podría calcular un promedio ponderado de las tasas de emisión de cada cual. En caso de que se registraran variaciones importantes en las tasas de emisión de cada tipo de unidad, éste sería un enfoque mucho más adecuado. (Nótese que en este ejemplo algunas de las unidades de turbogás nunca llegan a tener una operación marginal.)

Este método supera a los analizados en los apartados previos en dos sentidos. Primero, procura desarrollar tasas de emisión marginal que reflejen la organización real de las unidades generadoras en la región. Segundo, al seleccionar subconjuntos de un conjunto de datos anuales (como la semana hipotética que se ilustra en la gráfica anterior), el método podría utilizarse para formular tasas promedio ponderadas de emisión marginal para periodos específicos, tales como horas pico en el verano, horas no pico en el verano, etcétera. Estos factores de emisión podrían luego aplicarse a nuevos proyectos con base en el perfil de generación previsto para cada proyecto.

El análisis que a continuación se presenta se centra en dos aspectos del método de la curva de carga: primero, los datos han de ajustarse a efecto de concordar con las plantas generadoras de la

curva de carga; y segundo, el método ignora el impacto que las restricciones de transmisión tienen en el despacho de carga. Los ajustes a los datos no tienen por qué poner en juego la precisión de este método si se realizan en forma adecuada. Sin embargo, ignorar la transmisión podría tener un efecto considerable en los resultados, y a la luz de semejante limitación se requieren trabajos adicionales para determinar la forma de reforzar este método.

3.3.1 Ordenamiento de las unidades generadoras en la curva de carga

Como se refleja en la gráfica 5, las plantas generadoras de un sistema eléctrico se despliegan en la curva de carga una sobre otra, por estratos, en el orden en que suelen despachar la carga, para calcular cuáles se encuentran en operación marginal y durante cuántas horas. Este proceso entraña varios desafíos. En primer lugar, se requiere formular un método de escalonamiento de las unidades que dé cuenta tanto de las interrupciones en el suministro eléctrico como de las adquisiciones de energía de regiones vecinas. En segundo término, es preciso ajustar las capacidades de las plantas de generación en la escala de la oferta, para que ésta concuerde con la curva de carga real.

Existen dos formas de ordenar las unidades en una curva de carga: con base en un uso histórico, o bien en función de los costos de operación. Para ordenarlas con base en su utilización, se calcula el factor de capacidad de cada unidad a partir de los datos históricos sobre generación y luego se escalonan las unidades de acuerdo con dicho factor, de mayor (en la base) a menor (en la parte superior). En este acomodo, las unidades con mayor operación anteceden en el despacho de carga a las plantas con operación más reducida. Sin embargo, las interrupciones que las unidades efectivamente registran a lo largo del año darían lugar a una inadecuada distribución de varias de las plantas en este ordenamiento. Las centrales de generación suelen “apagarse” (estar fuera de operación) periódicamente para la realización de trabajos de mantenimiento planeados e imprevistos. Estas interrupciones reducen el factor de capacidad de una unidad, puesto que durante todo el tiempo que duran no se genera energía alguna. Por consiguiente, una unidad nuclear que durante buena parte de un año estuvo fuera de servicio tendría un factor de capacidad relativamente bajo y, conforme a este esquema de escalamiento, se ubicaría en uno de los estratos elevados del despacho de carga, con potencial de operación marginal de apenas unas cuantas horas. Ello sería incorrecto, toda vez que las centrales nucleares suelen operar como recursos de carga base durante todas las horas en que se encuentran disponibles.

Por consiguiente, para escalonar correctamente las unidades en función de su factor de capacidad, es preciso ajustar los datos de generación de manera que reflejen las interrupciones.⁸ Este aspecto resulta de particular importancia al calcular los factores de emisión estacionales en lugar de los anuales, ya que una interrupción por mantenimiento en una unidad de carga base podría prolongarse a lo largo de buena parte de una estación, dando a esa unidad un factor de capacidad muy bajo durante la correspondiente temporada.

⁸ Esto puede hacerse de varias maneras. En primer lugar, en el cálculo del factor de capacidad podrían simplemente eliminarse las horas de interrupción de la generación. La cifra resultante, llamada “tasa de utilización”, reflejaría la operación de cada unidad durante las horas en que estuviera disponible. En segundo término, cabría revisar los datos de generación de varios años históricos y utilizar el factor de capacidad promedio de cada unidad a lo largo de los años para ubicarla en el orden de repartición de la carga.

La segunda forma de ordenar las unidades de generación en la curva de carga es por sus costos de operación, sean previstos o reales (históricos). Este método puede dar lugar a un amplio margen de error, puesto que sería difícil diferenciar los costos de operación de las unidades generadoras de cierto tipo. Es decir, ¿cómo saber si una planta carboeléctrica entraña mayores costos que otra de la misma clase? Utilizar los costos reales de operación (registrados en los informes que los propietarios de las centrales presentan a las dependencias gubernamentales) puede aportar mayores detalles respecto de la escala de la oferta, pero por lo general recopilar y revisar los datos exige demasiado trabajo. La ventaja clave de escalonar las unidades en función de sus costos de operación es que evita la tarea de ajustar los factores de capacidad para reflejar las interrupciones.

Independientemente de si se ordenan las plantas de generación por su uso histórico o de acuerdo con sus costos de operación, será preciso integrar en alguna parte de la escala de la oferta la energía adquirida de regiones vecinas y definir sus correspondientes tasas de emisión. Las adquisiciones de energía reales deberán analizarse para determinar si se trató de recursos de carga base, intermedios o de generación en horas pico. Asimismo, será necesario determinar las fuentes probables de energía para aplicar tasas de emisión a la electricidad adquirida.

Luego de ordenar las unidades de generación y las adquisiciones de manera que representen una repartición de la carga típica, será necesario ajustar la capacidad de cada unidad en la escala de la oferta, a fin de lograr una correspondencia con los recursos al aplicar los datos de las cargas reales. En raras ocasiones los operadores de un sistema tienen a su disposición toda la capacidad instalada en la región, ya que por razones de mantenimiento varias unidades generadoras se encuentran frecuentemente fuera de operación o en algún momento se ven forzadas a interrumpir el suministro. No sería adecuado incluir en un análisis de la curva de carga todas las unidades de una región a plena capacidad (“capacidad nominal” o “capacidad neta con la que se puede contar”), puesto que se obtendría una generación superior a las cargas reales. Así, resulta preciso reducir o ajustar las capacidades de las unidades para dar cuenta de las interrupciones en el suministro, y este proceso exige cierto criterio por parte del analista. Por ejemplo, se podría optar por calcular el nivel promedio de producción de cada unidad durante las horas pico del verano, y utilizar estas cifras para las capacidades máximas de las unidades en la curva de carga; sin embargo, es poco probable que este enfoque dé como resultado exactamente la cantidad correspondiente a la capacidad en las horas de mayor carga.

De hecho, si se utilizan datos correspondientes a la generación y a las cargas reales no hay manera de obtener las cifras “adecuadas” para la capacidad, puesto que el sistema está sobredeterminado. Es decir, durante el periodo evaluado, el conjunto de unidades disponibles ha cambiado y muy probablemente las capacidades de cada unidad específica hayan también variado. Al usar datos reales sobre las cargas y la generación, la única manera de “resolver” estas variables sería recrear el reparto de la carga hora a hora. De esa manera, la capacidad del sistema cubriría la carga real en cada hora. Por lo tanto, el analista tendrá que establecer una capacidad aproximada para cada unidad en la curva de carga representativa del sistema, de manera congruente con los datos de carga y generación reales.

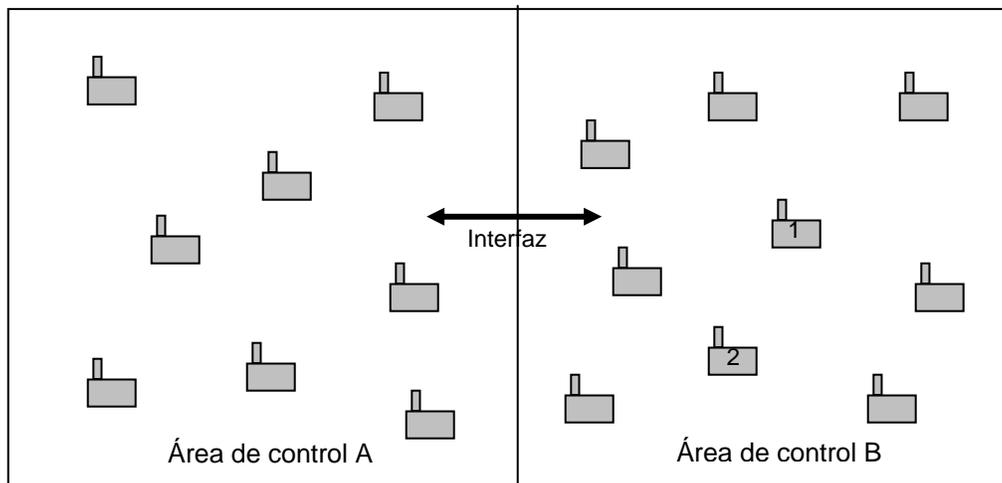
Por último, resulta fundamental garantizar que el año al que corresponden los datos en uso es representativo de la operación típica de las unidades en la región evaluada. Si los datos son atípicos, entonces será preciso realizar ajustes a efecto de calcular las emisiones desplazadas en

el corto plazo bajo condiciones típicas. Más aún, si los datos utilizados tienen ya varios años de antigüedad, será importante ajustarlos para que reflejen cualesquiera incorporaciones o retiros de unidades que hayan tenido lugar en la región.

3.3.2 Restricciones de transmisión y su efecto en el despacho de carga por unidades

El enfoque de la curva de carga se aplica a un conjunto fijo, geográficamente definido de unidades de generación. Como se señaló en el apartado 2.2, lo más probable es que cualquier conjunto fijo de unidades resulte excesivo en ciertas horas y demasiado restringido en otras. Para tener otra perspectiva al respecto, cabe considerar las dos áreas de control de la gráfica 6. Si se presupone que, durante muchas horas, la unidad marginal en el área de control A se ubica al interior de dicha área, pero en ciertos periodos corresponde a la unidad 1 en el área B y en otros a la unidad 2 también en el área B, entonces cuando se pretende calcular un factor promedio ponderado de emisión marginal para el área A únicamente a partir de las unidades en ella ubicadas, resulta que este factor no incluye la contribución de las unidades 1 y 2 en el área B. Sin embargo, si se integrara una sola curva de carga combinada para ambas áreas, y se escalonaran en ella todas las unidades localizadas en las dos áreas, entonces muchas otras unidades del área B aparecerían con una operación marginal, aun cuando en realidad no estuviesen afectadas por la carga en el área A. Es decir, al ignorar las restricciones de transmisión y sumar ambas áreas se estaría creando una curva de suministro ficticia, que no estaría disponible para ninguno de los dos grupos de operadores del sistema.

Gráfica 6. Unidades marginales en un área de control vecina



Para evaluar si este aspecto tiene probabilidades de convertirse en un problema se podría simplemente verificar la cantidad de energía que en realidad está transmitiéndose entre las áreas de control de la región de interés, con miras a que el intercambio sea reducido y que el análisis de una sola área de control resulte razonable. Sin embargo, como se recordará de lo planteado en el apartado 2.2, *al interior de un área de control esta cuestión puede también ser un problema*. Las restricciones de transmisión al interior de un área de control pueden provocar que una gran cantidad de plantas generadoras no estén disponibles para ciertas cargas durante periodos prolongados. En tales casos, la unidad marginal que contribuye a la carga en el área restringida

no es la unidad marginal para el área de control en general, pero sí la unidad marginal *disponible para el foco de carga*. Un análisis de la curva de carga pasaría por alto este aspecto.

Considérese, por ejemplo, un programa de eficiencia energética puesto en marcha en el suroeste de Connecticut. Es probable que se registre un número considerable de horas de carga pesada en las que la transmisión a los focos de carga se dé a plena capacidad y las unidades generadoras desplazadas se ubiquen en el suroeste de Connecticut, pero también habrá muchas horas de carga menor en las que la transmisión no ocurra a carga plena, en cuyo caso las unidades desplazadas podrían ubicarse en cualquier punto del sistema NEPOOL (o más allá). Para tener una idea de si, y hasta qué grado, las restricciones de transmisión podrían reflejarse en los cálculos de emisiones desplazadas en una situación determinada, cabría examinar datos respecto de: 1) qué tan a menudo las restricciones de transmisión provocan que el despacho de carga se realice bajo criterios distintos del orden de mérito económico; 2) qué tan frecuentemente la interconexión se encuentra a carga plena, y 3) los perfiles de emisión de las regiones geográficas menores y mayores.⁹

La frecuencia de las restricciones de transmisión que provocan el despacho de carga bajo criterios distintos de los económicos aumentó considerablemente en Estados Unidos durante la década pasada, debido a que el ritmo del crecimiento de la carga y del desarrollo de la capacidad de generación ha sido mucho más acelerado que el ritmo de creación de nuevas líneas de transmisión. Esta tendencia puede continuar así. En tal contexto, el hecho de que los análisis de la curva de carga ignoren los efectos de la transmisión en el despacho de carga puede significar un inconveniente de peso para este enfoque. Se requiere de un trabajo ulterior para comprender con detalle qué tan preciso resulta este método en áreas lo mismo con amplia capacidad de transmisión que con capacidad limitada.

4. Resumen y conclusiones

Para comenzar, se examinaron tres aspectos de la operación y el desarrollo de los sistemas de generación eléctrica cruciales para determinar los efectos de los nuevos recursos en lo que a emisiones se refiere. Estos tres aspectos son:

- correspondencia entre la generación y la carga hora por hora;
- restricciones de transmisión y el conjunto de unidades generadoras disponibles, y
- aumentos y reducciones en materia de capacidad.

Los primeros dos aspectos se refieren al despacho cotidiano de la carga en el sistema: determinan qué unidad o unidades generadoras tienen una operación marginal y, por tanto, cuáles unidades se verán probablemente afectadas por una nueva unidad o por una menor carga. El tercer aspecto se ocupa de los cambios a la larga en un sistema eléctrico, y determina los efectos de largo plazo en las emisiones como resultado de un nuevo recurso.

⁹ Si las tasas de emisión son similares en las regiones geográficas menores y mayores, entonces es posible que incluso una restricción a la transmisión de gran importancia para el despacho de carga en el sistema no sea esencial para el cálculo de las emisiones desplazadas, en cuyo caso un método de integración de la curva de carga podría ser aceptable.

A continuación, se examinaron los tres métodos simplificados (es decir, no basados en modelos de simulación) para el cálculo de emisiones eliminadas con mayor frecuencia descritos en la bibliografía sobre la materia. Estos métodos se distinguen básicamente por la forma en que procuran identificar la unidad generadora marginal (la que probablemente se verá afectada por un nuevo proyecto) en un sistema relevante: uno identifica esta unidad con base en la ubicación geográfica; el segundo, a partir del tipo de unidad, y el tercero, con base en un análisis de la curva de carga. Los autores concluyen que los dos primeros métodos tienen pocas probabilidades de aportar resultados precisos, puesto que no permiten una identificación confiable de la unidad o las unidades marginales. Concluyen que el tercer método —el análisis de la curva de carga— es en potencia muy superior a los otros dos. Sin embargo, su aplicación exige realizar varios ajustes y plantear algunas *suposiciones*; además, se trata de un método que ignora los efectos de las restricciones de transmisión en el despacho de carga de las unidades de generación eléctrica. Para determinar qué tan confiable y firme es este método se requiere de mucho más trabajo.