



Departamento de Economía

Tesis para obtener el título de Máster en Economía Aplicada

---

# SERVICIOS ASOCIADOS A LA POTENCIA EN MERCADOS PEQUEÑOS RECIENTEMENTE LIBERALIZADOS.

Alumno: Ing. Mario Quiroga

Tutor: PhD. M.A. Lic. Leandro Arozamena

Junio de 2015

**RESUMEN:**

Todos los sistemas eléctricos deben contar con cantidades de potencia fijas destinadas a cubrir las diferencias que naturalmente existen entre la generación y el consumo de energía, de modo de poder brindar el servicio con la calidad que se requiere. Sin embargo, no siempre queda en claro cuál es el mejor método para obtener las cantidades necesarias ni cómo remunerar a los prestadores de este servicio. El objetivo de este trabajo es conocer cómo se realizan estas actividades mediante la verificación de la literatura existente y, sabiendo de las modificaciones que se están realizando en Centro América a partir de la interconexión eléctrica recientemente inaugurada, intentar esbozar un posible mercado común para los servicios de regulación de frecuencia en los países involucrados

Palabras clave: regulación de frecuencia, mercado eléctrico, mercado eléctrico, remuneración de servicios auxiliares.

## CONTENIDO

Resumen:.....	ii
1. Introducción.....	1
2. Obtención y remuneración del servicio de reserva de potencia .....	3
3. El Mercado Eléctrico Regional (MER) .....	6
Guatemala .....	6
El Salvador .....	7
Nicaragua.....	8
Costa Rica .....	9
Honduras .....	9
Panamá.....	10
Mercado eléctrico regional .....	11
4. Aplicabilidad de normativa internacional en centro américa.....	13
5. Conclusiones .....	16
6. Referencia bibliográfica .....	18
7. Anexo I: Aproximación teórica al problema de la regulación de la frecuencia. ....	19
El control de la frecuencia .....	19
Clasificación de los servicios de regulación de frecuencia .....	20
Incertidumbre en el lado oferta .....	22

## 1. INTRODUCCIÓN

Todos los sistemas eléctricos cuentan con la propiedad de que tanto la demanda como la oferta de potencia eléctrica debe en todo momento estar igualada, entendiéndose como oferta la suma de la totalidad de la potencia entregada por los grupos generadores y la demanda como la suma de todos los usos de la energía eléctrica, incluidas las pérdidas que existen en los sistemas de transmisión y distribución, más los consumos internos que tienen los generadores. Esto se debe a la incapacidad técnica de poder almacenar este tipo de energía. Esta característica convierte a este tipo de mercado en uno muy particular.

Como existe incertidumbre tanto en la demanda - ya que esta cambia instante a instante según sea requerido por los usuarios - en la producción - principalmente debido a la incertidumbre asociada a la producción de granjas eólicas (pronósticos de viento) y solares fotovoltaicas (pronósticos de irradiación solar) - como también por cuestiones técnicas (probabilidades de falla en generación y transmisión) resulta imprescindible contar con un margen de reserva de potencia que pueda responder en forma inmediata a las diferencias que surjan entre la oferta y la demanda de energía. Rápidamente, excesos de producción de potencia en un sistema eléctrico se traducirán en aumentos de la frecuencia del sistema, mientras que déficits se verán reflejados en disminución de la frecuencia. Mantener una frecuencia estable dentro de una banda centrada en la nominal es uno de los objetivos de calidad de cualquier operador, y junto con los niveles de tensión, sean quizás dos de los principales objetivos perseguidos. En el Anexo I se explica con mayor detalle el problema del control de frecuencia desde un punto de vista técnico.

Para limitar las variaciones de frecuencia producto de las diferencias entre suministros y demandas, todos los sistemas eléctricos cuentan con márgenes destinados a aumentar o disminuir muy rápidamente su producción. De esta manera se cuenta con potencia disponible para cubrir las diferencias entre los déficits o excesos de producción (o de demanda). Este es una clase de servicios establecidos dentro de los mercados eléctricos conocido como "servicios asociados a la potencia" (o *ancillary services* en la literatura angloparlante)<sup>1</sup>.

Ahora bien, siempre que se cuente con un margen de generación para establecer los servicios asociados a la potencia, utilizado solamente para cubrir diferencias entre oferta y demanda, representa una cantidad de potencia que el generador no puede contar para realizar transacciones de potencia y energía con los usuarios finales. Este problema derivó en que se establecieran diversos mecanismos asociados con los aspectos económicos del problema: básicamente las regulaciones internacionales hallaron diferentes esquemas que posibilitan el cubrimiento de estas reservas de potencia, tanto para establecer la oferta del servicio, como para su remuneración.

Tomando lo escrito por Stoft en "Power System Economics":

*"Ancillary services are those traditionally provided by the system operator in support of the basic service of generating real power and injecting it into the grid. Much more is needed to ensure that the supply of delivered power is reliable and of high quality. Some of those services are indirect, but all ancillary services are concerned with the dispatch, trade and delivery of power. (...) Because the role of the system operator is at the heart*

---

<sup>1</sup> Dentro de los servicios asociados a la potencia (o *ancillary services*) se encuentran diferentes tipos de reserva de potencia en los que la diferencia entre ellos es el tiempo de respuesta: desde una respuesta inmediata hasta respuestas de más de 4 horas. Además existen otros servicios, como el control de tensión. Este trabajo versa sobre los servicios de respuesta más rápida.

*of most architectural controversies, understanding the ancillary services is crucial to evaluating any proposal market design.”*

De todos los servicios que se encuentran dentro de los denominados “servicios asociados a la potencia” sólo tendremos en cuenta aquellos que –si fueren ordenados por su rapidez de respuesta - se usan en primer lugar, es decir, los servicios de regulación de frecuencia en general.

En Rebours et al. (2007) se analizan los mercados de Australia, Francia, Alemania, Gran Bretaña, Nueva Zelanda, Suecia, PJM<sup>2</sup> y España describiéndose en primer lugar quién es responsable de la compra del servicio: en algunos sistemas es el operador de las redes, mientras que en otros se traslada la responsabilidad a otros agentes. En este mismo trabajo se citan 4 formas de adquisición de los servicios asociados a la potencia: provisión obligatoria, contratos bilaterales, procesos licitatorios y mercados spots. Por último, también señala los diferentes tipos de remuneración encontrados en los 8 mercados analizados: el primer esquema es no remunerado, el segundo un precio regulado, *Pay as Bid* o un precio *Common Clearing*.

Hirst y Kirby (1997), ante la inminente creación de mercados de servicios asociados a la potencia, muestran que no siempre la definición de los distintos tipos de reserva es clara en las regulaciones, y que ello dificulta establecer mercados por crear vacíos en la regulación o bien por prestar servicios que se solapan en diferentes tipos de reserva de regulación.

El aumento de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables implica también un problema para la regulación de la frecuencia, por un lado por la poca capacidad de los arreglos electrónicos para proveer el servicio y por la incertidumbre propia de la disponibilidad de la fuente energética.

En el estudio de Glachant y Henriot (2013) se analiza los desafíos de eficiencia económica asociados a la alta penetración de generadores a partir de fuentes renovables (fotovoltaicos y eólicos). Allí analizan si las nuevas tecnologías de generación (NTG: generadores eólicos y fotovoltaicos) pueden ser tratadas de igual manera en el largo plazo (tanto en obligaciones como en derechos) que las convencionales o bien deben recibir un tratamiento diferente a causa de la intermitencia en su producción, concluyendo que no existen causas significativas que indiquen que las NTG deban ser tratadas diferentemente.

En vista de la literatura revisada las soluciones regulatorias fueron desarrolladas en Europa y/o Estados Unidos, países de mercados grandes y maduros, el objetivo de este trabajo es hallar una posible respuesta al siguiente interrogante: ¿son estas soluciones aplicables a mercados chicos y recientemente desregulados?

Para intentar responder esta pregunta analizaremos el mercado regional centroamericano que reúne a seis países interconectados: Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Honduras, Costa Rica y Panamá. Son mercados relativamente chicos, con una presencia cada vez mayor de potencia instalada correspondiente a generadores que utilizan recursos renovables y que en este momento están adecuando sus normativas a un nuevo mercado internacional formado por estos mismos seis países.

---

<sup>2</sup> *PJM Interconnection* es una organización regional de transmisión (RTO por sus siglas en inglés) que coordina el movimiento de energía eléctrica mayorista en Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, Virginia Oeste y el distrito de Columbia.

Mediante la revisión de la normativa de cada país involucrado veremos las exigencias de cada uno de ellos respecto a la reserva de potencia para regulación de frecuencia, tanto para ver las cantidades exigidas en cada país como para entender los mecanismos de pago de la misma.

En segundo lugar y teniendo en cuenta las regulaciones internacionales en mercados donde exista ya una presencia importante de NTG, veremos la factibilidad de aplicación de estas regulaciones en el caso centroamericano, teniendo en cuenta la aplicabilidad de estas soluciones desde un punto de vista técnico/económico.

La estructura del informe es la que se describe a continuación. En el capítulo siguiente se analizan los sistemas utilizados en diferentes partes del mundo, señalando las ventajas y desventajas de utilizar cada uno de ellos. En el capítulo 3 se presenta el mercado regional centroamericano, mercado en proceso de desregulación que tiene la particularidad de ser chico cuando se lo compara con otros mercados, pero con altos niveles de penetración de potencia instalada (o a instalar) comparable en porcentaje con los países que buscan en forma convincente disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. En el capítulo 4 se analiza si en los países centroamericanos las soluciones regulatorias anteriormente descritas pueden ser aplicadas directamente. Finalmente, el capítulo 5 recoge las conclusiones del trabajo.

## 2. OBTENCIÓN Y REMUNERACIÓN DEL SERVICIO DE RESERVA DE POTENCIA

La finalidad que se persigue al tener una reserva de potencia es la de posibilitar la continuidad del servicio, dentro de ciertos márgenes de calidad, ante eventos inesperados del sistema. Como esta reserva sirve para todos aquellos que estén interconectados a este sistema, resulta normal pensar que la compra del servicio de reserva esté centralizada en la figura del operador del sistema, ya que de otra manera, la aparición de *free riders* será una consecuencia segura. El operador del sistema podrá recuperar más tarde los costos incurridos mediante diferentes cargos aplicados a los usuarios finales.

La primera pregunta que necesitamos responder para entender cómo funciona el mercado de reservas de potencia tiene que ver con la formación de la oferta. Siguiendo los trabajos de Stoff, Kirschen y Rebours, se pueden identificar diferentes mecanismos utilizados por el operador del mercado para la provisión de servicios asociados a la potencia: la provisión obligatoria por un lado, y por otro mediante mercados que aseguran la provisión del servicio.

En el primer caso, el de la provisión obligatoria, el administrador del sistema eléctrico exige a los generadores participantes (generalmente grandes generadores) cierto porcentaje de su capacidad como reserva de potencia. Esto pueden hacerlo ya que los operadores de mercado indican a los generadores el despacho que tiene asociado cada uno de ellos. Suponiendo que un generador tenga una capacidad de 100 MW y el Operador del Sistema le indica que puede despachar 95 MW, se están considerando 5 MW como potencia disponible para la reserva.

Como ventaja de este sistema podemos señalar, además de la simplicidad propia que posee, que es un sistema en el cual todos deben contribuir de la misma manera o con el mismo porcentaje de potencia. Desde este punto de vista, se trata de un sistema al que podemos calificar como igualitario. Como desventaja, podemos indicar que las cantidades así demandadas pueden serlo en demasía, encareciendo innecesariamente el costo del producto. En segundo lugar, puede que no resulten suficientes y no existen incentivos para cubrir los faltantes. Es necesario, en estos casos, que el operador de la red calcule con cierta regularidad qué nivel de reservas es necesario tener en su sistema. Por último, no hay señal de eficiencia en la provisión, puesto que oferentes caros como baratos darán las cantidades exigidas por la normativa, como tampoco hay

diferenciación del producto (la reserva puede ser de calidad variable, dependiendo de los tipos de tecnologías utilizados en la generación y en las constantes de tiempo de los controladores, que definen la rapidez física con la que los generadores pueden responder).

Existen también algunas soluciones que, de distintas maneras, fomentan la competencia entre los reguladores para poder proveer el servicio. En el trabajo de Rebour, donde se analizan 8 regulaciones diferentes, se pueden identificar tres tipos de mercados: aprovisionamiento mediante un mercado spot, mediante un proceso de licitación y por contratos bilaterales.

En los contratos bilaterales se transan cantidades, precios y calidad de la provisión del servicio. Una ventaja que posee este sistema es que el operador del mercado puede comprar las cantidades necesarias y a los oferentes más baratos. Como desventaja de este sistema se puede mencionar que los tiempos y costos de las negociaciones pueden ser largos y caros, respectivamente. Si los contratos son de largo plazo y las condiciones cambian de manera significativa, puede esto implicar consecuencias en detrimento de algunas de las partes.

Los procesos licitatorios y los mercados spot son similares. Las diferencias radican en los tiempos de provisión (más largo en las licitaciones) y en la calidad que se puede obtener, tal como indica Rebour y otros en su trabajo (existe mayor estandarización del producto en el mercado spot: por lo general en las licitaciones, salvo que se indique lo contrario, llegan productos de calidades diferentes, que luego tendrán que ser evaluadas por el que desarrolla la subasta)<sup>3</sup>. Como ventaja podemos indicar la mayor transparencia existente en estos mecanismos y que promueven con mayor facilidad la competencia entre los agentes. Sin embargo, las desventajas radican en que existe un costo alto relacionado con el manejo de información y también que puede existir cierta tendencia a utilizar el poder de mercado por parte de aquellos que puedan hacerlo.

Cabe señalar que no sólo los generadores pueden brindar el servicio, sino que también la demanda puede hacerlo en algunos casos. La así llamada “demanda interrumpible” se compone de usuarios del sistema que, ante la falta de oferta, ofrecen sacar rápidamente cierto porcentaje de su demanda de manera de que el sistema vuelva a equilibrar las cantidades ofrecidas y demandadas. Como el lector puede suponer, este esquema funciona solamente cuando existe un déficit en la oferta de potencia para regulación de la frecuencia y que no es aplicable cuando es necesario reducir la oferta (por ejemplo, ante salidas intempestivas de carga).

El cómputo de las cantidades necesarias para la compra de potencia para reserva surge de un análisis de costo/beneficio. La teoría económica nos dice que el punto óptimo de provisión sería donde se igualan los costos marginales de producción con el costo marginal de la seguridad para los usuarios. El lector ya se habrá dado cuenta que el primero es en extremo fácil de calcular mientras que el segundo es imposible (evaluar un mismo valor marginal en la continuidad de provisión de energía eléctrica cuando el usuario es, por ejemplo, una fundidora de aluminio con hornos de arco eléctrico, y otro usuario es un cliente residencial rural, es una tarea irrealizable). Como esto no se puede hacer, se recurre a un estándar que por lo general se suele calcular simulando una falla lógica en el sistema. La reserva necesaria será aquella que le permita a la red poder seguir funcionando luego de haber soportado la falla. (En Billington y Allan, 1996, se discuten diferentes técnicas para cuantificar estas reservas).

---

<sup>3</sup> Como ejemplo, se indica el sistema de balance francés: cada día el operador llama a un proceso licitatorio estandarizado de participación obligatoria para los generadores. Sin embargo, las ofertas de ellos son de duración diferente, cuentan con mínimos de operación no iguales, etc.

La siguiente pregunta es quién debe pagar por este servicio. La respuesta, otra vez, sería que en el punto de eficiencia económica: cada uno debe pagar lo que considera necesario en cuanto a calidad del suministro. Como la tecnología no permite disponer de calidades diferenciadas, se brinda el servicio con una calidad media aceptable para todos. Como todos los usuarios se benefician de la misma manera, es lógico pensar que los costos asociados a garantizar cierto estándar de suministro sean repartidos entre los usuarios, de acuerdo a alguna medida de uso del sistema.

Finalmente, ¿qué monto hay que pagar? Siguiendo el trabajo de Rebours (2007), se identifican 4 formas. La primera corresponde a que sea un servicio no remunerado. La gran ventaja de este sistema es que es sencillo para ser implementado por el administrador; sin embargo no está cerca de ser el óptimo económico ya que los costos que los generadores incurren por prestar el servicio terminan siendo cargados en otros conceptos, como la venta de energía o de potencia.

Otra forma utilizada es que el administrador de la red fije un precio a la reserva de potencia, el mismo para todos los productores. Claramente este sistema no refleja los verdaderos costos de los generadores, especialmente si este cambia en el tiempo o en diversas circunstancias (una temporada especialmente húmeda, por ejemplo). Por otro lado, puede ser útil si existe poder de mercado por parte de un agente productor.

En sistemas de subastas o mercados spot, es común utilizar el sistema conocido como *paid as bid* en el cual a cada productor recibe el precio que ofertó anteriormente. Se prefiere este método si las calidades de los productos ofrecidos difieren entre sí. Sin embargo, este sistema no da incentivos a que cada agente dé sus costos marginales en el proceso de subasta, a menos que la concentración de mercado sea baja.

Por último existe un sistema llamado *Common Clearing Price* en el cual todos los agentes proveedores del servicio –y que hayan sido llamados a hacerlo– se les paga la oferta más cara aceptada o la menor rechazada. Este sistema también se utiliza sólo en procesos licitatorios o de mercados spot. Esta manera de formar precios da incentivos a ofrecer su verdadero costo marginal. Sin embargo, no puede dar señales de calidad o de diferenciación del producto.

Estos dos últimos se corresponden con lo que en la literatura de subastas se conoce como subastas de objetos múltiples divisibles. La relación entre subastas y mercado eléctrico no es nueva, de hecho el diseño de mercados eléctricos fue y es fuente de estudios teóricos, como lo señala Klemperer:

*“(...) Indeed von der Fehr and Harbord (1993) were seen as rather novel in pointing out that the new electricity markets could be viewed as auctions. Now, however, it is uncontroversial that these markets are best understood through auction theory, and electricity market design has become the province of leading auction theorists, such as Wilson, who have been very influential.”*

Hasta aquí hemos revisado diferente literatura de modo de poder trazar un estado del arte en cuanto a la remuneración del servicio en diferentes países. Todos los países estudiados por los autores antes citados se corresponden con países con muchos actores –tanto del lado oferta como del lado demanda– con vasta experiencia en transacciones en mercados y procesos complejos.

En el siguiente capítulo presentaremos un mercado recientemente abierto –el mercado centroamericano– y trataremos de analizar la viabilidad de aplicar alguno de estos sistemas para el mercado analizado.

### 3. EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)

A partir de la firma del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central en 1996 se sentaron las bases para la interconexión eléctrica de seis países continentales de Centroamérica (Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, Guatemala y El Salvador).

Sobre las reglas del tratado anteriormente mencionado más 2 protocolos, funciona el mercado eléctrico regional (MER) para garantizar el libre tránsito de potencia eléctrica por los territorios de estos países, para sí o para terceros. En cuanto a su diseño, el MER es un séptimo mercado superpuesto con los seis mercados nacionales existentes con su regulación. En el MER los agentes habilitados realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana<sup>4</sup>.

Los mercados de estos seis países no son muy grandes cuando son comparados con los mercados de los países en los que hemos analizado la regulación de los mercados de reservas. En la Tabla 1 podemos ver algunos valores que caracterizan estos mercados.

	Agentes generadores	Potencia instalada [MW]	Demanda máxima [MW]	Precio medio [US\$/MWh]
El Salvador <sup>5</sup>	17	1.968	1.004	175
Guatemala <sup>6</sup>	99	2.974	1.564	121
Honduras <sup>7</sup>	21	1.511	1.240	s/d
Nicaragua <sup>8</sup>	19	1.326	636	130
Costa Rica	56	2.754	1.546	s/d
Panamá <sup>9</sup>	37	2.704	1.503	s/d

TABLA 1: COMPARACIÓN DE VARIABLES DE MERCADO ENTRE LOS 6 PAÍSES

Se detalla a continuación brevemente cómo está estructurado el mercado eléctrico de cada uno de los países involucrados, describiendo en particular cómo en cada uno de ellos se transa la potencia necesaria para la regulación de la frecuencia.

#### GUATEMALA

En el Mercado guatemalteco, los generadores compiten entre sí para cubrir las necesidades de la demanda. El despacho de los generadores depende de sus costos variables. Este costo es declarado periódicamente por cada uno de los agentes, incluso los generadores hidráulicos quienes declaran el valor del agua. Por el lado demanda, los usuarios deben cubrir sus retiros de energía y potencia a través de un contrato con algún generador, pagando un cargo por potencia, además del pago variable de energía. Esto permite que el generador cubra sus costos fijos, mientras que los variables se cubren por el pago de la energía consumida.

Existen tres tipos de mercados en Guatemala: un mercado de energía spot, en donde las transacciones de energía se valorizan al precio de mercado spot, el cual es el máximo costo variable de las máquinas

<sup>4</sup> Fuente: página institucional del Proyecto Integración y Desarrollo Mesoamérica.

<sup>5</sup> Fuentes: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y la Unidad de Transacciones (UT). Datos al 31/12/2013.

<sup>6</sup> Fuentes: AMM y CNEE (comisión nacional de energía eléctrica). Datos al 31/12/2013

<sup>7</sup> Fuente: página institucional del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Datos de demanda al 2011.

<sup>8</sup> Fuente: Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas de la República de Honduras del Instituto Nicaragüense de Energía. Datos al 2014.

<sup>9</sup> Fuente: Centro Nacional de Despacho, Empresa de Transmisión de Energía SA. Datos de 2014.

despachadas. Como describimos antes, existe un mercado a término, en donde los participantes pactan precios y cantidades libremente. Operar en este mercado implica también operar en el mercado spot, puesto que las diferencias entre lo pactado en el contrato y lo finalmente intercambiado se transan en este último mercado. Finalmente existe un tercer mercado, el mercado de desvíos de potencia, en donde se transan los déficits de oferta de los productores que no pueden suplir sus ofertas comprometidas en sus contratos al igual que los excedentes de demanda de los consumidores.

En relación con la provisión de servicios relacionados con la frecuencia, Guatemala posee un mercado de servicios complementarios formados por la Reserva Rodante Operativa (RRO), la Reserva Rápida (RRa), el Arranque en Negro (compuesto sólo por las máquinas que pueden entrar en servicio en forma aislada, es decir, sin depender de estar conectadas al sistema) y la demanda Interrumpible. De todos ellos, los únicos remunerados son la RRO y la RRa. La demanda interrumpible, aunque la normativa contempla su remuneración, no contaba con ningún oferente al 2014.

La RRO es una fracción de la capacidad de una máquina destinada a cubrir necesidades de regulación de frecuencia secundaria (llevar al sistema otra vez a su frecuencia nominal luego de algún imprevisto). Los generadores habilitados por el Administrador de Mercado Mayorista (AMM) realizan su oferta a través de un mecanismo de mercado, en donde se ofrecen precios y cantidades. En el año 2012 hubo 8 centrales prestando este servicio. Existe un *Price cap* para la oferta de este servicio, que es dos veces el precio spot promedio de los últimos doce meses. En el año 2012, de las 8 centrales habilitadas, 7 prestaron el servicio. La fracción a aportar es definida periódicamente por el Administrador del Mercado.

La RRa tiene la finalidad de contar con potencia para cubrir desvíos respecto de lo programado (regulación primaria de frecuencia). Este servicio fue prestado en el año 2012 por seis centrales. De las seis centrales, una de ellas se llevó el 98,17% de la remuneración por este servicio. Los generadores térmicos e hidroeléctricas de punta pueden ofertar potencia para este servicio, siempre que no esté comprometida en contratos. El precio ofertado no puede ser superior a un precio de potencia de referencia. La fracción a aportar por parte de los generadores está establecida en un 3% de la generación asignada.

## EL SALVADOR

Al igual que en Guatemala, en El Salvador el mercado de energía se basa en la remuneración a los generadores a partir del costo marginal del sistema y de los contratos de largo plazo. De esta manera se presentan el Mercado Regulador del Sistema (mercado spot) en donde se define el precio como el costo marginal de la máquina más cara despachada, y donde básicamente los generadores pueden comprar energía para suplir sus contratos en caso de no ser despachados. La oferta es provista por los generadores que poseen excedentes debidos a que tienen comprometida potencia por debajo de su capacidad de producción. Cerca del 30% de la energía se transa en este mercado.

El mercado de contratos se compone de compromisos surgidos de licitaciones de libre concurrencia en donde el regulador fija precios techo. Luego estos precios son indexados de forma anual o mensual. El objetivo perseguido por este mercado es el de la estabilización de precios mientras que el mercado spot busca saldar las diferencias surgidas del primero.

En relación con la provisión de los servicios de regulación de frecuencia, todos los generadores están obligados a aportar potencia a la regulación primaria igual al 3% de su inyección. Este servicio no está remunerado. Si por razones técnicas un generador no puede aportar reserva, le debe comprar a otro su porcentaje correspondiente. Cada generador oferta al operador del mercado (Unidad de Transacciones – UT) un

porcentaje de su capacidad para regulación primaria, al menos igual al porcentaje obligado por la UT. Si no llega a cubrir dicho porcentaje, debe informar quién lo cubrirá. Si un generador no puede cubrir el aporte de reserva indicado por la UT, debe pagar el costo que incurre la UT por despachar un nuevo generador que cubra su capacidad de reserva.

Con relación a la regulación de frecuencia secundaria, todas las máquinas deben aportar un 4% de su producción al servicio de regulación secundaria de frecuencia. El cargo por la potencia disponible para la regulación secundaria será igual a la potencia disponible, por el precio de mercado spot y por un porcentaje –definido por el regulador- que nunca podrá superar el 70%. Estos cargos son cobrados mensualmente por los generadores que aporten a este mercado mensualmente, en función de la energía generada.

La UT solicita semestralmente ofertas (de cantidades) a los generadores que pueden transar en este mercado, válidas por seis meses.

## NICARAGUA

En el mercado mayorista nicaragüense compiten empresas públicas y privadas haciendo ofertas de energía y potencia tanto en un mercado spot como en un mercado de contratos. En este mercado de contratos, pueden diferir la duración del mismo, el objeto que se compra (potencia, energía o una combinación de ambos) y naturalmente los precios.

En el mercado mayorista hay un total de 17 agentes productores integradas por 27 centrales, donde predominan las centrales térmicas que utilizan combustibles líquidos.

Con relación a los servicios de reserva de corto plazo, la ley contempla 4:

- Reserva rodante para regulación de frecuencia, error de control de área y operatividad del sistema
- Reserva fría para emergencias y condiciones imprevistas.

Cada hora el margen total requerido para reserva de corto plazo es la suma de los dos ítems anteriores. Se calcula como el máximo de pérdida de energía que significaría la salida de una unidad generadora o de una línea de transmisión, incluyendo los sistemas de países que esté interconectado y con los que existan compromisos de compartir reserva rodante.

El Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) habilita a los generadores que quieran aportar potencia a la reserva rodante (disponibilidad de variar la energía que está generando dentro de un tiempo de respuesta definido) y les establece una cantidad máxima que pueden aportar. El CNDC luego establece, del total de potencia asignado a reserva, las cantidades destinadas a regulación primaria de frecuencia, a regulación secundaria de frecuencia (Error de Control de Área) y una reserva complementaria (de horizonte más amplio) destinada a cubrir necesidades que pueden surgir por las variaciones registradas diariamente que minimizan las probabilidades de tener que cubrir estas variaciones con arranque y parada de unidades generadoras.

Cada generador habilitado tiene la obligación de participar en los mercados de reserva rodante, ya sea con la reserva propia o bien con la comprada a terceros. Cada hora el CNDC calcula el precio de la reserva rodante con el precio de oportunidad dado por el precio de la energía en el Mercado de Ocasión para esa hora.

El requerimiento de reserva para regulación primaria de frecuencia se considera responsabilidad de todas los generadores de manera proporcional a su generación. Para la regulación de frecuencia secundaria, se toma

en primer lugar aquellas que cuenten con equipamiento especial (SCADA) para control automático. Si no se llega a cubrir las necesidades, entonces el CNDC regulará la frecuencia de forma “manual”.

## COSTA RICA<sup>10</sup>

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución. Todos los elementos del SEN están completamente interconectados en un solo sistema de transmisión.

La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y 30 generadores privados<sup>11</sup>. El sistema eléctrico a diciembre del 2012 tenía una capacidad instalada efectiva de 2 682 MW, de los cuales un 66 % corresponde a plantas hidroeléctricas, un 20% a plantas térmicas, un 7% a plantas geotérmicas, un 5% a plantas eólicas y un 2% a biomasa.

De la capacidad instalada, el Instituto Costarricense de Energía (ICE) opera un 76% con plantas propias y un 13% con plantas contratadas a generadores privados independientes. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 11% de la capacidad instalada.

La transmisión de la energía eléctrica en Costa Rica la realiza una empresa propiedad también del ICE. La distribución y comercialización de energía eléctrica en Costa Rica es responsabilidad de ocho empresas de servicio público. Estas empresas son el ICE y su subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), dos empresas municipales, y 4 cooperativas de electrificación rural.

La operación del Sistema Eléctrico es centralizada bajo la responsabilidad del Centro de Control de Energía del ICE. El funcionamiento del Sistema de Generación y el de Transmisión deben estar dentro de los parámetros de calidad y seguridad preestablecidos.

Las empresas distribuidoras despachan sus plantas propias. El resto de las unidades generadoras son despachadas por el Centro de Control. Todas las unidades generadoras conectadas al SEN están sujetas a las órdenes del Centro de Control en lo relativo a aspectos de calidad y seguridad.

El ICE funciona como comprador único de la energía del país, pues según la legislación vigente es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica en el país. No es un mercado totalmente integrado, pues se permite una pequeña participación del sector privado en la generación de energía, aunque bastante restringida en cuanto a la potencia instalable como a la participación de capital privado en los generadores.

En cuanto a la remuneración de la reserva, en Costa Rica no existe este tipo de reconocimiento puesto que el respaldo del sistema lo realiza el ICE con sus propias plantas. (Fuente Comisión de Integración Energética Regional, 2013).

## HONDURAS

El sector eléctrico hondureño también se encuentra casi en su totalidad verticalmente integrado. Según el informe “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Honduras” realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), “...la operación y la prestación de los servicios de energía eléctrica en Honduras están a cargo de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), el mayor agente del mercado eléctrico nacional. La ENEE es un organismo autónomo del

---

<sup>10</sup> Información obtenida del plan de expansión de la generación eléctrica del ICE 2104-2035

<sup>11</sup> Al 31 de diciembre de 2012

*gobierno que funciona actualmente en una estructura de integración vertical, es decir, la ENEE ejerce sus funciones como un monopolio de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de los servicios de energía eléctrica en el país, así como la operación y coordinación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través del Centro Nacional de Despacho (CND). La ENEE funciona en la actualidad como único comprador (monopsonio) y único vendedor (venta minorista)."*

Al igual que en Costa Rica, existe cierta participación privada en la generación de energía eléctrica. Respecto a los tipos de mercados presentes en el sector eléctrico hondureño, en donde pueden intervenir los agentes privados, el informe indica:

*"Dentro del concepto del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), la ENEE está sujeta a regulación y fiscalización por parte del ente regulador la Comisión Nacional de Energía (CNE). Sin embargo la ENEE hace una función simultánea de administrar el MEN lo cual representa incompatibilidades para un mercado eléctrico competitivo, tal como coordinar las actividades de las empresas generadoras públicas ó privadas que son abiertas a competencia de acuerdo a la Ley Marco del SubSector Eléctrico, tales empresas generadoras que constituyen un mercado mayorista de venta de energía. Por otro lado, a pesar de que la Ley Marco propone un grado de liberalización, el control de las actividades de transmisión y distribución actualmente están a cargo también de la ENEE, eliminando la posibilidad de que otras agentes generadores puedan vender energía eléctrica directamente a los consumidores finales, además, la Ley Marco también le reserva a la ENEE la operación del SIN mediante el CND."*

*En el MEN se puede identificar dos tipos de mercados. El primero de ellos es un mercado de contratos y el segundo es un mercado de ofertas ocasionales. El mercado de contratos está caracterizado por una larga duración de los mismos y en la mayoría de los casos casi nula variación de las condiciones contractuales originales. Lo anterior brinda una gran seguridad de participación y rentabilidad a los poseedores de este tipo de contratos en donde la ENEE básicamente absorbe gran parte del riesgo de esta actividad en beneficio de ellos.*

*El mercado de ofertas ocasionales está caracterizado por el hecho que los mismos actores que participan en el mercado de contratos realizan ofertas al Centro Nacional de Despacho con precios de energía fuera de lo indicado en su contrato vigente sin comprometer lo establecido en él. Lo anterior lo realizan los generadores en busca de cierta rentabilidad adicional en momentos en donde generalmente no serían considerados en el despacho de la generación.*

*El despacho en el MEN se realiza por orden de mérito en base a los costos variables de los generadores disponibles. Este despacho es realizado considerando un solo nodo, sin considerar la red de transmisión, y no es optimizado. Tampoco se cuenta con modelos o herramientas de optimización de corto plazo para el despacho económico de las centrales. Adicionalmente, según lo concede la "Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables", es obligatorio para la ENEE el despacho y recepción de la energía eléctrica producida por generadores de energía eléctrica con fuentes renovables. Esto sumado con lo mencionado en el párrafo anterior hace difícil optimizar el despacho.*

Finalmente, en cuanto a la regulación de la frecuencia, el informe indicado señala lo siguiente:

*"Adicionalmente, ningún generador en el MEN debe pagar costos por los servicios de transmisión, regulación de tensión y frecuencia eléctrica, monitoreo, control, y supervisión de la operación que brinda la ENEE por medio del Centro Nacional de Despacho y toda la infraestructura definida para tal fin."*

## PANAMÁ

En el mercado eléctrico panameño se comercializan dos productos: energía y potencia en dos áreas de mercado diferentes. Por un lado, existe un mercado spot (de corto plazo) en donde se transa energía de forma horaria, y en donde se dirimen las diferencias (tanto positivas como negativas) que resultan de los desvíos de las obligaciones contractuales y la realidad de producción y consumo.

Existe también un mercado de largo plazo entre los participantes del mercado, en donde las cantidades, precios y condiciones se pactan libremente. La contratación de la compra de energía y potencia no implica para el generador un compromiso físico – tal como en los otros mercados centroamericanos que se analizaron – sino que el despacho de generación que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND) se realiza de modo tal de minimizar los costos de operación.

Los acuerdos se pueden realizar entre productores y consumidores, de modo tal de que los demandantes pueden abastecer su demanda y evitar las variaciones del precio propias del mercado spot, o bien pueden realizarse entre generadores (contratos de reserva) para comprar y vender la producción entre ellos.

Una característica que posee el mercado spot panameño es que los costos de las centrales térmicas son auditados por el CND, por lo que no se declaran costos marginales como en otros mercados. El valor del agua de las centrales hidroeléctricas con capacidad de embalse es calculado también por el CND. Las ofertas de importaciones como los autogeneradores con sobrantes de producción pueden ofrecer un precio libre en el nodo de conexión con el sistema.

Por último, existe la posibilidad de realizar transacciones de servicios auxiliares. En particular, la legislación vigente considera dos tipos de reserva de corto plazo: la regulación primaria de frecuencia –que actúa más rápidamente y frena las variaciones positivas o negativas de frecuencia- y la regulación secundaria de frecuencia que actúa de modo tal de llevar la frecuencia del sistema otra vez a su valor nominal.

Según las “Metodologías de Detalle desarrolladas para la correcta Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista” para cada hora la regulación secundaria disponible deber ser mayor al 25% del aumento de carga esperado para esa hora pero nunca menor al 2% de la demanda de esa hora. La remuneración de este servicio se realiza dividiendo la remuneración máxima vigente para el mes correspondiente al servicio, entre la integración de toda la regulación secundaria requerida.

Todas las unidades de generación conectadas al sistema panameño están obligadas a aportar a la regulación primaria de frecuencia, a menos que un problema operativo no se lo permita, en forma proporcional a la capacidad instalada. Todos los controladores de los generadores deben ser capaces de dar una respuesta inmediata y sostenida a los desvíos de frecuencia.

El margen de reserva rodante será inicialmente de 5% de la demanda de punta proyectada (incluyendo la exportación). El CND podrá modificar este margen como resultado de la operación aislada o en coordinación con el Ente Operador Regional. El CND cubrirá los requerimientos de regulación primaria y secundaria de acuerdo a la disponibilidad de estos servicios. La reserva primaria de frecuencia se asigna en la misma proporción a todos los generadores. Estos pueden cumplir con sus obligaciones contratando dicha reserva a otro generador. El aporte de potencia a la regulación primaria de frecuencia no se remunera por ser un servicio que deben aportar obligatoriamente los agentes generadores.

## MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

En el libro II del Reglamento del mercado eléctrico regional (MER), en el apartado 1.6 se indica que los servicios auxiliares que se prestan en el MER se proveen como requerimiento mínimo de obligatorio cumplimiento y

no son sujetos de transacciones ni remuneraciones en el MER. El operador regional (EOR) realizará estudios de seguridad operativa y fijará los requerimientos de potencia activa para la regulación primaria y secundaria de frecuencia, con el fin de que cada área de control (cada país) mantenga el balance entre su generación y su demanda. El suministro es de carácter obligatorio por parte de los Agentes que posean equipos de generación y los operadores de cada sistema son los responsables de coordinarlos. Esta imposición recae sobre los Agentes que realicen transacciones regionales.

En la siguiente tabla resumimos los puntos salientes de las legislaciones en cada uno de los países participantes del Mercado Regional.

	<b>Mercado de serv. auxiliares</b>	<b>Remuneración de serv. auxiliares</b>
<b>Guatemala</b>	Existen 3 tipos de reservas destinadas a regular frecuencia: 2 que presentan los generadores (reserva rápida -3% de producción - y reserva operativa) y 1 que puede prestar la demanda. Son ofertados libremente.	Existe remuneración para estos servicios. Hay un precio techo fijado para la presentación de ofertas igual a dos veces el precio medio de los últimos 12 meses del mercado spot para RRO y otro precio máximo para la RRa. Cada generador hace su oferta de precio. Luego se asina la reserva por orden de mérito.
<b>El Salvador</b>	Obligación de aporte de reserva primaria (3% de producción) u oferta mayor. Para regulación secundaria, cada generador habilitado realiza ofertas de precios por un 4% de su producción.	Reserva primaria: no remunerada. Reserva secundaria: precio máximo 70% del precio de energía spot. Si por razones técnicas no puede aportar reserva, puede comprar su obligación a otro generador.
<b>Nicaragua</b>	Existen tres tipos de regulación: primaria, secundaria y complementaria. Se calculan las cantidades de forma horaria. Obligatorio el aporte de regulación primaria y secundaria. El aporte a la primaria es proporcional a la generación. La secundaria es indicada por el operador según el equipamiento de cada central.	El precio de la reserva rodante (la suma de los tres tipos) es igual al precio de energía del mercado spot.
<b>Honduras</b>	Sector totalmente integrado. No existe un mercado de regulación de frecuencia.	N/A
<b>Costa Rica</b>	Sector totalmente integrado. No existe un mercado de regulación de frecuencia.	N/A
<b>Panamá</b>	Existen dos tipos de reservas: primaria y secundaria. Aporte a la reserva primaria es obligatorio, proporcional a la capacidad instalada. Los generadores que cuenten con equipamiento para regulación de frecuencia secundaria pueden ofertar cantidades.	La reserva primaria no se remunera por ser de prestación obligatoria. La secundaria, mediante la división de la remuneración máxima vigente para el mes correspondiente y la regulación secundaria requerida.

**TABLA 2: BREVE DESCRIPCIÓN DE MERCADOS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y SU REMUNERACIÓN EN LOS PAÍSES DEL MER**

Podemos ver que la regulación referente a la prestación de servicios similares en los seis países es muy diferente. En aquellos que cuentan con mercados más abiertos y desregulados existe también cierta flexibilidad a la hora de incentivar a los generadores a prestar el servicio. En dirección opuesta hay mercados casi totalmente integrados en donde el servicio es de obligatorio cumplimiento y no remunerado.

Podemos considerar la regulación de la frecuencia eléctrica casi como un bien público (al menos para todos los que participan de alguna manera del mercado de electricidad). No existe rivalidad, ya que nadie puede

usar más que otro el servicio de regulación de frecuencia, y mucho menos se puede excluir a un agente conectado a la red eléctrica del servicio por la naturaleza física de éste. Por otro lado, si se dejara la contratación libre del servicio existiría un claro problema de *free – riders*. Por último, como la generación de energía eléctrica se produce en mayor parte por agentes privados y el servicio de regulación de frecuencia lo proveen ellos, este servicio no podrá ser provisto por el estado a menos que cuente con centrales disponibles para tal efecto.

Si a eso le sumamos que la interconexión eléctrica entre los seis países hace que este servicio sea el mismo para todos los países interconectados, además de que puede existir la posibilidad de prestar este servicio al menor costo regional con una asignación de la reserva de potencia regionalmente centralizada (ya que ciertas tecnologías de generación son más baratas y mejores para la prestación del servicio) y teniendo en cuenta que los mercados de cada país no son mercados ni sistemas grandes<sup>12</sup>, nos lleva a pensar en que existirían ventajas tanto técnicas como económicas en la prestación de este servicio de forma regional.

Ahora bien, si planteamos la posibilidad de abrir un mercado regional para la prestación de este servicio, se deberían consensuar las formas de remuneración y establecimiento de cantidades ofertadas y demandadas. En la próxima sección haremos una primera aproximación de las posibilidades de aplicación de las formas presentadas en la sección 2 al mercado descrito en esta sección.

#### 4. APLICABILIDAD DE NORMATIVA INTERNACIONAL EN CENTRO AMÉRICA

Habiendo ya analizado en el Capítulo 2 las distintas alternativas de obtención de los servicios auxiliares en otros países, e identificado en la normativa de cada país la manera en que se obtienen y remuneran estos servicios específicamente en los países bajo estudio y la normativa común en ellos (Capítulo 3), veremos a continuación si la normativa actualmente aplicada en estos países resulta adecuada, o bien si se pueden introducir mejoras.

Cabe aclarar que los mercados centroamericanos analizados son mercados relativamente chicos al ser comparados con la regulación de la bibliografía estudiada. Son mercados pequeños en cuanto a la cantidad de participantes que en ellos operan como en las cantidades que allí se transan.

En primer lugar, sería conveniente que las configuraciones exigidas por parte de cada regulador de los equipos de regulación de frecuencia sean exactamente los mismos en los seis países, puesto que, al haber ahora una interconexión regional, si los equipos de un país comienzan a regular frecuencia en un determinado valor de ésta y otros países aún no, llevará a un encarecimiento de los costos por intercambios de potencia que no deberían en verdad realizarse<sup>13</sup>.

En segundo lugar, y teniendo en cuenta el tamaño relativamente chico de cada uno de los seis mercados, nos lleva a pensar que si en lugar de tener muchos mercados separados por cada nación se tuviera sólo 1 regional para estos servicios, se podrían aprovechar las economías de escala asociadas a la prestación de estos

---

<sup>12</sup> La suma de la potencia instalada en los seis países es menor a la mitad de potencia instalada de Argentina y algo más que un décimo de la de Brasil.

<sup>13</sup> La “banda muerta” o zona donde no actúa el regulador de la máquina es un intervalo de frecuencia definido alrededor de la frecuencia nominal (60 Hz para el caso centroamericano). Si la frecuencia excede por encima o debajo este límite comienzan a operar los controladores. Si la banda muerta es diferente entre los países, el país con la banda muerta más exigente operará mayor cantidad de tiempo regulando la frecuencia. Recordamos que el valor de la frecuencia es único en un sistema interconectado.

servicios. De hecho, y debido a que las variaciones en la producción de energía (si hablamos de la intermitencia de las NTG), las variaciones aleatorias de la demanda y las fallas intempestivas, no están de ninguna manera positivamente correlacionadas, unificar el manejo de la reserva parece no sólo una forma eficiente de asegurarse (es diversificación los riesgos, básicamente), sino también que podría conducir a un punto de aprovisionamiento más económico de este servicio.

A modo de ejemplo, si un país posee una presencia mayoritaria de generación hidroeléctrica dentro de su matriz y otro basa la producción de energía mediante centrales térmicas, regionalmente será más barato que la regulación de frecuencia sea realizada por el país que posee más agua (el costo marginal de producción con centrales a filo de agua es prácticamente cero) que si se realiza de modo individual, tal como se hace en este momento.

Con base en lo anteriormente explicado, es fácil concluir que sería mejor para estos países armar un mercado común de estos servicios, donde pueden competir todos los agentes regionales en la provisión de los servicios auxiliares. Esto presenta una gran ventaja desde un punto de vista económico ya que pueden existir ventajas comparativas por diversidad de matrices de generación (conduciendo a un mercado de servicios auxiliares más baratos) como por la fomentación de la competencia en un mercado con mayor cantidad de participantes. Para ello será necesario que los países que, obligados por su participación en el mercado regional, tuvieron que permitir la competencia en los niveles de generación, normen la posibilidad de participación en este tipo de mercados, sin importar quién es el dueño de la propiedad de los generadores en cada país.

Sin embargo, un tema importante a tener en cuenta es que existen ciertos limitantes no dados por la tecnología sino más bien por factores humanos. En primer lugar, al analizar los mercados vimos que se presentan bastantes diferencias en el diseño de los mercados eléctricos en cada país. Alguno de ellos (El Salvador, Guatemala) son mercados más liberalizados en los que se busca la competencia entre agentes privados. Diametralmente opuesto es el caso de Costa Rica y Honduras, en donde la presencia estatal es muy fuerte, por tratarse de mercados verticalmente integrados y atendidos por una empresa propiedad del estado. Hace poco tiempo que se permitió la entrada de algunos agentes privados, principalmente para realizar actividades vinculadas a la generación.

Entendemos que, en países donde recién se está fomentando o armando la competencia entre agentes a nivel de generación de energía y potencia, es quizás prematuro hablar de procesos de competencia para el abastecimiento de servicios auxiliares. Algunos países miran aún recelosos el hecho de que el estado pierda la capacidad de entregar ciertos servicios públicos y dejarlos en manos de privados.

Por otro lado, los agentes reguladores y quienes diseñen eventualmente los mercados deben ser capacitados para poder llevar adelante sus actividades, ya que no tienen en general experiencia como tales, sino como partícipes de estos mercados.

Dicho esto, podemos ahora sí intentar esbozar qué tipos de alternativas serían viables para el abastecimiento de estos servicios y cuál de las formas analizadas sería la más adecuada para la remuneración de los mismos.

En cuanto a la cantidad de potencia que debe ser provista por los agentes para cubrir las necesidades, en un primer momento parece conveniente dejar un porcentaje de la demanda horaria como reserva, tal como se vio en algunos países. Más adelante, pueden reverse los mismos realizando los estudios eléctricos que justifiquen la disminución sin poner en juego la seguridad del sistema ni que se incurra en costos prohibitivos en caso de fallas que causen la pérdida de generación.

Para obtener estos servicios, creemos que la provisión obligatoria, tal como se tiene hoy en día, termina siendo innecesariamente cara, ya que todos los generadores están obligados a hacerlo. Hay que tener en cuenta, además, que en un futuro no muy lejano está pensada la instalación de grandes generadores que utilizan recursos renovables como fuente de generación, tales como granjas eólicas o solares. Exigirles a estos generadores que presten servicios de regulación, si bien es tecnológicamente factible, es innecesariamente caro por el costo de oportunidad que implica dejar “correr viento” o no aprovechar energía solar para dejar potencia utilizable como reserva. Y sin tener en cuenta la baja calidad de regulación de frecuencia que se puede obtener por estos medios.

Firmar contratos de largo plazo para la provisión de estos servicios, además de los costos de transacción asociados, puede no ser la mejor opción ya que, al ser mercados relativamente chicos, puede tener como consecuencias que ante cambios en las condiciones del mercado se termine en situaciones no óptimas. La entrada en servicio de un generador de escala regional puede provocar que el pago por la provisión de servicios auxiliares sea demasiado alto.

Por estas razones, parece que los procesos licitatorios – con una periodicidad adecuada- o compras en un mercado spot sean la mejor alternativa para la provisión de potencia. Permiten brindar la transparencia adecuada y al mismo tiempo permitir que las variaciones del mercado sean asumidas en un tiempo prudencial. Sin embargo, es cierto que los gastos relacionados al manejo de datos para poder llevar adelante estos procesos pueden ser elevados, como también la inversión necesaria en capital humano.

Establecer un mercado regional incrementará la cantidad de participantes que oferten sus servicios, por lo que, si las empresas participantes en cada país son diferentes, el poder de mercado que pueden ejercer las más grandes será menor en un mercado regional que en diferentes mercados nacionales. Por otro lado, a mayor cantidad de participantes en una subasta se dificultan posibles arreglos colutorios entre participantes.

El último tema que es necesario tratar es la sanción de precios de la potencia destinada a la regulación de frecuencia. Se ha visto que en los 6 países que conforman el mercado regional se utilizan sistemas muy diferentes, un extremo es el no pago de la energía y el otro es el pago de la energía a precio de mercado spot. Al parecer ninguno de los sistemas es óptimo: en el primero el costo de la producción de energía para dar el servicio termina siendo pagado por los usuarios finales en la tarifa que reciben (ya que los generadores harán un *pass-through* de los costos que incurren por prestar estos servicios no remunerados directamente).

Por el otro lado, poner como precio de la energía que regula frecuencia el precio spot es un incentivo a que quienes posean los CMg más altos, pero debajo del precio spot esperado (para los esquemas tipo subasta). Ellos podrán ofertar su capacidad como reserva para regulación a precios menores que su CMg, y apostarán a que su oferta gane. Como es potencia para reserva, ésta no consume el combustible que consumiría de estar generando, afrontando de esta manera costos de operación más bajos que si produjesen. Si los servicios no son requeridos, es decir, no consume combustible, pero se le paga el precio del mercado spot (que resulta ser el costo marginal de la máquina más cara despachada) el margen del generador que regula frecuencia será prácticamente el precio del mercado spot menos sus costos variables no relacionados con el combustible. Si no prestara el servicio de regulación de frecuencia, esta máquina se encontraría fuera del despacho, es decir, sin producir.

Hay que tener en cuenta, por otro lado, que los generadores poseen un umbral mínimo de generación que debe ser cubierto. Luego pueden ofertar potencia para los mercados de regulación. De esta manera, si las ofertas de regulación son realizadas por este tipo de generación, se suman los costos de mínima operación

técnica de estos generadores y que, por estar despachados de forma forzada, sacan generación a los oferentes más económicos, pero que por alguna razón no ofertaron en el mercado de servicios auxiliares.

Se pueden proponer dos soluciones a este sistema para regular estos mercados: que los generadores oferten el mismo costo marginal tanto para las ofertas de energía al mercado spot como para el mercado de regulación de frecuencia. De esta manera, se incentiva a los generadores a ofertar su verdadero costo marginal (suponiendo que el mercado spot esté ya diseñado así) aunque se produciría el inconveniente de que, para el mercado de servicios auxiliares, se esté informando el costo del combustible cuando en realidad este no se utiliza. El administrador, sin embargo, conoce el combustible que utiliza cada central y podría descontar un precio medio de aprovisionamiento de combustible.

Otra posibilidad, más eficiente, es que los generadores al informar su costo marginal lo informen como la suma de los costos variables combustibles más los costos variables no combustibles. A los agentes que regulan frecuencia se les paga entonces el precio spot menos sus costos variables combustibles (es decir, el margen que obtendrían al vender en el mercado spot más los costos variables no combustibles), que es una forma de aproximar a los costos que incurren los generadores térmicos al regular frecuencia, mientras que para los generadores hidroeléctricos con costos marginales cercanos a cero es indiferente volcar su producción en el mercado spot o bien dejar un margen para la regulación de la frecuencia. Aquellos generadores con costos marginales bastante por debajo del precio spot y cercanos a cero (hidráulicas de pasada, geotérmicos, etc) no tienen grandes incentivos a optar por dedicar potencia a regulación de frecuencia o ventas de energía y potencia en algún mercado, pues el margen que obtienen será prácticamente el mismo. El incentivo, aquí también, vendrá dado en cuanto el generador está ya informando verdadero costo marginal por el diseño de los mercados marginalistas.

Sin embargo, somos conscientes de que estas propuestas no agotan el problema de incentivos para que cada empresa pueda ofertar su costo marginal en los procesos licitatorios o mercados spot. Dar las señales claras para que los participantes de estos mercados estén claramente incentivados a dar su verdadero costo marginal es un problema de diseño de mercados, muy desafiante en sí mismo, que por razones de alcance del trabajo no podemos detallar aquí. De todos modos, creemos que la problemática queda bien planteada a lo largo de este trabajo, y que el mismo sirve como instrumento para poder definir la magnitud del tema; y que las opciones de solución no son inmediatas ni fáciles.

En la última sección de este trabajo, desarrollamos las conclusiones del mismo.

## 5. CONCLUSIONES

El objetivo del trabajo fue exponer las diferentes formas que se utilizan en algunos mercados eléctricos relativamente grandes y liberalizados tanto para obtener cantidades de energía y potencia para la regulación de la frecuencia como para la remuneración de estos servicios.

Luego se hizo un análisis de cómo se realizaban estas mismas actividades en 6 países centroamericanos que, en diferentes grados de avance, se han ido liberalizando y que –principalmente – se han interconectado eléctricamente mediante una línea de 230 kV. Analizando sus normativas, se ha expuesto algunas razones por las cuales parece económicamente óptimo armar un solo mercado de estos servicios y no que cada país deba proveérselos aisladamente. Por último, se ha ensayado una posible solución única para la provisión como para el pago de estos servicios, esto es obtener las cantidades mediante un mercado spot o mediante procesos de subastas relativamente frecuentes y promover el pago de estos servicios como un precio formado por el precio de la energía en el mercado spot menos los costos asociados a los combustibles.

Es importante destacar que la aplicación directa de normativas similares a las que se utilizan exitosamente en otros países puede resultar contraproducente, pues ni los reguladores ni los agentes tienen la misma formación ni experiencia que poseen aquellos acostumbrados a participar en mercados que históricamente han sido más propensos a promover la competencia y que cuentan con esquemas más complejos de participación en los mismos. En algunos de estos países la presencia estatal es aún muy fuerte y no se mira con buenos ojos la apertura de los mercados por temor a que inversiones extranjeras realicen sus negocios a costa del bienestar de los locales.

El campo para futuras investigaciones es muy amplio. En primer lugar, hay que analizar cómo participarán en estos mercados los proyectos de generación a partir de fuentes renovables (eólico y solar), puesto que los costos de oportunidad de la participación de éstos son muy elevados y pueden no ser la mejor opción.

En segundo lugar, existen tecnologías de almacenamiento de energía (bancos de baterías, volantes de inercia, etc.) las cuales pueden ser utilizadas para proveer estos servicios, pero que no sirven para dar energía y potencia por períodos prolongados de tiempo (por lo que no pueden ser considerados como generadores en un sentido convencional). Para estas tecnologías habría que estudiar cómo serían las metodologías para el pago de los servicios y si son económicamente viables.

En último lugar, se pueden investigar metodologías para la provisión de los servicios en las que se tenga en cuenta la calidad de éstos a la hora de elegir a los generadores que participarán en la regulación de la frecuencia. En todos los esquemas vistos no se hace mención a la calidad con la que se presentan los servicios auxiliares, sino sólo existen ciertas penalidades si éstos no son entregados.

## 6. REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- Billington y Allan, “*Reliability Evaluation of Power Systems*” Segunda Ed., Plenum Press, Nueva York, 1996.
- Klemperer, P. “*Auctions: theory and practice*”, Princeton University Press, 2004
- Glachant J. M. y Henriot A. “*Melting-pots and salad bowls: the current debate on electricity market design for RES integration*” EPRG Working Paper: 1329, Cambridge Working Paper in Economics 1354. 2013.
- Gómez Expósito, A. (Coordinador). “*Análisis y operación de los sistemas de energía eléctrica*”. Mc Graw Hill, 2002.
- Kirby, B. J. “*Frecuency Regulation Basics and Trends*”. U.S. Department of Energy (DOE) 2004.
- Kirschen, D. y Strbac, G. “*Fundamentals of Power System Economics*” Wiley, Inglaterra, 2004.
- Rebours Y., Kirschen D. Trotignon M., Rossignol S. “*A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part II: Economic Features*” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, N° 1, febrero de 2007.
- Stoft, S. “*Power System Economics*” IEEE Press & Wiley-Interscience, 2002.
- Zucker, A.; Hinchliffe, T. Spisto, A. “*Assessing Storage Value in Electricity Markets – A literature review*”. JRC Scientific and Policy Reports, Joint Research Centre – European Commission. 2013.
- Apuntes de la materia Centrales Eléctricas de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.
- Apunte del IX Curso de Regulación Energética de ARIAE: Villaplana Conde, P. “*Introducción a los mecanismos de subastas*” Comisión Nacional de Energía (CNE), Colombia, 2011.

Páginas oficiales de los Administradores de Mercado de Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

Páginas oficiales de las empresas encargadas de la transmisión eléctrica en cada país.

Portal de clientes de *La réseau de l'intelligence électrique: Operational data, Balancing mechanism*.

## 7. ANEXO I: APROXIMACIÓN TEÓRICA AL PROBLEMA DE LA REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA.

Todos los sistemas eléctricos cuentan con la propiedad de que tanto la demanda como la oferta de potencia eléctrica debe en todo momento estar igualada, entendiéndose como oferta la suma de la totalidad de la potencia entregada por los grupos generadores y las importaciones de energía y la demanda como la suma de todos los usos de la energía eléctrica, incluidas las pérdidas que existen en los sistemas de transmisión y distribución, más los consumos internos que tienen los generadores y las exportaciones que puedan existir en el sistema.

Dentro de la literatura (y la técnica) de la ingeniería eléctrica se distingue entre dos tipos de potencia que fluye por las redes: potencia activa y potencia reactiva. La potencia activa es la que se puede transformar en calor o trabajo (se mide en Watts [W]), mientras que la reactiva es una potencia que no se consume pero que es necesaria para el funcionamiento de los circuitos alimentados por corriente alterna. Estas potencias también deben igualarse instante a instante.

El balance de potencia reactiva está muy ligado a los valores de tensión que tenga el sistema (no nos ocupamos de ello), mientras que el balance de potencia activa estará ligado a la frecuencia del sistema eléctrico, esto es, a la inversa del período que tiene la señal eléctrica. El valor de la frecuencia de la señal de la red estará inequívocamente dado por la velocidad en que rotan los generadores eléctricos conectados a esta red. Normalmente los valores son 50 Hz (sistema europeo, adoptado por Argentina, Uruguay, Chile, Bolivia y Paraguay; la mayor parte de Asia, África y Oceanía), o 60 Hz (sistema americano, adoptado por los países de casi todo el continente americano, Japón y Corea del Sur).

El equipamiento eléctrico es sensible a las condiciones técnicas del suministro de electricidad por lo que se requiere que los parámetros de la alimentación (particularmente valor de la tensión y frecuencia del sistema) sean lo más precisos posibles. El seguimiento de la frecuencia del sistema se realiza centralizadamente, siendo el Operador del Mercado quien fije las pautas a seguir para poder cumplir con el objetivo de frecuencia. Es necesario aclarar que el valor de frecuencia de un sistema es único para todo el sistema interconectado. No sucede lo mismo con el valor de tensión el cual puede ser superior al valor nominal (sobretensión) en un punto mientras que en otro punto de la red puede resultar menor.

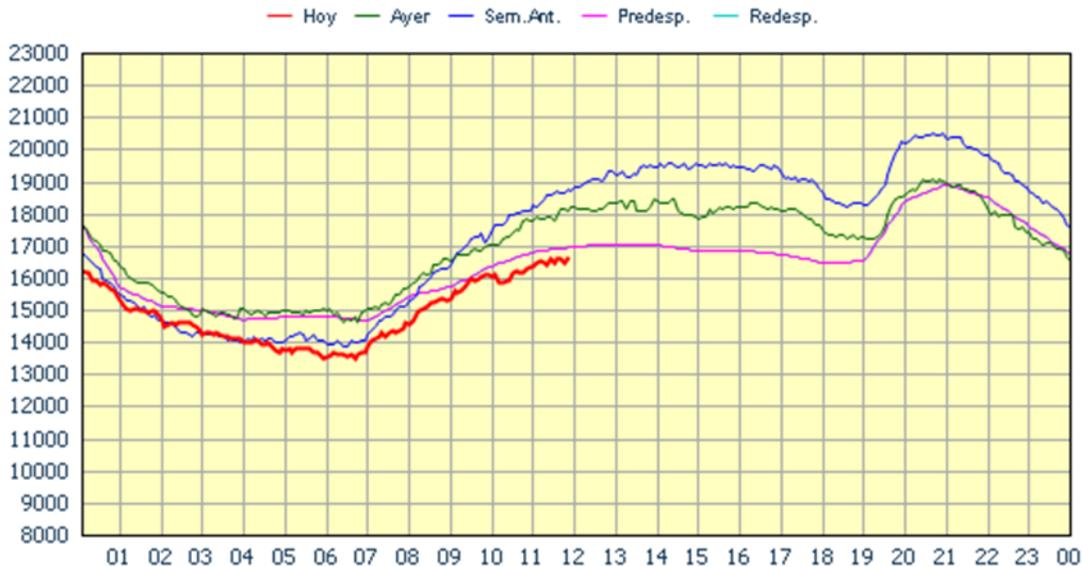
Además del seguimiento centralizado, puede existir un control a un nivel regional (áreas de control) por ejemplo cuando dos países se encuentran eléctricamente interconectados. Si bien cada uno contralará la frecuencia en su área, ésta será prácticamente la misma en las dos áreas. Cómo responda cada sistema dependerá de la inercia de cada uno de ellos y la flexibilidad o rigidez dada por la cantidad de interconexiones entre los sistemas. Por último, las variaciones en la frecuencia se controlan a partir de dispositivos que posee cada máquina, tal como explicaremos más adelante.

Por lo tanto podemos distinguir tres niveles de control de la frecuencia: uno centralizado, uno a nivel de áreas de control y otro a nivel de cada máquina o grupo generador.

### EL CONTROL DE LA FRECUENCIA

Como mencionamos antes, la frecuencia del sistema es la misma para toda la red, por lo que el mantenimiento de la velocidad de rotación de los generadores es el resultado del accionar coordinado de todos ellos.

Como la demanda cambia constantemente y si bien se puede estimar con cierta exactitud la evolución de la misma, esta no es constante (ver Figura 1). Como la demanda y la oferta deben estar igualadas en todo momento, podemos comenzar a vislumbrar la importancia que tiene en un sistema eléctrico poder modificar dinámicamente la entrega de potencia por parte de los generadores.



**FIGURA 1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA [MW] EN EL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN (SADI) DEL 30/10/2014. NOTAR LA DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA REAL (EN ROJO) Y SUS VARIACIONES Y EL PREDESPACHO (ROSA). FUENTE: CAMMESA**

Para entender la relación entre potencia activa y velocidad de rotación de los generadores planteamos una analogía. Imaginemos un auto que quiere ir a velocidad constante por una ruta. El conductor presionará el acelerador lo suficiente para que el pasaje de combustible al motor sea tal que la velocidad que adquiera el auto sea la deseada. Si ahora la ruta comienza a subir y el conductor no cambia la posición del acelerador, la velocidad del auto disminuirá. Para poder volver a la velocidad deseada, será necesario permitir el pasaje de más combustible al motor. De forma contraria, si hay una bajada en el camino, al auto tomará mayor velocidad, por lo que será necesario reducir la cantidad de combustible que entra al motor para que éste adquiera la velocidad deseada.

Con el sistema eléctrico pasa algo similar. Cuando la oferta de potencia supera demanda, la inercia del sistema (energía almacenada en las masas rotantes de las turbinas y generadores) circulará desde la red hacia los generadores. Si esto es insuficiente, los generadores rotarán más rápido (sube la frecuencia de la señal). Caso contrario, cae la frecuencia.

Para controlar la frecuencia los generadores poseen equipamientos que miden la frecuencia de la red y comparándola con la frecuencia nominal, aumentan o disminuyen el pasaje del fluido que evoluciona en la turbina acoplada al generador, permitiendo a este aumentar o disminuir la velocidad. Cabe aclarar que los únicos generadores capaces de ejercer el control de velocidad son aquellos que son accionados por turbinas.

## CLASIFICACIÓN DE LOS SERVICIOS DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Para darle mayor complejidad al problema, la rapidez con la que se puede variar la velocidad de una máquina no es la misma en todos los tipos de turbinas. Las turbinas hidráulicas que posean un embalse son las máquinas que más rápido pueden actuar, ya que sólo deben abrir sus válvulas para permitir el pasaje de agua.

Las centrales térmicas cuyas turbinas son accionadas por vapor también presentan una respuesta rápida, consiguiendo respuestas rápidas gracias a la energía almacenada en las calderas. Sin embargo, una vez agotada ésta, el control de la caldera (para calentar más vapor) es relativamente lento.

Esta primera respuesta a las variaciones en la frecuencia se conoce como regulación primaria de frecuencia. Es una respuesta rápida que intenta detener la variación de frecuencia que se produce por la modificación del punto de equilibrio entre oferta y demanda. Tradicionalmente se ha confiado la regulación primaria de frecuencia a las centrales hidráulicas (con embalse) ya que la respuesta es rápida y, a diferencia de las centrales térmicas, las hidráulicas no cuentan con restricciones de rampa en la potencia a generar.

Sin embargo, una vez que se detiene la variación de la frecuencia, los valores distan de los nominales, por lo que se requiere llevar el valor de frecuencia final al nominal del sistema. Para ello se utiliza un control secundario de frecuencia mediante el cual se corrige el error en el valor de frecuencia. Este control es un poco más lento que el primario. Un punto importante es que las modificaciones en la potencia generadas deben tratar de respetar los intercambios de potencia pactados entre áreas del sistema, tema que adquiere especial relevancia si estos intercambios corresponden a contratos internacionales.

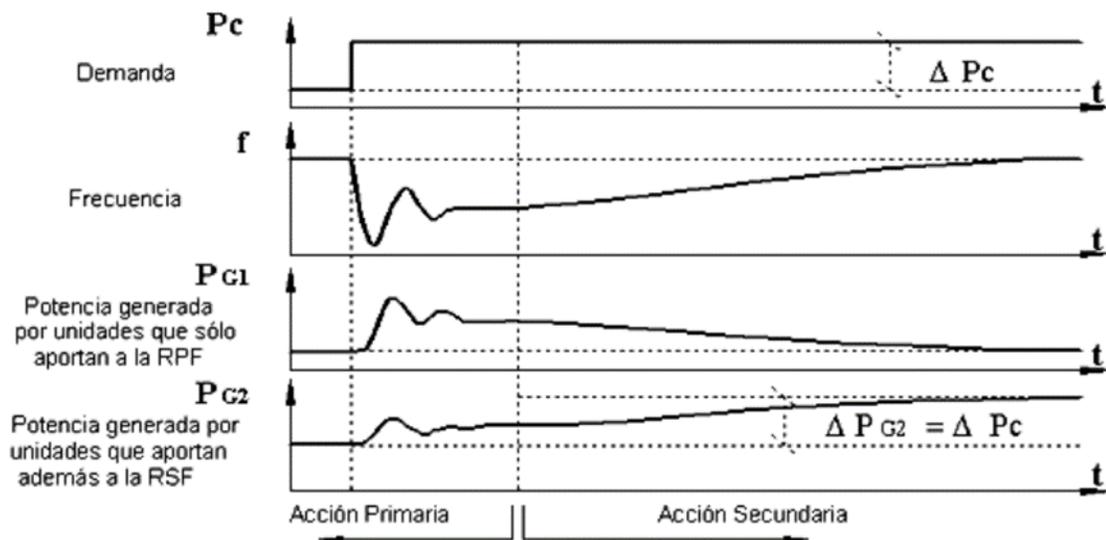


FIGURA 2: VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA Y POTENCIAS GENERADAS ANTE UN ESCALÓN EN LA DEMANDA. FUENTE: APUNTES DE CÁTEDRA DE LA MATERIA "CENTRALES ELÉCTRICAS" DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA (FI) DE LA UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES (UBA).

En la Figura 2 se aprecia cómo varía la frecuencia del sistema ante la aparición de un escalón en la demanda. La frecuencia cae hasta que el generador que aporta a la regulación primaria aumenta su producción. Tras el transitorio, la frecuencia se estabiliza en un valor inferior al nominal. Luego, el generador que aporta sólo a la regulación secundaria aumenta su producción de modo de abastecer el escalón de demanda. El generador 1 vuelve a su producción original, con capacidad para responder ante un nuevo escalón en la demanda.

Ahora bien, la variación de la oferta y demanda de energía no necesariamente tiene que ser relativamente pequeña respecto de lo prevista ya que hay acciones que pueden hacer variar tanto la oferta como la demanda y el sistema debe estar previsto para poder solucionarlas. Nos referimos a que en las redes eléctricas suceden eventos (fallas) que no son eventos previstos. Una falla en una línea de Alta Tensión puede sacar de servicio a una o varias centrales (disminuyendo la oferta), separar un sistema en dos islas aisladas, o desconectar

totalmente un centro de consumo (bajando la demanda). Como la variación en la frecuencia en estos casos puntuales es muy grande, puede suceder que las máquinas generadoras dejen de rotar uniformemente (conocido como pérdida del sincronismo).

Cada vez que una máquina sale o está cerca de salir del sincronismo, las protecciones actúan y esa máquina deja de entregar potencia a la red. Esta máquina fuera de servicio hará que la oferta continúe disminuyendo, agravando el problema. Si este accionar se replica en todos los generadores, se produce colapso en el sistema eléctrico, conocido como Black Out. Un caso emblemático de esto ocurrió en agosto de 2003 en la ciudad de Nueva York, dejando sin suministro eléctrico a 50 millones de personas en 8 estados.

Para que esto no suceda (o las probabilidades sean menores) el sistema eléctrico debe contar con una reserva adecuada para poder cubrir en forma rápida estas variaciones intempestivas.

### INCERTIDUMBRE EN EL LADO OFERTA

Debido a la baja en los costos de producción, de montaje y de mantenimiento, las centrales de generación a partir de fuentes renovables ya son una realidad a nivel mundial. La baja en los costos de instalación permitió que muchos de estos proyectos ya compitan en licitaciones de compra de potencia y energía en distintos países.

Sin embargo, las centrales conocidas como Nuevas Tecnologías de Generación (NTG), principalmente solares fotovoltaicas y eólicas, tienen la desventaja que su producción, si bien puede ser prevista con cierta precisión, no es ni plana ni exenta de incertidumbre, tal como sí son las tecnologías convencionales (aquí se incluyen las que utilizan recursos renovables como geotérmicas, biomasa y de aprovechamiento solar).

El hecho de que el viento (y la irradiación solar) no son constantes, la energía generada por éstos tampoco lo es. En la Figura 3 podemos ver cómo varía la producción total de potencia en una granja eólica – línea violeta – como suma de cuatro sectores (A: azul; B: rojo; C: naranja y D: verde). En el mismo gráfico se muestra la velocidad del viento en algún punto de la granja – línea celeste –.

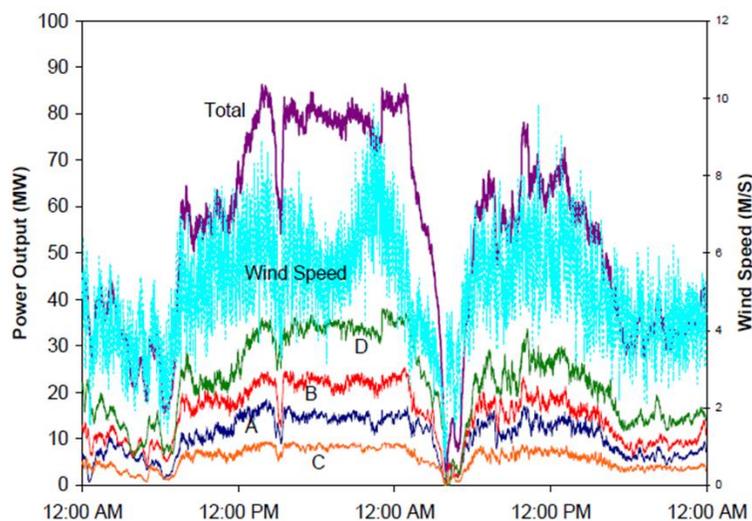


FIGURA 3: PRODUCCIÓN DE UNA GRAJA EÓLICA - VARIACIÓN DIARIA. FUENTE: U.S. DEPARTMENT OF ENERGY

Además de introducir incertidumbre en la generación, las NTG tienen otro problema: no pueden dar –en principio– servicios de reserva de potencia. Esto es así ya que estos generadores no cuentan con turbinas,

sino que generan electricidad en sistemas de corriente continua y luego, mediante arreglos de electrónica de potencia, la convierten en una señal alterna con la frecuencia de la red.

Desarrollamos ahora el último punto antes de dejar planteado el problema que queremos tratar en la tesis. Por regla general, los mercados de generación eléctrica son mercados marginalistas, en los que el despacho de los generadores se realiza resolviendo una ecuación de minimización de costos, sujeta a disponibilidad de combustibles y de no congestión de las redes eléctricas.

Al aumentar la potencia instalada de NTG y como el costo variable de producción de éstas es cero (o muy cercano a cero) estas centrales terminan desplazando en la producción a centrales de generación convencional (mayormente térmicas). Ahora bien, al salir de servicio este tipo de generación, también se pierde el servicio de regulación de frecuencia que estos prestaban.

Como no todos los generadores tienen instalados los controladores necesarios para regular la frecuencia, se han armado en varios países regulaciones que crean mercados de regulación de frecuencia a través de contratos o pooles entre generadores. Tradicionalmente, el servicio de regulación primaria de un sistema lo pagan los generadores y el servicio de regulación secundaria es asumido por la demanda.

La primer pregunta que nos surge es ¿cuál es el precio que se debería pagar por estos servicios? En muchos mercados se opta por valorar el margen que dejan de producir los generadores (y que sirve como aporte de a la reserva) el precio spot del mercado. Aquí se está sobrevalorando el servicio puesto que cuando un generador cobra el precio spot por su producción, tiene que afrontar el consumo de combustible asociado, pero aquí no hay consumo de combustible por prestar el servicio. ¿Existen otras soluciones? ¿Cuánto encarece el costo de reserva de potencia la instalación de NTG? ¿Se ven perjudicados los usuarios finales en gran medida?

Por otro lado, mucha de las soluciones regulatorias fueron desarrolladas en Europa y/o Estados Unidos, países de mercados grandes y muy maduros. ¿Son estas soluciones adecuadas a mercados chicos y recientemente desregulados? Para intentar responder este interrogante analizaremos el mercado regional centroamericano que reúne a seis países interconectados: Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Honduras, Costa Rica y Panamá. Son mercados relativamente chicos, con una presencia cada vez mayor de potencia instalada de generadores a partir de recursos renovables y que en este momento están adecuando sus normativas a este nuevo mercado.