



Entrevista a
Jaime Guerra

SANTIVÁÑEZ
CAPELLA
ROCHA
SÚMAR
REYES



RESUMEN

La presente entrevista contiene las reflexiones del ingeniero Jaime Guerra, quien, además de ser un reputado académico en el sector eléctrico, fue el responsable ejecutivo del COES durante la implementación de la reforma de la industria. El entrevistado nos relata la situación previa a dicha reforma, los problemas que atravesó el COES durante dicho proceso y cómo los afrontó. También nos narra cómo se llevó a cabo la implementación de la interconexión nacional del Perú, qué problemas aparecieron a raíz de este proyecto y cuál fue el rol que asumió el COES.

El ingeniero Guerra nos brinda un balance positivo de la reforma, porque hasta la fecha se ha logrado abastecer electricidad de manera segura y confiable a la población; las tarifas no han presentado un valor excesivo; y se cuenta con una plataforma moderna y eficaz para gestionar la operación del sistema en tiempo real, contar con una programación eficiente y administrar el mercado mayorista de electricidad.

Asimismo, reflexiona sobre la importancia de continuar insertando fuentes renovables dentro de la matriz energética, pues son necesarias para combatir el cambio climático; y de introducir elementos de flexibilidad al sistema como los sistemas de almacenamiento y gestión de demanda.

1. ¿CUÁL ERA LA SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ANTES DE LA REFORMA?

Antes de la reforma, el sector eléctrico peruano estaba en una situación sumamente crítica. En los años anteriores, existió un deterioro continuo del sistema en general, como es el caso de la crisis de abastecimiento. Había una acumulación de problemas vinculados a la deficiencia de recaudación a través de tarifas eléctricas, esencialmente durante el gobierno del presidente García.

En esos años, se aplicó una política populista de tarifas y a pesar de la alta inflación, las tarifas no subieron en la medida necesaria. Ello implicó que las empresas eléctricas tuvieran problemas serios de liquidez, deteriorando la calidad de los mantenimientos e impidiendo la renovación de equipos y, en consecuencia, el sistema se vio muy expuesto a fallas.

Por otro lado, la baja tarifa estimuló la demanda, ya que no existía incentivo para ahorrar energía eléctrica, lo cual fue una combinación fatal que eventualmente llevó a racionar el abastecimiento de electricidad.

Para garantizar el abastecimiento, deben estar disponibles los recursos primarios (agua, petróleo, etc.), la generación (equipamiento de generación) y también la infraestructura de transmisión. En años anteriores a la reforma, teníamos conocimiento del sabotaje de las líneas por el terrorismo, así como de la presencia de sequías muy importantes, como la de los años 1992 y 1993, con las cuales se agudizó aún más la crisis.

Yo recuerdo que tenía que programar mis actividades de acuerdo al rol de cortes que se publicaban semanalmente. Si tenía que hacer un trabajo urgente, averiguaba donde había energía; hablaba con amigos para confirmar si había luz en su casa, e iba a trabajar allá y viceversa. La situación era muy compleja.

Esta crisis tan severa, de alguna manera, generó un sentido común tanto en la población, como en las personas vinculadas a las empresas, los profesionales y del Estado, de que era necesario un cambio radical que permitiera asegurar el abastecimiento de energía eléctrica, puesto que es un servicio básico para la población. Por supuesto, después de toda la crisis, las políticas del estado se orientaron a estimular la inversión privada, cuyo éxito dependía en gran medida de contar con un abastecimiento seguro de energía eléctrica.

Entonces, tanto por la situación acumulada de la crisis como por el futuro, era indispensable garantizar el servicio eléctrico. La reforma llegó cuando era realmente necesario y para muchos indispensable. Garantizar el abastecimiento eléctrico a un costo razonable era fundamental.

Otro tema a recordar es que en esos años también ocurrió a nivel mundial la crisis de la deuda externa. Muchos Estados habían avalado préstamos muy importantes sobre todo de la Banca Internacional para infraestructura. En Perú, Mantaro es un caso de inversión de ese tipo, pero muchos países del tercer mundo no podían pagar estos préstamos, y se postergaban. Por ello, una de las medidas del gobierno de Alan García fue declarar que no se pagaría la deuda externa si no hasta un límite, y ello generó problemas de acceso al financiamiento internacional.

Con todo esto, a nivel mundial también existieron respuestas en el medio académico vinculadas a que era necesario redefinir la forma como se estructuraba y se gestionaba el sector eléctrico y eventualmente, el tema de la gestión privada de servicios públicos críticos, que en el pasado era totalmente estatal en muchos lugares y en los años noventa cambió. Esto ocurrió en Argentina, Ecuador, Colombia, etc., en donde se implementó todo este esquema de política de reforma del sector eléctrico.

2. ¿CÓMO FUERON LOS PRIMEROS AÑOS DE LA REFORMA Y A QUÉ PROBLEMAS SE ENFRENTARON DURANTE SU IMPLEMENTACIÓN?

Mi experiencia con la reforma se originó en el año 1995. Yo pasé a formar parte del plantel del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (“COES”) como jefe de la División de Estudios y Desarrollo. Mi experiencia anterior fue académica (docencia en la UNI, y estudios e investigación en la Universidad de Manchester). En el COES conocí la aplicación directa del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

El COES se conformó en 1993. Este es un organismo clave para la reforma del sector eléctrico, en la medida que al disponer la Ley de Concesiones Eléctricas que los generadores pueden ser gestionados por empresas privadas, la operación del sistema eléctrico tenía que ser coordinada en función del interés general.

Para ello, la Ley creó el COES, organismo responsable de coordinar la operación del sistema eléctrico con el mínimo costo para la sociedad, con el mejor uso posible de los recursos energéticos disponibles y garantizando la seguridad del abastecimiento.

Si bien estos cambios fueron delineados claramente en el reglamento, fue necesario elaborar Procedimientos Técnicos para regular en mayor detalle su aplicación. El equipo del Ministerio y de las entidades encargadas de gestionar toda esta reforma mediante servicios de consultoría tenía que ver básicamente con la experiencia de Chile y otros países. Afortunadamente, se logró de manera

muy rápida definir los primeros procedimientos necesarios para operar. Pese a esto, lo que se obtuvo durante ese primer y segundo año eran lineamientos bastante generales que debían adecuarse a la realidad del Perú, por lo que fue un reto muy grande desarrollar los procedimientos para este nuevo entorno.

En esto yo quisiera contar mi experiencia personal. En la medida que nos encontrábamos en problemas completamente nuevos, me ha servido mucho tener experiencia de investigación en la Universidad de Manchester, lo cual me ha permitido enfrentar los nuevos problemas a partir del conocimiento existente al cual accedí a través de las clases, la revisión de literatura técnica y artículos y también a través del diálogo cotidiano con profesores y colegas investigadores. La experiencia compartida de enfrentar problemas nuevos me ha servido mucho para abordar todos estos retos que venían.

Los Procedimientos Técnicos son desarrollos del Reglamento de la Ley de Concesiones y de las normas que emitía el Ministerio para establecer, por ejemplo, normas de calidad, obligaciones de los generadores en función del servicio de programación, coordinación, protección, en fin, lineamientos técnicos generales que tenían que ser acatados por el COES y las empresas.

Entonces, gestionar todo ese conjunto normativo y aplicarlo suponía muchos retos. Quizás el más importante fue cómo hacerlo con recursos limitados. Justamente allí tuvimos la suerte de contar con personal experimentado, que había trabajado en las empresas que gestionaron los sistemas de ELECTROLIMA y ELECTROPERÚ; y además se contrataron jóvenes profesionales con mucha creatividad, muy capaces y muy interesados en aprender de este nuevo mundo.

A partir de todo ese equipo se logró una buena capacidad de resolución de problemas, a veces con aproximaciones poco convencionales, con recursos limitados. Ese enfoque fue realmente clave para enfrentar los retos que vinieron.

Por ejemplo, en 1998, en el COES se adoptó un servidor de correo basado en LINUX (sistema operativo no muy utilizado en empresas, pero conocido en universidades). Pese a los temores de algunos, había tanta experiencia previa en el mundo académico que esto se veía factible y seguro. De esa forma, se encontraron respuestas creativas y de bajo costo para abordar problemas nuevos, muy serios e importantes.

3. UNO DE LOS MÁS IMPORTANTES PROBLEMAS NO SOLO PARA EL COES SINO PARA EL PERÚ FUE LA INTERCONEXIÓN NACIONAL. ¿PODRÍA CONTARNOS CÓMO SE DIO ESTE PROCESO?

Entre los años 1996 y 1997, el Ministerio de Energía y Minas estaba gestionando el proyecto de la interconexión entre el sistema Centro Norte y Sistema Sur, lo cual implicaba la constitución de un sistema de alcance nacional. El objetivo no era solo mejorar la operación económica y la seguridad del sistema contando con más recursos a disposición, sino también crear un mercado más amplio para el gas de Camisea, otro proyecto nacional gestionado por el Ministerio de Energía y Minas en ese momento.

El proyecto consistió en construir un enlace de transmisión entre la central de Mantaro en Huancavelica y la subestación Socabaya en Arequipa. Eran 600 kilómetros en una línea que cruzaba altitudes mayores a 4 500 metros. La obra fue otorgada a un consorcio canadiense que ganó un concurso internacional.

La ingeniería canadiense es de primer nivel. Se hizo un diseño muy adecuado. No obstante, si bien en la especificación de la obra se tomó como referencia que la tensión nominal era 220 kV, en la práctica y por la forma como se diseñó y construyó el proyecto Mantaro, la operación de la central estaba prevista para una tensión de 235 kV. Ello obligó a operar la línea fuera sus condiciones nominales de diseño, lo cual trajo diversos inconvenientes.

Este tema puso en evidencia la importancia de que el COES participe en la revisión de las especificaciones de los proyectos desde el inicio. Este concepto fue considerado años después en un Procedimiento Técnico que establece que el COES debe aprobar los Estudios de Preoperatividad.

Volviendo al tema, el problema particular regulatorio aquí era que los Procedimientos Técnicos desarrollados por el COES en esa fecha no contemplaban una obra de esta naturaleza. Solo abordaban las nuevas instalaciones de generación que se conectaban al sistema existente, al sistema Centro Norte y una cosa similar en el Sur. Pero en el caso de esta línea, los estudios de sistemas y de simulación no estaban contemplados precisamente con claridad como obligación de la empresa transmisora.

La obligación estaba indirectamente formulada en un anexo, el cual señalaba que la empresa estaba obligada a cumplir los Procedimientos Técnicos del COES. Sin embargo, estos procedimientos solo abordaban casos en que un generador o una central se incorpore en un sistema existente, y establecían requisitos generales de operatividad para el ingreso a un sistema interconectado.

Allí hubo controversia con respecto a si las empresas asumían la obligación o no, por lo que fue necesario manejar ese tema. El Ministerio de Energía y Minas contaba con una empresa supervisora argentina para el proyecto. Al final se conversó y compartió las labores de simulación, porque no se pudo tener a tiempo los estudios de estabilidad dada la controversia, y se tenían que ver los temas de responsabilidad antes de operar físicamente el sistema.

La práctica usual es que se realicen estudios basados en simulación teórica en computadora para tener una idea de qué problemas de desempeño se pueden presentar al momento de operar. Ante ello, el equipo del COES planteó efectuar mediciones directas en la central de Mantaro y en la central de Socabaya en el momento en que se ponga en servicio la línea para poder confirmar el desempeño del sistema desde el punto de vista de estabilidad. Es decir, observamos y registramos el desempeño real del sistema con el apoyo de especialistas de CESI, un conocido consultor italiano contratado por el COES.

Con ello se superó la falta de simulaciones adecuadas. En medio de la controversia, la empresa entregó unos estudios preliminares que no tenían información precisa de los reguladores de las centrales, lo cual no constituía suficiente garantía para poder tomar decisiones de operación.

El COES finalmente tenía que aprobar el ingreso del proyecto al sistema y comenzar a usarlo. Por ello se utilizaron los servicios de la referida consultora italiana para estudiar primero la situación del sistema antes de la conexión de la línea, y registrar las variables principales de la operación (tales como voltaje, potencia y frecuencia) inmediatamente después de la conexión, para observar si había problemas de oscilaciones, estabilidad, etc., y así determinar lo mejor posible cuál era el impacto de la interconexión.

En ese momento, teníamos un tema muy crítico en cuanto a tiempo, porque el plazo para culminar la obra se cumplía en setiembre. Entonces, como solución, al momento de realizar las pruebas se confirmó que la conexión era físicamente posible y se hicieron pruebas de transmisión de energía del norte al sur, y luego del sur al norte. Sobre la base de esa información, la consultora italiana elaboró un informe sobre el nivel de utilización de la línea recomendando el rango máximo de potencia que se podía transmitir con cierta garantía de seguridad. Posteriormente, el COES se encargó de completar los estudios más detallados para ir ampliando la capacidad de transporte en ambos sentidos.

Fue un proyecto muy difícil, pero se logró que, tanto en las pruebas de puesta en servicio de las subestaciones como en la prueba de puesta en servicio de la línea completa, el sistema operara sin problemas relevantes. Eso es un logro muy importante, porque era muy conocido tanto por experiencia peruana como

foránea que, cuando en un sistema se hace un cambio de esta envergadura, existen muchos riesgos.

La experiencia peruana inmediatamente anterior fue en el año 1998, cuando se puso en servicio la interconexión entre el sistema sureste y suroeste, entre Cusco y Arequipa; y se tuvieron problemas de oscilaciones, tanto que la línea no pudo operar más del 40% de su capacidad, porque comenzaban a aparecer oscilaciones que, si no se controlaban, sacaban del servicio por protecciones propias a la línea de conexión.

Otro dato importante (quizás anecdótico) es que, en setiembre del año 2000, teníamos una situación general política muy crítica. En la semana en que se programaron las primeras pruebas de la instalación completa, se tuvo el escándalo de los “Vladivideos”. Esta crisis provocó preocupación en el Ministerio, porque el gobierno podía presentar como problema político y social un apagón como consecuencia de las pruebas. Felizmente, todo este tema se manejó muy bien y no tuvimos inconvenientes. Un aspecto que cabe destacar es que nadie se enteró de la interconexión que se dio el 17 y 18 de setiembre del año 2000. Este hito tan importante que significó que por primera vez se pusiera a operar el sistema interconectado nacional pasó desapercibido.

El ingreso a operación definitivo, ya con todas las formalidades, se hizo en octubre del año 2000. Tampoco se hizo mucha propaganda, porque el Ministerio de Energía y Minas posiblemente no quería comprometerse a algo que podía eventualmente acabar como un gran apagón nacional en medio de la crisis política posterior a la renuncia de Fujimori. Como anécdota eso ha sido interesante, ya que no se trata solo de operar bien el sistema. Hay un tema de sensibilidad de la operación del sistema por su impacto en la sociedad, y esto ha sido un tema realmente muy privilegiado en la operación del COES.

4. DESDE SU PERSPECTIVA DE LO QUE SE HIZO EN ESOS PRIMEROS AÑOS DESPUÉS DE LA EMISIÓN DE LA LEY Y SU REGLAMENTO, ¿CUÁL ES SU BALANCE DE LA REFORMA?

El balance yo creo que es ciertamente positivo en una serie de aspectos. En primer lugar, se ha logrado asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el país en todos estos años. También, luego de la interconexión, en el año 2004 entra el gas de Camisea a operar en el sistema eléctrico, en la central de Ventanilla y luego en otras centrales ubicadas en Chilca. Ahí tenemos actualmente un nodo generación tan importante como el de Mantaro en cuanto a capacidad de producción. Este incremento de generación a partir del año 2004 permitió contar con la capacidad de generación suficiente para abastecer la demanda en un entorno de crecimiento muy fuerte.

En esos años, de 2004 a 2015, la demanda de energía eléctrica creció de manera muy significativa, en promedio de 6 a 7% anual. Ese crecimiento por momentos llegó a poner en riesgo el abastecimiento, porque la capacidad de generación, a pesar de todo lo que se construyó y a pesar de las nuevas plantas y la transmisión, comenzó a ser insuficiente.

Al año 2008, estábamos muy preocupados con esa situación, incluso informamos al MINEM sobre la necesidad de contar con generación de emergencia. Lo que nos salvó fue la crisis financiera mundial, porque en el año 2009 el crecimiento del país se redujo a 0.5%. Entonces dio tiempo para que la generación que estaba en curso sea puesta en construcción. Esto fue un final de película, porque estábamos cerca a la capacidad máxima.

Cuando hablamos de la capacidad máxima quiero decir que estábamos garantizando el abastecimiento, pero con riesgo de que la falla de una central importante nos genere un desabastecimiento. Esto sí se ha logrado, a pesar de todos estos problemas.

En el aspecto de gestión de corto plazo (es decir, cómo se ha gestionado el sistema con seguridad), es importante destacar que, desde la formación del sistema interconectado en octubre de 2000 hasta la fecha, nunca hemos tenido un apagón nacional. Es cierto que ha habido apagones regionales, particularmente en el sur, pero en ningún caso hemos tenido eventos que hayan excedido el 15% de la demanda total del sistema.

Un apagón ocurre cuando un área ha sido desabastecida en más del 50%. Con esa definición, puedo afirmar con orgullo que nunca hemos tenido un apagón en el país desde que existe el sistema interconectado nacional. Han ocurrido apagones en muchos países incluso en países vecinos, pero este récord de operar bien el sistema con seguridad y garantizando que la energía eléctrica esté disponible para la industria y para los usuarios es un importante logro del COES y de las empresas coordinadas por este organismo; y ello tiene mucha relevancia.

Ahora, en cuanto al costo de la tarifa peruana, esta no es excesivamente cara y hemos estado en el orden promedio de América Latina. De la revisión de la información oficial del OSINERGMIN, se puede confirmar que no hemos tenido costos excesivos en las tarifas, y contamos con un sistema que ha crecido y abastecido a prácticamente el 92% de la población. Esto da base para decir que la reforma funcionó y se generaron mecanismos de mercado en la medida de lo posible.

En el año 2018, se puso en funcionamiento el mercado mayorista de electricidad, con el cual se implementaron esquemas de operación de mercados de corto plazo

que replican la experiencia de sistemas internacionales como, por ejemplo, el de California o Texas en Estados Unidos. Ello nos da una buena plataforma para gestionar el sistema tanto en tiempo real como en programación diaria de manera eficiente y con seguridad para toda la sociedad. En resumen, fue positivo.

5. ¿QUÉ CAMBIOS PRINCIPALES USTED SUGIERE HACIA ADELANTE LUEGO DE ESTOS 30 AÑOS EN LOS QUE HEMOS AVANZADO UN GRAN TRECHO?

El futuro implica incorporar más fuentes de energías renovables (sobre todo, solar y eólica). Sé que hay procesos en curso registrados por el MINEM para revisión de cambios en la regulación respecto a, por ejemplo, la contratación de potencia, acomodar mejor la generación intermitente renovable, etc.

El costo de la producción de energía eléctrica con fuentes eólicas y fotovoltaicas es mucho menor cada vez y contribuye a la limitación de gases de efecto invernadero. Por ello, es importante tomar en cuenta las medidas que cambien la matriz usada en nuestra producción de electricidad hacia recursos más amigables con el ambiente.

El reto más importante, por su contribución también a limitar los gases de efecto invernadero, es que el sistema sea capaz de gestionar los cambios que van a originarse con la electrificación del transporte, como el transporte de autos, camiones, etc. El transporte es un factor que contribuye a emisión de gases contaminantes en el Perú. El cambio climático es un problema serio y todas las ciencias están detrás de informes de expertos de la ONU, y ciertamente tenemos que contribuir a esto.

Hay que mirar como ejemplo la transición energética en el primer mundo, sobre todo en Europa. Debemos observarla para ver cómo ha funcionado, sobre todo en el hecho de que reemplazar la generación convencional por recursos basados en viento y el sol han tenido efectos en la regulación de frecuencia, la tensión del sistema, y en los sistemas de protección que deben ser considerados. Además, se deben introducir elementos de flexibilidad, elementos que permitan almacenar energía y luego devolverla cuando sea oportuno y conveniente. Por ello, en la nueva normativa se debe incluir las baterías y todos los recursos asociados de control de la frecuencia, no solamente asociados a la generación, sino también los que pueden estar asociados a los elementos de almacenamiento y gestión de la demanda.

La demanda puede y debe participar en la regulación de la frecuencia y toda la normativa debe permitir que todos esos recursos del sistema puedan ser incorporados para compensar lo necesario para la transición energética del país,

y que permita gestionar mejor un mayor parque eólico y zona fotovoltaica. En el lado operativo, eso es lo que se debe considerar.

NUESTRAS CONCLUSIONES

Antes de la reforma, la situación del sector eléctrico era crítica. Entre los años 1985 y 1990, se había implementado una política populista de las tarifas eléctricas. Junto con esta situación, se presentó la crisis de la deuda externa que el gobierno de turno se negó a pagar, lo cual generó problemas de acceso de financiamiento internacional.

Paralelamente, durante esa época se venían realizando investigaciones académicas sobre la redefinición de la gestión del sistema eléctrico a nivel mundial, y se discutía la posibilidad de que este servicio sea gestionado por el sector privado.

La experiencia de nuestro entrevistado en el proceso de reforma del sector eléctrico empieza en el COES, organismo responsable de coordinar el abastecimiento de energía a toda la población al mínimo costo para la sociedad.

Uno de los retos que se enfrentó dentro del COES fue elaborar Procedimientos Técnicos para el nuevo entorno, ya que, si bien se contaba con el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, era necesario contar con normas técnicas que desarrollaran las obligaciones ahí contenidas y aplicar dichos procedimientos a las nuevas situaciones que se presentaban, resolviendo los problemas de la coordinación y la operación con soluciones innovadoras.

Asimismo, el COES también asumió el reto de viabilizar que la interconexión nacional se realizará de manera segura; en un contexto en el cual no se contaba con Procedimientos Técnicos para proyectos de gran envergadura. Gracias a su intervención técnica y de gestión, la interconexión se dio entre el 17 y 18 de setiembre del año 2000 de forma exitosa. Sin embargo, este gran hito en la historia del sector eléctrico peruano paso desapercibido debido a la coyuntura política.

Nuestro entrevistado considera que el balance de la reforma es positivo, porque se ha logrado asegurar el abastecimiento de energía en todos estos años; se ha gestionado el sistema con seguridad, lo que puede evidenciarse en que desde la interconexión nacional hasta la fecha no hemos tenido un apagón nacional; y la

tarifa eléctrica no ha tenido costos excesivos, contándose con un sistema que abastece al 92% de la población.

Además, se cuenta con una plataforma moderna y adecuada para gestionar el sistema en tiempo real, contar con programación diaria eficiente y administrar el mercado mayorista de electricidad.

Dentro de los cambios sugeridos, nuestro entrevistado considera necesario promover la energía renovable para contribuir al control del cambio climático; gestionar los cambios que se originarán con la electrificación del transporte, tomando como ejemplo los avances que se vienen realizando en Europa, y plantear una regulación que incentive la introducción en el sistema de elementos de flexibilidad, gestión de la demanda y sistemas inteligentes de almacenamiento de energía.

SOBRE EL ENTREVISTADO

Jaime Guerra Montes de Oca es un ingeniero Mecánico y Electricista, graduado en la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Perú.

Cursó estudios de postgrado en el Instituto de Ciencia y Tecnología de la Universidad de Manchester, Inglaterra (UMIST), obteniendo los grados de Master of Science (M. Sc.) en 1984 y Doctor of Philosophy (Ph.D.) en 1988.

En 1995 se incorporó al plantel técnico del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), organismo responsable de la operación del sistema eléctrico interconectado y la administración del mercado de electricidad en el Perú. En mayo de 1998 fue designado director de Operaciones de dicho organismo, habiendo ejercido el cargo de director ejecutivo desde agosto 2008 hasta octubre de 2018.

Anteriormente fue docente de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería (Lima, Perú), habiendo cesado en 1995 como Profesor Principal y director del Instituto General de Investigación de dicha universidad. Asimismo, se ha desempeñado como consultor de diversas empresas y entidades de sector eléctrico peruano, particularmente en el área de planeamiento de sistemas eléctricos y aplicaciones de la computación digital en este campo.

Es Life Senior Member del IEEE y miembro del CIGRE (SC C2 – Power System Operation and Control) y ha recibido diversos reconocimientos profesionales, entre ellos la medalla del Colegio de Ingenieros del Perú en 2010, así como la designación como Ingeniero Eminente del IEEE Latinoamérica en 2015.