

ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA DEL SEIN

Roberto Carlos
Tamayo Pereyra

Arturo Olivera Castañeda

I. INTRODUCCIÓN

Todos los mercados eléctricos, requieren adaptaciones normativas y regulatorias que permitan continuar su evolución cumpliendo sus objetivos, a partir de sus características intrínsecas, de mercado, así como sumándose a la política o directrices energéticas de un país. Estos cambios pueden originarse en razones tecnológicas que permiten a los oferentes realizar nuevas prácticas comerciales, o en el comportamiento de los consumidores. Asimismo, estos cambios pueden ser graduales o generar disrupciones relevantes para el funcionamiento del sistema.

El sistema eléctrico del Perú no es ajeno a estos cambios, considerando que a la fecha se mantiene la referencia de contar con hasta un 5% de generación basada en Recursos Energéticos Renovables (RER) en el ámbito del modelo de subastas.

También, se requiere analizar las posibilidades de la contribución de la generación eléctrica renovable no convencional en la producción de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Esto avizora una nueva realidad para la matriz de generación, por la gran penetración de energía proveniente de las RER que se manifiesta globalmente. Así, los análisis efectuados tienen por finalidad presentar el comportamiento y desempeño de las unidades de generación eólicas y solares (E/S) que operan en el SEIN, así como evidenciar si se debe considerar las condiciones de aporte de potencia, en el periodo de horas de punta del sistema, en el cual se determina la disponibilidad de las unidades de térmicas para efectos de la determinación de su potencia firme.

Todo ello considerando que se debe mantener la visión de los 80, es decir, tener una actividad de generación liberalizada y colocada en libre competencia para lograr EFICIENCIA en el uso de los recursos (insumos e inversión) y obtener precios COMPETITIVOS.

PALABRAS CLAVE

Energías renovables, generación eléctrica, sistema eléctrico peruano, matriz de generación, RER, generación eólica, generación solar, centrales de generación.

II. PANORAMA ACTUAL EN EL PERÚ

En la Ley de Concesiones Eléctricas¹ (LCE) y su Reglamento² (RLCE) no se consideraba de forma explícita la participación de centrales que operen con Recursos Energéticos Renovables (RER), es decir, utilizan tecnología eólica, solar, etc.

En julio del año 2012, se inició la operación comercial de las centrales fotovoltaicas Majes y Repartición, y en abril de 2014 la central eólica Marcona, en virtud de subastas de generación RER. La remuneración de este tipo de centrales se determina valorizando la energía adjudicada (ofertada en la subasta) por la tarifa adjudicada (también ofertada en la subasta), que se efectiviza mediante dos mecanismos, el primero por medio de la Prima RER (expresada en S//kW-mes) incorporada en el peaje por transmisión, y el segundo por participación de estas centrales en las transferencias mensuales de energía y potencia en el mercado SPOT. De esta forma se asegura que la remuneración total percibida sea igual a la remuneración anual. En caso la central produjese más energía que la adjudicada la diferencia es percibida por la central valorizada al costo marginal.

Mediante el Decreto Supremo N° 024-2013-EM publicado el 06 de julio de 2013 se modificó el Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables³ (RLPRER) y el RLCE, siendo esta última la que consideró la modificación del artículo 110° del RLCE, según el siguiente texto:

“Artículo 110°.- La Potencia Firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:

(...)

g) La Potencia Firme de las centrales RER se determinará de la siguiente manera:

(...)

III. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme se determina conforme al procedimiento COES correspondiente.

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al OSINERGMIN.”

1 Aprobado mediante Decreto Ley N° 25844

2 Aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM

3 Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002, aprobado por el Decreto Supremo N° 012-2011-EM

En ese sentido, vale referir que el Procedimiento Técnico del COES N° 26 vigente, establece respecto a la Potencia Firme (PF) de las centrales E/S lo siguiente:

“8.6 POTENCIA FIRME PARA GENERACIÓN RER

8.6.1 La Potencia Firme de Centrales RER hidroeléctricas se calcula según lo previsto en el numeral 8.3 del presente procedimiento.

8.6.2 La Potencia Firme de Centrales RER biomasa o Centrales RER geotérmica se calcula según lo establecido en el numeral 8.1, si es una central de cogeneración.

8.6.3 La Potencia Firme de Centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz es igual a cero”.

Es decir, la aplicación del concepto actual de PF está diseñada para su determinación por tipo de tecnología. En el caso de las centrales térmicas corresponde evaluar su disponibilidad, y, en el caso de las centrales hidroeléctricas dependen de la cuenca donde están integradas (% persistencia hidrológica, tipo de embalses, periodos de evaluación, evolución del Volumen de embalses, otros).

La no disponibilidad de PF de las centrales E/S, limita su posibilidad de participar en la venta de electricidad sin ser adjudicataria de una subasta.

Actualmente los contratos que suscriben las Generadoras con Distribuidoras (para suministros electricidad a clientes regulados y/o libres), así como con Usuarios Libres, hacen referencia a una potencia contratada que está asociada a la energía que se consume en el suministro, a su vez la normativa vigente establece la obligación de las generadoras de disponer de Potencia y Energía Firme que respalde dichos contratos. En otras palabras, si una central generadora no dispone de PF no podrá suscribir contratos de suministro.

Esto estaría imponiendo una barrera para el desarrollo de las centrales E/S, ya que actualmente no disponen de PF. Por lo tanto, cuando una central de este tipo no es adjudicataria en una subasta, su función comercializadora de electricidad podría desarrollarse solamente a través de las siguientes maneras:

- Sin PF (PF=0), inyectado su producción al sistema, y que esta se valorizada al Costo Marginal (CMg).
- Que contrate PF con un generador convencional (mediante un contrato entre generadores), en cuyo caso queda habi-

litado a contratar suministros hasta el límite de la PF que haya contratado.

Considerando estos alcances, para este tipo de centrales cabría la posibilidad de formar parte de un mismo grupo empresarial con centrales convencionales, permitiéndoles contratar la energía que excede a la energía adjudicada, utilizando “prestada” la PF del grupo empresarial. Entre ellas podemos contar, solo como ejemplos, a la central solar Rubí de Enel, la central solar Intipampa de Engie y central eólica Wayra de Enel. En el caso de otros grupos económicos pueden solicitar concesiones para centrales E/S y así comercializar electricidad “prestándose” PF del grupo. ¿Puede ser esta posibilidad razonable?

Particularmente en Uruguay, importantes cantidades de energía eólica (840 MW de potencia instalada a fines de 2015 y aproximadamente 1400 MW para fines de 2016, para una demanda pico de 1.800 MW) han cambiado la fisonomía de su sistema: desde la formación de precios y la cantidad de actores involucrados, hasta la gestión de despacho.

A junio de 2019, el SEIN cuenta con una potencia instalada básicamente hidrotérmica de aproximadamente 12.7 GW, de los cuales el 56.4% es térmica, 38.6% hidráulica, 2.9% eólica y 2.2% solar; en cuanto a la participación de la producción de energía esta se constituye en 61.9% hidráulica, 33.6% térmica, 3.2% eólica y 1.3% solar; es decir hasta el momento las energías provenientes de RER No Convencionales es del orden del 4.5%.

Todos los sistemas regulatorios, incluidos los mercados eléctricos, requieren adaptaciones normativas que permitan continuar cumpliendo los objetivos de partida cuando se producen cambios importantes en el mercado.

III. PANORAMA REGIONAL Y MUNDIAL

Todos los sistemas regulatorios, incluidos los mercados eléctricos, requieren adaptaciones normativas que permitan continuar cumpliendo los objetivos de partida cuando se producen cambios importantes en el mercado.

Por otro lado, los Estados están obligados a garantizar la confiabilidad que sus sistemas deben requerir en el largo plazo, en previsión de futuras inversiones. Ahora bien, se debe evaluar razonablemente si los ingresos por potencia son los suficientemente motivadores para aquellas inversiones. Asimismo, los Estados podrían definir el mejor uso de sus recursos (o fuentes primarias) en función a sus condiciones de autoabastecimiento.

Por ejemplo, en el caso de Uruguay, si este país no dispone de recursos fósiles, pero tiene interconexiones importantes que le permiten contar con regulación de desbalances de oferta-de-

manda desde embalses con gran capacidad, puede (y pudo) transformar su matriz con la participación de mucha generación no gestionable (eólica). Por su parte Chile, al contar con una significativa irradiación considerando escasos potenciales de otros recursos, recurre al mix tecnológico.

En el caso de Perú la capacidad de generación se ha venido incrementando básicamente con generación a base de gas natural, recurso que no es renovable y que produce, aunque en menor medida que el diésel, GEI. Ahora, no es novedad que Perú tiene gran potencial hidroeléctrico, eólico y solar; y que, el desarrollo de centrales hidroeléctricas de envergadura requiere tiempos prolongados, a diferencia de la generación no convencional cuyo desarrollo es breve.

Dadas las circunstancias actuales para el SEIN, cuyo crecimiento de demanda significará para el año 2022 o 2023 despachar centrales térmicas que consumen combustibles diésel, pareciera que son las centrales no convencionales las urgidas para su desarrollo inmediato, incluso cuando la decisión de ello debe depender de estudios técnicos que sustenten tal posibilidad. Es decir, no necesariamente se debe descartar una señal de mercado de costos marginales altos, éstos también pueden atraer inversión.

Con relación a Brasil, cuya economía se ubica dentro de las diez primeras del mundo, su demanda crece significativamente cada año y necesita diversas fuentes. Demos una mirada a las intenciones de Brasil⁴ con relación a sus perspectivas de demanda, resumidas en la siguiente apreciación:

“la creciente necesidad de una oferta interna de Energía Eléctrica para responder la demanda en aumento, así como de la necesidad del uso de fuentes inagotables y de menor impacto al medio ambiente, la sociedad busca soluciones ambientalmente correctas. Este esfuerzo se viene realizando por parte de acciones gubernamentales –apoyados en la legislación y en investigaciones y desarrollo–, así como de iniciativas privadas en la búsqueda de una mayor economía de recursos, mayor competitividad, responsabilidad social y longevidad de sus emprendimientos”.

Como se puede apreciar, se involucra en esta breve referencia la importancia de dirigir nuestra matriz a fuentes inagotables (energías renovables), que soporten el crecimiento en armonía con el medio ambiente. El Estado debe participar implementando políticas pertinentes y sostenibles. Las iniciativas privadas, con

Perú tiene gran potencial hidroeléctrico, eólico y solar; y que, el desarrollo de centrales hidroeléctricas de envergadura requiere tiempos prolongados, a diferencia de la generación no

4 Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe. Agosto 2011, Brasil, Informe final. http://www.renenergyobservatory.org/uploads/media/Brasil_Producto_1_y_2_Esp__02.pdf

agentes, conscientes de lograr el mejor aprovechamiento de los recursos naturales, que inherentemente les generaría ingresos económicos redituables. Ahora bien, teniendo en cuenta que los emplazamientos de éxito logran en estos tiempos demostrar la valía de los buenos estudios aplicables, consiguen que las instalaciones gocen de una muy prolongada vida útil, llegando incluso hasta la centuria en el caso de los proyectos hídricos, por ejemplo.

Por su parte, Ecuador alcanzó una producción de electricidad con recursos hídricos de 81% en el 2018, según el Operador Nacional de Energía (CENACE), su porcentaje más alto de la última década. Este porcentaje fue obtenido gracias a la incorporación de cinco centrales hidroeléctricas⁵, convirtiendo a Ecuador en el principal productor de energía en base a hidráulidad en la región.

Debemos recordar que, en el 2009, la generación de sus hidroeléctricas era de 51% y de las termoeléctricas de 48%. Esta composición cambió desde el 2015 cuando empezaron a operar de manera progresiva sus centrales hidroeléctricas, incluso estando pendiente que entren en funcionamiento las centrales hidroeléctricas Toachi - Pilatón, Mazar-Dudas y Quijos. Esto puede entenderse como menores costos y gastos operacionales, porque se deja de emplear derivados, pero seguramente tiene un gran pasivo financiero, que será un análisis para otra oportunidad.

En el 2018, debido a su estacionalidad pudo exportar hasta 273 GWh, siendo sus principales compradores Colombia y Perú. En 2009 sólo exportaban 21 GWh. La generación RER No Convencional representa menos del 1% del total de la producción energética de Ecuador.

El sector eléctrico colombiano está en plena evolución. Ha tomado la decisión de incorporar las RER No Convencionales a su Sistema Interconectado Nacional, con la finalidad de robustecer su matriz energética, aprovechando el atributo principal de estas tecnologías: costos variables bajos a largo plazo.

En Colombia, las Subastas del Cargo por Confiabilidad volvieron a evidenciar que continúan siendo un mecanismo de expansión efectivo para garantizar el suministro de energía eléctrica en el largo plazo, bajo los principios de libre competencia entre tecnologías y formación eficiente de los precios.

5 Manduriacu, Sopladora, Coca Codo Sinclair. Y, desde fines del 2018, Delsitanisagua y Minas-San Francisco

Pero cabe destacar las decisiones que adoptaron sus autoridades con relación a la Subasta de Contratación a Largo Plazo, a través de un mecanismo complementario al Cargo por Confiabilidad, que según refieren, asegura el traslado eficiente del precio. Manifiestan que con la entrada en vigencia de la Ley 1715 en el año 2014 (destinada a incentivar y regular la integración de RER No Convencionales); el desarrollo de la gestión eficiente de la energía; y la reducción de costos en el sector eólico y solar a nivel mundial, les permitió proyectar para el año 2023 la instalación de hasta 3 GW de estas tecnologías.

En el caso de Chile, su capacidad para incorporar masivamente la RER No Convencional, así como el almacenamiento eléctrico en su desarrollo energético, sus múltiples usos y beneficios le ha permitido mejorar la calidad del servicio eléctrico, contribuir a los sistemas de transmisión, electromovilidad y adaptación del marco regulatorio para enfrentar con éxito el proceso de transición energética que experimenta este país.

No cabe duda que el futuro es eléctrico, con energía renovable, eficiente, sustentable y confiable, donde el almacenamiento es pieza clave para lograr esos objetivos. La discusión de políticas públicas y buenas prácticas del sector, ha hecho que Chile acierte en sus decisiones de consolidar una matriz energética, que incluye energías renovables y que la desarrolla habitualmente. Este país ha avanzado significativamente en regulaciones y marcos normativos adecuados, teniendo presente el avance de tecnologías disruptivas en materia de transmisión, distribución y flexibilidad energética.

Actualmente, Chile se encuentra a la vanguardia del concepto de almacenamiento eléctrico en la región. Entre otros usos la información pública refiere:

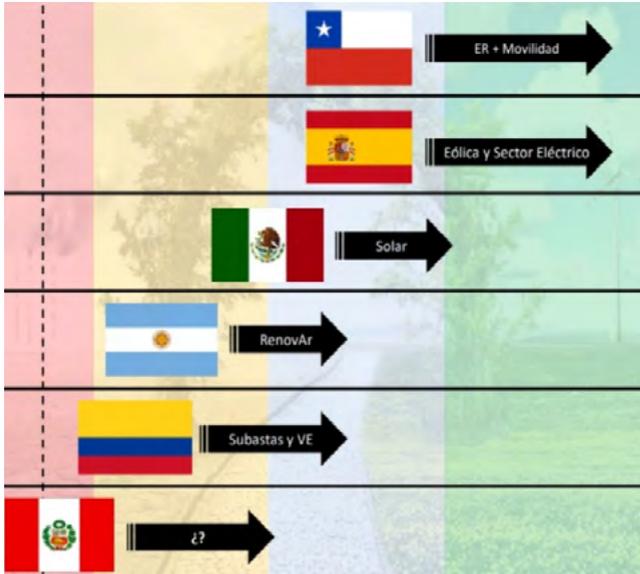
“Otro aspecto clave para el desarrollo (del sector en Chile), es la colaboración, entendida como una sinergia de las empresas privadas, que sean capaces de poner a los clientes en el centro de su gestión y le den una real importancia a la alianza público privada y la academia. Chile cuenta con grandes avances y una base institucional sólida, y en la actualidad el almacenamiento de energía eléctrica representa un ámbito clave para potenciar a Chile como plataforma regional de negocios”⁶.

A partir de las experiencias mencionadas, podemos apreciar que en la carrera por avanzar hacia la transición energética

6 <https://www.amchamchile.cl/2019/01/expertos-internacionales-identifican-aspectos-clave-para-el-desarrollo-estrategico-del-almacenamiento-electrico-en-chile/>

en la región, el Perú no se encuentra ubicada en una posición expectante.

Gráfico 1: Países ubicados en un periodo de transición energética



Fuente: Ing. Andrés Muñoz (Director de Infoenergética)⁷

No está de más mencionar que a nivel de América del Sur la capacidad de generación eólica y solar ha evolucionado según se muestra en las tablas 1, 2 y la gráfica 2.

Tabla 1: Capacidad Eólica de América del Sur por país

Cap (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Argentina	28	28	28	60	137	192	217	217	217	257
Bolivia							3	3	27	27
Brazil	398	601	927	1,426	1,894	2,202	4,888	7,633		122,294
Chile	20	163	163	184	202	301	731	907	1,298	1,421
Colombia	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Ecuador	2	2	2	2	2	19	21	21	21	21
Malvinas	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3
Perú	1	1	1	1	1	1	143	240	240	240
Uruguay	15	31	41	44	53	59	481	857	1,212	1,504
Venezuela					30	50	50	50	50	50
AMERICA DEL SUR	485	848	1,184	1,739	2,341	2,846	6,556	9,951	13,212	15,837

⁷ Conferencia organizada por el Colegio de Ingenieros del Perú. Sector Energético Peruano - Español: Camino a la Transición Energética. Revisada en <https://www.youtube.com/watch?v=ysyR30P4mSk> (minuto 5:41).

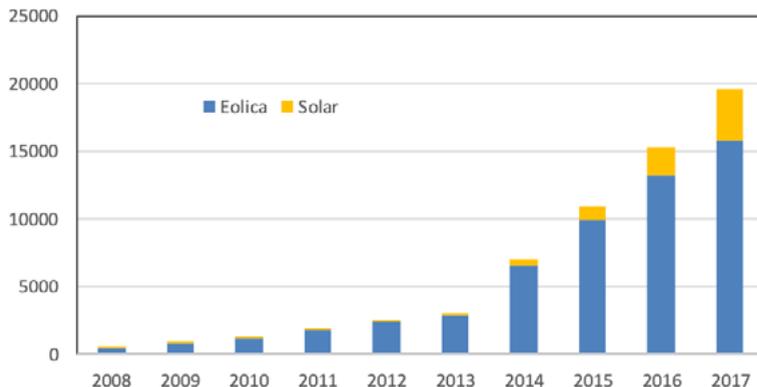
Fuente: Estadísticas de Capacidad Renovable 2018, International Renewable Energy Agency

Tabla 2: Capacidad Solar de America del Sur por país

Cap (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Argentina				1	6	8	8	9	9	9
Bolivia	2	3	3	3	4	6	11	13	13	13
Brazil			1	1	2	5	15	23	80	1,097
Chile	12	14	17	22	32	57	294	639	1,666	2,183
Ecuador						4	26	26	26	26
Fr Guyana		1	22	32	34	34	38	39	42	46
Guyana	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3
Perú					80	80	100	100	100	100
Surinam						1	6	6	6	6
Uruguay				1	1	2	4	65	90	239
Venezuela			2	2	2	2	3	5	5	5
AMERICA DEL SUR	15	19	46	63	162	201	507	928	2,040	3,727

Fuente: Estadísticas de Capacidad Renovable 2018, International Renewable Energy Agency

Gráfico 2: Evolución de capacidad Eólica/Solar en MW



Fuente: Elaboración propia⁸

IV. DEFINICIÓN DE LA POTENCIA FIRME

La PF es aquella potencia que se podría brindar en cualquier momento ante algún requerimiento, en el caso del Perú esta función es encargada al COES (Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional).

⁸ La mayoría de los gráficos y tablas presentados a continuación son de elaboración propia. Se omitirá la fuente excepto para precisar lo contrario.

En el Perú, la LCE define a la Energía Firme y Potencia Firme de la siguiente manera:

“Energía Firme: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

La hidrología seca corresponde a una temporada, cuya probabilidad de excedencia será fijada en el Reglamento”⁹.

“Potencia Firme”¹⁰: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita”.

Solo tendrán derecho a la remuneración mensual por Potencia Firme las unidades de generación termoeléctricas que tengan asegurado el suministro continuo y permanente del combustible mediante contratos que lo garanticen o stock disponible.

El Estado, en situación de emergencia, garantiza a dichas unidades la provisión de combustibles líquidos”¹¹.

Para el caso de la PF el significado más apropiado de “alta seguridad” sería “alta confianza”. Luego, la PF será la que cada unidad generadora pueda suministrar con alta confianza de acuerdo a lo que defina el RLCE. En este caso el RLCE solo define el procedimiento de cálculo de la PF.

En el caso de las centrales hidráulicas, la “confianza” que se otorga a la potencia que la unidad puede suministrar dependerá de las condiciones hidrológicas (probabilidad de excedencia, periodo estacional, capacidad de embalses). Para el caso de las centrales térmicas depende de la indisponibilidad fortuita (de los últimos 24 meses, en periodo de horas de punta del Sistema).

9 Definición modificada por la Única Disposición Complementaria de la Ley N° 28832, publicada el 23 de julio de 2006, cuyo texto rige en la actualidad.

10 Numeral modificado por la Única Disposición Complementaria Modificatoria de la Ley N° 28832, publicada el 23 de julio de 2006, cuyo texto rige en la actualidad.

11 Dos últimos párrafos del numeral 12 agregados por el artículo 2° del Decreto legislativo N° 1041 publicado el 26 de junio de 2008.

En el caso de las centrales hidráulicas, el proceso de cálculo se realiza para una probabilidad de excedencia del 95%. Determinándose la PF como la potencia garantizada por el factor de presencia, siendo que la Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.

En el caso de las centrales térmicas, el procedimiento de cálculo es la Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.

En ambos casos, el procedimiento de cálculo se hace para cada central individualmente.

Obsérvese que para las centrales hidráulicas el nivel de confianza se establece en 95%. Es decir, los aportes hidrológicos que se utilizan para el cálculo de la potencia garantizada son exigentes (100% de excedencia significa el mínimo aporte hidrológico de la serie estadística); mientras que en caso de las centrales térmicas lo establece su factor de indisponibilidad fortuita, determinado únicamente en horas de punta del sistema de los últimos 24 meses. Se aprecia que mientras a las centrales hidráulicas se les exige un aporte hidrológico muy cercano al mínimo aporte histórico de más de 50 años, a las centrales térmicas solo consideran como periodo histórico 2 años.

De lo visto se concluye que la determinación de la PF (para las centrales hidroeléctricas y térmicas), se basan en procedimientos con escaso sustento técnico, más aproximados a procedimientos administrativos. Por lo tanto, el haber considerado sin profundizar en un análisis técnico que lo sustente, que la PF de las centrales RER (E/S) es nula, no es correcto.

Las centrales RER (E/S) aportan energía y potencia al Sistema, como puede observarse en los gráficos 3 y 4.

Gráfico 3: Producción Generación RER - SEIN (GWh)

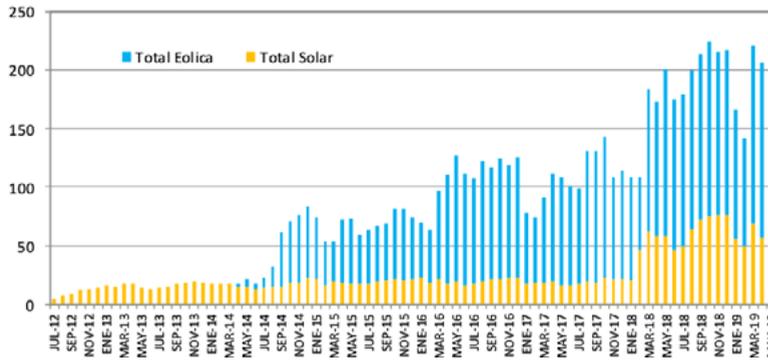
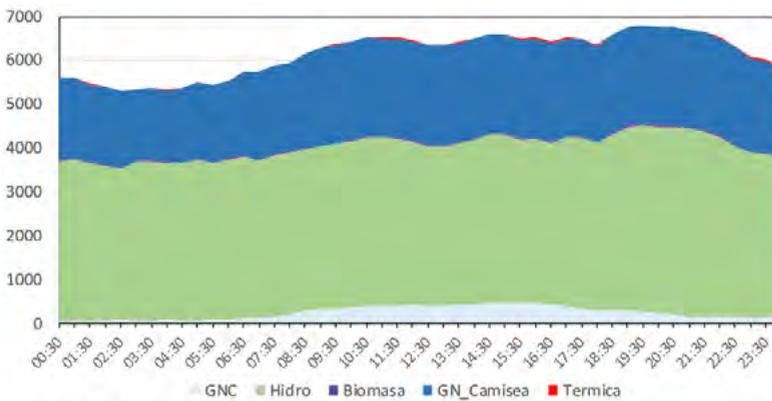


Gráfico 4: Producción 27/11/2018 (MW)



Cabe a esta altura efectuar algunas conjeturas que nos parecen relevantes respecto a la decisión de adoptar una u otra metodología:

- Con cierta metodología se puede demostrar que estas contribuyen a disminuir las necesidades de PF del SEIN.
- La necesidad de una penetración de RER No Convencional a gran escala, ¿pretende cambiar la definición de PF?
- ¿Es técnica la definición de PF o administrativa (comercial)?
- ¿Las energías gestionables dependen de la voluntad del operador del sistema cuando se trata de sustentar la confiabilidad del mismo?
- Se podría plantear que los contratos de energía se soporten o respalden con contratos de PF, entonces ¿habría dos contratos: uno de energía y otro de potencia firme?
- Últimas investigaciones afirman que las RER (E/S) aportan a la confiabilidad, haciendo que las PF de otras convencionales disminuya. ¿Estos desplazamientos de

PF en centrales térmicas e hidroeléctricas en Perú han sido evaluados?

- Para evitar un colapso en el SEIN, ¿a quién se le debe exigir la PF, a la Oferta o a la Demanda?, por ello, en el Perú, el artículo 101° del RLCE señala que “(...) *ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros pertenezcan o no al COES*”. La obligación de tener PF para contratar es de los generadores (propia y contratada), esta es la obligación actual.
- Las RER NG se despachan de acuerdo a la fuente primaria de energía, pero desplazan a tecnologías convencionales incrementándoles su disponibilidad, ¿ello no sería un tipo de planeamiento de Servicios Complementarios?
- ¿Las RER (E/S) que no tienen PF incrementan la confiabilidad?, en Chile, por ejemplo, el concepto se amplía al de Potencia de Suficiencia, el cual considera la potencia asociada a la incertidumbre del insumo principal de generación e indisponibilidades mecánicas.

Finalmente, el término “potencia” en realidad agrupa a un conjunto de servicios muy diferentes entre sí, pero que como unidad de generación pueden aportar al sistema suficiencia, seguridad y calidad. No hay que confundir el concepto de suficiencia, relacionado con la generación del equilibrio oferta-demanda, con el concepto de seguridad de abastecimiento, que se refiere a condiciones dinámicas de corto plazo.

La decisión que adopte la autoridad debe ser evaluada en un proceso de equidad y consenso.

V. METODOLOGÍA APLICADA PARA EL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

Con relación a las metodologías que se vienen explicando en distintos foros, podemos destacar aquella que se basa en la convolución, término que se define en el ámbito de las matemáticas y, en particular, como análisis funcional, como un operador matemático que transforma dos funciones “f” y “g” en una tercera función que en cierto sentido representa la magnitud en la que se superponen “f” y una versión trasladada “e” invertida de “g”.

Una convolución es un tipo muy general de media móvil que se puede observar si una de las funciones se toma como la función característica de un intervalo. Este intervalo se denomina

“Equivalente Térmico”. Consiste en establecer un porcentaje de falla anual máxima admisible, es decir, una probabilidad de pérdida de carga (LOLP por sus siglas en inglés “Loss Of Load Probability”) y determinar la PF de una unidad térmica que brinde el mismo LOLP.

Generalmente, los métodos tradicionales obligan a poner potencia térmica que luego no se utiliza. Pero esa capacidad térmica generalmente se encuentra presente en contingencias de tiempo real. No obstante puede efectuarse comparaciones con relación a otras fuentes y estimar, por ejemplo, que en Uruguay la menor necesidad de PF es cercana a la potencia media anual de los parques eólicos.

La propuesta para el cálculo de la PF de las centrales E/S elaboradas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), se sustenta en el *Effective Load Carrying Capability* (ELCC), que consiste en determinar la potencia equivalente de una “central hipotética” que con respecto a la unidad analizada presente el mismo nivel de riesgo de pérdida de carga (LOLP) del sistema.

En la metodología propuesta se utiliza a la demanda horaria a nivel de generación; y la información de las centrales de generación convencional, como capacidad, indisponibilidades forzadas y programadas. Para la generación eólica y/o solar se requiere como mínimo un año de producción.

Para la determinación de la “potencia firme” de la generación eólica y/o solar, se requiere una unidad de referencia que permita el análisis de la metodología ELCC (unidad térmica).

Así, desde diversos ángulos se puede asegurar que las energías renovables no convencionales aportan potencia y/o energía firme al abastecimiento de la demanda de un sistema eléctrico:

- Su incorporación a la oferta permite desplazar la instalación de potencia térmica (a la que se le reconoce mayores niveles de firmeza en todo sistema eléctrico).
- La misma aporta generación en momentos críticos del sistema eléctrico (definido como aporte en semanas de mayor demanda, u horas del día críticas, por ejemplo).
- Si no se la considerara, se estaría incorporando al sistema más potencia firme de la requerida, y por tanto, generando una importante sobre-inversión.
- Ninguna tecnología tiene firmeza al 100%. Con distintos grados, el contar con la generación disponible en el momento requerido está sujeto a probabilidad.

- Los sistemas eléctricos, y en particular el de Uruguay, reconocen el aporte de una fuente con altos niveles de aleatoriedad como la hidráulica.

De acuerdo a la Gerencia de Regulación Tarifaria del OSINERG-MIN, a través del servicio para el desarrollo de propuesta de reglamento y procedimiento para la reforma del sector eléctrico en la generación eléctrica considera que, si bien, el mecanismo de tarifas *Feed-in* fue inicialmente utilizado a nivel mundial para promover la adopción de generación con fuentes no convencionales, debido a que las mismas se encontraban en etapas de desarrollo. A la fecha algunas de estas (en particular la fotovoltaica y la eólica) se consideran tecnologías maduras que se encuentran en condiciones de competir con las tecnologías de generación convencionales y en consecuencia, ya no requieren de un trato diferenciado.

En ese sentido, es relevante que se eliminen las barreras de acceso que pudieran limitar que las tecnologías RER maduras puedan competir directamente en el mercado eléctrico peruano; así mismo, es deseable que estas tecnologías contribuyan en brindar los otros servicios que requiera el operador del sistema (COES).

Al respecto, la práctica contractual aplicada en el sistema eléctrico peruano resulta inusual comparada con los otros mercados revisados que incluyen pagos por capacidad, y cuya filosofía básica de aseguramiento de suministro se basa en un mecanismo descentralizado, es decir, promovido a través de obligaciones de contratar potencia firme de parte los usuarios eléctricos. Así, como muestra la tabla 3 al ser la potencia firme un producto distinto de la energía, este se puede contratar de manera independiente del suministro de energía.

Tabla 3: Obligaciones de contratos de PF en otros países

	Chile	Brasil	Panamá	México
Garantía de suministro	Pago de Potencia	Subasta de Reserva	Pago de Potencia	Pago de Potencia
Potencia Firme	Limita contratación de potencia de generadores	No aplica	Limita contratación de potencia de generadores	Limita contratación de potencia de generadores
Energía Firme	Limita contratación de energía de generadores	Limita contratación de energía de generadores	Limita contratación de energía de generadores	-

	Chile	Brasil	Panamá	México
Obligación de contratación usuarios	100% energía y 100% potencia firme	100% energía firme	100% energía firme	100% potencia
Contratos de suministro	1. Energía por bloques. 2. Potencia firme en horas punta.	1. Energía (consumo y opción de compra). 2. Reserva.	1. Energía (expresada en potencia). 2. Potencia Firme.	1. Energía 2. Potencia Firme 3. Certificados Energía Limpia.

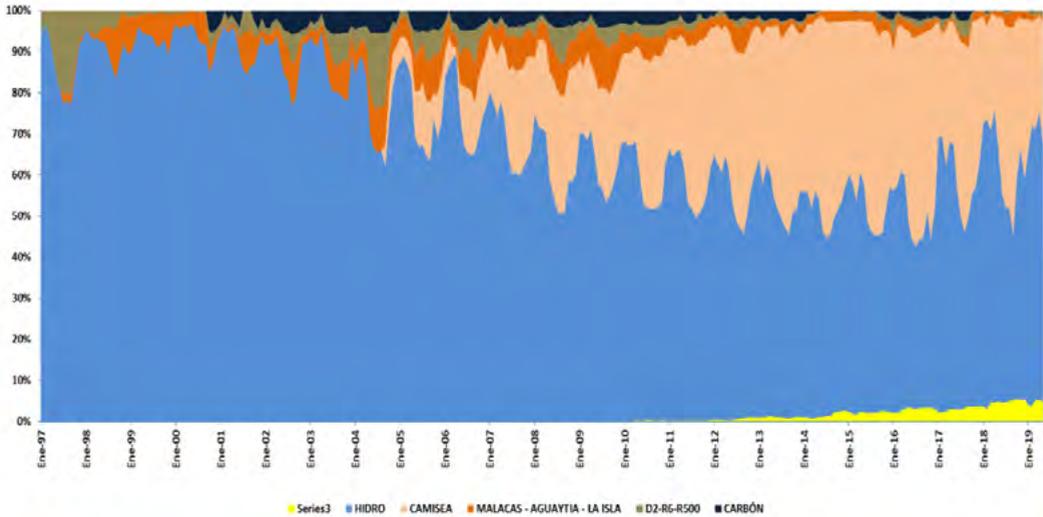
VI. ANÁLISIS DEL PROBLEMA

En el SEIN la inserción de tecnología distinta a las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas operando con diésel, empezó con fuerza en el año 1996 con la incorporación de las unidades de la central térmica de Malacas que opera con gas natural, y continuó con la central térmica de Aguaytía en el año 1997.

Posteriormente, en el año 2004, con la llegada del gas natural proveniente de Camisea a Lima se han instalado algo más de 3000 MW entre ciclos combinados y simples en la provincia de Chilca usando como combustible el gas natural. A partir de ese año la configuración de la matriz de generación eléctrica cambió de ser predominantemente hidráulica a un mix hidrotérmico, con tendencia a predominancia térmica.

Se puede apreciar que la incorporación de centrales no convencionales a partir del año 2010 es incipiente; por otro lado, la reducción de la operación de la única central que opera con carbón y el uso de diésel en algunas otras se ha visto reducida significativamente.

Gráfico 5: Evolución de la participación por tipo de recurso energético en la producción de energía 1997 - 2019 (%)



Se observa así mismo, que la participación de las centrales E/S vienen incrementándose progresivamente desde el año 2013, alcanzando el año 2019 1.5% y 2.9% de participación en la cobertura de la demanda a nivel de generación del SEIN.

Tabla 4: Participación de Centrales E/S en la cobertura de demanda a nivel generación.

AÑO	HIDRAULICA	BIOMASA	SOLAR	EOLICA	GAS NATURAL	CARBÓN	PETROLEO
2004	76.2%	0.0%	0.0%	0.0%	9.9%	4.5%	9.3%
2005	74.3%	0.0%	0.0%	0.0%	16.0%	3.6%	6.1%
2006	75.4%	0.0%	0.0%	0.0%	17.3%	3.6%	3.7%
2007	68.2%	0.0%	0.0%	0.0%	26.9%	3.1%	1.8%
2008	60.9%	0.0%	0.0%	0.0%	31.6%	3.1%	4.4%
2009	62.9%	0.0%	0.0%	0.0%	31.1%	3.1%	2.9%
2010	58.5%	0.0%	0.0%	0.0%	35.3%	3.3%	2.9%
2011	57.9%	0.2%	0.0%	0.0%	38.2%	2.1%	1.5%
2012	55.9%	0.4%	0.2%	0.0%	41.0%	1.5%	1.0%
2013	53.3%	0.6%	0.5%	0.0%	42.9%	2.1%	0.6%
2014	50.3%	0.4%	0.5%	0.6%	47.6%	0.4%	0.2%
2015	50.4%	0.3%	0.5%	1.3%	46.4%	0.6%	0.5%
2016	47.5%	0.3%	0.5%	2.2%	46.6%	1.6%	1.4%

AÑO	HIDRAULICA	BIOMASA	SOLAR	EOLICA	GAS NATURAL	CARBÓN	PETROLEO
2017	56.6%	0.3%	0.6%	2.2%	37.1%	1.4%	1.9%
2018	57.8%	0.3%	1.5%	2.9%	37.2%	0.1%	0.2%

En los siguientes gráficos se muestra la producción histórica de energía de las centrales solares y eólicas de los últimos años. Se aprecia que, en el 2018, la central solar Rubí ha producido más energía que las otras centrales solares. En el caso de las centrales eólicas, los parques de Tres Hermanas y Wayra son las más representativas.

Gráfico 6: Producción de Paneles Solares (GWh)

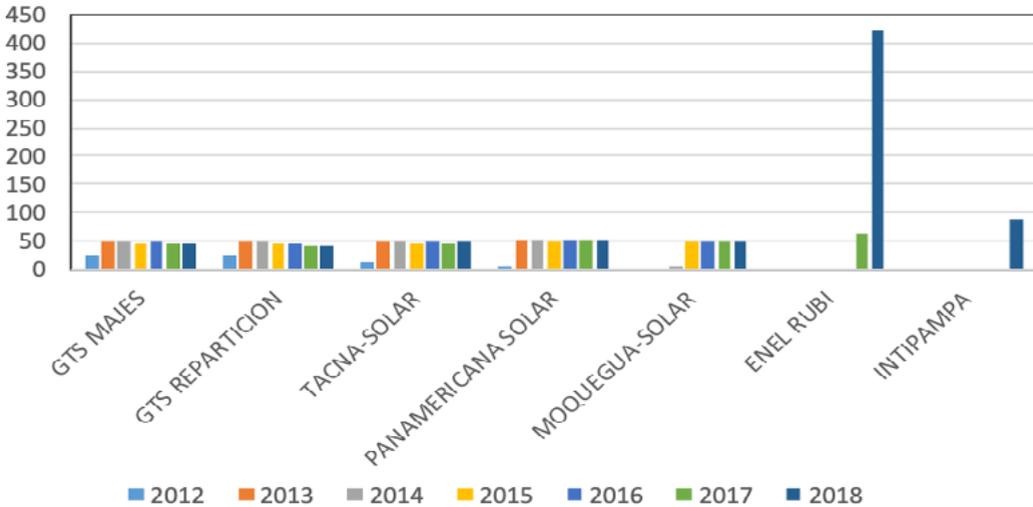
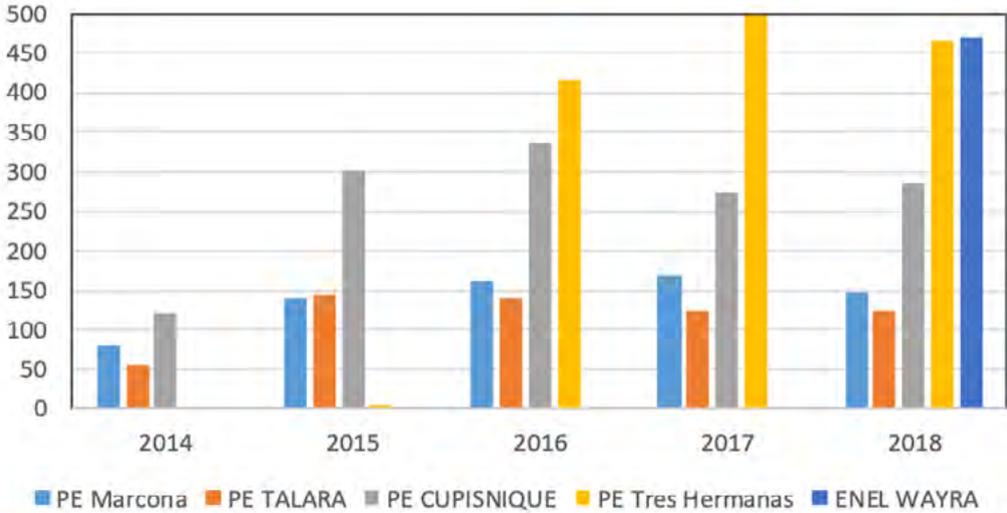


Gráfico 7: Producción de Plantas Eólicas (GWh)



Con relación a la participación de la generación solar y eólica en bloques horarios del año 2018, se puede apreciar su participación en los tres bloques en los cuales se determina la tarifa en barra: base, media y punta.

A continuación, se presenta el gráfico donde se muestra el aporte en términos de potencia media de los dos tipos de centrales no convencionales.

Gráfico 8: Potencia por bloque horario Centrales Eólicas - 2018 (MW)

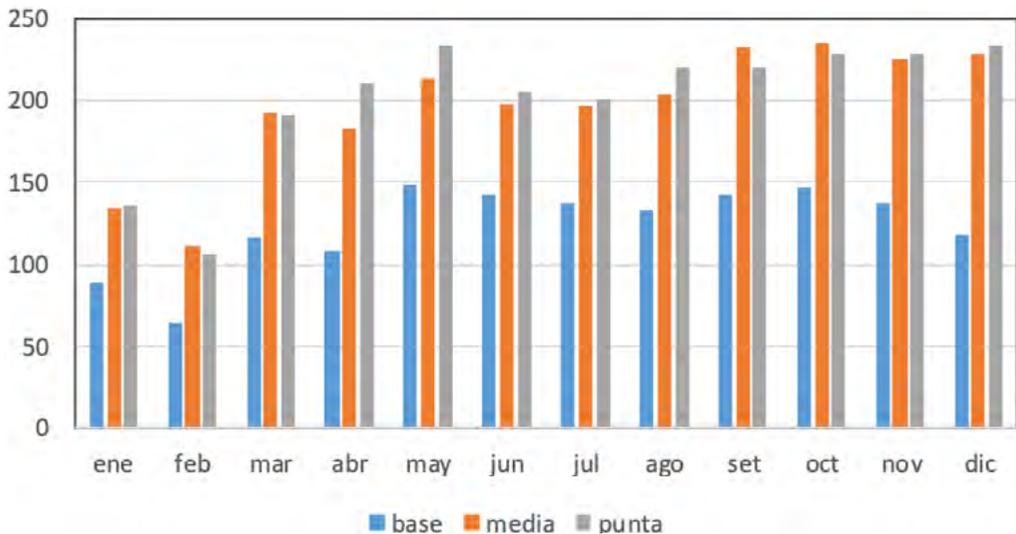
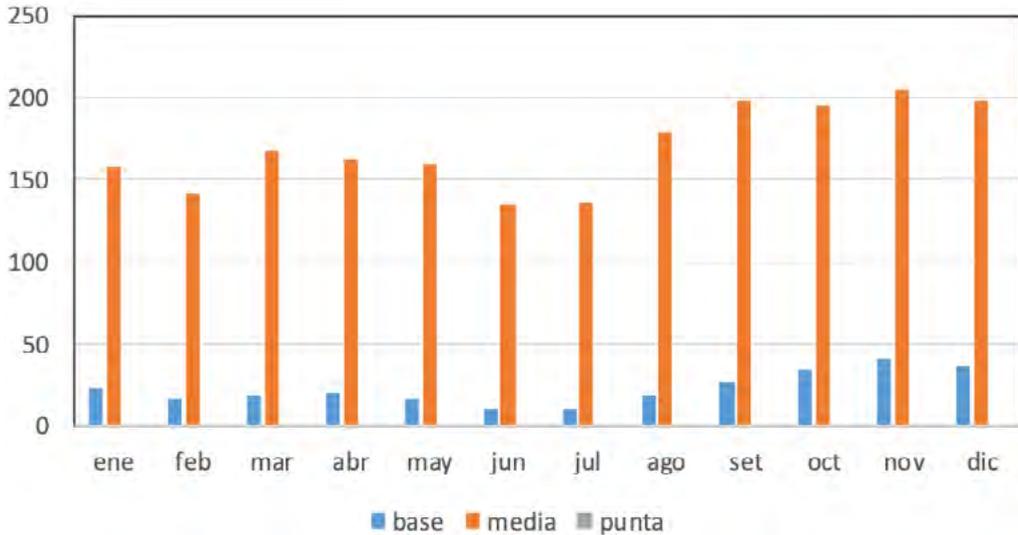


Gráfico 9: Potencia por bloque horario Centrales Solares - 2018 (MW)



Se puede apreciar que las instalaciones solares no producen energía eléctrica en el bloque de punta tarifaria (definida entre las 18:00 y 23:00 horas). En el caso de las centrales eólicas se observa que éstas sí aportan energía en el bloque de punta.

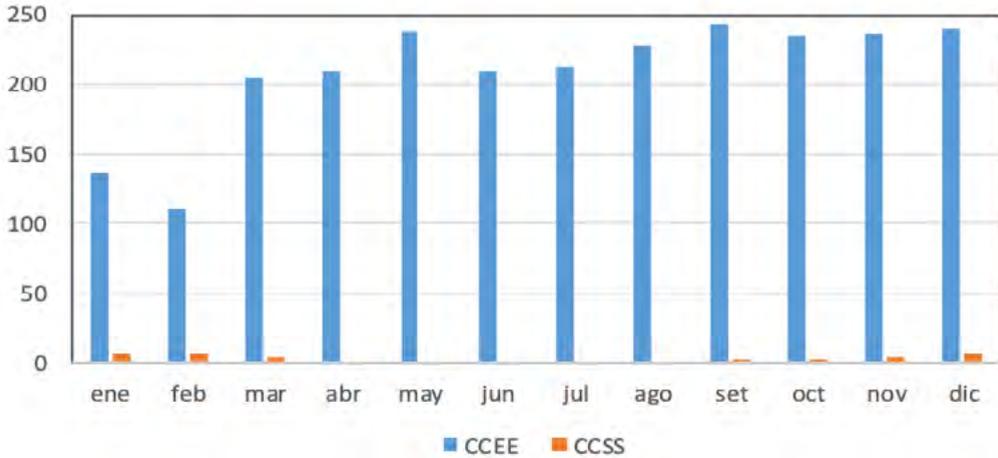
Cabe señalar que el bloque de punta de 18:00 a 23:00 horas es utilizado para un propósito, porque para efectos de las Tarifa en Barra, los precios de la energía se fijan en dos bloques horarios: punta, entre las 18:00 y 23:00 horas; y fuera de punta, el resto de horas del día. La tarifa por potencia se establece para las horas de punta.

Por otro lado, si tomáramos en consideración lo establecido en la Resolución Ministerial N° 210-2017-MEM/DM¹², respecto a la participación de la generación solar y eólica en el bloque horas de punta del sistema, y considerando que, conforme a la normativa vigente, la indisponibilidad fortuita y programada de las centrales térmicas se registra en el periodo de tiempo denominado horas de punta del sistema, el siguiente gráfico muestra su aporte en dicho periodo horario (registrado en potencia media).

Por lo tanto, la disponibilidad de energía en el periodo de tiempo de “horas de punta del sistema”, guarda relación con la medición de la indisponibilidad de las unidades de generación térmicas, lo cual se traduce en la Potencia Firme de estas unidades.

12 Resolución Ministerial que fija horas de punta del SEIN para efectos de la evolución de la indisponibilidad de unidades generadoras.

Gráfico 10: Producción de Centrales Eólicas y Centrales Solares en HPS - 2018 (MW)



Se observa que las instalaciones solares aportan una ligera cantidad de energía (potencia media) en los meses del periodo estacional de avenida (verano), mientras que en las centrales eólicas se observa valores importantes en todos los meses del año.

Con relación a la variabilidad de la generación eólica, y con la finalidad de observar la variabilidad de la producción de las centrales eólicas, se ha determinado el promedio y desviación estándar de la producción es este tipo de centrales en el año 2018 (no se considerado a la central Wayra porque ingreso a operar en febrero 2018).

Tabla 5: Variabilidad de la generación eólica

	MARCONA	3 HERMANAS	TALARA	CUPISNIQUE
MÁXIMO	32.21	96.09	30.48	81.88
PROMEDIO	16.94	53.016	14.05	32.47
DESV. STD.	8.55	27.79	8.74	23.59

Gráfico 11: % de tiempo de producción de la Central Eólica Marcona - 2018 (MW)

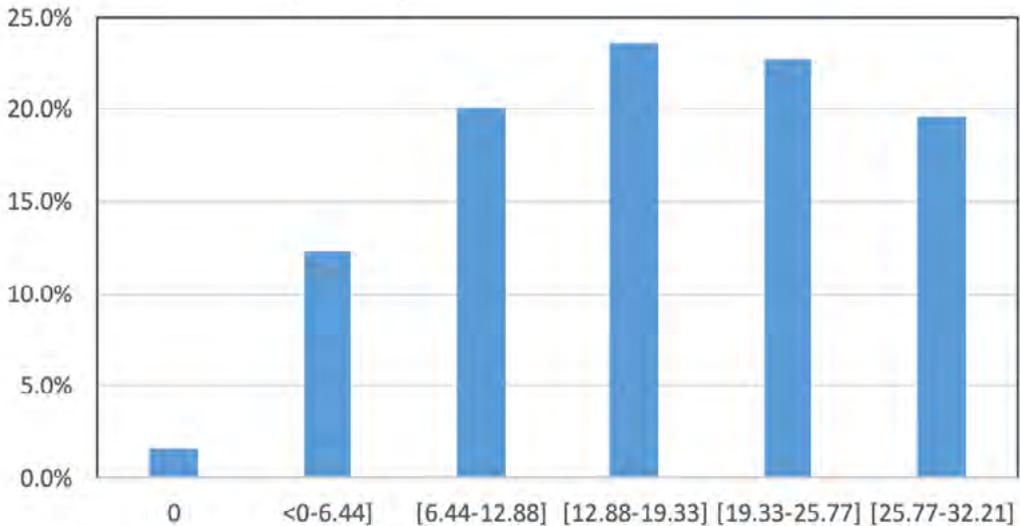
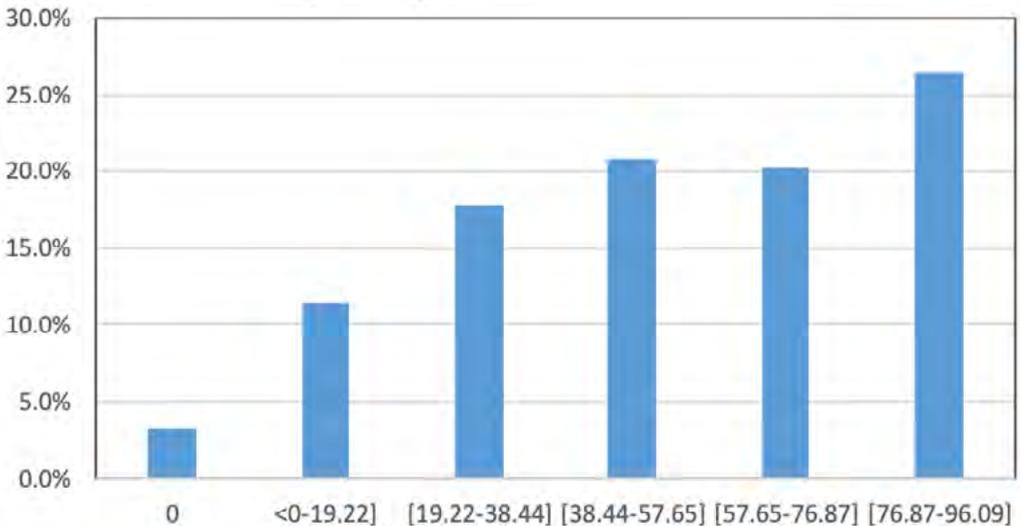


Gráfico 12: % de tiempo de producción de la Central Eólica Hnas - 2018 (MW)



Se observa que las centrales Marcona y Tres Hermanas, ubicadas en la localidad de Marcona, no tiene un perfil de generación similar. En el caso de la central Marcona el intervalo de potencia que tiene mayor persistencia temporal se ubica en aproximadamente el 50% de la potencia de esta central (12.88-19.33 MW). Mientras que en el caso de 3 Hermanas el intervalo de 76.9-96 MW presentan la mayor persistencia temporal.

Gráfico 13: % de tiempo de producción de la Central Eólica Talara - 2018 (MW)

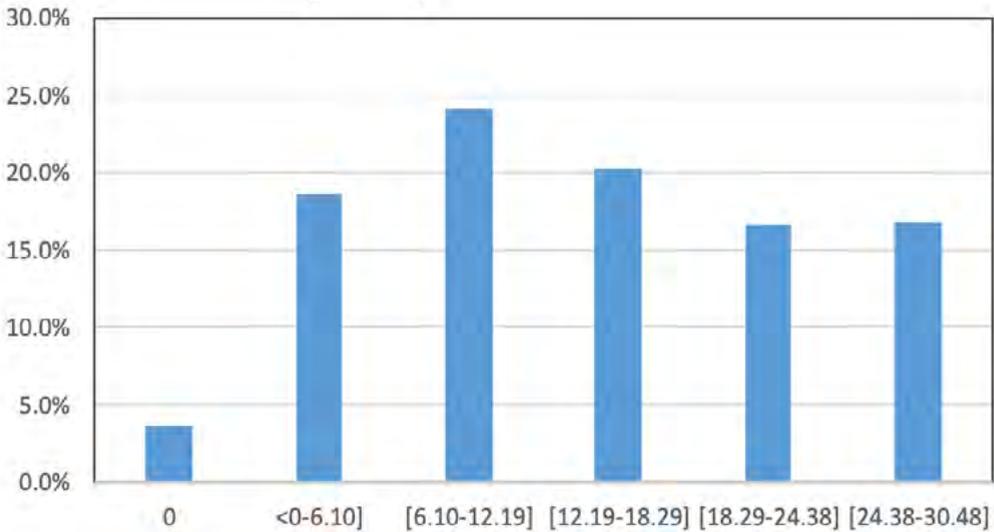
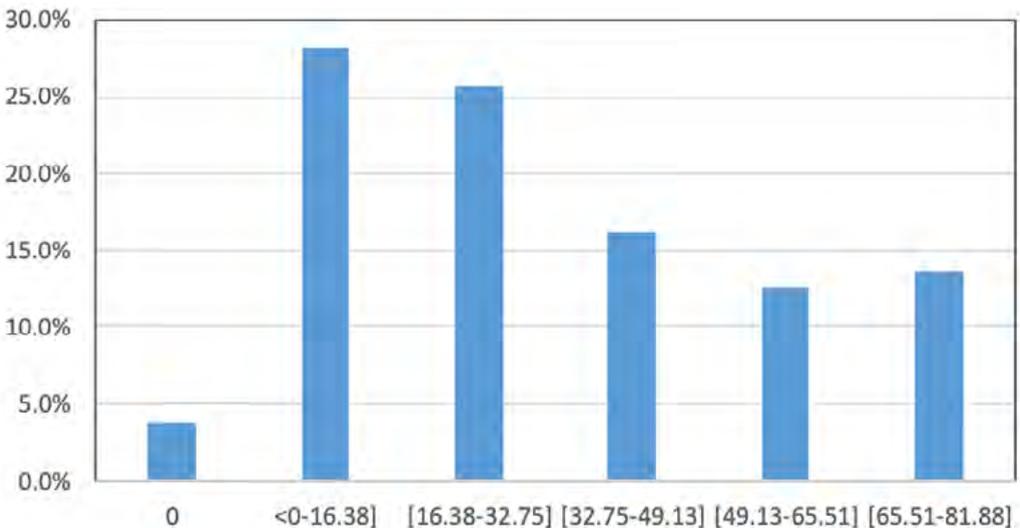


Gráfico 14: % de tiempo de producción de la Central Eólica Cupisnique - 2018 (MW)



En el caso de estas centrales la mayor persistencia temporal ocurre a menores potencias respecto de lo observado en las centrales de Marcona y Tres Hermanas.

VII. ESCENARIOS FUTUROS

Una proporción considerable de la capacidad instalada de generación, en un futuro cercano, se compondrá de fuentes de

energía renovable, intermitente y aleatoria por definición, por lo que será necesario compensar esta intermitencia.

Para asegurar la estabilidad del sistema se necesitará más flexibilidad que nunca. Como las fuentes renovables intermitentes son incapaces de dar flexibilidad, la futura generación tendrá que soportar la carga y ser lo más flexible posible. Una solución, hoy en día, lo constituyen los sistemas de almacenamiento de energía (*Energy Storage Systems*) para respuesta instantánea. El almacenamiento de energía se está convirtiendo en un tema clave para los mercados energéticos mundiales.

La incorporación de más generación RER (E/S) puede ocasionar costos adicionales al sistema que se reflejarían en incrementos de las tarifas de los usuarios. Durante una parte del día las centrales a gas natural, diésel 2 y residual deben ser usadas como respaldo a centrales solares. Tienen, en todo caso, un tiempo mínimo de operación.

Durante este periodo, la producción de las centrales solares no podría entregarse al sistema, ya que las unidades térmicas tienen un mínimo tiempo de operación. Las unidades que podrían adecuarse a la operación de centrales solares tienen costos variables mucho más elevados. Además, hay un tiempo mínimo entre parada y arranque. En este periodo habría déficit de generación porque las centrales térmicas no podrían ingresar por tener un tiempo mínimo entre arranques.

Como tal se tendrá:

- Un mayor costo de reserva rotante para regulación de frecuencia.
- Un requerimiento de mayor capacidad de generación adicional gestionable (a través de centrales hidráulicas, a gas natural u otras).
- Un incremento de operación en cargas parciales o en mínimo técnico de las termoeléctricas.
- Un mayor costo de compensación reactiva.

Por ello a futuro, en el SEIN se espera que por cuestiones de seguridad operativa, las centrales RER (E/S) deberán recibir el mismo trato que los generadores convencionales.

Los generadores convencionales están obligados a garantizar PF. Al igual que otras empresas de generación convencional, las empresas de generación con RER (E/S) tienen opciones para garantizar PF (compra en el spot, baterías, etc.). Sin embargo hay que tener clara la definición de PF para no confundir su necesidad y viabilizar inversiones por confiabilidad en el largo

plazo, así como las operaciones cotidianas de tiempo real. Cuidado con ello.

Por otro lado, cabe señalar como parte de los análisis de confiabilidad y seguridad que requieren los sistemas eléctricos, que se necesitan sofisticados pronósticos meteorológicos, considerando que estas fuentes de energía además de tener características renovables también son intermitentes, ya que dependen de la variabilidad del recurso en el mismo instante del que se las necesite.

Por esta razón, esta intermitencia y su impacto en la penetración de generación debe ser analizado a lo largo de distintos periodos de tiempo (segundos, minutos, horas, días, semanas, años, etc.). Dicha intermitencia puede llegar a alterar significativamente la operación y las características del sistema eléctrico nacional, de ahí que deba ser considerado dentro de los modelos y procesos de operación de tiempo real, y también de corto, mediano y largo plazo.

Los pronósticos se basan en medidas experimentales de parámetros físicos atmosféricos del presente. Sistemas donde ya subyacen muchas centrales no convencionales han demostrado aspectos importantes, como por ejemplo: cuanto más diferentes sean los modelos y los datos meteorológicos de entrada, más preciso será el pronóstico resultado de la media ponderada de las predicciones individuales, ya que los errores tienden a equilibrarse.

El análisis del estado del arte demuestra que, si las predicciones que surgen de los conjuntos multimodelos son tratadas estadísticamente haciendo uso de sistemas de redes neuronales, las precisiones de los pronósticos de energía mejoran considerablemente.

El aumento de costo debido a la implementación de una mayor cantidad de modelos y metodologías se ve fácilmente recompensando por el nivel de fiabilidad y precisión que se obtiene. Además, el abaratamiento de la tecnología de súper computación hace viable el análisis de inmensas cantidades de datos. El actual desarrollo de arquitecturas tipo Smart Grids hace de estos modelos los ideales en su aplicación, ya que son capaces de cuantificar diversas fuentes de energías y las integran de forma eficiente en los sistemas de redes eléctricas.

Entre los casos analizados se destaca la India, que ha implementado sanciones económicas a los generadores eólicos cuando las predicciones que presentan escapan de determinado margen de error aceptable. La valorización de este error por parte de

los generadores ha conllevado a mejoras en la calidad de la programación y mejoras en el ajuste del despacho.

Si bien se han revisado la totalidad de datos de programación y despacho de las centrales eólicas, se ha estudiado el error tratando de encontrar las posibles causas del mismo, es claro que el mayor problema en cuanto a los desacoples está en la calidad del pronóstico que está siendo utilizado por los agentes generadores para brindar la información que, a su vez, es usada en la programación semanal y en la programación diaria. La raíz del problema creemos se encuentra en que no existe una exigencia clara de la calidad del pronóstico. La obligación de los generadores es solamente de entregar la información.

En cuanto a los parques eólicos operando en nuestro país se han encontrado interesantes comportamientos en cuanto a su producción que creemos serán de gran utilidad para la operación del sistema y a la planificación en el largo plazo. Se ha identificado por ejemplo, que los parques eólicos en la zona norte disminuyen su producción durante la temporada de avenida lo cual los hace complementarios con las hidroeléctricas. Asimismo, se ha encontrado que los parques eólicos ubicados en el centro tienen una producción casi uniforme durante el año.

Todo este análisis consolida la posición de que por ejemplo, la zona de Marcona tiene un gran potencial eólico que debería ser aprovechado con nuevos parques eólicos por el alto factor de planta que se consigue; o que el Fenómeno El Niño es un evento extremo, recurrente en nuestro país, que adicionalmente a las consecuencias relacionadas a lluvias y desastres, debemos tener en cuenta que trae una disminución en la producción eólica en la zona norte. Este contexto prevalecerá en el futuro; el despachador deberá contar con la experiencia de este nuevo campo de acción de la ingeniería.

Tomando como ejemplo el caso exitoso de reducción de errores en la predicción en la India se propone implementar un sistema de evaluación del pronóstico de producción eólica que penalice los errores mayores a 15%. La penalidad podría ser de índole económica y tener un periodo de prueba de un año hasta su implementación definitiva. Esta penalidad funcionaria como un incentivo para mejorar la calidad del pronóstico y llevarla a niveles similares a los alcanzados por la India, en donde más del 90% de los desacoples están dentro de este intervalo.

La precisión de la predicción a corto plazo ha mejorado en general durante los últimos años. Para parques eólicos en terrenos no demasiado complejos, se puede alcanzar un error absoluto medio normalizado o *Normalized Mean Absolute Error*

Debido a que el clima y los fenómenos meteorológicos están muy relacionados con el rendimiento de los parques eólicos en el Perú, el COES debe evaluar nuevos métodos de despacho hidro-termo-eólico.

(NMAE) de alrededor del 8% para el pronóstico del día anterior. Mientras que, para parques eólicos en terrenos complejos, no es infrecuente un NMAE de hasta el 20% e incluso superior. El proyecto ANEMOS¹³ mostró, por primera vez, los resultados de varios modelos de predicción a corto plazo de última generación.

El COES debe evaluar nuevos métodos de despacho hidro-termo-eólico debido a que el clima y los fenómenos meteorológicos están muy relacionados con el rendimiento de los parques eólicos en el Perú.

No existen modelos perfectos. Cada problema de despacho económico debe ser analizado en su situación concreta, y debe evaluarse y ajustarse diversas metodologías hasta obtener una solución óptima. No obstante, las siguientes prácticas generales se derivan del análisis de los fracasos y éxitos de la integración en la red de los mercados pioneros y maduros.

La provisión de predicciones a muy corto plazo puede ser bastante crítica en términos de aplicación operativa, ya que si aparece algún error en el proceso el corto plazo no permite la intervención humana. Para ello, es necesario contar con una infraestructura IT (*Information Technology*) adecuada y servidores redundantes para satisfacer los requisitos de alta fiabilidad. La entrega de previsiones a medio plazo puede ser crítica también para las funciones a las que están destinadas, como la participación en el mercado. La infraestructura IT mejorada también es necesaria para garantizar la fiabilidad del servicio.

VIII. CONCLUSIONES Y LECCIONES APRENDIDAS

Como era de esperar las centrales solares (fotovoltaicas) aportan la mayor parte de energía en el bloque operativo de fuera de punta, y en menor medida en el bloque de base. El aporte de estas centrales en hora de punta tarifaria (entre las 18:00 y las 23:00 horas) es prácticamente nula. En el caso de las centrales eólicas se aprecia aporte de energía en los bloques operativos de fuera de punta y hora punta.

En el sistema se pueden apreciar los aportes de potencia en hotaras punta de las centrales eólicas a diferencia de las

13 https://www.google.com/search?rlz=1C2QJDA_enPE800PE800&source=hp&ei=GWMjXYLQEsjv5gKguangBg&q=proyecto+ANEMOS+&oq=proyecto+ANEMOS+&gs_l=psy-ab.3...1867.1867..2679...0.0..0.329.329.3-1.....0.....2j1..gws-wiz.....0.fYFcl9oZbdk

centrales solares presenta sólo un pequeño aporte en algunos meses del año. Se observa que las centrales eólicas contribuyen con potencia en los 3 bloques horarios del día, así como en horas de punta del sistema, lo que evidencia que este tipo de instalaciones dispone de capacidad que debería ser considerada como aporte de potencia firme.

Para promover el ingreso de generación E/S, se debe considerar dotarlas de potencia firme, en caso se demuestre que estas aportan capacidad conforme a lo estipulado en la normativa.

Desde diversos ángulos se puede asegurar que las RER (E/S) no convencionales aportan potencia y/o energía firme al abastecimiento de la demanda de un sistema eléctrico:

- Su incorporación a la oferta permite desplazar la instalación de potencia térmica (a la que se le reconoce mayores niveles de firmeza en todo sistema eléctrico).
- Aporta generación en momentos críticos del sistema eléctrico (definido como aporte en semanas de mayor demanda, u horas del día críticas, por ejemplo).
- Si no la consideran, se estaría incorporando al sistema más capacidad instalada de la requerida, y por tanto generando una importante sobre-inversión.
- Ninguna tecnología tiene firmeza 100%, con distintos grados. Contar con la generación disponible en el momento requerido está sujeta a probabilidad.
- Los sistemas eléctricos, y en particular el de Uruguay, reconocen el aporte de una fuente con altos niveles de aleatoriedad como la hidráulica.

Asimismo, es meritorio destacar que las nuevas tendencias a nivel mundial en los sistemas eléctricos vienen dándose con los siguientes cambios: sustitución masiva de la generación termoeléctrica por generación eléctrica renovable; instalación de nueva generación solar y eólica (terrestre y marina) de gran capacidad, conectadas a los sistemas de transmisión de alta tensión y muy alta tensión; e instalación acelerada de numerosas plantas de generación solar y eólica, distribuida y de pequeña capacidad, en los sistemas de distribución de media y baja tensión.

Conjuntamente con los cambios en la generación eléctrica están surgiendo necesidades:

- Necesidad de instalaciones de almacenamiento de energía, en gran y pequeña escala, debido a la discontinuidad y variabilidad de la generación solar y eólica instalada en los sistemas de transmisión y distribución de los sistemas eléctricos.
- La introducción masiva de los autos eléctricos y centros de recarga rápida de sus baterías
- Nuevas características de los consumidores de energía eléctrica, muchos serán generadores, almacenadores y consumidores de energía eléctrica al mismo tiempo, participarán en los programas de administración de la demanda y/o generación y/o almacenamiento que se establecerán en la operación flexible de los sistemas interconectados futuros y sus instalaciones contarán con los dispositivos de medida, protección, control, información y comunicación requeridos para la operación flexible de los sistemas interconectados futuros.
- Nuevos sistemas de distribución con generación, demanda y almacenamiento distribuidos, deberán estar digitalizados con centros de operación provistos del *hardware* y *software* adecuados, y una extensa red de telecomunicaciones y telecontrol para el acopio y procesamiento de grandes volúmenes de información, y la supervisión y control en tiempo real, a fin de lograr una operación flexible pero segura y eficiente.

En conclusión, los sistemas eléctricos están cambiando y las reglas de mercado deben adecuarse a los mismos. En el caso de mercados donde la garantía de suministro está basada en la potencia firme asociada a los contratos, su cálculo debe considerar los aportes de todas las tecnologías disponibles, incluyendo las renovables no tradicionales.

Pese a que los métodos encontrados en la bibliografía son diversos, solo aquellos que permitan un tratamiento equitativo para las diferentes tecnologías, sean claros, transparentes y estables en el tiempo, deberían ser considerados. En particular, entendemos que las metodologías asociadas a la potencia térmica equivalente, tienen las características adecuadas.

IX. RECOMENDACIONES APLICADAS AL CASO PERUANO

De lo presentado en el año 2018 se observa que las centrales eólicas existentes aportan energía en los 3 bloques horarios, lo cual evidencia que disponen de capacidad (potencia).

El ingreso de centrales eólicas y solares, implica que el margen de reserva para regulación primaria de frecuencia se incremente, lo cual incrementaría el costo operativo del SEIN, por lo cual sería recomendable se analice la posibilidad de que estas centrales ingresen con dispositivos que el permitan realizar regulación primaria de frecuencia (por ejemplo, BESS).

Asimismo, no debe perderse de vista que la emergencia del planeta provocada por el calentamiento global, debido al empleo de combustibles fósiles, ha originado la necesidad de un acelerado proceso de descarbonización energética para sustituir al carbón, al petróleo y al gas natural. Esta emergencia también, está conduciendo a la máxima electrificación posible, utilizando recursos renovables, principalmente hidroelectricidad, energía solar y energía eólica.

Los sistemas eléctricos del mundo están cambiando por la introducción masiva de generación solar y eólica, tanto a gran escala al nivel de la transmisión, como a pequeña escala al nivel de la distribución. Sus características de discontinuidad y variabilidad, así como sus reducidos factores de planta comparados con los factores de carga de la demanda de los sistemas eléctricos actuales, requieren de instalaciones de almacenamiento de energía para compensarlas y complementarlas.

El Perú es uno de los países favorecidos por tener recursos hidroeléctricos que son renovables, no tienen una discontinuidad ni una variabilidad tan marcada como los recursos solares y eólicos, y que además tienen factores de planta mucho mejores que pueden ser complementados por la energía de reservorios de agua para fines diarios, semanales o estacionales, los cuales se pueden construir como parte de las propias centrales.

El consumo de energía eléctrica, también estará modificándose radicalmente, con la introducción de los autos eléctricos y los centros de recarga rápida de sus baterías, distribuidos en las ciudades y carreteras que las conectan. Sumado a esto se avisa que muchos consumidores serán también generadores y podrán vender energía a los distribuidores, y participarán activamente en los programas de administración de la demanda y/o generación y/o almacenamiento que se establecerán en la operación flexible de los sistemas interconectados futuros. De

esta manera podrán directamente interactuar en la gestión de la demanda y empoderar su participación en el sistema eléctrico.

Finalmente, la energía eléctrica producida por las centrales E/S contribuyen a disminuir los GEI, adicionalmente reducen el costo operativo del sistema eléctrico.

SOBRE LOS AUTORES

Roberto Carlos Tamayo Pereyra: Egresado de la Universidad Nacional de Ingeniería. Cuenta con más de 25 años de experiencia en el sector eléctrico. Ha sido Director General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, Asesor del Despacho del Vice Ministro de Energía, así como director de diversas empresas del sub sector eléctrico. Ha sido Delegado de Perú ante la OLADE; Director del CARELEC; representante, por el Ministerio de Energía y Minas y Osinergmin en los Comités Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad de la CAN. Laboró en el Comité de Operación Económica del Sistema. Labora actualmente en el Osinergmin. Docente de post grado y pre grado en diversas universidades. Participa en calidad de expositor, en diversos eventos y talleres nacionales e internacionales.

Arturo Olivera Castañeda: Egresado de la Universidad Nacional de Ingeniería. Cuenta con más de 25 años de experiencia en el sector eléctrico. Se ha especializado en Despacho Económico y Mercados Eléctricos por su experiencia de haber trabajado (1982-1994) en Electroperú S.A. como Especialista de la Gerencia de Operaciones, en el COES por espacio de 10 años como Especialista de Estudios y Desarrollo (1994-2013), y de 16 años en el Osinergmin como Especialista de Supervisión de la actividad de generación y del COES. Además, participó en el desarrollo de modelos de operación en el marco del Programa de Cooperación Técnica Peruano - Alemana, Electroperú SA - GTZ (1984-1986), Programa de Garantía Tarifaria.