

Resumen Ejecutivo

Desempeño Reciente *pág. 1*

La demanda de energía en el SIN alcanzó 7,489 GWh en el año 2011 y crece a cerca del 6% anual. La capacidad de generación no está holgada. El sistema necesita mantener fuertes inversiones en nuevas plantas generadoras para presionar los precios a la baja y reducir los riesgos de racionamiento. Para la próxima década se necesita invertir unos \$3,000 millones solamente para atender el crecimiento de la demanda.

Evolución en Política Energética *pág. 2*

Los cambios propuestos a la Ley 6 según los cuales se podría imponer topes de precio afectarían la inversión en el sector. El principal reto es mantener y mejorar el funcionamiento del mercado con reglas claras y estables que promuevan la competencia y la inversión eficiente.

Otros Cambios y Tendencias *pág. 4*

Las salidas de Estí, Gualaca y Lorena han reducido el margen de potencia firme sobre demanda máxima; no obstante, se espera su reincorporación en el segundo semestre de este año. Para el año 2013 se licitará las tres concesiones de distribución eléctrica del país. Tampoco se espera mayores cambios por la posible sustitución de concesionarios.

Perspectivas *pág. 4*

Se espera que la demanda crezca un 6.2% este año. Contando con los proyectos de generación que están en construcción, la capacidad de generación debe crecer más rápidamente que la demanda hasta el año 2013. A partir de allí, el margen de potencia firme sobre la demanda máxima evolucionaría según se logre o no recuperar la confianza en el mercado. Para mantener este margen en territorio positivo, se necesita mantener condiciones favorables para la inversión y reconociendo que las decisiones de inversión requieren varios años de anticipación.

Conclusiones *pág.7*

El mercado mayorista de electricidad sigue siendo un mercado de vendedores debido al escaso margen. Las inversiones en generación tienen nuevos incentivos a favor de tecnologías verdes. Los generadores también operarán en un ambiente con mayor incertidumbre. Los inversionistas deberán incorporar mayor robustez en sus proyectos para poder competir eficientemente ante una mayor diversidad de escenarios que en el pasado.

Mauricio Rodríguez

Director de Investigación y Análisis Económico

Francisco A. Escoffery

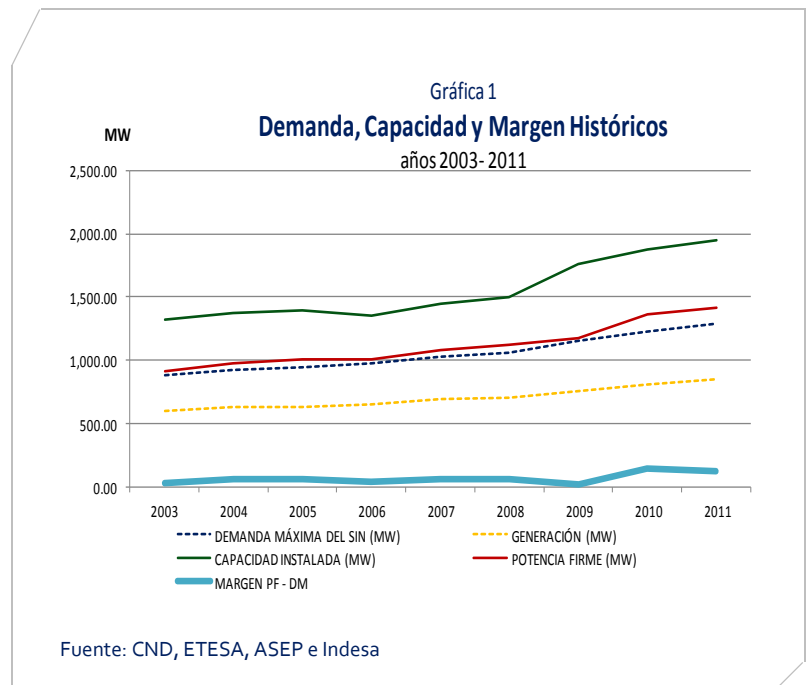
Director de Finanzas Corporativas

Introducción

El presente estudio del sector eléctrico tiene como propósito revisar las perspectivas de este sector estratégico e identificar algunas consideraciones relevantes para inversionistas y tomadores de decisiones clave.

Desempeño Reciente

El crecimiento de la demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se ha acelerado a cerca del 6% anual, alcanzando un total de 7,489,161 MWh en el año 2011. La demanda máxima del sistema alcanzó los 1,365MW el 29/5/2012. La potencia firme del SIN está en aprox. 1,631MW, lo cual deja una holgura de 266MW sobre la demanda máxima –si todas las plantas estuvieran operativas. La inversión en generación ha cubierto las necesidades en los dos últimos años con una leve mejoría en el margen de la potencia firme sobre la demanda máxima. Sin embargo, el margen es aún precario, como ilustra la gráfica 1.



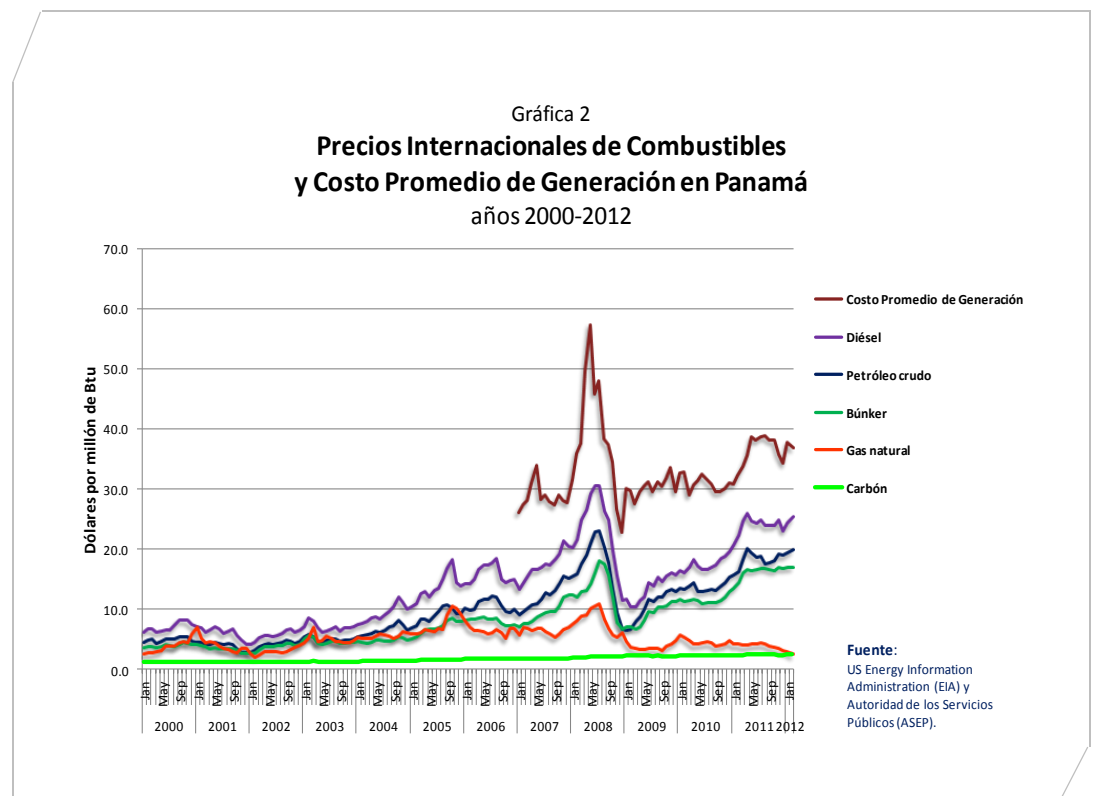
Para incrementar la capacidad instalada al ritmo que requiere el crecimiento de la demanda -lo cual no mejoraría el margen- necesitamos invertir grosso modo unos \$3,000 millones en los próximos 10 años.

El margen entre potencia firme y demanda máxima ha sido precario.

Con el estrecho margen, los costos de generación termoeléctrica definen el costo marginal, marcando los precios.

El margen o la holgura que hay entre la potencia firme de los generadores y la demanda máxima da la tranquilidad de que a corto plazo no ocurra insuficiencia de electricidad. Este margen ha sido generalmente estrecho, situación que no favorece la competencia entre generadores y ha presionado los precios al alza, aunque otros factores han añadido sus efectos, tales como las alzas en precios de los principales combustibles.

La gráfica 2 muestra los precios de combustibles en su tendencia generalmente alcista. Sin embargo, se destaca la fuerte tendencia a la baja en el precio del gas natural desde el año 2008, debido a la abundancia producida por la explotación rentable del gas de lutita (“shale gas”). Expertos esperan que la relativa abundancia continúe por al menos dos décadas, aunque su precio y disponibilidad estarán sujetos a algunos factores externos importantes. La gráfica 2 también muestra que el carbón no se ha encarecido tanto como el petróleo y que sus variaciones no están muy correlacionadas con el petróleo y sus derivados; se espera que el carbón se mantenga abundante por varias décadas. La abundancia de gas natural y las nuevas tecnologías limpias para el uso del carbón los hacen fuentes atractivas para la generación térmica eficiente.



Evolución en Política Energética

Los principales cambios regulatorios recientemente promulgados o encaminados a entrar en vigencia que impactarán las actividades de los agentes del mercado son: la diversificación de la matriz energética, la interconexión regional, la promoción de los biocombustibles, la promoción de la generación eólica y cambios a las reglas para contratación de potencia y energía.

1. Diversificación de la matriz energética

La estrategia energética nacional persigue aumentar la generación por fuentes renovables, particularmente: el aprovechamiento de la energía eólica, el bioetanol y el biodiesel. La propuesta de modificación a la Ley 6 de 1997 otorgaría una preferencia del 5% en el precio

evaluado para contratar el suministro de potencia y energía a las fuentes renovables, incluyendo las de origen geotérmico, eólico, solar, desperdicios de origen nacional, hidroeléctricas con potencia de no más de 3MW e incluye también al gas natural.

2. Promoción de biocombustibles y biomasa en la generación eléctrica

La Ley 42 de 2011 promueve la producción y utilización de biocombustibles y la generación de electricidad a partir de la biomasa. Entre los incentivos para los generadores de electricidad para utilizar la biomasa están: gozar de prioridad para vender la energía eléctrica en los actos de concurrencia que gestione ETESA; derechos de libre acceso; exoneración por 10 años en los impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes para todas las maquinarias, equipos de producción, insumos, líneas eléctricas, subestaciones y sistemas de distribución; exoneración del impuesto sobre la renta y de cargos de distribución y transmisión. Por otra parte, la compra de bioetanol y biodiesel de materia prima nacional utilizados en la mezcla de combustibles generará un crédito fiscal de \$0.60 por galón.

3. Promoción de la generación eólica

La Ley 44 de 2011 incentiva la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, mediante la exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes sobre los equipos, maquinaria, materiales y demás necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de parques de generación eólica. Como consecuencia, el 21 de marzo se firmó la adjudicación definitiva de la licitación LPI No. ETESA 05-11 a Unión Eólica Panameña, S.A. por el suministro de energía por la potencia equivalente a los 121MW, por 15 años a partir del 2014. Esta licitación fue dirigida a la generación eólica exclusivamente.

4. Interconexión Regional

El proyecto *Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central* ("SIEPAC") conectará a los países centroamericanos desde Guatemala hasta Panamá con una línea de 230kV con capacidad de transmitir 300MW, ampliable a 600MW. El informe de avance de enero de 2012 indica que para mayo de 2013 se espera completar el proyecto, cuando Costa Rica culmine la instalación del tramo Parrita-Palmar Norte. Las reglas operativas de este mercado regional ya fueron aprobadas.

Hacia Colombia, se espera que el proyecto de *Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá* ("ICP") enlace los dos países con una línea de 230kV con capacidad de transmisión de 300MW, también expandible a 600MW. Se está completando la armonización regulatoria y se espera que generadores colombianos puedan participar en la licitación LPI No. ETESA 01-12, programada para julio, por aprox. 300MW de potencia y energía asociada. Ya se prepara la primera licitación por "derechos financieros de acceso a la capacidad de la interconexión" de esta línea. Según los resultados, se iniciaría la construcción de la línea de transmisión.

Las interconexiones internacionales permitirán despachar energía desde mercados de menores costos hacia mercados con mayores costos y reducir las probabilidades de insuficiencia. A su vez, la integración afectará la dinámica de precios que los agentes del mercado mayorista panameño han experimentado. A largo plazo, es de esperarse que paulatinamente se extienda las redes y se amplíe las capacidades de transmisión, haciendo los mercados regionales cada vez más integrados y más relevantes para todos los agentes.

Para cumplir el propósito de conseguir energía más barata, es imperativo definir las reglas del mercado regional para promover que los precios de las importaciones a Panamá se acerquen más a los costos marginales de los exportadores que a los costos marginales de los importadores. Este es un ítem importante de la agenda de acción definida en el 6°. Foro Nacional para la Competitividad.

5. Cambios a las reglas para contratación de potencia y energía.

La inestabilidad en las reglas que aplican a los agentes del sistema ha restado atractivo a la inversión en el sector. Los cambios propuestos a la Ley 6 de 1997, ya aprobados por el Consejo de Gabinete, están recibiendo fuertes objeciones por parte de agentes del sistema

Las interconexiones iniciarán con una capacidad limitada por lo que no se espera que irrumpen en el mercado mayorista. A largo plazo, se puede esperar que adquieran mayor peso.

La propuesta de cambios a la Ley 6 podría frenar la inversión en generación, agravando los precios y las probabilidades de escasez.

porque violentarían la operación del mercado, particularmente por medio de topes de precio y la restricción de los concursos para dirigirlos exclusivamente a fuentes o tecnologías específicas, tal como se dio la licitación LPI No. ETESA 05-11 para fuentes eólicas. Si se llegara a adoptar estos cambios, las nuevas condiciones reducirían la inversión en generación, lo que agravaría el margen, los precios y las probabilidades de escasez.

Otros Cambios y Tendencias Relevantes

Algunos factores no regulatorios que podrían impactar el sector son:

1. **Salida de generadoras.** Estí, con 112MW de potencia firme, sufrió colapso del túnel, quedando fuera de servicio, y con ella, las centrales aguas abajo: Gualaca (23MW) y Lorena (30MW). El retiro de Estí reduce significativamente el ya escaso margen; sin embargo, el impacto es de corto plazo, ya que se espera que se reintegre al sistema durante el segundo semestre del 2012. Por otra parte, ASEP ordenó la intervención de la empresa Generadora del Atlántico, S.A., con capacidad instalada de 152MW, para evitar su cierre.
2. **Financiamiento.** Hay financiamiento internacional para desarrollar fuentes de energía calificadas “verdes”. Instituciones multilaterales, fondos de inversión privados y públicos; bancos de fomento ofrecen facilidades de crédito y/o inversión para proyectos de energías calificadas renovables, limpias o verdes.
3. **Licitación de las concesiones de distribución en el año 2013.** No se espera impactos importantes en el sistema, aún si cambiaran los concesionarios.
4. **Posible venta de las acciones que posee el estado en las empresas distribuidoras y empresas generadoras del SIN.** Las ventas podrían conllevar un cambio en cómo el estado aplique las regulaciones sobre las mismas empresas reguladas, luego de que deje de tener interés patrimonial en ellas.
5. **Compensaciones sociales y ambientales.** La recién sancionada Ley 11 de 2012, incorporando los acuerdos negociados con los Ngäbe-Buglés, evidencia un área que ahora habrá que atender con mayor cuidado. Dentro de las zonas afectadas por la Ley 11, las concesiones hidroeléctricas requerirán la aprobación del congreso general, regional o local; se exigirá a los desarrolladores contratar localmente un mínimo del 25% del personal requerido y aportar al menos el 5% de la facturación del emprendimiento hidroeléctrico.
6. **Acceso al agua.** El calentamiento global se percibe como un fenómeno a muy largo plazo pero los generadores hidráulicos consideran sus posibles impactos. Los patrones de precipitación son cada vez más desordenados, lo cual reducirá la eficiencia con que se pueda administrar el agua. Se puede esperar más presión por usos alternativos del agua –consumo humano, usos agrícolas, etc.- y mayores costos para conservarla debidamente.

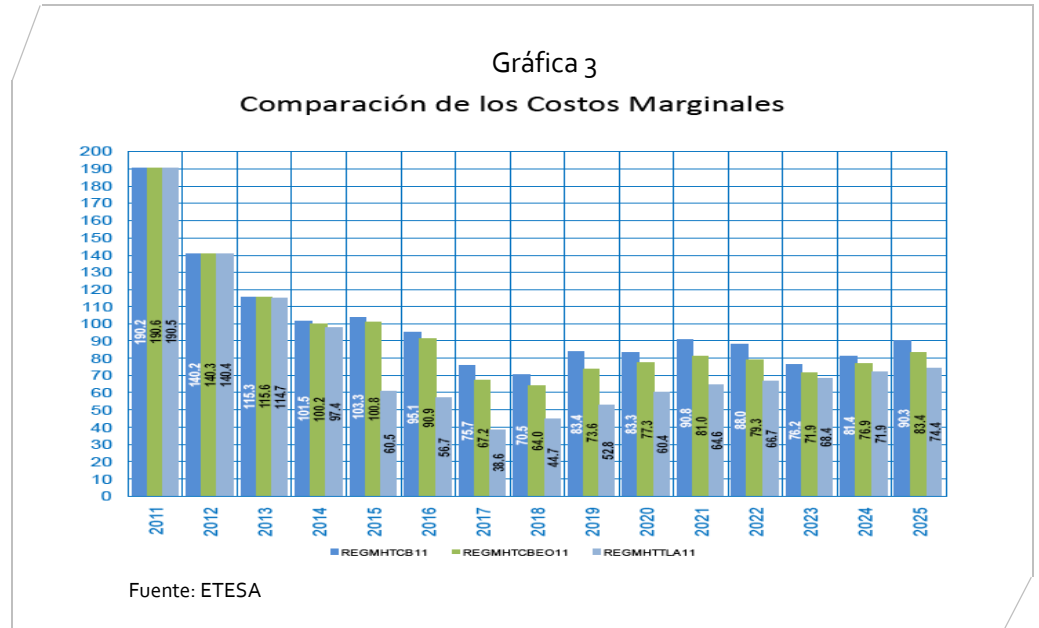
Perspectivas

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica está altamente correlacionado al crecimiento del PIB. Según el Plan de Expansión de ETESA para el período 2011 al 2025, en un escenario moderado se espera que la demanda de energía crezca a un 6.03% anual en los años 2011 al 2014 y un 5.72% en los años 2015 a 2025. Entre otros usuarios nuevos, la operación del Metro de la Ciudad de Panamá a partir del año 2014 requerirá cantidades importantes de energía. Los pronósticos para la oferta tienen menos certeza que para la demanda. A continuación, presentamos tres escenarios, de muchos que se podría generar.

1. Escenario según el Plan de Expansión de ETESA.

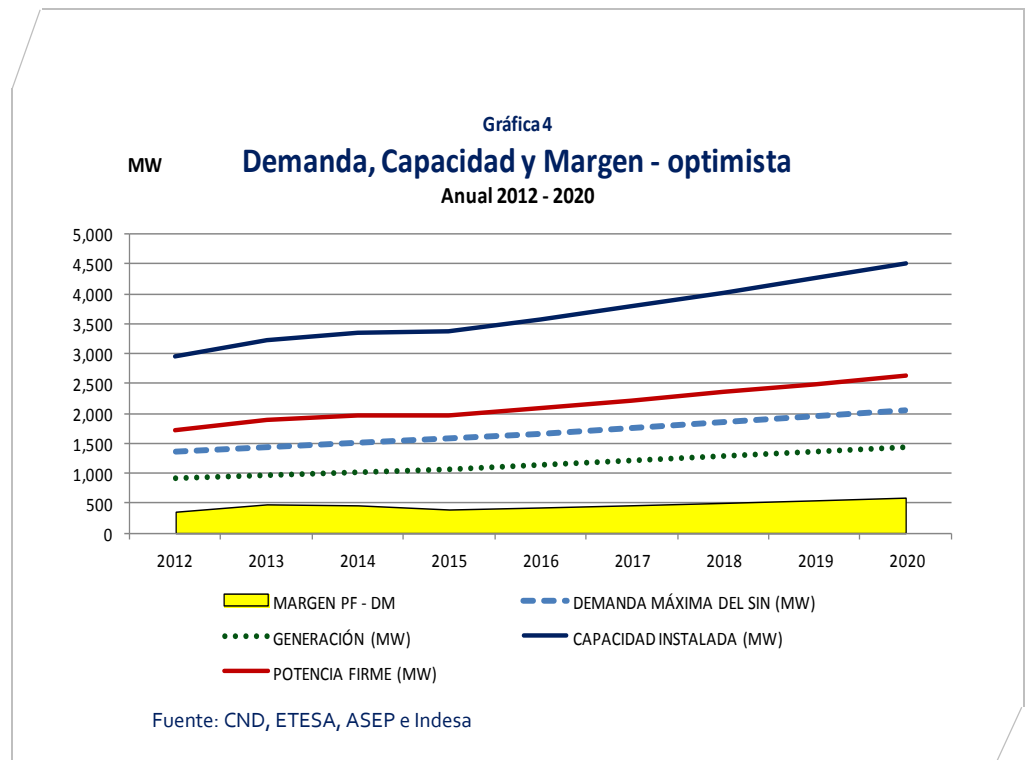
La gráfica 3 ilustra los pronósticos de ETESA del costo marginal de la demanda para los años 2011 al 2025, para los tres escenarios de expansión considerados por el plan de expansión de

ETESA, calculado en el año 2011. Según esas proyecciones, los costos marginales deberían bajar hasta el año 2017 o 2018, para luego subir ligeramente. Estos escenarios resultan optimistas en cuanto a que algunas generadoras no están entrando tan pronto como se preveía en el 2011 y que sus pronósticos para los costos de combustibles parecen bajos.



2. Escenario optimista.

Para generar un escenario optimista, tomamos la potencia firme proyectada para el año 2012 por el CND y añadimos las generadoras que se espera entren en servicio en los años 2013, 2014 y 2015 y asumimos que la potencia crecerá en un 6% anual a partir del año 2016.

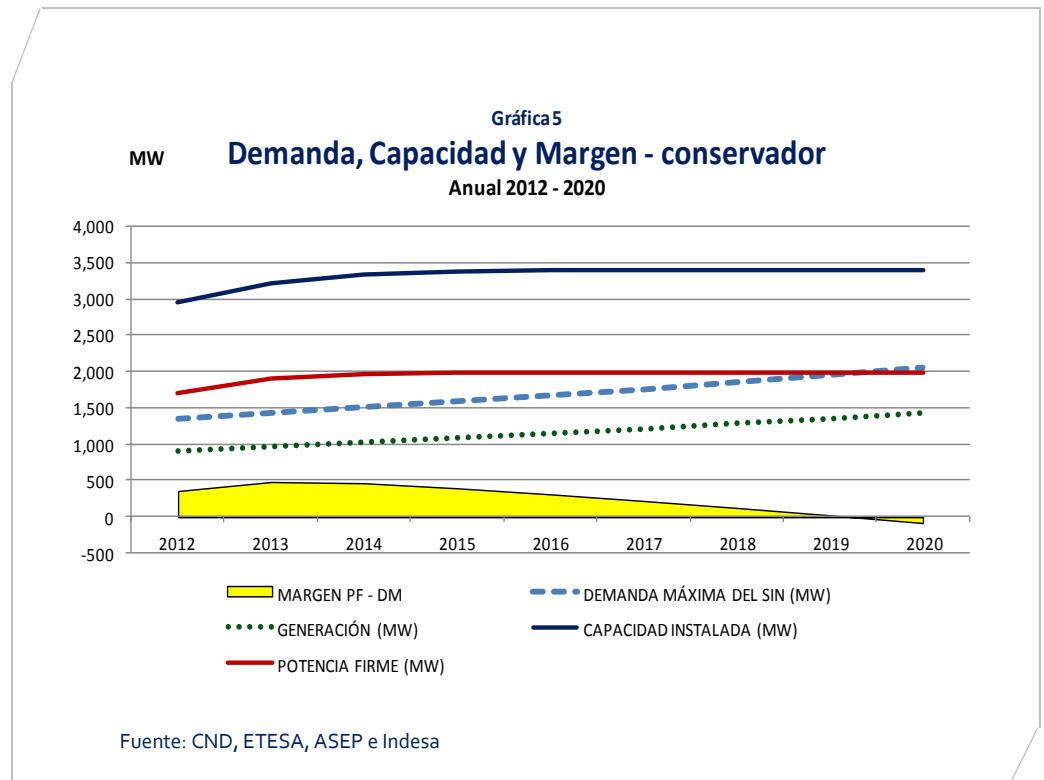


El sistema necesita mantener condiciones favorables para que continúe la inversión, mantener el margen y mejorar los precios en el mercado mayorista.

En este escenario optimista, el margen de la potencia firme sobre la demanda máxima proyectada se mantiene positivo, como muestra la gráfica 4. Con el margen mejorado respecto de la historia reciente, la competencia entre generadores debería llevar el mercado mayorista a precios menores que los recientes.

3. Escenario Conservador.

Sin embargo, si los inversionistas o quienes los financian perdieran la confianza en que el mercado seguirá funcionando razonablemente, algunas de las hidroeléctricas en construcción se podrían retrasar y otros proyectos en planos podrían detenerse, quedando el mercado sin margen para el año 2019, como ilustra la gráfica 5. A medida que se reduce el margen, la energía se encarecería y aumentarían las probabilidades de racionamiento.



Nótese que las estimaciones de capacidad instalada y potencia firme presentadas en la gráfica 5, como en la 4, son optimistas, particularmente en cuanto a las fechas de entrada de los proyectos, que normalmente se retrasan¹. Expertos estiman que si se afecta el clima de inversión podríamos enfrentar racionamiento tan pronto como en el año 2015.

La velocidad a la que vayan entrando nuevas inversiones en generación eléctrica será clave en la definición de los precios de la electricidad, en función del margen entre la potencia firme y la demanda máxima y otros factores. Si las inversiones continúan y el margen sigue recuperándose, los precios deberían reducirse. Si las inversiones se detienen, el margen se contraería, los precios en el mercado de contratos se elevarían y los precios transados en el mercado ocasional se dispararían.

Consultado informalmente un grupo de expertos sobre sus expectativas de precios en el mercado mayorista para dentro de 12 meses, consistentemente estiman que el precio en el mercado ocasional bajará, aunque varían mucho en los montos, para quedar dentro del rango de \$120/MWh a \$250/MWh. Para el mercado de contratos fue más complicado pronosticar, porque hay más variables e incertidumbre pero la tendencia es al alza.

¹ Ver también el cronograma de entrada de proyectos según el Plan de Expansión de ETESA 2011-2025 en el Anexo 2

Conclusiones

1. **Se espera que el margen entre la potencia firme y la demanda máxima decline a partir del año 2014.** Podría hacerse negativo para el año 2019 –o antes. Especialistas señalan que podríamos enfrentar racionamiento tan pronto como en el año 2015. Basados en el escenario conservador, el margen –que aún es precario- mejorará por dos años debido a las inversiones en curso, especialmente en generación hidroeléctrica, para luego declinar. En condición de estrechez, ocurre un incentivo perverso en los generadores existentes en colocar una porción mayor de su capacidad en el mercado ocasional en vez del mercado de contratos porque pueden esperar mayores precios, aunque la volatilidad también sea mayor. La escasa holgura induce los altos precios y el riesgo de racionamiento.
2. **Para mejorar los precios hay que atraer nuevas inversiones.** Hay que gestionar el sistema con visión de largo plazo. Las inversiones en generación mejoran el margen, pero hay que tomar en cuenta que estas decisiones toman varios años en concretar, especialmente las más eficientes. Los inversionistas usualmente necesitan varios años para organizar sus contrataciones con proveedores y financiamiento. A su vez, el financiamiento normalmente requiere que los inversionistas consigan contratos de venta a largo plazo. Para que los inversionistas consigan los contratos, necesitan poder participar en licitaciones estructuradas para plazos largos y convocadas con mayor anticipación. En la medida en que las licitaciones propicien un ambiente competitivo los precios también bajarán, por lo cual es recomendable licitar dejando abiertas las opciones a todas las fuentes que deseen ofrecer y hacerlo en escalas grandes. Hecho todo esto, se logra mayor oferta, se mejora el margen, bajan los precios en el mercado de contratos y los precios resultantes en el mercado ocasional también. Adicionalmente, el futuro funcionamiento del o de los mercados regionales que se abren al interconectarnos con Centroamérica y Colombia también afectará el comportamiento de los precios.
3. **Las oportunidades de inversión en generación seguirán siendo positivas si permitimos que el mercado mayorista de electricidad funcione.** Paradójicamente, introducir topes arbitrarios a los precios causaría el aumento de los precios porque desvirtuaría el mercado, ahuyentaría la inversión, y en pocos años la demanda excedería la oferta. Si se rescata la visión de largo plazo para la gestión del sistema y permitimos que funcione el mercado, se reactivaría las inversiones necesarias para fortalecer la oferta, incluso abriéndose opciones mejoradas hacia tecnologías renovables que tienen incentivos particulares, tales como: eólica, solar y biocombustibles. Las oportunidades de exportación también mejorarán con la interconexión hacia Centroamérica. Adicionalmente, en el año 2013 se licitará las concesiones de distribución eléctrica para operar por 15 años. En el futuro próximo, el mercado mayorista de electricidad seguirá dominado por los oferentes –generadores– pero los generadores también operarán en un ambiente de mayor incertidumbre. Consecuentemente, los inversionistas deberían procurar mayor robustez y flexibilidad para sus proyectos y contratos, para competir eficientemente en escenarios con mayores retos que en la historia reciente.

El sistema necesita inversiones por más de \$3,000 millones en generación para la próxima década. Si promovemos que el mercado opere con reglas que promuevan la competencia entre generadores, el sector seguirá siendo atractivo para las inversiones locales y extranjeras. Adicionalmente, algunos incentivos particulares para las tecnologías verdes hacen las oportunidades de inversión aún más interesantes.

Contribuiría al sistema que se respete el funcionamiento del mercado y se promueva mayor competencia organizando las licitaciones con mayor anticipación y para mayores plazos.

INFORMACIÓN SUPLEMENTARIA

Anexo 1
CALENDARIO DE LICITACIONES
PARA LA COMPRA DE POTENCIA Y/O ENERGÍA
año 2012

| Número de Licitación | Tipo de Acto | Período | Fecha del Acto de Concurrencia |
|----------------------------|---|-----------|--------------------------------|
| LPI No. ETESA 01-12 | Largo plazo Potencia y energía asociada | 2016-2030 | 10 julio 2012 |
| LPI No. ETESA 02-12 | Corto plazo Sistemas aislados | 2014-2018 | 26 abril 2012 |
| LPI No. ETESA 03-12 | Corto plazo Solo energía | 2012-2015 | 29 mayo 2012 |
| LPI No. ETESA 04-12 | Corto plazo Solo potencia | 2013-2015 | 29 mayo 2012 |

Fuente: ETESA

Anexo 2

Proyectos de Expansión en Generación

Escenario de Demanda Media

| Entrada en Operación | | Proyecto | Capacidad Instalada | Potencia Firme | Inversión | | | Capacidad Instalada (del año) y acumulada (MW) |
|----------------------|--------------|-------------------------|---------------------|----------------|-----------|------------|------------|--|
| Año | Mes | | | | (MW) | (MW) | k\$ | |
| | | | (MW) | (MW) | k\$ | /capacidad | /pot.firme | (MW) |
| 2010 | | | | | | k\$/MW | k\$/MW | 1942 |
| 2011 | Mar | Lorena | 33.80 | 30.62 | 117,560 | 3,478 | 3,839 | (411) 2,353 |
| | Mar | Los Planetas 1 | 4.50 | 0.91 | 15,500 | 3,444 | 17,033 | |
| | Abr | BLM (Conversión Carbón) | 120.00 | 108.00 | | | | |
| | Abr | Pedregalito | 20.00 | 5.25 | 40,000 | 2,000 | 7,619 | |
| | Jul | Bajo de Mina | 56.00 | 20.07 | 165,000 | 2,946 | 8,221 | |
| | Ago | Chan 1 | 222.48 | 175.33 | 389,000 | 1,748 | 2,219 | |
| | Sep | Pedregalito 2 | 13.00 | 3.22 | 28,600 | 2,200 | 8,882 | |
| | Sep | Prudencia | 56.00 | 50.09 | 194,780 | 3,478 | 3,889 | |
| Dic | El Fraile | 5.47 | 1.50 | 13,680 | 2,501 | 9,120 | | |
| 2012 | Mar | Baitún | 88.70 | 31.09 | 190,808 | 2,151 | 6,137 | (159) 2,513 |
| | Abr | La Huaca | 5.05 | 0.17 | 12,625 | 2,500 | 74,265 | |
| | May | Las Perlas Norte | 10.00 | 2.46 | 20,000 | 2,000 | 8,130 | |
| | Jun | Gualaca | 25.20 | 23.04 | 87,650 | 3,478 | 3,804 | |
| | Jun | Las Perlas Sur | 10.00 | 2.46 | 20,000 | 2,000 | 8,130 | |
| | Jun | Mendre 2 | 8.00 | 1.56 | 20,010 | 2,501 | 12,827 | |
| Nov | Cochea | 12.50 | 2.20 | 36,000 | 2,880 | 16,364 | | |
| 2013 | Ene | Bajos de Totuma | 5.00 | 1.50 | 12,500 | 2,500 | 8,333 | (290) 2,953 |
| | Ene | Caldera | 4.00 | 1.20 | 8,800 | 2,200 | 7,333 | |
| | Ene | Eólico I | 150.00 | - | | | | |
| | Feb | RP - 490 | 9.95 | 2.98 | 45,000 | 4,523 | 15,101 | |
| | May | Bajo Frío | 56.00 | 16.51 | 165,000 | 2,946 | 9,994 | |
| | May | Monte lirio | 51.65 | 32.38 | 123,960 | 2,400 | 3,828 | |
| | May | Pando | 32.00 | 25.13 | 75,387 | 2,356 | 3,000 | |
| | Jun | TERRA 4 - TIZINGAL | 4.64 | 2.55 | 11,600 | 2,500 | 4,549 | |
| | Jul | EL Síndigo | 10.00 | 3.00 | 12,144 | 1,214 | 4,048 | |
| | Ago | San Andrés | 9.00 | 2.54 | 22,500 | 2,500 | 8,858 | |
| | Oct | Remigio Rojas | 8.60 | 2.58 | 19,290 | 2,243 | 7,477 | |
| Dic | Bonyic | 31.30 | 22.22 | 75,120 | 2,400 | 3,381 | | |
| Dic | El Alto | 68.00 | 22.14 | 141,000 | 2,074 | 6,369 | | |
| 2014 | Ene | Cañazas | 5.94 | 0.68 | 14,850 | 2,500 | 21,838 | (148) 3,101 |
| | Ene | La Laguna | 9.30 | 2.79 | 24,500 | 2,634 | 8,781 | |
| | Ene | Las Cruces | 9.17 | 2.75 | 24,000 | 2,617 | 8,727 | |
| | Ene | Los Estrechos | 10.00 | 3.00 | 27,000 | 2,700 | 9,000 | |
| | Ene | Ojo de agua | 6.46 | 1.94 | 16,418 | 2,541 | 8,463 | |
| | Ene | San Bartolo | 15.25 | 4.57 | 37,000 | 2,426 | 8,096 | |
| | Abr | Santa María 82 | 25.60 | 7.68 | 57,260 | 2,237 | 7,456 | |
| | Ago | Los Planetas 2 | 3.73 | 1.12 | 7,826 | 2,098 | 6,988 | |
| | Ago | San Lorenzo | 8.40 | 1.33 | 25,900 | 3,083 | 19,474 | |
| | Dic | Burica | 50.00 | 15.00 | 140,000 | 2,800 | 9,333 | |
| Dic | Potrerrillos | 4.17 | 1.25 | 8,445 | 2,025 | 6,756 | | |
| 2015 | | Barro Blanco | 28.84 | 10.92 | 97,997 | 3,398 | 8,974 | |
| 2016 | | Tabasará II | 34.50 | 11.90 | 80,070 | 2,321 | 6,729 | |
| | | Chan II | 214.00 | 150.38 | 550,000 | 2,570 | 3,657 | |

Fuentes: ETESA -Plan de Expansión 2011 y Proyección del CMS



www.indesa.com.pa

- /// Investigación y análisis económico
- /// Servicios de banca de inversión
- /// Inversiones de capital privado
- /// Consultoría gerencial

Luis A. Navarro
lnavarro@indesa.com.pa

Felipe Chapman
fchapman@indesa.com.pa

Frederick Obediente
fobediente@indesa.com.pa

Mauricio Rodríguez
mrodriguez@indesa.com.pa

Francisco A. Escoffery
fescoffery@indesa.com.pa

Torre Banco General, pisos 8 y 12
Cl. Aquilino de la Guardia y Cl. 47
Urb. Marbella

Apartado 0823-01731
Panamá, Rep. de Panamá

T +507 300-5560
F +507 300-5562

El presente estudio ha sido preparado con propósitos informativos. Recoge información de diversas fuentes, análisis, opiniones, estimaciones y expectativas que están sujetos a cambios y a fallos. Ni INDESA ni las personas que participaron en la elaboración del estudio se hacen responsables por su contenido ni por el uso que se quiera hacer de él. La información aquí contenida es propiedad de INDESA. Todos los derechos están reservados. Queda prohibida su duplicación, uso, reproducción y/o distribución sin el consentimiento expreso de INDESA. La duplicación, uso, reproducción y/o distribución no autorizada de esta información podrá ser penada por la Ley. INDESA no proveerá garantía alguna, explícita o implícitamente, sobre la información contenida en este documento. INDESA no será responsable en el evento de daños directos o indirectos (incluyendo pero no limitados a pérdidas de utilidades, cierre de operaciones, pérdida de información de negocios o cualquier otra afectación) derivados del uso (o no uso) de esta información.