



ANÁLISIS DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD

DICIEMBRE 2021

Contenido

Recuperación y precios altos	2	Precio a nivel generación (spot) más caro	17
Estrecha relación de la demanda eléctrica con el PBI	3	Diferencias en los precios a nivel generación (libre)	18
En búsqueda de los niveles prepandemia	4	Alza de precios a nivel de generación (regulado)	19
Recuperación más rápida en los grandes usuarios	5	Conducta de la tarifa residencial	20
Se recupera la demanda eléctrica de los sectores económicos más intensivos	6	Mecanismos de subsidio a la tarifa residencial	21
La minería empuja a la demanda eléctrica	7	Composición de la tarifa residencial	22
Comportamiento de la producción zona norte	8	Cargos y Prima RER	23
Comportamiento de la producción zona centro	9	Anexos	24
Comportamiento de la producción zona sur	10	Referencias	26
Balance de electricidad en las zonas norte y Sur	11		
Balance de electricidad nacional y de la zona centro	12		
Proyectos de generación y transmisión en el Perú	13		
Conducta del margen de reserva	14		
Las eléctricas aún no vuelven al 2019	15		
Cambios en el despacho en máxima demanda	16		

Recuperación y precios altos

A nivel local, el panorama de recuperación económica y reanudación de actividades ha alentado el comportamiento de la demanda eléctrica a nivel nacional, aunque, con ciertos matices a nivel de zonas. Se espera que el comportamiento de la demanda se modere para el 2022, no obstante, se espera la entrada de proyectos mineros como Quellaveco en Moquegua que impulsarán el consumo de esa actividad.

A futuro, si bien se espera que las tasas de crecimiento del país sean positivas en los próximos años, para el 2022 se espera un crecimiento por debajo de los observado entre 2010 y 2019 (periodo posterior a la crisis internacional de Lehman Brothers y anterior a la pandemia del Covid-19) y cercano a 2%. Esto implicaría, naturalmente, un consumo menos dinámico de electricidad. Dentro de los principales riesgos que enfrenta el crecimiento económico pasan por una potencial tercera ola o la mayor propagación de la variante Omicron del virus del Covid-19. Si bien aún es temprano para predecir el retorno a medidas extremas como la observada en el 2020, esas medidas, (el Perú fue uno de los países con la cuarentena más rígida del mundo) provocaron un resentimiento del consumo privado y de la demanda eléctrica. Otros riesgos que reducirían el crecimiento son mayores fricciones en la esfera política y la implementación de medidas controversiales que podrían socavar la confianza empresarial y del consumidor.

Si bien, por una parte, avanza la demanda, la oferta de generación camina a un ritmo más lento y en menores dimensiones que su contraparte. En efecto, no se divisan grandes proyectos de generación eléctrica para los próximos años debido a las condiciones

actuales del mercado de electricidad en el Perú y a diferencia de lo que está ocurriendo en otros países de la región. En la situación actual, y al nivel de precios existentes, no se configura un atractivo económico suficiente para el desarrollo de nuevas inversiones y, por lo tanto, de un incremento de nueva capacidad de generación para el sistema eléctrico nacional.

Por su parte, el contexto internacional actual a nivel global se enmarca entre un mix de precios de la energía tradicional más altos y mayores progresos tecnológicos que abaratan la energía eléctrica renovable no convencional.

En el mercado internacional, el precio del Henry Hub (referente para los precios del gas natural) continúan dentro de sus valores más altos en siete años y ello implica mayores costos para la producción termoeléctrica en base a ese combustible en EE.UU. Por su parte, en Europa, el precio de los derechos de emisión de CO2 mantienen una tendencia alcista y ya anota valores sobre los € 70. Esto tiene una implicancia directa sobre los costos para la generación eléctrica en esa parte del mundo. Por el otro lado, las energías renovables continúan penetrando en la mayoría de mercados y retando a sus costos. Al respecto, las empresas eléctricas a nivel global están apostando por este tipo de tecnología. Recientemente, según Bloomberg, el ebitda de Enel SpA aumentaría desde el 2023 gracias a las contribuciones de su creciente inversión en energías renovables y redes. Por su parte, las inversiones en energía solar y eólica se están convirtiendo en importantes contribuyentes al crecimiento de las ganancias anuales de las empresas de servicios públicos en EE. UU.

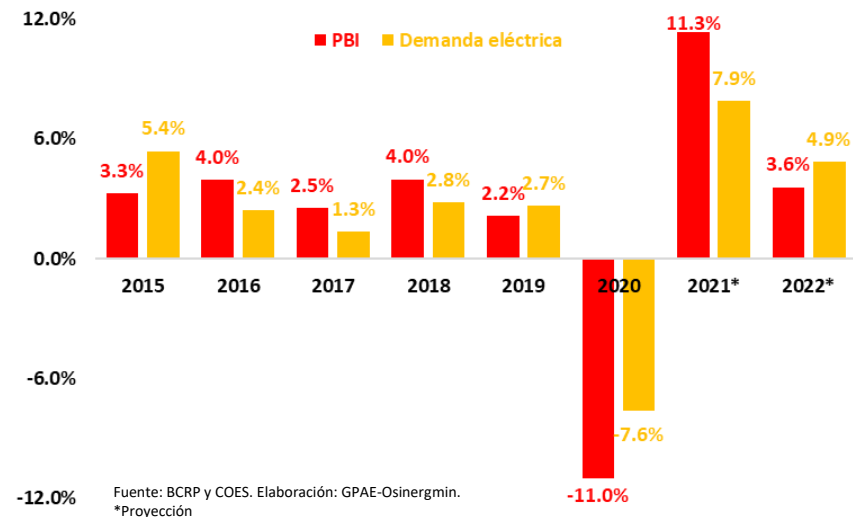
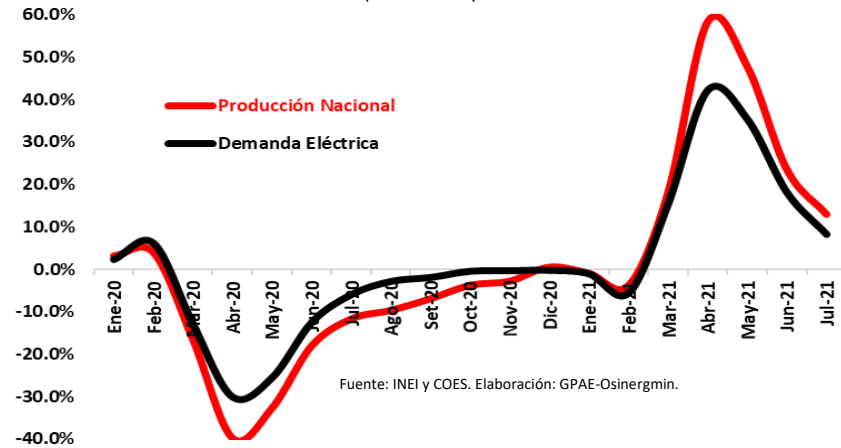
Estrecha relación de la demanda eléctrica con el PBI

Como consecuencia de los efectos más dañinos de la pandemia en el 2020 y el proceso de recuperación económica del 2021, la demanda eléctrica y la actividad económica han mostrado curvas similares a las de una n invertida. Al observar la relación entre el comportamiento de la demanda eléctrica y la evolución de la actividad económica en el Perú para el periodo 2009 - 2020, se observa que existe un coeficiente de correlación de 0.96 entre ambas variables.

Según los datos más recientes de proyecciones del COES, para el 2021 y 2022, se esperan tasas de crecimiento auspiciosas para la demanda eléctrica de ambos años.

A futuro, en el Perú, aunque se espera que la relación entre ambas variables se mantenga. Sin embargo, la intensidad entre ambas se alteraría por diferentes factores que se están observando en otros países del mundo. Por ejemplo, EIA (2017) señala que se está observando un cambio en la estructura productiva, especialmente en los países más desarrollados, quienes están pasando de ser economías manufactureras (más intensivas en electricidad) a economías de servicios (menos intensivas en electricidad). Por otro lado, EIA (2017) también señala que la eficiencia energética es otro factor que contribuiría a reducir la intensidad entre ambas variables, dado que en los principales países del mundo se está empeñando por ser más eficientes en el consumo eléctrico. Así, se puede mantener o, incluso, aumentar sus procesos productivos con un consumo menor de electricidad.

Crecimiento de la demanda eléctrica y producción nacional
(var. % anual)



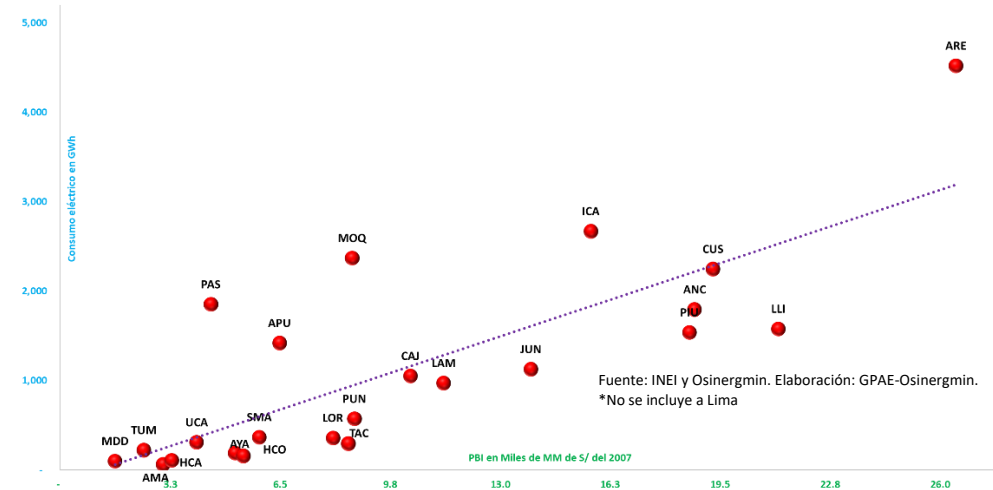
En búsqueda de los niveles prepandemia

A nivel zonal, según la clasificación del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), la recuperación de la demanda eléctrica ha ido avanzando conforme las diferentes actividades económicas se han normalizado, en especial, las más intensivas en consumo eléctrico. En cuanto a la dinámica de las tres zonas (norte, centro y sur), la zona centro es la única que aún no ha tocado los máximos observados en la etapa prepandemia (febrero del 2020). Una figura diferente se observa en las otras dos zonas que mostraron nuevos picos de demanda hacia diciembre del 2020, especialmente, por la actividad minera.

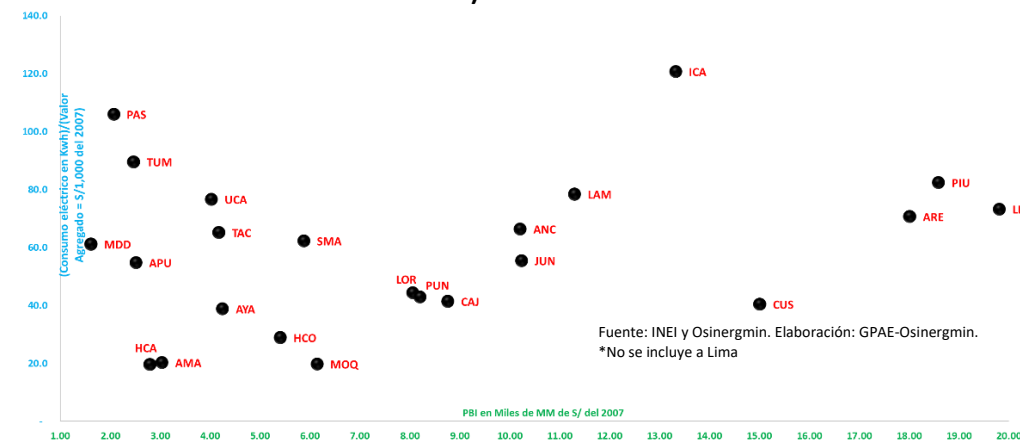
A nivel departamental (sin incluir Lima), también, se observa una alta correlación entre el consumo eléctrico y la actividad económica en el año 2020. Así, mientras mayor es el tamaño de la economía regional, se evidencia un consumo más amplio de electricidad. Al respecto, los departamentos con presencia de actividades intensivas en electricidad como son las grandes operaciones y desarrollos mineros (especialmente metálicos) y que inciden significativamente en sus economías como Arequipa, Apurímac, Ica, Moquegua y Pasco muestran consumos por encima de su línea de tendencia. Sin embargo, en términos de eficiencia (cantidad requerida de kWh para producir S/1,000 constantes de valor agregado) departamentales sin incluir minería, Cusco y Pasco se contraponen en términos de eficiencia y volúmenes de producción.

A futuro, se espera que la recuperación zonal continúe consolidándose y que la entrada de grandes proyectos mineros como Quellaveco (Moquegua) continúen siendo relevantes para el consumo departamental.

Consumo eléctrico y PBI departamentales* en el 2020



Consumo eléctrico y PBI departamentales* en el 2020 (sin incluir minería)



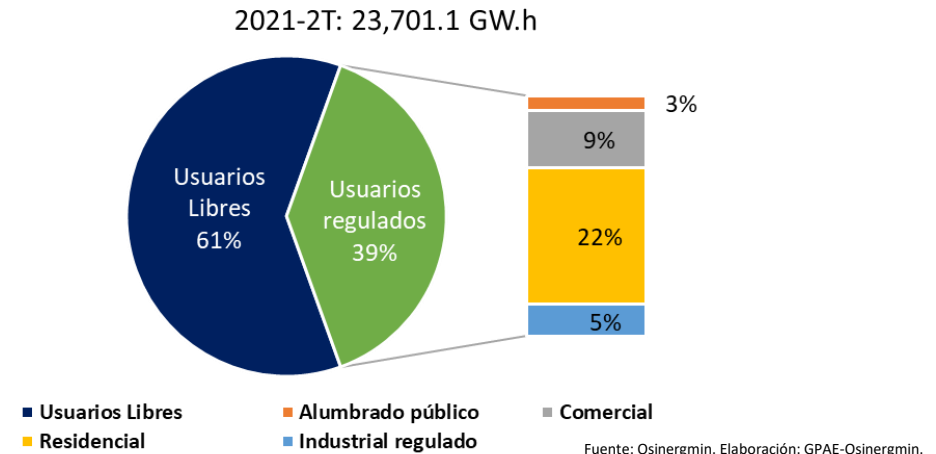
Recuperación más rápida en los grandes usuarios

La demanda total de electricidad, en el primer semestre del 2021, superó en 15% a la del mismo periodo del 2020 como consecuencia de la recuperación económica y el efecto rebote. El mayor consumo de energía eléctrica se registró en los usuarios libres quienes requirieron tres quintos de la energía vendida. Esta participación es superior al 56% alcanzado por ese tipo de clientes en similar periodo en el 2020. El año pasado, la demanda de los usuarios libres fue menor por la paralización y ralentización de varias actividades económicas y por una mayor demanda eléctrica de los usuarios regulados (educación virtual, trabajo remoto, entre otros).

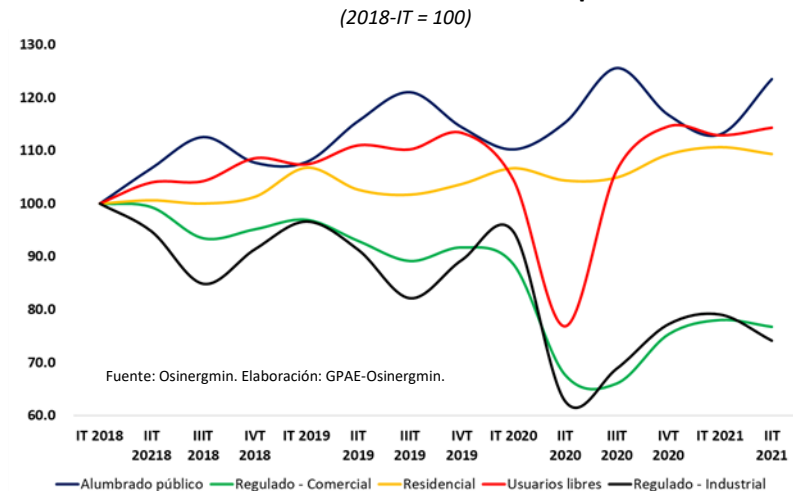
El consumo de los usuarios libres, al 2021-2T, se ha recuperado y ha superado en casi 2% respecto a lo observado en el mismo periodo del 2019 (prepandemia). Una historia diferente se describe en cuanto a las demandas de los usuarios comerciales regulados e industriales regulados, las cuales, se aprecia, que aún no se recupera de la pandemia. Una explicación descansa en que varias empresas han reducido su tamaño o han cerrado por la crisis económica y sanitaria que generó el Covid-19. Según datos del INEI, más de 45,000 empresas dejaron de operar en el país en el 2020 debido a la pandemia. Sin embargo, también fue el año en que se crearon más de 235,000 empresas, la mayoría unipersonales y dedicadas a la venta minorista, estas, en general, son de menor consumo eléctrico.

Se espera que en el 2022 se mantenga la preponderancia de los usuarios libres sobre los regulados. Asimismo, un potencial regreso a la normalidad reducirá, paulatinamente, algunos puntos de participación en la demanda regulada.

Demanda eléctrica por tipo de usuario



Demanda trimestral de electricidad por uso



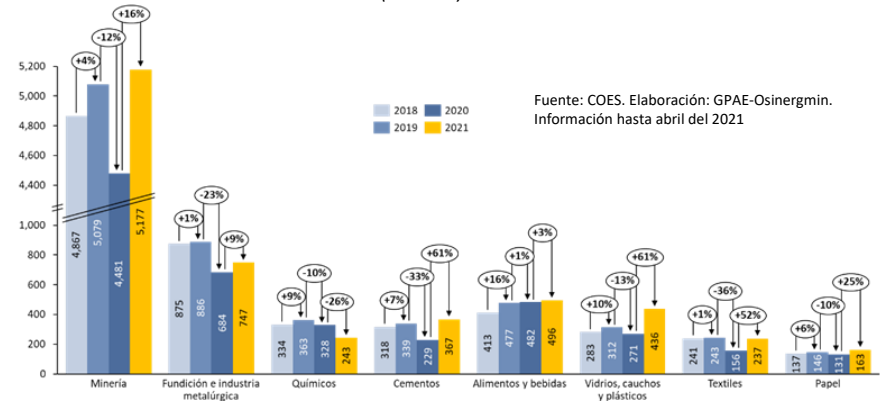
Se recupera la demanda eléctrica de los sectores económicos más intensivos

La venta de energía en el mercado libre durante los primeros cuatro meses del 2021 fue 9,743 GW.h, 20% más respecto al mismo periodo del año 2020. Este análisis captura de una manera clara el efecto de la pandemia en el año 2020 y la recuperación observada en el 2021.

La participación de las actividades económicas en el consumo eléctrico nacional depende de la estructura productiva de cada país. Así, por ejemplo, los principales países productores de minerales, como el Perú, tienen como uno de sus más importantes demandantes de electricidad a las empresas mineras. De acuerdo con ello, en los cuatro primeros meses del año, la mayor venta de energía se registró en el sector minería con el 53% de participación del total de las ventas a clientes libres. El nivel de intensidad en el consumo de este sector resalta al observar que la segunda actividad en la composición de demanda de clientes libres es el sector fundición e industria metalúrgica con, apenas, 8%. La venta de energía de todos los sectores en el 2021, a excepción de la industria de químicos, ha crecido respecto al mismo periodo del 2020, lo cual muestra una clara recuperación de la actividad económica del país.

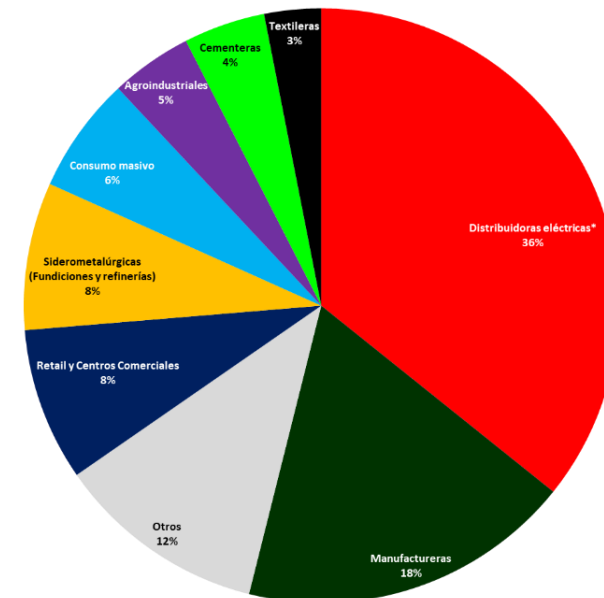
Al margen de la contribución significativa de la minería en la demanda por potencia para el mercado libre, destaca la figura de las empresas industriales y los usuarios industriales o comerciales que participan como usuarios libres, pero consumen electricidad por medio de las distribuidoras eléctricas.

Demanda de electricidad en el mercado libre peruano
(en GWh)



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergrmin. Información hasta abril del 2021

Demanda por potencia del mercado libre en el 2021



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergrmin. Intencionalmente, se excluyó minería.

La minería empuja a la demanda eléctrica

La minería representa el 55% del consumo de los clientes libres y el 34% de la demanda nacional, donde Cerro Verde es el principal consumidor de electricidad con una demanda de 7% del consumo nacional en el 2021 de energía eléctrica. La minería peruana es liderada por la producción de cobre (el país es el segundo mayor productor del mundo) y este tipo de minería es intensiva en consumo eléctrico, especialmente, en los procesos de LX–SX–EW (Lixiviación, concentración de soluciones y/o purificación y recuperación del producto) y la operación de la concentradora. En el Perú, son siete las generadoras que atienden a más del 90% de la potencia demandada por mineras. Al respecto, dentro de los contratos más relevantes en este sector destacan el de Cerro Verde con Electroperú (338 MW), Antamina con Engie (170 MW), Las Bambas con Engie (160 MW), Cerro Verde con Enel (140 MW), y Chinalco (130 MW) y Cajamarquilla (120 MW) con Kallpa. Solo estos seis contratos representan el 40% de toda la capacidad contratada en el sector. A nivel zonal, la demanda minera de la zona norte cayó por el declive en la producción de las minas Yanacocha, Barrick Pierina y Alto Chicama respecto a diciembre del 2018. Por el otro lado, en el caso del centro, la mayor producción de Chinalco impulsó la demanda mientras que en el caso de la zona sur, si bien su tendencia es al alza, su recuperación es más modesta.

A futuro, los principales generadores continuarán alimentando a los grandes proyectos mineros. Según AngloAmerican, su proyecto Quellaveco (que se espera entre en el 2022), consumirá 187 MW y serán suministrados por Engie y se constituirá en el primer proyecto minero que consuma energía 100% renovable, según la generadora, quien proveerá la energía desde su proyecto eólico Pampas Lomitas de 260 MW en Moquegua.

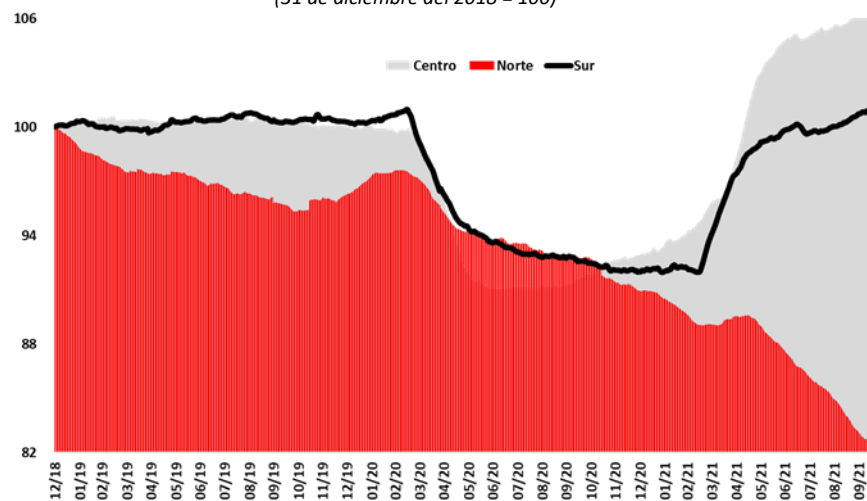
Mercado de potencia en minería

Suministrador	MW	%	Cliente minero	MW	%
Kallpa	633.3	23%	Minera Cerro Verde	521.3	19.2%
Engie	608.2	22%	Southern Peru	296.0	10.9%
Electroperú	568.8	21%	Minera Chinalco Perú	211.0	7.8%
Enel	499.1	18%	Nexa Resources Cajamarquilla	190.8	7.0%
Orazul Energy	80.0	3%	Minera Antamina	170.0	6.3%
Huanza	69.8	3%	Minera Las Bambas	160.0	5.9%
Statkraft s.a	68.7	3%	Compañía Minera Antapaccay	145.3	5.4%
Otros	183.3	7%	Shougang Hierro Peru	120.0	4.4%
			Hudbay Peru	90.0	3.3%
			Marcobre	84.0	3.1%
			Minera Yanacocha	63.0	2.3%
			Nexa Resources	54.0	2.0%
			Anglo American Quellaveco	52.4	1.9%
			Volcan Compania Minera	49.0	1.8%
			Otras	504.4	18.6%

Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Promedio móvil anual de la demanda eléctrica minera

(31 de diciembre del 2018 = 100)



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Comportamiento de la producción zona norte

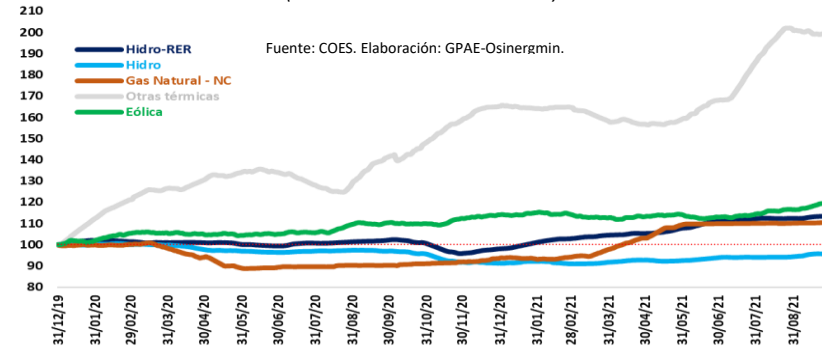
La producción hídrica aún no recupera sus niveles prepandemia en esta zona, a diferencia de lo acontecido con las demás fuentes de generación. Así, en los nueve primeros meses del año, la generación hidráulica ha cedido paso a un mix de fuentes de generación limpias, como la hidro RER, y menos limpias como las derivadas de otras alternativas térmicas o producción en base a gas natural.

A pesar de que se observa un avance en la participación de la zona norte, la generación renovable presente en la zona (eólica e hidráulica) muestra una desaceleración en su crecimiento en esa parte del país. Como parte del ingreso de las centrales ganadoras de la cuarta, y hasta el momento última, subasta de energías renovables realizada en el país entre el 2015 y 2016, entre finales del 2020 y el primer semestre del 2021, entraron a operar los parques eólicos Duna y Huambos, cada uno de estos con una potencia efectiva de 18.4 MW. Las dos centrales eólicas están ubicadas en la zona norte, específicamente en el departamento de Cajamarca.

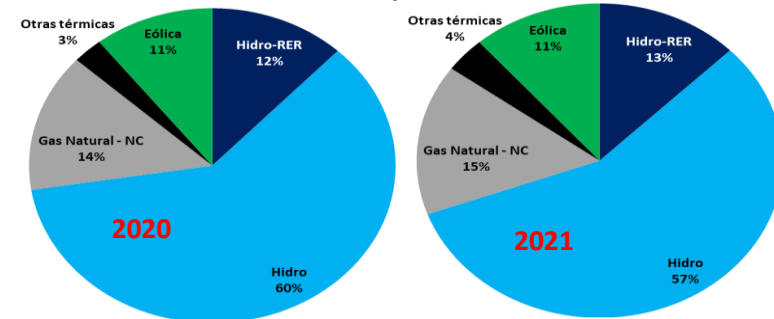
A futuro, para incrementar la producción se requiere la entrada de nuevos proyectos. Sin embargo, los pocos proyectos de generación existentes en la zona están paralizados, dos de ellos (las hidroeléctricas Karpa y Ayanunga) fueron adjudicatarios de la tercera y cuarta subasta RER.

Promedio móvil anual de la producción eléctrica por fuente

(31 de diciembre del 2019=100)



Producción eléctrica por fuente (al 30 de setiembre)



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

Promedio móvil anual de la producción eléctrica RER (en var.% anual)



Comportamiento de la producción zona centro

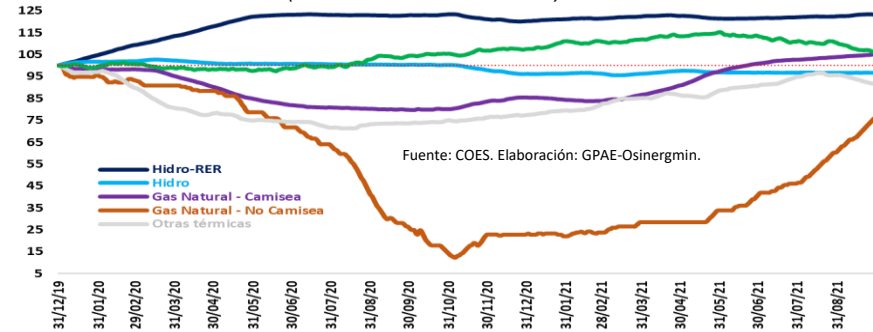
El parque generador de la zona centro es, básicamente, hidrotérmico. La producción renovable (eólica e hídrica) así como la que tiene como fuente el gas de Camisea ya muestran un comportamiento por encima de lo observado en la etapa prepandemia. Sin embargo, la producción hidroeléctrica, aún está por debajo de ese periodo. Así, en los nueve primeros meses del año, la generación hidráulica ha cedido participación a la producción en base a gas natural.

Como parte del ingreso de las centrales ganadoras de las subastas de energías renovables realizada en el país entre el 2015 y 2016, en los primeros nueve meses del año, entraron a operar centrales hidroeléctricas RER y una central fotovoltaica (Yarucaya) en los departamentos de Junín y Lima. En conjunto, estos proyectos agregaron 98 MW al sistema.

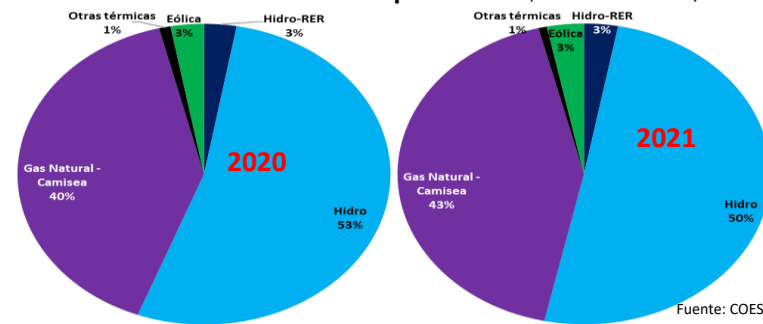
A futuro, para incrementar la producción se requiere la entrada de nuevos proyectos. En la zona centro se observa la mayor cantidad de proyectos, sin embargo, todos están paralizados. Dentro de estos, destacan los correspondientes a las subastas RER, las seis hidroeléctricas RER de Hydrika en Áncash, Huatziroki I y Colca, también hidroeléctricas ubicadas en Junín.

Promedio móvil anual de la producción eléctrica por fuente

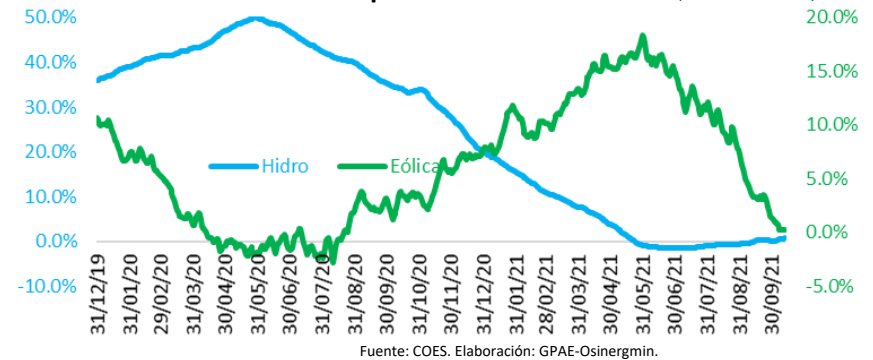
(31 de diciembre del 2019=100)



Producción eléctrica por fuente (al 30 de setiembre)



Promedio móvil anual de la producción eléctrica RER (en var.% anual)



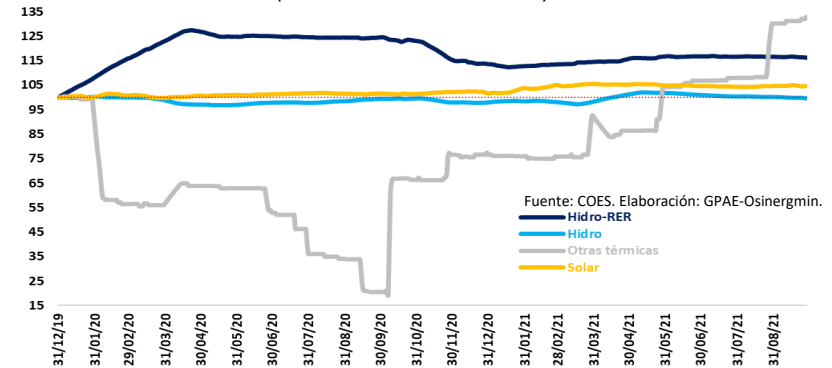
Comportamiento de la producción zona sur

La producción eléctrica en esta zona es, esencialmente, hidroeléctrica y donde destaca una de las centrales hidroeléctricas más grandes del país, Cerro del Águila, de propiedad de Kallpa, ubicada en Huancavelica y con una capacidad de generación de 557 MW. Si se considera con la generación hidráulica RER, superan el 80% de la producción total. Al cierre del documento, la generación hidroeléctrica no RER se mantiene en los mismos niveles que en su etapa prepandemia. En efecto, la hidroelectricidad de la zona sur suele mantener niveles relativamente estables.

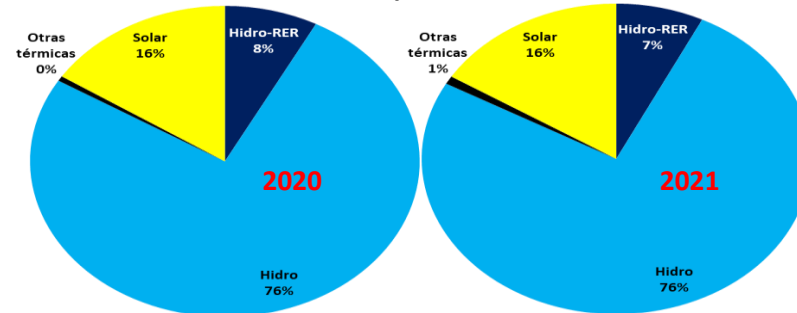
Durante el año, el parque generador de la zona sur no ha presentado mayor dinamismo y no se han observado nuevos ingresos de proyectos que puedan expandir la producción eléctrica en esa zona. Así, a futuro, para incrementar la producción se requiere la entrada de nuevos proyectos y a pesar del potencial renovable existente en la zona. Los pocos proyectos de generación existentes en la parte sur del país están paralizados, el más grande es Molloco (280 MW) en Arequipa; además, cuatro de ellos (las hidroeléctricas Laguna Azul, Kusa, Aricota 3 y Allí) fueron adjudicatarios de la tercera y cuarta subasta RER.

Promedio móvil anual de la producción eléctrica por fuente

(31 de diciembre del 2019=100)

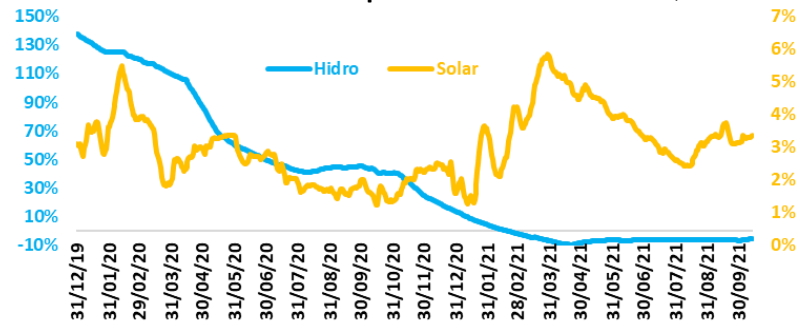


Producción eléctrica por fuente (al 30 de setiembre)



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

Promedio móvil anual de la producción eléctrica RER (en var.% anual)



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

Balace de electricidad en las zonas norte y Sur

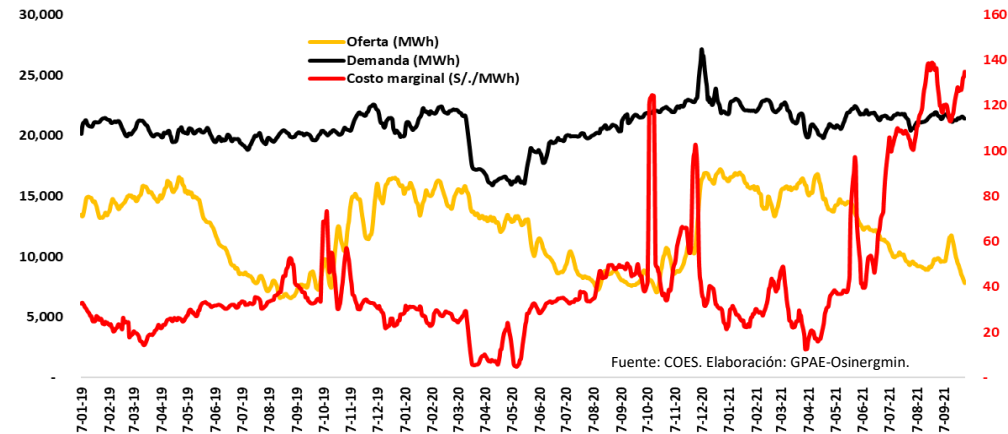
Tanto la zona sur como la norte son deficitarias en energía eléctrica debido a que la infraestructura de generación eléctrica existente en esas zonas no es suficiente para abastecer a su propia demanda. Asimismo, en esas zonas, especialmente en la sur, la preponderancia de la producción hidroeléctrica tiene una alta participación. Esto genera una conducta cíclica marcada por la estacionalidad.

La producción eléctrica de ambas zonas presenta promedios muy similares; sin embargo, la zona sur presenta un mayor déficit debido a que sus niveles de demanda superan en 75% a la zona norte.

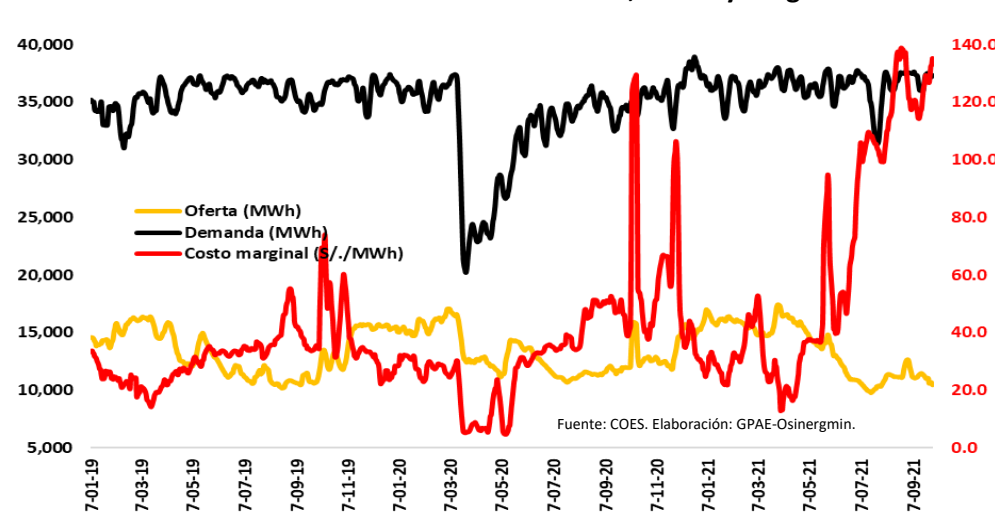
Por su parte, el comportamiento del costo marginal es bastante similar entre ambas zonas, pero por encima de lo observado en la zona centro. En las siguientes secciones se detalla un análisis más preciso respecto de las razones que han incrementado el costo marginal en el sistema desde julio del 2021.

De cara al futuro, se espera que la configuración del mercado eléctrico mantenga su estructura en cada una de las zonas analizadas, en ausencia de grandes proyectos que puedan reducir los déficits observados.

Zona norte: Promedios móviles anuales de demanda, oferta y CMg



Zona sur: Promedios móviles anuales de demanda, oferta y CMg



Balance de electricidad nacional y de la zona centro

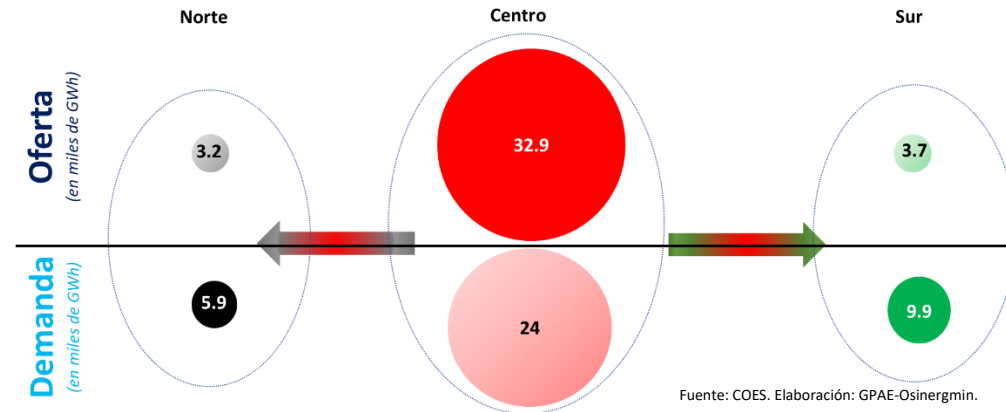
A diferencia de lo que ocurre en las zonas sur y norte, en el centro se produce un exceso de oferta (superávit de electricidad) y que se exporta hacia las otras dos zonas del país para atender la demanda. Al cierre, la oferta ya había recuperado sus niveles prepandemia.

Si bien la demanda de la zona centro representa el 60% del total nacional, esta misma zona produce más del 80% de la energía eléctrica del país debido a que se ubican las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas más importantes del país.

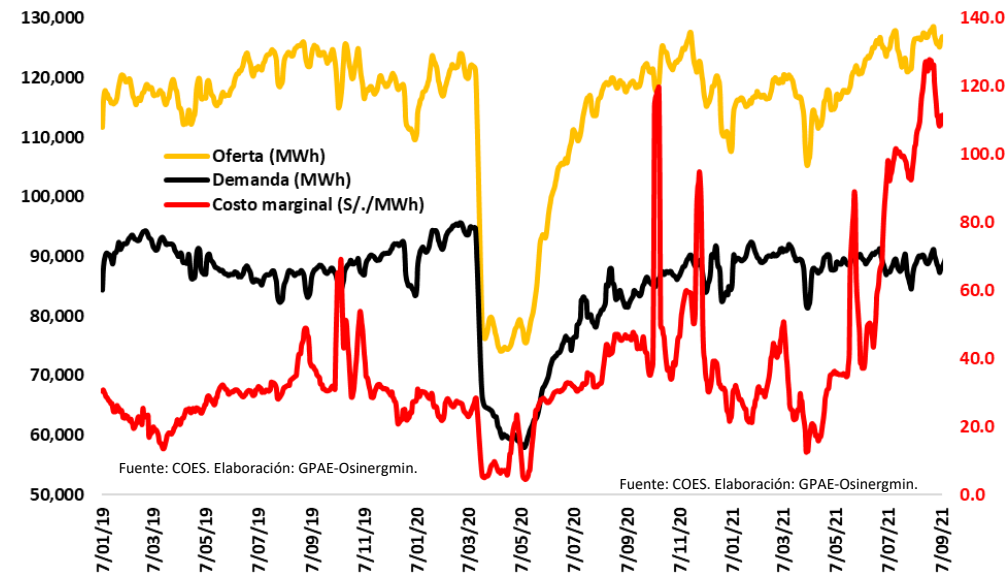
Si bien el costo marginal se ha incrementado en los últimos meses, muestra valores por debajo de lo observado en la zona norte y sur. En las siguientes secciones se detalla un análisis más preciso respecto de las razones que han incrementado el costo marginal en el sistema desde julio del 2021.

A futuro, se espera que este comportamiento se mantenga.

Balance interzonal de energía eléctrica en el 2021 (al 30 de setiembre)



Promedios móviles anuales de demanda, oferta y CMg



Proyectos de generación y transmisión en el Perú

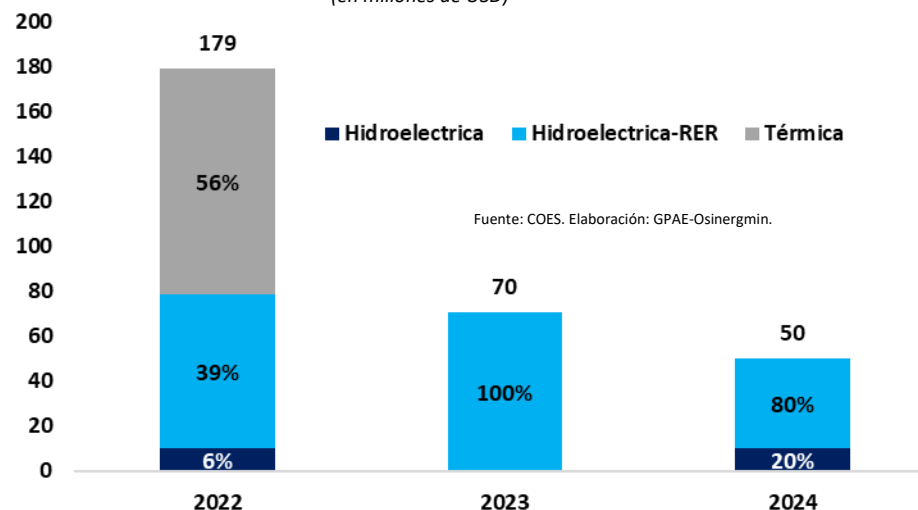
De acuerdo a la información disponible en el COES, a la fecha, en el país existen 18 proyectos en el subsector de generación eléctrica, para el periodo comprendido desde el 2022 hasta el 2024. Salvo dos proyectos a cargo de Petroperú (CT Refinería Talara - G1 y CT Refinería Talara – G2, de 50 MW cada una), los demás proyectos son de menor tamaño (menores a 20 MW cada uno) y corresponden a hidroeléctricas RER. Estas futuras centrales de generación sumarán una capacidad total de 300 MW.

Si bien la existencia de proyectos en el sector eléctrico es positiva, el panorama parece no ser muy dinámico a corto plazo por el lado de la oferta de generación. En función a la información disponible, se estaría agregando en promedio, 100 MW por año frente a un crecimiento promedio de la máxima demanda de 200 MW. Sin embargo, a corto plazo, esto no acarrearía un problema en el panorama cercano debido a la oferta disponible, actualmente, en el país.

Respecto a los proyectos de transmisión, estos pertenecen a la cartera de Proinversión y se espera que sean licitados bajo la modalidad de una Asociación Pública Privada (APP). De los 13 proyectos, cinco están en etapa de planeamiento y programación (USD 127 millones), cuatro en etapa de formulación (USD 826 millones) y los otros cuatro en etapa de transacción (USD 378.2 millones).

Proyectos comprometidos en el sector eléctrico

(en millones de USD)



Cartera de proyectos de APP de líneas de transmisión

Proyecto	Etap	Inversión estimada	Área de influencia
Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo y SE asociadas	Formulación	486	Libertad, San Martín, Amazonas, Lambayeque
Enlace 500 kV Celendín-Piura	Formulación	234	Cajamarca, Piura
Enlace 500 kV San José-Yarabamba	Planeamiento	28	Arequipa
ITC Enlace 220 kV Piura Nueva-Colán	Planeamiento	35	Piura
ITC SE Lambayeque Norte 220 kV	Planeamiento	22	Lambayeque
ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry-Tarapoto N	Planeamiento	37	San Martín
SE Piura Este 100 MVA 220/60/23 Kv	Planeamiento	5	Piura
ITC Enlace Cádic-Jaén Norte	Formulación	47	Amazonas y Cajamarca
SE Piura Nueva-Frontera	Transacción	163.5	Tumbes y Piura
Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero	Transacción	31	Lambayeque, Cajamarca y Tumbes
Enlace 220 IV Ica-Poroma, ampliaciones y SE	Formulación	59	Ica
SE Nueva Tumbes 220/60 kv	Transacción	6.7	Tumbes
LT 500 kV SE Piura Nueva-Frontera	Transacción	177	Piura y Tumbes

Fuente: Proinversión. Elaboración: GPAE-

Conducta del margen de reserva

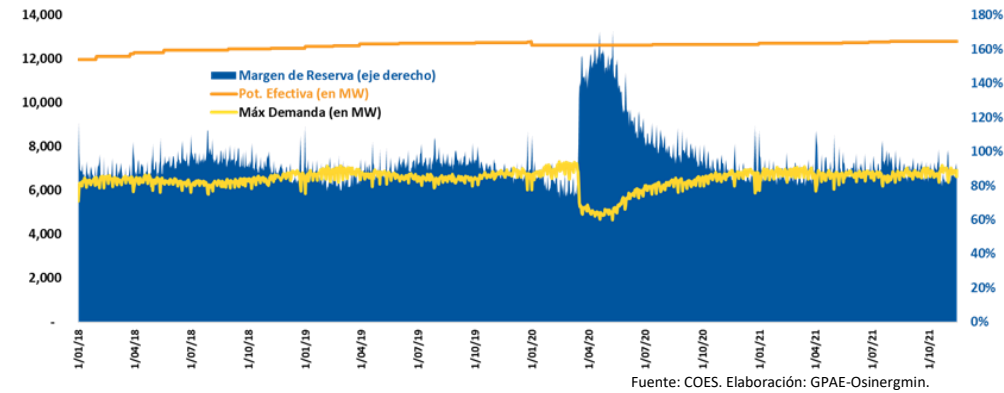
El margen de reserva¹ de enero a noviembre del 2021 registró un valor promedio diario de 89.1% y alrededor de lo observado en los últimos tres años. Una excepción fue el periodo marzo y octubre del 2020 cuando el margen alcanzó valores por encima del 160%. Esto debido al menor consumo energético que se dio por las restricciones de confinamiento impuestas por el gobierno ante la pandemia del COVID-19. Tener un margen de reserva promedio en el sistema eléctrico peruano sobre 80%, en los últimos años, implica que la capacidad de generación nacional ha podido abastecer con holgura sus requerimientos de demanda.

Por otra parte, a noviembre del 2021, se observa que la máxima demanda (7,138 MW) registrada el 22 de octubre, contiene dos mensajes. Por un lado, la recuperación en el consumo ya superó ligeramente el valor del 2019. Sin embargo, por otro lado, aún sigue debajo del registro del 2020 (máxima demanda en febrero) e indica que la máxima demanda aún no llega a valores prepandemia.

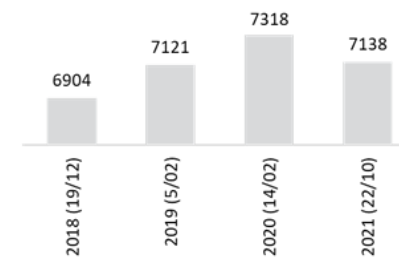
La oferta de generación o potencia efectiva, hasta octubre del 2021, se tuvo un crecimiento neto de 68 MW, debido a la entrada en operación comercial de 6 centrales de generación (que suman 98 MW), entre las cuales se destaca el ingreso de la Central Hidroeléctrica La Virgen y sus tres unidades de generación con una potencia conjunta de 94 MW. Asimismo, dejó de operar la Central Térmica de Tumbes (17 MW) y la Central Hidroeléctrica Zaña (13 MW).

¹ Margen de reserva definido como el porcentaje de potencia efectiva que excede a la máxima demanda. La información de potencia efectiva se tomó de las Estadísticas Anuales e Informes Mensuales de Operación del COES.

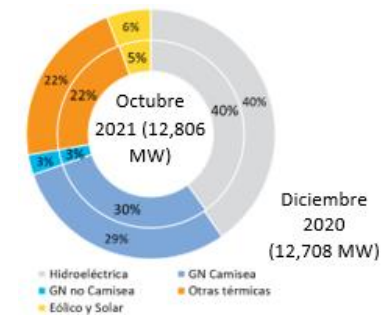
Margen de reserva



Máxima demanda en MW



Potencia efectiva por tipo de fuente



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

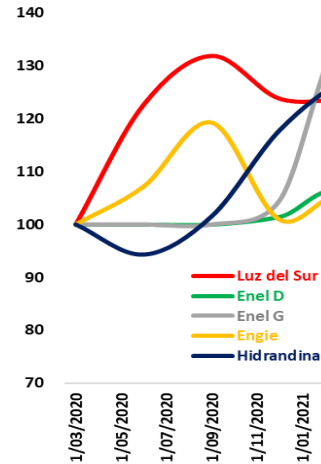
Las eléctricas aún no vuelven al 2019

Al cierre del 2021-3T, las empresas eléctricas peruanas han presentado resultados diferenciados entre ellas. En general, se observa una recuperación en los ingresos de esas compañías. Las ventas de energía eléctrica se incrementaron por una mayor demanda de sus clientes y acorde a la recuperación del consumo local. Sin embargo, se observan diferencias respecto al comportamiento de otro resultado financiero clave: el ebitda. Salvo Luz del Sur e Hidrandina, las demás empresas eléctricas analizadas, aún, no han recuperado sus niveles observados en el 2020-1T. Por ejemplo, en el caso de Engie, la empresa atribuye la caída, principalmente, a mayores compras netas en el COES a un mayor costo marginal debido al cambio regulatorio.

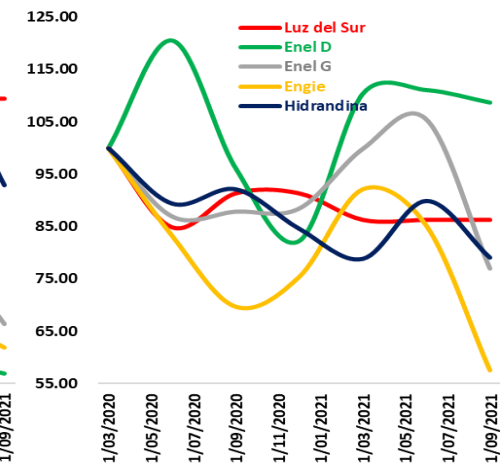
Por su parte, al analizar otro ratio (Enterprise Value/Ebitda), que señala la capacidad que tiene una empresa para generar resultados a partir del uso de sus activos, también se observa una reducción de este valor en todas las empresas analizadas el último año y medio, y a excepción de Enel Distribución. Por lo general, es más común observar menores valores de este ratio cuando las industrias son maduras y con crecimiento más lento. Asimismo, se puede atribuir cuando se incrementa el ebitda o se contrae el valor de la empresa.

Las cotizaciones bursátiles de estas empresas recibieron un traspie en el 2020 por la propagación de la pandemia del Covid-19. Sin embargo, y cuando aún, algunas, no habían terminado de recuperar sus valores prepandemia, fueron arrastradas por la caída de la BVL en medio de incertidumbre y crisis política y pesimismo en la confianza del sector privado. No obstante, en los últimos meses se observa una lenta recuperación.

Ebitda (Marzo 2020=100)

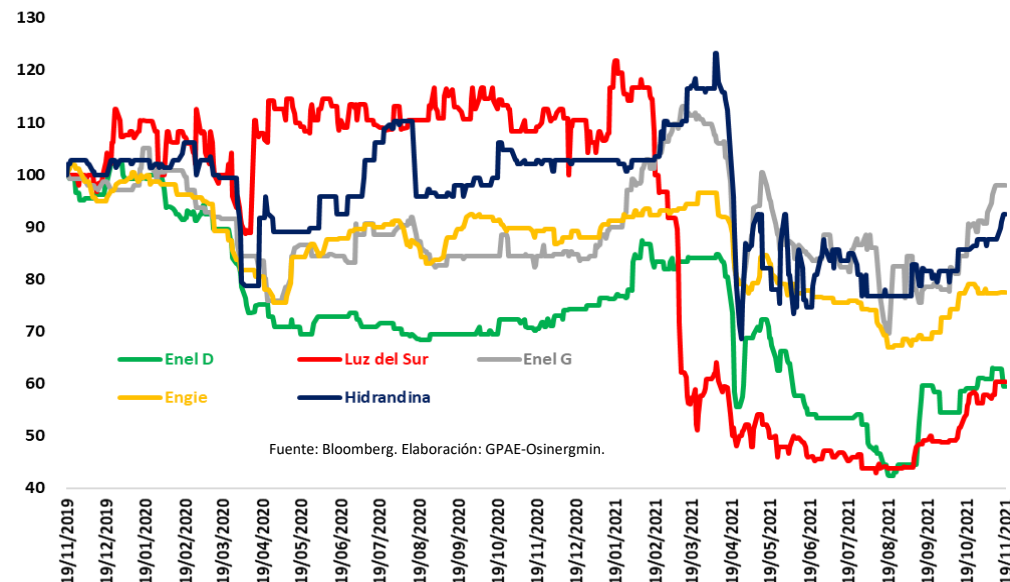


EV/Ebitda (Marzo 2020=100)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Evolución de las acciones (19 de noviembre del 2019 = 100)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

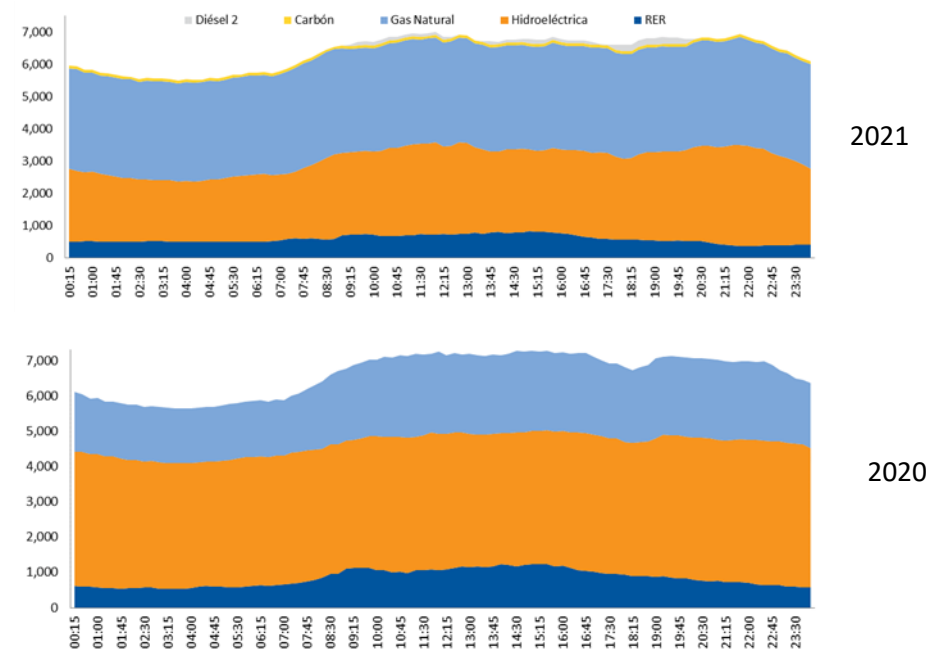
Cambios en el despacho en máxima demanda

El sistema eléctrico peruano se caracteriza por ser de despacho hidrotérmico debido a que son dos los principales recursos que sirven para abastecer la demanda en su máximo requerimiento: agua y gas natural de Camisea. Sin embargo, en los últimos años, las centrales de energías renovables no convencionales como la solar y la eólica, que tienen prioridad en el despacho, están cobrando importante relevancia. En promedio, las centrales RER han llegado a aportar la décima parte del despacho en los días de mayor requerimiento de energía. Al respecto, en el día de máxima demanda del 2021, la participación de las RER en el despacho fue 9.2%. Por su parte, en el 2019 y 2020, la participación fue 11.1% y 12.7%. A futuro, se espera que este comportamiento se mantenga.

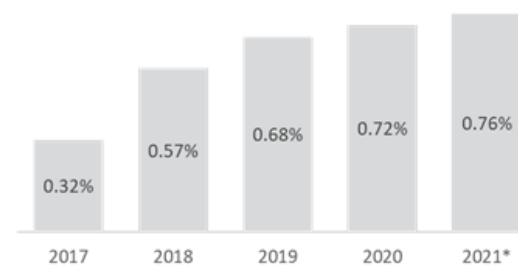
En el 2021, y a diferencia de lo registrado el 2019 y 2020, las energías térmicas como el diésel y el carbón pasaron a abastecer en el día de máxima demanda, con una participación conjunta de 2.1%, y a pesar de que la máxima demanda del 2021 fue menor que en el 2020. En el 2018, las centrales en base a residuales también suministraron energía en el día de máxima demanda; sin embargo, solo tuvieron una participación del 0.3%.

En general, en los últimos años, se observa un incremento de la participación del diésel, carbón y residual en la producción de energía. El 2017 la producción de estas energías representó el 0.32% de la energía total producida; mientras, que en el 2020 esa participación fue más del doble (0.72%). Se espera que este comportamiento se mantenga durante los próximos años dado el crecimiento de la demanda y la ausencia de grandes proyectos de generación.

Despacho en el día de máxima potencia coincidente en MW



Participación de diésel carbón y residual en la oferta



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Nuevos precios a nivel generación (spot)

Respecto a los precios, en los últimos años, el precio spot o costo marginal ha seguido una tendencia decreciente; sin embargo, desde el 2021-2S, se observa un cambio estructural en su tendencia. A noviembre del 2021, se observa que el precio spot fluctúa por encima o cerca a los S/ 100 por MWh².

El incremento del costo marginal se explica por el aumento del precio del dólar en el Perú³, el comportamiento de la demanda y por la aprobación de la modificación del Procedimiento Técnico N° 31 (PT 31)⁴ del COES que corresponde a la declaración de precios de gas natural y que se comenzó a aplicar a partir de julio de este año⁵. En particular, con respecto a este último aspecto, las empresas de generación ahora tienen que presentar y sustentar ante el COES sus costos reales, los cuales sirven a esa institución como insumo para calcular el costo marginal del SEIN.

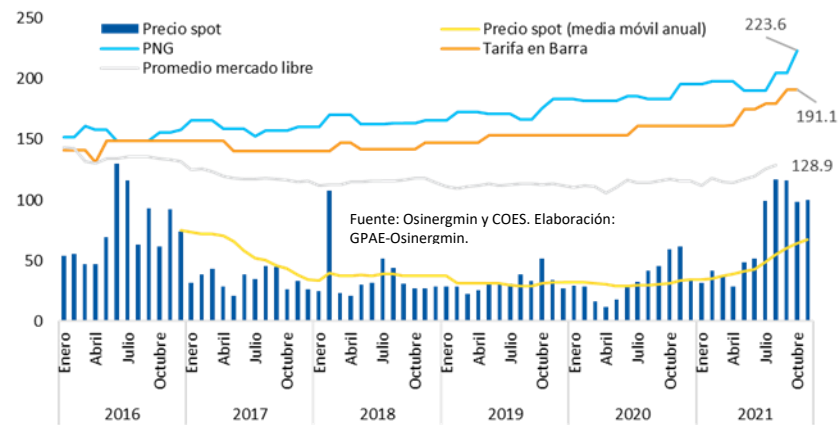
El precio spot responde a los movimientos de la oferta y la demanda eléctrica. En particular, durante el 2021, la demanda eléctrica ha mostrado un comportamiento más auspicioso y dinámico que ha forzado al uso de centrales con tecnologías diferentes a las de base como las de derivados del petróleo.

A corto plazo, no se esperarían nuevos cambios drásticos en la trayectoria del precio spot local.

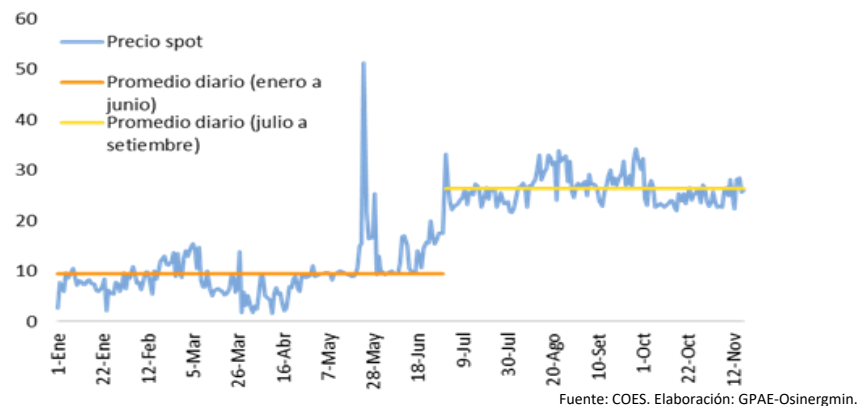
² No se registraba tales valores de costo marginal desde marzo del 2018, fecha en el cual Pluspetrol paralizó totalmente las operaciones de la Planta de Separación de Malvinas con el fin de actualizar su sistema de seguridad lo cual significó un racionamiento del suministro del GN de Camisea.

³ El COES calcula el tipo de cambio en dólares.

Precios de generación de energía (S/ por MWh)



Precios spot diario en el 2021 (USD por MWh)



Fuente: COES. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

⁴ Procedimiento Técnico del COES N° 31: “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación”.

⁵ Aprobado por Osinergrmin mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 092-2021-OS/CD.

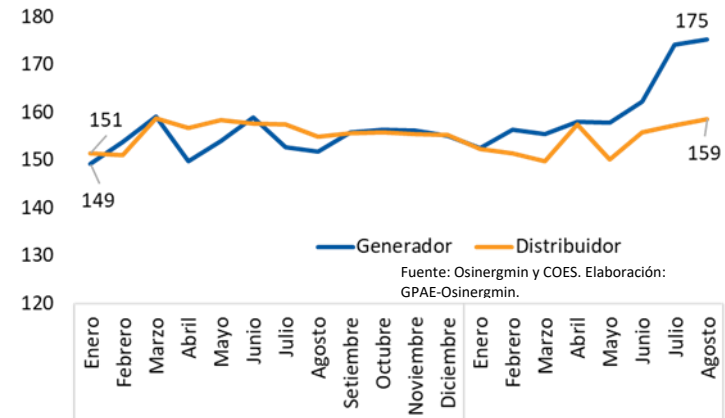
Diferencias en los precios a nivel generación (libre)

Una característica del precio de la energía eléctrica en el mercado libre, desde el 2016, fue su ligera tendencia a la baja. Sin embargo, a partir del 2019, el precio dejó de caer y se mantuvo, en promedio, alrededor de los S/ 155 por MWh. Esta situación cambió, nuevamente, desde julio pasado hacia un comportamiento alcista en ese mercado. Una de las razones del alza es que, por lo general, el precio spot sirve como referente para la formación de precios del mercado libre; por lo tanto, este último sigue la tendencia del spot.

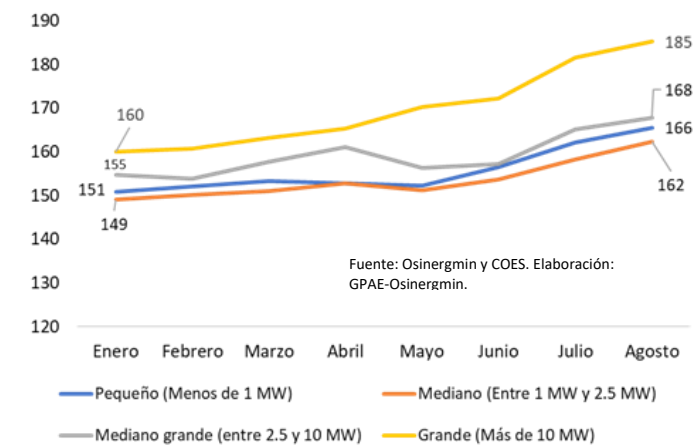
Sin embargo, se observan diferencias por tipo de generadoras y clientes. En el primer caso, se evidencia que el incremento del precio en el mercado libre es mayor en las empresas de generación respecto a las empresas de distribución debido a la mayor exposición de los generadores hacia las compras y ventas en mercado spot. Sin embargo, los distribuidores tienen solo una cantidad determinada para retirar energía en ese mercado y presentan menor participación en él. Así, desde enero del 2020 hasta junio del 2021, los precios cobrados por generadores y distribuidores siguieron una misma tendencia con un precio promedio de S/ 155 por MWh. Sin embargo, a partir de julio el precio cobrado por los generadores se incrementó en 8.1%; mientras que los distribuidores solo aumentaron 1.8%.

En el segundo caso, por tipo de empresa, los clientes más grandes (empresas industriales, cementeras y mineras), atendidos, generalmente, por generadores han sufrido un mayor incremento respecto a las medianas y pequeñas empresas. De junio a julio de 2021, el precio promedio cobrado a las grandes empresas se incrementó en 7.5%. En el caso de las pequeñas y medianas empresas el incremento fue de 5.7%.

Precios en el mercado libre por tipo de suministrador (S/ por MWh)



Precios en el mercado libre por tipo de empresa (S/ por MWh)



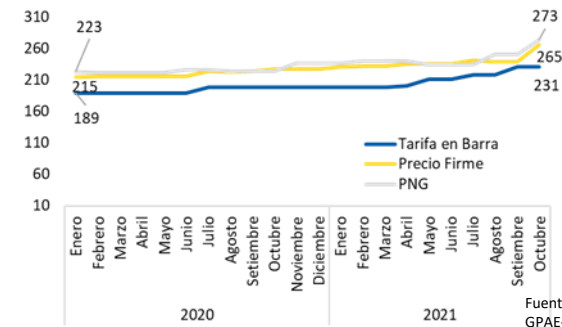
Se mantiene la tendencia de los precios a nivel de generación (regulado)

Al precio regulado de energía que pagan los usuarios residenciales se le denomina Precio a Nivel de Generación (PNG) y es el precio promedio ponderado de la Tarifa en Barra y el Precio Firme. Este último precio es el que tiene mayor peso (95%) dentro del cálculo del PNG. Por ello, es el precio firme el que direcciona su comportamiento.

En efecto, el PNG, que por lo general se ha caracterizado por tener una tendencia levemente creciente en los años anteriores, en agosto del 2021, el PNG se había incrementado en 7.2% debido a la actualización de los contratos suscritos al amparo de las licitaciones de largo plazo (Ley 28832) y en el último mes de octubre evidenció un nuevo crecimiento importante de 9.1%. Precisamente, el incremento se debe al ajuste que se hizo al Precio Firme (incremento de 10.8%). El precio firme se ajusta por un factor de actualización en el cual el tipo de cambio y el Índice de Precio al por Mayor (IPM) tienen la mayor participación. Estos indicadores macroeconómicos han tenido una tendencia al alza en los últimos meses.

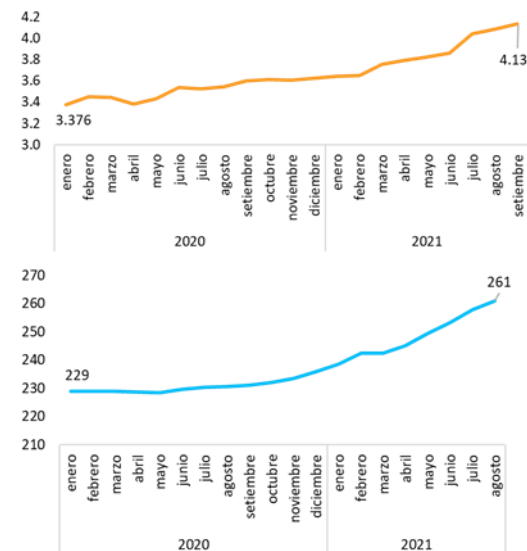
Así, los incrementos del PNG han provocado que en los últimos cuatro meses el precio crezca en 17% (de S/ 234 por MWh a S/ 273 por MWh). Finalmente, este incremento se traslada al precio final que paga un usuario regulado con lo cual, éste, enfrenta un mayor gasto por cada MWh consumido. A corto plazo, se espera que el PNG continúen asimilando y reflejando los comportamientos de sus principales componentes, los cuales se moderarían. Por ejemplo, el último Reporte de Inflación del BCR señala que el crecimiento de los precios pasaría de cerrar en 4.9% en el 2021 a una tasa de 2.6% para el 2022, esto, arrastraría a una menor tasa de crecimiento del IPM.

Precios de generación en el mercado regulado (S/ por MWh)



Fuente: Osinergrmin y COES. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Evolución de los principales componentes del FA del precio



Fuente: BCR e INEI. Elaboración: GPAE-Osinergrmin.

Conducta de la tarifa residencial

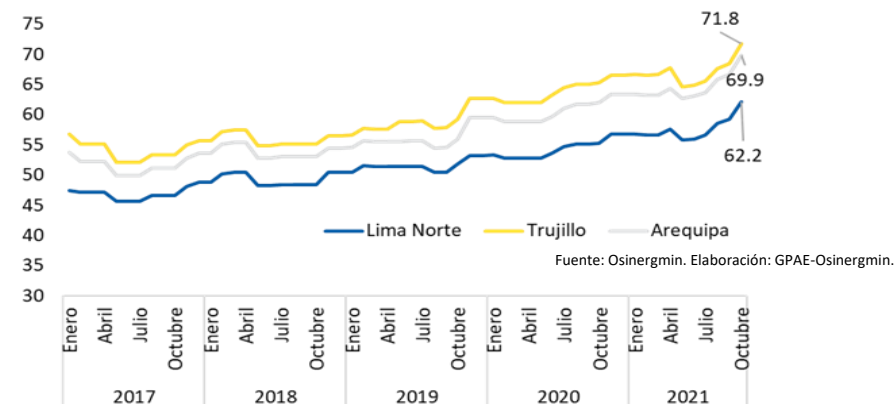
En los últimos años, el cobro por energía o tarifa eléctrica que se factura a un usuario residencial ha seguido una tendencia creciente. Entre noviembre de 2018 a octubre de 2021, ese cargo se ha incrementado en 23.3% para residentes domiciliarios de Lima Norte. Sin embargo, el aumento tarifario ha sido más agresivo en los otros departamentos del Perú, en Arequipa y Trujillo la tarifa se incrementó en 28.2% y 26.9%⁶, respectivamente. El alza de precios ha sido mayor desde julio. Solo en los últimos cuatro meses se registró un incremento de S/ 62 por MWh para un usuario que reside en Lima, similares variaciones se evidencian también para Arequipa y Trujillo. Como se mencionó anteriormente, el PNG en los últimos meses se incrementó de forma importante y este es el principal componente de la tarifa eléctrica.

En términos de gasto en electricidad, a octubre de 2021, un usuario residencial que consume 100 kWh en Arequipa y Trujillo gasta S/ 7.7 y S/ 9.6 más, respectivamente⁷, que uno que reside en Lima Norte. Hace un año el usuario residencial de Lima pagaba S/ 55.3; mientras que en Arequipa y Trujillo se pagaba S/ 62 y S/ 65.4, respectivamente. Es decir, el gasto en electricidad para un usuario residencial que consume 100 MWh se incrementó en promedio en 9%⁸. A futuro, se espera que los usuarios implementen estrategias para realizar un consumo más eficiente.

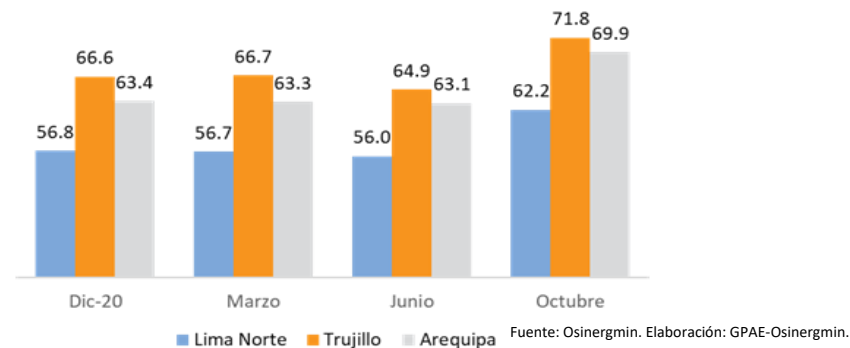
⁶ Se analiza tres ciudades representativas. Para el resto de ciudades se evidencia una similar evolución de la tarifa.

⁷ Monto aproximado, no incluye IGV, alumbrado público, el descuento FOSE, entre otros.

Cargo por energía activa de los SE Lima Norte, Trujillo y Arequipa (en ctm. S//kWh)



Gasto mensual en electricidad para un usuario que consume 100 MWh (en S/)



⁸ Bajo el supuesto que consume lo mismo a pesar del incremento de la tarifa.

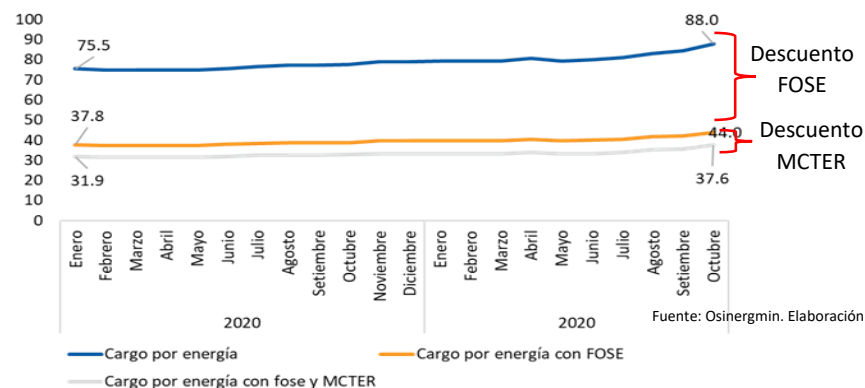
Mecanismos de subsidio a la tarifa residencial

El aumento de la tarifa eléctrica afecta el bienestar de los hogares peruanos, pero con un perjuicio mayor sobre los hogares de menores ingresos. A modo de ejemplo, en esta sección, se presenta el caso de la tarifa eléctrica en los hogares del Sistema Eléctrico Huanta Rural, del distrito de Uchuraccay, el distrito de mayor pobreza monetaria, según el Mapa de pobreza monetaria provincial y distrital del 2018.

En el caso de usuarios que consumen menos de 30 kWh, el cargo de energía se incrementó de ctm. S/ 75.5 (enero 2020) a ctm. S/88 (octubre 2021). Sin embargo, para amortiguar el impacto, este tipo de usuarios son beneficiados con dos mecanismos de reducción de la tarifa: el FOSE⁹ y el MCTER¹⁰. En efecto, con los descuentos de estos mecanismos, el cargo por energía se reduce a ctm. S/ 37.6 por kWh en octubre de 2021. No obstante, y a pesar de esta importante reducción de la tarifa, si se compara con la tarifa de enero de 2020, aún persiste un incremento de 17.8%. En términos de gasto, en el caso que el hogar consuma 30 kWh al mes, este se incrementaría en de S/ 9.6 a S/ 11.3 al mes.

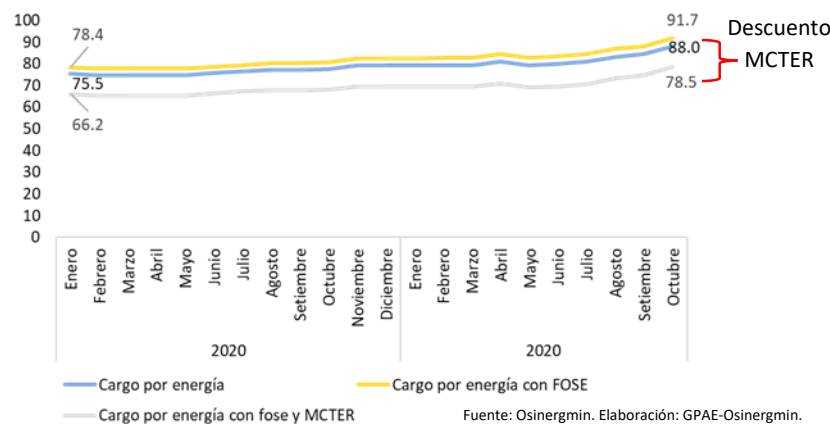
En el caso de los usuarios que consumen más de 100 kWh al mes, también se evidencia un incremento del cargo por energía; sin embargo, en este caso la reducción por los mecanismos de compensación es menor¹¹. Si se compara octubre de 2021 con enero del 2020, la reducción es de ctm. S/ 91.7 a ctm. S/ 78.5 por kWh. En términos de gasto, considerando un consumo de 120 kWh al mes, éste se incrementó de S/ 79 a S/ 94.

Cargo por energía activa del SE Huanta Rural para un usuario que consume menos de 30 kWh al mes (en ctm. S//kWh)



Fuente: Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cargo por energía activa del SE Huanta Rural para un usuario que consume más de 100 kWh al mes (en ctm. S//kWh)



Fuente: Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

⁹ Fondo de Compensación Social Eléctrica.

¹⁰ Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial.

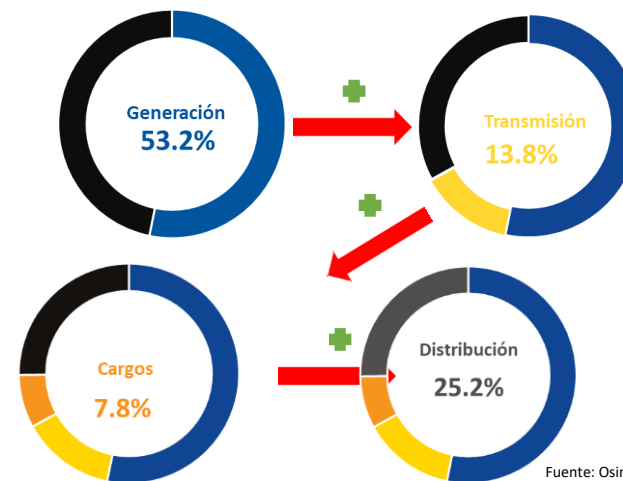
¹¹ Esto debido a que un usuario que consumen más de 100 kWh aporta al FOSE.

Composición de la tarifa residencial

En las secciones anteriores se mostró la evolución del cargo por energía activa o tarifa eléctrica. A continuación, se detalla la composición de la misma. Para ello, se considera un usuario representativo a nivel residencial y ubicado en el Sistema Eléctrico Lima Norte. A octubre de 2021, del total de la tarifa que paga este usuario en su recibo, casi la mitad (53.2%) sirve para remunerar el costo de producir la electricidad, la generación, cuyo precio se denomina PNG. El peaje para pagar el uso de las redes de trasmisión del Sistema Secundario y Principal representa el 13.8%. Luego, el pago para remunerar las inversiones, mantenimiento y operación de redes de distribución eléctrica (Valor Agregado de Distribución)—que es el último tramo de la cadena— alcanza el 25.2%. El 7.8% restante comprende todos los cargos agregados a la tarifa eléctrica detallados en la siguiente sección.

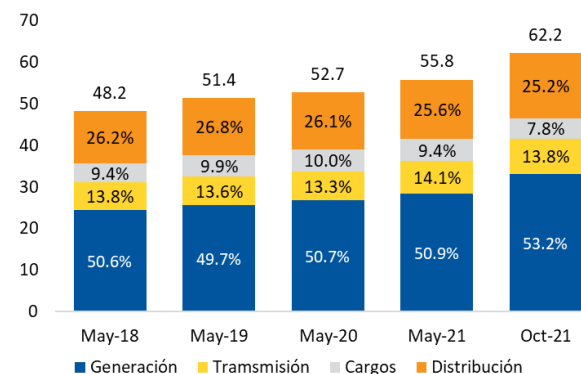
En los últimos años, en términos de participación, destaca el mayor incremento del componente asociado a la remuneración de la generación. En mayo del 2019 del total de la tarifa eléctrica el pago de la generación representaba 49.7% (ctm. S/ 25.5 por kWh). En octubre de 2021, ha sumado 2.5 puntos porcentuales (p.p.) adicionales. Por su parte, todos los demás componentes retrocedieron en participación, con especial énfasis, el cargo a la tarifa eléctrica, el cual retrocedió en 1.6 p.p. Esto se debe a que el principal componente del cargo, la prima RER, ha disminuido en una importante magnitud.

Composición de la tarifa eléctrica a octubre de 2021



Fuente: Osinerghmin. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

Evolución de la composición de la tarifa eléctrica (en ctm. S//kWh)



Fuente: Osinerghmin. Elaboración: GPAE-Osinerghmin.

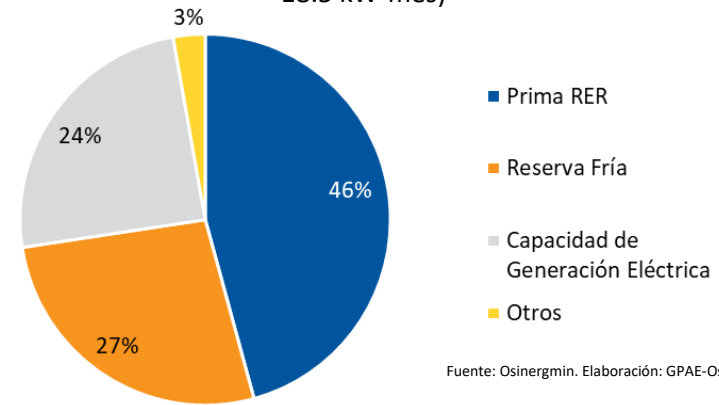
Cargos y Prima RER

A octubre de 2021, la remuneración a los cargos fue de S/ 18.5 por kW-mes, de este total, el cargo más importante es el de la Prima RER, que representa el 46%. Luego, el 27% representa el cargo para compensar a las centrales de generación Reservas Frías (Centrales de Ilo, Puerto Maldonado, Puerto Etén y Pucallpa). El 24% representa el Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica, que compensa a las centrales de generación contratadas por PROINVERSION como parte del Nudo Energético del Sur de CT Puerto Bravo (600 MW) y Planta Ilo (600 MW).

En los últimos meses el cargo a la prima RER ha disminuido, a pesar de que han entrado en operación comercial algunas centrales RER. En diciembre de 2020 el cargo era de S/ 13.2 por kW-mes; mientras, que en setiembre de 2021, esta se redujo a S/ 8.5 por kW-mes, lo cual significa una disminución de 35.8%

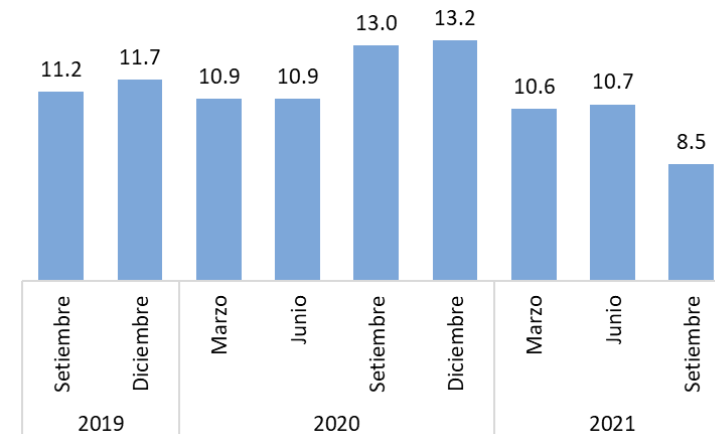
Esta reducción responde al importante incremento del precio *spot* o costo marginal mencionado páginas anteriores. La prima RER está en función a la diferencia del precio de la energía en el mercado de corto plazo (precio *spot*) y la tarifa garantizada para el generador RER, el cual es el precio adjudicado en la subasta RER y permite garantizar los ingresos de los generadores.

Composición del cargo de la tarifa eléctrica (Total=S/ 18.5 kW-mes)



Fuente: Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

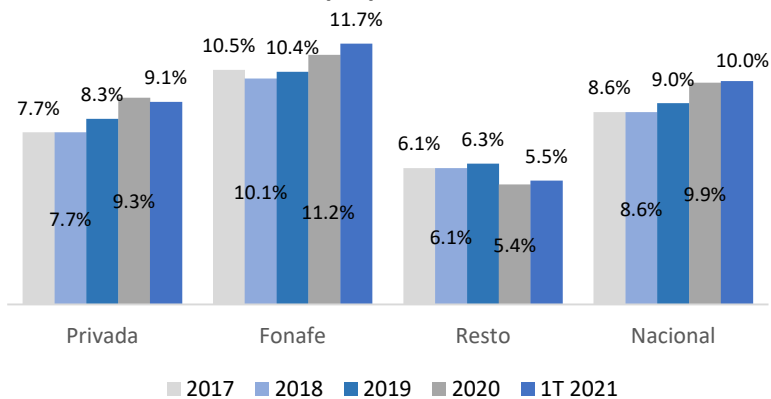
Evolución del cargo a la prima RER (en S/ por kW-mes)



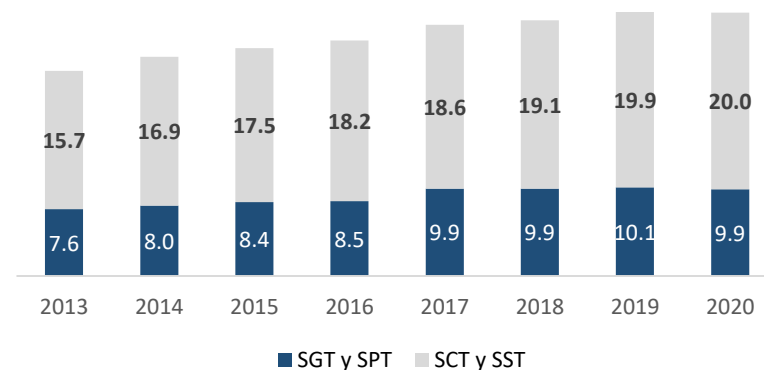
Fuente: Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Anexos

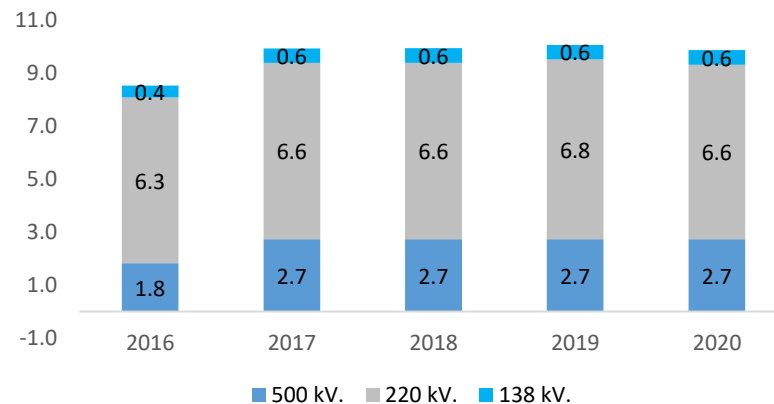
Pérdidas de energía en distribución por tipo de propiedad



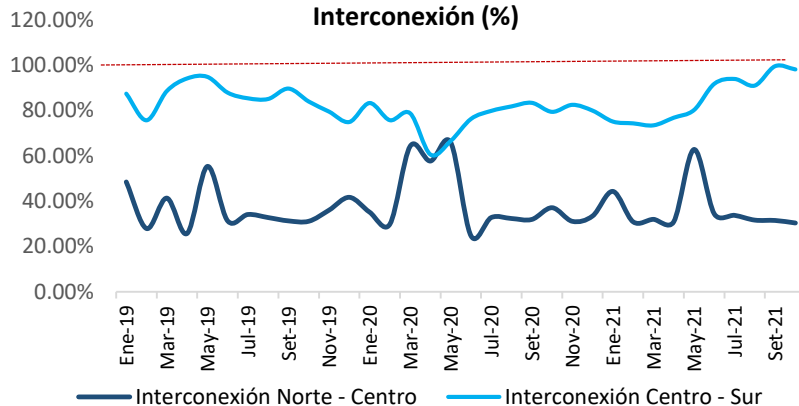
Longitud de líneas de transmisión (miles de km)



Longitud de líneas de transmisión del SGT y SPT por tensión (miles de km)

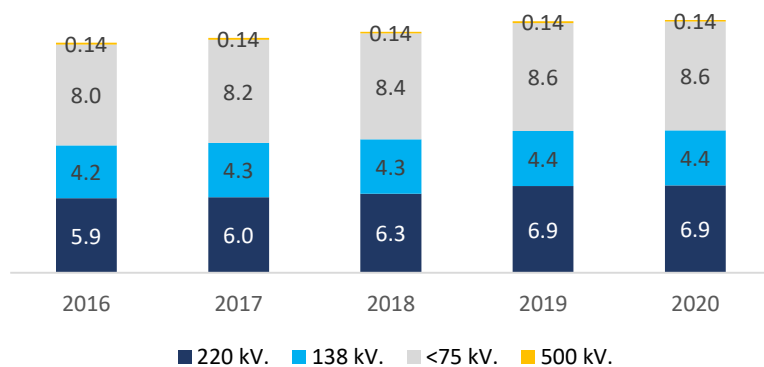


Capacidad de uso de las Líneas de Transmisión de Interconexión (%)

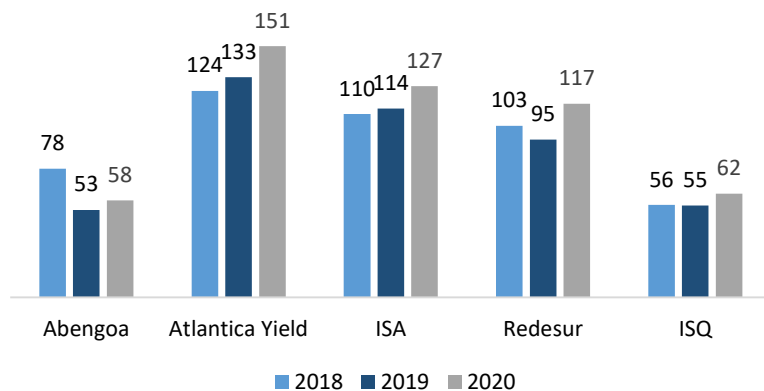


Fuente: COES y Osinermin. Elaboración: GPAE-Osinermin.

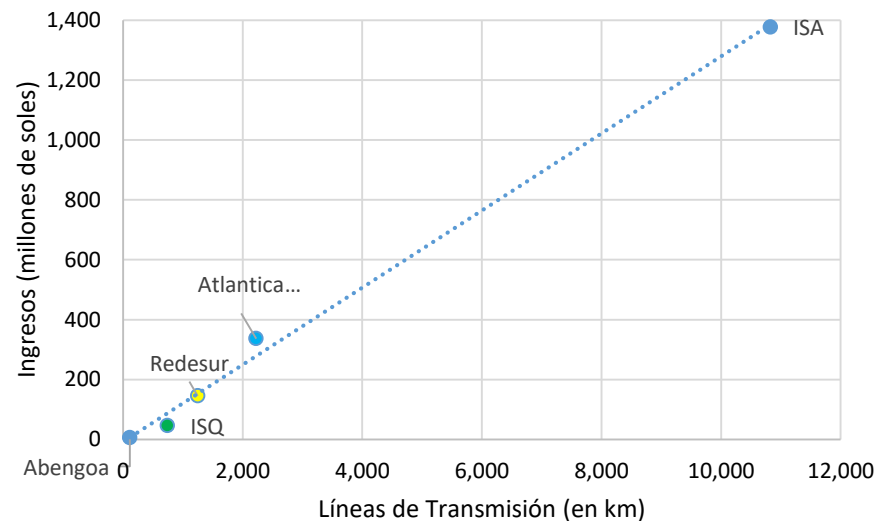
Longitud de líneas de transmisión del SCT y SST por tensión (miles de km)



Ingreso promedio anual por km (miles de soles por km)



Ingresos y redes de los principales grupos económicos en 2020



Fuente: COES y Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Referencias

- Agencia de Promoción de la Inversión Privada (<https://www.investinperu.pe/es>)
- Angloamerican (<https://www.angloamerican.com/>)
- Banco Central de Reserva del Perú (<https://www.bcrp.gob.pe/>)
- Bloomberg Terminal.
- Bolsa de Valores de Lima (<https://www.bvl.com.pe/>).
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (<https://www.coes.org.pe/Portal/home/>)
- Energy Information Administration (EIA) (<https://www.eia.gov/>)
- ENGIE Energía Perú (<https://engie-energia.pe/>)
- Instituto Nacional de Estadística e Informática (<https://www.inei.gob.pe/>).
- Ministerio de Energía y Minas (<http://www.minem.gob.pe/index2.php>).
- Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (<https://www.osinergmin.gob.pe/SitePages/default.aspx>).

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin

Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE

Análisis del Mercado de Electricidad, Año 1 – N° 1 – Diciembre 2021

Alta Dirección

Jaime Raul Mendoza Gacon

Presidente del Consejo Directivo

Julio Salvador Jacome

Gerente General

Equipo de Trabajo de la GPAE que preparó el Reporte

Ricardo de la Cruz Sandoval

Gerente (e) de Políticas y Análisis Económico

Anthony Suclupe Girio

Analista Económico Regulatorio

Ernesto Yuri Guevara Ccama

Analista Sectorial en electricidad y gas natural

Thaís Chávez Porta

Analista del sector energía y minería

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico del Osinergmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad del Osinergmin, a menos que se indique lo contrario.

Citar el reporte como:

Análisis del Mercado de Electricidad, Año 1 – N° 1 – Diciembre del 2021. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin.

Osinergmin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en los artículos del reporte pertenecen a sus autores. La información contenida en el presente reporte se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinergmin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimados representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente un indicador de resultados futuros. Este reporte no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.