



**UNIVERSIDAD
DEL PACÍFICO**

Economía

Facultad de Economía y Finanzas

**ESTRATEGIAS DE COBERTURA PARA UN PLANTA
HIDROELÉCTRICA EN EL PERU**

**Trabajo de Suficiencia Profesional
presentado para optar al Título Profesional de
Licenciado en Economía**

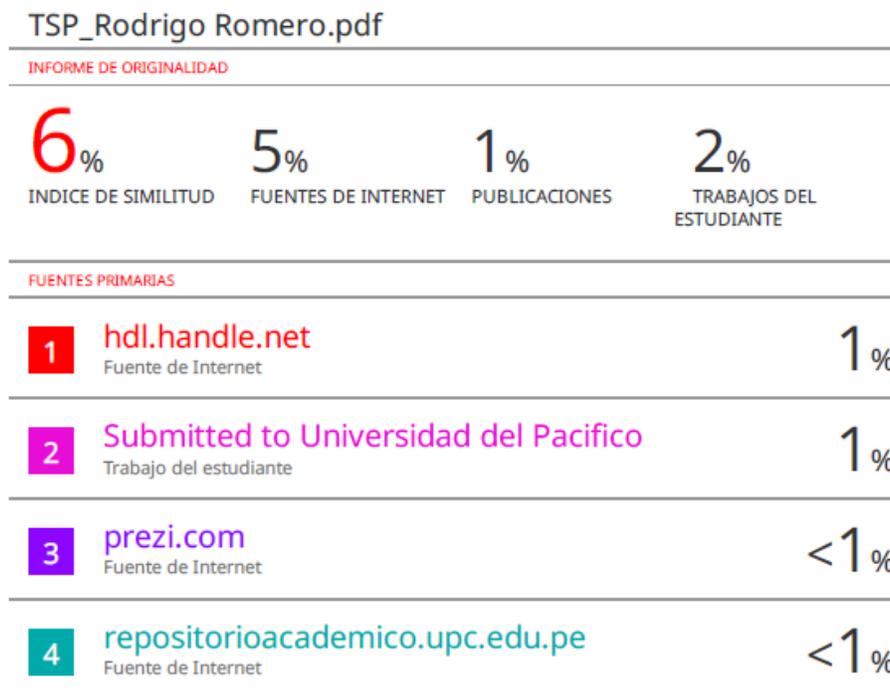
**Presentado por
Rodrigo Raúl Romero Onofre**

Lima, febrero 2024



REPORTE DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA ANTIPLAGIO
FACULTAD DE ECONOMÍA Y FINANZAS

A través del presente, la Facultad de Economía y Finanzas deja constancia de que el Trabajo de Suficiencia Profesional titulado “Estrategias de cobertura para una planta hidroeléctrica en el Perú” presentado por RODRIGO RAUL ROMERO ONOFRE, identificado con DNI N° 71504919, para optar al Título Profesional de Licenciado en Economía, fue sometido al análisis del sistema antiplagio Turnitin el 11 de febrero de 2024. El siguiente fue el resultado obtenido:



De acuerdo con la política vigente, el porcentaje obtenido de similitud con otras fuentes se encuentra dentro de los márgenes permitidos.

Se emite el presente documento para los fines estipulados en el Reglamento de Grados y Títulos de la Facultad de Economía y Finanzas.

Lima, 11 de abril de 2024.

Juan Francisco Castro
Decano
Facultad de Economía y Finanzas

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla un ejemplo de estrategia de cobertura de activos eléctricos con contratos forwards de largo plazo en el Perú. Este estudio cuenta con tres secciones: En primer lugar se presenta la definición de gestión de riesgos y la relevancia de los riesgos de mercado, crédito y liquidez en el ámbito del mercado eléctrico. En segundo lugar, el funcionamiento del precio spot en el mercado peruano y el análisis de orden de mérito que explica la teoría marginalista que genera el precio spot y finalmente se presenta un caso ejemplo de cobertura para un activo hidráulico a partir de un enfoque *backward looking* donde se genera niveles de cobertura ficticios con contratos forward o PPAs para demostrar la eficiencia de la estrategia para reducir la volatilidad de los ingresos del portafolio. El trabajo concluye que, para un activo hidráulico de pasada, niveles de cobertura entre 15% a 45% de su generación esperada terminan reduciendo la volatilidad de sus ingresos comparando con el caso que dependan sus ingresos 100% al precio spot, pero que a niveles de cobertura más altos como 90% implica agregar riesgo al portafolio generando mayor volatilidad en los ingresos.

ABSTRACT

This work develops an example of a hedging strategy for electric assets through long-term forward contracts in Peru. The document is divided into three sections: firstly, it introduces the definition of risk management and the significance of market, credit, and liquidity risks in the electric market. Secondly, it examines the operation of the spot price in the Peruvian market with an analysis of the merit order, explaining the marginalist theory that determines the spot price. Finally, a case example of hedging for a hydraulic asset is presented using a backward-looking approach, where fictitious coverage levels are generated with forward contracts or PPAs to demonstrate the strategy's efficiency in reducing portfolio income volatility. The study concludes that for a run-of-river hydraulic asset, coverage levels between 15% and 45% of expected generation end up reducing income volatility compared to receiving 100% spot price income. However, higher coverage levels, such as 90%, imply adding risk to the portfolio, leading to greater income volatility.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	2
ABSTRACT	2
ÍNDICE DE TABLAS	4
ÍNDICE DE FIGURAS	5
ÍNDICE DE ANEXOS	Error! Bookmark not defined.
INTRODUCCIÓN	6
CAPÍTULO I. GESTIÓN DE RIESGOS PARA LOS MERCADOS ELÉCTRICOS	7
CAPÍTULO II. mercado eléctrico peruano	12
CAPÍTULO III. ACTIVO HIDROELÉCTRICO Y COBERTURAS	13
CONCLUSIONES	17
RECOMENDACIONES	18
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	19

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	
Factores de fluctuación de costos.....	4
Tabla 2.	
Resumen de resultados.....	5

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	
Principales Riesgos en el mercado eléctrico.....	4
Figura 2.	
Orden de mérito.....	5
Figura 3.	
Precios spot del mercado eléctrico español.....	6
Figura 4.	
Ingresos de central 100% al spot.....	6
Figura 5.	
Volúmenes históricos de generación y volúmenes ficticios de PPA.....	6
Figura 6.	
Ingresos por energía a diferentes niveles de contratación (PPA).....	6

INTRODUCCIÓN

El precio de un servicio o producto es una variable fundamental para la toma de decisiones de corto y largo plazo de todos los agentes que participan en un mercado, el mercado eléctrico no es la excepción. En el Perú, los principales agentes expuestos al precio de la electricidad son las empresas generadoras quienes participan en el mercado de corto plazo, donde el operador del sistema (COES¹) valoriza las inyecciones (electricidad producida de por las centrales) y retiros (electricidad consumida por los clientes) con los precios spot correspondientes (Okumura Suzuki, 2016). En ese sentido, los generadores eléctricos están expuestos al riesgo de precio no sólo por el lado de sus ingresos de generación sino también por el lado de los costos de suministro eléctrico a sus clientes, estos últimos costos son propios de la actividad de comercialización de energía.

La administración de riesgos en el sector eléctrico ha ido tomando mayor relevancia a partir del incremento de volatilidad del precio spot registrado desde último trimestre del 2022. Santa Rosa 220 kV, la barra de referencia del país registró \$85/MWh como promedio mensual, niveles que no se veían hace más de 10 años atrás en el mercado mayorista de electricidad o mercado spot. En este contexto, la administración de riesgos busca generar valor en las organizaciones a partir de la identificación, medición, seguimiento y gestión de los riesgos que impactan en las operaciones (GARP, 2022)

La electricidad es un *commodity*, que a diferencia de otros energéticos como el petróleo o gas, presenta las siguientes limitantes: (i) no es de fácil almacenamiento; si bien existen tecnologías como sistemas de baterías, aún no son lo suficiente económicos para su implementación masiva (Kazimierski, 2018) por lo que al no poder almacenarse, la electricidad producida debe consumirse, (ii) no es de fácil transporte; sin una línea de transmisión o sistemas interconectados la electricidad no va poder viajar a los destinos deseados por lo que los precios van a ser diferentes entre áreas dependiendo de los costos de producción y tecnologías disponibles y (iii) no es de fácil predictibilidad; dado que depende de múltiples variables cómo: mantenimientos, plantas de generación

¹ El COES es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, entidad encarga de optimizar el despacho del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo.

disponibles, condiciones climatológicas (hídricas, solares y de vientos), precios de combustibles, entre otros, implica un modelamiento bastante complejo para poder generar proyecciones (Hunt, 2002). En ese sentido, la electricidad es un producto más ilíquido que otros energéticos y su precio va fluctuando a lo largo del día dependiendo especialmente de las variables de oferta (tecnologías disponibles, infraestructura, combustibles, etc).

Dicho esto, el mercado eléctrico es por naturaleza volátil e ilíquido por lo que la gestión de riesgos se vuelve una necesidad para generar valor en las organizaciones. A continuación, se presentará un marco teórico de la gestión de riesgos para los mercados eléctricos. Posteriormente se realiza un breve repaso de los fundamentos económicos del sector de generación eléctrica del mercado peruano y finalmente una propuesta de estrategia de cobertura para un activo de generación hidroeléctrica.

CAPÍTULO I. GESTIÓN DE RIESGOS PARA LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

La gestión de riesgo puede ser definida como “el proceso de identificación, análisis, y sea aceptación o mitigación de la incertidumbre en la toma de decisiones de inversión” (Mack, 2014). Para ello, se pueden plantear diferentes estrategias como transferir, mitigar, eliminar o incluso asumir los distintos riesgos asociados al mercado eléctrico. Para este documento, asumiremos que el principal objetivo de la gestión de riesgo es la de asegurar que el portafolio de activos eléctricos y sus ingresos no se verá afectado significativamente ante cambios en el precio de la electricidad.

Para empezar, los agentes que participan activamente de los mercados energéticos y el mundo financiero se enfrentan a los siguientes tres riesgos: mercado, liquidez y crédito.

Gráfico 1: Principales riesgos en el mercado eléctrico



Elaboración propia

- Riesgo de Mercado: incluye el riesgo de tasa de interés, riesgo de tipo de cambio o moneda, el riesgo de la renta variable y el riesgo de precio de *commodities*. Este último, es el que introduce el riesgo del precio de los energéticos como la electricidad, combustibles (petróleo, carbón y gas) y certificados renovables, atributo renovable que tiene su propio mercado. (Burger, Graeber, & Schindlmayr, 2007)
- Riesgo de Liquidez: Aquí se deben considerar 2 tipos de liquidez. La primera hace referencia a la facilidad con la que el activo se puede convertir en dinero en efectivo. Un concepto adicional y altamente relacionado a esta primera definición es la profundidad del mercado, capacidad del mercado de poder absorber grandes montos de compra o venta. El segundo enfoque es la necesidad de efectivo para cumplir las obligaciones de corto plazo, riesgo relevante en el mundo de derivados por las llamadas de margen que implican entradas y salidas de efectivo diarias para poder cumplir con los requerimientos de las bolsas. Sobre este último enfoque, las empresas pueden sufrir presión en su flujo de caja ante un incremento de llamadas de margen para poder cumplir con los requerimientos de las bolsas de energía, un caso reciente es la presión de precios por la crisis originada por la invasión rusa (European Central Bank, 2022).
- Riesgo de Crédito: El riesgo de cumplimiento de contraparte que puede ser mitigado cuándo se utilizan instrumentos en mecanismos centralizados como bolsas de derivados, pero suele ser inherente en las operaciones del mercado *Over-the-counter* (OTC). El riesgo de crédito se puede definir como el riesgo a que una contraparte no cumpla con sus pagos, el incumplimiento se considera por pagos incompletos o fuera del tiempo establecido. Este riesgo puede depender no sólo de los resultados financieros de la empresa si no también factores de la industria y las condiciones macroeconómicas del contexto donde opera la contraparte, el análisis de escenario ante cambios de condiciones macroeconómicas suele ser una herramienta recomendada para evaluar el riesgo de crédito (Moody's Analytics, 2023).

Los tres riesgos interactúan entre sí. Sólo como ejemplo un cambio del precio de la electricidad (riesgo de mercado) va afectar: (i) la liquidez requerida por las posiciones de instrumentos derivados en las bolsas, lo que implica mayores o menores llamadas de márgenes, y (ii) las exposiciones crediticias dependiendo de si el activo se re

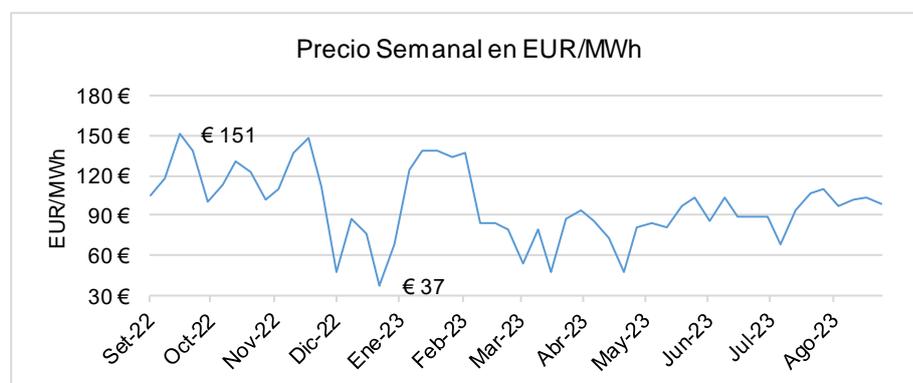
valoriza o pierde valor ante los movimientos de precios. Como se muestra en el gráfico 1, los riesgos interactúan y son interdependientes el uno del otro.

Por otro lado, se tiene que mencionar también que son de especial importancia al riesgo político. Como ejemplo, la invasión rusa a Ucrania que se dio el 2022 impactó seriamente en los mercados energéticos, el World Energy Outlook 2022 menciona que Rusia gatilló una crisis energética, al ser el principal suministrador de gas para Europa y su decisión de detener el suministro para dicho continente llevó a cambios regulatorios en la Unión Europea para poder salvaguardar la estabilidad de los mercados energéticos y la inflación en cada país tales como: (i) reducción de consumo eléctrico, tope a precios de la generación eléctrica y un impuesto temporal para las empresas petroleras. (BBC, 2022)

Finalmente, el riesgo regulatorio también tiene una interacción con los riesgos de mercado y de crédito. La existencia de un regulador, sus intervenciones normativas en el mercado y sobre todo los cambios respecto a las reglas tienen impacto significativo tanto en los inversionistas como en los consumidores. (Pippo, 2007)

El mercado eléctrico es volátil, las fluctuaciones de precios pueden ser principalmente explicadas por factores de oferta como la intermitencia de tecnologías de generación, clima y sus estacionalidades, precio de combustibles, infraestructura disponible, entre otros. El gráfico 2 muestra la volatilidad de precios semanales durante el último año mostrando precios máximos de hasta €151/MWh y precios mínimos de €37/MWh.

Gráfico 2: Precio Spot del Mercado Eléctrico Español



Fuentes: Información extraída de OMIE

Elaboración propia

A continuación, se presentan los factores que causan la fluctuación de costos de producción de electricidad resumidos por Mack (2014).

Tabla 1: Factores de fluctuación de costos

<i>Driver</i>	<i>Período</i>	<i>Detalle</i>
Demanda	Diario y estacional	<ul style="list-style-type: none"> • Si bien la demanda de electricidad suele ser inelástica, puede cambiar a lo largo del día por el perfil de consumo de los clientes industriales y residenciales • Las estaciones del año tienen diferentes niveles de temperaturas que implican mayor o menor consumo eléctrico.
Disponibilidad de generación	Diario, anual y estacional	<ul style="list-style-type: none"> • El parque generador cambia a lo largo del día explicado por los factores climáticos, es decir, la disponibilidad eólica y solar que cambian a lo largo del día. • También se asocian a estacionalidad por la generación hídrica y sus estaciones de avenida y sequía • Operación de generación térmica, en caso de ausencia de generación eficiente (hídrica, eólica y solar), implica una generación y precios de electricidad más elevados.
Combustibles	Estacionalidad y por ciclos	<ul style="list-style-type: none"> • Las centrales térmicas necesitan combustibles como carbón, gas y diésel • Los precios de combustibles pueden estar sujetos a estacionalidad y hasta a ciclos de precios de combustibles.
Costos de Producción	Años a décadas	<ul style="list-style-type: none"> • El Costo Nivelado de la Electricidad² que tiene una tendencia a la baja por los avances tecnológicos las renovables

² Levelized Cost of Electricity (LCOE) hace referencia a los costos de generación de un MWh según los diferentes tipos de tecnología asociado.

		<ul style="list-style-type: none"> • Costos adicionales asociados a OPEX como costos laborales y otros relevantes en la operación como los costos de gestión social.
Transmisión y Congestión	Diario y estacional	<ul style="list-style-type: none"> • La congestión en las líneas de transmisión implica no poder transportar toda la electricidad y satisfacer la demanda, por lo que se debe de incurrir en costos adicionales y suministrar electricidad con tecnologías ineficientes o caras • La congestión puede ser estacional porque a temperaturas más elevadas las líneas pueden sobrecalentarse y generar congestiones más rápido.

Elaboración propia

La gestión de riesgos del sector eléctrico responde en gran parte a la volatilidad del precio la electricidad que va cambiando minuto a minuto por factores de oferta previamente explicados. Existen instrumentos derivados tales como los contratos futuros, forwards, swaps y opciones de electricidad que permite plantear estrategias de cobertura asociadas al Delta hedging, Gamma hedging, Vega hedging y Cross-hedging que son de mayor uso para mercados desarrollados y líquidos como el europeo o el norteamericano. No obstante, es importante resaltar algunas características de los derivados de electricidad:

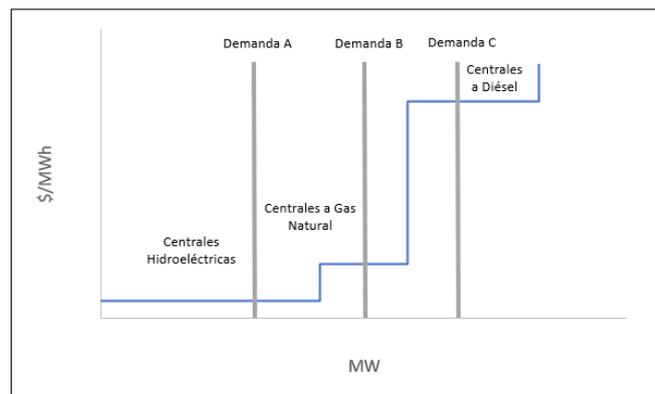
1. Temporalidad: Acorde a las horas del día los productos se pueden dividir en *baseload*, *peak* y *non-peak*. El primero implica suministrar bajo las 24 horas del día, el segundo bajo las horas pico que va entre las 8:00 y las 19:59 horas de lunes a viernes, mientras que el último vendría a ser las horas que complementa al segundo, es decir, las horas fuera de punta de lunes a viernes y todas las horas los sábados y domingos.
2. Unidades: Los derivados de electricidad se fijan considerando la temporalidad (horas del día a suministrar) y la potencia (MW) a considerar para cada hora seleccionada del período definido.
3. Origen de la energía: Los contratos de electricidad pueden especificar el origen de la electricidad. Por ejemplo, para negociaciones OTC se puede solicitar que la energía provenga de fuentes renovables y no de generación térmica.

4. Tipo de contrato: Al ser un commodity la electricidad puede implicar una entrega física que involucrando transferencias con los operadores de los sistemas y los balances de energía en los mercados o puede ser financiero que genera la transferencia de dinero entre dos partes al final del acuerdo.
5. Mercados interconectados: El mercado eléctrico europeo está interconectado lo que permite transferir electricidad de un país a otro y lo que a su vez también genera oportunidades de arbitraje entre las bolsas de energía.

CAPÍTULO II. MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

En el ámbito energético peruano, el sistema eléctrico opera mediante un despacho centralizado dirigido por el COES. Este ente determina la secuencia de entrada de las centrales generadoras en tiempo real, teniendo en cuenta la demanda, las condiciones climáticas, la disponibilidad de infraestructura, el transporte de gas y otras limitaciones operativas. El propósito es optimizar el sistema, priorizando las centrales con menores costos variables. En consecuencia, se pretende despachar en primer lugar las centrales de energías renovables (hidráulicas, eólicas y solares), seguidas por las centrales térmicas (gas natural a ciclo combinado, ciclo simple y diésel).

Gráfico 3: Costos Marginales y Demanda de Energía



Fuente: Fundamentos Técnicos y Económicos Del Sector Eléctrico Peruano

La Figura 2 ilustra la aplicación de la teoría marginalista a distintos niveles de demanda en el mercado energético. Según esta teoría, el precio de mercado se determina por el costo marginal de generar un megavatio-hora (MWh) adicional. En el caso de la demanda A, se opera principalmente con centrales hidráulicas, lo que resulta en un bajo costo variable debido al bajo costo marginal de esta fuente renovable. Para la demanda B, se requiere la inclusión de máquinas térmicas a gas natural, incluyendo ciclos combinados

que son más eficientes que las centrales de ciclo simple. Aquí, el costo marginal depende del precio del gas natural y la eficiencia de las máquinas. En el nivel de demanda C, al no haber opciones más económicas, se recurre a tecnologías como las centrales a Diesel, cuyo costo variable está vinculado al precio del petróleo en el mercado internacional. (Dammert, Molinelli, & Carbajal, 2011).

El sistema peruano termina siendo muy similar al mercado chileno donde los generadores son los principales agentes de mercados y existe un operador del sistema que optimiza los activos minimizando el costo de la energía para el sistema. (Millán, 1999). Sin embargo, el caso peruano representa un mercado con limitada exposición a *commodities* internacionales dado que se cuenta con gas natural local que está regulado de forma tal que está desacoplado de los precios internacionales y mantiene un precio bastante estable para la industria eléctrica. Por ende, sólo se limita el riesgo de precios internacionales cuando se requiere operar con centrales térmicas a diésel bajo situaciones donde se carece de energía eficiente en el sistema. Asimismo, sobre el fondo de estabilización es importante también resaltar que se tienen límites tanto superiores como inferiores, es decir, ayuda a minimizar la volatilidad de forma tal que cuando el precio internacional está encima del precio máximo, el fondo le paga la diferencia a las refinerías e importadores mientras que para el caso opuesto (cuando el precio internacional está debajo del precio mínimo) las empresas proveedoras aportan al fondo. (Huanca, Carrasco, & Javier, 2023)

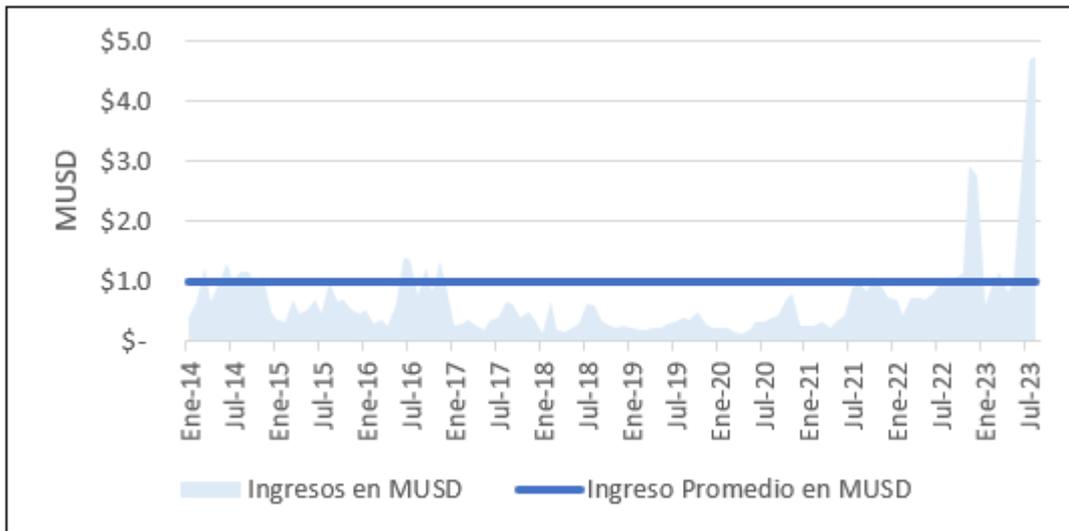
CAPÍTULO III. ACTIVO HIDROELÉCTRICO Y COBERTURAS

Para ejemplificar un caso de cobertura, se utilizará la central Huanza la cual cuenta con una potencia de 98 MW y es una central hidroeléctrica de pasada, es decir, sin embalse y por tanto depende de la cantidad de lluvia o agua que se libere aguas arriba de la central. Se eligió de ejemplo este activo porque involucra tanto riesgo de precios como riesgo de volumen de generación dado que depende significativamente de la hidrología.

El gráfico 4 muestra los ingresos del activo 100% al spot o también lo que se conoce como margen productor que viene a ser el volumen generado al precio spot del mercado. Como se puede tener una estacionalidad que se explica por los volúmenes de generación, en la época de avenida (diciembre a abril) tiene mayor generación, pero es donde se tienen

los precios spot más bajos en el sistema e implica una menor generación en la época de estiaje (mayo a octubre) donde los precios suelen estar más altos por la menor disponibilidad de recurso hídrico.

Gráfico 4: Ingresos de central 100% al spot

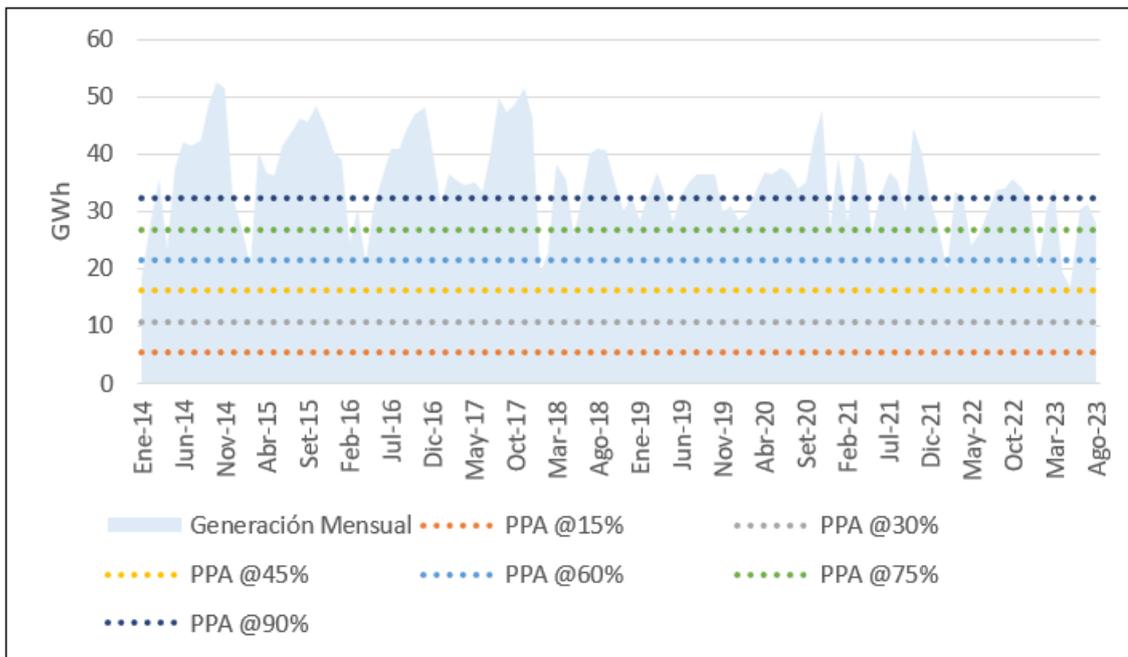


Fuente: Elaboración propia

Desde el punto de vista financiero, la inestabilidad de los flujos de ingreso representa un problema significativo, sin estabilidad de flujos se dificulta la tarea de un adecuado planeamiento financiero o incluso de cara a nuevos proyectos de generación. Por ejemplo, en el caso de la bancabilización de un nuevo proyecto renovable a través *project finance*, los bancos y/o bonistas no están dispuestos a asumir tal incertidumbre de flujos y exigen un contrato *Power Purchase Agreement (PPA)*, un contrato forward de largo plazo de venta de energía entre la generadora y un cliente libre o una empresa distribuidora de electricidad. Este es el instrumento de cobertura más utilizado en el mercado peruano.

En el gráfico 5 se muestra la generación histórica de la central y volúmenes ficticios de venta. Se presenta diferentes niveles a partir de la generación esperada. Para ello, primero se calcula la generación promedio anual para el período 2014-2023 que asciende a 429 GWh, después se fijan niveles de volúmenes de venta para el PPA como % del promedio, es decir el PPA @15% representa 15% de 429 GWh que equivalen a 64 GWh. Finalmente, este volumen anual se mensualiza en partes iguales a lo largo del año para simplificar el análisis.

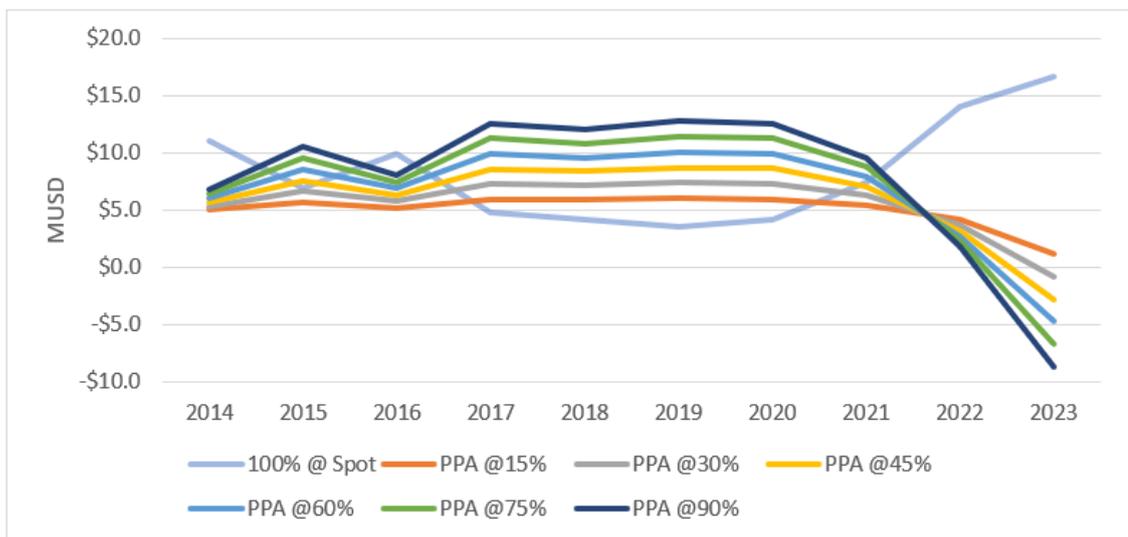
Gráfico 5: Volúmenes históricos de generación y volúmenes ficticios de PPA



Fuente: Elaboración propia

Diferentes niveles de cobertura con PPAs pueden disminuir como también incrementar el nivel de riesgo de los ingresos, en el siguiente gráfico se muestra el resultado de los ingresos “ficticios” de los últimos 9 años asumiendo un PPA con un precio de \$30/MWh y a los diferentes niveles de contratación que corresponden al gráfico 6.

Gráfico 6: Ingresos por energía a diferentes niveles de contratación (PPA)



Fuente: Elaboración propia

En la tabla 1, se muestra resultados de los datos de ingresos mensualizados para los diferentes niveles de cobertura, lo que se puede concluir es que si bien al agregar contratos PPAs al portafolio se va reduciendo la volatilidad, llega un punto donde vender más implica agregar más volatilidad, esto se explica por el tipo de activo hidráulico y su estacionalidad, al vender más se expone a más volúmenes que debe comprar durante la época de sequía donde genera menos y donde los precios suelen estar más altos.

Tabla 2: Resumen de resultados mensuales

Caso de Ingresos	Promedio	Desviación Estándar	Coefficiente de Variación
100% @ Spot	\$0.71	\$0.72	101%
PPA @15%	\$0.43	\$0.13	29%
PPA @30%	\$0.48	\$0.25	53%
PPA @45%	\$ 0.53	\$0.38	72%
PPA @60%	\$ 0.58	\$0.51	88%
PPA @75%	\$ 0.62	\$0.63	102%
PPA @90%	\$ 0.67	\$0.76	113%

Fuente: Elaboración propia

Este ejercicio permite de forma rápida demostrar que un PPA puede reducir la volatilidad de los ingresos pero que va depender mucho del nivel de venta, para un activo inestable o estacional como el hidráulico vender por ejemplo 90% de su producción media puede representar involucrar adicional riesgo en lugar de estabilizar los flujos de ingresos.

CONCLUSIONES

Dado un mercado eléctrico peruano ilíquido, sin una curva forward ni una bolsa donde se comercialicen productos estandarizados o muchos participantes de mercado, los PPAs representan la principal estrategia de cobertura al riesgo de precio spot. Sin embargo, es importante resaltar que el nivel de ventas o cobertura adecuado puede minimizar la volatilidad de los ingresos, caso contrario un nivel de ventas inadecuado podría añadir riesgo al flujo de ingresos incrementando la exposición al riesgo de mercado.

La estrategia de cobertura a través de un PPA intercambia riesgo de mercado del precio spot por el riesgo de crédito de la contraparte, el cuál como se describió en secciones previas también interactúa con el riesgo de liquidez en mercados de desarrollados. Para el caso peruano, el riesgo de crédito tiene algunos mitigantes por regulación y por la naturaleza de la contraparte que suelen ser usuarios finales (corporativos o gran industria) o distribuidoras eléctricas que son controladas por el estado peruano o por grandes grupos económicos transnacionales privadas.

Como futuras oportunidades de investigación sobre el tema se pueden mencionar riesgos adicionales como el riesgo de base, riesgo de perfil, riesgo de crédito y riesgo de congestiones que son importantes dentro de la estrategia de cobertura de activos eléctricos.

RECOMENDACIONES

Los temas asociados a finanzas en energía son poco estudiados en el caso peruano más allá de valorizaciones o análisis de financiero específicos a una empresa del sector distribución, transmisión y/o generación no se tiene una bibliografía que permita evaluar el mercado eléctrico desde una perspectiva más financiera presentando no sólo los riesgos si no las oportunidades y estrategias asociadas a diferentes contextos y negocios eléctricos. Asimismo, para los mercados europeos los *commodities*, entre ellos energía, tienen sus mecanismos centralizados de negociación como bolsas de energía tales como el Nord pool y European Energy Exchange AG que permite incluso a inversionistas retail poder tener exposición o cobertura a los diferentes activos de energía. Por ello, tanto la academia como el sector empresarial deberían promover la investigación en este campo para proponer mejoras o nuevos esquemas dentro de la regulación eléctrica nacional que permitan converger a un mercado más líquido.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BBC. (4 de Octubre de 2022). *BBC news Mundo*. Obtenido de BBC web site:
<https://www.bbc.com/mundo/noticias-63097917>
- Burger, M., Graeber, B., & Schindlmayr, G. (2007). *Managing risk: A practical guide for risk management in power, gas and other energy markets*. West Sussex: Wiley.
- Dammert, A., Molinelli, F., & Carbajal, M. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: OSINERGMIN.
- European Central Bank. (november de 2022). *Eurosystem*. Obtenido de European Central Bank website: https://www.ecb.europa.eu/pub/financial-stability/fsr/special/html/ecb.fsrart202211_01~173476301a.en.html
- GARP. (December de 2022). *SCR-Risk Management Fundamentals*. Obtenido de Global Association of Risk Professionals website: <https://www.garp.org/hubfs/Website/SCR/PDF/scr-risk-mgmt-fundamentals-112222.pdf>
- Huanca, R., Carrasco, I., & Javier, A. (2023). El Fondo para la estabilización de precios de combustibles (FEPC) en el Perú. *Revista Moneda*, 49-59.
- Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. New York: John Wiley & Sons.
- Kazimierski, M. (2018). Almacenamiento energético frente al inminente paradigma renovable: el rol de las baterías ion-litio y las perspectivas sudamericanas. *Letras verdes. Revista Lationamericana de Estudios Sociambientales*, 108-132.
- Mack, I. (2014). *Energy Trading and Risk Management*. Singapore: John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd.
- Millán, J. (1999). *La segunda generación de bolsas de energía: Lecciones para América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Moody's Analytics. (Noviembre de 2023). *moody's analytics*. Obtenido de moody's analytics website:

https://www.moodyanalytics.com/articles/pa/2023/mitigating-credit-risk-in-the-energy-sector-strategies_and_solutions

Okumura Suzuki, P. A. (2016). El Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú. *THĒMIS-Revista de Derecho* 68, 261-277.

Pippo, R. (2007). How regulatory risks may affect security of electricity supply. *European Review of Energy Markets*.