

Gestión de Cartera de Contratos de Suministro de Energía Eléctrica al Sistema Eléctrico Paraguayo

Anastacio Sebastian Arce Encina

Facultad Politécnica - UNE

Paraguay

RESUMEN

El sistema eléctrico paraguayo es caracterizado por atender una carga con fuerte presencia del tipo de consumidor residencial y comercial. Para atender la demanda de consumo de potencia y de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la administración Nacional de Electricidad (ANDE) cuenta con la Central Hidroeléctrica de Acaray con una capacidad instalada de 200 MW y capacidad de producción aproximada de 1.600 GWh/año.

Cuenta también con las centrales hidroeléctricas binacionales de Itaipu y de Yacyreta, con producción promedio anual del orden de 95.000 y 19.000 GWh, respectivamente. De las dos centrales hidroeléctricas binacionales Itaipu constituye la principal fuente de suministro por estar mejor integrada eléctricamente al SIN y principalmente por contar con opciones que puede reducir el costo de suministro, a través de los tipos de Energía Garantizada (EG), con un costo mayor, y otros tipos de energía más baratas como la Energía Superior a la Garantizada (EsG), la Energía Producida por la Potencia Excedente (EEx) y la Cesión de Potencia (CP), estas últimas influenciadas por varios componentes que hacen que su disponibilidad en cantidad sea incierta, un aspecto importante a administrar de modo a obtener una Cartera de Contratos de Suministro con el menor costo posible, y riesgo aceptable para los diversos escenarios posibles de condiciones de suministro y de demanda.

Este trabajo presenta un modelo de gestión de Cartera de Contratos de Suministro de energía eléctrica al sistema eléctrico paraguayo, basado en técnicas de simulación y de optimización matemática cuyo objetivo es minimizar y controlar el riesgo de costos que superen valores esperados, dentro de un rango aceptable en los diferentes escenarios de disponibilidad energética, adoptando como medida de riesgo el Valor en Riesgo Condicionado (CVaR).

Los resultados obtenidos apuntan los valores a ser contratados con Itaipu, Yacyreta y régimen de operación de Acaray, que minimizan el costo de la cartera de contratos, manteniendo el riesgo de costos no esperados dentro de un rango aceptable en los diferentes escenarios.

PALABRAS CLAVES

Energía eléctrica, cartera de contratos, gestión de riesgo, simulación, optimización.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

1. INTRODUCCION

El sistema eléctrico paraguayo es caracterizado por atender una carga con fuerte presencia del tipo de consumidor residencial y comercial. Esta característica define una curva de carga con dos periodos de alta demanda de consumo en el verano y un solo periodo de alto consumo en el invierno.

La proyección de la demanda de consumo de energía del SIN presenta las mismas características estacionales y una tasa de crecimiento anual del orden del 7 %, conforme se puede apreciar en la **Figura 1** [1].

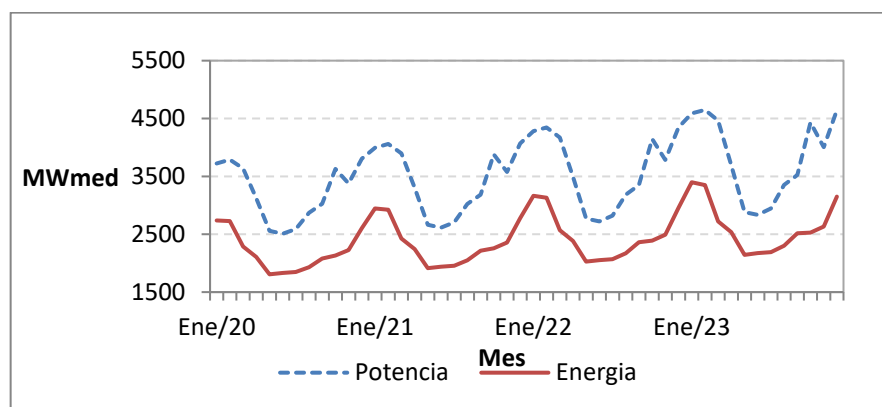


Figura 1 – Proyección de demanda de potencia y energía [1].

Para atender la demanda de consumo de energía del SIN, la ANDE, responsable por la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el Paraguay, cuenta como fuente de suministro a tres centrales hidroeléctricas [1]. La Central Hidroeléctrica de Acaray, de su propiedad [2], la central hidroeléctrica de Itaipu, también de su propiedad en condominio con el Brasil [3], y la central hidroeléctrica de Yacyreta, también de su propiedad en condominio con Argentina [4].

Cada año ANDE debe establecer los valores mensuales de contratos de suministro con Itaipu y Yacyreta. La gestión para la definición de la cartera de contratos de suministro, además del riesgo inherente a la generación hidroeléctrica, la composición de la Cartera de Contratos de Suministro de Energía al SIN, debe considerar la incertidumbre asociada al comportamiento de la demanda, y principalmente, la disponibilidad de los diferentes tipos de energías de Itaipu, la EG relacionada a la Potencia Contratada, y otras de menor costo como la EsG y la EEx cuyas disponibilidades en cantidad es incierta y depende de muchos factores.

2. COSTOS DE LAS DIFERENTES FUENTES DE SUMINISTROS

2.1 – Itaipu

De las tres centrales hidroeléctricas binacionales, Itaipu constituye hoy la principal fuente de suministro por estar mejor integrada eléctricamente al SIN y principalmente por contar con tipos de energías cuyos precios puede proporcionar una importante reducción en el costo total de suministro.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

La tarifa de la energía de Itaipu está basada en el concepto de costo de servicio. La forma de comercialización de la producción de Itaipu es a través de la Contratación de Potencia, modalidad adoptada para asegurar el equilibrio económico y financiero del emprendimiento. El total de la potencia que Itaipu dispone para su contratación es de 12.135 MW a una tarifa de costo unitario igual a 22.600 US\$/MW/mes. Al total de la potencia contratada está asociada la EG, volumen de energía que la central hidroeléctrica asegura producir en un 95% de los escenarios hidrológicos probables. El valor anual de la EG de Itaipu es de 75.000 GWh. Históricamente la producción de Itaipu siempre ha superado el valor de la EG, en valores porcentuales que oscilan entre 10 a 30% por encima de la EG [3].

El costo de la EG sale de la relación de ingresos por contrato de potencia y el valor de la EG, que resulta en 43,88 US\$/MWh, precio de la EG para el Brasil y Paraguay.

La clasificación y cuantificación de los tipos de energía de Itaipu toma como referencia la potencia generada por la central.

La energía producida por potencias hasta 8.561 MW es clasificada como EG. La energía producida por potencias en la faja de valores entre 8.561 y 12.135 MW es clasificada como EsG, y la energía producida por potencias mayores a 12.135 MW es clasificada como EEx. Los tipos de energía que superan el valor de la EG tienen incluidos apenas los costos operacionales, no incluyen los costos relacionados a la deuda e intereses de esta, por lo cual sus precios de 6 US\$/MWh, es un valor muy inferior al precio de la EG.

Las empresas responsables por la comercialización de la producción de Itaipu son Eletrobras de Brasil y ANDE de Paraguay. A cada valor de potencia contratada, está asociada un valor de EG proporcional al valor de las potencias contratadas por estas empresas, como también una EsG proporcional también al valor de la potencia contratada con relación al volumen disponible de este tipo energía. La energía producida por las potencias superiores a 12.135 MW o EEx corresponde en partes iguales a ANDE y Eletrobras.

Con esta clasificación de las energías de Itaipu, la adquisición de la EG que se da a través del contrato de la potencia con un año de antecendencia, cuya disponibilidad y precio no varía en todo el año, se considera libre de riesgo, es un contrato del tipo *ex ante*. La EsG y la EEx que son cuantificadas conforme a la disponibilidad en volumen que superan la EG y a las condiciones de operación de la central, son del tipo *ex post*.

La disponibilidad de los tipos de energías más baratas depende de factores tales como caudales afluentes en cantidades adecuadas, es decir no mucho de modo que pueda comprometer el salto hidráulico y la disponibilidad de potencia, ni poco que no exista agua suficiente para producir energía mayor que la garantizada, como también depende del régimen de operación de la central, es decir operando como una central de base, donde su régimen será constante a lo largo del día o aumentando su producción en los periodos de mayor demanda cuando podrá producir energía con potencia encima del valor nominal. Aquí se plantea la dificultad de ANDE para definir un programa de suministro con Itaipu de modo a minimizar el costo de su cartera de contrato. Si quiere tener un programa de suministro seguro deberá apostar a la energía garantizada, si quiere reducir el costo de su cartera de contrato debe apostar por los tipos de energías más baratas, que tienen implícito el riesgo de su disponibilidad.

Además de los tipos de energías mencionados, ANDE puede usar parte de la energía asociada a la potencia contratada por Eletrobras, conforme a una regla, la cual establece

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

que ANDE podrá utilizar la potencia contratada por Eletrobras y la energía que esta produce al precio de la EG, hasta el periodo de tres horas. Si esta Cesión de Potencia de Eletrobras a ANDE pasa las tres horas, el costo contabilizado será igual al valor máximo de potencia registrado y por el tiempo de veinticuatro horas, aun cuando la Cesión de Potencia haya durado apenas cuatro horas o más.

Esta opción constituye un atractivo para ANDE apostar a la disponibilidad de los tipos de energías más baratas, al mismo tiempo su uso puede resultar en costos muchos mayores que la energía garantizada debido a la penalización en el uso de la CP.

2.2 – Yacyreta

La producción anual de Yacyreta es alrededor de 19.000GWh. Debido a limitaciones en el sistema de transmisión, el suministro al SIN por la Central de Yacyreta tiene restricciones, que hoy día estaría en el orden de los 500 MW, además existe la restricción de que este suministro no sea posible en forma simultánea con Itaipu, dificultades que llevan a operar parte del SIN alimentado por Yacyreta, separada del resto del sistema, reduciendo la confiabilidad. La comercialización de la producción de Yacyreta se da por la venta de energía al precio de 25 US\$/MWh.

2.3 – Acaray

Acaray tiene una capacidad instalada de 200 MW que junto con el embalse de Yguazu, que posee la capacidad de regulación de tres años, permite a Acaray producir anualmente 1.700 GWh, al costo de 10 US\$/MWh.

3. REVISION BIBLIOGRAFICA

De las tres fuentes de suministro que cuenta ANDE, es Itaipu la que ofrece las mejores opciones para reducir el costo total de su cartera de contratos. La forma de comercialización de la producción de Itaipu es sui generis, debido a la contratación de potencia, a la cual está asociada la EG con una garantía de 95% de los escenarios hidrológicos, cuyo precio es mayor que los otros tipos de energías que dependen de los recursos hídricos disponibles y del régimen de operación de la central.

Para el efecto debe superar el dilema de contratar más de la EG, la más cara, para poder acceder a mayor volumen de energía del tipo ESG, la más barata, cuando disponible. Tanto la EsG como la EEx tienen el riesgo relacionado principalmente a la disponibilidad del recurso hídrico y del régimen de operación de la central.

La metodología aplicada hoy por ANDE para definir su cartera de contratos de suministros está basada en la experiencia de sus ingenieros, a través de métodos empíricos.

En lo que respecta a la gestión de riesgo de una cartera de contratos de comercialización de energía eléctrica, [7] y [8], utilizan el CVaR como medida de gestión del riesgo. En [9] se encuentra un compendio de las diferentes medidas de riesgo y técnicas adoptadas para la optimización y gestión de riesgo de una cartera de contratos.

En [5] fue presentado un modelo para tratar la contratación de suministro de Itaipu a la ANDE. El modelo aborda el problema a través de la teoría de porfolio de Markowicz, mostrando resultados importantes para obtener un programa de contrato de suministro con Itaipu, para

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

diferentes opciones de riesgos. En este trabajo, sin embargo, no fueron consideradas las otras fuentes de generación. En [6] fue tratado el mismo problema, adoptando como método de solución un algoritmo evolutivo multiobjetivo.

En este trabajo se presenta un modelo para la gestión de la cartera de contratos de suministro de energía al sistema eléctrico paraguayo, llevando en cuenta las diferentes fuentes de suministros, sus precios, limitaciones, los diferentes escenarios hidrológicos y adopta como medida de riesgo el CVaR, con los cuales se busca minimizar el costo a un nivel de riesgo aceptable. El modelo se presenta como un problema de programación lineal de gran porte que lleva en cuenta los diferentes escenarios hidrológicos, de disponibilidad energética.

4. FORMULACION MATEMATICA

$$\text{Min} \sum_{t=1}^{12} \sum_{j=1}^J \left(CU_{PC} \times EG_{t,j} + CU_{ESG} \times ESG_{t,j} + CU_{EX} \times EEX_{t,j} + CU_{YACY} \times EYACY_{t,j} + CU_{ACY} \times EACY_{t,j} \right) \quad (1)$$

s.a.

$$\sum_{t=1}^{12} (EG_{t,j} + ESG_{t,j} + EEX_{t,j} + EYACY_{t,j} + EACY_{t,j}) = d_t, \dots \text{para } j = 1, 2, \dots, J. \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^{12} (EG_{t,j} + ESG_{t,j} + EEX_{t,j}) \leq Edisp_{t,j}, \text{ para } j = 1, 2, \dots, J. \quad (3)$$

$$EACY_{t,j} \leq EACY_{max}, \text{ para } t = 1, \dots, 12 \text{ y } j = 1, 2, 3, \dots, J \quad (4)$$

$$EYACY_{t,j} \leq EYACY_{max}, \text{ para } t = 1, \dots, 12 \text{ y } j = 1, 2, 3, \dots, J \quad (5)$$

$$VaR + \frac{1}{\beta \times J} \sum_{j=1}^J Z_j \leq CVaR_{max} \quad (6)$$

$$Z_j \geq \left(\sum_{t=1}^{12} CU_{ESG} \times ESG_{t,j} + CU_{EX} \times EEX_{t,j} + CU_{ACY} \times EACY_{t,j} \right) - VaR, \text{ para } j = 1, 2, \dots, J \quad (7)$$

Donde:

- CU_{PC} es el costo unitario de la Energía Garantizada de Itaipu, en US\$/MWh;
- CU_{ESG} es el costo unitario de la Energía Superior a la Garantizada de Itaipu, en US\$/MWh;
- CU_{EX} es el costo unitario de la Energía Producida por la Potencia Excedente, en US\$/MWh;
- CU_{YACY} es el costo unitario de la Energía de Yacyreta, en US\$/MWh;
- CU_{ACY} es el costo unitario de la Energía de Acaray, en US\$/MWh;
- $Edisp_{t,j}$ es la Energía Disponible en Itaipu en el mes t del escenario j , en MWh;
- $EG_{t,j}$ es la Energía Garantizada de Itaipu en el mes t del escenario j , en MWh;
- $ESG_{t,j}$ es la Energía Superior a la Garantizada de Itaipu en el mes t del escenario j , en MWh;
- $EEX_{t,j}$ es la Energía Producida por la Potencia Excedente de Itaipu en el mes t del escenario j , en MWh;
- $EYACY_{t,j}$ es la Energía Yacyreta en el mes t del escenario j , en MWh;
- $EACY_{t,j}$ es la Energía Acaray en el mes t del escenario j , en MWh;
- VaR es el valor en US\$, al cual se debe limitar los valores de las energías no garantizadas;

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

- $CVaR_{max}$ es el valor máximo aceptable de las energías no seguras;
- β porcentaje o grado de significancia de las energías no seguras.

La ecuación (1) es el objetivo del modelo, cual es la de minimizar el costo de la cartera en todos los escenarios posibles;

La ecuación (2) es la restricción de atendimento de la demanda;

La ecuación (3), (4) y (5) se refieren a las restricciones de disponibilidad energética en Itaipu, Yacyreta y Acaray, respectivamente, y;

La restricción (6) se refiere a la limitación del valor de las energías no garantizadas.

La restricción (7) se refiere a los valores de las energías no seguras que superan el VaR.

El problema es caracterizado por ser un problema lineal y de gran porte, llevando en consideración el número de escenario a ser llevado en consideración.

5. ESTUDIOS DE CASOS

Estudios de casos son presentados a continuación considerando las series de caudales afluentes a Itaipu del periodo de 1983 a 2018, con las cuales a través de un simulador de la operación de Itaipu fue evaluado la disponibilidad de energía, presentados en la **Figura 2**.

La demanda de consumo de energía adoptada para los estudios de casos es aquella registrada en el 2018, en MWh, detallada en la **Tabla 1**.

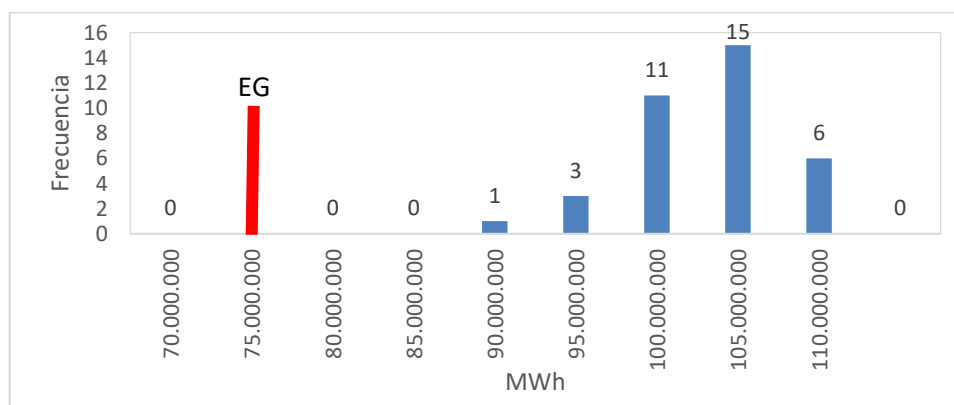


Figura 2 – Disponibilidad de Energía en Itaipu

Son consideradas energías exentas de riesgo a las energías EG de Itaipu y la energía de EYacy. Por otro lado, son consideradas energías no seguras a las EsG y EEx de Itaipu, por las razones explicadas en la sección 2, y a la energía EACy de Acaray como estrategia para mantenerla como reserva.

Tabla I – Demanda de Energía del SIN

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
1.759	1.594	1.514	1.339	1.199	1.175	1.226	1.277	1.315	1.414	1.431	1.703	16.945

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

5.1 – Caso aversión al riesgo

Este es un caso en que la decisión prioriza la seguridad en el suministro y costo final. Se define 5 y 10 millones de US\$ como valores mínimo y máximo, respectivamente del presupuesto destinado a los tipos de energías no seguras, la EsG, EEx y EACy. Las **Figuras 3 y 4** muestran los diferentes valores de las energías y respectivos costos de Itaipu, Yacyreta y Acaray.

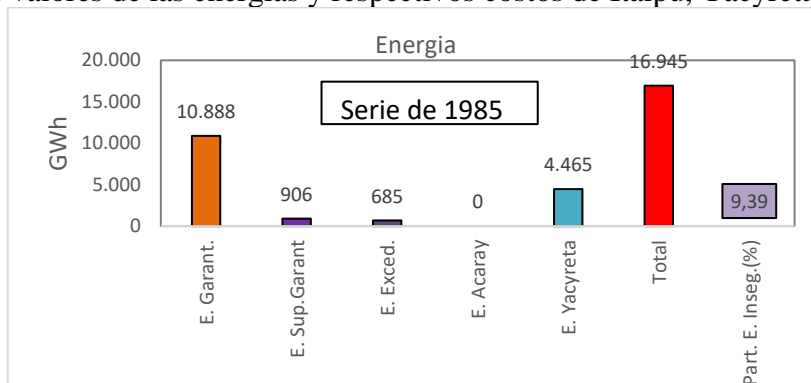


Figura 3 – Valores de energías y participación del tipo de energías no seguras.

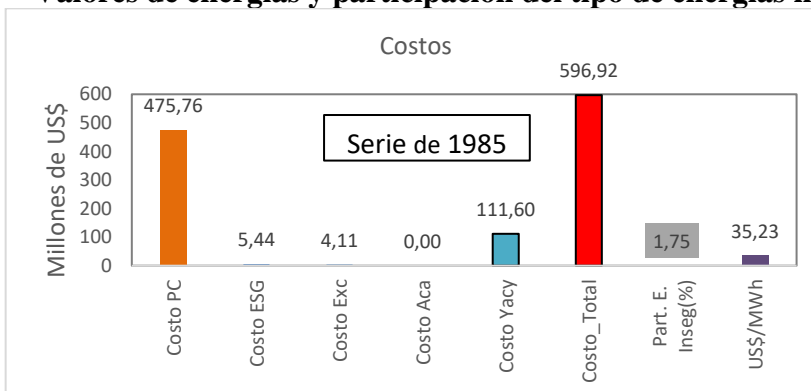


Figura 4 – Costos de los diferentes tipos de energías y costo final.

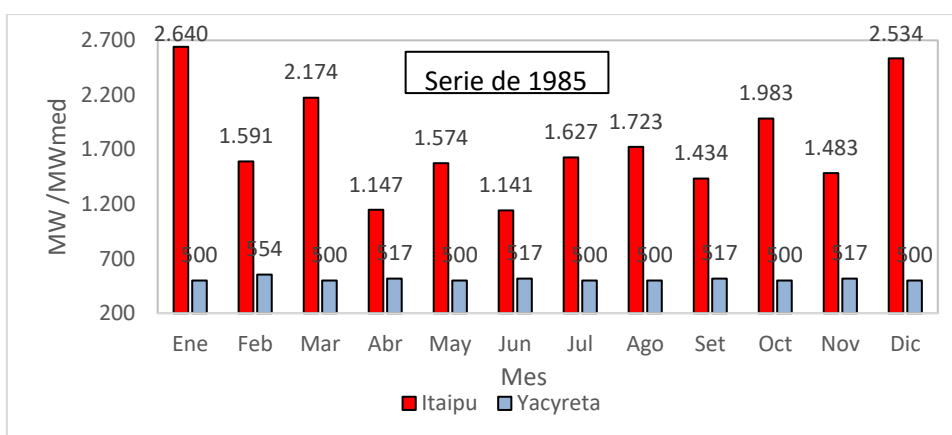


Figura 5 – Valores de Potencia Contratada en Itaipu y suministro de Yacyreta

Conforme a lo que propone el modelo, el promedio de los costos de las energías no seguras con una confianza de 90 % se da con 9,556 millones de US\$, con la serie del 1985. Se puede

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

verificar en la **Figura 3**, que Acaray no participa en el suministro de energía y que los tipos de energías no seguras participan apenas con 9,39 % en el total de suministro. En la **Figura 4** se nota que el costo final del suministro al SIN es de 35,23 US\$/MWh. En la **Figura 5** se puede verificar los valores mensuales de Potencia Contratada en Itaipu y el suministro de Yacyreta, limitada por su capacidad máxima.

5.1 – Caso de riesgo controlado

Este es un caso en que la decisión asume apostar al tipo de energías no seguras. Se define 10 y 40 millones de US\$ como valores mínimo y máximo, respectivamente del presupuesto destinado a los tipos de energías no seguras, la EsG, EEx y EACy.

Las **Figuras 6 y 7** muestran los diferentes valores de las energías y respectivos costos de Itaipu, Yacyreta y Acaray. Conforme a lo que propone el modelo, el promedio de los costos de las energías no seguras con una confianza de 90 % se da con 37,231 millones de US\$, con la serie del 2005.

Se puede verificar en la **Figura 7**, que Acaray participa en el suministro de energía con 1.158 GWh y que los tipos de energías no seguras participan con 32,05 % en el total de suministro. En la **Figura 8** se nota que el costo final del suministro al SIN es de 27,03 US\$/MWh. La **Figura 9**, muestra los valores de Potencia Contrada en Itaipu y suministro de Yacyreta.

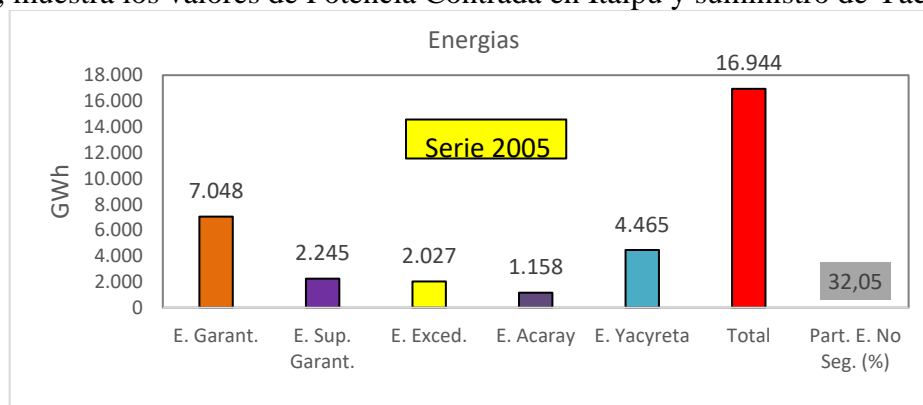


Figura 6 - Valores de energías y participación del tipo de energías no seguras.

Comparando los datos de las **Figuras 6 y 3**, referente a la participación de las diferentes fuentes de generación en el atendimento de la demanda, se puede verificar el aumento de la participación de los tipos de energías no seguras como la EsG, EEx de Itaipu y de Acaray, con el cual el costo final de la energía se reduce de 35,23 a 27,03 US\$/MWh que resulta en una reducción del costo total en 138,91 millones de US\$.

Se destaca también que, en los dos casos presentados, la participación de la energía de Yacyreta ha sido la misma por considerarlas como energía exenta de riesgo y el costo de 25 US\$/MWh. Otros estudios considerando a Yacyreta con otros valores de límite de su capacidad de integración al SIN y costo serán necesarios para validar su participación en el atendimento de la demanda.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

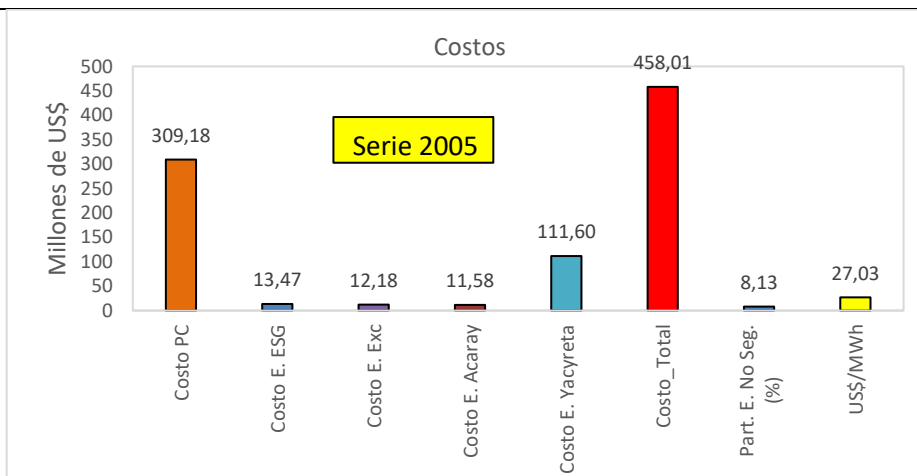


Figura 7 – Costos de los diferentes tipos de energías y costo final.

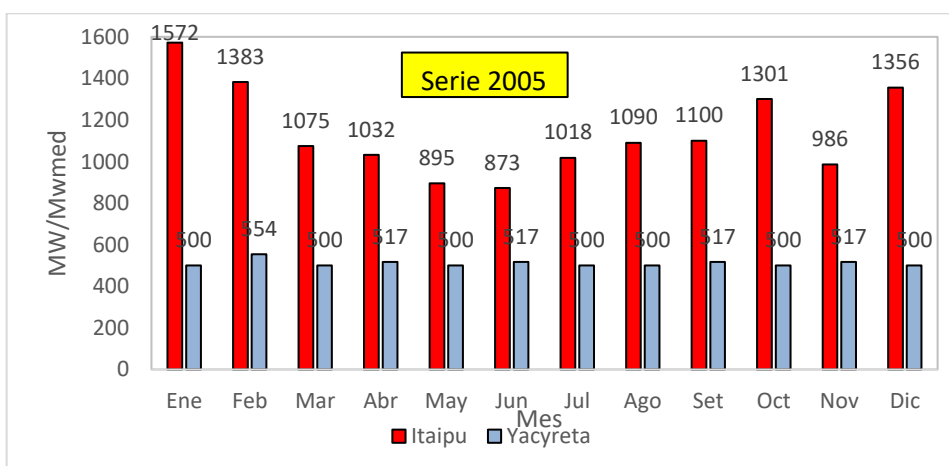


Figura 8 – Valores de Potencia Contratada en Itaipu y suministro de Yacyreta.

6. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta un modelo de gestión de Cartera de Contratos de Suministro de energía eléctrica al sistema eléctrico paraguayo, basado en técnicas de simulación y de optimización matemática cuyo objetivo es minimizar y controlar el riesgo de costos que superen valores esperados, dentro de un rango aceptable en los diferentes escenarios de disponibilidad energética, adoptando como medida de riesgo el Valor en Riesgo Condicionado (CVaR).

Los resultados obtenidos apuntan los valores a ser contratados con Itaipu, Yacyreta y régimen de operación de Acaray, que minimizan el costo de la cartera de contratos, manteniendo el riesgo de costos no esperados dentro de un rango aceptable en los diferentes escenarios.

Los resultados muestran que el modelo es apropiado para el fin propuesto, pudiendo constituirse en un instrumento importante para definir la composición de la Cartera de Contratos de Suministro de Energía Eléctrica al SIN paraguayo.

Al considerar la energía producida por Yacyreta como **Segura** y al costo de 25 US\$/MWh, participa en la composición de la Cartera de Contratos en todos los escenarios y esto plantea la necesidad de consolidar la interconexión de Yacyreta para operar en paralelo con Itaipu, por confiabilidad y economía.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

7. REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

- [1] – A. Giménez y A. Arce. "Modelo de Proyección de Demanda de Potencia y Energía del Sistema Eléctrico Paraguayo". **XXVII Jornada de Jóvenes Investigadores**, 23 a 25 de octubre/2019. Disponible en: <https://jornadasaugm.faiufscar.com/anais#/trabalho/2058>.
- [2] – ANDE. Disponible en: <https://www.ande.gov.py/institucional.php>.
- [3] - “2019 - Memoria Anual Itaipu Binacional”. **ITAPU BINACIONAL**, Disponible en <https://www.itaipu.gov.br/sites/default/files/Informe%20Anual%202019.pdf>
- [4] - “Datos Técnicos”. **ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA**. Disponible en: <https://www.eby.gov.py/datos-tecnicos>.
- [5] - P. Arce, “Aplicação da Teoria do Portfolio para Otimização de Carteiras de Contratos de Energia”, Disponible en: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-16072014-113229/pt-br.php>
- [6] - D. Cattani Benítez, “Optimization and Risk Management of Power Supply Contract Portfolio”, **SICEL**, vol. 9, ene. 2017, Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/view/63737>.
- [7] - R. Wang, Y. Li and H. Wang, "CVaR based purchasing portfolio for load serving entities with distributed energy," 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, Nanjing, China, 2009, pp. 1-6, doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348249.
- [8] - R. C. G. Teive, T. Lange, G. A. B. Arfux, A. K. Queiroz, L. F. S. C. Rosa and A. Vieira Neto, "A decision support system for energy trading and portfolio optimization," 2010 7th International Conference on the European Energy Market, Madrid, Spain, 2010, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEM.2010.5558692.
- [9] - Min Liu, F. F. Wu and Yixin Ni, "A survey on risk management in electricity markets," 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, QC, Canada, 2006, pp. 6 pp.-, doi: 10.1109/PES.2006.1709009.