

Optimización y Gestión de Riesgo de Cartera de Contrato de Suministro de Energía Eléctrica

Optimization and Risk Management of Power Supply Contract Portfolio

Daniel Cattani Benítez¹, Anastacio S. Arce Encina²

¹Dir. de Investigación, Facultad Politécnica, Univ. Nacional del Este, Paraguay. Email: danielcattanib@hotmail.com

²Dir. de Investigación, Facultad Politécnica, Univ. Nacional del Este, Paraguay. Email: arce@fpune.edu.py

RECIBIDO: abril 21, 2017. ACEPTADO: junio 02, 2017. VERSIÓN FINAL: noviembre 01, 2017

RESUMEN

En las últimas décadas las empresas de los sectores de energía eléctrica han experimentado importantes cambios estratégicos en su organización y de operación, motivados por la liberalización y la desregulación. El tradicional modelo de gestión caracterizado por el monopolio de la generación, transmisión y distribución por una única empresa, fue desplazada por el modelo en que una empresa apenas pueda estar en el negocio de la generación, o transmisión o de distribución y dentro de las reglas que rigen en los mercados de energía. En este contexto, la alta competitividad observada y el enfoque empírico tradicionalmente utilizado para minimizar el costo ya no era suficiente para definir las carteras óptimas de contratos de energía, donde el riesgo y el comportamiento del mercado ya no podrían ser ignorados y la necesidad de métodos de optimización más adecuados para entornos inciertos fue aumentando.

Este trabajo desenvuelve un modelo de gestión de contratos de suministro de energía eléctrica, para definir valores mensuales de contrato, de modo a asegurar el suministro a un mínimo costo para un determinado nivel de riesgo. La teoría de Carteras de inversión propuesta por Harry Markowitz fue utilizada como base, el cual sugiere evaluar las carteras en función de su riesgo y costo asociado.

Existen diferentes restricciones que nos llevan a encarar lo expuesto como un problema multiobjetivo, donde los métodos clásicos de optimización no son suficientes para lidiar con la complejidad del problema. El objetivo no es encontrar una cartera óptima, sino formar un conjunto de varias carteras que presentan la mejor relación costo/riesgo encontrado. Esto permitirá a que los agentes mediante este conjunto de soluciones, conocido como frontera eficiente(Frente Pareto), evalúen y elijan la cartera que mejor se ajuste a sus prioridades. Así se minimizará el costo de la cartera al mismo tiempo que se minimiza su riesgo asociado, para esto se implementó el algoritmo multiobjetivo evolutivo NSGA-II ya que aporta la flexibilidad necesaria para tratar con este tipo de escenario. Como estudio de caso fue considerado el suministro de potencia de Itaipu a ANDE, con resultados que apuntan la posibilidad de obtener mejores resultados en términos de costos y de riesgos.

PALABRAS CLAVE: Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo, Contrato de Potencia, Teoría de la Cartera.

ABSTRACT

In recent decades, electric sector companies have experienced significant strategic changes in their organization and operation, driven by liberalization and deregulation. The traditional model where a single company has the generation, transmission and distribution monopoly, it has been displaced by the model where just a single company can be in the business of generation, or transmission or distribution and within the energy market rules. In this context, the high competitiveness observed and the empirical approach traditionally used to minimize the cost was no longer sufficient to define optimal portfolio of energy contracts, where risk and market behavior could no longer be ignored and the need of more appropriate optimization methods in uncertain environments was increasing.

This work develops a contractmanagement model of power supply to define monthly contract values, in order to ensure the supply at a minimum cost for a given risk level. The investment portfolio theory proposed by Harry Markowitz was used as base, which suggests to evaluate the portfolios based on their risk and associated

cost.

There are different restrictions that lead us to face the above as a multi-objective problem, where classical optimization methods are not sufficient to deal with the problem complexity. The goal is not to find an optimal portfolio, but form a set of several portfolios that have the best cost/risk ratio found. This will allow the agents by using this set of solutions, which is known as efficient frontier (Pareto Front), evaluate and choose the portfolio that best fits their priorities. Thus the portfolio cost will be minimized while the associated risk is being minimized for this reason the multi-objective evolutionary algorithm NSGA-II was implemented as it provides the flexibility to deal with this kind of scenario. As a study case was considered the Itaipu power supply to ANDE, with results that suggest the possibility of obtaining better results in terms of costs and risks.

KEYWORDS: Multi-Objective Evolutionary Algorithm, Power Contracts, Portfolio Theory.

1. INTRODUCCIÓN

La usina hidroeléctrica de Itaipu es un emprendimiento binacional entre Paraguay y Brasil. Presenta una capacidad instalada de 14.000 MW, distribuidos en 20 unidades generadoras, cada una con potencia nominal de 700 MW. La producción de energía de Itaipu en el año 2011 fue de 92.500 GWh, de los cuales 8.306 GWh fueron suministrados al Paraguay y los restantes 83.487 GWh, fueron suministrados al Brasil [1].

A partir de 1995, la generación de Itaipu siempre ha sido superior a su energía garantizada (75.000 MWh por año). A pesar de que Itaipu genera energía por sobre su valor de energía garantizada anualmente, en una base mensual la generación varía estacionalmente, llegando a veces a niveles de potencia disponible por debajo del valor nominal por unidad generadora. Esto ocurre especialmente en el período húmedo, ya que la caída bruta disminuye. Ya en el período seco del año, que va de mayo a septiembre, la disponibilidad de potencia en Itaipu es superior a la nominal por máquina, una vez que aumenta la caída bruta. Esta característica es muy importante para la gestión de la cartera de ANDE, pues influye directamente en el precio de la energía, como se verá mas adelante.

Itaipu vende su generación de energía al Sistema Eléctrico Paraguayo(SEP) a través de la ANDE, y al Sistema Eléctrico Brasítero(SEB) por medio de la Eletrobras. En el contexto del SEP, ANDE actúa como una empresa de distribución (DISTCO) y una empresa de generación (GENCO), pues es la única empresa de electricidad del Paraguay. Debido a estas características, la demanda de energía eléctrica del Paraguay es atendida principalmente por el suministro de energía de Itaipu, que es formalizada por contratos de potencia entre ANDE e Itaipu. Esos contratos de potencia son discretizados en base de tiempo mensual, a fin de atender la demanda mensual de energía eléctrica, en el período de un año. Como una DISTCO, ANDE busca alcanzar los menores costos posibles en contratación de energía. Actualmente, ANDE toma sus decisiones contractuales con base en la experiencia y en métodos empíricos, no obstante, no existe una metodología matemática formal para realizar esta toma de decisión. En este contexto, un abordaje de gestión de cartera es adecuada para gerenciar este problema. Diversos trabajos alcanzan resultados importantes utilizando la

Teoría del Portafolio para la gestión de contratos de potencia.

Este trabajo propone un modelo de optimización de cartera portafolio buscando minimizar los costos de contratación de potencia de la ANDE, con base en el modelo da media varianza de Markowitz. Cabe resaltar, que el presente trabajo es una continuación de [12], por lo cual se espera fortalecer el método estudiado con una metodología diferente para conducir este problema.

2. REGLAS DE COMERCIALIZACIÓN ENTRE ANDE E ITAIPU

2.1. Potencia de Itaipu disponible para ser comercializada

De los 14.000 MW de capacidad instalada que posee Itaipu, solo una parte está disponible para comercializar con ANDE y Eletrobrás. De la capacidad total instalada, una parte está reservada para mantenimiento (PM), una parte está reservada para consumo propio de la usina (DCP) y una parte está reservada para regulación de frecuencia (RPO). Así, la energía disponible para ser comercializada (PDI) por la ANDE y Eletrobrás en el año 2011,fue de 12.135 MW.

2.2. Potencia contratada

Todos los años, ANDE y Eletrobrás deben declarar la cantidad mensual de energía a ser contratada de Itaipu en base al PDI. ANDE declara sus valores mensuales contratados (PC), luego Eletrobrás contrata todo el restante de la PDI, de modo que toda la PDI es contratada por ANDE y Eletrobrás.

ANDE y Eletrobrás legalmente pueden usar la energía que puede ser producida por la potencia contratada. La cantidad de energía asociada a la potencia contratada es la energía asegurada, y corresponde a cerca de 70 % del valor de la potencia contratada, en MWmed.

El precio pagado por la potencia contratada (PC) es fijo, y depende de varios factores, que pueden ser apreciados precisamente en [5]. No hay variación en el precio de potencia contratada (PC) que es definida por:

$$CUSE = 22,6 \frac{US\$}{KW_{mes}} \quad (1)$$

2.3. Potencia Excedente

Como fue dicho anteriormente, en diversos meses, la disponibilidad de potencia de Itaipú excede la potencia nominal por máquina. La potencia que sobrepasa la potencia nominal por máquina se llama potencia excedente. La potencia excedente puede ser comercializada con ANDE y Eletrobrás cuando la potencia contratada (PC) no es suficiente para atender la demanda del sistema.

El precio pagado por la potencia excedente es relativo a royalties pagados por el uso del agua, a un costo relativo muy bajo. El precio de la potencia excedente en 2011 está definida en la Ec. (2), y para facilitar la nomenclatura es llamado β :

$$\beta = 5,44 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \quad (2)$$

3. PROBLEMA

Una vez definidas las reglas que rigen entre las empresas concesionarias e ITAIPU, se considera para nuestro estudio las siguientes situaciones que se podrán dar, donde la ANDE tiene que cubrir la demanda del SEP. Para eso haremos uso de la curva típica de suministro diario, donde vemos para todos los casos la demanda de potencia horaria. Este comportamiento es usual ya que la demanda energética del Paraguay es muy estacional, pues es principalmente una carga de tipo residencial, lo cual la vuelve muy sensible a las condiciones climáticas, dado que esta corresponde a cerca de 42% de la demanda total.

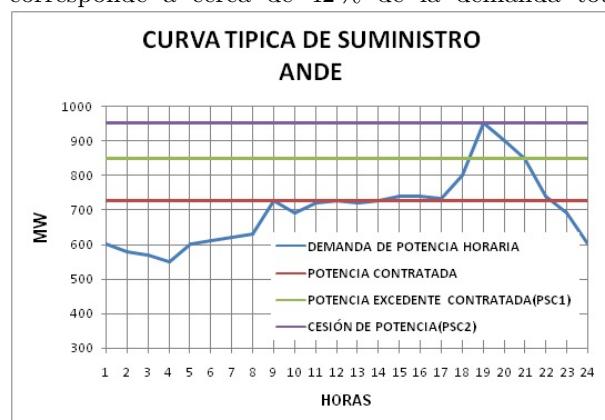


Figura 1: Curva típica de suministro

3.1. Escenario sin Riesgo

En el primer caso consideramos que la potencia contratada cubre toda la demanda del sistema, incluso la hora pico. El hecho de que el costo de la energía no varia a lo largo del año, hace que la potencia contratada (PC) sea considerada una opción sin riesgo. Aparte de eso, toda vez que la potencia contratada es definida en el año anterior a su entrega, la misma puede considerarse una modalidad ex-ante de contratación.

3.2. Escenario con Riesgo

3.2.1. Situación favorable.

Para el segundo caso consideramos un caso practicable por la ANDE, donde la potencia contratada atiende la demanda fuera de hora pico, y la hora pico es atendida por el excedente de potencia, siempre y cuando esta sea suficiente para cubrir esta porción dadas las condiciones favorables ya discutidas. A esta potencia la podemos nombrar como potencia subcontratada 1 (PSC1) como se muestra en la figura 1.

3.2.2. Situación desfavorable.

La tercera condición se da, cuando esta potencia excedente no cubre la demanda de hora pico. La potencia excedente puede ser más baja de lo esperado, o en una situación más drástica, la potencia disponible puede ser menor que la potencia nominal por máquina. En esta situación, es la ELETROBRAS que cede parte de su potencia contratada a la ANDE, desde que no comprometa las necesidades del SEB. Esta potencia cedida será contabilizada y facturada en base horaria por la ITAIPU a la ANDE, por medio de la aplicación de la tarifa de potencia contratada. Pero esta operación esta sujeta a una penalización. En caso de que la potencia cedida supere las tres horas, consecutivas o no, durante el mismo día, el valor facturado será como si esta potencia fuera cedida durante las 24 horas de dicho día. Esta situación puede llevar a costos muy elevados en la cartera de contratos. De igual forma que la anterior situación, a esta potencia la podemos nombrar como potencia subcontratada 2(PSC2).

A partir del análisis anterior es posible concluir que las dos últimas situaciones son opciones ex-post de contrato, sujetas al riesgo de disponibilidad de potencia excedente, pues la energía es facturada después de su entrega. El costo de la energía puede ser bajo en caso de la existencia del excedente, o en caso contrario, el precio pagado puede ser muy elevado. Por lo tanto, la variación de disponibilidad de potencia provoca una variación sobre el precio pagado por la energía.

3.3. Escenario Ideal

Entonces existen tres posibilidades de contratación de potencia por parte de la ANDE. La situación ideal de contratación sería la de saber las fracciones de potencia a ser contratada y subcontratada, de modo a que se pueda, siempre que posible, utilizar lo máximo de la potencia excedente, ya que es más barata. Como toda decisión implica un riesgo, lo importante, es tener la sabiduría para tratar de tomar la mejor decisión y tener el valor suficiente para asumir o correr ese riesgo, entonces, estos contratos elegidos de manera correcta pueden beneficiar tanto a la ANDE como a los consumidores finales, creando criterios óptimos para el desarrollo del sector eléctrico paraguayo. Así, la toma de decisión de la ANDE puede interpretarse como una optimización de cartera que busca obtener el mínimo costo posible en contratos de energía buscando atender la demanda del sistema. Para esta finalidad, la moderna Teoría de las Carteras de Markowitz es adaptada a las condiciones del problema de la ANDE. La próxima

sección presenta una breve explicación de la Teoría de las Carteras de Markowitz.

4. MODELO UTILIZADO

4.1. Teoría de Markowitz

El modelo propuesto por Harry Markowitz durante la década de los años cincuenta [10][11], que revolucionó el campo de las finanzas, busca elegir entre un conjunto de portafolios de inversión, aquel que tiene un mínimo riesgo, para un retorno dado, o bien, equivalentemente un portafolio con un máximo retorno para un determinado nivel de riesgo. Así, de esta manera, son conformadas las carteras eficientes.

El modelo parte de las siguientes hipótesis:

1- *El modelo utiliza como medida del retorno de la inversión la “media o esperanza matemática” de dicha variable aleatoria:*

$$R_C = \sum_{i=1}^n w_i \cdot R_i \quad (3)$$

Donde:

R_C : Retorno de la cartera de inversión.

R_i : Retorno del activo “ i ”.

W_i : Porcentaje del fondo invertido en el activo “ i ”.

2- *Se utiliza como medida del riesgo, la dispersión, medida por la varianza o la desviación estándar de la variable aleatoria que describe el retorno, ya sea de un valor individual o de una cartera:*

$$\sigma_P^2 = \sum_{i=1}^n W_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1; j \neq i}^n W_i W_j \sigma_{ij} \quad (4)$$

Donde:

n : total de activos en el portfolio;

W_i y W_j : proporciones del total de fondos invertidos en los valores i y j respectivamente;

σ_{ij} : covarianza de los rendimientos posibles para los valores i y j .

Al modelo de Markowitz muchas veces se lo denomina modelo *media-varianza*.

Para nuestro caso de estudio específico, haremos una analogía del mercado financiero con el eléctrico, donde en general todos los estudios tienden a diferenciarse en la forma de denominar el retorno del portafolio, que en el caso financiero corresponde al retorno de la cartera y en el eléctrico se ha entendido como costo en $US\$/MW$, o en $US\$/MWh$. La primera proposición en este sentido, fue el modelo de media-varianza, que utiliza, respectivamente, la media y la varianza de los costos del portafolio como medidas de costos y riesgo.

5. MÉTODO DE SOLUCIÓN

5.1. Algoritmo Evolutivo Multiobjetivo NSGA-II

Los algoritmos genéticos en su búsqueda por la solución óptima del problema, generan una población de soluciones a cada generación. Esta característica de esta técnica evolutiva, hace con que sea naturalmente adecuada para la obtención de varias soluciones. Entonces podemos afirmar que los Algoritmos Evolutivos, son más ventajosos que los métodos clásicos para la resolución de problemas de optimización multi-objetivo.

Se decidió utilizar NSGA-II como base para el algoritmo por ser un método probado en una amplia variedad de problemas [9]. Como su propio nombre sugiere, el NSGA-II es clasificado como elitista e incorpora un mecanismo de preservación de soluciones dominantes a través de varias generaciones del Algoritmo Genético. Además tiene la característica de lograr rápidamente una buena dispersión de las soluciones lo cual es ventajoso en nuestra propuesta.

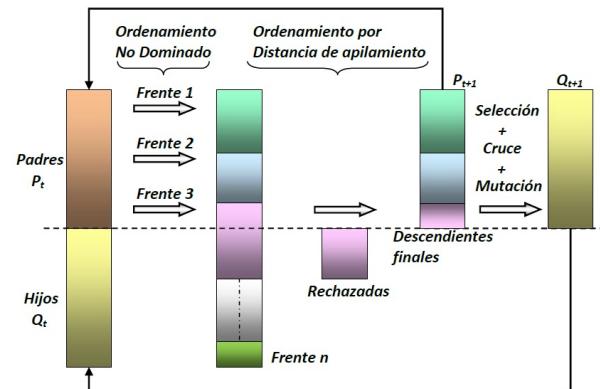


Figura 2: Esquema del procedimiento del NSGA-II

6. MODELO PROPUESTO

El problema de decisión de la ANDE consiste en definir la cantidad mensual de potencia contratada (PC_t), buscando atender la demanda del sistema (dt) por el período de un año, con el mínimo costo posible. En otras palabras, ANDE debe minimizar el costo esperado de la cartera y gerenciar su exposición al riesgo de indisponibilidad de potencia excedente y complementación con la cesión de Potencia de la Eletrobrás ($PC_{Eletrobras}$). El modelo propuesto busca dar soporte a la decisión de la ANDE para determinar cuál es la porción de la demanda que debe ser contratada ex-ante(PC) y cuánta potencia debe ser subcontratada ex-post (PL).

6.1. Costo de Energía Subcontratada

La variación de disponibilidad de energía provoca una variación en el precio de la energía pagada por la ANDE. Para representar el costo ($\mu(PED)_t$), se propone una función de costo que tiene en cuenta la cantidad de energía disponible en Itaipu y la penalización involucrada con la cesión de potencia de la Eletrobrás. Considerando el histórico mensual de energía disponible en Itaipu (PED), donde el valor máximo observado es asociado al menor valor posible para el costo $\mu(PED)_t$. Para el valor mínimo sería considerada la penalidad por el uso de potencia contratada de la Eletrobrás, y en el peor de los casos,

siendo utilizado solo durante 4 horas durante los 30 días del mes. El costo de la función representa la dinámica por la cual el costo de la energía aumenta a medida que disminuye la potencia disponible. La función de costo es modelada por una función lineal, como se ilustra en la figura (3).

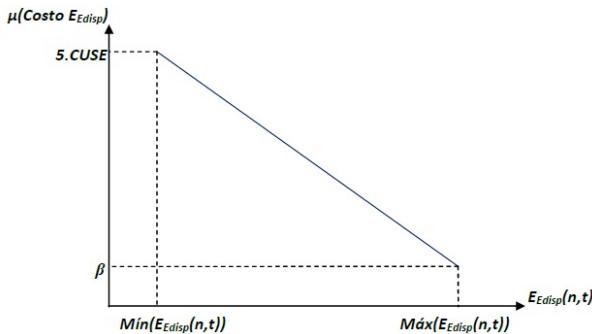


Figura 3: Función de Costo de Energía Subcontratada

Aplicando la función costo, es posible obtener una matriz de costos basada en la *PED* histórica. Así, se tiene la siguiente matriz:

$$\begin{bmatrix} \mu(PED)_{ene,1983} & \dots & \mu(PED)_{dic,1983} \\ \mu(PED)_{ene,1984} & \dots & \mu(PED)_{dic,1984} \\ \vdots & \dots & \vdots \\ \mu(PED)_{ene,2011} & \dots & \mu(PED)_{dic,2011} \end{bmatrix}$$

Figura 4: Matriz de costos

6.2. Modelo matemático

El objetivo de la optimización es minimizar simultáneamente el Costo Esperado de la Cartera de Contrato ANDE, como también el riesgo que representa la volatilidad de la serie mensual de la Potencia Excedente.

$$\text{Min } C_P = \sum_{t=1}^{12} (CUSE \times PC_t + \mu(PED)_t \times PL_t) \quad (5)$$

$$\text{Min } V = \sum_{i=1}^{12} PL_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1; j \neq i}^{12} PL_i PL_j \sigma_{ij} \quad (6)$$

Sujeto a:

$$PC_t + PL_t = d_t \quad (7)$$

$$PC_t \geq PC_{\min} \quad (8)$$

donde $t = 1 \dots 12$

Las funciones objetivo (5) y (6) son una adaptación correspondiente de las ecuaciones (3) y (4) respectivamente según los principios de Markowitz para las condiciones de la Cartera de ANDE. Donde la energía contratada es representada por (PC_t) y, la energía subcontratada por (PL) que incluye la potencia excedente y la eventual cesión de potencia transferida por la Eletrobrás. La restricción (7) se refiere a la obligación de atención de la demanda del sistema. La última restricción se refiere a un nivel mínimo de potencia

contratada (PC_{\min}), como se indica en la ecuación (8). Esta obligación es impuesta por la Eletrobrás a la ANDE, y se refiere a la menor demanda mensual observada el año anterior al ejercicio de la contratación. En 2011, PC_{\min} correspondió a 600 MW (467 MWmed), la cual fue la menor demanda observada en el año 2010.

Esta optimización se lleva a cabo mediante el algoritmo evolutivo multi-objetivo NSGA-II, donde su meta es encontrar un conjunto de soluciones lo mas próximo posible del Frente Pareto y diversificadas sobre el mismo. Esto permitirá al agente de Ande tener un grupo de soluciones óptimas para poder elegir la que mejor se aadecue a su aversión al riesgo.

7. RESULTADOS

7.1. Frente Pareto

Una vez obtenida todas las herramientas para nuestro estudio, se simula el modelo. Mediante la ecuación (6) se encuentra el valor correspondiente al riesgo en la que ANDE está expuesta. Los únicos datos que se tienen son el histórico del salto bruto de Itaipú por el cual obtenemos la energía excedente disponible y, los proporcionados por la ANDE que son la demanda y la energía contratada para el periodo del 2011. El costo de la energía subcontratada practicada por la ANDE es el mismo utilizado por el modelo. Esto para que la comparación sea lo mas fiel posible. Primeramente las simulaciones se realizan para obtener el máximo de rendimiento del NSGA-2, esto buscando el ajuste ideal de sus parámetros y definición de los operadores genéticos a utilizar.

Para este problema la codificación se realizó de forma binaria donde cada individuo(cromosoma) estará conformado por 12 variables(porción de energía subcontratada para cada mes del año), o sea, cada gen representara una variable.

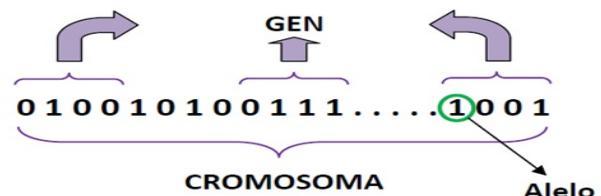


Figura 5: Codificación

La evolución de los individuos de la población para distintas generaciones se muestran abajo:

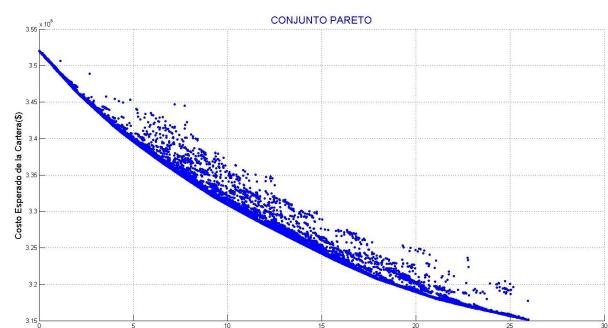


Figura 6: Parámetros ajustados

Una de las ventajas observadas al encarar el problema como multiobjetivo es la flexibilidad que ofrece en suministrar una familia de resultados óptimos en una única simulación como explicado anteriormente.

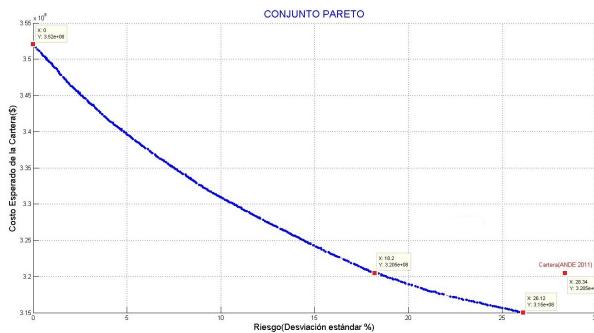


Figura 7: Frente Pareto del problema

La figura (7) corresponde al Frente Pareto del modelo propuesto, que define las carteras óptimas o eficientes, pues suministran el costo mínimo para un determinado nivel de riesgo o, el riesgo mínimo para un determinado nivel de costo. Como indica la misma, a medida que el riesgo (varianza) aumenta, disminuye el costo esperado. Esto significa que la exposición al riesgo es recompensada por la expectativa de mejores costos del portafolio (costos más bajos).

Las carteras que se encuentran hacia la derecha del frente son carteras sub-óptimas o carteras ineficientes, pues existen carteras que ofrecen costos más bajos para aquel nivel de riesgo o, alternativamente, de menor riesgo para el costo esperado. Este es el caso de la cartera ANDE 2011, destacado en la figura. Esta corresponde a una cartera ineficiente, pues no está en la frontera. Es posible afirmar que la decisión tomada por la ANDE en 2011 condujo a inversiones ineficientes. Donde su varianza (riesgo) está por encima del riesgo máximo obtenido por el modelo, y también a un costo por encima de la frontera eficiente. Aparte de eso, existe una cartera con el mismo costo, pero con menor riesgo en el Frente Pareto.

El análisis anterior confirma la idea de que ANDE debe decidir su contratación de energía de Itaipú con base en las carteras contenidas en el Frente Pareto, obtenidas por el modelo de optimización propuesto. Cabe destacar que la diferencia entre los valores entre el modelo propuesto y lo practicado por la ANDE son aun mas expresivos como se demostrará, ya que la misma tiende a contratar siempre próxima a la energía mínima restricta y para este caso no se lleva aun en cuenta las porciones de forma individual de la potencia subcontratada, conformadas por el excedente y la cesión de potencia por parte de la Eletrobras. A pesar de que la frontera eficiente indique todas las carteras óptimas posibles para las condiciones del problema, ella da solo informaciones sobre el nivel de riesgo (nivel de varianza) y el costo. Ella no suministra informaciones sobre la potencia contratada mensual, que es una gran preocupación en términos de toma de decisión de la ANDE. En este sentido, los

análisis subsecuentes son necesarios para esta finalidad.

7.2. Decisión contractual Óptima

El resultado más importante en términos de toma de decisión es el resultado óptimo de potencia contratada (PC_t). En el proceso de optimización se obtienen varios niveles de riesgo. Tal como se indica en la figura (7), a cada nivel de riesgo corresponde un costo mínimo de cartera. Eso es consecuencia de una diferencia entre los valores de potencia contratada (PC_t), obtenidos por cada nivel de riesgo. Como la energía excedente y la cesión de potencia son formas ex-post de contratación y dependen del excedente de energía disponible (PED), la ANDE tiene poco control directo sobre ellos. La principal forma de gestión de cartera por la ANDE es una definición precisa y eficiente de los niveles de potencia contratada para cada mes del período de planeamiento (el próximo año). La figura (8) ilustra esta decisión para tres niveles de riesgo:

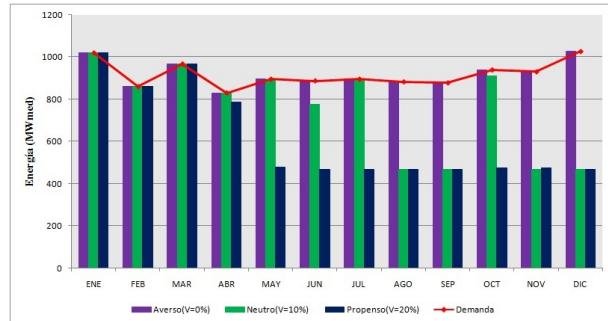


Figura 8: Energía Contratada Optima para 3 niveles de riesgo

A medida que aumenta el riesgo, la potencia contratada disminuye. Como el riesgo es mayor, una mayor fracción de la demanda es subcontratada, apostando a un buen escenario de energía disponible, lo cual haría disminuir el costo de la cartera por contratos ex-post utilizando energía excedente, pues esta tiene un costo mucho menor en comparación con la potencia contratada. El análisis de la potencia contratada óptima es muy importante y en términos de costos está relacionado con la ecuación (5), que considera un costo medio de todos los datos históricos (modelo media-varianza). Sin embargo, es importante estudiar el impacto de practicar la potencia contratada óptima en escenarios históricos individualmente, pues el excedente de energía puede ocurrir abajo de lo esperado, ocasionando que los contratos ex-post sean atendidos por cesión de potencia, lo cual traerá un aumento significativo en el costo de la cartera. El análisis posterior ilustra ese punto.

7.3. Curvas de Permanencia

A cada nivel de riesgo corresponde un costo esperado, el cual es obtenido a través de la media de todos los datos históricos disponibles. Sin embargo, para cada año del histórico, hay un costo diferente, debido a diferentes niveles de excedente de energía disponible (PED). Las curvas de permanencia definen el costo de la cartera para cada año del histórico disponible.

Para este análisis, la optimización fue realizada para tres niveles de riesgo, donde el último valor considerado representa el valor máximo al que puede llegar nuestro modelo. También la decisión de la ANDE de 2011 fue analizada para los datos históricos para probar la eficiencia del modelo propuesto. En la figura (9) en vez de presentar los años (1983, 1984, ..., 2011), el eje horizontal presenta del año 1 al 29. El motivo es esta elección es que las curvas de permanencia son más fáciles de interpretar cuando son ordenadas de mayor a menor costo (orden descendiente de costos), y el orden cronológico de los años no es necesariamente aquel que conduce al orden descendiente de costos.

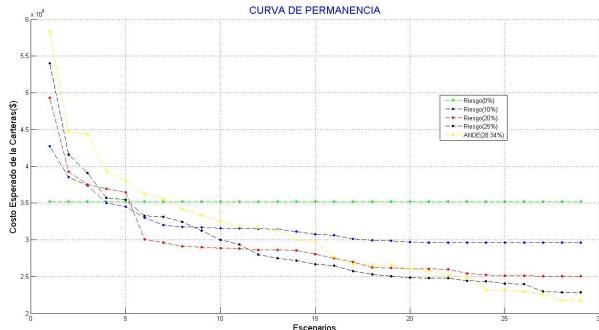


Figura 9: Curvas de Permanencia

Estas curvas nos demuestran como el modelo es eficiente, tanto para escenarios desfavorables, como también para los favorables. Quedando claro mas una vez que el método utilizado por la ANDE es de subcontratar lo máximo de energía que le sea permitida, siempre buscando que se repitan escenarios favorables, sin llevar en cuenta un estudio previo de optimización. En caso de la no ocurrencia de los mismos, pudiendo pagar valores muy elevados.

7.4. Comparación entre el resultado obtenido por el modelo y la cartera practicada por la ANDE en el año 2011

Una vez demostrada la eficiencia del modelo por medio del histórico para distintos escenarios, podemos realizar la comparación con la cartera real disponible realizada por la ANDE en el año 2011.

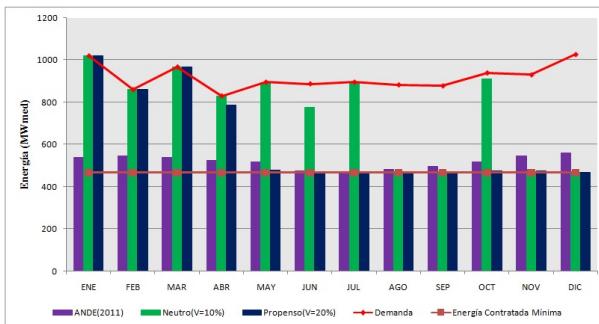


Figura 10: Contratación Optima

En la figura anterior queda claro como Ande define sus carteras de contratos. Se puede observar que su energía contratada para todos los meses del año ronda siempre el límite mínimo a contratar. Es por eso que su nivel de riesgo al que está expuesto es alto.

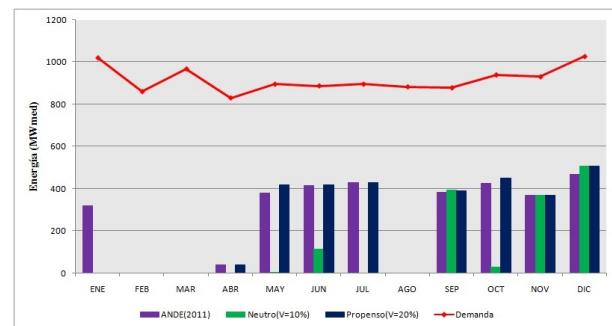


Figura 11: Energía Excedente

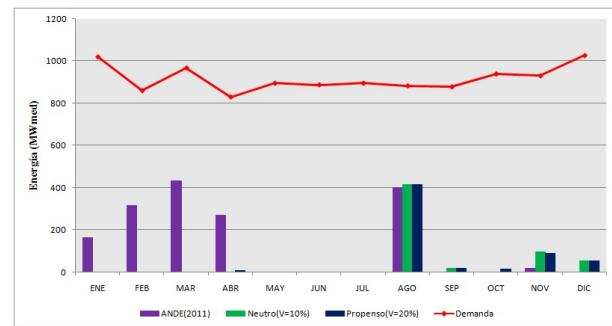


Figura 12: Cesión de Energía

Las figuras 11 y 12 comparan la contratación de energía excedente y de cesión de energía obtenidas por el modelo con respecto a la ANDE. El análisis muestra que el modelo se protege más con relación a la energía subcontratada, con esto tiene menor riesgo en utilizar la cesión de energía. Consecuentemente, la decisión practicada por ANDE lleva a mayores niveles de costo esperado de la cartera, pues una mayor parte de su demanda es atendida por la energía subcontratada donde la cesión de energía en algunos meses son muy elevados, ya que son modalidades de contratos mucho más caras que la potencia excedente. En términos de Costo Esperado de Cartera, la tabla (1) compara los costos de las carteras correspondientes a las figuras anteriores:

	Energía Contratada Anual (MWmedio)	Energía Contratada Anual(%)	Energía Excedente Anual (MWmedio)	Energía Excedente Anual(%)	Cesión de Energía Anual (MWmedio)	Cesión de Energía Anual(%)	Costo de la Cartera (US\$)
ANDE(2011)	8.191,56	56,24	3.220,15	29,25	1.595,54	14,55	355.492.177,19
Modelo(0%)	11.008,28	100,00	0,00	0,00	0,00	-	351.991.435,01
Diferencia	4.816,72	-	3.220,19	-	1.595,54	-	3.500.744,18
Modelo(10%)	9.016,61	81,91	1.413,39	12,84	576,27	5,25	330.356.683,70
Diferencia	2.825,06	-	1.806,80	-	1.018,26	-	25.135.493,49
Modelo(20%)	7.389,92	67,13	3.023,43	27,47	594,92	5,40	286.187.490,32
Diferencia	1.198,37	-	196,76	-	1.001,61	-	69.304.686,87

Cuadro 1: Resultado Final

La tabla anterior deja clara la eficiencia del modelo propuesto. Como se puede observar, la diferencia para dos de las situaciones de riesgo utilizadas por el modelo con respecto al resultado obtenido por la ANDE en 2011, conduce a una economía de 25 y 69 millones de US\$. Incluso si la ANDE hubiese contratado el 100 % de su potencia en todos los meses en el 2011 llegaría a una economía de 3,5 millones de US\$.

8. CONCLUSIONES

Este trabajo presentó un modelo de soporte a la toma de decisión para contratar potencia entre la ANDE e

Itaipu, basado en optimización multi-objetivo de carteras y gestión de riesgo. Para este propósito, fue realizada una adaptación del modelo de media-varianza de Markowitz para las condiciones de este problema, minimizando el costo total en contratación de potencia y el riesgo. El riesgo de la cartera es obtenido por la varianza observada en la demanda subcontratada, expuesta a la disponibilidad de potencia excedente. Los resultados indican que la decisión contractual obtenida por el modelo propuesto conduce a costos más bajos para la cartera, alcanzando una economía del orden de 69 millones de dólares para uno de los niveles de riesgo con relación a la practicada por la ANDE en 2011. El modelo también suministra la posibilidad de una medida precisa del riesgo al cual la ANDE está expuesta, permitiendo la gestión del mismo, y posibilitando a la ANDE un posicionamiento ante el riesgo de disponibilidad de potencia excedente.

9. REFERENCIAS

- [1] Itaipu Binational, Generation, transmission, hydrology and meteorological data. <http://www.itaipu.gov.py/>
- [2] Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Datos de generación, transmisión y distribución. <http://www.ande.gov.py/>
- [3] Awerbuch, S., Berger, M. Energy Diversity and Security in the EU: Applying portfolio theory to EU electricity planning and policymaking, Paris: International Energy Agency, February; 2003, Report No. EET/2003/03. IEA, February 2003.
- [4] Awerbuch, S., Jansen, J. Building Capacity for Portfolio-Based Energy Planning in Developing Countries. REEEP - Renewable Energy Energy Efficiency Partnership, August, 2004.
- [5] ITAIPU BINACIONAL. Itaipu Binacional: Presentación de los Servicios de Electricidad y Bases Financieras: Compendio. Asunción, Paraguay, 2003.
- [6] S. N. Sivanandam, S. N. Deepa; "Introduction to Genetic Algorithms", Springer Science and Business Media. 2007.
- [7] Sharpe W. ; "Portfolio Theory and Capital Market", McGraw-Hill. Nueva York, 1970.
- [8] Markus Burger, Bernhard Graeber, Gero Schindlmayr; "Managing Energy Risk: An Integrated View on Power and Other Energy Markets", John Wiley and Sons, 2014.
- [9] Kalyanmoy Deb. "Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms". Departamental of me-
- chanical Engineering. Indian Institute of technology, Kanpur, India. 2004.
- [10] Markowicz, H. "Portfolio Selection". Journal of Finance 7 (1): 77-91. 1952.
- [11] Markowicz, H. "Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investment", John Wiley, Nueva York. 1959.
- [12] Arce, P. "Aplicação da Teoria do Portfolio para Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica e Gestão de Risco", Dissertação de Mestrado - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.
- [13] Michael J. Best. "Portfolio Optimization", CRC Press, 2010.
- [14] Iris Marie Mack. "Energy Trading and Risk Management: A Practical Approach to Hedging, Trading and Portfolio Diversification", John Wiley and Sons, First Edition. 2014.
- [15] Johnathan Mun. "Portfolio Risk: Applying Monte Carlo Risk Simulation, Strategic Real Options, Stochastic Forecasting, Portfolio Optimization, Data Analytics, Business Intelligence, and Decision Modeling", Thompson-Shore and ROV Press, Third Edition, California, USA. 2015.