

Estudio de escenarios para la mejora de la eficiencia operativa y la reducción de costos en la Central Térmica Central Costanera S.A. mediante Simulación a Tiempo Constante

Cao, Matías Alejo

Barlasina, Nicolás

Ennio Bravo, Valentin

Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Buenos Aires

Abstract

En el mercado energético actual, la rentabilidad de las centrales de generación térmica depende de un equilibrio complejo entre la disponibilidad técnica, los costos operativos y las penalizaciones por incumplimiento de despacho. Este trabajo presenta un modelo de simulación estocástica aplicado a la Central Térmica Costanera S.A., orientado a evaluar el desempeño económico bajo distintas configuraciones operativas. El modelo contempla la capacidad de generación sujeta a fallas aleatorias, la demanda estacional variable y factores exógenos como olas de calor y restricciones de combustible. A partir de la simulación de escenarios que combinan diferentes niveles de dotación de personal y la implementación de un Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS), se analizan variables clave como la energía vendida, los costos por multas y la amortización de infraestructura. Los resultados buscan identificar la política operativa que maximice la rentabilidad neta anual, ofreciendo lineamientos estratégicos para la toma de decisiones en un entorno de alta incertidumbre.

Palabras Clave

Simulación, intervalos constantes, generación térmica, BESS, optimización de costos, eficiencia operativa, Python

Introducción

La operación de una planta de generación de gran envergadura, como la Central Costanera S.A., presenta una dinámica crítica donde la eficiencia en la disponibilidad de los bloques generadores impacta directamente en la viabilidad económica. Su función principal es inyectar energía al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) respondiendo al despacho de CAMMESA, un proceso sujeto a incertidumbre debido a fallas forzadas y condiciones climáticas extremas. Si la gestión de mantenimiento y las estrategias de almacenamiento no se

optimizan, la central enfrenta severas penalizaciones por no cubrir la demanda solicitada, además de sobrecostos operativos. En este trabajo se analiza cómo la variación en la política de mantenimiento (Guardia Estándar vs. Mínima) y la incorporación de sistemas de baterías (BESS) influyen en el balance final de la operación. El objetivo general es desarrollar un modelo que permita determinar qué configuración de almacenamiento y qué nivel de dotación de personal maximizan la rentabilidad neta, simulando el flujo de operación diario, las fallas de los turbogrupos y las variaciones estacionales de la demanda.

Elementos del Trabajo y metodología

Se empleó una metodología de simulación de avance del tiempo a intervalos constantes (diario), donde los recursos críticos son los bloques de generación (Ciclos Combinados y Turbinas de Vapor) y el sistema de almacenamiento BESS.

El modelo abstrae la operación diaria en una secuencia lógica que determina la disponibilidad de potencia, aplica factores externos y calcula el balance energético. A diferencia de sistemas deterministas, este modelo incorpora la estocasticidad mediante:

- **Probabilidad de Falla Forzada:** Modelada individualmente para cada bloque (CC1, CC2, TV), afectando su potencia neta disponible.
- **Demanda Estacional:** Diferenciada entre semestres de verano e

invierno, con distribuciones uniformes de carga solicitada.

- **Factores Exógenos:** Inclusión de eventos de "Ola de Calor" en verano y "Restricción de Gas" en invierno, que impactan la capacidad de generación y los costos de combustible

Para las simulaciones, se definieron variables de control específicas: tres configuraciones de capacidad de BESS (Conservador, Medio o Agresivo) y dos políticas de guardia (Estándar y Mínima), generando un total de 6 escenarios posibles para el análisis. Los datos de entrada, costos de combustible, amortizaciones y penalizaciones fueron parametrizados basándose en la estructura de costos operativos de la central.

Tabla de Eventos

Para modelar el proceso de generación y despacho, se empleó una metodología de simulación de eventos discretos con un paso de tiempo fijo ($\Delta T = 1\text{Día}$), donde los eventos se clasifican en Propios (que se resuelven en el paso del tiempo actual) siendo la Generación y las Ventas fundamentales ya que de ellos dependen los costos de combustible y las multas por déficit; y los eventos Comprometidos los cuales manejan la lógica de tiempo de espera y reposición, bloqueando o habilitando la capacidad de los generadores.

Por otro lado, la simulación se ha diseñado reconociendo que la operación de la central no es uniforme a lo largo del año. Es por esto que modelamos dos simulaciones distintas que, aunque comparten el núcleo de generación, responden a eventos y factores exógenos distintos.

Invierno

Eventos Propios	EC futuro ΔT	EC anterior ΔT
Generación	-	-

Ventas	-	-
Uso gas natural	-	-
Uso de fuel oil	Llegada combustible	Solicitud Combustible
Falla	Llegada Repuesto	Solicitud Repuesto
Multa	-	-

Verano

Eventos Propios	EC futuro ΔT	EC anterior ΔT
Generación	-	-
Ventas	-	-
Falla	Llegada Repuesto	Solicitud Repuesto
Multa	-	-

Lógica de los Eventos Comprometidos:

- **Falla (Rotura de TV):** Si la Turbina de Vapor sufre una rotura (1% de probabilidad), se activa un evento comprometido pasado: Solicitud de Repuesto. Este evento compromete el futuro del sistema, ya que el repuesto llega en 3 días, dejando la turbina inoperable durante ese periodo.
- **Restricción de Gas (Solo Invierno):** Si se utiliza Fuel Oil por dos días consecutivos, se activa la Solicitud de Combustible. Este evento también compromete la operación futura, ya que el camión de combustible llega en 2 días, afectando la disponibilidad del Bloque CC2 hasta su llegada.

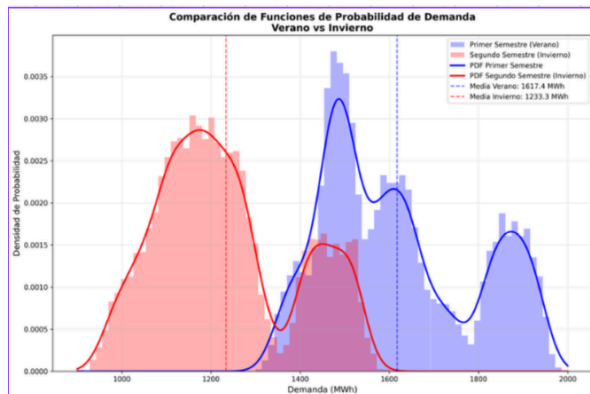
Resultados

El análisis de los resultados se divide en dos etapas: primero, la validación de las distribuciones de probabilidad que modelan el comportamiento estocástico del sistema, y segundo, la comparación de los indicadores económicos y operativos de los distintos escenarios simulados.

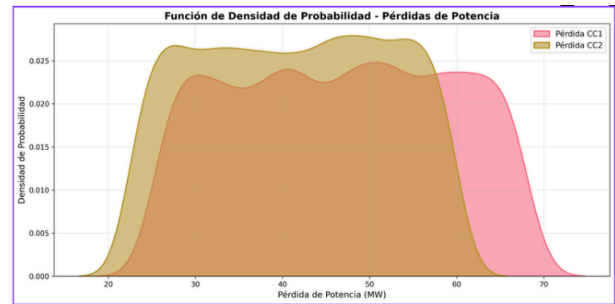
Análisis de Distribuciones de Probabilidad

Para representar fielmente la incertidumbre del sistema energético, se utilizaron funciones de densidad de probabilidad basadas en datos históricos y parámetros técnicos de la central. A continuación se detallan las variables aleatorias críticas y sus distribuciones ajustadas:

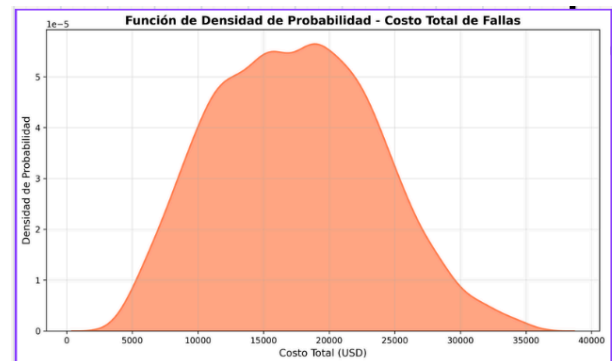
- **Demanda Diaria de Energía:** Se modeló mediante una distribución Uniforme, diferenciando por estacionalidad. Para el **Verano**, el rango se estableció entre 1300 y 2000 MWh, mientras que para el **Invierno**, debido a una menor carga térmica, el rango fue de 1000 a 1600 MWh.



- **Impacto de Ola de Calor (Pérdida de Potencia):** En el escenario estival, la reducción de la Potencia Neta Máxima de los ciclos combinados se comporta como una variable aleatoria Uniforme con un impacto del 3% al 8%.



- **Costo de Reparación por Falla:** Cada evento de falla forzada conlleva un costo de reparación variable, modelado con una distribución Uniforme entre \$5.000 y \$30.000, independiente de los costos fijos de personal.



Se ejecutaron simulaciones de 15000 días (aproximadamente 30 años de trabajo por estación) para evaluar los 4 escenarios estratégicos definidos. La siguiente tabla resume el desempeño promedio para la temporada de Verano, destacando el Beneficio Promedio Mensual (BPM) y el Costo Total de Multas (CTM) como indicadores de rentabilidad y calidad de servicio, respectivamente.

Pudimos observar que la estrategia **Tradicional**, aunque maximiza el ingreso bruto, incurre en penalizaciones críticas ($\approx \$255.795$) debido a su incapacidad para cubrir picos de demanda. Por el contrario, la estrategia **Preventiva** minimiza las multas pero su rentabilidad es destruida por el alto costo de amortización del BESS. La estrategia **Optimista** presenta el mejor balance, logrando un CTM marginal

(≈\$891), lo que indica una cobertura de demanda casi perfecta.

Preguntas principales para responder

Este estudio busca responder interrogantes fundamentales para la mejora operativa y de costos en la Central Térmica, tales como:

- ¿Qué combinación específica de configuración de almacenamiento (BESS A, B o C) y política de dotación de personal permite alcanzar el máximo Beneficio Neto Anual, considerando la volatilidad de los precios y la demanda?
- ¿Resulta económicamente viable la implementación de una "Guardia Mínima" para reducir los costos fijos de nómina, o este ahorro se ve neutralizado por el incremento en los costos variables derivados de reparaciones y penalizaciones?
- ¿Qué capacidad de BESS es necesaria para reducir significativamente el déficit energético (energía no suministrada) durante los picos de demanda estacional y los eventos de restricción de gas?

Implementación de simulación

La simulación fue desarrollada íntegramente en el lenguaje de programación Python, optando por una estructura de código que prioriza la eficiencia en el procesamiento de eventos discretos. En lugar de un modelo único, se diseñaron e implementaron dos simulaciones distintas e independientes: una configurada específicamente para la lógica de invierno (con restricciones de gas y uso de combustibles alternativos) y otra para la lógica de verano (enfocada en el impacto de las temperaturas en la potencia disponible).

Para asegurar la convergencia de los datos obtenidos, se ejecutaron cada uno de los escenarios operativos a lo largo de 15.000 días ya que la ejecución del modelo se basa

en ciclos de reloj con avance fijo ($\Delta T = 1$ día). Esta magnitud de iteraciones permitió suavizar la varianza introducida por los eventos estocásticos de baja frecuencia (como las roturas críticas de turbina), garantizando que los indicadores de rentabilidad y calidad de servicio (multas) reflejen el comportamiento a largo plazo del sistema real.

Se emplearon las librerías numpy para la generación de números pseudoaleatorios que alimentan las distribuciones de falla y demanda, y pandas para la tabulación y manejo eficiente de los grandes volúmenes de datos generados en cada paso temporal.

El algoritmo principal evalúa en cada paso:

1. La disponibilidad de cada bloque según su tasa de falla diaria y el tipo de guardia asignada (Estándar o Mínima).
2. La aplicación de factores exógenos (Ola de Calor/Restricción de Gas).
3. El balance de energía, priorizando la descarga del BESS ante déficits y su carga ante excedentes.
4. El cálculo económico diario acumulativo (Ingresos - Costos Operativos - Multas).

Esta arquitectura modular permitió modificar fácilmente los parámetros de entrada (como la capacidad del BESS o los tipos de guardias Mínimo o Estándar) para correr los distintos escenarios de sensibilidad sin alterar la lógica central del negocio.

Discusión

La simulación permite identificar relaciones no lineales entre la inversión en infraestructura (BESS/Mantenimiento) y la rentabilidad neta. La política de "Guardia Mínima" representa un riesgo operativo elevado; si bien reduce el costo fijo diario, aumenta la varianza de los resultados debido a la mayor tasa de fallas aleatorias. Este fenómeno es análogo a la sub-asignación de recursos en sistemas de

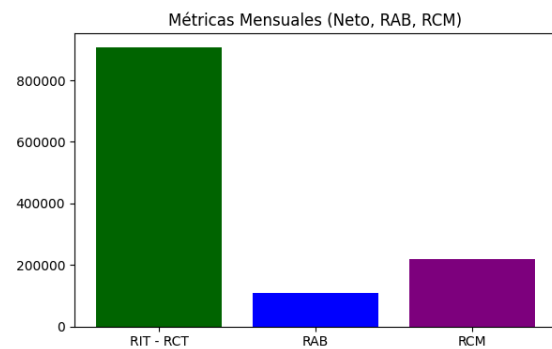
servicios, donde el ahorro inmediato genera pérdidas mayores por calidad de servicio (en este caso, multas de CAMMESA). Por otro lado, la incorporación del BESS actúa como un amortiguador ante la estocasticidad de la generación y la demanda. Sin embargo, el BESS sufre degradación por ciclos de uso y autodescarga, lo que añade una capa de complejidad: no siempre almacenar energía es la decisión óptima si el costo de oportunidad y degradación supera el valor de la multa evitada. El modelo busca cuantificar este trade-off para encontrar la configuración óptima.

Conclusión

Para visualizar el impacto económico y operativo de cada estrategia, se presentan los gráficos de barras correspondientes a las métricas promedio mensuales obtenidas tras la simulación de **Verano**. Las variables analizadas son:

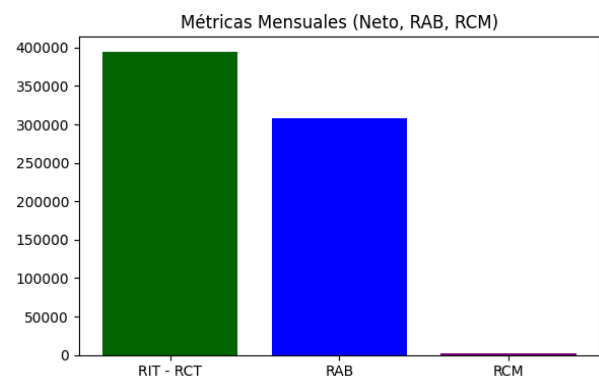
- **RIT (Resultados Ingresos Totales):** Facturación bruta por venta de energía.
- **RCT (Resultados Costos Totales):** Sumatoria de costos operativos, combustible y amortización de equipos.
- **RIT - RCT (Diferencia entre ingresos totales y costos totales):** El beneficio neto total
- **RAB (Resultados Ahorro BESS):** Cuantificación económica del ahorro generado exclusivamente por la intervención del sistema de baterías.
- **RCM (Resultados Costos Multas):** Penalizaciones económicas por demanda no abastecida (indicador inverso de calidad).

Escenario "Tradicional"



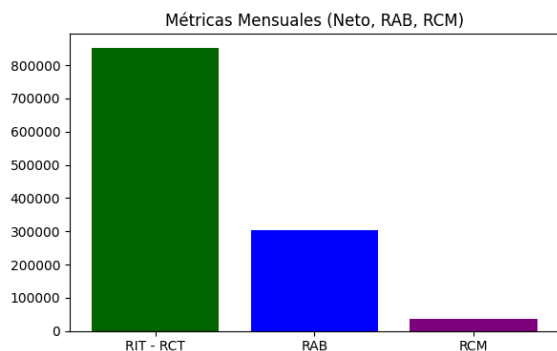
En este escenario base, la barra **RAB** no es tan significativa, confirmando la falta de capacidad de ahorro por almacenamiento. Lo más crítico es la magnitud de la barra **RCM** (Multas), que alcanza su punto máximo (\$255.795). Esto evidencia que, sin soporte de baterías, el sistema es incapaz de absorber las variaciones de demanda, resultando en una baja calidad de servicio.

Escenario "Preventivo"



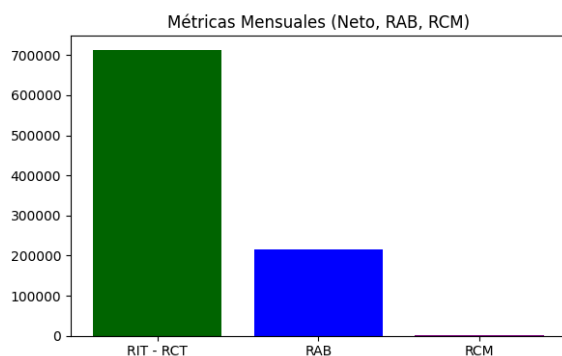
Se observa un incremento desproporcionado en la barra **RCT** (Costos), impulsado por la amortización de una infraestructura sobredimensionada. A pesar de la enorme inversión, la barra **RCM** no desaparece por completo (\$4.992) debido a las fallas inducidas por la Guardia Mínima. El alto costo operativo (RCT) erosiona severamente la rentabilidad neta.

Escenario "Ahorro"



Si bien la barra **RAB** muestra un ahorro considerable gracias al uso del BESS, la barra **RCM** presenta un repunte significativo (\$31.097) en comparación con el escenario Optimista. Esto confirma visualmente que la reducción de costos fijos en personal (Guardia Mínima) termina "pagándose" con multas más altas debido a la menor disponibilidad técnica. Si bien el beneficio promedio mensual termina siendo el más alto de todos los escenarios, eso se termina pagando con una menor calidad del servicio que a la larga termina siendo perjudicial.

Escenario "Optimista"



Este gráfico ilustra el balance ideal seleccionado como conclusión del trabajo:

- **RIT** se mantiene competitivo.
- **RCT** está controlado, evitando el despilfarro del escenario Preventivo.
- **RAB** es sólido (\$218.385), validando la eficiencia del almacenamiento medio.
- **RCM** es prácticamente invisible (\$891), demostrando que la combinación de Guardia Estándar y

BESS medio elimina casi la totalidad del riesgo de incumplimiento.

Finalmente tras el análisis exhaustivo de los resultados obtenidos y considerando tanto la rentabilidad económica como la robustez operativa, se concluye que la estrategia **Optimista** (BESS 45 MW + Guardia Estándar) es la configuración superior.

Un hallazgo fundamental de este estudio es la **consistencia de los resultados entre estaciones**. A pesar de que las simulaciones de Verano e Invierno estuvieron sometidas a factores exógenos totalmente distintos (olas de calor en un caso y restricciones de gas en el otro), los indicadores económicos y operativos arribaron a valores notablemente similares en ambos escenarios. Esta convergencia demuestra que la estrategia seleccionada es estructuralmente robusta y no depende de la estacionalidad para ser efectiva.

La superioridad de la estrategia Optimista se fundamenta en tres pilares evidenciados por la simulación:

1. **Calidad de Servicio como Prioridad:** Si bien estrategias como la "Tradicional" o "Ahorro" arrojaron márgenes de ganancia bruta levemente superiores, sus niveles de multas resultaron inaceptables. La estrategia Optimista logró reducir el Costo Total de Multas a un mínimo histórico (aprox. **\$891**), garantizando la mayor confiabilidad del suministro eléctrico.
2. **Ineficacia de la Guardia Mínima:** Se demostró que el ahorro en costos fijos de personal es contraproducente. La reducción del mantenimiento incrementa la probabilidad de fallas forzadas en un 50%, lo que satura rápidamente la capacidad de respuesta incluso de baterías grandes. La inversión en Guardia Estándar demostró ser más

rentable al atacar la causa raíz de la indisponibilidad.

3. **Dimensionamiento Eficiente:** El escenario "Preventivo" evidenció que sobredimensionar el almacenamiento (80 MW) erosiona la ganancia neta debido a los costos de amortización, sin aportar mejoras significativas en la calidad si no se acompaña de un buen mantenimiento.

En definitiva, la simulación confirma que la eficiencia operativa en la Central Costanera S.A. no se logra mediante recortes presupuestarios ni inversiones desmesuradas, sino a través de un equilibrio: asegurar la disponibilidad técnica de los generadores (Guardia Estándar) y complementarla con un sistema de almacenamiento de escala media (45 MW) para gestionar la variabilidad

estocástica de la demanda, asegurando resultados estables todo el año.

Agradecimientos

Expresamos nuestro sincero agradecimiento a nuestra profesora **Gladys Alfiero**, así como a los profesores **Silvia Quiroga** y **Rubén Flecha**, por su excelente enseñanza, guía académica y el apoyo constante brindado durante el desarrollo de este trabajo. Sus conocimientos fueron fundamentales para el correcto planteo del modelo de simulación.

Asimismo, queremos destacar y agradecer la colaboración de los ayudantes **Dani** y **Eze**, cuyo acompañamiento y predisposición fueron claves para superar los desafíos de la materia a lo largo de la cursada.