

Use of synthetic series of average monthly flows for planning the operation of the Peruvian interconnected electrical system

Douglas Sarango-Julca * , Abel Mejía-Marcacuzco , Edilberto Guevara-Pérez 

Programa de Doctorado en Recursos Hídricos de la Universidad Nacional Agraria La Molina, Lima, Perú.

Abstract.- The generation of synthetic monthly flows is a good option for planning studies of the generation of electric power of the National Interconnected Electrical System (SEIN). For research, historical hydrological series of 23 river basins are used. The best fit model for the generation of synthetic series is the Periodic Auto Regressive of Moving Averages - PARMA (1,1). For each point of interest, 300 synthetic series of 52-year long monthly flows (1965–2016) were generated, thus obtaining the expected monthly synthetic series, which was used in the Simulation Model of the Optimal Economic Operation of the Peruvian Electric System (PERSEO) for the planning of SEIN power generation during the 2016-2019 period. For the investigation, the Mantaro river basin was selected as it currently produces more than 30% of the energy generated in the SEIN. In this paper, the results obtained are presented, having found a difference of 1,70 US\$ /MWh in the value of the marginal cost of energy when comparing the use of synthetic series with the historical series of monthly flows, which implies a variation, in terms of revenue of US\$ 33,79 million for the company ELECTROPERU SA concessionaire of this basin.

Keywords: synthetic flows; PARMA; PERSEO; hydropower; thermoelectric power.

Uso de series sintéticas de caudales medios mensuales en la planificación de la operación del sistema eléctrico interconectado nacional del Perú

Resumen.- La generación de caudales mensuales sintéticos es una buena opción para los estudios de planeamiento de la generación de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Para la investigación se usan series hidrológicas históricas de 23 cuencas hidrográficas. El modelo de mejor ajuste para la generación de las series sintéticas es el Auto Regresivo Periódico de Medias Móviles - PARMA (1,1). Para cada punto de interés se generaron 300 series sintéticas de caudales mensuales de 52 años de longitud (1965–2016), obteniéndose así la serie sintética mensual esperada, la cual se utilizó en el Modelo de Simulación de la Operación Económica Óptima del Sistema Eléctrico Peruano (PERSEO) para el planeamiento de la generación de energía del SEIN durante el periodo 2016-2019. Para la investigación se seleccionó la cuenca del río Mantaro por ser la que actualmente produce más del 30% de la energía generada en el SEIN. En este trabajo se presentan los resultados obtenidos, habiéndose encontrado una diferencia de 1,70 US\$/MWh en el valor del costo marginal de energía al comparar el uso de series sintéticas con las series históricas de caudales mensuales, lo que implica una variación, en términos de ingresos, de 33,79 millones US\$ para la empresa ELECTROPERU S.A. concesionaria de esta cuenca.

Palabras clave: caudales sintéticos; PARMA; PERSEO; centrales hidráulicas; centrales térmicas.

Recibido: 06 de febrero, 2020.

Aceptado: 27 de marzo, 2020.

1. Introducción

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería de Perú (OSINERGMIN) por

mandato de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.L. No. 25844, debe garantizar la seguridad de la generación de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda del país, planificando la expansión de la generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) (Figura 1) mediante la optimización de los recursos hídricos y térmicos existentes y futuros usando el Modelo de Simulación de la Operación Económica Óptima del Sistema Eléctrico Peruano (PERSEO).

* Autor para correspondencia:

Correo-e: dsarangoj@unmsm.edu.pe (D. Sarango)

Las centrales térmicas del SEIN generan el 48 % de la energía total del país utilizando el Gas Natural proveniente de Camisea y los combustibles derivados de petróleo y Carbón; el 52 % restante de la producción energética proviene de la energía hidroeléctrica generada en las centrales hidráulicas construidas en 23 cuencas hidrográficas del país.

El modelo PERSEO usa series históricas de caudales medios mensuales de ingreso a los embalses que alimentan las centrales hidroeléctricas del SEIN. Dichas series de caudales disponibles corresponden al período de 52 años (1965–2016). El modelo calcula el Costo Marginal Promedio de Energía (CMP) para el período 2016-2019 en base a la generación de energía de las centrales térmicas e hidroeléctricas, empleando un pronóstico de caudales para el período 2017-2019 en base a series históricas de caudales mensuales naturales afluentes en el punto de interés de cada cuenca hidrográfica. El CMP, es utilizado para el pago de la generación eléctrica de las empresas generadoras que forman parte del SEIN.

Con los modelos de relleno y extensión de la información de las series de caudales mensuales históricas, solo se generan valores medios de menor variabilidad que las series reales; y por la naturaleza de dichos modelos, las series así obtenidas tienden a mostrar una mayor dependencia temporal y espacial debido a que no se toma en cuenta el componente aleatorio. Una de las formas de superar este problema es usando modelos estocásticos para la generación de series sintéticas de caudales mensuales que posean características similares a las de las usadas en el modelo PERSEO. Además, es posible generar varias series sintéticas de caudales mensuales en los lugares donde solo existe una serie histórica.

En situaciones con escasez de información, como es el caso de Perú, la generación de caudales mensuales sintéticos es una buena opción para los estudios del planeamiento de la generación de energía eléctrica. Por eso, con la finalidad de mejorar la operación del sistema eléctrico interconectado nacional mediante una mejor planificación, se ha llevado a cabo esta investigación con el objetivo de evaluar la aplicabilidad de los modelos estocásticos para la

generación de series sintéticas en las centrales hidroeléctricas que conforman el SEIN y así mejorar la predictibilidad del modelo PERSEO.

2. Antecedentes

Existen muchos estudios sobre la generación de series sintéticas de caudales, como el análisis estocástico de la serie de tiempo de caudales mensuales del Río Caroní-Venezuela en la estación hidrométrica Guri para el período 1950–2003, utilizando el “método clásico” de Box y Jenkins [1]. Los modelos estocásticos utilizados fueron los modelos SARIMA(p,d,q)(P,D,Q)s, y un análisis de residuos condujo a la selección del modelo SARIMA(1,0,0)(0,1,1)₁₂, como el que está mejor ajustado a los datos. Se ha realizado la modelación estocástica para la interpretación de los caudales medios anuales de la cuenca del río Santa-Perú, determinándose que el modelo autorregresivo de primer orden AR(1) es el más adecuado. Para verificar la validación del modelamiento se han comparado las estadísticas media y variancia de las series históricas y de las series generadas, encontrándose resultados aceptables [2].

También se tiene el caso de modelo para el manejo de la incertidumbre hidrológica en la planificación de la operación del sistema eléctrico Chileno (SIC), donde se determinó que el mejor modelo para la modelación de las series hidrológicas del SIC es un modelo CPARMA [3]. Otro caso es la aplicación del modelo (Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average) SARIMA(p,d,q)(P,D,Q)s para el modelamiento de las series hidrológicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú [4]. De igual manera se han usado series sintéticas de caudales mensuales en el cálculo del costo marginal de energía del sistema eléctrico interconectado nacional del Perú, usándose el modelo HEC-4 del Hydrological Engineering Center de los EE.UU., encontrándose que los costos marginales usando series mensuales sintéticas son menores que los obtenidos con las series mensuales históricas, para los casos de período seco, medio y húmedo [5].

También se tiene el uso de generación de series sintéticas mensuales del río Chira en el

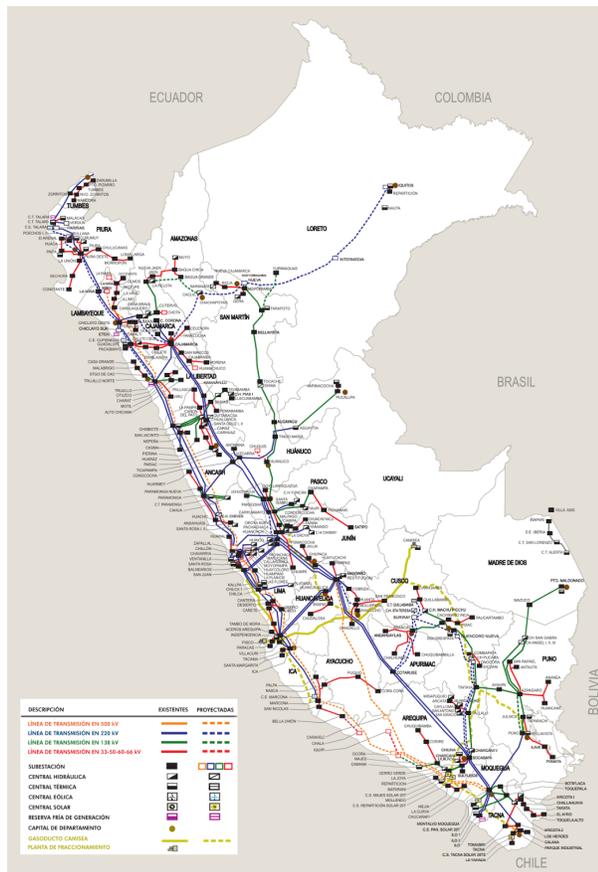


Figura 1: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al 2016 [6]

Perú mediante el uso de los modelos markovianos AR(2) y AR(3) que genera los mejores estadísticos históricos de las series analizada, donde para la calibración y validación se usó el programa de cómputo SAMS 2000 [7]. Otra experiencia del uso de series sintéticas de caudales mensuales mediante modelo markovianos se da en la modelación hidrológica y su efecto en los precios Spot de energía y potencia del Sistema Eléctrico Central Chileno [8].

En el sistema eléctrico de Colombia, el componente hidráulico es el 70 % de la capacidad instalada, la evolución de la hidrología desempeña un papel fundamental en la operación comercial de las centrales hidroeléctricas del sistema y por tanto en la determinación del costo de la electricidad, por ende la modelación de las series hidrológicas para la generación de series sintéticas es importante para ver la viabilidad de proyectos, usando para ello el modelo de Thomas y Fiering [9].

3. Metodología

3.1. Modelo estocástico

Los modelos estocásticos son adecuados para describir las series cronológicas o series de tiempo hidrológicas. Las series cronológicas se dividen en dos categorías: determinísticas y estocásticas. Las series determinísticas son aquellas cuyo valor en cualquier instante se puede determinar con certeza y estas series pueden ser periódicas, semiperiódicas, o presentar tendencias o saltos.

Las series estocásticas pueden ser estacionarias o no según sus parámetros (media, varianza, etc.) sean independientes o no a través del tiempo [10].

3.2. Series de tiempo o series cronológicas

Si cada valor de y_1, y_2, \dots, y_t en la serie es extraído al azar de una distribución de probabilidad, al modelar dicho proceso, se intenta describir las características de su aleatoriedad, esto ayudaría a inferir algo sobre las probabilidades asociadas con los valores futuros alternativos de la serie. Para generalizar se puede decir que la serie observada y_1, \dots, y_t es extraída de un conjunto de variables aleatorias distribuidas en forma conjunta. Si de alguna manera se pudiera especificar la función de distribución de probabilidad de la serie entonces se podría determinar la probabilidad del resultado futuro. Sin embargo, la especificación completa de la función de la distribución de probabilidad para la serie de tiempo por lo general es imposible. Por lo tanto, es usual construir un modelo simplificado de las series de tiempo que explica su aleatoriedad de manera que sea útil para pronosticar los valores futuros que son los modelos estocásticos (modelos autorregresivos, modelos de promedio móvil, etc.) [11].

3.3. Análisis de las series temporales

Son tres los tipos de análisis o procedimientos metodológicos para la evaluación o estudio de series temporales como son: los métodos de descomposición, método de análisis causal y el método de Box–Jenkins. El método de descomposición, consiste en dividir la serie temporal en sus componentes: tendencia, ciclo, componente estacional y componente irregular

(aleatorio). El método de análisis causal, consiste en explicar la evolución de la serie temporal mediante una ecuación que relaciona la variable en estudio con otras variables que inciden sobre ella. El Método de Box–Jenkins, consiste en explicar la evolución de la serie temporal (variable temporal) en función del comportamiento en el pasado de la misma serie temporal. Conocida la estructura de dependencia entre valores sucesivos de la serie mediante modelos integrados autorregresivos de medias móviles (ARIMA) es posible predecir la evolución futura de la serie temporal a través de su comportamiento pasado [12].

3.3.1. Series de tiempo estacionarias

Un proceso estocástico es estacionario en el sentido débil, si su media y su varianza son constantes en el tiempo y si el valor de la covarianza entre dos periodos depende sólo de la distancia o rezago entre estos dos periodos y no del tiempo en el cual se calculó la covarianza. La esencia básica para el análisis estocástico es que el proceso sea estacionario, es decir que las propiedades estadísticas del proceso no varían en el tiempo. Así, las propiedades de los registros históricos se pueden utilizar para derivar series sintéticas largas. Esta propiedad estacionaria se refleja gráficamente en que los valores de la serie tienden a oscilar alrededor de una media constante y la variabilidad con respecto a esa media también permanece constante en el tiempo. Una serie temporal débilmente es estacionaria si se cumplen las siguientes ecuaciones (1), (2) y (3) según [13]:

$$E [X_t] = \mu \quad (\text{constante } \forall t) \quad (1)$$

$$\text{VAR} [X_t] = \sigma^2 \quad (\text{constante } \forall t) \quad (2)$$

$$\text{COV} [X_t, X_{t,k}] = \gamma_k (\text{independiente de } t \forall k) \quad (3)$$

3.3.2. Prueba de estacionariedad

Las pruebas de estacionariedad de Dickey–Fuller son mostradas como la prueba estándar para verificar la estacionariedad de una serie [14].

3.3.3. Modelos ARMA(p, q) y PARMA(p, q)

Existe una amplia literatura de la estimación de modelos para series estacionarias donde están definidos los modelos autorregresivos AR(p), los modelos media móvil MA(q) y los modelos ARMA(p,q) y PARMA(p,q) [11], [13], [14], [15], [16].

3.3.4. Estimación y validación del modelo

Para determinar el modelo adecuado para explicar el comportamiento de una serie de tiempo, la metodología consiste en cuatro pasos: identificación, estimación, examen de diagnóstico y pronóstico [13], [14], [16].

3.3.5. Análisis de las series de tiempo hidrológico

En el análisis de series hidrológicas es importante evaluar las propiedades estadísticas de las series de descargas medias mensuales, así como es importante identificar y evaluar las tendencias, los saltos, la estacionalidad y la no normalidad, las cuales se utilizan para la construcción de modelos matemáticos, para generar registros sintéticos de hidrología, para pronosticar los eventos hidrológicos, para detectar tendencias, saltos, para llenar datos incompletos y para extender o ampliar los registros de datos.

3.4. Componentes de la estructura de la serie de tiempo hidrológica

Una serie de tiempo hidrológica puede ser dividida o descompuesta en sus componentes, como son: tendencias, cambios o saltos, estacionalidad, etc.

3.4.1. Saltos y tendencias

En general, los factores naturales y provocados por el hombre pueden producir tendencias graduales y cambios o saltos instantáneos en series hidrológicas. El calentamiento global y los cambios climáticos están creando conciencia en los hidrólogos de la existencia de tendencias y saltos en las series de tiempo hidrológicas. Para fines de pronóstico se deben tener series hidrológicas libres de tendencia y saltos [17].

3.5. Diagnósis del modelo y pronóstico

Para verificar si el modelo seleccionado es adecuado, existen dos métodos: el primero consiste en crear un modelo con más rezagos que los identificados en el paso previo y verificar que los rezagos extra no son estadísticamente significativos. El segundo método consiste en analizar los residuos del modelo seleccionado. Si el modelo seleccionado captura adecuadamente la dinámica de la variable, los errores deberían ser ruidos blancos, es decir no autocorrelacionados [15].

En la diagnóstico del modelo se requiere comprobar que las hipótesis básicas realizadas a los residuos sean ciertas. Los residuos deben tener [14], [18]:

- a) media marginal, igual a cero;
- b) variancia marginal constante;
- c) no debe existir correlación para cualquier retardo.

Adicionalmente se acostumbra exigir que los residuos sigan una distribución normal. Estos contrastes son:

- a) Para comprobar si la media es cero, la clásica prueba t-Student es usada con hipótesis nula $H_0 : \mu = 0$
- b) Para comprobar si la varianza es constante, la prueba F de Fisher es usada para comparar la varianza de dos intervalos I y J de los residuos, con hipótesis nula $H_0 : \sigma_I^2 = \sigma_J^2$
- c) Ausencia de correlación serial. Si los residuos se comportaran como un ruido blanco, los coeficientes de la FAC y FACP muestrales deben ser prácticamente nulos para todos los retardos.
- d) Prueba de normalidad, la clásica prueba de normalidad suele ser complementada por las pruebas de kurtosis y sesgo (asimetría) indicadas en [16].

3.6. Modelo PARMA (p,q)

El modelo PARMA (p,q) es una variante del modelo Autoregresivo de medias Móviles (ARMA) que permite hacer la modelación para series mensuales, y que tiene la formulación matemática expresada en [16] según la ecuación (4), ecuación (5) y ecuación (6).

$$\varphi_{\tau}(B)Y_{v,\tau} = \theta_{\tau}(B)e \quad (4)$$

Siendo lo parámetros definidos por:

$$\theta_{\tau}(B) = 1 - \varphi_{1-\tau}B^1 - \varphi_{2-\tau}B^2 - \dots - \varphi_{p-\tau}B^p \quad (5)$$

$$\theta_{\tau}(B) = 1 - \varphi_{1-\tau}B^1 - \varphi_{2-\tau}B^2 - \dots - \varphi_{q-\tau}B^q \quad (6)$$

Para la aplicación del modelo PARMA (p,q) en las cuencas hidrograficas del SEIN, se ha usado el modelo Stochastic Analysis, Modeling, and Simulation (SAMS v.2009), cuyos detalles se pueden encontrar en [16].

3.7. Determinación de las series sintéticas de caudales mensuales con el modelo PARMA(p,q)

Para determinar el mejor modelo PARMA(p,q) para la generación de series sintéticas de caudales mensuales en un punto de interés de una cuenca hidrográfica del SEIN, en SAMS v.2009, la secuencia es como sigue:

- Se elabora en el formato respectivo el archivo de datos a nivel mensual de la serie de caudales históricos mensuales naturales afluentes a un punto de interés de la cuenca en estudio.
- Se obtiene el histograma de caudales a nivel anual de la serie de caudales mensuales en estudio.
- Se obtiene la función de autocorrelación (AFC) y función de autocorrelación parcial (PAFC) para cada mes de la serie de caudales mensuales en estudio.
- Se realiza la normalización de los datos de caudales mensuales de la serie en estudio. Se escoge una transformación, y se analizan los resultados de los test de Skewness y Filliben.

- Si en todos los meses los resultados de los test de Skewness y Filliben son de aceptación, se inicia el proceso de escoger el mejor PARMA(p, q).
- Con SAMS v.2009 se analizan los siguientes modelos: PARMA(1,0), PARMA(1,1), PARMA(1,2), PARMA(1,3), PARMA(2,0), PARMA(2,1), PARMA(2,2), PARMA(2,3), PARMA(3,0), PARMA(3,1), PARMA(3,2), PARMA(3,3), obteniéndose para cada uno de ellos el valor del parámetro AICC (coeficiente de Akique) y SIC (error bayesiano) para cada mes de la serie de caudales analizada.
- El mejor modelo PARMA (p, q) para la generación de caudales sintéticos a nivel mensual para la serie estudiada, es aquel que tiene los menores valores del parámetro AICC en los meses del período de avenidas (enero, febrero y marzo) [16].
- Con SAMS v.2009 y el modelo PARMA(p, q), escogido, se procede a generar 300 series sintéticas de caudales mensuales en el punto de estudio.
- Se determina la serie sintética esperada de caudales medios mensuales de las 300 series sintéticas generadas para el punto de interés, con una distribución Weibull se elabora la curva de duración de los caudales promedio multianuales de las 300 series sintéticas, y se determina el caudal promedio multianual al 50% de persistencia, el cual identifica a la serie sintética de caudal mensual más probable afluente al punto de estudio.
- El procedimiento antes descrito se aplica a las series históricas de caudales mensuales naturales afluentes a los 83 puntos de interés ubicados en las cuencas hidrográficas del SEIN.

3.8. Planeamiento de la generación de energía del SEIN - Modelo PERSEO

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), es un sistema hidrotérmico, los suministradores de energía eléctrica son las centrales

hidroeléctricas y termoeléctricas. El consumidor se representa por la demanda total del mercado eléctrico. Las centrales hidroeléctricas turbinan el agua regulada por uno o más embalses, dispuestos o no en cascada, a lo largo de una o más cuencas hidrográficas, lo cual permite almacenar energía para usarla en diferentes periodos [19].

En la operación de los sistemas hidrotérmicos el manejo de la energía hídrica almacenada en los embalses del sistema es importante, porque evita los gastos de combustible que ocasionaría la generación térmica.

Las ecuaciones de conservación del agua dentro del modelo PERSEO, representan el balance hídrico en cada punto de interés de las cuencas hidrográficas, es así como el volumen final del embalse en la etapa $\tau + 1$, está representado por las ecuaciones (7), (8) y la Figura 2 [19].

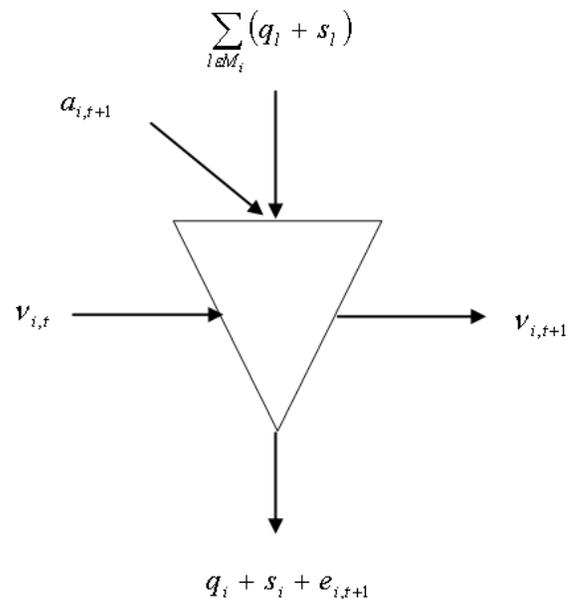


Figura 2: Balance hídrico en un embalse de regulación estacional en PERSEO

$$v_{i,\tau+1} = v_{i,\tau} + a_{i,\tau+1} + \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) - q_i - s_i - e_{i,\tau+1} \tag{7}$$

$$e_{i,\tau+1} = \varepsilon v_{i,\tau} \tag{8}$$

Donde:

$v_{i,\tau}$: volumen de agua almacenado en el embalse de la i -ésima planta al inicio de la etapa τ (igual al volumen almacenado en la etapa $(\tau - 1)$)

$a_{i,\tau}$: volumen de agua afluente al embalse de la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa τ .

$s_{i,\tau}$: volumen de agua vertido por la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa τ .

M_i : conjunto de plantas hidroeléctricas aguas arriba de la i -ésima planta hidroeléctrica.

q_l : volumen incremental afluente al embalse.

q_i : volumen turbinados i -ésima planta hidroeléctrica.

$e_{i,\tau}$: volumen de agua evaporada en el embalse de la i -ésima planta hidroeléctrica en la etapa τ .

ε : porcentaje de evaporación respecto del volumen almacenado en el embalse.

El modelo matemático de operación de sistemas hidrotérmicos para una secuencia hidrológica s , se puede representar a través del modelo recursivo en programación dinámica estocástica, representado por la ecuación (9) [19]:

$$\alpha_\tau(v_\tau, A_{\tau-1}) = E_{A_\tau/A_{\tau+1}} \left\{ \text{Min} \left[\sum_{j=1}^{N_j} c_{O_j} g t_{j,t} + \alpha_{\tau+1}(v_{\tau+1}, A_\tau) \right] \right\} \quad (9)$$

$$\sum_{j \in k} g t_{j,t} + \sum_{i \in k} \rho_i q_{i,j} + \sum_{m \in \Omega(k)} ((1 - 0,5\sigma_{mk,t}) f_{mk,t} - (1 + 0,5\sigma_{mk,t}) f_{mk,t}) = d_{k,t} \quad \pi_{d_{k,\tau,S}}^{cp}$$

$$g t_{j,t} \leq \bar{g} t_{j,t} \quad \pi_{g t_{j,\tau,S}}^{cp}$$

$$f_{mk,t} \leq \bar{f}_{mk} \quad \pi_{f_{mk,\tau,S}}^{cp}$$

$$v_{i,t+1} - v_{i,t} - \sum_{l \in M_i} (q_l - s_l) + q_i + s_i = a_{i,t} - e_{i,t} \quad \pi_{a_{i,\tau,S}}^{cp}$$

$$v_{i,t,k-1} - v_{i,t,k} - \sum_{l \in M_i} (q_l + s_l) + q_i + s_i = a_{i,t}$$

$$v_{i,t} \leq \bar{v}_{i,t} \quad \pi_{v_{i,\tau,S}}^{cp}$$

$$v_{i,t} \geq \underline{v}_{i,t}$$

$$v_{i,t,k} \leq \bar{v}_i$$

$$q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t} \quad \pi_{q_{i,\tau,S}}^{cp}$$

$$q_{i,t} \geq \underline{q}_{i,t}$$

$$r_{i,t} \leq \bar{r}_{i,t} \quad \pi_{r_{i,\tau,S}}^{cp}$$

$$r_{i,t} \geq \underline{r}_{i,t}$$

$$f_{mk,t} = f_{mk}(\theta_m, \theta_k) \geq 0$$

$$\forall k = 1, \dots, N_k; i = 1, \dots, N_i; j = 1, \dots, N_j; t = 1, \dots, N_t$$

Donde:

i : índice de plantas de generación hidroeléctrica.

j : índice de plantas de generación térmica.

k : índice de las barras equivalentes.

s : índice de secuencias hidrológicas.

t : índice de etapas.

N_k : número total de barras equivalentes en el

sistema.

Ω_k : conjunto de líneas de transmisión conectadas a la barra equivalente k .

$f_{mk,t}$: flujo de energía de la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t .

$\gamma_{mk,t}$: coeficiente de pérdidas de flujo de transmisión de m para k durante la etapa t , expresado en % del flujo actual.

$d_{k,t}$: demanda de energía en la barra equivalente k durante la etapa t .

$\bar{v}_{i,t}$: volumen del embalse máximo.

$\underline{v}_{i,t}$: volumen del embalse mínimo.

\bar{v}_i : volumen máximo en los reservorios diarios

$q_{i,t}$: volumen turbinado en la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t .

$\bar{q}_{i,t}$: volumen turbinado máximo.

$\underline{q}_{i,t}$: volumen turbinado mínimo

$r_{i,t}$: caudales regulados

$\underline{r}_{i,t}$: caudales regulados mínimos de irrigación, navegación o recreación

$\bar{r}_{i,t}$: caudales regulados máximos caso de grandes avenidas.

$\pi_{d_{k,t,s}}^{cp}$: multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación de la demanda de la barra equivalente k durante la etapa t para la secuencia hidrológica s .

$\pi_{gt_{j,t,s}}^{cp}$: multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación de la capacidad disponible de generación de la j -ésima planta térmica en la etapa t para la secuencia hidrológica s .

$\pi_{f_{mk,t,s}}^{cp}$: multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del flujo de energía en la barra equivalente m para la barra equivalente k en la etapa t para la secuencia hidrológica s .

$\pi_{a_{i,t,s}}^{cp}$: multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del volumen de agua afluente al embalse de la i -ésima planta hidroeléctrica en la etapa t para la secuencia hidrológica s .

$\pi_{v_{i,t,s}}^{cp}$: multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del volumen de agua almacenado

en el embalse de i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t para la secuencia hidrológica s .

$\pi_{q_{i,t,s}}^{cp}$: multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación del volumen turbinado de la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t para la secuencia hidrológica s .

$\pi_{r_{i,t,s}}^{cp}$: multiplicador dual que expresa la sensibilidad del costo de producción a la variación de los caudales regulados de la i -ésima planta hidroeléctrica durante la etapa t para la secuencia hidrológica s .

3.9. Planeamiento de la generación del SEIN, periodo 2016-2019

La metodología seguida para el planeamiento de la expansión de la generación de SEIN es la siguiente:

- Determinación de la demanda eléctrica y su proyección en el período 2016-2019.
- Establecimiento de las premisas económicas para el planeamiento de la expansión de la generación del SEIN.
- Determinación de las series de caudales naturales (1965-2016) afluentes a los 83 puntos de interés de las cuencas hidrográficas del SEIN.
- Determinación de las características técnicas y económicas de las centrales hidráulicas y centrales térmicas existentes del SEIN.
- Determinación de las características técnicas y económicas de las centrales hidráulicas y centrales térmicas en proyecto para la expansión del SEIN (2016-2019).
- Elección del modelo PERSEO para el planeamiento de la expansión de la generación del SEIN.
- Elaboración de los archivos de datos de entrada del modelo PERSEO.

- Obtención los resultados técnicos y económicos de la operación del SEIN utilizando series históricas de caudales medios mensuales naturales como es por ejemplo: costos marginales actualizados, volumen útil en los embalse del sistema, generación de energía y potencia en las centrales hidroeléctricas, ingreso neto por venta de energía de las centrales hidroeléctricas.
- Obtención los resultados técnicos y económicos de la operación del SEIN utilizando series sintéticas de caudales mensuales más probables afluentes a los puntos de interés del sistema.

3.10. Información utilizada

- a) Información de caudales mensuales. Se cuenta con series históricas de caudales mensuales naturales de las 23 cuencas hidrográficas del SEIN, de 52 años de datos, periodo 1965-2016. Esta información se ha obtenido de los estudios hidrológicos elaborados por las empresas generadoras de electricidad del SEIN [6].
- b) Demanda Eléctrica. Se consideran la proyección de la demanda eléctrica de estudio de la Fijación Tarifaria de mayo 2017 para el periodo 2016-2019 dada en la Tabla 1 [6].

Tabla 1: Demanda de potencia y energía anual proyectada del SEIN (2016-2019)

Año	Máxima Demanda Potencia (MW)	Máxima Demanda Energía (GWh)
2016	6644,0	48369,0
2017	7087,0	51693,0
2018	7563,0	55329,0
2019	8039,0	58778,0

- c) Situación actual del SEIN. La situación actual del SEIN esta representada por las características técnicas y económicas de las centrales hidráulicas y térmicas existentes

al 2016. En la Tabla 2 se presenta las principales empresas hidráulicas generadoras de electricidad del SEIN, a diciembre de 2016 [6].

Tabla 2: Principales empresas de generación hidráulica del SEIN – 2016

Nro.	Nombre	Abreviatura
1	CERRO DEL AGUILA S.A,	CERRO DEL AGUILA
2	CHINANGO S.A.C	CHINANGO
3	COMPAÑÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	CELEPSA
4	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	EGENOR
5	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	EGASA
6	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	EGESUR
7	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	EGEMSA
8	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.	SAN GABÁN
9	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA S.A.	HUALLAGA
10	EMPRESA DE GENERACIÓN HUANZA S.A.	EGEHUANZA
11	EMPRESA ELÉCTRICIDAD DEL PERU S.A.	ELECTROPERU
12	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	ENELPERU
13	ENGIE ENERGIA PERU	ENGIE
14	HIDROELECTRICA HUANCHOR S.A.C.	HUANCHOR
15	STATKRAFT PERU S.A.	STATKRAFT

- d) Oferta de generación hidráulica y térmica comprometida y en proyecto. Para el planeamiento de la generación del SEIN, período 2016-2019, la oferta de generación hidráulica y térmica de potencia se muestra en la Tabla 3, que incluye los proyectos de generación hidráulica igual o menor a 20 MW como proyectos con Recursos Energéticos Renovables (RER), [6].

Tabla 3: Oferta de potencia de centrales hidroeléctricas y térmicas en proyecto del SEIN (2016-2019)

Año	Hidro (MW)		Termico (MW)	Combustible
	Proyecto Grande	Proyecto RER		
2016	456,00	190,00	635,70	Gas Natural
2017	34,90	-	-	-
2018	140,20	257,60	-	-
2019	-	23,30	-	-
Total	631,10	470,90	6635,70	

4. Resultados y discusión

4.1. Generación de series sintéticas de caudales medios mensuales en el SEIN

Teniendo en cuenta que son 23 cuencas hidrográficas las que se modelan en el modelo PERSEO, y que se debe determinar el modelo PARMA (p,q) más adecuado para la generación de series sintéticas de caudales mensuales en los 83 puntos de interés de estas cuencas, es que se ha toma la cuenca del río Mantaro, concesionada por ELECTROPERU S.A. como un caso de la aplicación de la metodología expuesta en los ítems 3.7 y 3.9, por ser la cuenca que produce el 30 % de la generación de energía y potencia del SEIN.

En la Figura 3 se presenta el Diagrama topológico de la cuenca del río Mantaro[6]. Se presentan los resultados principales para el punto de interés denominado embalse Lago Junin:

- En la Tabla 4 se presentan los coeficientes AICC (coeficiente de Akaike) obtenidos para diferentes modelos PARMA(p,q) aplicados a la series históricas de caudales mensuales naturales de ingreso al embalse Lago Junin. Los valores dados en la Tabla 4 indican que el modelo PARMA(1,1) es el de mejor ajuste para la generación de series sintéticas de caudales mensuales en el embalse Lago Junín, por tener los menores valores en los meses de avenidas (enero, febrero y marzo).
- Con SAMS v.2009 y el modelo PARMA(1,1), se generaron 300 series sintéticas de caudales mensuales de igual periodo de información

que la serie histórica de caudales de ingreso a Lago Junín.

- Se elaboró la curva de duración dada en la Figura 4 de los caudales promedio multianuales de las 300 series sintéticas aplicando una distribución Weibull.
- En la Figura 4 se observa que el caudal promedio multianual con una persistencia del 50 % es de $24,73 \text{ m}^3/\text{s}$, e identifica a la serie sintética esperada y corresponde a la serie sintética N° 231 generada con el modelo PARMA (1,1), cuyo resumen estadístico se muestra en la Tabla 5.
- Se siguió el mismo procedimiento para determinar la serie sintética esperada en los 22 puntos de interés restantes de la cuenca del río Mantaro según la Figura 3, determinándose que el modelo PARMA(1,1) es el más adecuado para generar series de caudales mensuales en esta cuenca, como se puede ver en la Tabla 6.

4.2. Planeamiento de la expansión de la generación del SEIN (2016-2019)

- Proyección de la Demanda Eléctrica (2016-2019). La proyección de la demanda de potencia para el período 2016-2019 corresponde a la obtenida en la Fijación Tarifaria de mayo 2017 [6], señalando que la demanda máxima de potencia es de 6.644 MW para el 2016; 7.087 MW para el 2017; 7.563 MW para el año 2018 y de 8.039 MW para el 2019, como se aprecia en la Figura 5.
- Equipamiento de la expansión de la generación del SEIN. En la Tabla 7, se presenta el programa de equipamiento hidráulico y térmico de expansión del SEIN, donde se indican las nuevas centrales hidráulicas y térmicas a operar en el período 2016-2019, así como su potencia y fecha de entrada en operación.
- Elaboración de los Archivos de datos de entrada del modelo PERSEO. Con las series

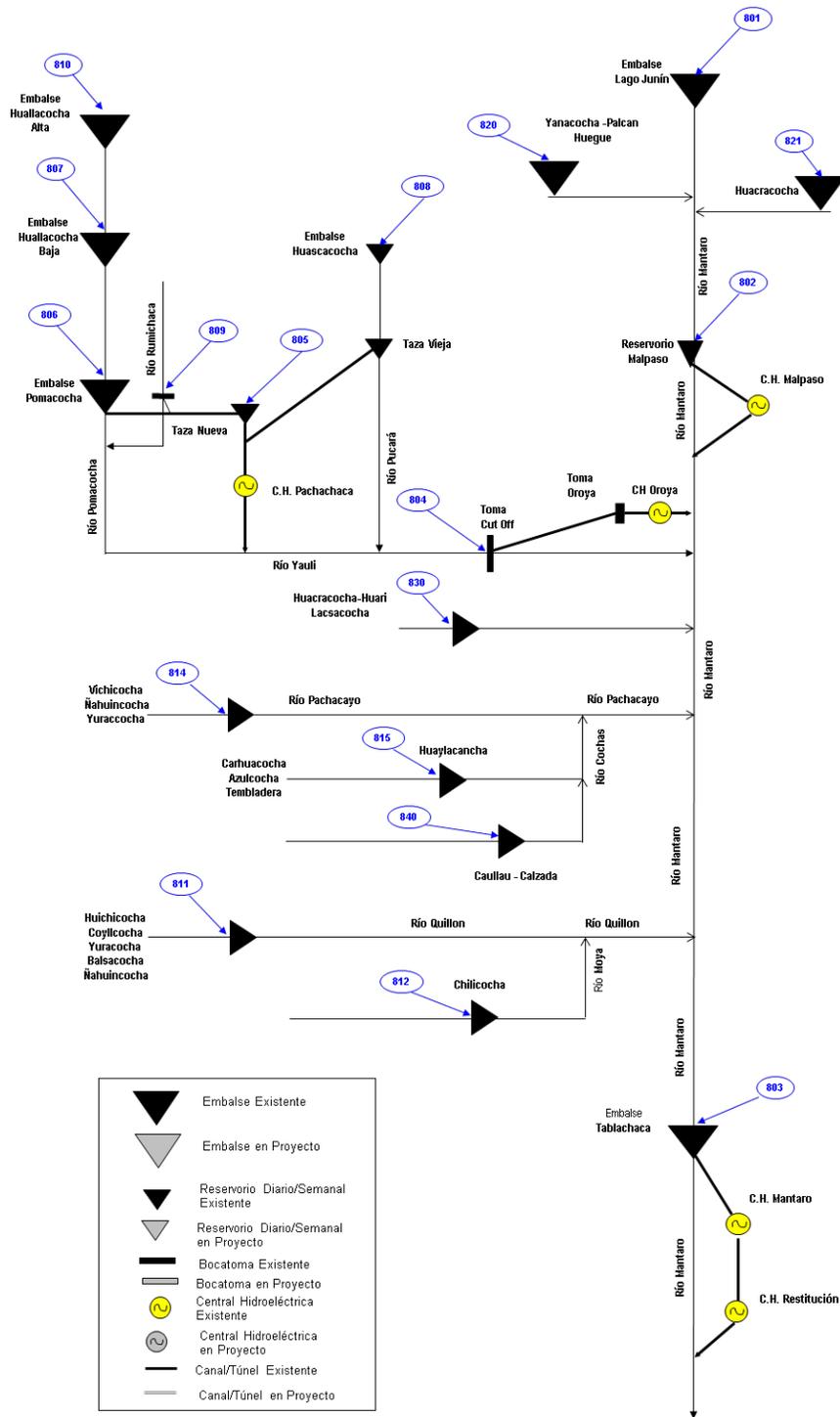


Figura 3: Diagrama topológico de la cuenca del río Mantaro [6]

histórica de caudales mensuales naturales de las cuencas hidrográficas, la proyección de demanda eléctrica para el escenario medio en el período 2016-2019, y la información técnica y económica indicada en el punto 3.9, se elaboraron los 20 archivos de datos

de entrada del modelo PERSEO. Uno de estos archivos es el SEIN.hid que contiene las series históricas de caudales mensuales naturales afluentes a los 83 puntos de las cuencas hidrográficas del SEIN.

Tabla 4: Valores de AICC en avenidas para modelos PARMA (p,q) en Lago Junín

Parma	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
(1,0)	38,9	36,8	19,2	38,6	20,6	20	6,6	-32,9	-3	27,1	31,3	28,3
(1,1)	38	34,4	19,9	40,9	20,3	21,3	6,4	-31,4	-3,8	29,1	31,9	30,6
(1,2)	38,5	38,7	18,6	41,9	20,4	24,1	8,9	-29,2	-1,8	31,2	34,2	32,9
(1,3)	39,6	36,6	22,3	39,9	21,4	26,2	1,3	-28,3	1,5	33,3	35,8	35,1
(2,0)	38	35,3	20,2	40,9	20,3	21,4	6,5	-31,3	-3,8	29,2	31,9	30,6
(2,1)	39,2	37,2	19,7	42,4	20,5	22,9	7,7	-29,1	-1,5	31,4	34,2	32,8
(2,2)	40,9	35,3	18,8	38,3	22,9	22,2	7,8	-27,2	0,5	32,4	36,2	34,2
(2,3)	41,8	39,5	24	38,6	20,8	27,8	5,6	-26,1	0,9	35,9	37,7	37,9
(3,0)	38,7	37,5	20,2	39,6	21,9	23,7	8,5	-29,1	-2	31,3	34,2	32,9
(3,1)	202,3	89,7	78,8	42,1	23,4	25,5	10,9	-27,7	-10	26,8	-15,7	-21,9
(3,2)	42,8	39,9	21,4	38,8	20,3	23,3	10,2	-28,1	-0,4	34,4	38,4	31,5
(3,3)	45,4	41,9	23,4	38,8	20,6	27,3	7	-24,3	3	38,2	41,3	38,5

Tabla 5: Serie sintética esperada de caudales mensuales de ingreso al Lago Junin - Serie sintética N° 231 (1965-2016)

Año	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	PROM
Prom	40,8	58,5	60,7	39,3	16,8	9,7	7,9	8,3	8,9	9,9	13,2	23	24,7
Dvest	21,4	34,5	21,2	20,2	9,6	4,1	3,5	4,5	4,3	3,3	9,6	19	7,3
Max	121,9	199,3	108,5	100,7	56,7	26	24	28,9	23,3	17,7	40,7	111,3	45
Min	5,2	7,7	12,7	3,8	4,7	2,2	2,3	2,6	2,1	2,5	3,1	2,3	11,1

Tabla 6: Puntos de interés de la cuenca río Mantaro y mejor modelo PARMA(p, q)

Serie	Puntos de Interes	Mejor modelo	Serie	Puntos de Interes	Mejor modelo
QN-801	Lago Junín	Parma(1,1)	QN-830	Estación Huari	Parma(1,1)
QN-802	Malpaso	Parma(1,1)	QN-840	Lags Calzada	Parma(1,1)
QN-803	Mantaro	Parma(1,1)	QN-901	Jaico + C.Colector	Parma(1,1)
QN-804	Cutoff	Parma(1,1)	QN-902	Altos Machay	Parma(1,1)
QN-805	Taza Vieja	Parma(1,1)	QN-903	Matacocha	Parma(1,1)
QN-806	Pomacocha	Parma(1,1)	QN-904	Incre Matacocha	Parma(1,1)
QN-807	Huallacocha Baja	Parma(1,1)	QN-905	Inc Huangush Alto	Parma(1,1)
QN-809	Rumichaca	Parma(1,1)	QN-906	Incre Huallamayo	Parma(1,1)
QN-810	Huallacocha Alta	Parma(1,1)	QN-907	Toma Manto	Parma(1,1)
QN-811	Lagunas (5) Quillón	Parma(1,1)	QN-908	Incre T. Uchuhuerta	Parma(1,1)
QN-812	Moya (Chilicocha)	Parma(1,1)	QN-909	IncreT. Huallamayo	Parma(1,1)
QN-814	Lag (3) Piñascocha	Parma(1,1)	QN-910	Laguna Victoria 1	Parma(1,1)
QN-815	Huaylacancha	Parma(1,1)	QN-911	Laguna Pacchapata	Parma(1,1)

4.3. Resultados del planeamiento de la generación del SEIN (2016-2019) – Cuenca del río Mantaro

Con el modelo PERSEO, se determina la política de optimización del planeamiento de expansión de generación de mínimo costo del SEIN. Esta expansión del sistema es técnicamente factible y garantiza el cubrimiento de la demanda eléctrica del período 2016-2019 con niveles adecuados de

confiabilidad, calidad y seguridad. Se presentan los resultados más relevantes para la cuenca del río Mantaro, que actualmente está concesionada a ELECTROPERU S.A.

- a) Resultados de costos marginales actualizados (CMA) en la Barra Mantaro.

En la Figura 6 se presenta la evolución del costo marginal actualizado (CMA) en la

Tabla 7: Programa de equipamiento del SEIN, periodo 2016-2019

Fecha de Ingreso	Nombre del Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso	Nombre del Proyecto	Potencia (MW)
oct-16	CH Chaglla	456	jul-18	CH Marañon	18,4
dic-16	CH 8 de Agosto	19	jul-18	CH Karpa	19
oct-16	CT Chilca 1 CS	35,7	jul-18	CH Hydrika 5	10
nov-16	CT Ilo-Nodo Sur	600	jul-18	CH Hydrika 2	4
abr-17	CH Potrero	19,9	ago-18	CH Huatziroki	11,1
dic-17	CH Yarucaya	15	nov-18	CH Hydrika 3	10
ene-18	CH La Virgen	84	oct-18	CH Hydrika 4	8
ene-18	CH Angel I-II	40	nov-18	CH Carhuac	20
ene-18	CH Angel III	20	nov-18	CH Hydrika 1	6,6
ene-18	CH Santa Lorenza	18,7	dic-18	CH Lag. Azul	20
feb-18	CH Renovantes	20	dic-18	CH Colca	12,1
mar-18	CH Tulumayo IV	56,2	ene-19	CH Zaña	13,2
abr-18	CH Manta	19,8	jun-19	CH Pallca	10,1

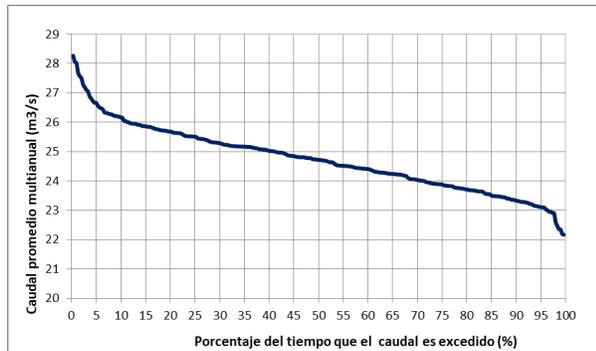


Figura 4: Curva de duración de caudales promedio multianuales de 300 series sintéticas generadas de ingreso al Lago Junin

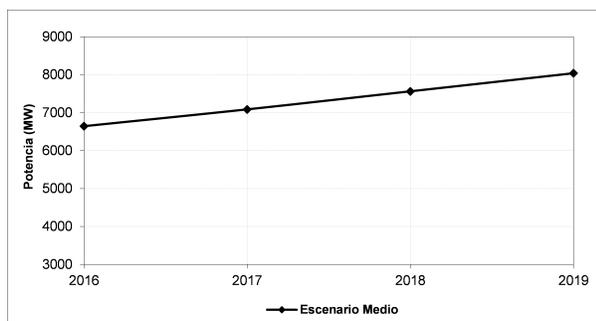


Figura 5: Proyección de la demanda de potencia del SEIN (2016-2019)

Barra Mantaro (2016-2019), el promedio de los CMA es del orden de 27,50 US\$/MWh usando series históricas de caudales y de 25,80 US\$/MWh usando series sintéticas de caudales mensuales, habiendo una diferencia

promedio de 1,70 US\$/MWh. Para los años 2016, 2017, 2018 y 2019 la diferencia en promedio es menor que 1,75, 1,72, 1,68 y 1,66 US\$/MWh respectivamente.

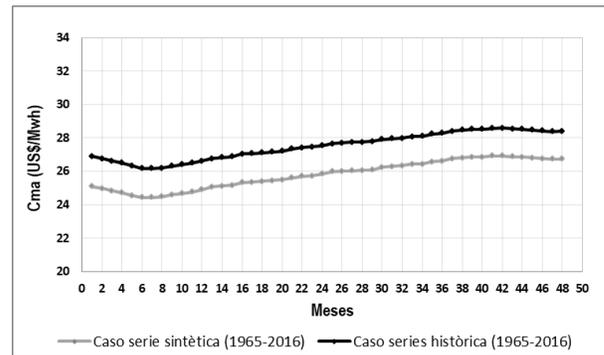


Figura 6: Costos marginales actualizados en la Barra Mantaro (2016-2019)

b) Resultados del volumen útil almacenado (VUA) en el embalse Lago Junín.

En la Figura 7 se presenta el VUA en el Lago Junín en el periodo 2016-2019, usando series históricas y sintéticas de caudales mensuales en las cuencas hidrográficas del SEIN. Teniendo para el primer caso un valor promedio anual es 125,60, 92,80, 96,63, 163,63 MMC en los años 2016, 2017, 2018 y 2019, respectivamente. Para el segundo caso, se tiene valores promedio anuales de 129,33,

135,96, 148,49 y 165,45 MMC, respectivamente. De acuerdo con estos resultados se tiene un aumento promedio de 3,73, 43,16, 51,86 y 1,82 MMC, respectivamente. El valor promedio del VUA para el periodo 2016–2019 es de 119,67 y 144,91 MMC, para la serie histórica y sintética, lo que indica un incremento promedio del orden de 25,24 MMC.

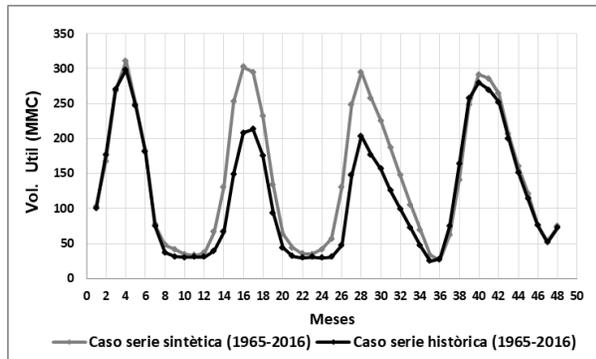


Figura 7: Volumen útil almacenado en Lago Junín (2016-2019)

c) Resultados de la energía mensual generada (EMG) en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución.

En la Figura 8, el total de EMG en la C.H. Mantaro y C.H. Restitución, en el periodo 2016–2019, usando series históricas y series sintéticas de caudales mensuales en las cuencas hidrográficas del SEIN, es de 25842,77 y 26176,88 GWh respectivamente, ocurriendo un incremento total de 334,11 GWh.

d) Resultados del ingreso neto por venta de energía generada (IVEG) en las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución.

Para ELECTROPERU S.A., el total del IVEG en la C.H. Mantaro y C.H. restitución en el periodo 2016-2019, usando series históricas y series sintéticas de caudales mensuales en el SEIN, es de 624,03 y 592,26 millones US\$, respectivamente, produciéndose una

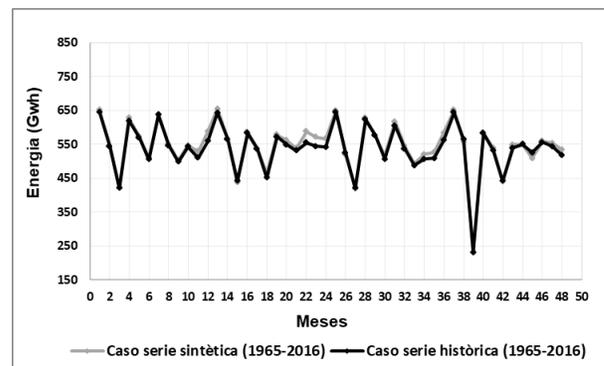


Figura 8: Energía mensual total generada en C.H. Mantaro y C.H. Restitución (2016-2019)

disminución del orden de los 31,78 millones US\$. En la Figura 9, se puede observar la evolución en el tiempo del IVEG de las centrales Mantaro y Restitución para periodo 2016–2019.

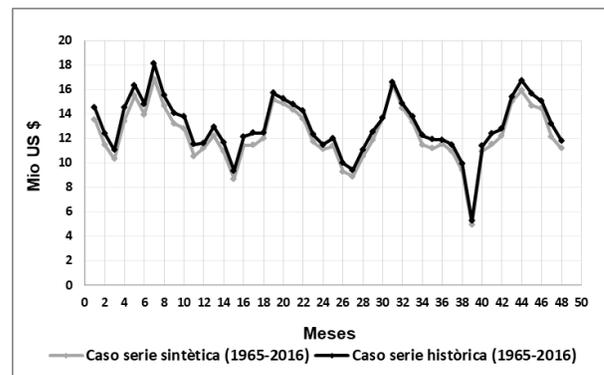


Figura 9: Ingreso neto por venta de energía C.H. Mantaro y C.H. Restitución (2016-2019)

5. Conclusiones

Se concluye que las series hidrológicas tienen un impacto significativo en la obtención del costo marginal del SEIN con el modelo PERSEO en el período 2016-2019. Las series hidrológicas usadas en la actualidad resultan en valores de costo marginal más altos que los que se obtendría utilizando series sintéticas hidrológicas obtenidas con el modelo autorregresivo de medias móviles periódico PARMA(1,1), determinado como el mejor modelo para la generación de series

sintéticas de caudales mensuales en las 23 cuencas hidrográficas del SEIN.

Los resultados de la investigación presentados para la cuenca del río Mantaro, escogida por ser la que actualmente produce el 32 % de la energía generada en el SEIN, muestran una diferencia en el valor del costo marginal de energía de 1,70 US\$/MWh, lo que implica una significativa variación en términos de ingresos para la empresa ELECTROPERU S.A. concesionaria de esta cuenca.

6. Recomendaciones

Se recomienda a OSINERGMIN que para los próximos estudios de planeamiento de la operación del SEIN dentro del estudio técnico económico de determinación de precios de potencia y energía en barras para las fijaciones tarifarias que anualmente se realizan se considere un escenario que contemple el uso de series sintéticas de caudales mensuales para las cuencas hidrográficas involucradas en el análisis.

7. Referencias

- [1] J. E. Guevara Bello, C. E. Vega González, y E. Guevara Pérez, “Análisis estocástico de una serie cronológica de caudales mensuales. Caso de estudio: Río Coroní, Venezuela,” *Revista Ingeniería UC*, vol. 17, no. 1, pp. 46–54, 2010.
- [2] A. M. Díaz Salas y E. Guevara, “Modelación estocástica de los caudales medios anuales en la cuenca del río Santa, Perú,” *Revista Ingeniería UC*, vol. 23, no. 2, pp. 172–185, 2016.
- [3] E. S. Palacios Galindo, “Modelo para el manejo de la incertidumbre hidrológica en la planificación de la operación del SIC,” Trabajo especial de grado de Maestría, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Eléctrica, UCH, 2004.
- [4] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Desarrollo de Modelos para Pronósticos Hidrológicos y de Demanda,” Perú, Reporte técnico, Mar. 2009.
- [5] D. Sarango y T. Velásquez, “Uso de Series Sintéticas de Caudales medios mensuales en el Cálculo del Costo Marginal de Energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú,” *Revista de Investigación de Física*, vol. 12, no. 1, pp. 59–69, 2009.
- [6] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, PE, “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2017 – Abril 2018,” Perú, Reporte técnico, 2017.
- [7] J. Sánchez y M. Sánchez, “Generación de series sintéticas mensuales del río Chira mediante el uso de modelos markovianos,” *Anales Científicos*, vol. 70, no. 2, pp. 190–195, 2009.
- [8] E. Minder, “Modelación Hidrológica y su Efecto en los Precios Spot,” en *VIII Congreso Latinoamericano de control automático y XIII Congreso de la Asociación chilena de control automático*, 1998, pp. 139–145.
- [9] J. Moreno Cadavid y J. E. Salazar, “Generación de series sintéticas de caudales usando un Modelo matalas con medias condicionadas,” *Avances en recursos hidráulicos*, no. 17, pp. 17–24, 2008.
- [10] E. Custodio y M. R. Llamas, *Hidrología subterránea*. Barcelona, España: Omega, 2001, vol. 1.
- [11] R. S. Pindyck, D. L. Rubinfeld, y J. A. Velázquez Arellano, *Econometría: modelos y pronósticos*. México: McGraw–Hill, 2001.
- [12] J. Hernández-Alonso, *Análisis de series temporales económicas I*. Madrid: ESIC Editorial, 2009.
- [13] D. N. Gujarati y D. C. Porter, *Econometría*, 5ta ed. McGraw-Hill Interamericana, 2010.
- [14] D. Peña-Sánchez de Rivera, *Análisis de series temporales*. Madrid: Alianza Editorial, 2005.
- [15] E. Court-Monteverde y E.-W. Rengifo, *Estadísticas y Econometría Financiera*, 1st ed. Buenos Aires: Cengage Learning, 2011.
- [16] O. G. Sveinsson, J. D. Salas, a. W. L. Lane, and D. K. Frevert, *Stochastic analysis, modeling, and simulation (SAMS) version 2007, user’s manual*. Fort Collins, Colorado: . Computing Hydrology Laboratory, Department of Civil and Environmental Engineering, Colorado State University, 2007.
- [17] D. R. Maidment, *Handbook of applied hydrology*. New York: McGrawHill Book Company, 1993.
- [18] M. P. González Casimiro, “Economía aplicada iii/ekonomia aplikatua iii, upv/ehu,” en *Análisis de series temporales: Modelos ARIMA*. Bizkaia, España: SARRIKOON, 2009, vol. 04–09.
- [19] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Gerencia adjunta de regulación tarifaria (GART), *Metodología del modelo PERSEO*, 2006.