

# Modeling and Simulation of Hydroelectric Projects with Reservoirs

K. Lobo, and M. Santos

**Abstract**— This paper presents the modelling and simulation of a hydropower station with reservoirs. An expert system based on rules has been developed that allows the simulation of the daily operation of a real hydropower system at Costa Rica, at different seasons and in different scenarios. The model includes security criteria of the dam, evaporation, maximum and minimum levels of the reservoir, environmental compensation flow and the turbinable flow. The model has been validated with real data from a pre-feasibility electrical project. The simulation final result defines the power and energy for the period under study and the average annual energy production. These results allow to calculate the potential economic profits and to evaluate the operation of the hydroelectric power station as well as to optimize the resources. Even more, for its versatility and practical orientation, the simulation tool allows to quickly and easily evaluate different schemes by changing only some of the basic input parameters. It can also be used as a planning and decision-making tool in different electricity markets, modifying some variables and rules accordingly.

**Index Terms**—Electrical Planning, Energy, Hydropower, Modelling, Reservoirs, Simulation.

## I. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo surge como una necesidad de desarrollo de una aplicación computacional que modele la operación de embalses en centrales hidroeléctricas, sirviendo como herramienta para la optimización y gestión de recursos hidroeléctricos que lleva a cabo el departamento de Planificación y Desarrollo Eléctrico del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). En concreto, hay una demanda real de modelos computacionales que permitan calcular la producción de energía de las centrales hidroeléctricas con embalses, principalmente para proyectos en fase de investigación.

El modelado y simulación de los recursos energéticos y del proceso de generación de energía ha demostrado ser una aproximación eficiente, útil y práctica, para el diseño y dimensionamiento de las plantas generadoras [1]. Por ello en este trabajo se desarrolla un modelo del funcionamiento de una central real, basado en reglas, que contempla la operación de la planta hidroeléctrica con embalse.

El principal objetivo es evaluar el rendimiento de las centrales hidroeléctricas en fases de estudio y planificación mediante simulación para obtener el máximo beneficio energético y económico.

El análisis se basa en una Central Hidroeléctrica ubicada en Costa Rica, la cual se encuentra con estudios de pre-factibilidad finalizados en 2014 [2]. En Costa Rica la energía hidroeléctrica es la principal fuente de producción de energía, con un 77.4 % de la energía eléctrica total. Es un porcentaje muy significativo y por encima de muchos países Latinoamericanos, donde se prioriza la producción con otro tipo de energías renovables [3].

Además, por sus características orográficas y climatológicas, Costa Rica posee un alto potencial para seguir desarrollando proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, los proyectos que se desarrollarán en el futuro deben estar bien estudiados y planificados.

La simulación de la operación será validada comparando los resultados con los que se tienen del estudio de pre-factibilidad de la central generadora real [2]. Por ese motivo, parte de la información utilizada en este trabajo es restringida, por lo que se omitirá la presentación expresa de datos que puedan comprometer su confidencialidad<sup>1</sup>.

En la literatura científica se encuentran varias contribuciones en esta línea, pero la mayoría adolecen de aplicación práctica. Por ejemplo, en [4] se hace el modelado y control de una central hidroeléctrica con bombeo, con una buena representación de cada una de las secciones que lo componen. Sin embargo, el trabajo se enfoca más al desarrollo del modelo matemático, aproximando muchas variables importantes como constantes, lo cual lo aleja de la realidad. En el estudio realizado en [5] se crea un modelo, con la herramienta EcosimPro, de una planta hidroeléctrica general que trabaja con centrales de pasada, que tienen una operación distinta a las centrales con embalse. El trabajo [6] utiliza Matlab para implementar un modelo informático de una central hidroeléctrica dirigido a realizar regulación de frecuencia y potencia del sistema eléctrico. No se toma en cuenta almacenamiento en embalse ni se analiza la administración y producción de la energía de la central. En [7] se evalúa el rendimiento de la producción de energía hidroeléctrica en tres embalses en Irán, con y sin impacto del

K. Lobo is with the Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), San José de Costa Rica, Costa Rica (lobomendezk@gmail.com).

M. Santos is with the Department of Computer Architecture and Automatic Control, University Complutense of Madrid, 28040-Madrid, Spain (msantos@ucm.es).

<sup>1</sup> Los datos utilizados en el estudio pueden solicitarse a lobomendezk@gmail.com

cambio climático en la descarga del río. Los modelos de optimización y simulación calculan la producción de energía hidroeléctrica, haciendo especial hincapié en el impacto medioambiental. Por otro lado, en [8] se estudia el problema de la gestión de embalses en centrales hidroeléctricas, proponiendo políticas operativas para maximizar la generación de energía anual promedio o los ingresos anuales promedio, pero no se modela la operación y generación de la central.

Adicionalmente, se ha desarrollado una amplia gama de modelos computacionales para evaluar las operaciones del reservorio y obtener información que permita tomar decisiones y analizar la viabilidad de la central [9]. Algunos modelos de propósito general son el HEC 5 (Hydrologic Engineering Center), actualizado al HEC RESSIM, o los que utilizan simulación dinámica como STELLA, o lenguajes de simulación como VENSIM o POWERSIM.

Sin embargo, no son adecuados para prescribir las mejores estrategias cuando existe flexibilidad en las operaciones coordinadas del sistema. Por ejemplo, el software HOMER se usa frecuentemente en trabajos de investigación relacionados con estos sistemas hidroeléctricos, pero no incluye una opción específica para modelar hidroeléctricas con embalse [10].

Existe un grupo de herramientas informáticas, algunas comerciales, que se centran en el análisis del asentamiento, y en muchos casos integran Sistemas de Información Geográfica (SIG), como en [11]. Otras herramientas comerciales utilizadas para estimar el potencial de los recursos hidroeléctricos en términos de energía son, por ejemplo, SMART MINI-IDRO, Integrated Method for Power Analysis, VIPIDRO ASTE 4.0, Hydromatch, Hydrohelp y Renewable Energy Technology Screen tool [12]. Entre las herramientas de evaluación de acceso abierto se encuentran el Modelo de Evaluación de Hidroelectricidad Rápida (RHAM), Energía de Noruega Atlas (NVE) y la herramienta Prospector de Hidroelectricidad Virtual (VHP), así como Hydrobot [13]. Sin embargo, difieren de nuestra propuesta en que el énfasis está en la evaluación de los recursos hidroeléctricos, basándose principalmente en la información espacial de las cuencas hidrográficas.

Algunas herramientas optimizan la efectividad operativa y la eficiencia de los sistemas de embalse existentes [14], pero en general se centran en las curvas y no en la operación [15], [16], [17], [18], [19], y la mayoría buscan las mejores características de los embalses [20], [21]. En [22] se aplica Matlab para diseñar políticas óptimas (o aproximadas) de Pareto para administrar sistemas de reservorios de agua. Otros trabajos se orientan a la simulación de la operación del embalse durante avenidas, de forma que se pueda analizar la respuesta del embalse, pero sin analizar la operación a largo plazo [23].

En resumen, a pesar de que existen algunos estudios [24] y programas de mercado que abordan esta problemática, estos son muy específicos y la mayoría trabajan con sistemas idealizados, que se diferencian en gran medida de los sistemas reales y no representan de forma práctica la operación de la central con embalse en el largo plazo.

Por lo tanto, la principal contribución de este trabajo es el modelado y simulación de una central hidroeléctrica con reservorio utilizando datos reales, con el objetivo de analizar la

producción de energía, en la etapa de planificación, y así poder optimizar a largo plazo la generación de energía.

El enfoque novedoso de esta propuesta consiste, por un lado, en que está planteado para proyectos de centrales hidroeléctricas que tengan un cierto avance en los estudios iniciales, de forma que parte de la información disponible sea insumo para la simulación y que ésta retroalimente el avance de los estudios técnicos de la central. Los trabajos de la literatura que analizan u optimizan la producción energética de este tipo de centrales estudian plantas hidroeléctricas ya construidas e instaladas, y contemplan variaciones en el diseño haciendo referencia a los recursos de los asentamientos más que a la operatividad de la planta. Este factor marca una diferencia importante sobre otros estudios realizados hasta el momento, pues considera aspectos propios de la central hidroeléctrica y del embalse y los incorpora en el modelo.

Por otro lado, el proceso de simulación se acerca a su aplicación en centrales reales con embalse, por lo que se requiere cierto grado de madurez en la investigación de la central hidroeléctrica para poder aportar la información base que requiere la simulación. En este sentido, el modelo es de aplicación práctica a casos reales, con resultados que retroalimentaran las fases de investigación y toma de decisiones, bajo un marco teórico que respalda su aplicación.

En este trabajo se han cubierto los siguientes objetivos específicos.

1. Desarrollar un modelo del proceso de operación de una central hidroeléctrica con embalses de regulación diaria a plurianual. Este modelo ha sido desarrollado con datos reales del estudio de pre-factibilidad de la central bajo estudio.
2. Simular la operación diaria de centrales hidroeléctricas.
3. Determinar la generación de energía de una central hidroeléctrica.
4. Evaluar diferentes escenarios hídricos: con baja, media y alta producción de lluvias.

La estructura del artículo es la siguiente. Tras la introducción con la motivación y los objetivos, en la sección II se presenta el modelado de la central hidroeléctrica, tanto matemático como la lógica de operación. En la Sección III se simula el modelo completo del sistema generador de energía, y en la sección IV se discuten los resultados de la simulación para diversos escenarios. El artículo termina con las conclusiones y trabajos futuros.

## II. MODELADO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CON EMBALSE

Una central hidroeléctrica consiste en un conjunto de obras y equipos que permiten convertir la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica. Los componentes de una central hidroeléctrica con embalse se muestran en la Fig. 1.

El modo de operación de la central hidroeléctrica, en general, es el siguiente. De acuerdo a la Fig. 1, en el punto 1 el agua entra por las tuberías que la conducen hasta la turbina (conducción corta en acero o larga con túneles blindados de hormigón). En el punto 2 el agua llega hasta las turbinas con una fuerza determinada, produciendo el movimiento de las

mismas, lo que hace girar los generadores eléctricos (punto 3) y producen la electricidad que se transforma en el punto 4, elevando su tensión para poder transportarla largas distancias con menos pérdidas; finalmente en el punto 5 el agua se restituye al río o a otro embalse de generación eléctrica.

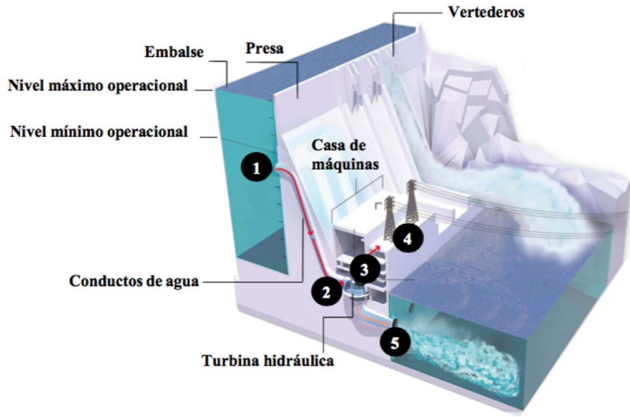


Fig. 1. Esquema de una central hidroeléctrica con embalse.

Los modelos de Centrales Hidroeléctricas con embalse proporcionan información cuantitativa para su uso en la evaluación de las asignaciones de almacenamiento, regulación de caudal y políticas de planificación y diseño de nuevos proyectos hidroeléctricos [11].

#### A. Modelo Matemático

Para representar el comportamiento del embalse se deberán analizar todas las variables que intervienen en el proceso. Para esto se define un volumen de control con el que se trabaja los diferentes estados de operación (Fig. 2). Este volumen de control es un volumen fijo en el espacio a través del cual el agua está fluyendo continuamente. El límite del volumen de control se denomina superficie de control; su tamaño y forma son completamente arbitrarios y se ajustan a la forma del embalse, el cual encierra una parte del flujo. En este trabajo se va a considerar que se trabaja con un fluido ideal, sin tener en cuenta los efectos de la compresibilidad y la viscosidad, lo cual es práctica común para el agua.

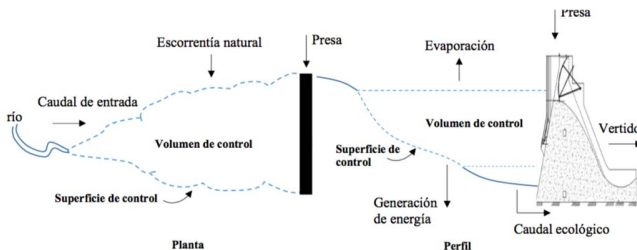


Fig. 2. Descripción del volumen de control.

Al aplicar el principio de conservación, la ecuación de continuidad implica que la suma de los caudales másicos de fluido de entrada (o volumen) debe ser igual a la suma de la masa saliente (o volumen). Además, por la ley de conservación de la masa, ésta no varía en el tiempo, por lo que la variación

del volumen en el embalse,  $\Delta(\dot{m})_{VC}$ , es igual al sumatorio del flujo másico de entrada,  $\dot{m}_{Entrada}$ , menos el sumatorio de los flujos másicos de salida,  $\dot{m}_{salida}$ . Es decir,

$$\Delta(\dot{m})_{VC} = \dot{m}_{Entrada} - \dot{m}_{salida}. \quad (1)$$

El flujo másico de entrada,  $\dot{m}_{Entrada}$ , se obtiene mediante mediciones del caudal promedio diario en el sitio de la presa, incluyendo el caudal natural del río y el caudal de escurrimiento hasta el sitio del embalse.

El flujo másico de salida,  $\dot{m}_{salida}$ , consiste en cuatro componentes: el agua que se extrae del embalse para la generación de energía, el agua para mantener el caudal de compensación, el agua que se evapora diariamente, y el caudal que se debe verter del embalse por criterios de seguridad, para no sobrepasar el nivel máximo del reservorio.

La evaporación se determina a partir de la información de evapotranspiración mensual promedio. Este valor se utiliza para determinar el volumen de agua diario que se evapora del embalse en función de su área (mancha de agua) según el nivel del reservorio.

#### B. Reglas de Operación del Sistema

En las Centrales Hidroeléctricas con embalse se deben aplicar una serie de reglas de operación que permitan un apropiado aprovechamiento del recurso.

Estas reglas suelen indicar los niveles de operación en los que se debe mantener el embalse a lo largo del año, en función de algunos objetivos a alcanzar, como la optimización del uso del agua y de la producción de energía, o reducir al mínimo los riesgos y consecuencias de la escasez de agua. A partir de las reglas se puede determinar el caudal a verter, la producción de energía firme, generación de excedentes, volumen de compensación ambiental o racionamiento de agua.

La generación de excedentes hace referencia a la generación de energía por encima de lo indicado por las curvas que regulan la operación, siempre y cuando el embalse tenga agua disponible y sin que afecte a la generación programada para el día siguiente.

El concepto de caudal de compensación ambiental es importante por el impacto medio ambiental que estos sistemas pueden provocar. Es el caudal remanente que debe mantenerse en el río, por restricciones ambientales, para preservar la biodiversidad en el tramo de río debajo de la presa y hasta la casa de máquinas. Este caudal no puede ser turbinado. En Costa Rica no está permitido utilizar toda el agua del río para generación, sino que debe mantenerse un flujo mínimo que se determina a partir de estudios específicos y con base a los requerimientos de agua a lo largo del cauce.

Es habitual que estas órdenes se realicen en función de un número reducido de variables, por ejemplo, el estado actual del sistema y caudal que está entrando en el intervalo en que se toma la decisión [25].

En los sistemas reales, la operación de la Central se hace normalmente siguiendo unas reglas de operación predefinidas, las cuales dan el nivel en función del tiempo. Las reglas de operación se revisan cada día, de forma que el embalse se

mantenga dentro de los niveles recomendados.

El modelo trabaja con una entrada de registros de caudales diarios, con un periodo de medición que puede ser variable. El sistema registra los datos de elevación, área y volumen del embalse, generando curvas de ajuste entre las diferentes variables:

- Curva de ajuste elevación-área
- Curva de ajuste elevación-embalse
- Curva de ajuste embalse-elevación

De esta forma se obtiene la información necesaria para retroalimentar el modelo en los diferentes cálculos posteriores.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se define el principio de operación como:

$$V_{j+1} = V_j + V_{in} - V_{gen} - V_{ecol} - V_{vert} - V_{evap}. \quad (2)$$

donde:

- $V_{j+1}$  = volumen de embalse del día siguiente.
- $V_j$  = volumen del embalse del día.
- $V_{in}$  = volumen afluente al embalse en el día.
- $V_{gen}$  = volumen turbinado, según la decisión operativa
- $V_{evap}$  = volumen evaporado promedio del embalse durante el día.
- $V_{vert}$  = volumen vertido durante el día.
- $V_{ecol}$  = volumen de compensación ambiental.

Cabe hacer notar que el modelo desarrollado es discreto y determinista.

Las reglas de operación son las siguientes, según la disponibilidad de caudal diario:

- a) El volumen nunca puede ser menor que  $V_{min}$  (volumen mínimo) ni mayor que  $V_{max}$  (volumen máximo), determinados por los niveles operaciones máximo y mínimo de la central (Fig. 1).
- b) Se trabaja con curvas de operación mensual de forma que se mantenga el embalse cada mes dentro de un rango de niveles.
- c) El sistema tiene un volumen inicial conocido  $V_j$ . Se calcula  $V_{j+1}$  con el caudal de entrada y se ubica el nuevo volumen. Después se compara con el rango de operación del mes en curso, y se determina cuánto volumen se puede generar. Así se obtiene inicialmente un  $V_{j+1}$  temporal, que se evalúa según ciertas reglas, y se determina un  $V_{j+1}$  final o de operación. Este  $V_{j+1}$  final será el  $V_j$  de la siguiente iteración.
- d) El  $\dot{V}_{evap}$  es el flujo volumétrico evaporado durante el periodo de tiempo entre  $V_j$  y  $V_{j+1}$ . Conociendo los dos niveles se determina la altura promedio, y con ésta se calcula el área de embalse y se determina la evaporación en el periodo  $j$ .
- e) Para determinar el flujo volumétrico vertido durante el día,  $\dot{V}_{vert}$ , se considera el sistema operando a su máxima capacidad durante todo el día, de forma que se extraiga toda el agua posible para generación, siempre dentro del rango

de operación dado. Si el  $V_{j+1}$  está por encima del nivel máximo de operación, se vierte.

- f) Y  $\dot{V}_{ecol}$  corresponde al flujo volumétrico de compensación ambiental que se deja pasar de forma continua.

Con respecto a los requerimientos de generación, en Costa Rica la producción de energía se puede clasificar en energía de punta y energía de base [26]. La energía de punta es la que se requiere para satisfacer la demanda de energía en las horas de máximo consumo, que suman 5 hr al día. La energía de base corresponde a las 19 hr restantes donde la demanda es menor. Estos periodos se pueden variar en el modelo en función del mercado eléctrico en donde se pretenda aplicar.

Se da prioridad a la energía de punta. Si el sistema tiene capacidad de entregar energía de base lo hará; de lo contrario, se limitará a la generación de punta y almacenamiento de agua para generarla nuevamente al día siguiente.

### C. Modelo de Operación

Por simplicidad se ha supuesto que no hay variación horaria en el caudal para generar energía de base, aunque en la operación diaria normal de las plantas no siempre sea así.

La central opera según las reglas que se enuncian a continuación. Ya sea que el volumen diario a generar lo determine las “curvas regla” (embalse estacional) o el escurrimiento natural (embalse diario), se supone que la planta distribuye ese volumen en función de las siguientes variables:

- $V_{día}$  = volumen disponible total en el día.
- $\dot{V}_{día}$  = caudal promedio diario.
- $V_{cap}$  = volumen a capacidad máxima.
- $\dot{V}_{cap}$  = caudal turbinable a capacidad máxima de unidades, según nivel de embalse.
- $\dot{V}_{punta}$  = caudal punta de la central.
- $\dot{V}_{base}$  = caudal medio fuera de punta.
- $\dot{V}_{min}$  = caudal mínimo de operación de las unidades; se considera un valor de 0.5 del caudal de diseño para turbinas Francis y un valor de 0.1 para turbinas Pelton.
- $f_{mop}$  = factor máximo de operación de la planta. Este valor puede variar dependiendo de la edad de la planta y condiciones de operación; usualmente se encuentra entre 0.9 y 1.0.
- $t_{punta}$  = tiempo punta (segundos).

El caudal turbinable a capacidad máxima según nivel de embalse ( $\dot{V}_{cap}$ ) se obtiene en función de la potencia de diseño del proyecto. La Central no puede dar más potencia que la potencia nominal, y dicha potencia depende del nivel del embalse. Por lo tanto, el modelo toma como referencia el nivel del embalse, determina las pérdidas en la conducción asociadas, y calcula el  $\dot{V}_{cap}$  que se requiere para dar la potencia nominal. Este valor de  $\dot{V}_{cap}$  es el que se utiliza para establecer la operación del embalse según las reglas:

- $\text{Si } V_{día} > V_{cap}$ .

$$V_{punta} = \dot{V}_{cap} \cdot t_{punta} \cdot f_{mop}. \quad (3)$$

$$V_{base} = \dot{V}_{cap} \cdot (24 \cdot 3600 - t_{punta}) \cdot f_{mop}. \quad (4)$$

$$\bullet \text{ Si } V_{dia} \geq K.$$

$$\text{Siendo } K = \dot{V}_{cap} \cdot t_{punta} + \dot{V}_{min} \cdot (24 \cdot 3600 - t_{punta}).$$

$$V_{punta} = \dot{V}_{cap} \cdot t_{punta}. \quad (5)$$

$$V_{base} \geq \dot{V}_{min} \cdot (24 \cdot 3600 - t_{punta}). \quad (6)$$

$$\bullet \text{ Si } \dot{V}_{cap} \cdot t_{punta} \leq V_{dia} \leq K.$$

Con flujo de punta completo durante el  $t_{punta}$  y fuera de punta menos de 19 hr, a caudal mínimo de una turbina:

$$V_{punta} = \dot{V}_{cap} \cdot t_{punta}. \quad (7)$$

$$V_{base} = \dot{V}_{min} \cdot t_{min}; \text{ según capacidad del embalse} \quad (8)$$

$$\bullet \text{ Si } V_{dia} \leq \dot{V}_{punta} \cdot t_{punta}.$$

$$\dot{V}_{punta} = \dot{V}_{dia} \cdot 24/t_{punta}. \quad (9)$$

$$\dot{V}_{base} = 0 \quad (10)$$

Es decir, apenas se puede dar punta inferior a la capacidad de diseño en este último caso ( $t_{punta}$  en horas en (9)).

Hay que hacer notar que, como se ha indicado, el caudal  $\dot{V}_{cap}$  varía en función del nivel del embalse. Esto se debe a que la central generadora está diseñada para una potencia nominal, determinada para un caudal específico, que no puede ser sobrepasada. Conforme se sobrepase la altura de diseño se debe reducir el caudal para compensar el aumento de carga por la altura del embalse.

#### D. Obtención de la Potencia y Energía

La potencia generada por la central se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$P = \rho \cdot \dot{V} \cdot g \cdot h_{neto} \cdot \eta_{turb} \cdot \eta_{gen}. \quad (11)$$

donde:

- P = potencia para las condiciones de caudal, caída y eficiencia de turbogeneración (watt).
- $\dot{V}$  = caudal de operación en m<sup>3</sup>/s, variable en el tiempo.
- $h_{neto}$  = altura neta (m).
- $\eta_{turb}$  = eficiencia de las turbinas al momento de la operación.
- $\eta_{gen}$  = eficiencia de los generadores al momento de la operación.

La altura neta es función del nivel del agua en el embalse y del caudal que pasa por la conducción, es decir:

$$h_{neto} = h_{emba} - h_{rest} - (k \cdot \dot{V}^2). \quad (12)$$

- $h_{emba}$  = nivel de agua en el embalse.
- $h_{rest}$  = nivel de restitución de las aguas turbinadas.

- k = constante de pérdidas hidráulicas.

La constante de pérdidas hidráulicas se calcula utilizando la ecuación Colebrook-White, en función del coeficiente de rugosidad de la conducción de la central y de las pérdidas de carga locales [27].

La generación diaria se calcula a la salida de los transformadores, considerando una eficiencia promedio de 0.99 y se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$E = [P_{punta} \cdot t_{punta} + P_{base} \cdot (24 - t_{punta})] \cdot 0.99. \quad (13)$$

donde:

- E = energía generada.
- $P_{punta}$  = potencia de punta.
- $P_{base}$  = potencia media fuera de punta.

La generación se calcula para la estación seca y la lluviosa, y se diferencia por generación de punta y de base. La estación seca se evalúa de enero a mayo, pero puede variar según el escenario.

### III. SIMULACIÓN DEL MODELO

Se ha simulado el modelo con datos reales para una central hidroeléctrica ubicada en la vertiente Pacífico, en Costa Rica, cuyo estudio de pre-factibilidad fue finalizado en el año 2014, utilizando el programa Matlab.

Actualmente se encuentra en la etapa de factibilidad, y es parte del Portafolio de proyectos de generación eléctrica del ICE de Costa Rica. El proyecto incluye la construcción de una represa de cemento compactado con rodillo (RCC, Roller Compacted Concrete) sobre el cauce principal del río. La presa formará un embalse de regulación bi-mensual de 85.57 hm<sup>3</sup> útiles, operando entre las cotas 472.2 y 495 msnm (metros sobre el nivel del mar).

En la Fig. 3 se muestra un esquema del modelo de simulación diseñado.

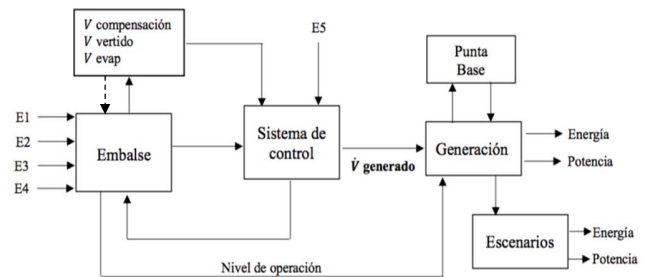


Fig. 3. Esquema del modelo de simulación.

Las entradas al modelo, E1, E2, E3 y E4, se describen a continuación:

- E1 corresponde a los registros de medición de caudal promedio diario.
- E2 corresponde a los datos del embalse necesarios para determinar las curvas características.
- E3 corresponde a los valores de las constantes de diseño que se requieren para la simulación. En la Tabla I se

- muestran los valores correspondientes de la central real.
- **E4** son los datos de evaporación media en la zona del embalse. Se dispone de la evapotranspiración mensual promedio.
- **E5** corresponde a las curvas de operación de la central. En este caso, el estudio de pre-factibilidad [2] establece las curvas de operación recomendadas para la central mostradas en la Fig. 4.

TABLA I  
PARÁMETROS DE ENTRADA

Símbolo	Variable	Value
$\dot{V}_{dis}$	Caudal de diseño del proyecto	154 m <sup>3</sup> /s
Hmax	Nivel máximo del embalse	495 msnm
Hmin	Nivel mínimo del embalse	472.2 msnm
Hmed	Nivel medio del embalse	487.4 msnm
Hrest	Nivel restitución de las aguas turbinadas	360 msnm
$\eta_{turb}$	Eficiencia de la turbina	0.92
$\eta_{gen}$	Eficiencia del generador	0.98
$\dot{V}_{ecol}$	Caudal de compensación natural	8.10 m <sup>3</sup> /s
$k$	constante de pérdidas hidráulicas	0.0006743

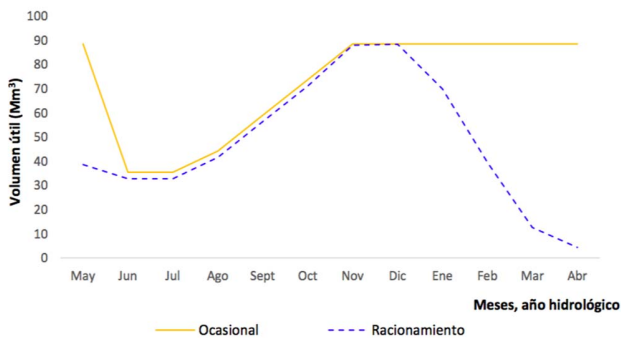


Fig. 4. Curvas de operación de la central hidroeléctrica en estudio.

Después de hacer la simulación de la central se pueden obtener los siguientes datos que permitirán validar el modelo y evaluarlo.

- Caudal natural medio anual
- Caudal turbinable medio anual
- Generación total media anual
- Generación media pico invierno
- Generación media pico verano
- Generación media base invierno
- Generación media base verano
- Caudal vertido promedio anual
- Evaporación promedio anual
- Potencia firme (95 %) de la central

El concepto de potencia firme puede variar de un mercado eléctrico a otro. En el caso de Costa Rica consiste en la garantía de potencia que la Central puede brindar el 95 % del tiempo en horas punta. La simulación determina este valor, el cual es muy importante pues permite al sistema contar con capacidad para hacer los respaldos de potencia rodante y, además, es de gran interés ya que por la estructura tarifaria del país se concede un

pago si se cumple esa garantía de abastecimiento.

El programa de simulación se complementó con un módulo de evaluación de años específicos, que permite realizar toda la simulación para un año en particular. De esta forma podremos saber la generación de energía de un año con lluvia normal, con poca lluvia o con mucha lluvia, y analizar las implicaciones que esto tiene sobre la central en estudio.

IV. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Utilizando información real de registros de caudales diarios de varios años obtenidas en campañas de medición, el sistema permite obtener un hidrograma de todo el periodo de referencia, en donde se pueden observar tanto eventos puntuales que requieran un análisis detallado como el comportamiento general a través del tiempo.

En la Fig. 5 se muestra, a modo de ejemplo, el hidrograma general de los caudales promedio diarios del registro de caudales de los 20 primeros años de estudio (el periodo total comprende 40 años, del 1970 al 2010).

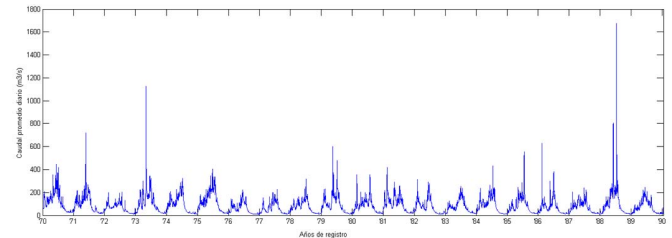


Fig. 5. Hidrograma de caudales de entrada al embalse.

Se puede apreciar como cada año hay una estación seca bien definida, donde los caudales bajan significativamente, y una estación lluviosa donde el caudal aumenta de forma importante. En el caso de Costa Rica, son reconocidas únicamente las estaciones de verano e invierno. Los meses de junio a diciembre son los más lluviosos y la estación se denomina invierno; el periodo de enero a mayo corresponde a los meses más secos y la estación se denomina verano. Las estaciones primavera y otoño son poco representativas. Además, se detectan eventos extremos con caudales muy altos, sin una frecuencia definida.

El programa modela la operación del embalse durante el periodo de estudio. En la Fig. 6 se muestra el volumen del embalse durante los 20 primeros años de estudio. La línea roja corresponde a la capacidad de almacenamiento del embalse, que es constante a lo largo del tiempo y no debe variar. La curva verde muestra el volumen de agua que entra al embalse cada día (caudal de entrada, ver Fig. 5). La línea azul muestra cómo opera el embalse a lo largo del tiempo de estudio.

Como se puede notar, la curva azul se mantiene en todo momento por debajo de la roja, ya que el volumen de operación del embalse en ningún momento sobrepasa la capacidad de almacenamiento disponible que tiene. Por otro lado, en los periodos que hay grandes volúmenes de agua entrando al embalse, el sistema opera cerca del nivel máximo, es decir, cerca o igual a su capacidad de almacenamiento. La operación está ligada a las curvas de control (Fig. 4).

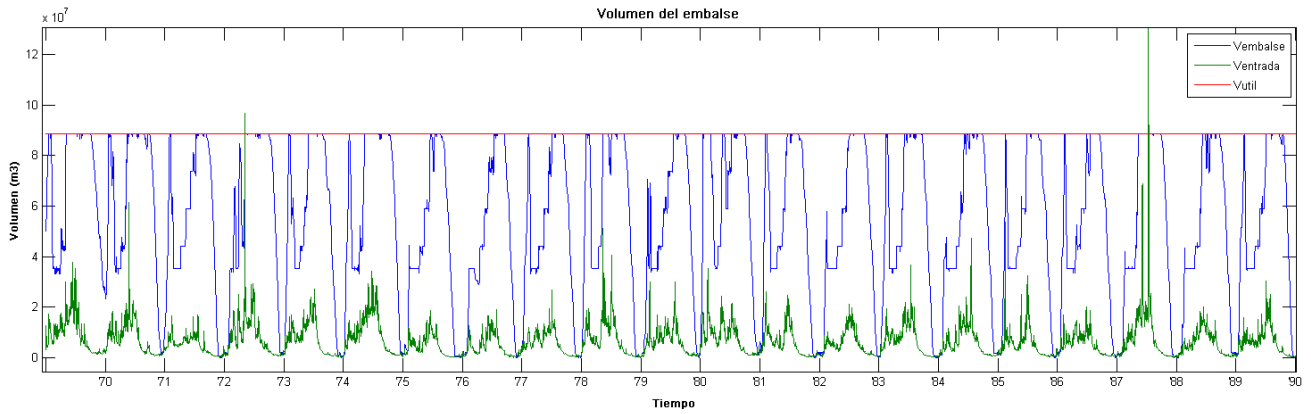


Fig. 6. Volumen del embalse durante los 20 primeros años de estudio.

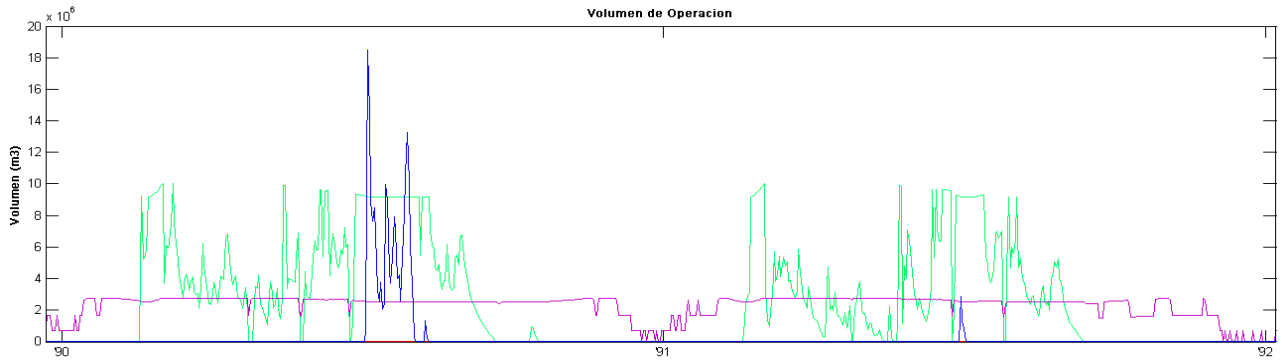


Fig. 7. Volumen de operación durante el periodo 1990 a 1992.

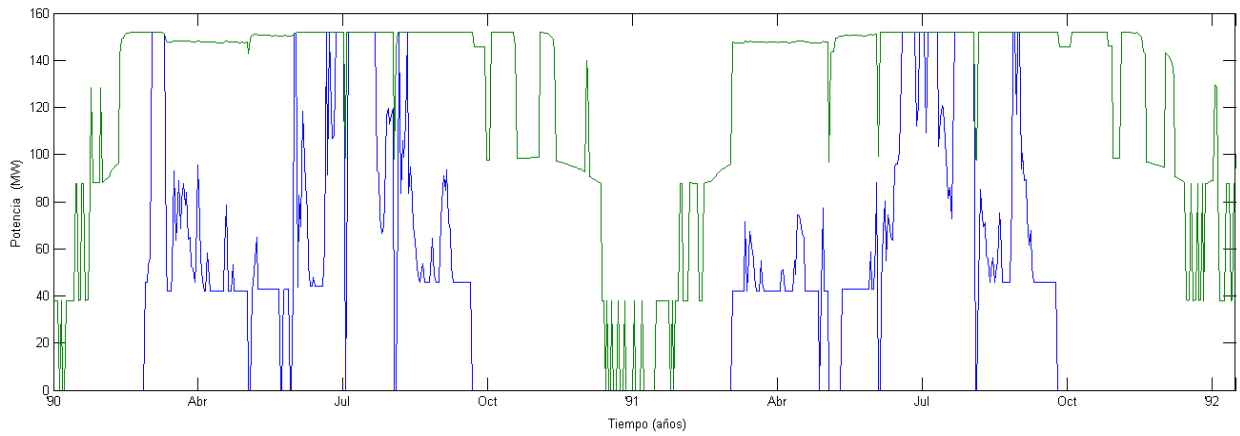


Fig. 8. Potencia base (azul) y punta (verde) generada por la Central durante el periodo 1990 a 1992.

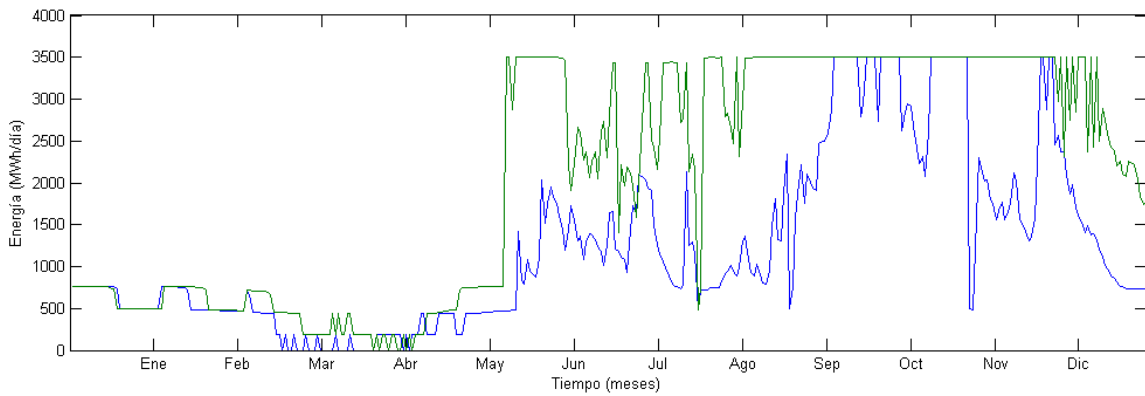


Fig. 9. Energía generada, años de mucha lluvia (verde) y poca lluvia (azul).



Una vez validada mediante simulación la operación del embalse se procede a analizar los diferentes volúmenes aprovechados por éste.

El sistema desarrollado tiene la capacidad de modelar el periodo completo de análisis (40 años), pero para poder ver la operación de la central con más detalle, en la Fig. 7 se muestran dos años consecutivos, 1990 y 1991 (eje x); en verde el volumen para energía de base, en magenta para energía de punta (estos dos volúmenes componen la generación total de la planta); en rojo el evaporado (no se aprecia porque es muy pequeño a esta escala, ver en los tramos de vertido, línea azul), y finalmente en azul el vertido.

En esta Fig. 7 se observa que la energía de punta es prioritaria, disminuyendo solo en los periodos con menor caudal de entrada, y que la energía de base se genera de forma ocasional, según la disponibilidad de agua. En los periodos lluviosos la generación de punta y base suben y, cuando es necesario, se vierte agua.

Con respecto al volumen de base, en la Fig. 7 se ve que no se da siempre a lo largo del año y que incluso durante varios meses no se genera energía de base. Esto se debe a que el volumen de entrada apenas satisface la generación de punta, por lo que el agua se embalsa. Sin embargo, en muchas ocasiones, cuando el volumen de entrada es muy grande, el embalse genera toda la capacidad de base y punta posible; una pequeña porción se va a evaporar, y el resto del agua puede ser vertida a lo largo del día (picos azules). Esto se debe a que el modelo le permite administrar el agua del embalse de forma que optimiza la generación y se minimiza el vertido, sin poner en riesgo la Central.

*A. Generación de Potencia y Energía*

Una vez que el sistema ha realizado la simulación de la operación de la central y asignado de forma eficiente los volúmenes de operación, se procede a determinar la energía generada. Esta se va a clasificar según la estación, verano o invierno, y en producción de energía de punta y de base. Esta clasificación obedece a la distribución tarifaria del coste de la energía en Costa Rica, que permitirá determinar posteriormente los beneficios económicos de la Central y realizar diferentes evaluaciones económicas.

En la Fig. 8 se muestra la potencia de punta (verde) y de base (azul) para un periodo de 2 años, para poder ver detalles específicos, aunque el sistema modela todo el periodo.

Se puede observar que en ningún momento la central sobrepasa la potencia instalada (potencia de diseño, 150 MW), tanto en punta como en base, aspecto muy importante pues garantiza que la simulación se ajusta a las condiciones reales de operación. Por otro lado, es fácil notar como en la generación diaria tiene prioridad la potencia en periodos de punta, dejando la potencia base para periodos donde la hidrología y los criterios de control lo permitan. Finalmente, la potencia es variable, como era de esperar, es función de la disponibilidad de agua en el embalse.

Este tipo de consideraciones en la operación del embalse son de suma importancia debido a que definen de manera precisa la producción de energía de la Central, lo cual permitirá tomar

mejores decisiones en los procesos de planificación.

Una vez realizada la simulación de la operación, se obtienen los resultados promedios de producción de energía anual de la central (Tabla II), donde se presentan la generación de energía y la potencia firme. Esta es la información necesaria para determinar el beneficio económico promedio anual que podría percibir la Central.

TABLA II  
ENERGÍA PROMEDIO ANUAL Y POTENCIA FIRME GENERADA POR LA CENTRAL

Generación media punta verano	84.06 GWh/año
Generación media base verano	13.89 GWh/año
Generación media punta invierno	159.86 GWh/año
Generación media base invierno	347.41 GWh/año
Generación media anual	605.22 GWh/año
Potencia firme de la planta	133.56 MW

La herramienta de simulación desarrollada permite obtener resultados de forma rápida para diferentes esquemas de diseño de una central, pudiendo variarse el caudal nominal, los niveles del embalse, el número de turbinas, etc, lo que facilita el comparar diferentes estructuras y alternativas de diseño.

*B. Simulación de Diferentes Escenarios Hídricos*

Por último, la herramienta desarrollada puede simular la operación del embalse para un año en particular, lo cual permite evaluar y analizar años con mucha o poca lluvia. Por ejemplo, en los registros del caudal promedio anual se pueden detectar años con mucha lluvia, como es el caso de 1975, y con poca lluvia, año 1992. Los resultados de la energía obtenida para esos casos extremos se muestran en la tabla III.

TABLA III  
ENERGÍA PROMEDIO ANUAL PARA DIFERENTES ESCENARIOS (GWH/AÑO).

Parámetro	Promedio anual	Mucha lluvia	Poca lluvia
Generación media punta verano	84.06	75.3	58.1
Generación media base verano	13.89	10.3	0.0
Generación media punta invierno	159.86	161.3	159.6
Generación media base invierno	347.41	509.2	231.9
Generación media anual	605.22	756.1	449.5

Como era de esperar, la producción de energía media anual es muy alta el año de mucha lluvia, incrementándose un 24.9 % respecto al promedio anual. Por otro lado, en el año con menos lluvia la generación promedio anual disminuye un 25.7 %.

En la Fig. 9 se compara la generación de esos dos años extremos evaluados. Como se puede ver, la producción de energía en los meses de verano no tiene mucha variación. La diferencia principal se presenta en la producción de energía en invierno, donde durante el año más lluvioso el embalse se mantiene muy cercano a su producción máxima, con algunas disminuciones en los meses de junio y julio, mientras que, para el año de poca lluvia, en invierno el embalse tiene una baja generación.

V. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha diseñado un sistema de simulación de centrales hidroeléctricas con embalse de regulación, ajustado a los procesos de planificación eléctrica en Costa Rica.



El sistema permite simular la operación diaria de una central hidroeléctrica con embalse, determinar la generación de energía de la central en diferentes franjas estacionales y horarias, y analizar diferentes escenarios de lluvia y su impacto en la producción de energía de la central.

El sistema utiliza un registro histórico de medición de caudales y lo incorpora al modelo de operación de la central hidroeléctrica. El modelo hace una simulación diaria de la operación del embalse para obtener la producción de potencia y energía para todo el periodo de estudio o para años específicos y, a partir de estos, la determinación de la generación promedio anual de la central. Con estos resultados se pueden estimar los beneficios económicos que obtendría la central y realizar diferentes evaluaciones económicas.

La herramienta se ha validado con datos reales de un estudio de pre-factibilidad de una Central Hidroeléctrica llevado a cabo durante dos años por parte de una empresa, que es parte del portafolio de proyectos de planificación del ICE en Costa Rica, con resultados muy satisfactorios.

Por su versatilidad y orientación práctica, la herramienta es de fácil aplicación, y permite evaluar de forma rápida y sencilla diferentes esquemas de centrales hidroeléctricas, cambiando sólo algunos de los parámetros básicos de entrada, por lo que puede utilizarse como una eficiente herramienta de planificación de centrales hidroeléctricas.

Como trabajos futuros se plantea incorporar información estocástica de los caudales de entrada al sistema de operación y obtener así un nuevo modelo. Otra posible ampliación futura sería desarrollar un módulo que haga evaluaciones simultáneas de embalses en cascada, de forma que se pueda optimizar la operación en cadena de los embalses. Por último, una tendencia emergente es desarrollar sistemas de energía híbridos, que combinen más de un recurso de energía [28], [29], [30].

#### REFERENCIAS

- [1] J. A. Romera-Cabrerizo and M. Santos, "ParaTrough v1.0: Librería en Modelica para Simulación de Plantas Termosolares", *Rev Iberoam Autom In*, vol. 14, no. 4, pp. 412-423, 2017.
- [2] K. Lobo, "Informe de prefactibilidad Proyecto Hidroeléctrico RG-430", Centro Nacional de Planificación Eléctrica. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Costa Rica, 2014.
- [3] N. Ochoa and M. Santos, "Modeling and Simulation of a Solar-Thermal System for its Efficient Implementation in Quito (Ecuador)", *IEEE Lat Am T*, vol. 14 no. 5, pp. 2271-2279, 2016.
- [4] S. Trujillo, "Modelado y control de una central hidroeléctrica", M.S. thesis, Sevilla Univ, Spain, 2012.
- [5] J. Garrido, A. Zafra, F. Vázquez, "Object oriented modelling and simulation of hydropower plants with run-of-river scheme: a new simulation tool", *Simul Model Pract Th*, vol. 17, no. 10, pp. 1748-1767, 2009.
- [6] C. E. Vásquez Chang, "Modelo informático de una central hidroeléctrica con control de velocidad y regulación primaria", M.S. thesis, Politécnica Univ. Madrid, Spain, 2014.
- [7] M. Jahandideh-Tehrani, O. B. Haddad, and H. A. Loáiciga, "Hydropower reservoir management under climate change: The Karoon reservoir system", *Water Resour Manag*, vol. 29, no. 3, pp. 749-770, 2015.
- [8] M. Ak, E. Kentel and S. Savaseneril, "Operating policies for energy generation and revenue management in single-reservoir hydropower systems", *Renew Sust Energ Rev.*, vol. 78, pp. 1253-1261, 2017.
- [9] R. Caricimi and J. D. Lima de, "Economic Analysis for Small Hydroelectric Power Plant using Extended Multi-Index Methodology-An Approach Stochastic by the Monte Carlo Simulation", *IEEE Lat Am T*, vol. 16, no. 8, pp. 2184-2191, 2018.
- [10] F. A. Canales, A. Beluco and C. A. B. Mendes, "Modelling a hydropower plant with reservoir with the micropower optimisation model (HOMER)", *Int J Sus Energ*, vol. 36, no. 7, pp. 654-667, 2017.
- [11] P. Punys, A. Dumbrasukas, A. Kvaraciejus and Vyciene, "Tools for small hydropower plant resource planning and development: A review of technology and applications", *Energies*, vol. 4, no. 9, p. 1258-1277, 2011.
- [12] O. J. Mdee, C. Z. Kimambo, T. K. Nielsen and J. Kihedu, "Measurement methods for hydropower resources: a review", *Water Utility J*, vol. 18, pp. 21-38, 2018.
- [13] E. Rozos, "An assessment of the operational freeware management tools for multi-reservoir systems", *Water Sci Tech-W Sup ws2018169*, 2018.
- [14] A. Ahmad, A. El-Shafie, S. F. Razali and Z. S. Mohamad, "Reservoir optimization in water resources: a review", *Water Resour Manag*, vol. 28, no. 11, pp. 3391-3405, 2014.
- [15] C. T. Cheng, W. C. Wang, D. M. Xu and K. W. Chau, "Optimizing hydropower reservoir operation using hybrid genetic algorithm and chaos", *Water Resour Manag*, vol. 22 no. 7, pp. 895-909, 2008.
- [16] H. B. Fang, T. S. Hu, X. Zeng and F. Y. Wu, "Simulation-optimization model of reservoir operation based on target storage curves", *Water Sci Eng.*, vol. 7, no. 4, pp. 433-445, 2014.
- [17] Z. K. Feng, W. J. Niu, C. T. Cheng, and S. L. Liao, "Hydropower system operation optimization by discrete differential dynamic programming based on orthogonal experiment design", *Energy*, vol. 126, pp. 720-732, 2017.
- [18] S. E. Fleten and T. K. Kristoffersen, "Stochastic programming for optimizing bidding strategies of a Nordic hydropower producer", *Eur J Oper Res*, vol. 181, no. 2, pp. 916-928, 2007.
- [19] J. R. Lund, and J. Guzman, "Derived operating rules for reservoirs in series or in parallel", *J Water Res Plan Man*, vol. 125, no. 3, 143-153, 1999.
- [20] R. A. Wurbs, "Comparative evaluation of generalized river/reservoir system models", Texas Water Resources Institute, 2005.
- [21] J. W. Labadie, "Optimal operation of multireservoir systems: state-of-the-art review", *J Water Res Plan Man*, vol. 130, no. 2, pp. 93-111, 2004.
- [22] M. Giuliani, Y. Li, A. Cominola, S. Denaro, E. Mason, E and A. Castelletti, "A Matlab toolbox for designing Multi-Objective Optimal Operations of water reservoir systems", *Environ Modell Softw*, vol. 85, pp. 293-298, 2016.
- [23] S. P. Bianucci, "Gestión óptima de embalses en avenidas incorporando al concepto de incertidumbre: aplicación a embalses con central hidroeléctrica", Ph.D. dissertation, UPM Univ., Madrid, Spain, 2013.
- [24] J. W. Labadie, "Optimal operation of multireservoir systems: state-of-the-art review", *J Water Res Plan and Man*, vol. 130, no. 2, pp. 93-111, 2004.
- [25] R. A. Wurbs, "Reservoir-system simulation and optimization models", *J Water Res Plan Man*, vol. 119, no. 4, pp. 455-472, 1993.
- [26] Centro Nacional de Control de Energía, "Generación y demanda. Informe anual 2017", ICE, San José, Costa Rica, 2017.
- [27] J. A. Swaffield and S. Bridge, "Applicability of the Colebrook-White formula to represent frictional losses in partially filled unsteady pipeflow", *J Res Nat Bur of Stand*, vol. 88, no. 6, pp. 389-393, 1983.
- [28] M. Mikati, M. Santos, C. Armenta. "Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica." *Rev Iberoam Autom In*, vol. 9 no. 3, pp. 267-281, 2012.
- [29] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta. "Electric grid dependence on the configuration of a small-scale wind and solar power hybrid system." *Renew Energy*, vol. 57, pp. 587-593, 2013.
- [30] J. Lekube, A. J. Garrido, I. Garrido, E. Otaola. "Output power improvement in oscillating water column-based wave power plants". *Rev Iberoam Autom In* vol. 5 no. 2, pp. 145-155, 2018.



**Kenneth Lobo Méndez**, born in San José de Costa Rica, graduated as Civil Engineer at the Engineering Faculty, Universidad of Costa Rica. He also got a Master Degree in Energy, on renewable energies, at the Complutense University of Madrid, Spain.

He is currently working in the Planning and Electrical Development Department, at the Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), where he is in charge of the planning and managing of renewable energy projects.

His research interests include modelling, simulation, planning and management of renewable energy plants.



**Matilde Santos Peñas**, born in Madrid, Spain, received her B.Sc., M.Sc. degrees and her Ph.D in Physics from the University Complutense of Madrid (UCM). She is with the Department of Computer Architecture and Systems Engineering at the UCM, where she is currently Full Professor in

System Engineering and Automatic Control.

She has published many papers in international scientific journals and several book chapters. She has supervised 10 Ph.Ds. She has worked on several national, European and international research projects, leading some of them. She currently serves as member of the editorial board of prestigious journals.

Her major research interests are: Artificial Intelligence (intelligent automatic control), Modelling and simulation, Engineering applications of Soft Computing techniques, Renewable energy.