

# Operación óptima de los recursos de generación de energía eléctrica

*Administración Del Mercado Eléctrico (ADME)  
Uruguay - Febrero 2023*

## 1. Introducción al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE)

La ADME se encarga de administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE).

El MMEE es el ámbito competitivo donde los Generadores venden y los Grandes Consumidores de energía compran la energía eléctrica. Para poder operar en el MMEE deben constituirse ante ADME como Participantes Generadores y Consumidores respectivamente.

Para garantizar la libre competencia y promover así la eficiencia, la ADME debe asegurar un trato no discriminatorio a todos los Participantes (tanto los Generadores como los Grandes Consumidores).

Para asegurar el despacho económico en todas las horas la ADME mantiene la información de los costos variables de generación de cada generador y decide cuales y cuanto generarán en cada hora. Esto es lo que se conoce como "resolver el despacho".

Del MMEE participan en la actualidad (febrero 2023) 80 Generadores totalizando una capacidad instalada de 4951 MW. La Demanda Nacional fue de 11444 GWh en 2022 con un crecimiento anual previsto de entre 2 y 3%. Los cuadros de la Fig.1 resumen la generación por fuente y el destino de la energía generada en los años 2021 y 2022.

Todos los Generadores son, por sus consumos propios de energía, Participantes Consumidores del MMEE (además de ser Participantes Generadores por su generación). La empresa estatal UTE es el mayor comprador en el MMEE para el suministro de la energía a su Demanda Cautiva (consumidores residenciales, comerciales e industriales sujetos a las tarifas fijadas por el Poder Ejecutivo).

		Energía anual		Capacidad instalada	
		GWh 2021	GWh 2022	Centrales	MW
Generación	Eólica	4971	4763	41	1484
	Solar	436	438	18	238
	Biomasa	1032	936	12	481
	Hidráulicos	5159	5522	4	1573
	Fósiles	2451	1282	5	1174
	Importación	55	24		
	<b>Total</b>	<b>14104</b>	<b>12965</b>	<b>80</b>	<b>4951</b>

		Energía anual	
		GWh 2021	GWh 2022
Demanda	Demanda Nacional	11187	11444
	Exportación	2844	1366
	<b>Total</b>	<b>14031</b>	<b>12810</b>

Fig. 1: Capacidad instalada, generación y destino de la energía.



La ADME es la encargada de realizar el Despacho Energético al Mínimo Costo. Esto implica decidir en todas las horas cuanta energía debe generar cada central generadora y cuál será el flujo por las interconexiones internacionales (importaciones/exportaciones de y hacia Argentina y Brasil).

Para conectar la generación de energía con los consumos se utilizan las redes eléctricas que se clasifican en Sistema de Transmisión (redes de tensión superior a 60kV) y Sistema de Distribución (redes de baja tensión). La operación de estas redes son servicios regulados siendo la empresa UTE el operador de Transmisión y de Distribución. Por ley debe asegurar el acceso abierto a las redes y el trato no discriminatorio a los Participantes del MMEE cobrando por su servicio tarifas de transporte / distribución (peajes) calculados y regulados por el Poder Ejecutivo.

## 1.1. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) y La Demanda

Por Sistema Interconectado Nacional (SIN) entendemos al conjunto de generadores, estaciones de transformación/conversión, redes de transmisión y distribución que están disponibles en el territorio nacional, para el objetivo de generar, transmitir y distribuir la energía a los consumidores nacionales y entregar o recibir energía en las interconexiones con los países vecinos. El SIN es entonces el sistema que nos interesa operar.

Por La Demanda entendemos la energía a suministrar en cada hora al conjunto de consumidores. El objetivo último de la operación del SIN para abastecer La Demanda en forma confiable al menor costo posible.

## 1.2. Costos Fijos, Costos Variables y Precio Monómico

Llamamos Costos Fijos, a aquellos costos asociados a un equipamiento (central, línea de transmisión, estación de transformación, etc.) que no dependen del uso del equipamiento.

Llamamos Costos Variables, a aquellos costos asociados al uso de un equipamiento.

Las inversiones en el sector eléctrico, tienen la característica de ser intensivas en inversión y con períodos de construcción que difícilmente bajen de los dos años. Por esta razón, una vez instalada una inversión, la inversión en si misma y los costos necesarios para mantener el equipamiento pasan a ser **Costos Fijos**, en el sentido de que no depende de si se utiliza o no el equipamiento, son costos que igualmente hay que cubrir.

Por **Costos Variables** se entienden aquellos costos asociados directamente al uso del equipamiento. Estos costos suelen estar asociados

Tabla 1: Ejemplo de Costos Fijos y Variables para diferentes tecnologías. Precios en US\$ de febrero 2023.

	Costos Fijos(*) [US\$/MWh]	Costos Variables [US\$/MWh]	Combustible
Ciclo Combinado	25	193	Gasoil(**)
Turbina de Gas	14	285	Gasoil(**)
Eólica	45	0	Viento
Solar	40	0	Sol
Biomasa	85	60	Biomasa
Hidroeléctrica	45	5	Agua

(\*) los costos fijos son aproximados solo para referencia  
(\*\*) con barril del petróleo WTI a 73.53 US\$/bbl



al costo de combustible (si se trata de una central de generación) y a los costos variables de operación y mantenimiento asociado al desgaste por uso que tenga el equipamiento.

Para expresar los costos en una forma que sean comparables entre los diferentes equipamientos se suele calcular el valor del mismo por hora que el equipamiento está disponible y por unidad (MW) de capacidad disponible durante la vida útil del equipamiento usando para ello una tasa de descuento (por ej. 10% anual en dólares constantes). De esa forma, se llegan a valores como los de la tabla 1. Estos valores son aproximados solo para servir de ejemplo. Como se puede apreciar tanto los Costos Fijos como los Costos Variables se expresan en US\$/MWh (dólares por mega Watt hora) pero no hay que confundir ambos costos. Los Costos Fijos se expresan en dólares por mega-Watt y por hora que dicho mega-Watt está puesto a disposición (o sea es por la energía disponible no por la generada) mientras que los Costos Variables se expresan en dólares por mega-Watt-hora de energía entregada.

Una vez instalada una central de generación, a los efectos del despacho de mínimo costo lo único relevante es su Costo Variable de generación. A modo de ejemplo, las centrales eólica y solar tiene Costo Variable prácticamente nulo (cero por combustible y muy bajo por operación y mantenimiento variable) por lo cual son energías que de estar disponibles se despachan con prioridad ante cualquier otra.

En ocasiones se habla del **Precio Monómico** de generación de una determinada central. Este precio es un complejo para cubrir tanto los Costos Fijos como variables expresado en US\$ por unidad de energía entregada por la central. En la jerga del sector se dice que se "energizan los Costos Fijos". Para calcular dicho Precio Monómico es necesario conocer cuál será el Factor de Convocatoria la central generadora, es decir del total de energía que podría entregar (si se aceptara toda su energía disponible todo el tiempo) cuánto efectivamente resultará despachada. A modo de ejemplo, si el Factor de Convocatoria de las centrales de Ciclo Combinado de la tabla 1 fuera de 20%, su Precio Monómico sería:  $25 / 0.2 + 193 = 318$  US\$/MWh

### 1.3. Costo Marginal de Generación

En cada hora, la ADME ordena los recursos disponibles de generación de menor a mayor Costo Variable, creando así lo que se conoce como "el Orden de Mérito". Según sea La Demanda de la hora, los operadores de tiempo real, despachan los recursos según el Orden de Mérito hasta cubrir La Demanda. Al Costo Variable del recurso más caro despachado en la hora se la llama Costo Marginal de Generación. El **Costo Marginal de Generación** es entonces el costo que tendría suministrar un MWh adicional de demanda en la hora.

### 1.4. Generadores de Falla

Se entiende por Falla (o Racionamiento) a la imposibilidad del sistema de cubrir la Demanda. El no suministro de la energía requerida tiene un costo para el país asociado a la pérdida de confort (por ej. el no poder ver la telenovela) de los usuarios y a las pérdidas ocasionadas en las cadenas de producción del país (por ej. pérdidas por interrupción de maquinaria industrial). Para cuantificar estos costos, en los diferentes países se utilizan diferentes metodologías y se fijan así lo



que se conocen como Costos de Falla o de Racionamiento. En Uruguay, el Poder Ejecutivo fija por decreto cuatro Escalones de Falla (niveles de profundidad del racionamiento) con sus respectivo cuatro Costos Variables asociados a la energía no suministrada. En la Tabla 2 se muestran los valores vigentes para los Escalones de Falla. El primer escalón de Falla tiene asignado un Costo de Falla igual al Costo Variable de la Central Térmica de Respaldo (CTR) más 10% y tiene una profundidad igual al 2% de la Demanda. Los Costos de Falla reflejan hasta cuánto se está dispuesto a pagar por evitar dicho racionamiento y por ello, son dichos valores los que determinan el nivel de inversiones que se tendrá. Costos de Falla alto, llevarán a la instalación de más equipamiento para evitar las Fallas y a la inversa, Costos de Falla bajo inducirán un menor nivel de inversión.

Tabla 2: Costos de los cuatro escalones de Falla de Uruguay

	Escalones de Falla (Decreto 195/2013)			
	1	2	3	4
Profundidad [%]	2%	5%	8%	86%
CF [US\$/MWh]	CTR+10%	600	2400	4000

Para modelar esta característica, en los programas usados para optimizar el uso de los recursos (y para planificar las inversiones) se representan los Escalones de Falla como si fueran simples generadores con un Costo Variable igual al Costo de Falla correspondiente. A estos generadores de Falla es a lo que llamamos Las Máquinas de Falla. Son generadores ficticios y en los resultados de las simulaciones, la generación que tengan dichos generadores representan la energía que no será suministrada a la Demanda.

## 1.5. Valor del Agua embalsada

Las centrales hidroeléctricas también tienen Costo Variable cuasi-nulo. Si la central dispone de capacidad de embalse, se tiene la posibilidad de utilizarse el agua en la hora actual sustituyendo parte del recurso que margina y ahorrando así el costo asociado a la energía sustituida por su Costo Variable o postergar el uso del agua (utilizando la capacidad de embalse) para sustituir otro recurso de mayor Costo Variable en el futuro. Se define así El Valor Del Agua embalsada en cada embalse como el costo que dicha agua es capaz de evitar si se posterga su uso para el futuro. ADME calcula el Valor del Agua para los lagos de Bonete, Palmar y Salto Grande y dichos valores son los utilizados para definir El Orden de Mérito utilizado para el despacho en cada hora.

El cálculo del Valor del Agua, se realizan resolviendo, lo que en la jerga matemática se conoce como un Problema de Programación Dinámica Estocástica. ADME utiliza la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) desarrollada por el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República Oriental del Uruguay.



### 1.6. Orden de mérito

Como ya se mencionó, ADME lleva el registro de los Costos Variables de los diferentes generadores y calcula el Valor del Agua Embalsada para las centrales hidroeléctricas con embalse (Bonete, Palmar y Salto Grande). Esta información se publica en la web de ADME (<https://adme.com.uy>). La Fig.2 muestra los Costos Variables correspondientes a la semana energética 8 del año 2023 para las centrales térmicas de generación. La Fig.3 muestra los Valores del Agua Embalsada para la misma semana. Como se puede apreciar, en esta semana en particular, los valores del agua son del orden de las turbinas de gasoil. Esto se debe a que estamos transitando una sequía extendida y por tanto los programas que optimizan el uso de los recursos, perciben que el agua embalsada tiene el valor correspondiente a sustituir generación con gasoil de las turbinas de gasoil.

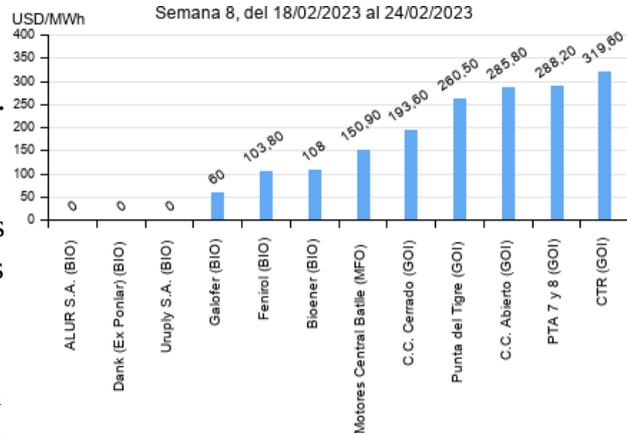


Fig. 2: Costos Variables de los recursos de generación

Para establecer el Orden de Mérito, se considera la energía proveniente de fuente eólica y solar con Costo Variable nulo así como la energía producida en base a biomasa por los procesos industriales. También se consideran con Costo Variable nulo, eventuales forzamientos de generación (por ejemplo la necesidad de mantener un caudal ecológico mínimo en las hidroeléctricas). Luego de los recursos de Costo Variable nulo, se consideran los recursos correspondientes a las centrales térmicas e hidráulicas ordenadas por Costo Variable creciente considerando para las hidráulicas el Valor del Agua como su Costo Variable. La Fig.4 muestra el Orden de Mérito de los recursos despachables con costo variable mayor que cero correspondiente al día 21/2/2023. Como se puede apreciar en dicha figura aparecen las centrales hidroeléctricas con Costos Variables iguales a los establecidos en el cuadro de la Fig.3.

Valores en USD/MWh						
Día	Valor Bonete	Valor Palmar	Valor Salto	Control Bonete	Control Palmar	Control Salto
2023-02-21	319.6	288.2	288.2	-16.6	-38.0	-76.8
2023-02-22	319.6	288.2	288.2	-20.6	-37.7	-75.0
2023-02-23	294.4	252.1	224.3	-	-	-
2023-02-24	289.5	256.1	240.2	-	-	-
2023-02-25	285.3	255.6	246.4	-	-	-
2023-02-26	287.6	256.6	245.8	-	-	-
2023-02-27	291.4	258.9	251.3	-	-	-

- Valores confirmados para ejecución
- Valores calculados por Vates
- Control: Confirmando > Calculado Vates.
- Control: Indiferente.
- Control: Confirmando < Calculado Vates.
- No aplica sistema de control

Fig. 3: Valor del Agua Embalsada

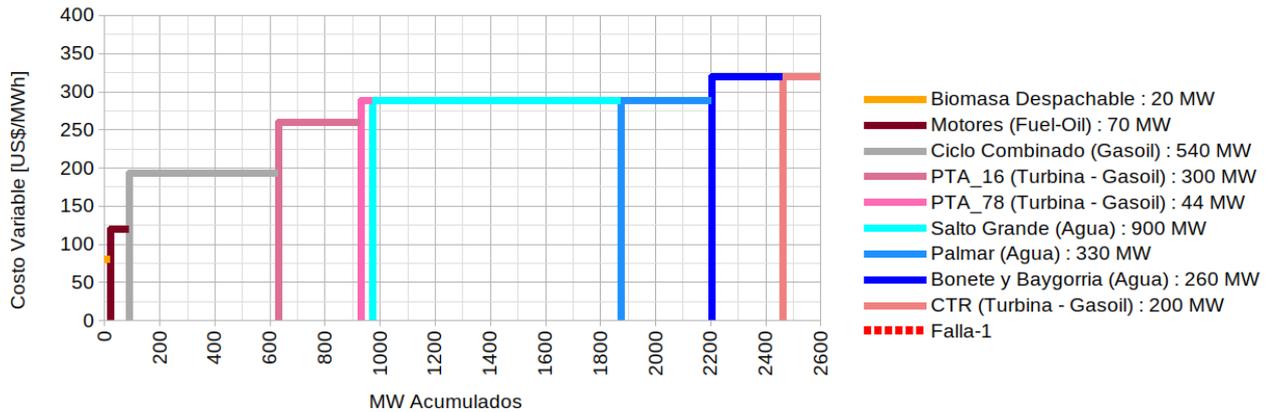


Fig. 4: Orden de mérito de los recursos con Costo Variable mayor que cero (@21/2/2023)

En cualquier hora del día del ejemplo (21/2/2023), los Operadores del SIN, restarán del valor de la Demanda la energía disponible de los recursos de costo variable nulo (forzamientos, eólica, solar y biomasa auto-despachada) calculando así lo que se conoce como La Demanda Neta y usando el Orden de Mérito de la Fig.4 darán las órdenes de despacho correspondientes. A modo de ejemplo si la Demanda esperada para la hora 18:00 fuera de 1800 MW y la suma de los recursos de costo variable nulo fuera 200 MW, se deberán despachar 1600 MW de recursos con Costo Variable mayor que cero. De acuerdo con el Orden de Mérito se deberán despachar toda la potencia disponible de las centrales: la Biomasa Despachable, Motores, Ciclo Combinado, PTA\_16 y PTA\_78 y lo necesario de la central Salto Grande para completar los 1600 MW. En este ejemplo, la central que quedaría marginando es Salto Grande y el Costo Marginal de Generación sería 288.2 US\$/MWh. En el ejemplo, los recursos PTA\_78, Palmar y Salto Grande tienen el mismo Costo Variable por lo que son "intercambiables" en el Orden de Mérito y el Operador despachará los mismos en el orden que resulte más seguro y sencillo para la operación en tiempo real.

## 1.7. Precio Spot y Contratos

Al finalizar el mes, la ADME sanciona El Precio Spot de la energía para cada una de las horas del mes como el Costo Marginal de Generación de la hora con un precio techo de 250 US\$/MWh. Este precio techo es fijado por el Poder Ejecutivo.

El Precio Spot, es utilizado para valorizar todas las inyecciones y extracciones de energía en cada una de las horas del mes. De esa valorización, los Participantes que inyectan energía resultarán con créditos sobre el mercado y los que retiran energía con débitos. Si no hubiera contratos, esas valorizaciones serían directamente los montos a cobrar/pagar por cada participante.

La ADME publica todas las horas un pronóstico del Precio Spot como se muestra en la Fig.5.

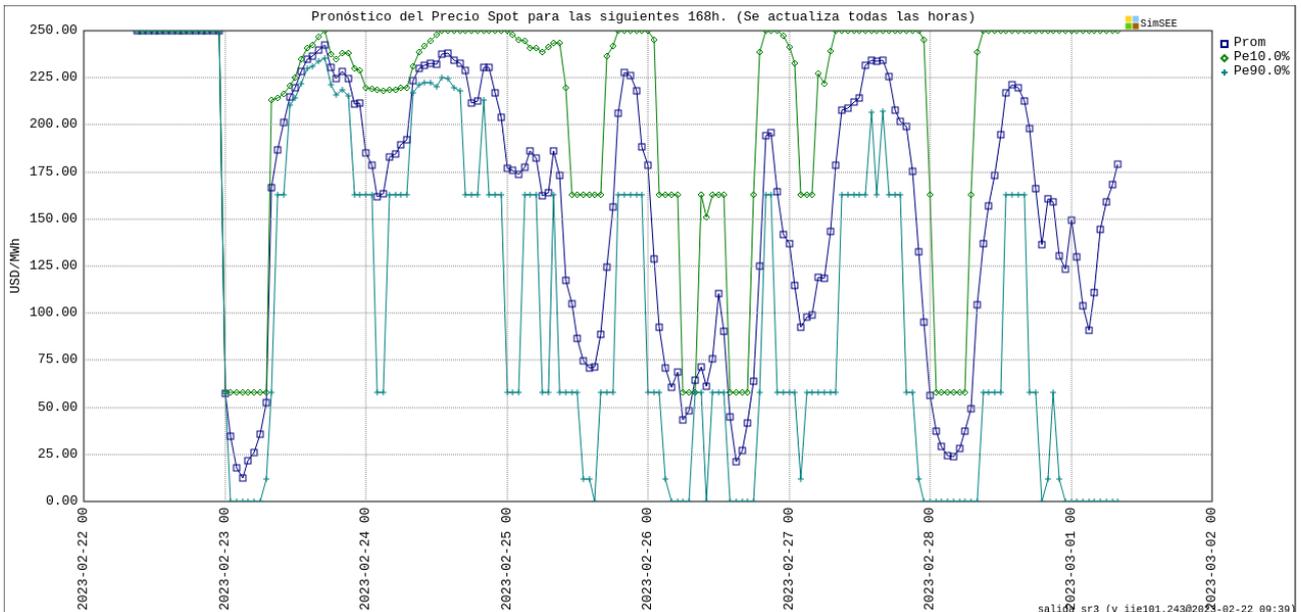


Fig. 5: Ejemplo de Pronóstico del Precio Spot para las siguientes 168 horas

Como se puede apreciar, el Precio Spot presenta una volatilidad importante yendo desde valores nulos cuando abundan los recursos eólico y solar a valores igual al precio techo cuando estos recursos escasean y la Demanda es alta. Esta volatilidad del precio de la energía en el Spot, se traduce en una alta volatilidad en los potenciales ingresos de los generadores y de los pagos de los consumidores. Dado que los riesgos son complementarios, los contratos entre generadores y consumidores, fijando un precio fijo por la energía transada en el contrato, sirven como instrumentos de mitigación de riesgo.

Al cerrar el mes, la ADME valoriza las energías inyectadas y retiradas al Precio Spot de cada hora y resta de las mismas la energía pactada en contratos entre las partes, reduciendo de esa forma el total a cobrar/pagar por cada Participante por sus inyecciones/extracciones en el Mercado Spot.

La ADME mediante simulaciones calcula la exposición a pagos en el Spot de cada Participante, teniendo en cuenta los contratos que tenga el mismo para los siguientes doce meses y como forma de garantizar los pagos, debe exigir a los Participantes mantener una garantía igual a la suma de los dos meses con mayor exposición.



## 2. Programación de la operación

La ADME realiza la Programación de la Operación (planificación del uso de los recursos de generación para el abastecimiento de la Demanda) en diferentes horizontes temporales, Largo Plazo (próximos años), Mediano Plazo (próximos meses) y Corto Plazo (próximas horas y días).

La Programación de Largo Plazo tiene por objetivo detectar si está asegurado el abastecimiento de la Demanda futura en base a la proyección del crecimiento de la Demanda, los retiros de plantas generadoras por obsolescencia y los ingresos de nuevas plantas de generación de los proyectos que estén informados. En caso de detectar que existe riesgo futuro de abastecimiento, la ADME debe informar al Poder Ejecutivo y de ser necesario puede realizar licitaciones para lograr que se instalen nuevas plantas de generación.

La Programación de Mediano Plazo, tiene por objeto valorizar el agua de los lagos en un horizonte temporal que abarque los cambios de estaciones y generar las previsiones de consumos de Fueloil y Gasoil, previsiones que son necesarias para que Ancap pueda realizar las importaciones necesarias para suministrar dichos combustibles.

La Programación de Corto Plazo, tiene por objeto generar el Orden de Mérito para disponer así de las consignas necesarias para la operación real del sistema. Para esta etapa de la programación resultan indispensables los pronósticos de Demanda, aportes hidráulicos a las represas, generación eólica y solar.

### 2.1. Pronósticos

#### a) Pronósticos de Demanda.

La Demanda tiene una dependencia importante con la temperatura siendo mayor a temperaturas bajas y altas dado que al apartarnos de la temperatura de confort gastamos energía para calefaccionar o refrigerar los ambientes. La Demanda también depende fuertemente del nivel de actividad, siendo mayor los días hábiles que los fines de semana y días feriados.

ADME ha desarrollado su propio modelo de pronóstico de Demanda que permite disponer de la previsión probabilística del comportamiento dado el pronóstico de temperatura y los tipos de día a considerar según el calendario. Una descripción del modelo puede consultarse en [1]

#### b) Pronóstico de Caudales

La generación hidroeléctrica de Uruguay anual varía entre los 3500 y 10000 GWh según las lluvias del año. Lo que no es cubierto con hidroelectricidad debe ser generado con otro recurso y por lo tanto esa volatilidad tan importante en el recurso hidroeléctrico se traduce en una volatilidad importante en la generación en base a gasoil y fuel oil. El régimen de lluvias de Uruguay está condicionado por el índice iN34 que mide la anomalía de la temperatura superficial del océano Pacífico en la región conocida como N3.4. Este condicionamiento se ha incorporado en los modelos



de ADME en base al trabajo en conjunto con el IMFIA [2]. Este modelado permite incorporar la información de los pronósticos del iN34 generados por los centros de investigación internacionales en los modelos estocásticos que generan las series sintéticas de caudales que utilizamos en las simulaciones en las programaciones de Mediano y Corto Plazo. En ADME consideramos los pronósticos del iN34 publicados en:

<https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/>

En el Corto Plazo, se dispone de ensembles de pronósticos de precipitaciones (generados por modelos globales de la atmósfera como GFS o ECMWF) y de un modelo de cuencas desarrollado en conjunto con el IMFIA [3]. En los trabajos [4] y [5] se explica la metodología para la integración de la información de los ensembles de pronóstico en las herramientas de simulación utilizadas en ADME para la programación del despacho.

### **c) Pronósticos de generación eólica y solar**

Los pronósticos de generación de energía eólica son de primordial importancia para la programación del despacho de Corto Plazo en Uruguay. En particular los mismos determinan en la práctica la necesidad o no del despacho de las centrales térmicas en los días siguientes y sobre todo determinan la conveniencia o no de despachar el Ciclo Combinado, central que por su porte y restricciones de mínimo técnico solo resulta conveniente su despacho si se pronostican días con baja producción eólica.

ADME tiene contratado a la empresa Meteoblue los pronósticos de las variables meteorológicas (velocidad de viento a 80m, radiación solar, temperatura, presión, etc.) en las locaciones de cada uno de los generadores eólicos y solares distribuidos en el territorio Nacional. Estos pronósticos se bajan dos veces por día y suministran las series horarias para los siguientes 10 días esperadas para dichas variables. Estos pronósticos alimentan modelos desarrollados en ADME de los parques eólicos y solares para obtener así el pronóstico de energía disponible en cada central.

El trabajo [6] se muestra la aplicación de Redes Neuronales a la creación de modelos de pronósticos de las distribuciones de probabilidad de la generación a partir de los pronósticos de las variables meteorológicas y de las series reales de producción de los parques eólicos. La misma metodología es aplicable a las plantas de generación solar.

## 2.2. Robots Vates



Fig. 6: Robot Vates\_MP y Robot Vates\_CP

El proceso de programación de la operación es una tarea que se desarrolla en forma continua. Todo el tiempo está arribando nueva información sobre el estado del sistema como ser los valores registrados de la Demanda, de los caudales afluentes a las represas, qué unidades de generación están disponibles y cuales no y nueva información sobre los pronósticos de caudales hidráulicos, Demanda y generación eólica y solar. Para llevar esta tarea en ADME creamos dos Robot que se están ejecutando todo el tiempo.

### a) Robot Vates\_MP

El Robot Vates\_MP se ejecuta dos veces por día y optimiza el uso de los recursos en el horizonte de los siguientes tres meses. Para ello incorpora la información disponible sobre el estado actual del sistema y la última información disponible de pronósticos y optimiza la operación y simula 1000 crónicas (realizaciones de los procesos estocásticos representados), con paso diario (subdividido en Postes para representar adecuadamente las restricciones de potencia), la operación óptima de los siguientes tres meses.

Los resultados se publican en la web de ADME en la dirección:

<http://latorrex.adme.com.uy/vatesmp/?C=M;O=D>

Solo a modo de ejemplo en la Fig.1 se muestra la evolución prevista del lago de Rincón de Bonete en valor esperado y para diferentes cortes de probabilidad.

El Vates\_MP genera la Política de Operación de Mediano Plazo que le sirve de inicialización a Vates\_CP como se describe más adelante.

De la información generada por Vates\_MP, la más usada es la Política de Operación que la necesita el Vates\_CP (para tener información del futuro), la evolución prevista de la cota del lago de



Rincón de Bonete y la previsión de consumos de gasoil y fueloil (necesarias para programar las importaciones de combustibles para las que se precisan por lo menos 45 días de antelación).

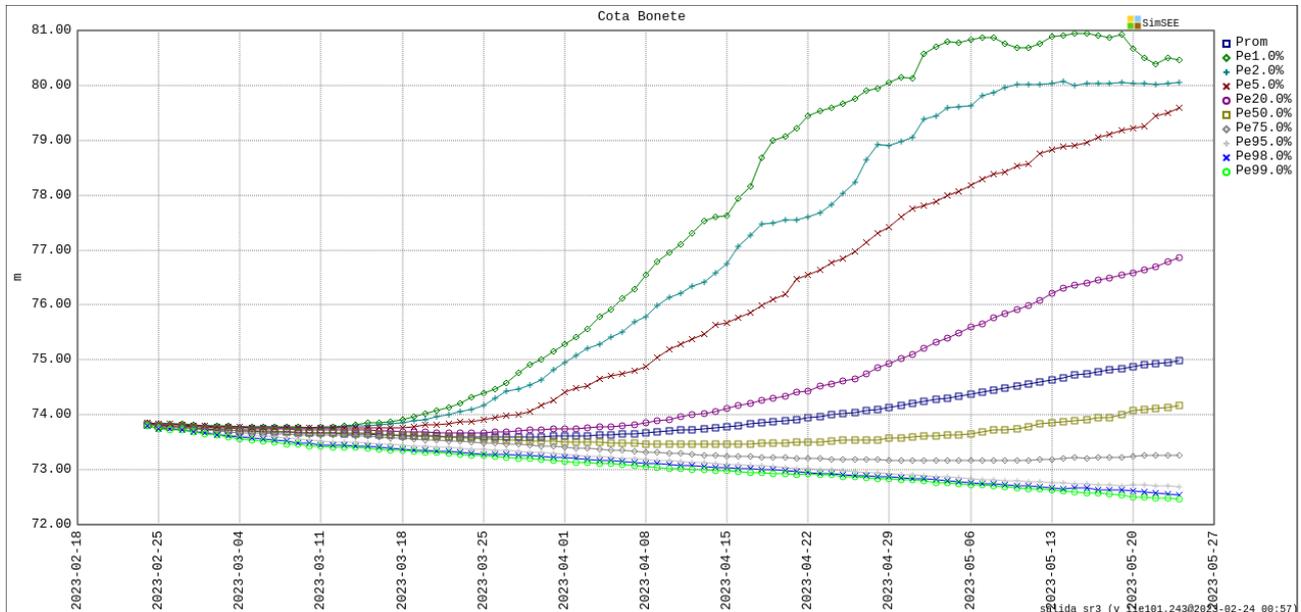


Fig. 7: Evolución prevista de la cota del lago de Bonete (VATES\_MP@24/2/2023)

## b) Robot Vates\_CP

Vates\_CP, se ejecuta todas las horas asimilando la información disponible del estado del sistema y de los pronósticos y optimiza y simula la operación de las siguientes 240 horas con detalle horario. Todas las horas, al finalizar la simulación, Vates\_CP publica la información en la web de ADME. A modo de ejemplo, la Fig.5 corresponde a una salida de Vates\_CP que se actualiza todas las horas en <https://adme.com.uy>

En la misma página se publica el gráfico de la previsión de la generación por fuente como se muestra en la Fig.8. Haciendo click sobre la figura se accede al juego completo de salidas de Vates\_CP correspondientes y se puede navegar para ver los resultados de las simulaciones de horas previas.

Es de la información de Vates\_CP que sale la información que determina el Orden de Mérito con el que se realizará la operación del sistema. En particular, los valores del agua se presentan en una tabla (ver Fig.3 ) que es actualizada todas las horas por Vates\_CP.

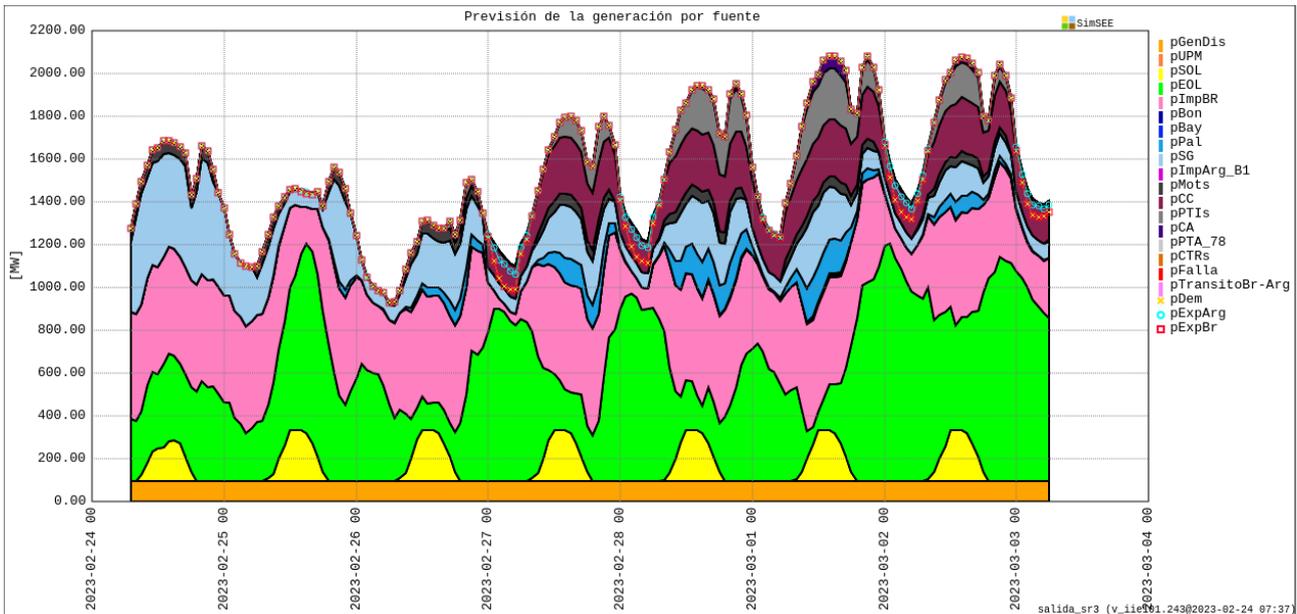


Fig. 8: Previsión de la generación por fuente en valor esperado (Vates\_CP@24/2/2023 07:37)

### c) Robot Vates\_OI

Este Robot está en proceso de puesta en marcha y resolverá con paso diezminutal el despacho de las siguientes veinticuatro horas asimilando información del pronóstico de generación solar en ese horizonte suministrado por procesamiento de imágenes satelitales por el Laboratorio de Energía Solar del Uruguay. Este Robot permitirá tener información en tiempo cuasi-real útil para prever los recursos necesarios para mantener el balance instantáneo de potencia.



## 3. La Maldición de Bellman y Vates inteligentes

La operación óptima de un sistema con capacidad de almacenamiento de energía (agua embalsada) cae dentro de la categoría de operación óptima de sistemas dinámicos y en teoría de control es lo que se conoce como un Problema de Programación Dinámica Estocástica. En 1957 Richard Bellman en el trabajo [7] presentó una solución elegante (y simple) al la solución del problema de obtener la Política Óptima de control de un sistema dinámico método que se conoce como La Recursión de Bellman.

Dado que las decisiones del presente afectan el futuro, la Política Óptima, por ejemplo del uso del agua de un lago, es aquella que equilibra los beneficios por usar el agua en el presente (por dejar de usar gasoil por ejemplo) contra el sobre-costado del futuro porque no dispondrá de esa agua.



### 3.1. Estado del sistema y modelo del sistema

Por Estado  $X$  se entiende el vector de información que contiene todo lo relevante del pasado del sistema para calcular su comportamiento futuro si además se conocen las entradas futuras del sistema.

Para modelar el sistema, se debe lograr una ecuación que describa la Evolución del Estado en cada paso de tiempo  $k$  si se conoce el Estado  $X_k$  al inicio del paso de tiempo, el vector de entradas no controlables  $r_k$ , el vector de control  $u_k$ . La Ecuación de Evolución tiene la forma:

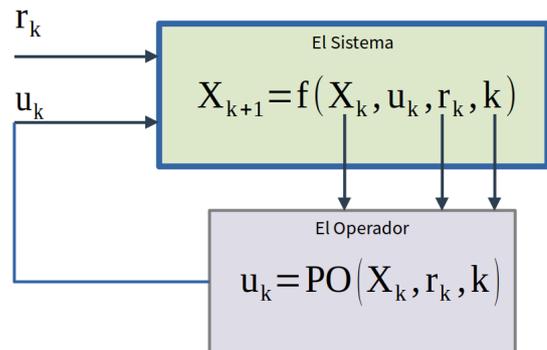
$$X_{k+1} = f(X_k, u_k, r_k, k), \quad (1)$$

Para completar el modelo se precisa la ecuación que nos permita calcular el costo incurrido en cada paso de tiempo (o etapa) que tendrá la forma:

$$c_k = c(X_k, u_k, r_k, k), \quad (2)$$

Llamamos Política de Operación, al conjunto de reglas/criterios que le permiten al Operador fijar el vector de control  $u_k$  si conoce el estado al inicio del paso y las entradas no controlables. Dicha ecuación tendrá la forma:

$$u_k = PO(X_k, r_k, k), \quad (3)$$



La Fig.9 muestra el diagrama de bloques. Un bloque con El Sistema que es atacado por los vectores de entradas  $r_k$  y  $u_k$  y el bloque de El Operador que realimenta al sistema utilizando una Política de Operación.

El Costo Futuro (o costo de la operación futura) puede calcularse a partir de (2) mediante la suma:

$$CF(X, k) = \sum_{h=k}^{\infty} q^{h-k} c_h, \quad (4)$$

Donde  $c_h$  corresponde a los costos de cada paso calculados con (2) y el factor  $q$  es un factor de actualización del dinero de forma que la suma representa el valor presente del costo futuro de operación.

### 3.2. Política Óptima

Dada cualquier función del tipo (3) podemos usarla como Política de Operación y simulando la operación del sistema, con esa Política y para muchas realizaciones posibles de las entradas no controlables, calcular el valor esperado del Costo Futuro (4) en el conjunto de simulaciones

$\langle CF(X, k) \rangle_{\{r'_k, r'_{k+1}, \dots\}}$ . Diremos que una Política de Operación es mejor que otra si resulta en un menor Costo Futuro esperado.

El problema de encontrar una Política Óptima se plantea entonces como la búsqueda de la función del tipo (3) que minimiza el valor esperado del Costo Futuro.

$$\min_{PO} \langle CF(X, k) \rangle_{\{r_k^j, r_{k+1}^j, \dots\}_j}, \quad (5)$$

### 3.3. La recursión de Bellman

Richard Bellman publicó en 1957 el libro Dynamic Programming [7] en el que plantea un método elegante para la determinación de una Política Óptima. El método se basa en observar que la sumatoria (4) que permite calcular el Costo Futuro para una trayectoria, puede descomponerse en el costo de etapa del primer paso más el Costo Futuro de la misma trayectoria desde el estado alcanzado al final del primer paso, multiplicado por el factor de actualización  $q$  :

$$CF(X_k, k) = c_k + q CF(X_{k+1}, k+1), \quad (6)$$

donde  $X_{k+1}$  se calcula con la ecuación de evolución de estado (1).

Considerando el valor esperado sobre el conjunto de simulaciones se puede replantear el problema de optimización (5) como:

$$CF(X_k, k) = \left\langle \min_{u_k} \left[ c(X_k, u_k, r_k^j, k) + CF(X_{k+1}, k+1) \right] \right\rangle_{\{r_k^j\}_j}, \quad (7)$$

Observar que así planteado el problema, puede leerse como: Si conozco el Costo Futuro  $CF(X_{k+1}, k+1)$  correspondiente a la operación óptima para cualquier estado  $X_{k+1}$  a partir del paso de tiempo  $k+1$  entonces, si puedo suponer al inicio del paso  $k$  conocidas las entradas no controlables  $r_k^j$ , puedo calcular el Costo Futuro correspondiente a la operación óptima a partir del estado  $X_k$  al inicio del paso  $k$  resolviendo (7).

Este algoritmo es el que se conoce como La Recursión de Bellman y permite calcular, caminando hacia atrás en el tiempo la función  $CF(X, k)$  a partir de la función  $CF(X, k+1)$ .

Observar que al resolver el problema de minimización, dado un valor de las entradas no controladas  $r_k^j$ , se obtiene el control óptimo y por tanto:

$$u = \arg \min_u \left[ c(X_k, u, r_k^j, k) + CF(X_{k+1}, k+1) \right], \quad (8)$$

Es una Política de Operación óptima. En resumen, la información necesaria para determinar la Política de Operación se encuentra en la función de Costo Futuro  $CF(X, k)$ . Observar que en la resolución de (8) el resultado no cambia si sumamos una constante a la función  $CF(X, k)$  y

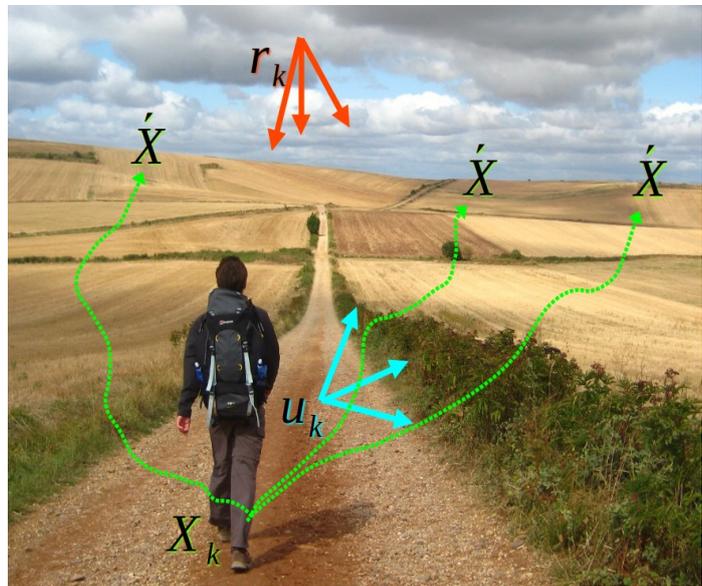


Fig. 10: Minimizar costo de etapa más Costo Futuro desde el estado alcanzado al final de la etapa.

por tanto podemos decir que la información relevante para la Política de Operación óptima (la que se obtiene resolviendo (8) se encuentra en las variaciones  $\delta CF$  al final del paso de tiempo ocasionada por las variaciones del estado  $\delta X$  durante el paso de tiempo. Este resultado, puede expresarse en forma simple con la ayuda de la Fig.10 . Imagine que el Caminante es El Sistema y que se encuentra en una posición dada  $X_k$  al inicio del paso de tiempo  $k$  . Y que resolver el despacho en el paso de tiempo implica caminar hasta el horizonte. Imagine también que la altura del horizonte corresponde al valor esperado de la operación óptima futura una vez alcanzado cada punto (estado) del horizonte. Entonces, el problema de minimización no es otra cosa que buscar el vector de control  $u_k$  que minimiza la suma del costo de caminar hasta el horizonte (costo de etapa) más la altura del horizonte (costo futuro a partir del lugar alcanzado).

En la misma publicación Bellman establece que el algoritmo padece de lo que hoy llamamos La Maldición de la Dimensionalidad de Bellman. Esta maldición surge de la explosión combinatoria de los casos a resolver para lograr construir para cada paso de tiempo la representación de  $CF(X, k)$  resolviendo (7). Suponga que la dimensión del espacio de estados es  $N_x$  y que cada dimensión se discretiza por ejemplo en 10 posiciones y que el espacio del vector de entradas no controladas tiene dimensión  $N_r$  y que cada dimensión se discretiza en 5 posiciones. Si además la cantidad de pasos de tiempo a resolver es  $N_k$  . Habrá entonces que resolver  $10^{N_x} \times 5^{N_r} \times N_k$  veces el problema de minimización (8). Como se puede observar, cada variable de estado multiplica la cantidad de problemas a resolver por la cantidad de posiciones en que se discretice dicha variable (lo mismo con la exploración del espacio de entradas no-controlables) y la obtención de la Política de Operación usando la recursión de Bellman se vuelve rápidamente intratable.

Desde siempre, los operadores de los sistemas de generación hemos luchado contra la Maldición de Bellman. Es esta la principal razón por la que la Programación de la Operación se maneja en diferentes horizontes temporales (largo, mediano y corto plazo) de forma de utilizar paso de tiempo mayor y menor dimensión del estado en el Largo Plazo, e ir aumentando el grado de detalle hacia el corto plazo. La Política de Operación (función de Costo Futuro) del Largo Plazo  $CF_{LP}(X^{LP}, k^{LP})$  , sirve de inicialización de la función de Costo Futuro al final del horizonte de Mediano Plazo  $CF_{MP}(X^{MP}, k_{Final}^{MP} + 1) \Leftarrow CF_{LP}(\dots)$  para iniciar a partir de ahí (caminando hacia atrás en el tiempo) la recursión de Bellman que nos permite calcular  $CF_{MP}(X^{MP}, k^{MP})$  que a su vez sirve de inicialización de la función de Costo Futuro para aplicar la recursión de Bellman en el horizonte de corto plazo. En las décadas pasadas, los operadores de sistemas con muchos embalses (variables de estados) eran los más afectados por este problema. En la actualidad con la incorporación masiva de energías eólica y solar, que agregan variabilidad a escalas diarias y horarias, cualquier almacén de energía pasa a ser relevante aumentando por consiguiente la cantidad de variables de estado a manejar.

De las herramientas actualmente en uso se destacan:

- SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming. Amplio uso en Brasil (sistema con muchos embalses). Es un arma elegante para la lucha contra la maldición de Bellman. Pero al tener que representar lo estocástico pierde el poderío.
- Plexos: utiliza la técnica conocida como "Rolling Horizons". Esta técnica implica la exploración por simulaciones de un horizonte de tiempo, seleccionar una acción a tomar, avanzar un paso de tiempo y repetir el proceso. Resuelve bien la operación de sistemas con constantes de tiempo similares a la de los pronósticos, pero no es bueno obteniendo la política de operación de sistemas con grandes lagos.

- SimSEE: Utiliza la recursión clásica de Bellman por lo que sufre de la Maldición, pero tiene una tecnología de modelos estocásticos de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH) que le permite introducir reducciones en el espacio de estado de los procesos estocásticos y también asimilar en forma sencilla la información de pronósticos de los mismos.
- SimSEE+Tractorcito: En etapa de pruebas, utiliza técnicas de aprendizaje automático para construir una Política de Operación en base a un bucle de aprendizaje continuo.

### 3.4. El Tactorcito, VatesIA\_MP y VatesIA\_CP

En 2020 se finalizó el proyecto de investigación: ANII-FSE\_1\_2017\_1\_144926 - "Planificación de inversiones con energías variables, restricciones de red y gestión de demanda" del Fondo Sectorial de Energía ANII(2018-2020), proyecto que rebautizamos como "El Tractorcito". Página web: <https://simsee.org/investigacion/tractorcito.html>.

Imagínese algo parecido a lo de la Fig.10, pero que el terreno es escabroso, lleno de obstáculos, cañadas, etc. y que entonces, en lugar de ir a pié va en un Tractor (una máquina todo-terreno). El proyecto crea un ambiente de simulación, usando la plataforma SimSEE, en la que un agente (el individuo con el tractor) tiene una Política de Operación y se le permite entonces "ensayar" e ir aprendiendo en base a la experiencia cómo mejorar su Política de Operación.

Esta nueva plataforma SimSEE+Tractorcito fue aplicada con éxito al modelado y simulación del conjunto de países Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay [8]. El sistema se modeló con 76 variables de estado (75 embalses más el índice iN34).

En la actualidad, en ADME ya tenemos operando en paralelo con los Robots Vates\_MP y Vates\_CP los Robots VatesIA\_MP y VatesIA\_CP, que son las versiones con "Inteligencia Artificial" aplicando la plataforma SimSEE+Tractorcito en lugar de la recursión de Bellman.

En particular, el Robot VatesIA\_CP utiliza un modelo con detalle horario de la Central de Ciclo combinado que tiene representadas como variables el proceso de purgado del circuito de vapor y de calentamiento de la turbina de vapor, modelo que ya es prohibitivo su uso en la versión clásica Vates\_CP debido a la Maldición de Bellman.

## 4. Referencias

- [1] E. Cornalino, V. Camacho, D. Vallejo, G. Gaggero, and V. Groposo, "Probabilistic Modeling for the Uruguayan electrical load: present capacity and current improvements," in *2021 IEEE URUCON*, Montevideo, Uruguay, Nov. 2021, pp. 351–354. doi: 10.1109/URUCON53396.2021.9647223.
- [2] F. Maciel, R. Terra, and R. Chaer, "Economic impact of considering El Niño-Southern Oscillation on the representation of streamflow in an electric system simulator: ECONOMIC IMPACT OF CONSIDERING ENSO IN AN ELECTRIC SYSTEM SIMULATOR," *Int. J. Climatol.*, vol. 35, no. 14, pp. 4094–4102, Nov. 2015, doi: 10.1002/joc.4269.



- [3] A. De Vera, P. Alfaro, and R. Terra, “Operational Implementation of Satellite-Rain Gauge Data Merging for Hydrological Modeling,” *Water*, vol. 13, no. 4, p. 533, Feb. 2021, doi: 10.3390/w13040533.
- [4] G. Flieller and R. Chaer, “Introduction of ensemble based forecasts to the electricity dispatch simulator SimSEE,” in *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, 2020.
- [5] De Vera, A.; Flieller, G.; Crisci, M.; Chaer, R.; Terra, R., “Integración de Ensamblados de Pronósticos Hidrológicos a las Herramientas de Operación del Sistema Eléctrico en Uruguay,” Jan. 2020, [Online]. Available: <http://enerlac.olade.org/index.php/ENERLAC/article/view/122/147>
- [6] D. Vallejo and R. Chaer, “Mixture Density Networks per hour-month applied to wind power generation forecast,” in *2021 IEEE URUCON*, 2021, pp. 500–503. doi: 10.1109/URUCON53396.2021.9647384.
- [7] R. Bellman, *Dynamic Programming*. Princeton University Press, 1957.
- [8] R. Chaer, I. Ramirez, V. Camacho, X. Caporale, and G. Casaravilla, “Learning the optimal joint operation of the energy systems of Uruguay, Brazil, Paraguay and Argentina,” in *2022 IEEE PES Generation, Transmission and Distribution Conference and Exposition – Latin America (IEEE PES GTD Latin America)*, La Paz, Bolivia, Oct. 2022, pp. 1–6. doi: 10.1109/IEEEPESGTDLatinAmeri53482.2022.10037786.