

Desarrollo de modelos híbridos para la optimización de la gestión energética de una red eléctrica con conexión a línea de suministro, generación mediante fuentes renovables, almacenamiento y consumo

Sabor, Mauricio
msabor@itba.edu.ar

De Bernardez, Leopoldo
ldb@itna.edu.ar

Jones, Alan Aeron
ajones@itba.edu.ar

Vilaboa, Iván
ivilaboa@itba.edu.ar

*Escuela de Ingeniería y Gestión, Instituto Tecnológico de Buenos Aires
Eduardo Madero 399, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, C1106ACD*

Fecha de recepción: 14/06/2019

Fecha de aprobación: 21/10/2019³

RESUMEN

Se desarrolló un modelo híbrido para la gestión de la energía de una red eléctrica con conexión a línea de suministro, generación mediante fuentes renovables y no renovables, almacenamiento en baterías, producción de hidrógeno y consumo. El modelo permite no solamente optimizar el desempeño de la red eléctrica propuesta sino también analizar instalaciones de producción y acumulación de energía considerando la oferta y la demanda, los costos involucrados y los precios de compra y venta de energía a la red.

Se utilizaron modelos analíticos para la estimación de la generación eólica y solar fotovoltaica teniendo en cuenta variables meteorológicas. Para la acumulación en baterías se consideraron las curvas de carga y descarga y para la generación de hidrógeno las curvas características de electrolizadores a alta presión. El modelo completo incluye agentes para la toma de decisiones como compra y venta de energía a la red, acumulación en baterías o producción de hidrógeno.

Se verificó la validez del modelo y las lógicas utilizadas planteando diversos escenarios, en los que fue posible observar las fluctuaciones en la generación, la acumulación y el consumo.

El modelo puede ser aplicado a diversos casos, gestionando decisiones en redes existentes o permitiendo dimensionar proyectos en función de la demanda prevista y de la decisión de incorporar diferentes tipos de sistemas de generación y acumulación de energía eléctrica.

Palabras Claves: Gestión energética, simulador, modelo híbrido

³ **Primer Premio**; categoría: Gestión de Operaciones y Logística; XII COINI (Río Gallegos, 2019)

Development of hybrid models for the optimization of the energy management of an electrical network with connection to the grid, generation through renewable sources, storage and energy consumption

ABSTRACT

A hybrid model was developed for the energy management of a power system with connection to the grid, generation through renewable and non-renewable sources, battery storage, hydrogen production and energy consumption. The model allows not only to optimize the performance of the proposed power system but also to analyze energy production and accumulation facilities considering the supply and demand, the costs involved and the prices of buying and selling energy to the grid.

Analytical models were used to estimate wind and solar photovoltaic generation taking into account meteorological variables. For the storage in batteries, typical charge and discharge curves were considered and characteristic curves of high pressure electrolyzers were used for hydrogen generation.

The complete model includes agents for decision making such as buying and selling energy to the grid, accumulation in batteries or hydrogen production. The validity of the model and the logics used were verified by proposing various scenarios, in which it was possible to observe the fluctuations in generation, accumulation and consumption.

The model can be applied to various cases from optimizing decisions in existing networks to allowing projects to be sized based on the expected demand and supporting the decision to incorporate different types of electricity generation and accumulation systems.

Keywords: Energy management, simulator, hybrid model

Desenvolvimento de modelos híbridos para otimização da administração de energia de uma rede elétrica com conexão à rede, geração através de fontes renováveis, armazenamento e consumo de energia

RESUMO

Um modelo híbrido foi desenvolvido para o gerenciamento de energia de um sistema de energia com conexão à rede, geração através de fontes renováveis e não renováveis, armazenamento de baterias, produção de hidrogênio e consumo de energia. O modelo permite não apenas otimizar o desempenho do sistema de energia proposto, mas também analisar as instalações de produção e acumulação de energia considerando a oferta e a demanda, os custos envolvidos e os preços de compra e venda de energia para a rede.

Modelos analíticos foram utilizados para estimar a geração fotovoltaica eólica e solar, levando em consideração variáveis meteorológicas. Para o armazenamento em baterias, foram consideradas curvas típicas de carga e descarga e curvas características de eletrolisadores de alta pressão para geração de hidrogênio.

O modelo completo inclui agentes para a tomada de decisões, como compra e venda de energia para a rede, acúmulo de baterias ou produção de hidrogênio. A validade do modelo e as lógicas utilizadas foram verificadas propondo vários cenários, nos quais foi possível observar as flutuações na geração, acumulação e consumo.

O modelo pode ser aplicado a vários casos, desde a otimização de decisões nas redes existentes até o dimensionamento dos projetos com base na demanda esperada e o apoio à decisão de incorporar diferentes tipos de sistemas de geração e acumulação de eletricidade.

Palavras chave: Administração de energia, simulador, modelo híbrido.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de generación distribuida, especialmente los basados en energías renovables, requieren estrategias de control y adecuación a la red interconectada a fin de disminuir posibles impactos negativos [1, 2]. También deben ser tenidos en cuenta algunos aspectos específicos como las necesidades de almacenamiento [3], la disponibilidad de los recursos [4-6], la influencia de factores meteorológicos [7] y la metodología utilizada para la determinación de la tarifa eléctrica. [8,9]. Todos estos aspectos deben ser atendidos si se quiere lograr una adecuada gestión de la energía.

Teniendo en cuenta la importancia de las fuentes de energías renovables para disminuir el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero provocadas por la utilización de combustibles fósiles, se han desarrollado diversos modelos para simular el desempeño de sistemas de generación eléctrica basados en energía eólica y solar fotovoltaica entre otras. [10,11]

Por su parte, los modelos basados en agentes han demostrado ser una herramienta apropiada para desarrollar sistemas de gestión de la energía [12,13]. Por este motivo, el modelo desarrollado incluye agentes para la optimización de redes inteligentes a partir de una correcta formulación de la topología del sistema [14]. Para el desarrollo del proyecto se decidió utilizar datos de consumo de la Sede Distrito Tecnológico a lo largo de siete días mediante un multimedidor que pudo ser instalado en el lugar. Los datos se anualizaron considerando los valores pico, valle y resto reportados por EDESUR en las facturas eléctricas mensuales y fue posible utilizar ambos conjuntos de los datos como entrada del modelo desarrollado.

2. DESARROLLO DEL MODELO

2.1 Herramientas utilizadas

El modelo analítico para la estimación de la generación solar fotovoltaica tiene en cuenta variables meteorológicas y las variaciones de temperatura del panel [15,16]. Para la generación de energía eólica se calculó la potencia a partir del flujo másico que atraviesa el área barrida por las palas del rotor y ajustando los datos reportados de velocidad del viento a la altura real del generador [17].

Para la acumulación en baterías se consideraron las curvas de carga y descarga de las mismas, y para la modelización de la generación de hidrógeno se utilizaron datos experimentales del electrolizador desarrollado en el ITBA [18]. Se decidió definir que el electrolizador modelizado funcione con un régimen de operación fijo para el cual se conoce experimentalmente la potencia consumida y la eficiencia del proceso.

Para el desarrollo del modelo híbrido para la gestión energética se decidió utilizar el software *Anylogic*, no solo debido a su gran versatilidad a la hora de realizar modelos multiparadigmas sino también a su difusión en distintos ámbitos asociados a la ingeniería industrial. En este caso se encontró que la librería de modelización basada en agentes, en conjunto con la de dinámica de sistemas de *Anylogic*, resultaban suficientemente extensas para poder desarrollar el modelo en cuestión.

El modelo desarrollado se plantea como un simulador que contiene una conceptualización basada principalmente en el paradigma de Dinámica de Sistemas, con stocks y flujos de energía almacenada y transportada. Se caracterizaron los distintos elementos para que pertenezcan a un dado tipo de agente y se diferencien conceptualmente. Aunque se contempla un solo elemento de cada tipo, se ha elaborado el modelo mediante agentes que distinguen su operación según sean generadores, consumidores o acumuladores. Cada elemento del sistema calcula la respuesta dinámicamente y en forma autónoma en función de sus variables de entrada, la información del entorno y el requerimiento de flujo.

Aunque la gestión de la energía se realiza en forma centralizada, al haberse conceptualizado el modelo a nivel agente, las decisiones pueden ser tomadas individualmente en cada uno de ellos, posibilitando de esta manera simular interferencias y evaluar las diferencias emergentes de la toma de decisiones particulares o conjuntas. Por lo tanto, deja abierta la posibilidad de profundizar el paradigma basado en agentes al incorporar decisiones autónomas que dependen de la información que fluya entre ellos.

Como primer paso se procedió a identificar los agentes que formarían parte del modelo y definir cuáles serían las decisiones a tomar durante la simulación. Se decidió trabajar con 4 tipos de agentes, los que se detallan a continuación.

1 *Agentes del modelo*

- **Agentes consumidores:** Se identifican así todos los agentes del sistema que únicamente toman energía. Ejemplos de agentes consumidores son: el consumo en edificios, como el de la Sede Distrito Tecnológico del ITBA, y los electrolizadores, que consumen energía para producir hidrógeno y oxígeno que se destina en este caso a la venta sin realizar ningún tipo de reinyección energética al sistema.
- **Agentes generadores:** Al contrario que los consumidores, son todos los agentes que únicamente entregan energía al sistema. La generación Solar, Eólica y la obtenida a partir de recursos no renovables, como los generadores Diesel, son ejemplos de este tipo de agente.
- **Agentes buffer:** Son agentes híbridos entre consumidores y generadores, ya que actúan como uno u otro según en qué estado se encuentren. Presentan además la posibilidad de almacenar energía diferenciándose por completo de otro tipo de agente. Un ejemplo de este tipo de agente son las baterías, en particular las electroquímicas utilizadas en este modelo.
- **Agente red:** La red eléctrica que interconecta los distintos agentes generadores, consumidores y buffer actúa con lógicas particulares que lo hacen ser un tipo de agente diferente. Si bien en el modelo planteado se propone a la red eléctrica como un reservorio capaz de entregar y tomar cantidades ilimitadas de energía y que podría llegar a asemejarse a un agente del tipo buffer, la red eléctrica no cuenta con una unidad de almacenamiento y establece de manera diferente los costos de la energía, ya que está determinada por los organismos reguladores.

Definidos de esta manera, los agentes pueden interactuar entre sí en el entorno del simulador tomando la decisión de generar y entregar energía, almacenarla o consumirla según su propia capacidad y las distintas condiciones de contexto que van variando a lo largo de la simulación.

2 *Aplicación de la dinámica de sistemas:*

Para traducir al modelo de gestión las decisiones tomadas por los agentes se recurrió a la librería de Dinámica de Sistemas de *Anylogic*, que permite programar de manera simple y visualmente amigable la transmisión de energía mediante un sistema de stocks y flujos interconectados. Mientras los stocks representan sumideros donde se almacena la energía, los flujos portan la energía, como la generada por los agentes, modificando en consecuencia dichos stocks.

La interrelación entre los agentes se produce mediante los flujos que portan energía desde las fuentes hacia los sumideros procurando que no quede energía sin ser asignada. Las decisiones que debe tomar cada agente se encuentran en función de lo que ocurra en los demás agentes presentes en el modelo, de la información sobre los pronósticos que detallan cuál será la generación futura de cada uno de los generadores y también del consumo futuro de los distintos agentes de tipo consumidor. Un factor que

resulta determinante en estas decisiones son los precios actuales y futuros de la energía que pueden hacer que ciertos generadores entren o salgan de funcionamiento dependiendo de su costo de generación, así como también que los electrolizadores decidan generar hidrógeno en función del precio a pagar por la energía y el precio al que puedan venderse los gases producto de la electrólisis.

Para el desarrollo del modelo se partió de las siguientes premisas:

- La prioridad de asignación energética comienza por satisfacer la demanda de los agentes consumidores y luego abastecer a los agentes de tipo buffer, típicamente baterías, de la energía suficiente para prevenir su daño por agotamiento.
- Los agentes de tipo buffer en ningún caso pueden sobrepasar sus límites de carga y descarga.
- La red puede abastecer o entregar cantidades ilimitadas de energía salvo que se especifique una capacidad máxima impuesta por la entidad operadora o una condición técnica.
- La generación de hidrógeno se produce mediante el encendido completo de cada electrolizador. Esto quiere decir que deberán emplearse paquetes discretos de energía para activar el encendido de un número determinado de electrolizadores debiendo redistribuir la energía sobrante.

Para definir los generadores que entrarán en funcionamiento se comparan sus costos operativos contra los costos de compra de energía a la red, decidiendo operar únicamente aquellos que representan menores costos.

A su vez, el agente buffer verifica el estado de carga de las baterías y en función de ello toma la decisión de posicionarse en estado de carga o descarga, pudiendo en consecuencia complementar la energía provista por los generadores o requerir del sistema energía adicional a la ya demandada por los consumidores.

3 *Lógicas del modelo*

Las lógicas desarrolladas para el modelo de gestión tienen como finalidad definir las decisiones a tomar por parte de los agentes según su capacidad y las condiciones del contexto. Serán las encargadas de definir si un agente generador se pondrá en operación y entregará energía al sistema, así como también si las baterías se encontrarán en estado de carga o descarga y por ende entregando o demandando energía del sistema. También analizarán la posibilidad de encender los electrolizadores en función de los costos de la energía disponible y de asignar la energía sobrante a una posible venta a la red.

Las lógicas además limitan las decisiones a tomar para cumplir con las exigencias de las premisas definidas en el apartado anterior. Es por esto que el modelo funciona administrando energía de los agentes generadores para satisfacer las necesidades de los agentes consumidores y *buffer* pudiendo abastecerse, si fuera necesario, de energía entregada desde la red en caso de trabajar en un escenario de este tipo, en adelante *on grid*.

Para demostrar si se obtienen mejores resultados al aplicar las lógicas planteadas en el modelo, resultó propicio diseñar una corrida en la cual se tomen decisiones de manera simplificada. Esta alternativa se llamó corrida naive y funciona como referencia para poner a prueba la eficiencia de las decisiones tomadas siguiendo las nuevas lógicas planteadas llamadas en adelante "lógicas eficientes".

La comparación entre la corrida naive y la eficiente se da principalmente a través de indicadores de costos de compra de energía e ingresos producidos por la venta de energía a la red y gases obtenidos de la electrólisis en el período de tiempo estudiado.

Para confirmar que las lógicas eficientes resultan superadoras respecto a las lógicas *naive*, el valor neto entre ingresos y costos debe resultar superior para una corrida eficiente que para una *naive* en un mismo escenario de análisis lo que puede expresarse como:

$$Ingresos_{naive\ i} - Costos_{naive\ i} \leq Ingresos_{eficiente\ i} - Costos_{eficiente\ i} ; para\ cada\ escenario\ i \quad (1)$$

Cada escenario de análisis presenta valores inalterables de generación en función de datos meteorológicos, consumo y capacidad de almacenamiento. También deberá contar con igualdad de precio de compra y venta de energía a la red y precios de venta de gases producto de la electrólisis.

4 Lógicas Naive:

Con la priorización realizada, las lógicas naive que describen la toma de decisión para la asignación de la energía disponible de cada agente se detalla en el siguiente flujograma:

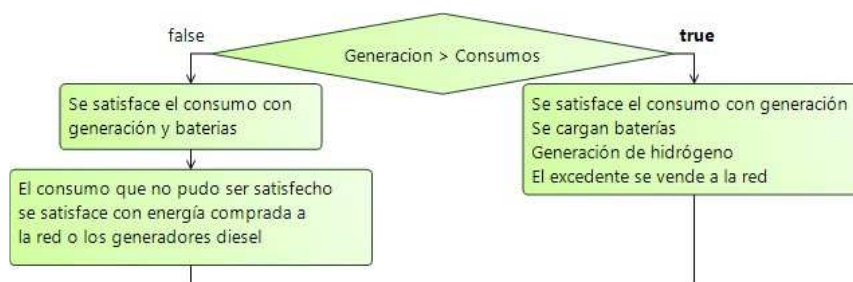


Figura 1 Lógica naive que asigna energía disponible

La variable “Generación” resulta de la suma de todos los agentes generadores que hayan sido seleccionados, mientras que “Consumos” resulta de sumar la demanda energética por parte de los agentes de tipo consumidores más el caso en que sea necesario cargar las baterías para no situarse en un estado de carga inferior al permitido.

En la rama derecha de la lógica, cuando la generación resulta mayor al consumo, se procede a la asignación de energía en el orden detallado hasta tanto no quede energía disponible, siendo en este caso la venta a la red la última opción, salvo que el costo de generación de gases sea mayor a su precio de venta. En la rama izquierda se procede según lo establecido en el diagrama.

5 Lógicas Eficientes:

Las lógicas eficientes difieren de las *naive* al tener en cuenta pronósticos de generación y consumo, así como precios actuales y futuros. Estas diferencias son las que resultan en la toma de decisión más eficiente por parte de los agentes, que se ven reflejados en resultados económicos positivos utilizados como indicadores comparativos entre ambas corridas.

Dentro de esta lógica se destacan dos diferencias principales:

- En caso de contar con una instalación con baterías, se realiza un análisis sobre posibles faltantes de energía a futuro y se decide almacenar en baterías el excedente de generación de este período para cubrir la mayor demanda a futuro, siempre y cuando sea más rentable. A su vez, se tienen en cuenta los precios futuros de venta de energía a la red para priorizar la carga de baterías demandando energía de la red en caso de ser rentable.
- Si se presenta un excedente de energía disponible tanto por generación como por exceso de carga en baterías, se reemplaza la asignación jerárquica de la lógica naive por un análisis de precios que determina si la utilidad marginal de generar hidrógeno es positiva. Para el cálculo de dicha utilidad se compara el precio al que podrían venderse los gases producto de la electrólisis realizada con esa energía contra el precio de venta de la energía a la red.

Para cada agente con energía disponible se corre la lógica representada en el siguiente flujograma:

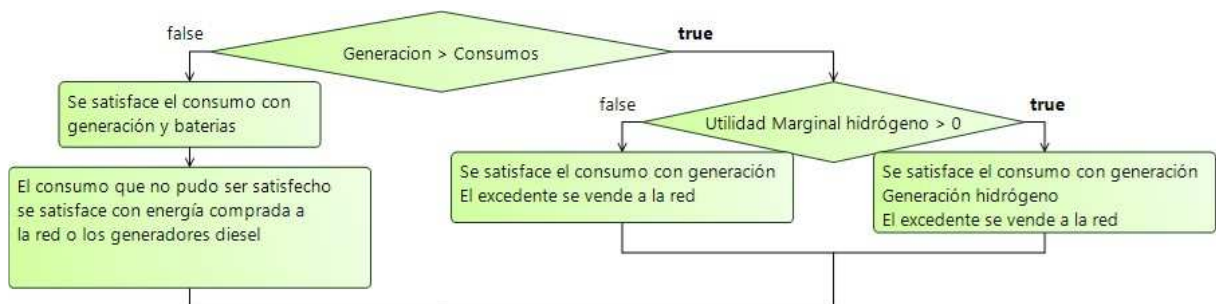


Figura 2 Lógica eficiente que asigna energía disponible

2.2. Datos de entrada al modelo:

El modelo presenta dos tipos de ingresos de datos, los datos característicos de los agentes y los parámetros que definen los escenarios

Los datos característicos de los agentes se encuentran definidos en una hoja de cálculo y son los que definen las propiedades principales de cada tipo. Para citar un ejemplo, en el caso de los paneles solares se encuentran cargados todos los datos provenientes de la hoja de datos de los módulos fotovoltaicos seleccionados para la simulación. Estos datos son necesarios para realizar los cálculos en los modelos adoptados y comentados previamente y definen la energía que se encontrará disponible en caso de poner al generador en operación.

A su vez, en esta hoja de datos se carga la información de pronóstico de consumo y datos meteorológicos. Los últimos, resultan necesarios para el cálculo del pronóstico de generación mientras que los primeros definen la demanda energética de los agentes consumidores en cada período.

Por último, también se encuentran cargados los precios de compra de energía a la red que actualmente resultan fijos por franjas horarias por no existir precios variables en la regulación actual del país. Conociendo las tendencias mundiales en los mercados que definen el precio de compra a la red mediante oferta y demanda, se prevé en un futuro trabajar con precios variables.

Los parámetros que definen los escenarios en las simulaciones realizadas son:

- Cantidad de paneles solares
- Cantidad de aerogeneradores

- Cantidad de generadores diesel
- Cantidad de baterías
- Cantidad de electrolizadores
- Precio de venta del gas hidrógeno [USD/m3]
- Precio de venta del gas oxígeno [USD/m3]
- Conectado a red

Las variables “precio de venta del gas hidrógeno” y “precio de venta del gas oxígeno” en conjunto determinan si la generación de gases tiene utilidad marginal positiva o negativa al momento de compararla contra el precio de venta de energía a la red.

En la figura 3 se presenta una captura de pantalla de la interfaz principal del simulador donde pueden verse los agentes, los parámetros del sistema y los stocks y flujos que modelizan la interacción del sistema con la red eléctrica. Los gráficos de barra ilustran la cantidad y el origen de la energía intercambiada con la red.

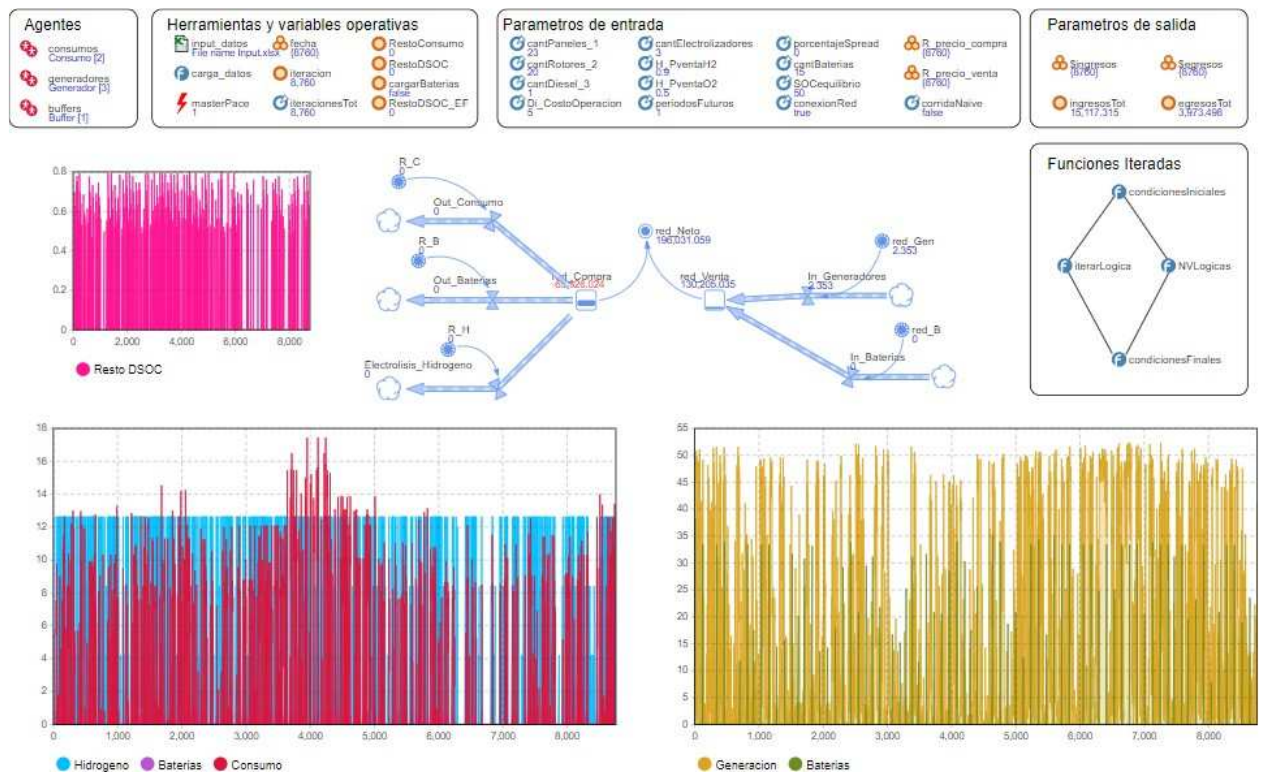


Figura 3 Captura de pantalla de la interfaz principal del simulador

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Una vez completado el desarrollo del modelo de simulación se procedió a evaluar su funcionamiento en distintos escenarios de prueba. El objetivo de estas corridas fue constatar que el simulador respondía correctamente en escenarios triviales y permitir una primera validación de este.

Se decidió analizar el comportamiento del sistema durante un año para cinco escenarios distintos, en los cuales los parámetros técnicos de la instalación, curvas de demanda y factores meteorológicos serían iguales para todas las pruebas. Las diferencias entre los distintos escenarios se configuraron modificando la cantidad de equipos instalados y los precios de la energía y venta de gases.

Tabla 1. Resumen de selección de variables para el planteo de escenario de validación

Escenario	On grid	Paneles	Rotores	Diesel	Baterias	Electrolizadores	Utilidad Marginal Hidrogeno	Precio Venta Hidrogeno [USD/m3]	Precio Venta Oxigeno [USD/m3]
1	si	0	0	0	0	5	< 0	\$ 0.13	\$ 0.30
2	si	0	0	0	0	5	> 0	\$ 0.90	\$ 0.50
3	si	50	50	0	0	5	< 0	\$ 0.14	\$ 0.30
4	si	50	50	0	0	5	> 0	\$ 0.90	\$ 0.50
5	no	25	10	1	50	5	-	\$ 0.14	\$ 0.30

Escenario 1: Conexión simple a la red

En un primer escenario se planteó un edificio sin generación a partir de fuentes renovables y con conexión a la red. Se incluyeron electrolizadores para la producción de hidrógeno y oxígeno, pero con un precio de venta que no cubre el costo que implica producirlos. Al no existir generación propia de ningún tipo, el sistema abasteció la demanda únicamente consumiendo energía de la red y como la utilidad marginal de la producción de hidrógeno es negativa no se destinó energía a los electrolizadores. Como se puede ver en la figura 4 todas las salidas del sistema se destinan al consumo del edificio y todos los flujos de entrada provienen de la red.

Escenario 2: Conexión a red con generación de hidrógeno

Se analizó la misma instalación que en el escenario 1 pero se fijó un precio de venta de los gases producidos por electrólisis de modo que la utilidad marginal resulte positiva y verificar que las lógicas determinen en este caso poner en funcionamiento los equipos.

Como puede verse en la figura 5, toda la potencia demandada fue provista por la red, pero el valor es mayor que en el escenario 1 ya que al ser rentable la generación y venta de gases el modelo habilitó el funcionamiento de los electrolizadores. La potencia demandada para el funcionamiento de la sede y de los electrolizadores se presenta en la parte inferior de la figura. La energía demandada para la generación de gases es constante porque corresponde a la capacidad máxima de producción.

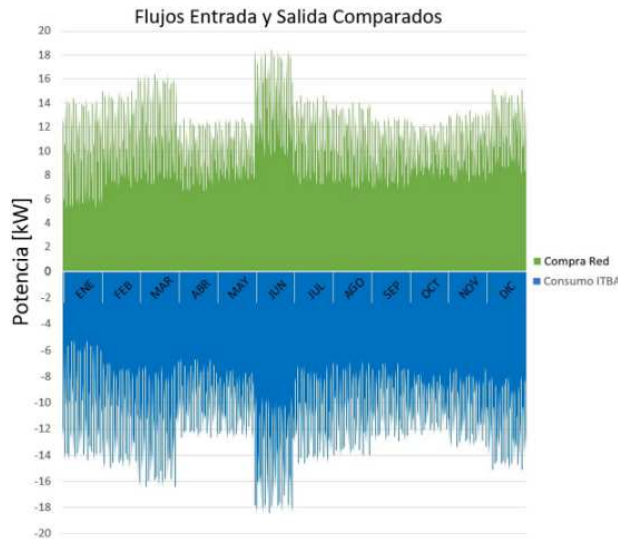


Figura 5 Comparación de los flujos de entrada y salida para el escenario 1

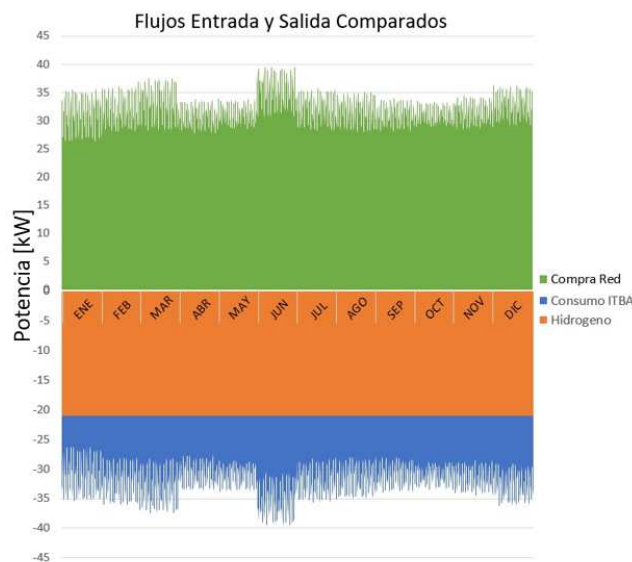


Figura 4 Comparación de los flujos de entrada y salida para el escenario 2

6 Escenario 3: Conexión a red y generación mediante energías renovables

En este escenario se planteó una instalación *on grid* con generación mediante fuentes renovables sin posibilidad de almacenamiento. Se estableció que no sea redituable económicamente la producción de hidrógeno para evaluar el funcionamiento de las lógicas de inyección de energía a la red durante los períodos en que la generación supera el consumo.

En la figura 6 se puede apreciar el gran excedente de producción que se generó debido al sobredimensionamiento de la instalación simulada, que se propuso para poner a prueba exhaustivamente las lógicas definidas.

Al contar con generación de energía solar y eólica, se observó que fue posible abastecer completamente el consumo mediante energías renovables durante parte del período estudiado. En los momentos en que la generación no fue suficiente se compensó la demanda con suministro de la red y lo inverso ocurrió cuando existió un excedente de generación. A pesar de que la venta neta de energía a la red es muy significativa, debido a la intermitencia de la generación eólica resultó necesario adquirir energía cuando la generación no fue suficiente para compensar el consumo.

Cabe destacar que el sistema se comportó según lo esperado, dado que siempre eligió el destino más conveniente para la energía en base a la lógica de comparación de precios. Es por eso que los electrolizadores permanecieron fuera de servicio durante toda la simulación.

7 **Escenario 4:** Conexión a red, generación mediante fuentes renovables y producción de hidrógeno

En este escenario se analizó la misma instalación que en el escenario 3 pero se establecieron adecuados precios de venta de los gases producidos por electrólisis de modo tal que sea rentable poner en funcionamiento los electrolizadores.

Los resultados pueden verse en la figura 7. Al igual que en el escenario 3 se contó con un excedente de energía en los períodos de abundancia de energías renovables, lo cual permitió obtener un ingreso extra mediante la venta de la energía a la red o la producción de hidrógeno. El orden de prioridad para ubicar el excedente se determinó mediante la comparación de precios, resultando más rentable la producción de hidrógeno. En este escenario se da una mayor proporción de compra a la red.

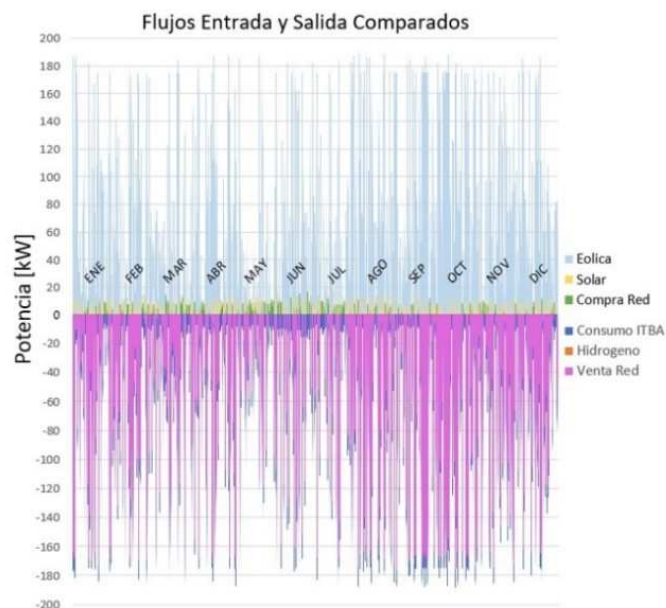
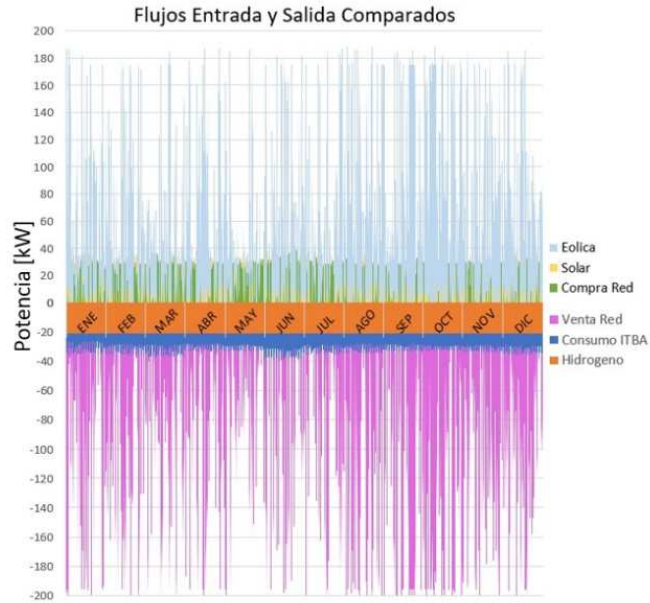


Figura 6 Comparación de los flujos de entrada y salida para el escenario 3



8

Figura 7 Comparación de los flujos de entrada y salida para el escenario 4

9 **Escenario 5:** Instalación off grid con fuerte presencia de generación mediante fuentes renovables

Para compensar la falta de suministro de red se simula el almacenamiento en baterías y la disponibilidad de un generador diésel. Con este escenario se corroboró el correcto funcionamiento de las lógicas de baterías y generadores diésel.

Los resultados pueden verse en la figura 7. En este escenario por primera vez se encuentran flujos de energía sin asignar representados por el área negra. Esto se debe a que en determinados momentos la generación supera al consumo, y al estar en una configuración off grid el único destino para este excedente son las baterías o los electrolizadores. Si estos no pueden recibir energía adicional, el excedente de energía debe ser desechado. Puede verse que los valores de compra y venta a la red son nulos.

Por otro lado, se confirma el correcto funcionamiento de los generadores diésel, que solo encienden en caso de ser necesaria energía adicional para satisfacer los consumos. En este escenario se confirma también el correcto funcionamiento de las lógicas de las baterías.

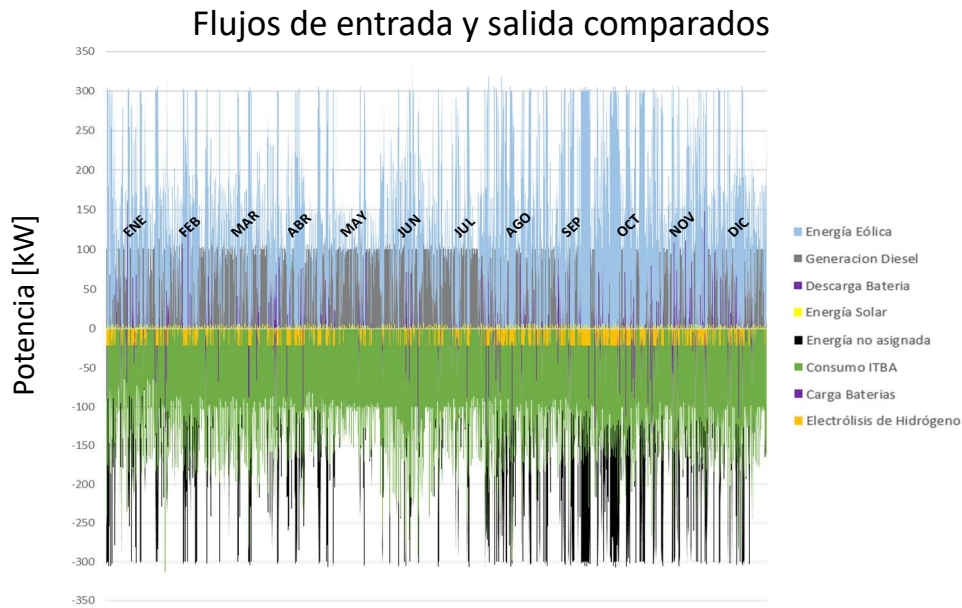


Figura 8 Comparación de los flujos de entrada y salida para el escenario 5

También cabe destacar que en todas las corridas se comparó el desempeño de las lógicas eficientes contra las lógicas *naive*, observando que en todas ellas existía una ventaja económica.

En la siguiente gráfica se muestra la frecuencia de encendido del generador diésel en función de la hora del día para una simulación de un año. Se puede ver cómo el uso del generador fue más habitual en horario nocturno, lo cual se debe a la menor generación de energía renovable en ese período debido a la ausencia de radiación solar.

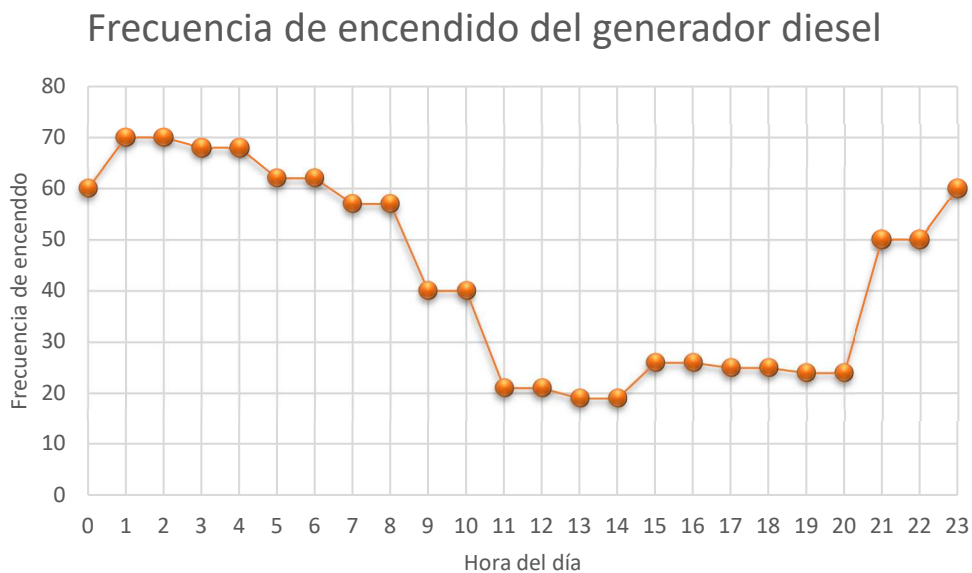


Figura 9 Análisis del encendido del generador diésel en función de la hora

A continuación, se presenta una captura del modelo a modo complementario de la ya mostrada en el apartado 2. En este caso la captura es del agente buffer batería y corresponde a la corrida del escenario 5 donde se puede apreciar el estado de carga de las baterías a lo largo de las corridas, las fuentes de energía utilizadas para cargarse (esquina superior derecha) y los diferentes destinos a donde se asignó la energía descargada (esquina inferior izquierda). Cabe destacar que no se observa interacción con la red por tratarse de un escenario *off grid*.

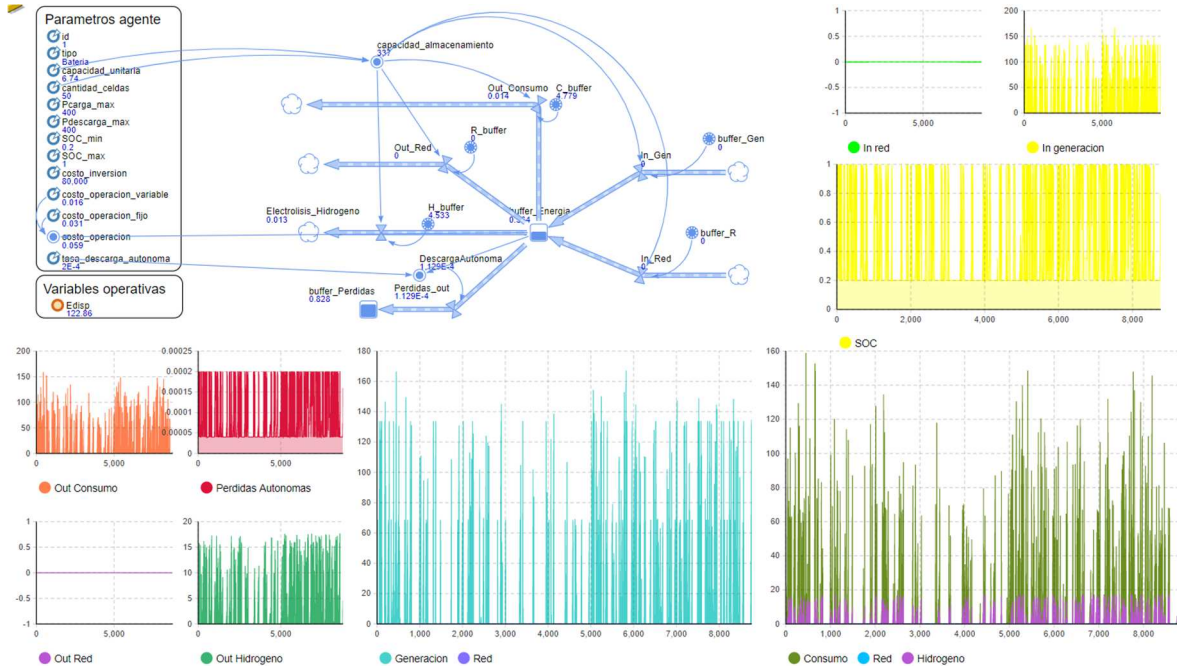


Figura 10 Captura de pantalla del agente buffer batería del simulador

4. CONCLUSIONES

Se ha desarrollado un modelo de gestión de la energía que integra lo mejor de cada librería utilizada y permite optimizar el desempeño de una red eléctrica con conexión a línea de suministro, generación mediante fuentes renovables y no renovables, producción de hidrógeno, almacenamiento y consumo.

Este modelo permite analizar instalaciones de producción y acumulación de energía sujeto al ajuste entre oferta y demanda, considerando los costos involucrados y los precios de compra y venta de energía a la red.

En los escenarios definidos se ha podido verificar la validez del modelo y las lógicas planteadas. Asimismo, es posible observar las fluctuaciones en la generación, tanto solar como eólica, debido a los cambios temporales de las variables meteorológicas.

Los resultados muestran que el modelo propone acumulación en baterías o generación de hidrógeno cuando se tienen excedentes de energía que, en función de los precios de mercado, no resulta conveniente vender a la red eléctrica.

Aunque se utilizaron como referencia datos de consumo de los edificios del ITBA, el modelo puede aplicarse a diversos casos posibles, ya que permite gestionar decisiones en redes existentes o dimensionar proyectos en función de la demanda prevista y de la decisión de incorporar diferentes tipos de sistemas de generación y acumulación de energía eléctrica. Incluyendo la carga de las baterías de vehículos eléctricos, permitiría evaluar las ventajas de distribuir no solamente la generación sino también acumulación de energía y definir las franjas horarias que optimicen el desempeño del sistema.

Diagrama del Proyecto

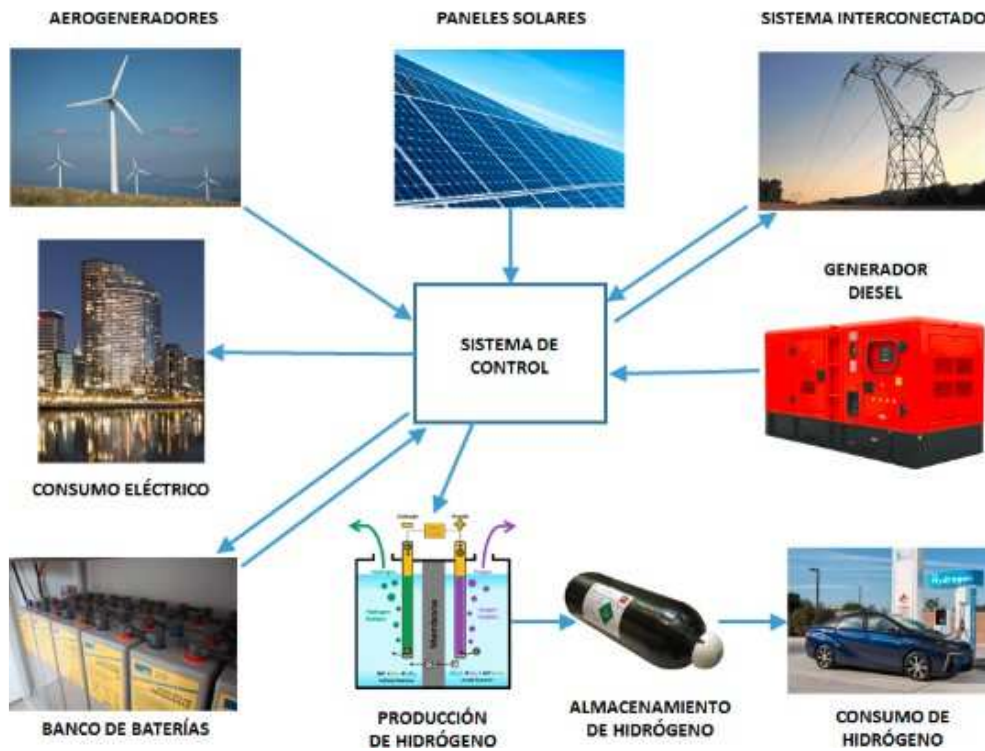


Figura 11 Esquema conceptual del modelo

Agradecimientos

El equipo de trabajo agradece a todas las personas que colaboraron con la elaboración de este trabajo. En especial al Ingeniero Francisco Lonardi por la ayuda prestada para llevar adelante la programación del modelo y al Sr. Raúl Mancuello por su colaboración en la instalación del multimetro.

REFERENCIAS

- [1] Lin, W., y Bitar, E. (2018). Decentralized Stochastic Control of Distributed Energy Resources, *IEEE Transactions on Power Systems*, 33, 888-900.
- [2] Abubakar, S.H., Cipcigan, L. y N. Jenkins (2018). Impact of optimized distributed energy resources on local grid constraints, *Energy* 142, 878-895.
- [3] O. Schmidt, A. Hawkes y I. Staffell (2017). The future cost of electrical energy storage based on experience rates, *Nature Energy* 2, Article number: 17110.
- [4] Arboit M. E., y Betman E. (2017). Comparative Study of Solar Radiation Availability in Dry Climate Urban Environment Forested Areas, in Mendoza, Argentina, *International Journal of Environmental Science & Sustainable Development*, 1, 1-13.
- [5] Haghdadi N., Copper J., Bruce A. y MacGill I., (2017). A method to estimate the location and orientation of distributed photovoltaic systems from their generation output data, *Renewable Energy*, 108, 390-400.
- [6] Jacobson M. Z., y Delucchi M. A., (2011). Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials, *Energy Policy*, 39, 1154-1169.
- [7] De Bernardez L.S., Buitrago R.H. y Garcia N.O., (2011). Photovoltaic generated energy and module optimum tilt angle from weather data, *International Journal of Sustainable Energy*, 30, 311-320.
- [8] Bayod-Rújula A.A., Burgio A., Leonowicz Z., Menniti D., Pinnarelli A., y Sorrentino N., (2017). Recent Developments of Photovoltaics Integrated with Battery Storage Systems and Related Feed-In Tariff Policies: A Review, *International Journal of Photoenergy*.
- [9] Javier Ramírez F., Honrubia-Escribano A., Gómez-Lázaro E., y Pham D. T., (2017). Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries, *Energy Policy*, 102, 440-452.
- [10] Cook T., Shaver L. y Arbaje P., (2018). Modeling constraints to distributed generation solar photovoltaic capacity installation in the US Midwest, *Applied Energy*, 210, 1037-1050.
- [11] Peña R., y Medina A., (2012). Real time simulation of a power system including renewable energy sources, 2012 North American Power Symposium (NAPS).
- [12] Gazafroudi A. S. et. al, (2017). A Review of Multi-agent Based Energy Management Systems, 8th International Symposium on Ambient Intelligence (ISAmI 2017). *Advances in Intelligent Systems and Computing*, v615.
- [13] Karavas C. S., Arvanitis K., y Papadakis G.A., (2017). Game Theory Approach to Multi-Agent Decentralized Energy Management of Autonomous Polygeneration Microgrids, *Energies*, 10, 1756.
- [14] Nguyen T.L., Tran Q. T., Caire R., Gavriluta C. y Nguyen V. H., (2017). Agent based distributed control of islanded microgrid real-time cyberphysical implementation, *Proceedings of the IEEE PES International Conference on Innovative Smart Grid Technologies IEEE ISGT Europe 2017*.

- [15] Pérez R. et al, (1987). A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces, *Solar Energy*, 1987, vol. 39.
- [16] Ciulla G., Lo Brano V. y Moreci E., (2017). Forecasting the cell temperature of PV modules with an adaptive system, University of Palermo.
- [17] Baydyk T., Kussul E., Wunsch II D.C. (2019). *Renewable Energy: Solar, Wind, and Others, Intelligent Automation in Renewable Energy. Computational Intelligence Methods and Applications.*
- [18] Laretta J. R. y Smoglie C., An efficiency model for hydrogen production in a pressurized electrolyzer, XXI World Energy Congress, Montreal, Canada.