



MODELADO DE CENTRALES FOTOVOLTAICAS PARA APLICACIÓN DE R.O

INFORME FINAL

MAYO 2017



TABLA DE CONTENIDO

Tabla de contenido

1.	Introducción	3
1.1.	Introducción	3
1.2.	Antecedentes sobre Restricciones Operativas (R.O.)	3
1.3.	Antecedentes sobre el grupo de Investigación de Energía Solar Fotovoltaica (PV-UY)	4
1.4.	Objetivo del presente trabajo	5
1.5.	Alcance del presente trabajo	6
2.	Análisis de la modelación implementada por ADME	7
2.1.	Introducción	7
2.2.	Descripción del modelo desarrollado	7
2.2.1.	Tratamiento mediante un modelo empírico	7
2.2.2.	Disponibilidad de información	7
2.2.3.	Modelo empírico	8
3.	Definición de indicadores para la modelación	13
3.1.	Introducción	13
3.2.	Propuesta de indicadores	13
4.	Modelación y análisis de funcionamiento	15
4.1.	Introducción	15
4.2.	Análisis de desempeño del modelo	15
5.	Desarrollo de un modelo teórico	32
5.1.	Introducción	32
5.2.	Descripción global del modelo	32
5.2.1.	Pasaje a plano del panel	32
5.2.2.	Modelo del panel fotovoltaico	34
5.2.3.	MPPT (Maximum Power Point Tracker)	38
5.2.4.	Pérdidas de la planta	38
5.3.	Evaluación del modelo teórico	40
6.	Campañas de medición de parámetros	44
6.1.	Introducción	44

TABLA DE CONTENIDO

6.2.	Piranómetros	44
6.3.	Sensores de temperatura	46
6.4.	Consideraciones y recomendaciones	47
7.	Conclusiones y recomendaciones	49
8.	Referencias	51

1. Introducción

1.1. Introducción

El presente informe se enmarca en el Convenio de Cooperación firmado el 22 de diciembre de 2015 entre la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) y la Fundación Julio Ricaldoni (FJR).

En el escenario energético nacional, y teniendo en cuenta de la generación no despachable, eólica y fotovoltaica, se han constatado casos de sobreoferta de energía en los que resulta necesario que ADME imponga Restricciones operativas (RO).

Como consecuencia de lo anterior, el Poder Ejecutivo exhortó a UTE por Decreto N° 59/2015, de 17 de febrero de 2015, a dictar los actos necesarios a efectos de que los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica celebrados en el marco de exhortaciones realizadas por el Poder Ejecutivo, así como las ampliaciones que con anterioridad a la fecha del decreto se hubieren aprobado tomándolas como referencia, incluyan el pago de la energía que el generador se encuentre en condiciones de generar, pero que por una restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Cargas, no resulte despachada en forma total o parcial. Esta energía deberá pagarse al mismo precio que el establecido en los contratos de compraventa.

La metodología propuesta se basa en mantener un modelo calibrado (para cada central) en base al histórico de medidas de Potencia Total de la central y la información de la estación meteorológica de la central. El modelo es re-calibrado al cierre de cada mes con la nueva información recibida.

1.2. Antecedentes sobre Restricciones Operativas (R.O.)

En el Decreto N° 59/015 se fijan normas regulatorias de los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica relacionadas con el pago de la energía que el generador se encuentre en condiciones de generar, pero que por restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Carga (DNC), no resulte despachada en forma total o parcial.

El referido Decreto asimismo, en el artículo 5 exhorta a UTE a que los próximos contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica que celebre se incluya explícitamente el tratamiento de la energía que el generador se encuentre en condiciones de generar, y que por restricciones operativas establecidas por el DNC no resulte despachada.

CAPÍTULO 1 – INTRODUCCIÓN

Por otro lado se establece que los contratos deberán incluir, de modo explícito, como condición para el pago de la energía, la obligación del generador de suministrar a la ADME la totalidad de las mediciones del recurso que se registren en la central generadora durante el plazo del contrato en tiempo y forma compatibles con los cálculos a realizar.

El Decreto establece que ADME aprobará el procedimiento técnico (previa opinión de URSEA y de la DNE), para la determinación de la energía que la central generadora potencialmente hubiere generado en caso de haberse visto afectada por las restricciones operativas, estableciendo específicamente que:

- Dicha determinación se realizará con previa verificación de que la central se encontraba en condiciones efectivas de funcionar;
- El procedimiento deberá incluir una descripción de las restricciones operativas a que se refiere este decreto
- La información del recurso eólico y solar suministrada por los generadores será pública y ADME reglamentará las características técnicas de la información y los plazos dentro de los cuales deberá presentarse.

1.3. Antecedentes sobre el grupo de Investigación de Energía Solar Fotovoltaica (PV-UY)

El grupo de investigación en energía solar fotovoltaica fue conformado en el año 2014 en el Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE), de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República (UdelaR). Cuenta en la actualidad con cinco miembros además de colaboradores externos. Se han realizado en el marco de este grupo, una tesis de maestría, tres proyectos de fin de carrera de grado, y dos proyectos de investigación en el marco de convocatorias del Fondo Sectorial de Energía. Asimismo ha presentado y publicado trabajos en diferentes congresos y seminarios de índole local e internacional

En el marco del presente proyecto el equipo de trabajo está compuesto por los siguientes participantes:

El Responsable Científico, Dr. Mario Vignolo, se ha especializado en temas de mercados eléctricos y generación distribuida, habiendo desarrollado su tesis de maestría en aspectos técnicos y comerciales de la generación distribuida y su doctorado en el diseño de tarifas para redes de distribución con generación distribuida. Ha participado activamente en los proyectos PDT sobre generación distribuida en Uruguay [P1] y asignación de costos del transporte en el mercado eléctrico integrado [P2]. Asimismo, dentro de los proyectos ANII del FSE, se ha desempeñado como coordinador general del proyecto [P3] en el cual se analizaron las nuevas tecnologías asociadas a los autos híbridos y eléctricos y cómo responsable científico del proyecto ANII-FSE

CAPÍTULO 1 – INTRODUCCIÓN

[P4]. Desde 2003 es responsable del curso de posgrado sobre mercados eléctricos y autor de diversos libros y publicaciones. Actualmente se desempeña como responsable científico de los proyectos ANII-FSE

El co-responsable científico, Ing. Diego Oroño, desarrolla su investigación principalmente dentro del área Energías Renovables, habiendo desarrollado su tesis de grado dentro del área de la energía eólica. Participó activamente en el proyecto ANII [P3], realizó publicaciones sobre la temática de transporte eléctrico. Referente a la energía solar fotovoltaica ha participado de diferentes cursos de formación tanto en Uruguay como en el exterior, ha realizado una decena de publicaciones al respecto. Actualmente se encuentra finalizando su tesis de maestría, la cual aborda el impacto de la incorporación en Uruguay de energía solar fotovoltaica en gran escala. Trabajó también como investigador en los proyectos ANII [P4] y es co-responsable científico del proyecto ANII [P5]. Actualmente desarrolla su actividad profesional como Jefe de Ingeniería de la empresa Novasol Ingeniería, del grupo Tecnogroup habiendo instalado a la fecha más de 9 MW de generación solar fotovoltaica en instalaciones de microgeneración, 28 MW en instalaciones de macrogeneración y participando en la construcción de 80 MW de generación en gran escala y es responsable del curso de Posgrado “Energía Solar Fotovoltaica” en Facultad de Ingeniería

El Ing. Gonzalo Hermida se encuentra vinculado con la temática fotovoltaica desde su proyecto de fin de carrera, y siendo investigador del proyecto ANII [P5]. Participó, asimismo del proyecto ANII [P3] y es autor de reiteradas publicaciones en ambas temáticas. A su vez es docente del curso de posgrado “Energía Solar Fotovoltaica” de la Facultad de Ingeniería. Se desempeña en su actividad profesional como Ingeniero en la empresa Novasol Ingeniería.

Proyectos citados:

[P1] Proyecto PDT S/C/OP/16/04, "Generación Distribuida en el Uruguay: Evaluación de fortalezas, oportunidades y tratamiento regulatorio", 2006. Mario Vignolo, Tomás Di Lavello, et al.

[P2] Proyecto PDT S/C/OP/47/13, "Asignación de los costos del transporte en el mercado eléctrico regional integrado", 2009. Mario Vignolo, et al.

[P3] Proyecto ANII FSE_2009_11 “Hacia un transporte automotor racional y eficiente: Autos Híbridos y Eléctricos” Mario Vignolo, Diego Oroño, et al.

[P4] Proyecto ANII FSE_2011_6245 “Mercados, subastas y nuevas tecnologías en el sector eléctrico uruguayo” Mario Vignolo, Diego Oroño, et al.

[P5] Proyecto ANII FSE_2013_10691 “Energía Solar Fotovoltaica: Aspectos tecnológicos, técnicos y perspectivas de desarrollo en Uruguay” Mario Vignolo, Diego Oroño, Tomas Di Lavello, Marcelo Aguiar, Gonzalo Hermida, et al.

1.4. Objetivo del presente trabajo

El presente trabajo tiene el objetivo de realizar una auditoría independiente del modelo obtenido por la ADME, así como también realizar propuestas de mejora y mantenimiento del mismo.

CAPÍTULO 1 – INTRODUCCIÓN

1.5. Alcance del presente trabajo

El presente trabajo se puede dividir en las siguientes etapas:

1.5.1. Análisis de la modelación implementada por ADME. A partir de la información suministrada por ADME se analizarán los modelos desarrollados a los efectos de estimar la producción de las centrales solares, durante los episodios de Restricciones Operativas.

1.5.2. Proponer y acordar indicadores de los resultados de la modelación. Se identificarán indicadores que permitan evaluar la bondad del ajuste de los diferentes modelos a la realidad, lo cuales serán utilizados a los efectos de evaluar modificaciones propuestas en las modelaciones.

1.5.3. Modelación de la central. En base a la información disponible sobre la localización y características técnicas de los equipos se realizará un modelado de la central.

1.5.4. Análisis del desempeño de la central en base a la información meteorológica. Utilizando la serie histórica de datos meteorológica inferida, así como datos de generación de la central, se analizará la operación durante los períodos de interés. Se evaluarán las diferentes metodologías en base a los indicadores que se acuerden.

1.5.5. Propuesta de campañas de medición. En base a los resultados obtenidos se propondrá la realización de campañas de medición de los parámetros que se entiendan necesarias a los efectos de disponer la información requerida como para lograr una estimación más ajustada de la energía generada durante los episodios de interés.

1.5.6. Conclusiones y recomendaciones: En función del análisis desarrollado se brinda un modelo recomendado a utilizar para aplicar las Restricciones Operativas, así como también un conjunto de recomendaciones para su correcto desempeño.

2. Análisis de la modelación implementada por ADME

2.1. Introducción

En el presente capítulo se analiza el modelado realizado por ADME para los parques fotovoltaicos. Se estudia el documento “Anexo C) Modelo de central generadora solar fotovoltaica” [1], y su correspondiente aplicación.

2.2. Descripción del modelo desarrollado

2.2.1. Tratamiento mediante un modelo empírico

Una de las primeras consideraciones que se hacen en torno a la descripción del modelo, es que a diferencia de lo que sucede con el modelo de plantas eólicas, en que una reducción impuesta de la generación (por aplicación de una restricción operativa) puede tener como consecuencia un aumento de la medida del recurso (aumento de la velocidad registrada en la estación meteorológica si la misma estaba en la sombra del parque durante la reducción) en el caso de las plantas solares fotovoltaicas, una reducción impuesta de la generación no debiera tener consecuencias sobre la medida del recurso registrada por el piranómetro. Por lo anterior, para el cálculo de la energía afectada en las plantas solares, en el modelado realizado por ADME se considera suficiente un modelado del tipo “caja negra” obtenido a partir de las medidas y no resulta necesaria la construcción de un modelo teórico de la central generadora.

Por otra parte en caso de calibrar el modelo utilizando el dato de “Temperatura de Celda”, en lugar de utilizar el dato de “Temperatura Ambiente”, una reducción impuesta en la generación, sí tendría un impacto sobre esta medida, lo que también fomenta la utilización de un modelo teórico como para estimar esta medida.

2.2.2. Disponibilidad de información

Para la calibración y operación del modelo ADME propone utilizar la información recibida vía SCADA de las plantas generadoras. Esta información consiste en las series de medidas correspondientes a:

- Irradiación solar recibida sobre el plano de los paneles.
- Potencia inyectada por la central a la red.
- Factor de disponibilidad.
- Temperatura ambiente.
- Velocidad y dirección de viento.

CAPÍTULO 2 - ANÁLISIS DE LA MODELACIÓN

- Humedad relativa.
- Indicador de disponibilidad de los inversores.
- Lluvias (pluviómetro).

Vale destacar en este caso que se recomienda incorporar (en caso de existir) las medidas de irradiación en plano horizontal y las de temperatura de celda.

2.2.3. Modelo empírico

Lo que se propone en el trabajo desarrollado por ADME es obtener el modelo calibrando una ecuación del tipo $P_E(r, T) = c_1r + c_2T + c_3r^2 + c_4rT + c_5T^2$.

Siendo P_E la potencia eléctrica (en MW) inyectada por la central en la red, r la radiación solar recibida en el piranómetro (en el plano de los paneles) y T la temperatura ambiente.

La calibración de los parámetros c_1 ... c_5 se realizar por mínimos cuadrados. En la siguiente ecuación se muestran los valores ajustados para la planta solar "La Jacinta" y la Fig.1 muestra gráficamente el ajuste entre las medidas (sin filtro de disponibilidad) y el modelo ajustado.

$$P_E(r, T) = 8.9E(-2) + 1.09T \pm 1.84E(-5)r^2 - 1.04E(-3)rT - 2.27E(-2)T^2 - 12.5$$

Antes de realizar algún análisis sobre el ajuste presentado para la central "La Jacinta", se comenta la presencia de un término independiente en el ajuste, que a priori no aparece en la ecuación tipo a fin de calibrar.

Para ver que tan adecuado es el modelo se grafica el resultado de la potencia generada en función de la irradiación incidente en la superficies de paneles (ver figura 1). Si bien el modelo acompaña a los datos, en una primera instancia se pueden identificar problemas de borde en el modelo:

- Límite superior: La potencia generada por la instalación fotovoltaica no debería superar a la potencia autorizada. Este detalle no es contemplado por el modelo, y se puede solucionar de manera sencilla topeando la salida en la potencia autorizada.
- Límite inferior: La potencia generada por la instalación fotovoltaica no debería ser negativa. Si bien la instalación fotovoltaica puede tener consumos propios (del orden de decenas de kW), los mismos son despreciables frente a la generación. Se entiende que es correcto topear la generación de forma tal que nunca sea inferior a 0 MW.

CAPÍTULO 2 - ANÁLISIS DE LA MODELACIÓN

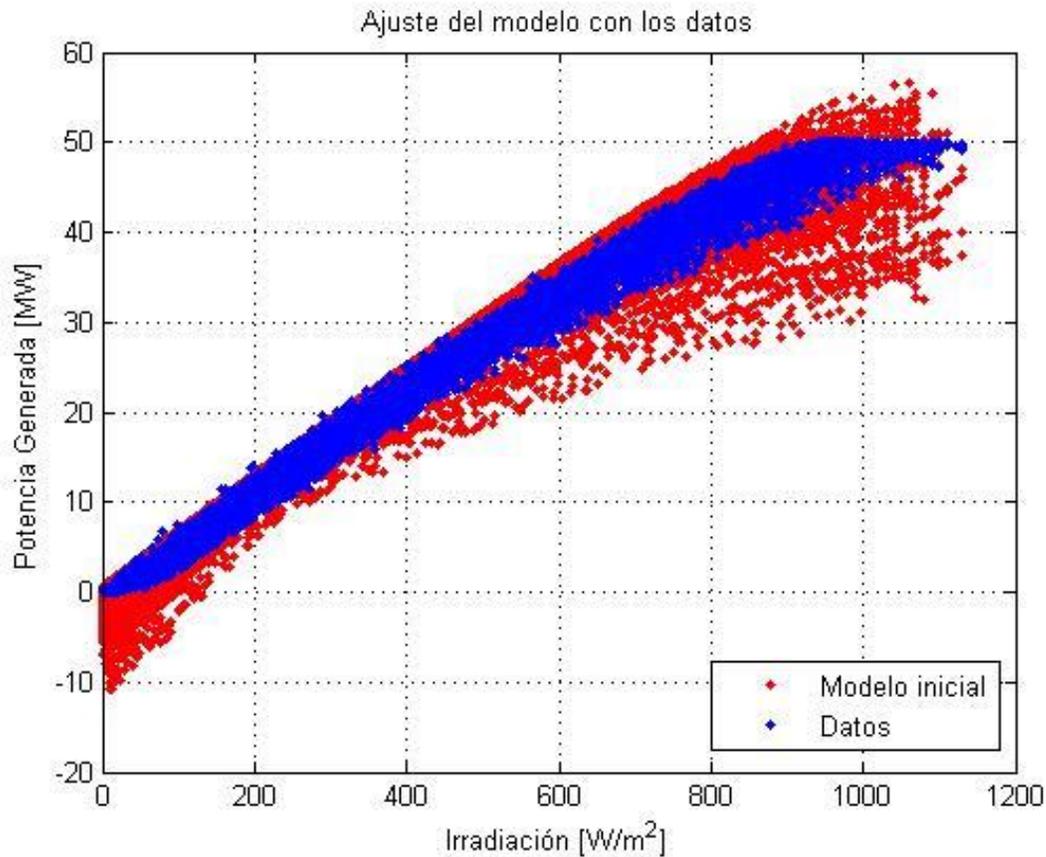


Fig. 1. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central "La Jacinta"

Para seguir analizando el modelo se estudia la salida dependiendo de la temperatura. Para esto se grafica la salida del modelo y los datos de generación para los datos que posean una temperatura ambiente similar a los 10 °C, 15 °C, 20 °C, 25°C, 30°C (figuras 2, 3, 4, 5, 6).

Si bien el modelo parece ajustarse bien en los valores de temperatura ambiente en el entorno de los valores de temperatura entre los 15°C y 25°C, analizando las gráficas en los valores de temperatura de 10 °C y 30 °C se identifica una desviación del modelo frente a los datos en irradiaciones altas.

Para el caso de temperaturas bajas (10 °C) el modelo sobreestima la generación y en temperaturas altas (30 °C) el modelo subestima la generación.

CAPÍTULO 2 - ANÁLISIS DE LA MODELACIÓN

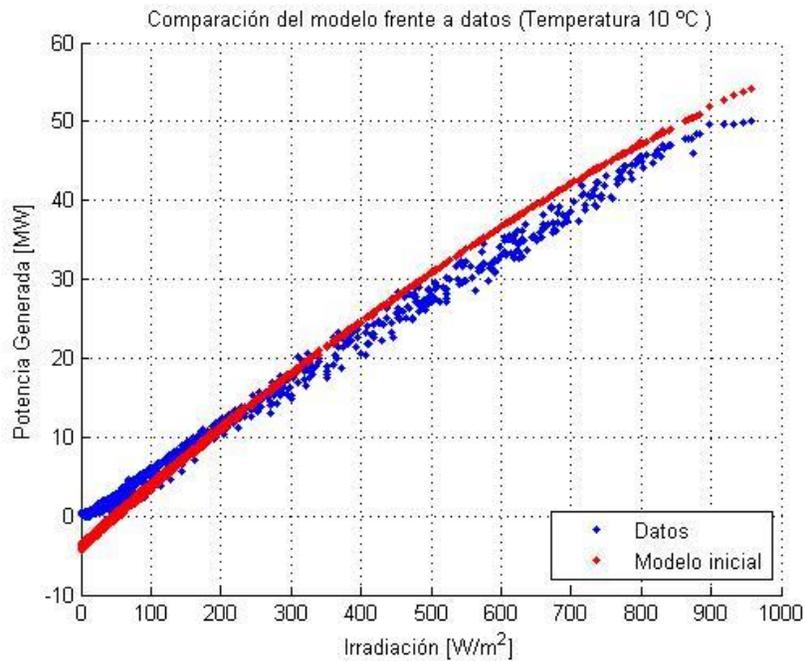


Fig. 2. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta” para 10 °C.

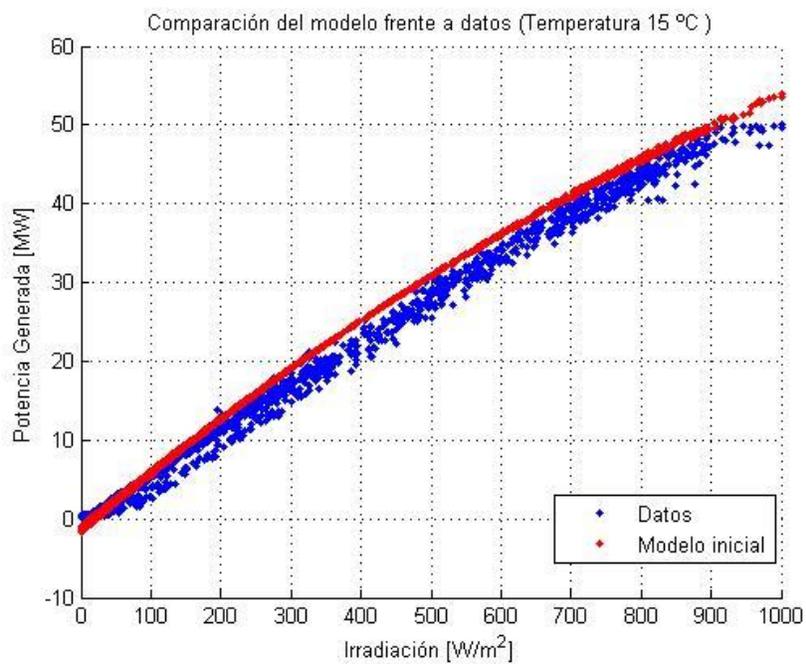


Fig. 3. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta” para 15 °C.

CAPÍTULO 2 - ANÁLISIS DE LA MODELACIÓN

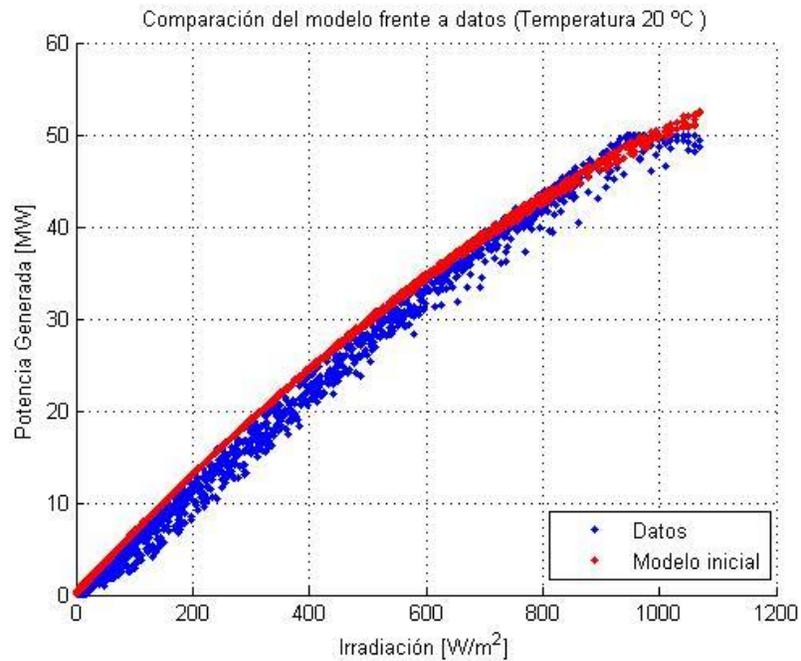


Fig. 4. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta” para 20 °C.

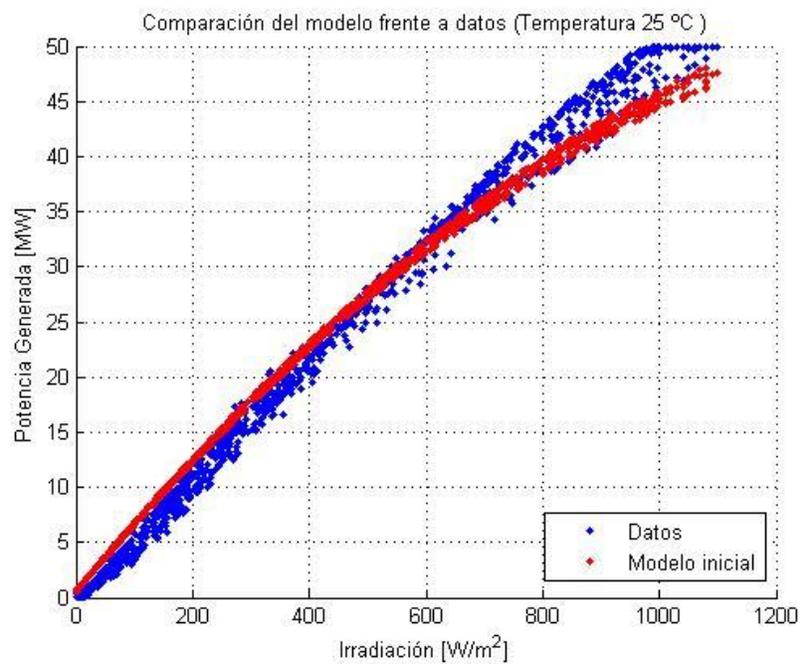


Fig. 5. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta” para 25 °C.

CAPÍTULO 2 - ANÁLISIS DE LA MODELACIÓN

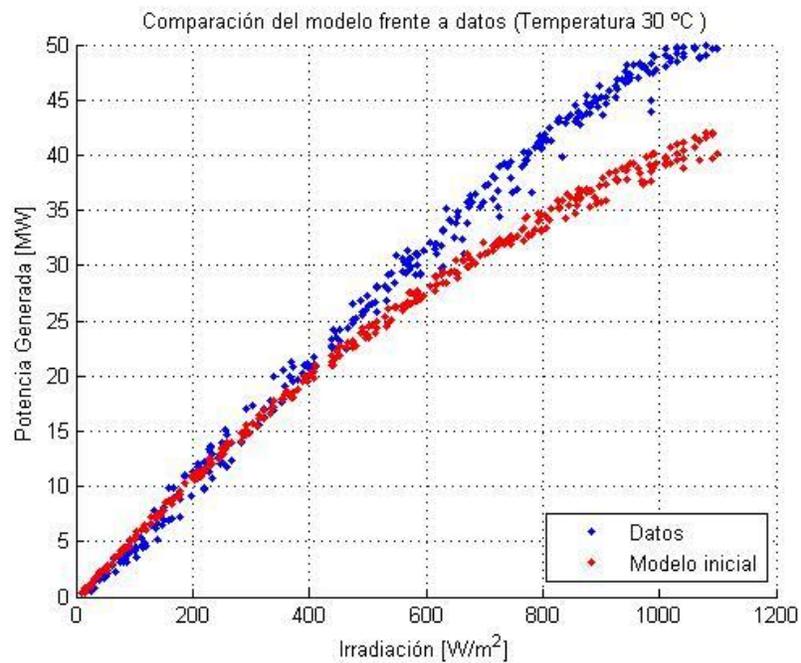


Fig. 6. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central "La Jacinta" para 30 °C.

3. Definición de indicadores para la modelación

3.1. Introducción

En el presente capítulo se identifican indicadores que permiten evaluar la bondad del ajuste de los diferentes modelos a la realidad, los cuales serán utilizados a los efectos de evaluar modificaciones propuestas en las modelaciones y/u otros modelos.

3.2. Propuesta de indicadores

Se proponen como indicadores de los resultados de la modelación los que se encuentran a continuación, que representan los desvíos que posee las salidas del modelo (P_{modelo_n}) con respecto a los datos medidos de generación ($P_{medidas_n}$).

- **MBE (Mean Bias Error)**: representa la desviación del modelo con las medidas. Se calcula el promedio del sesgo.

$$MBE = \frac{\sum_{n=1}^N (P_{modelo_n} - P_{medidas_n})}{N}$$

- **MAE (Mean Absolute Error)**: representa la desviación del modelo con las medidas en valor absoluto.

$$MAE = \frac{\sum_{n=1}^N |P_{modelo_n} - P_{medidas_n}|}{N}$$

- **RMSE (Root Mean Square Error)**: representa el error cuadrático medio del modelo y se calcula con la expresión que se encuentra a continuación.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (P_{modelo_n} - P_{medidas_n})^2}{N}}$$

CAPÍTULO 3 – DEFINICIÓN DE INDICADORES

A su vez, a los efectos de la comparativa entre modelos se utilizarán las versiones normalizadas de estos indicadores.

- **MBE normalizado**

$$MBE_{normalizado} = \frac{MBE}{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N P_{medidas_n}} = \frac{\sum_{n=1}^N (P_{modelo_n} - P_{medidas_n})}{\sum_{n=1}^N P_{medidas_n}}$$

- **MAE normalizado**

$$MAE_{normalizado} = \frac{MAE}{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N P_{medidas_n}} = \frac{\sum_{n=1}^N |P_{modelo_n} - P_{medidas_n}|}{\sum_{n=1}^N P_{medidas_n}}$$

- **RMSE normalizado**

$$RMSE_{normalizado} = \frac{RMSE}{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N P_{medidas_n}} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (P_{modelo_n} - P_{medidas_n})^2}{N}}}{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N P_{medidas_n}}$$

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

4. Modelación y análisis de funcionamiento

4.1. Introducción

En este capítulo se analizará el desempeño de distintos modelos para estimar la generación utilizando series histórica de datos, tanto meteorológicos, como de funcionamiento de las centrales. La forma de evaluar la eficacia de los modelos será de manera gráfica y utilizando los indicadores definidos en el capítulo anterior.

4.2. Análisis de desempeño del modelo

Se estudia la metodología propuesta por ADME para un rango mayor de datos y para los tres proyectos fotovoltaicos disponibles:

- **La Jacinta:**
 - Ubicado en Salto, Salto
 - Potencia nominal de 50 MW
 - Datos disponibles desde 30/09/2015
- **Raditon:**
 - Ubicado en Casa Blanca, Paysandú
 - Potencia nominal de 8 MW
 - Datos disponibles desde 17/11/2015
- **Alto Cielo:**
 - Ubicado en Tomás Gomensoro, Artigas
 - Potencia nominal de 20 MW
 - Datos disponibles desde 15/02/2016

Previo al procesamiento de los datos se realiza un filtrado de los mismos debido a que muchos de estos son inválidos. También se observa que el factor de disponibilidad de los generadores se encuentra representado de distintas formas y parecen ser no confiables. Por esta razón, en una primera instancia se considera aquellos datos donde la disponibilidad es 100 %.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

Una vez realizado este filtro de datos se calculan los coeficientes del modelo propuesto obteniendo:

	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
La Jacinta	6.51E-02	-6.11E-02	-1.18E+09	-1.79E-04	1.13E-03
Raditon	1.07E-02	-7.31E-02	1.73E-07	-1.35E-04	2.95E-03
Alto Cielo	3.01E-02	-1.19E-02	-7.09E-06	-1.47E-04	-4.15E-04

Tab. 1. Coeficientes iniciales de los modelos.

De los coeficientes calculados se obtienen las siguientes desviaciones:

	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
La Jacinta	-0.3	7.3	14.8
Raditon	0.1	12.2	21.1
Alto Cielo	-0.5	10.3	20.2

Tab. 2. Desvíos iniciales de los modelos.

Para eliminar posibles datos inválidas, las series de medidas son filtradas eliminando el 10% de aquellos puntos que se apartan más del modelo calculado. Con estos nuevos juegos de medidas se prosigue a calcular nuevamente los coeficientes para cada generador.

	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
La Jacinta	6.45E-02	-4.09E-02	-1.00E+09	-1.66E-04	2.95E-04
Raditon	1.03E-02	-3.72E-02	-9.66E-07	-6.83E-05	1.39E-03
Alto Cielo	2.92E-02	-3.44E-02	-6.03E-06	-1.24E-04	8.45E-04

Tab. 3. Coeficientes de los modelos una vez que se eliminaron el 10 % de las medidas con mayor apartamiento.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

Los modelos con los coeficientes recalculados poseen las siguientes desviaciones respecto a las medidas:

	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
La Jacinta	-0.2	4.4	5.9
Raditon	0.0	6.2	8.2
Alto Cielo	-0.2	5.9	7.9

Tab. 4. Desvíos de los modelos una vez que se eliminaron el 10 % de las medidas con mayor apartamiento.

Comparando con los modelos calculados inicialmente se observa una notoria diferencia en los desvíos. Con los nuevos coeficientes los valores de desvíos se reducen a menos de la mitad de los calculados anteriormente.

Para el caso del generador La Jacinta, también se estudia cómo se ajusta el modelo con los coeficientes inicialmente propuestos por ADME obteniendo:

	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
La Jacinta	-0.7	11.3	15.5

Tab. 5. Desvíos obtenidos por el modelo inicial de ADME.

Existe una diferencia de -0,5%, 6,9% y 9,6% para MBE MAE y RMSE respectivamente. Esta diferencia puede ser ocasionada debido al rango de los datos de estudio, los coeficientes calculados ahora consideran una mayor cantidad de datos y resultan ser más representativos.

A continuación se muestran los gráficos donde se observa que tan eficaz es el ajuste del modelo.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

La Jacinta:

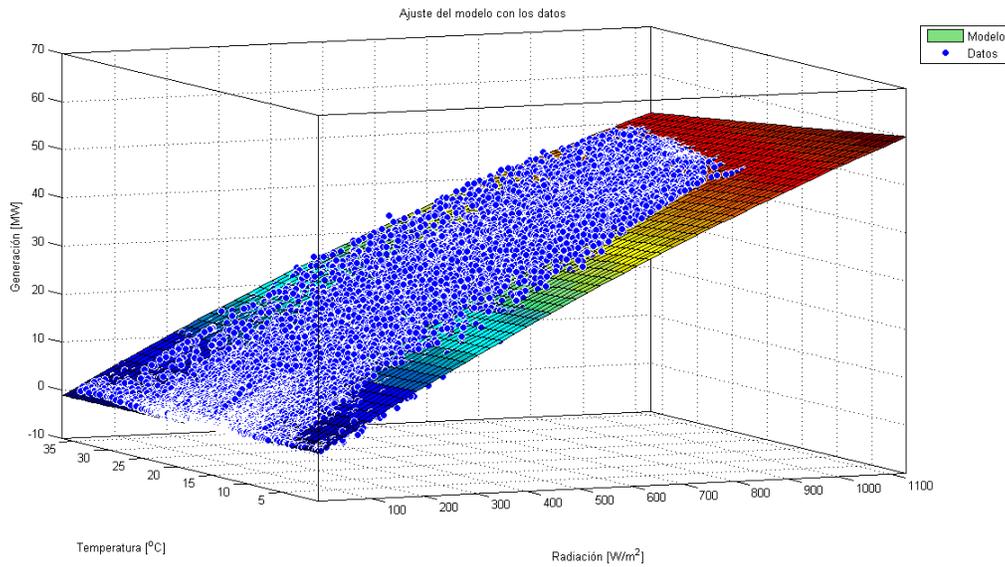


Fig. 7. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta”.

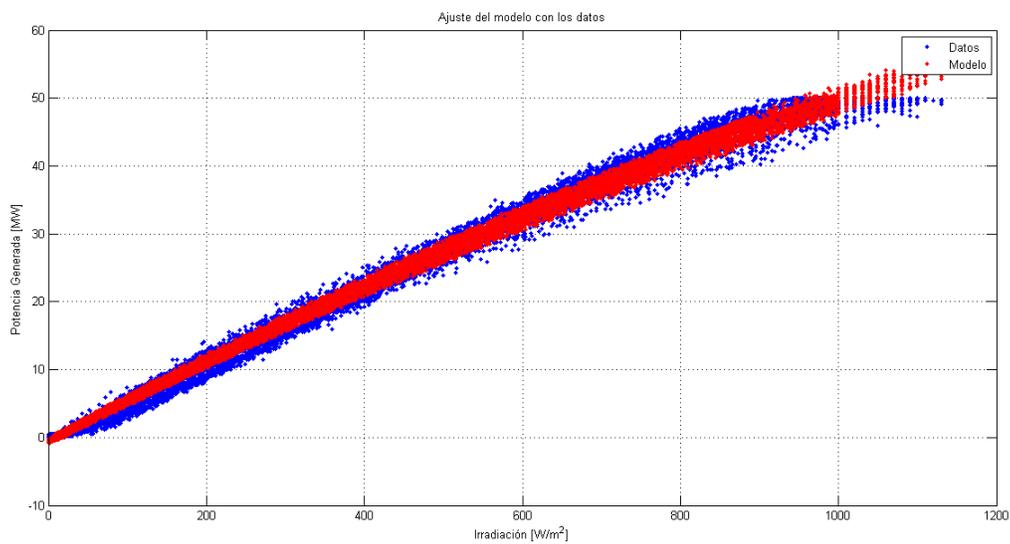


Fig. 8. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta”.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

Raditon:

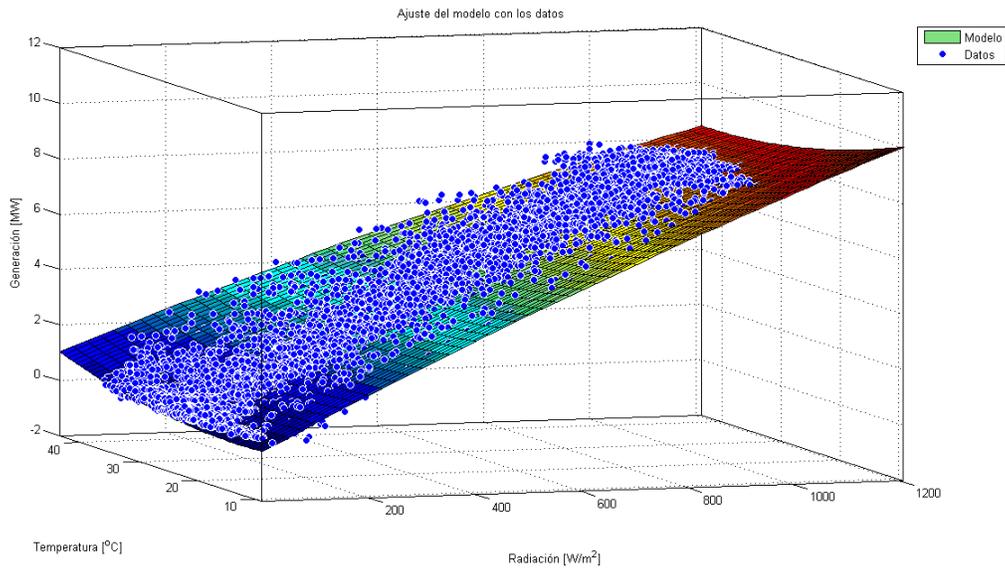


Fig. 9. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central "Raditon".

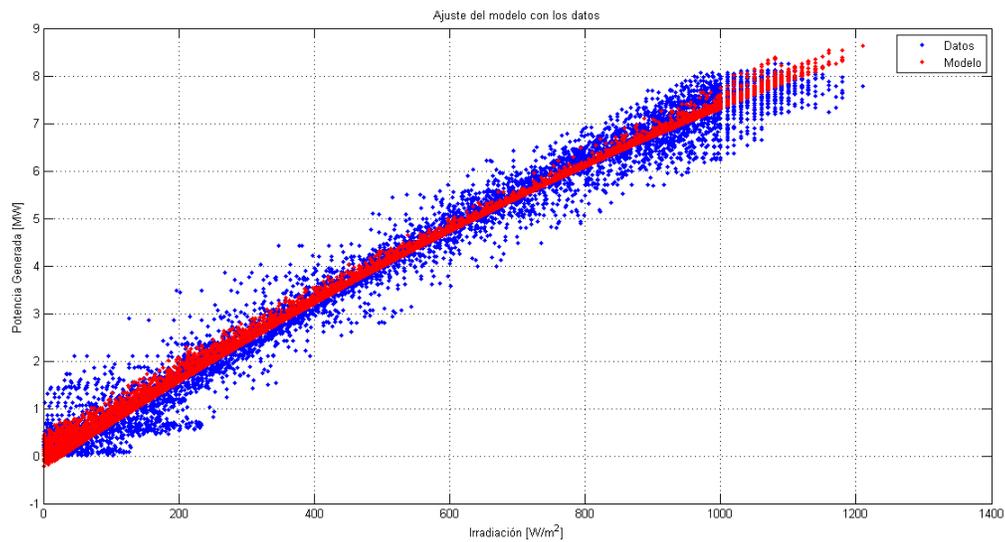


Fig. 10. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central "Raditon".

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

Alto Cielo:

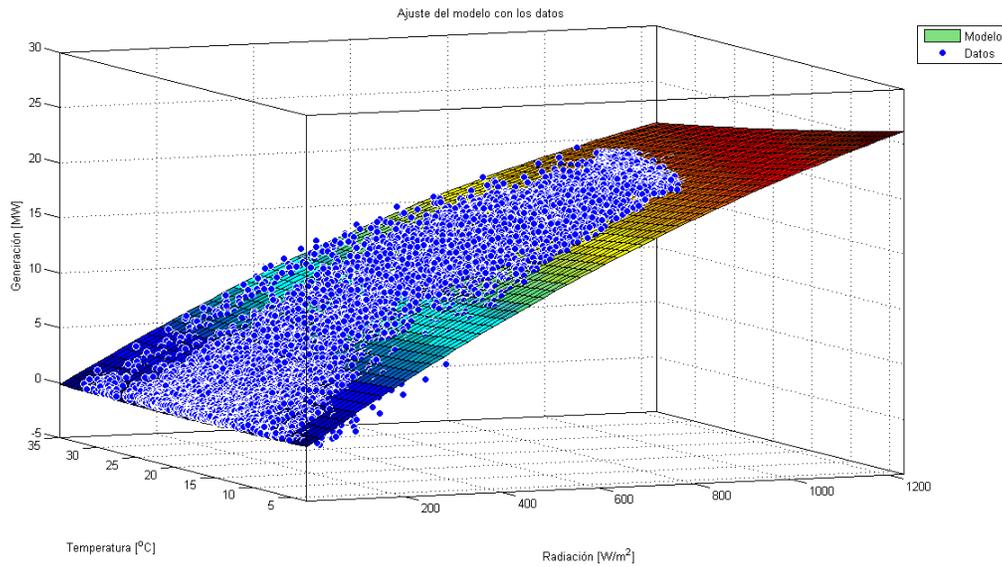


Fig. 11. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central "Alto Cielo".

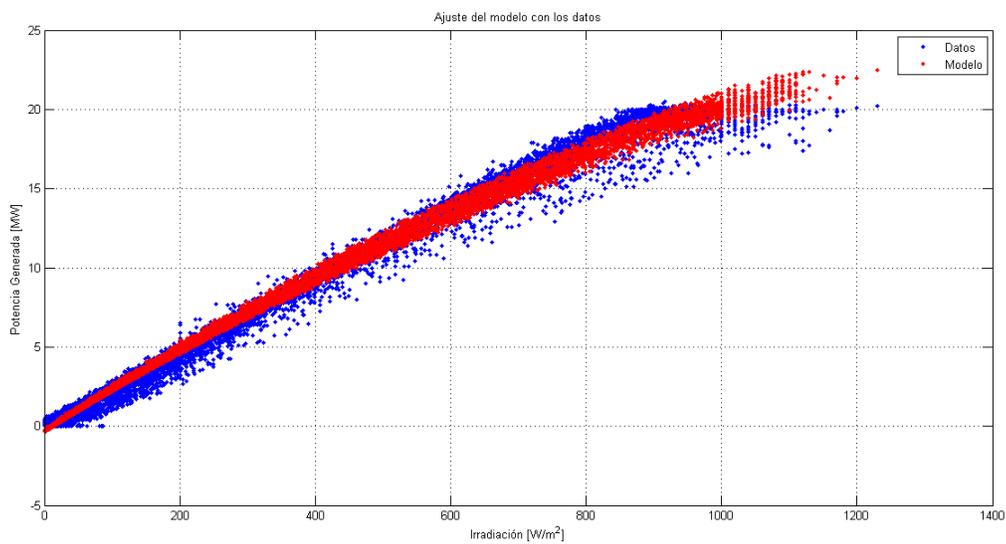


Fig. 12. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central "Alto Cielo".

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

A simple vista y conociendo los apartamentos existentes se puede concluir que el modelo es adecuado para la mayoría de los valores de irradiación, pero se observa que para valores altos de irradiación el modelo no representa correctamente la generación. Esto se debe principalmente a que la potencia instalada en los paneles (potencia pico del generador) es mayor a la potencia nominal de los inversores o la potencia autorizada del parque, por lo que los inversores limitan la posible generación de los paneles y el comportamiento de la central para estos casos es distinta.

	Potencia Pico (MWp)	Potencia Nominal (MW)	Sobredimensionado (%)
La Jacinta	67.2	50	34.4%
Raditon	9.5	8	18.8%
Alto Cielo	26.3	20	31.5%

Tab. 6. Potencias nominales y picos de los generadores.

Debido a esto, se observa que los generadores pueden llegar a una potencia similar a la nominal con distintos valores de irradiación. En Alto Cielo se observa que con una irradiación cercana a los 850 W/m², se puede llegar a tener una potencia de 20 MW, que corresponde a la potencia nominal del parque, pero para Raditon se tiene que tener una irradiación mayor a los 950 W/m² para alcanzar la potencia nominal.

Para mejorar el modelado se propone separar el rango de valores de irradiación en cuatro zonas y calcular los coeficientes del modelo para cada una de estas zonas. Las zonas consideradas son:

- Zona 1: 0 - 200 W/m²
- Zona 2: 200 - 600 W/m²
- Zona 3: 600 - 1000 W/m²
- Zona 4: 1000 - 1400 W/m²

Para evitar una posible discontinuidad en el modelo global en todo el rango de irradiación, a la hora de calcular los coeficientes se consideran los puntos que se encuentran hasta 100 W/m² por fuera del rango de cada sub-modelo. Haciendo esto se obtienen cuatro juegos de coeficientes para cada generador:

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
La Jacinta (0 - 200 W/m²)	5.09E-02	2.70E-02	2.48E-05	-1.08E-04	-1.45E-03
La Jacinta (200 - 600 W/m²)	5.93E-02	-4.89E-04	-4.26E-06	-5.92E-05	-1.49E-03
La Jacinta (600 - 1000 W/m²)	7.30E-02	-2.41E-01	-1.93E-05	-8.35E-06	2.27E-03
La Jacinta (1000 - 1400 W/m²)	1.22E-01	-1.66E+00	-7.19E-05	1.60E-03	-5.32E-04
Raditon (0 - 200 W/m²)	5.48E-03	-1.78E-02	1.05E-05	-4.56E-05	1.00E-03
Raditon (200 - 600 W/m²)	1.08E-02	-5.22E-02	-5.19E-07	-8.38E-05	1.74E-03
Raditon (600 - 1000 W/m²)	1.12E-02	-5.08E-02	-2.01E-06	-4.62E-05	1.28E-03
Raditon (1000 - 1400 W/m²)	1.67E-02	-2.01E-01	-7.36E-06	9.45E-05	1.40E-03
Alto Cielo (0 - 200 W/m²)	2.10E-02	1.43E-02	9.17E-06	-6.48E-05	-4.58E-04
Alto Cielo (200 - 600 W/m²)	2.47E-02	-3.41E-03	-1.26E-06	-3.58E-05	-4.14E-04
Alto Cielo (600 - 1000 W/m²)	3.31E-02	-1.06E-01	-1.12E-05	1.20E-05	9.19E-05
Alto Cielo (1000 - 1400 W/m²)	4.50E-02	-3.57E-01	-2.83E-05	7.17E-04	-9.81E-03

Tab. 7. Coeficientes de los modelos considerando rangos de irradiación.

Representando gráficamente el modelo y los datos, se observa que mejora significativamente el ajuste en la zona comentada.

La Jacinta:

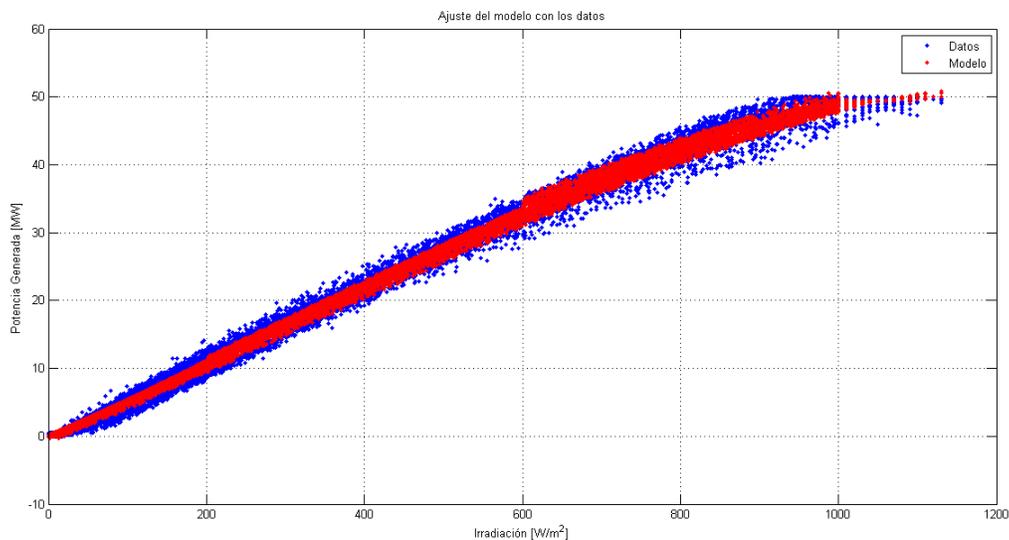


Fig. 13. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta”.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

Raditon

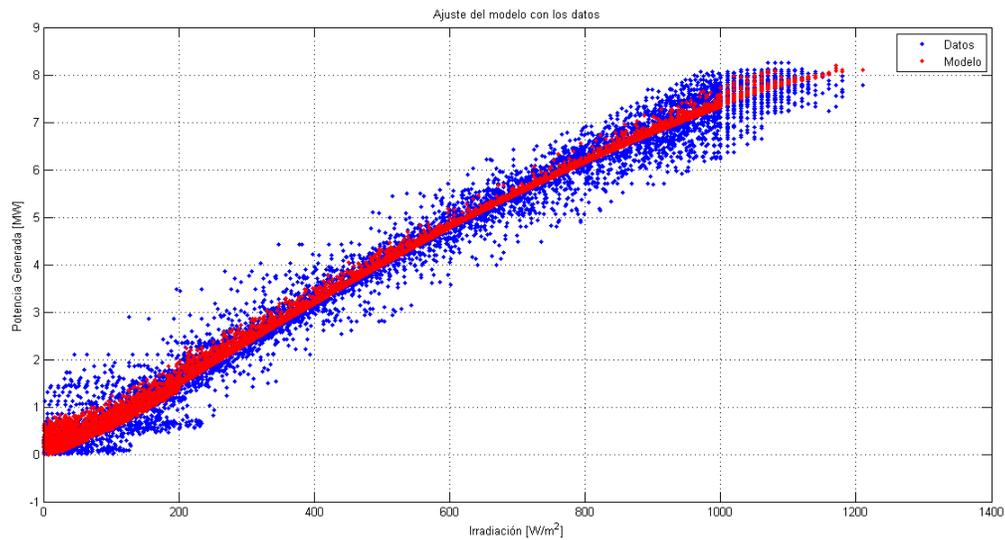


Fig. 14. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central "Raditon".

Alto Cielo:

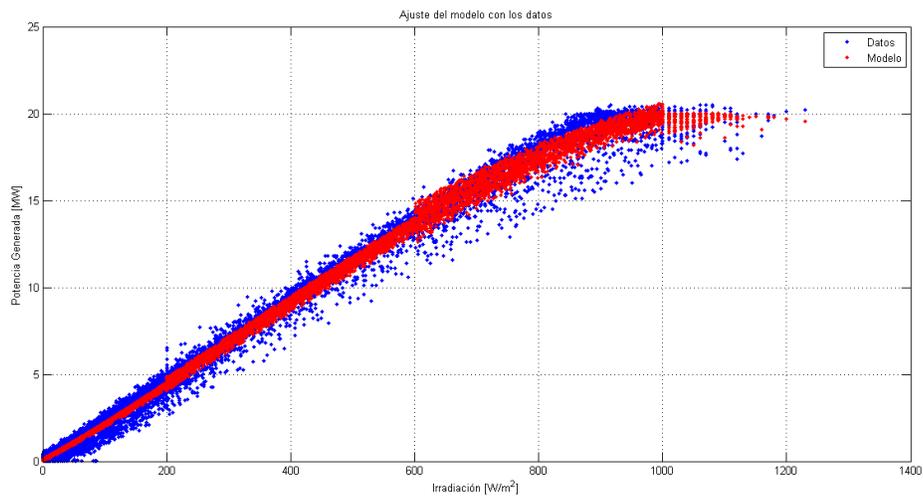


Fig. 15. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central "Alto Cielo".

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

Dependencia según la temperatura:

A continuación se representa el resultado del modelo para distintos valores de temperatura ambiente: 10, 15, 20, 25, 30 y 35 grados Celsius.

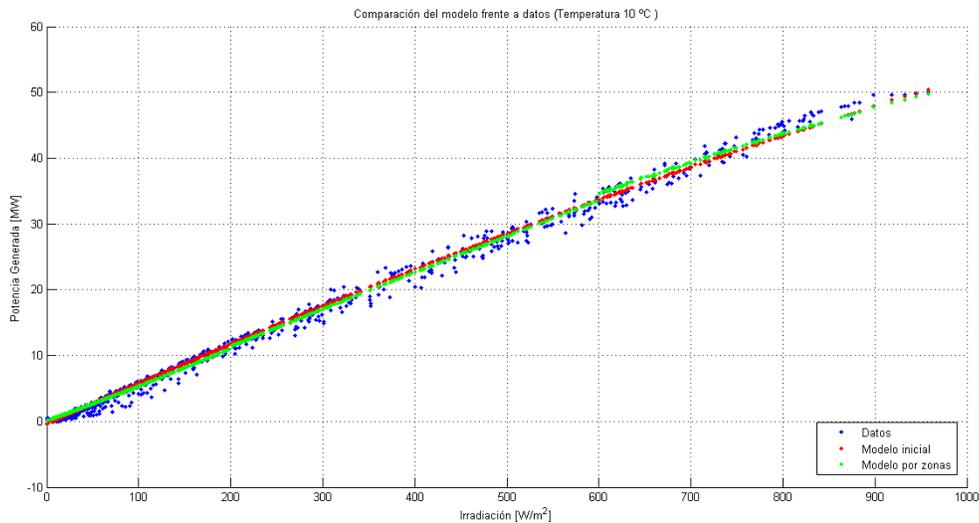


Fig. 16. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta” en el entorno de los 10 °C temperatura ambiente.

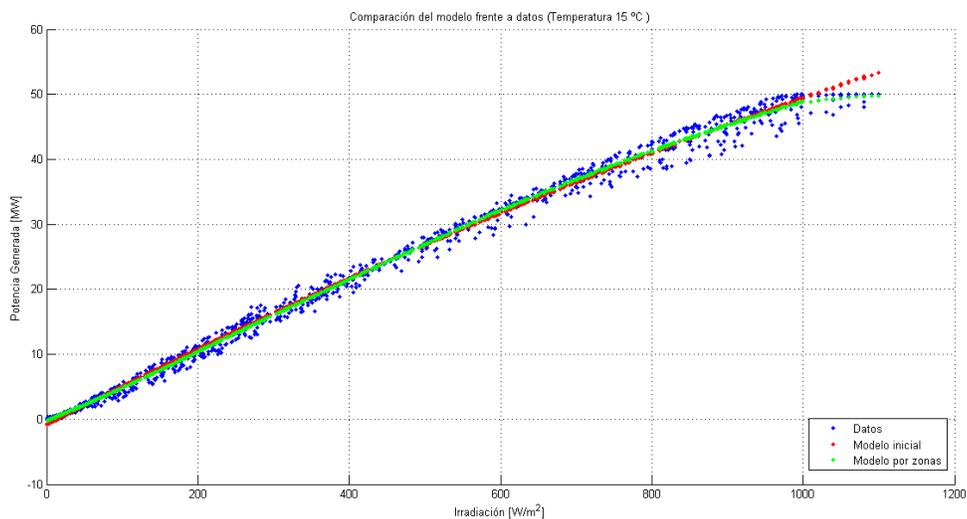


Fig. 17. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta” en el entorno de los 15 °C temperatura ambiente.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

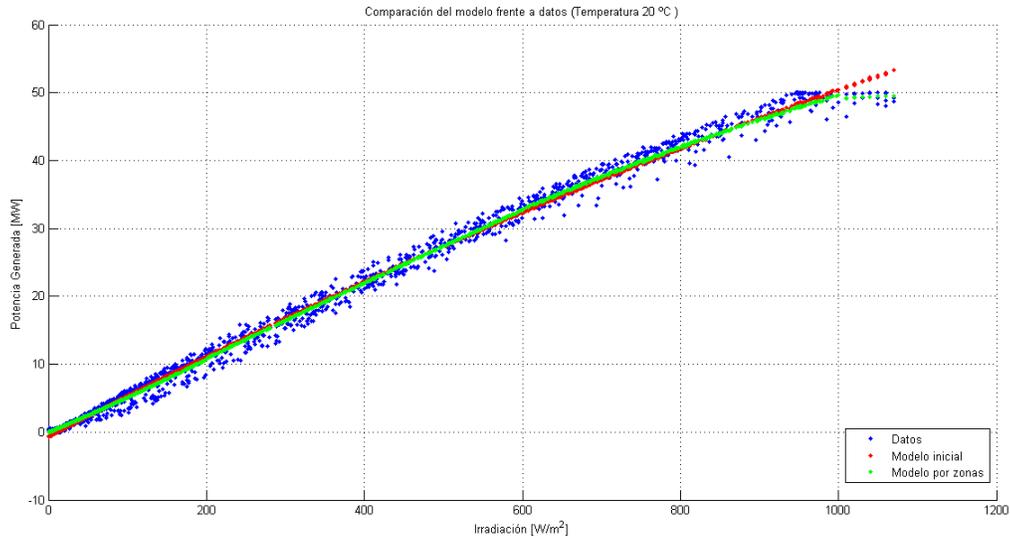


Fig. 18. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta” en el entorno de los 20 °C temperatura ambiente.

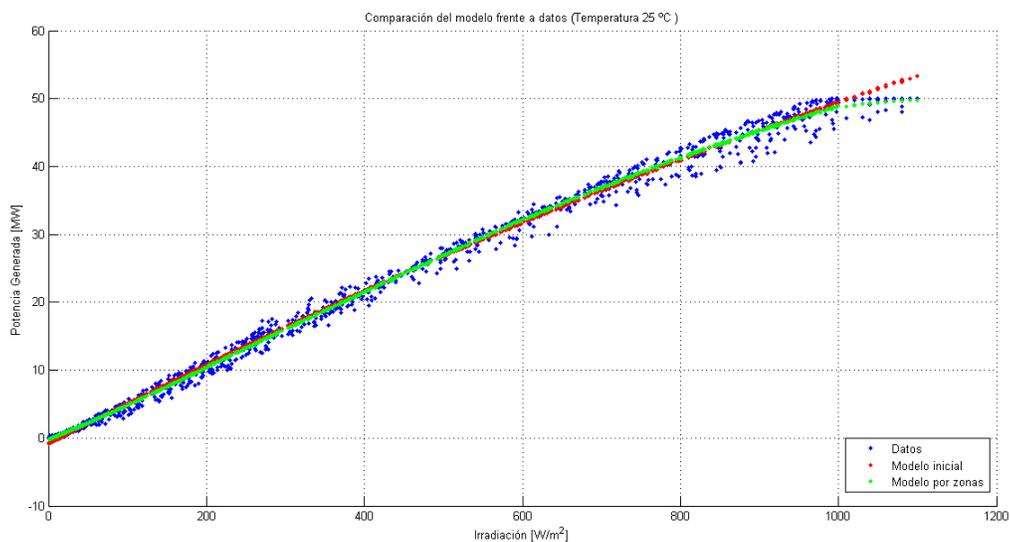


Fig. 19. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta” en el entorno de los 25 °C temperatura ambiente.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

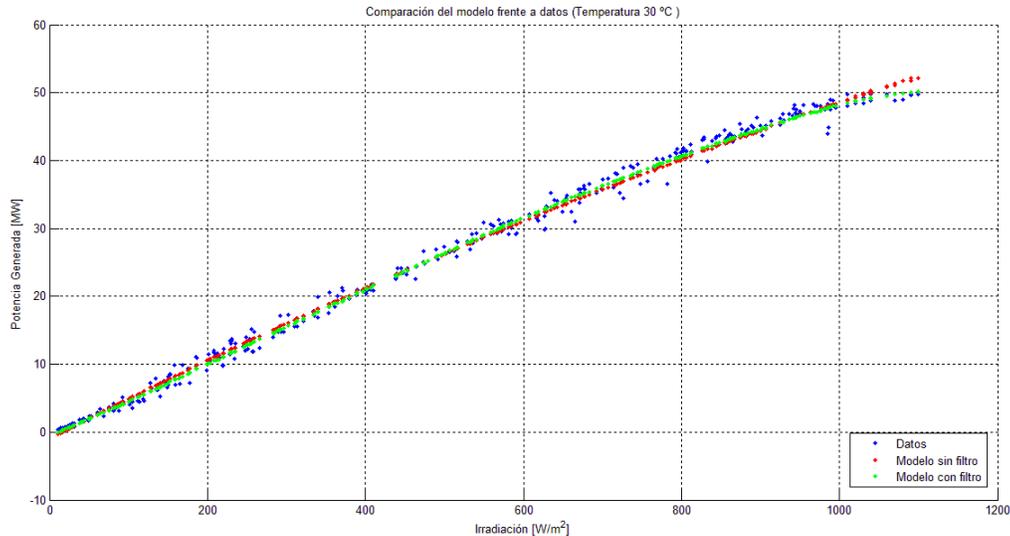


Fig. 20. Ajuste entre las medidas y el modelo ajustado para central “La Jacinta” en el entorno de los 30 °C temperatura ambiente.

Analizando las gráficas anteriores se concluye que el último modelo (“Modelo con filtro”) no parece tener errores importantes a la hora de predecir la generación en los distintos rangos de temperatura ambiente estudiados.

De todas formas, se puede apreciar una leve discontinuidad en los bordes de las zonas de irradiación.

Modelo un solo tramo topeado

Luego de haber analizado el modelo anterior por zonas de irradiación se estudia la posibilidad de desarrollar un modelo más sencillo y evitando la discontinuidad en el pasaje de zonas. Para esto se considera la potencia autorizada de cada central, de forma tal que si los valores de generación son cercanos a la potencia autorizada no se utilizan para calcular el modelo empírico. La calibración del polinomio se realiza sólo para aquellos datos cuya potencia generada sea inferior al 99 % de la potencia autorizada. De esta forma, se evita que se ajusten los coeficientes del polinomio con datos que no se ajustan a la respuesta continua de la instalación. La limitación impuesta por la potencia autorizada queda considerada al topear la potencia calculada por el polinomio con el valor máximo posible que pueda generar cada central.

Como resultado de la nueva metodología se obtienen los siguientes coeficientes para cada central estudiada:

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

Coeficientes nuevo ajuste	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
La Jacinta	6.4E-02	-3.7E-02	0.0E+00	-2.0E-04	2.0E-04
Raditon	1.0E-02	-3.8E-02	0.0E+00	-1.0E-04	1.4E-03
Alto Cielo	2.9E-02	-3.1E-02	0.0E+00	-1.0E-04	8.0E-04

Tab. 8. Coeficientes de los modelos considerando el nuevo ajuste.

Los índices de desvío calculados del nuevo ajuste con respecto a los datos son:

Nuevo ajuste	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
La Jacinta	-0.2	4.0	5.5
Raditon	0.2	6.1	8.1
Alto Cielo	0.2	5.3	7.3

Tab. 9. Desvíos obtenidos por el nuevo ajuste.

En esta etapa se analiza si el nuevo ajuste del modelo mejora al agregar el término independiente a la ecuación del polinomio. La expresión del modelo queda representada como:

$$P_E(r, T) = c_0 + c_1r + c_2T + c_3r^2 + c_4rT + c_5T^2$$

Se calculan los coeficientes que mejor ajustan al modelo con los datos obteniendo:

Coefs nuevo ajuste con TI	C_0	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
La Jacinta	-1.4E+00	6.5E-02	9.7E-02	0.0E+00	-2.0E-04	-2.8E-03
Raditon	-3.0E-01	1.0E-02	-1.5E-02	0.0E+00	-1.0E-04	1.0E-03
Alto Cielo	-1.4E+00	2.9E-02	1.0E-01	0.0E+00	-1.0E-04	-2.4E-03

Tab. 10. Coeficientes de los modelos nuevos considerando el término independiente.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

Los valores de las desviaciones considerando el término independiente son las siguientes:

Modelo un tramo con TI	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
La Jacinta	-0.1	3.9	5.4
Raditon	0.2	6.1	8.1
Alto Cielo	0.2	5.1	7.1

Tab. 11. Desvíos conseguidos por el nuevo ajuste considerando el término independiente.

Comparando los desvíos obtenidos se nota una leve mejora al agregar el término independiente por lo que se recomienda su uso.

A continuación se estudia a nivel gráfico el modelo comparándolo con los datos para la central Raditon obteniendo resultados similares para las otras centrales:

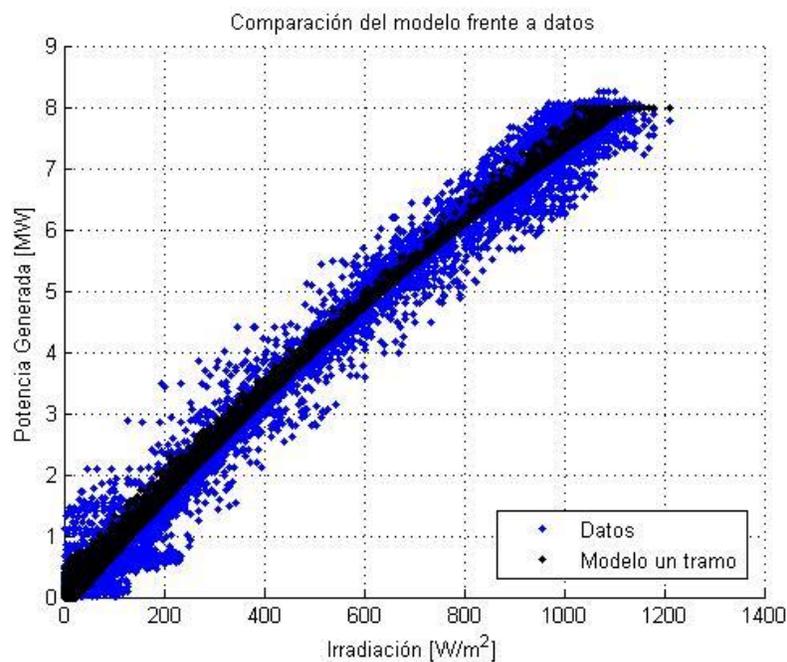


Fig. 21. Ajuste entre las medidas y el modelo nuevo para central “Raditon”.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

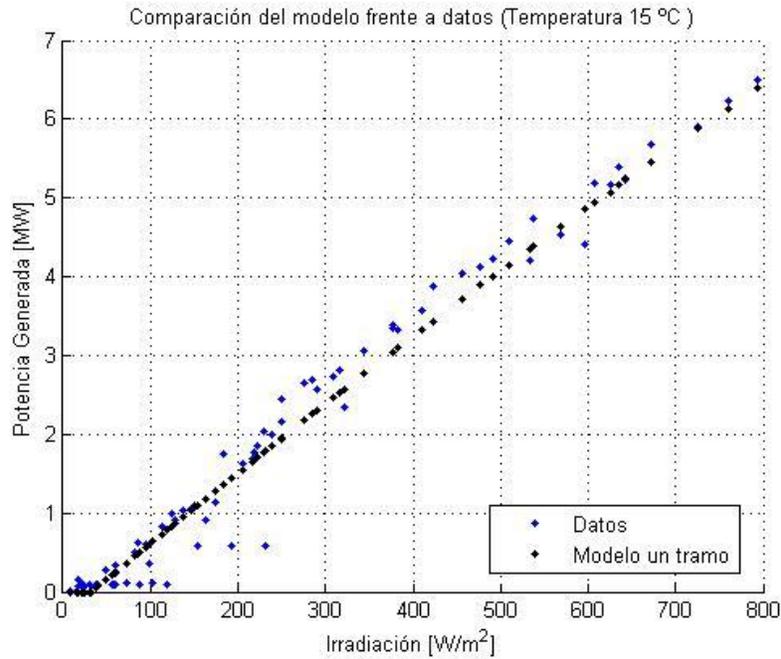


Fig. 22. Ajuste entre las medidas y el modelo nuevo en el rango de 15 °C para central “Raditon”.

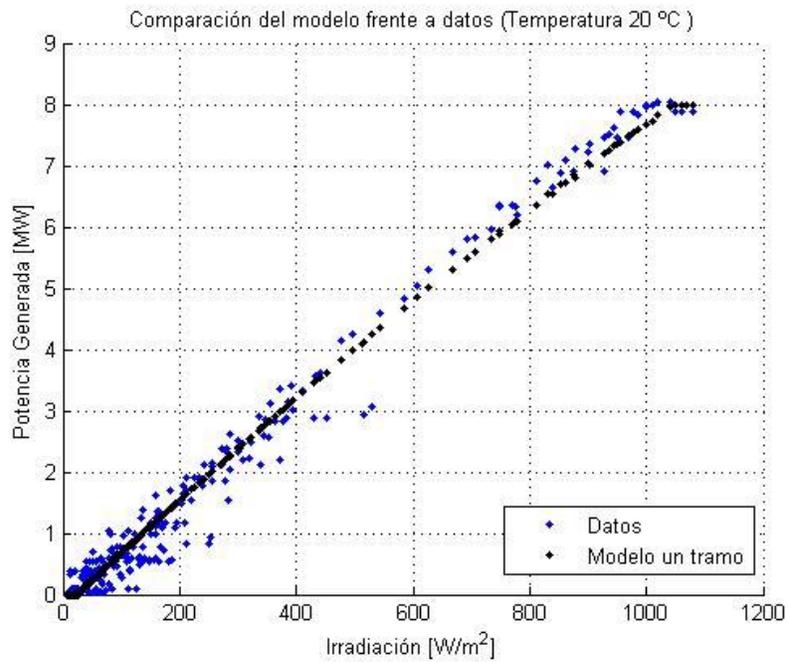


Fig. 23. Ajuste entre las medidas y el modelo nuevo en el rango de 20 °C para central “Raditon”.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

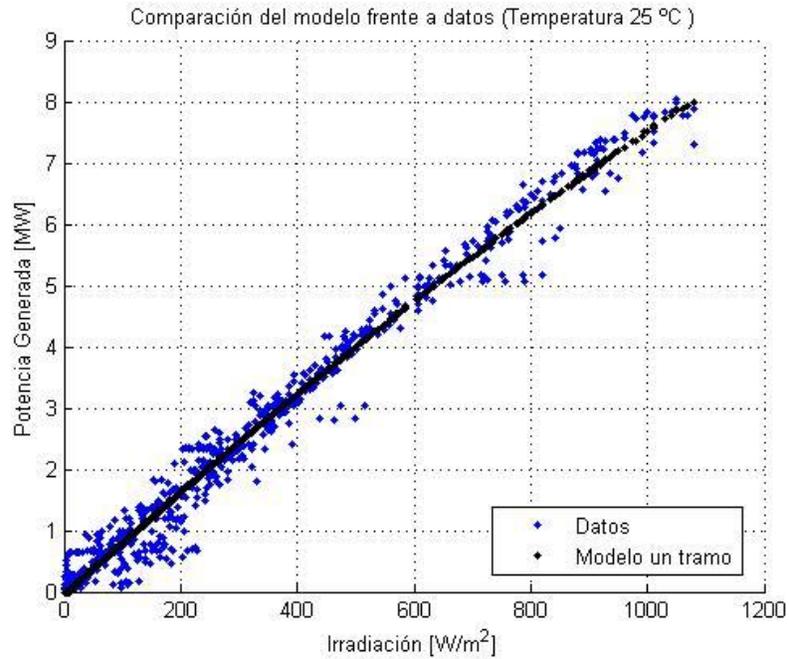


Fig. 24. Ajuste entre las medidas y el modelo nuevo en el rango de 25 °C para central “Raditon”.

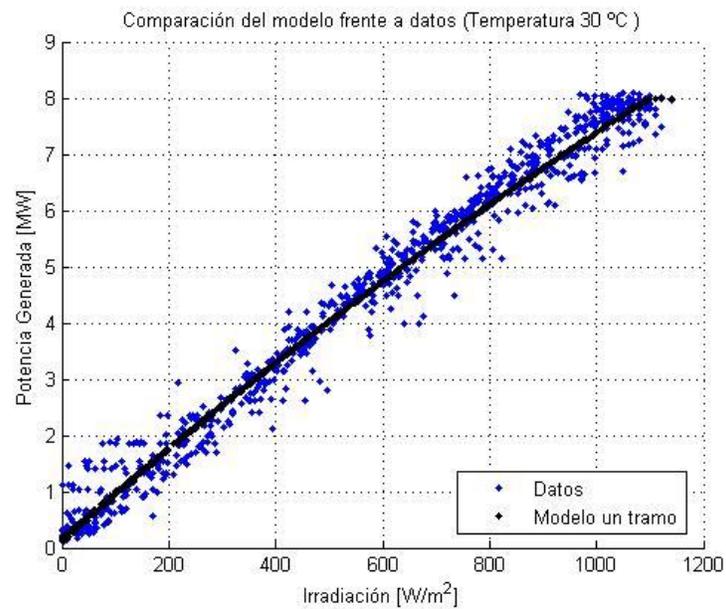


Fig. 25. Ajuste entre las medidas y el modelo nuevo en el rango de 30 °C para central “Raditon”.

CAPÍTULO 4 – MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO

Otra manera de evaluar el modelo es representar gráficamente la salida del modelo frente a los datos de generación del modelo, si el modelo es perfecto los puntos representados en la gráfica pertenecerán a la recta de pendiente uno. Las desviaciones que se observen en los puntos respecto a la recta de pendiente uno corresponde a los desvíos del modelo. En la figura que se encuentra a continuación se representa lo antedicho, y si bien se observan desvíos, la salida del modelo acompaña a la recta y no se observa una tendencia a subestimar o sobreestimar la generación.

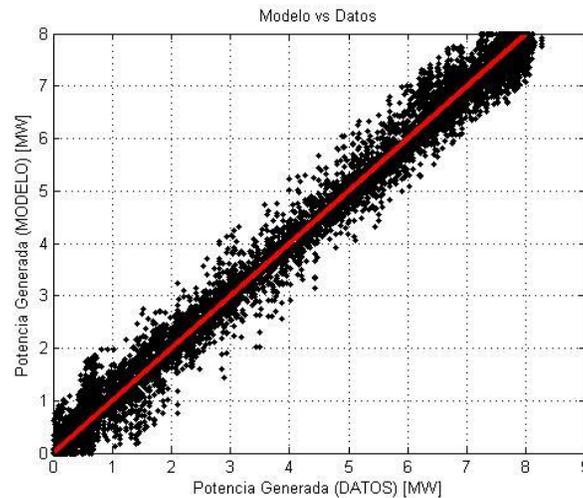


Fig. 26. Comparación entre modelo y datos.

5. Desarrollo de un modelo teórico

5.1. Introducción

Como contrapartida del modelo empírico analizado y desarrollado en los capítulos anteriores, en el presente capítulo se busca evaluar el desempeño de un modelo computacional teórico que recoja el comportamiento físico de las plantas desarrollado sobre la herramienta Matlab. Este modelo toma como entrada la irradiación en plano inclinado y temperatura ambiente y arroja valores de generación de energía eléctrica. Una vez dimensionado e implementado el modelo de planta, se realiza una validación del mismo, este modelo permite a su vez ser utilizado tanto en centrales solares con paneles fijos como con seguidor.

5.2. Descripción global del modelo

El modelo global de la planta se puede dividir en los siguientes bloques:

- Pasaje a plano del panel
- Panel fotovoltaico
- MPPT (Maximum Power Point Tracker)
- Pérdidas globales de la planta

A continuación se detallan las principales características de los diferentes módulos que presenta el modelo.

5.2.1. Pasaje a plano del panel

Este primer bloque de modelado, tiene sentido en aquellos casos en los cuales no se cuenta con el dato de irradiación en el plano del panel y sí en plano horizontal. Permite entonces poder hacer el pasaje al plano correspondiente tanto sea una planta que tenga simplemente los paneles fijos en plano inclinado o alguna tecnología de seguimiento.

La irradiación global incidente (G_i) en una superficie inclinada, está compuesta por tres componentes: irradiación directa desde el Sol (G_{bi}), irradiación difusa desde el cielo (G_{di}) e irradiación difusa reflejada en el suelo (G_{ri}). Estas magnitudes se relacionan a través de la siguiente ecuación.

$$G_i = G_{bi} + G_{di} + G_{ri}$$

El modelo utilizado en este modelo para determinar la irradiación incidente en una superficie inclinada fue propuesto por los autores Hay, Davies, Reindl y Klucher y se lo conoce como el modelo HDKR [2]. Este modelo considera el hecho de que la irradiación difusa posee un

CAPÍTULO – MODELO TEÓRICO

componente isotrópico, uno circunsolar y un tercer componente dado por el brillo del horizonte. La ecuación propuesta por HDKR para la irradiación incidente G_i es la que se muestra en la siguiente ecuación. En la misma se pueden identificar los tres términos que representan respectivamente las magnitudes G_{bi} , G_{di} , y G_{ri} .

$$G_i = (G_{bh} + T_b G_{dh}) R_b + G_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) + G_{dh} \left[(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + \sqrt{(1 - f_d)} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \right] + G_{dh} \left[(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + \sqrt{(1 - f_d)} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \right]$$

Las magnitudes G_{bh} y G_{dh} son las componentes directa y difusa de la irradiación en plano horizontal. El parámetro T_b es la transmitancia atmosférica, β es el ángulo de inclinación de los paneles y f_d se conoce como “fracción difusa” y corresponde a la proporción de irradiación difusa en relación a la irradiación global.

Para calcular el parámetro f_d , se utilizó una correlación horaria existente, conocida como el modelo de Ruiz- Arias [3]. Esta permite obtener la fracción difusa a partir del valor de irradiación global horizontal.

$$f_d = a_0 + a_1 e^{-e^{(a_2 + a_3 k_T)}}$$

Donde a_0 , a_1 , a_2 , y a_3 son constantes que dependen de la ubicación de la superficie, y k_T es el índice de claridad horario.

De forma de poder tener una validación preliminar del uso de este modelo, se comparó la salida del modelo HDKR con valores reales de irradiación en plano inclinado durante un año. Las medidas fueron adquiridas por el LES/Uruguay¹. En la figura 27 se muestra la desviación del modelo (en Wh/m²) comparado con los valores medidos.

En algún día específico la diferencia entre el modelo y las medidas alcanza valores mayores que 200 Wh/m², particularmente al mediodía. La desviación cuadrática media horaria obtenida fue del orden de un 25% del valor medio de la irradiación.

¹Laboratorio de Energía Solar. <http://les.edu.uy>.

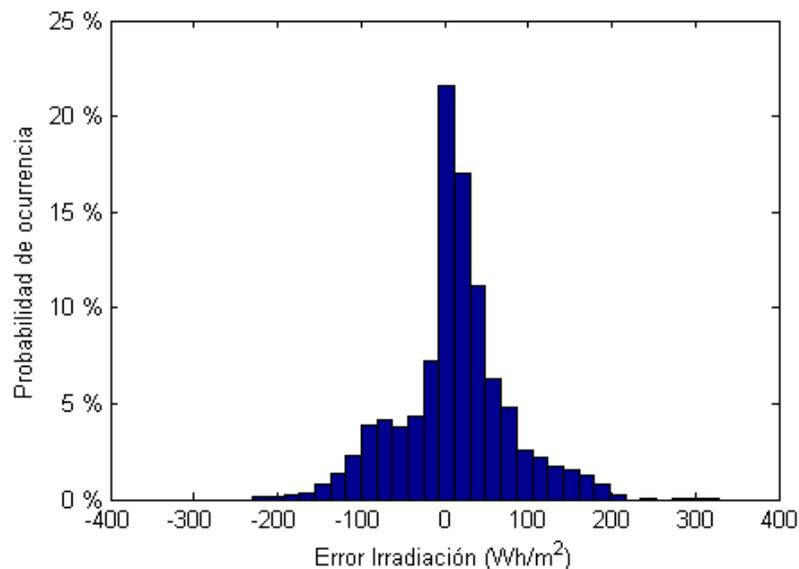


Figura 27. Histograma de error del modelo HDKR.

En el caso de superficies con seguimiento, al no contar con medidas horarias de irradiación con algún tipo de seguimiento, no es posible realizar una validación similar a la anterior. A pesar de esto, se analizó la salida del modelo comparándola con valores manejados en la bibliografía y en catálogos de fabricantes. En la tabla 12, se observan las ganancias porcentuales en irradiación incidente cuando se utiliza una inclinación fija o seguidores solares, según el modelo realizado. Estos valores se encuentran dentro de los rangos que manejan los fabricantes de seguidores en sus hojas de datos.

Configuración	Ganual(W/m2)	% vs 0°	% vs 28°
Horizontal 0°	206	-	-
Inclinado, 28°	225	9	-
Un eje acimutal	280	35	24
Dos ejes	298	44	32

Tabla 12. Irradiación promedio anual y ganancia.

5.2.2. Modelo del panel fotovoltaico

A la hora de modelar el panel fotovoltaico se recurre a un modelo eléctrico que permite, a partir de hojas de datos de módulos comerciales, calcular los parámetros físicos necesarios para que el mismo se ajuste razonablemente a las curvas características proporcionadas por los fabricantes. La construcción de este modelo se basa esencialmente en un artículo académico titulado “PV panel model based on data sheet values” [4].

CAPÍTULO – MODELO TEÓRICO

El modelo requiere conocer los parámetros denominados “Standard Test Condition” (STC). Estos parámetros son calculados mediante ensayos en condiciones estándar que se realizan con una irradiación de 1000 W/m², a una temperatura de celda de 25 °C, y considerando un ratio masa de aire AM 1,5. A partir de estos valores, se arma la curva característica del panel fotovoltaico para distintas condiciones de irradiación y de temperatura. A continuación se describe brevemente el modelo utilizado.

El circuito equivalente de una celda fotovoltaica es el que se muestra en la figura 28.

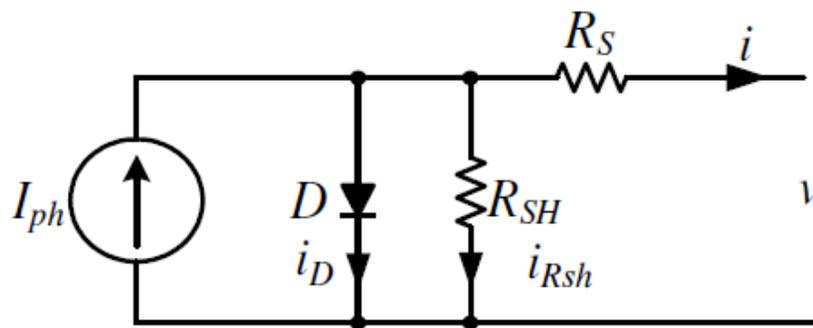


Figura 28. Modelo eléctrico de celda fotovoltaica.

La ecuación característica tensión-corriente correspondiente al circuito es la que se expresa en la siguiente ecuación:

$$i = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{v + R_s \cdot i}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{v + R_s \cdot i}{R_{sh}}$$

Donde:

- I_{ph} - corriente fotogenerada (dependiente de la irradiación incidente).
- I_0 - corriente de saturación inversa del panel.
- R_s - resistencia serie del panel, que representa las pérdidas óhmicas que ofrece el silicio al paso de la corriente (del orden de los mΩ por celda).
- R_{sh} - resistencia shunt del panel, que representa las pérdidas por fuga de corriente (del orden de los kΩ por celda)
- $V_t = (kT_{STC})/q$ - es el voltaje de juntura del panel, cuyos componentes son:
- A - factor de idealidad del diodo.
- k - constante de Boltzmann.
- q - carga del electrón.
- T_{STC} - la temperatura del panel en condiciones STC.

CAPÍTULO – MODELO TEÓRICO

Los primeros cuatro parámetros I_{ph} , I_0 , R_s , R_{sh} , junto con el factor de idealidad del diodo D conforman el “modelo de cinco parámetros”, utilizado en el modelo.V. Para calcular los cinco parámetros que describen el modelo del panel eléctrico se construye un sistema de cinco ecuaciones (ecuaciones (A - E)). Las primeras tres ecuaciones consisten en evaluar la curva I-V del PV en diferentes puntos de operación:

- Cortocircuito en condiciones STC ($V=0$):

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{R_s I_{sc}}{n_s V_t}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}} \quad (\text{Ecuación A})$$

- Circuito abierto en condiciones STC ($I=0$):

$$I_{oc} = 0 = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (\text{Ecuación B})$$

- Punto de máxima potencia en condiciones STC:

$$I_{mpp} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{n_s V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{R_{sh}} \quad (\text{Ecuación C})$$

-La cuarta ecuación se basa en el hecho de que la curva de $P(V)$, evaluada en el punto de máxima potencia, presenta por definición una pendiente nula:

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{\substack{V=V_{mpp} \\ I=I_{mpp}}} = 0 \quad (\text{Ecuación D})$$

- Finalmente, la quinta y última ecuación proviene del hecho de que la resistencia R_{sh} puede ser razonablemente aproximada por la derivada de la corriente en función del voltaje en condiciones de cortocircuito:

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=I_{sc}} = -\frac{1}{R_{sh}} \quad (\text{Ecuación E})$$

En las ecuaciones anteriores se utilizan valores que se pueden encontrar en las hojas de datos de paneles fotovoltaicos. Estos son:

- **I_{sc}** - corriente de cortocircuito en STC.
- **V_{oc}** - voltaje en circuito abierto en STC.
- **V_{mpp}** - voltaje en el punto de máxima potencia (MPP) en STC.
- **I_{mpp}** - corriente en el MPP en STC.
- **P_{mpp}** - potencia en el MPP en STC.

CAPÍTULO – MODELO TEÓRICO

- k_i – coeficiente de temperatura de corriente de cortocircuito.
- k_v - coeficiente de temperatura de voltaje en circuito abierto.

Con el resultado del sistema de ecuaciones se puede representar la curva característica del panel, que es válida en condiciones STC.

Evidentemente, la irradiación solar es una variable que incide directamente en la potencia que genera una planta. Además de la irradiación, existen otros factores influyentes como lo es la temperatura, que afecta significativamente su rendimiento. Cuando la temperatura de la celda difiere de los 25 °C (temperatura STC), la curva característica ya no queda representada con el modelo calculado en la sección anterior, el cual es válido sólo para condiciones STC.

Cualitativamente, la generación aumenta cuando baja la temperatura y viceversa. Lo mismo sucede cuando la irradiación que recibe el panel es distinta de 1000 W/m², sólo que en este caso la generación aumenta conforme a la irradiación incidente.

Dado que en condiciones normales de operación los paneles están sometidos por tiempos prolongados a la irradiación del Sol, estos presentan una temperatura en general bastante superior a la ambiente (salvo en condiciones excepcionales en que la velocidad del viento sea muy alta, aumentando la capacidad disipativa de los paneles).

Al margen de este último comentario, se puede afirmar que en un régimen de trabajo normal (en el Uruguay), los 25 °C son alcanzados y superados la mayor parte del tiempo en que la planta fotovoltaica genera, a lo largo de su vida útil. Por este motivo, es esencial modelar el efecto de la temperatura en los paneles para tener un modelo de planta que produzca una salida razonable.

El enfoque que se da en este modelo se basa en el hecho de que la curva característica es concebible como una misma familia de curvas para las distintas condiciones de irradiación y temperatura. En otros términos, la curva característica en condiciones STC es escalable según las variables ambientales de interés, logrando producir un modelo más completo y realista. Por lo tanto, se consideró la dependencia de las curvas con la irradiación y la temperatura de acuerdo al modelo explicitado en [4].

Los parámetros atmosféricos que se utilizan como datos de entrada en el modelo son la irradiación incidente en plano, el plano del panel y la temperatura ambiente. En el trabajo “Evaluación económica del uso de tecnologías de seguimiento en centrales fotovoltaicas en Uruguay” [5], se encuentra una validación detallada de este modelo de panel.

5.2.3. MPPT (Maximum Power Point Tracker)

En toda instalación fotovoltaica, el inversor cumple un rol fundamental en la transformación de la corriente continua generada por los paneles a corriente alterna, de forma que la misma pueda ser inyectada a la red de transmisión o distribución. Para ello, el inversor debe ser capaz de proveer una tensión de valor estable.

Además de la función mencionada, los inversores para aplicaciones de energía fotovoltaica cumplen un papel adicional de extrema importancia para maximizar la capacidad de generación de la planta. Dado que la curva característica de los paneles se ve permanentemente alterada por la irradiación y la temperatura, el punto de máxima potencia (MPP) se va desplazando conforme cambian las condiciones externas. Por lo tanto, es necesario que el inversor imponga la tensión correspondiente al MPP. De no hacerlo, se estaría perdiendo capacidad de generación.

Para que el modelo de la planta desarrollado tenga una salida realista, es necesario incluir un modelo de inversor con control de seguimiento de máxima potencia. En este caso se utiliza un algoritmo conocido en la literatura como “perturbar y observar” (P&O) [6].

Además de incluir la lógica mencionada en el modelo, se debe considerar que el rango de voltajes de entrada del inversor es limitado. Por lo tanto, existe una tensión máxima y una mínima que el mismo puede imponer al sistema, lo que implica que en algunas condiciones extremas no se puede trabajar en el MPP. De no modelarse esta particularidad, se estaría sobrestimando la energía generada por la planta.

5.2.4. Pérdidas de la planta

Para poder obtener un valor estimado de cuánta energía genera una planta fotovoltaica, es necesario identificar y cuantificar todas las pérdidas que se producen desde que la radiación solar incide en los paneles fotovoltaicos, hasta que la energía eléctrica es entregada a la red. En el presente trabajo se consideraron las siguientes pérdidas [7] [8]:

- **Pérdidas ópticas:**
 - pérdidas por sombreado del 2 %.
 - pérdidas por suciedad del 3 %.
 - pérdidas por reflectancia angular que dependen la configuración de la planta.
- **Pérdidas en el generador fotovoltaico:**
 - pérdidas por temperatura del panel.
 - pérdidas de conexionado o mismatch.
 - pérdidas por decaimiento de eficiencia de los módulos fotovoltaicos de 0,7 % anual.

CAPÍTULO – MODELO TEÓRICO

- **Pérdidas eléctricas:**
 - pérdidas en el inversor del 1,5 %.
 - pérdidas óhmicas.
 - pérdidas en el transformador del 1 %.

En la figura 29 se presenta un diagrama donde se puede observar cómo la energía generada en los paneles se va reduciendo producto de las diversas pérdidas, hasta llegar a la energía entregada a la red. Este diagrama fue realizado con los valores correspondientes a la configuración de planta con paneles fijos.

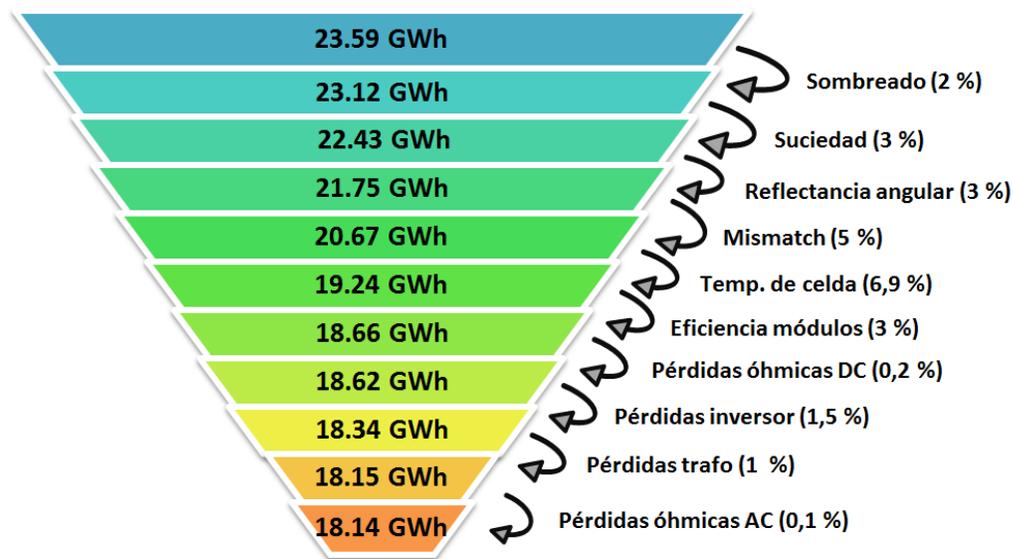


Figura 29. Diagrama de pérdidas.

Por otra parte es necesario, dimensionar los componentes que forman parte de la planta fotovoltaica. Se escogen los paneles fotovoltaicos, la estructura soporte (ángulo de inclinación y en caso de que sea con seguidor, el tipo de seguimiento), se calculan la distancia de separación entre mesas y se dimensiona todo el cableado tanto de alterna como de continua.

5.3. Evaluación del modelo teórico

Para evaluar el modelo teórico se calibró el mismo para la central generadora Raditon al ser la que se disponía mayor información sobre la ingeniería interna del proyecto. Los valores principales que se deben introducir en el modelo son: tipo de panel, cantidad de paneles, tipo de inversor, cantidad de inversores, y ajustar los valores de pérdidas de la central de acuerdo al diseño. Una vez calibrado, al igual que con los otros modelos se realiza un estudio gráfico de los resultados:

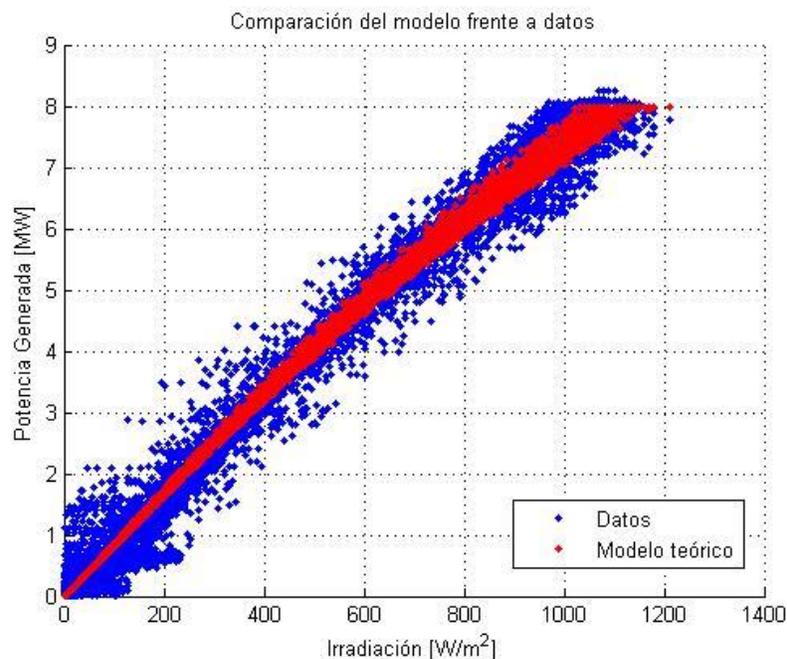


Fig. 30. Ajuste entre las medidas y el modelo teórico (Raditon).

A simple vista, observando la gráfica con todos los rangos de temperaturas, se puede señalar que el modelo resulta ser adecuado, luciendo mayor desviación en los valores de irradiación bajos.

Para realizar un estudio más en detalle, se evalúan las salidas del modelo con los datos en rangos de temperaturas cercanos a los 15, 20, 25 y 30 grados Celsius. Esta evaluación se puede observar en las siguientes cuatro gráficas, y se podría concluir que el modelo teórico parece ajustarse correctamente a los cambios de temperatura.

CAPÍTULO – MODELO TEÓRICO

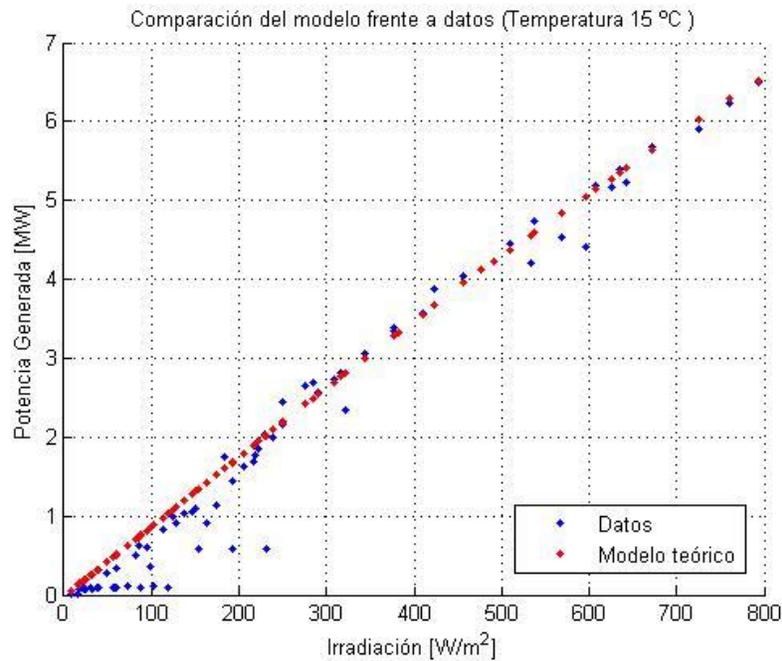


Fig. 31. Ajuste entre las medidas y el modelo teórico en el rango de 15 °C para central “Raditon”.

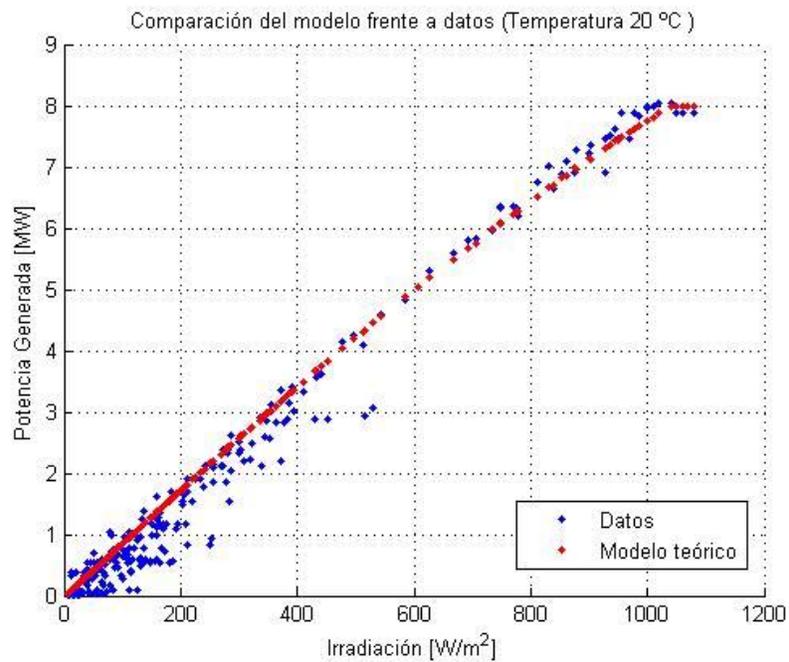


Fig. 32. Ajuste entre las medidas y el modelo teórico en el rango de 20 °C para central “Raditon”.

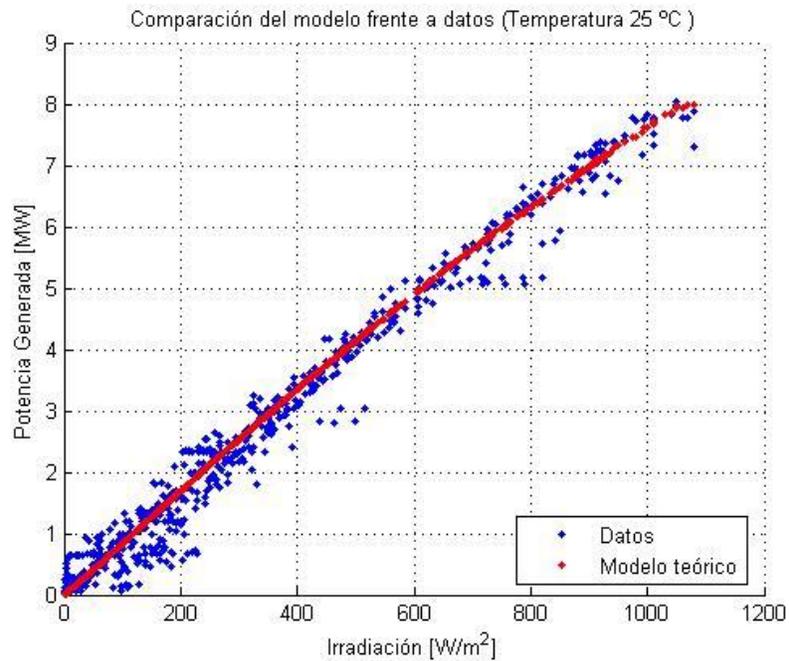


Fig. 33. Ajuste entre las medidas y el modelo teórico en el rango de 25 °C para central “Raditon”.

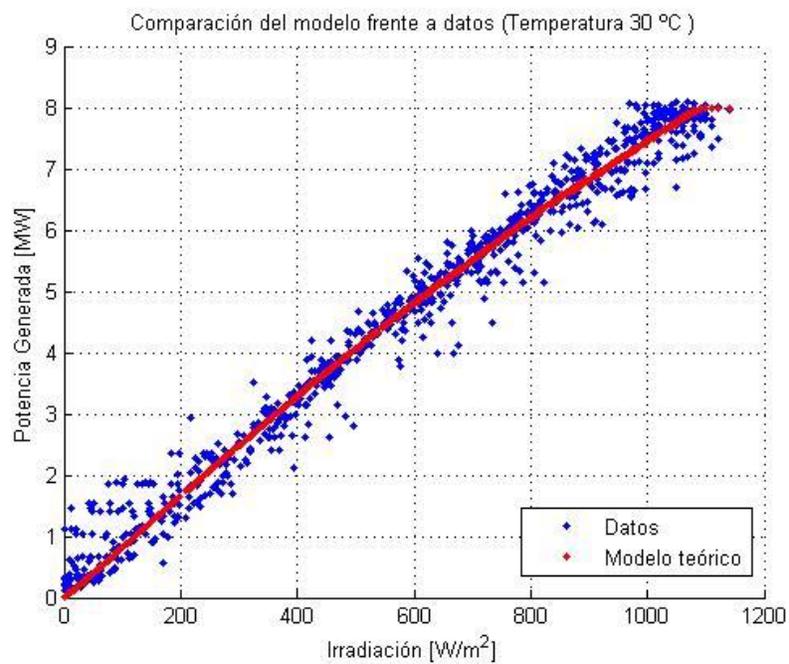


Fig. 34. Ajuste entre las medidas y el modelo teórico en el rango de 30 °C para central “Raditon”.

CAPÍTULO – MODELO TEÓRICO

Por último, aplicando los mismos indicadores que los usados para el modelo empírico propuesto se obtienen los siguientes resultados de desvíos:

Modelo Teórico	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Raditon	-0.1	6.2	8.7

Tab. 13. Desvíos del modelo teórico (Raditon).

Comparando estos resultados del modelo teórico con los obtenidos con el modelo final propuesto para la central Raditon no se observa gran diferencia, siendo incluso el modelo empírico más adecuado para la estimación de la generación para los indicadores MAE y RMSE.

6. Campañas de medición de parámetros

6.1.Introducción

En el presente capítulo se definen las consideraciones a tener en cuenta en lo que respecta a los aparatos de medición a colocar en las centrales y las mediciones que se envían. Es de destacar que los modelos utilizados tienen como inputs variables meteorológicas como la irradiación y la temperatura. Lo que se busca en este capítulo es dejar definidas las buenas prácticas que permitan lograr una estimación más ajustada de la energía generada durante los episodios de interés.

6.2.Piranómetros

El instrumento más usado para medir radiación global es el piranómetro, en el cual el elemento sensible se basa en el efecto termo-eléctrico (efecto Seebeck) de juntas bi-metálicas. La salida se calibra para ser proporcional a la irradiancia en W/m^2 y los mejores equipos alcanzan una sensibilidad del orden de $10 \mu\text{-volt/watt}/m^2$, con un error relativo del orden de 1 % para ángulos de incidencia θ menores a 70° . La respuesta espectral de estos aparatos es bastante uniforme en el rango de 300 a 2800 nm, que incluye la mayor parte del espectro solar incidente. Algunas de las características deseables en un buen piranómetro son:

- Respuesta espectral uniforme en todo el espectro solar.
- Sensibilidad estable frente a variaciones de temperatura. Los aparatos de calidad incluyen una medida de la temperatura interna que permite corregir a posteriori.
- Encapsulado robusto, capaz de resistir largos periodos de tiempo a la intemperie.



Figura 35. Piranómetro Kipp-Zonen usado de referencia en la industria
[<http://www.kippzonen.com/data/images/Pyranometer.png>].

CAPÍTULO 6 – CAMPAÑAS DE MEDICIÓN

Los niveles de calidad de piranómetro se han estandarizado en la normativa ISO 9060, adoptada por la Organización Meteorológica Mundial (WMO) y existe una referencia radiométrica mundial contra la cual se calibran los estándares secundarios. De acuerdo a la norma ISO 9060, los instrumentos de medida de irradiación para uso científico o productivo se clasifican como Estándar Secundario, Clase I o Clase II según su nivel de incertidumbre, entre otros parámetros (vea la tabla 14). Un Piranómetro utilizable como Estándar Secundario debe tener una incertidumbre menor a 3 % para medidas horarias y menor a 2 % para medidas diarias. Un instrumento de Clase I mide irradiación diaria con una incertidumbre menor a 8 % para medidas horarias y al 5 % en medidas diarias. Finalmente, en un instrumento de Clase II, la incertidumbre puede ser del orden de hasta 20 % para medidas horarias y de hasta 10 % para totales diarios [9].

Pyrheliometer Specification List			
Specification	Class of Pyrheliometer ^a		
	Secondary Standard Class	First Class	Second
Response time—95% response	< 15 s	< 30 s	< 60 s
Zero offset			
Response to 200 Wm ⁻² net thermal radiation (ventilated)	± 7 Wm ⁻²	± 15 Wm ⁻²	± 30 Wm ⁻²
Response to 5-Kh ⁻¹ change in ambient temperature	± 2 Wm ⁻²	± 4 Wm ⁻²	± 8 Wm ⁻²
Resolution—smallest detectable change	± 0.5%	± 1%	± 3%
Stability—percentage change in responsivity per year			
Nonlinearity—percentage deviation from the responsivity at 500 W/m ² because of change in irradiance between 100 Wm ⁻² and 1,000 Wm ⁻²	± 10 Wm ⁻²	± 20 Wm ⁻²	± 30 Wm ⁻²
Directional response for beam radiation (the range of errors caused by assuming that the normal incidence responsivity is valid for all directions when measuring, from any direction, a beam radiation that has a normal incidence irradiance of 1,000 Wm ⁻²)	± 3%	± 5%	± 10%
Spectral selectivity—percentage deviation of the product of the spectral absorptance and the spectral transmittance from the corresponding mean between 0.35 μm and 1.5 μm	2%	4%	8%
Temperature response—total percentage deviation because of change in ambient temperature within an interval of 50 K	± 0.5%	± 2%	± 5%
Tilt response—percentage deviation from the responsivity at 0 degrees tilt (horizontal) because of change in tilt from 0 degrees to 90 degrees at 1,000 Wm ⁻² irradiance			

Tabla 14. Clasificación de piranómetros según la norma ISO9060.
[<http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63112.pdf>]

6.3.Sensores de temperatura

En el caso de la medida de temperatura, se utilizan dispositivos que transforman los cambios de temperatura en cambios en señales eléctricas que son procesados por equipo eléctrico o electrónico.

Hay tres tipos principales de sensores de temperatura, los termistores, los RTD y los termopares.

El sensor de temperatura, típicamente suele estar formado por el elemento sensor, de cualquiera de los tipos anteriores, la vaina que lo envuelve y que está rellena de un material muy conductor de la temperatura, para que los cambios se transmitan rápidamente al elemento sensor y del cable al que se conectarán el equipo electrónico [10].

En el caso de la industria fotovoltaica habitualmente se utilizan sensores del tipo RTD, particularmente los del tipo PT-100. Para medir la temperatura de celda, se suelen colocar atrás del panel como muestra la Fig. 36.

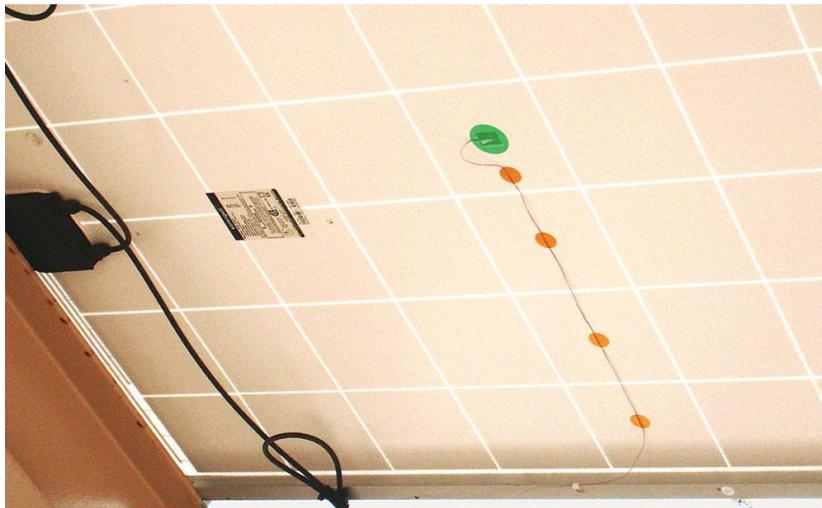


Figura 36. Ejemplo de instalación de sensor de temperatura.

[<http://solarprofessional.com/articles/operations-maintenance/improving-long-term-back-of-module-temperature-measurements#.WT80H2g1-Cg>].

CAPÍTULO 6 – CAMPAÑAS DE MEDICIÓN

6.4. Consideraciones y recomendaciones

Luego de un breve repaso por las características principales de estos sensores y teniendo el modelo operativo, cabe destacar algunas consideraciones acerca de los equipos de medida:

- **Calidad de los sensores:** En el caso de los piranómetros, se recomienda que la medida provenga de un equipo del tipo Estándar Secundario. Para el caso de los sensores de temperatura, es sabido que en la industria se trabaja masivamente con sensores del tipo PT100 los cuales se consideran aceptables a estos efectos.
- **Calibración de sensores:** Las buenas prácticas de medidas de la Organización Meteorológica Mundial (WMO) exigen realizar una recalibración de los equipos cada dos años contra un piranómetro de referencia.

En Uruguay, el Laboratorio de Energía Solar (LES) brinda este servicio; en la Fig. 37 se observa un ejemplo de certificado de calibración.



Figura 37. Ejemplo de certificado de calibración emitido por el LES [http://les.edu.uy/wp-content/uploads/2016/04/2015_informe_RMCIS.pdf].

Para el caso de los sensores de temperatura, en Uruguay se puede optar por ejemplo por el servicio que presta el LATU.

CAPÍTULO 6 – CAMPAÑAS DE MEDICIÓN

- **Chequeo de constantes:** Un control periódico de las constantes cargadas en los equipos mediante la cual se hace el pasaje por ejemplo de volt a watt/m², resulta de singular importancia para determinar que no se esté subestimando o sobrestimando la irradiación en la central. Cabe destacar que este chequeo de constantes cargadas es independiente de la calibración del equipo de medida.
- **Utilización de otros equipos:** Muchas centrales fotovoltaicas contienen lo que es denominado “celda de referencia”, se trata de una celda calibrada que se mantiene limpia y se coloca junto con el arreglo de paneles (ver Fig. 38), esto se utiliza para, entre otras cosas, medir el rendimiento de los paneles fotovoltaicos e independizarse del factor “suciedad”. En caso de contar con esta información, puede ser de interés para calibrar los modelos y poderlos aislar del efecto de la suciedad.



Figura 38. Ejemplo de celda de referencia.

[<http://www.sgsweather.com/Images/Solar/Solar-cell-inclined-mount.jpg>]

7. Conclusiones y recomendaciones

En el presente trabajo se fueron evaluando a partir del modelo propuesto inicialmente distintos modelos para representar correctamente la generación de los parques fotovoltaicos a partir de datos meteorológicos. Se convergió en el modelo de “un sólo tramo topeado por la potencia nominal con término independiente”, por considerarlo un modelo sencillo y eficaz.

Se planteó una metodología de evaluación de modelos y se propuso como indicadores a: MBE (Mean Bias Error), MAE (Mean Absolute Error), RMSE (Root Mean Square Error). El modelo recomendado posee los siguientes desvíos:

Modelo un tramo con TI	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
La Jacinta	-0.1	3.9	5.4
Raditon	0.2	6.1	8.1
Alto Cielo	0.2	5.1	7.1

Tab. 15. Desvíos conseguidos por el nuevo ajuste considerando el término independiente.

Se sugiere que previo al procesamiento de los datos se realice un filtrado eliminando aquellos datos inválidos. Estos datos inválidos pueden ser temperaturas o irradiación fuera de los rangos normales, como también datos cuyos valores se repitan a lo largo del tiempo.

En particular se observa que el resultado del modelo se ve afectado directamente por el factor de disponibilidad de la central, por este motivo es importante el formato y validez de este parámetro. Se recomienda utilizar el factor de disponibilidad porcentual para todas las centrales. Para tratar de mitigar posibles errores de estos valores se propone utilizar un factor de ajuste de corto plazo que se aplique a la salida del modelo. Este factor de corto plazo se calcula como el cociente entre la potencia generada por la central y la salida del modelo en datos cercanos al punto evaluado. Una vez aplicado el factor a la salida del modelo, en caso de corresponder, se topearía el valor con la potencia autorizada del generador.

La metodología planteada se basa en mantener un modelo calibrado en base al histórico de medidas de potencia de la central e información meteorológica. Vale destacar que se recomienda incorporar las medidas de irradiación en plano horizontal y las de temperatura de celda para futuros estudios y posibles mejoras del modelo. En particular, se sugiere la posibilidad de utilizar temperatura de celda para el cálculo del modelo ya que afecta directamente a la producción de la generación.

CAPÍTULO 7 – CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como el modelo propuesto tiene como entrada los valores de irradiación y temperatura registrados, se realizan consideraciones a tener en cuenta en lo que respecta a la medida de estos valores y se recomienda calibración periódica de los equipos.

Por otro lado se resaltan otros parámetros no considerados que podrían llegar a afectar el rendimiento de los generadores como lo son factor de potencia y niveles de tensión.

Se calibró el modelo teórico desarrollado por el Grupo de Energía Solar Fotovoltaica obteniendo desvíos del orden de los alcanzados por el modelo empírico propuesto. Debido a la practicidad del modelo empírico y a los resultados logrados se sugiere su uso.

Por último, a la hora de modelar centrales con seguimiento solar se recomienda una revisión del modelo propuesto.

8. Referencias

- [1] ADME, “Anexo C: Modelo de central generadora solar fotovoltaica”.
- [2] J. Duffie, and J. Beckman, W. Solar Engineering of Thermal Processes, Wiley and Sons, Hoboken, New Jersey, third edition, 2006.
- [3] Ruiz-Arias, H. Alsamamra, J. Tovar-Pescador, D. Pozo-Vázquez. Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions, Energy Conversion and Management 2010.
- [4] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, PV panel model based on datasheet values, 2007.
- [5] Ing. Germán Crapuchetti, Ing. Gonzalo Hermida, Martín Puppo, Ing. Diego Oroño, Evaluación económica del uso de tecnologías de seguimiento en centrales fotovoltaicas en Uruguay
- [6] Djamilia Rekioua, Ernest Matagne, Springer, Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization Simulation and Control., 2012, ISBN: 978-1-4471-2348-4.
- [7] E. Melani, D. Oroño, Diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo. 2013.
- [8] Dirk C. Jordan, Sarah R. Kurtz, Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. National Renewable Energy Laboratory (NREL).]
- [9] Gonzalo Abal - Fundamentos de Energía Solar - RADIACION SOLAR - Setiembre 2014.
- [10] Sensores de Temperatura <http://medirtemperatura.com/sensor-temperatura.php>.