



UNIVERSITAT
JAUME·I

UNIVERSITAT JAUME I

ESCOLA SUPERIOR DE TECNOLOGIA I CIÈNCIES EXPERIMENTALS

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

***Desarrollo de un sistema automático para la
optimización de la producción de parques
fotovoltaicos***

TRABAJO FIN DE GRADO

AUTOR

Jorge Segarra Tamarit

DIRECTOR

Enrique Belenguer Balaguer

Castellón, septiembre de 2017

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO 2: PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO 3: PRESUPUESTO

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

ANEXO II: INFORME GENERADO

MEMORIA DESCRIPTIVA

Índice

1. OBJETO	3
2. ALCANCE	3
3. ANTECEDENTES	5
3.1. Fundamentos de la energía solar	5
3.1.1. Radiación solar	5
3.1.2. Coordenadas solares	6
3.1.3. Irradiancia teórica en superficie horizontal	8
3.1.4. Irradiancia teórica en superficie inclinada	9
3.2. Instalaciones fotovoltaicas	11
3.2.1. Introducción	11
3.2.2. Panel fotovoltaico	11
3.2.3. Caja de conexiones	13
3.2.4. Inversor	14
3.2.5. Otros elementos	15
3.3. Localización y características de las instalaciones	16
4. Herramienta para la detección de fallos	17
4.1. Descarga de mediciones	17
4.1.1. MySQL	17
4.1.2. Página web	20
4.1.3. FTP	22
4.2. Índices de rendimiento utilizados	24
4.2.1. Performance ratio	24
4.2.2. Ratio	26
4.3. Detección de sombras	27

4.4.	Estructura y funcionamiento de la herramienta	31
4.4.1.	Archivos de configuración	31
4.4.2.	Descarga de valores	33
4.4.3.	Performance ratio	35
4.4.4.	Ratio	36
4.4.5.	Gráficas	37
4.4.6.	Guardado de datos	38
4.4.7.	Resumen diario en formato pdf	38
4.5.	Resultados	40
5.	Optimización de las fechas de limpieza	43
5.1.	Estimación del perfil de suciedad de una instalación	43
5.2.	Función de coste	44
5.3.	Resultados	46
6.	Estudio de viabilidad económica	49
	Referencias	51
	Índice de Figuras	52
	Índice de Tablas	53
	Índice de Códigos	53
	Lista de variables y acrónimos	54

1. OBJETO

El objeto de este proyecto es crear una herramienta informática para poder comprobar el estado de las diferentes instalaciones de manera rápida y visualizando los mismos parámetros para todas las instalaciones, ya que, hasta ahora, existen diferentes plataformas de monitorización y es necesario invertir una cantidad de tiempo considerable en revisar el funcionamiento de todas las instalaciones de la empresa. Por otra parte, se estudia el efecto de la suciedad en los paneles y se plantea un método para optimizar las fechas y frecuencia de limpieza de las instalaciones.

2. ALCANCE

En este proyecto se explican los índices utilizados para la detección de fallos, así como sus limitaciones y se muestran ejemplos de los resultados obtenidos. También se explica cómo descargar los datos de las diferentes plataformas de monitorización disponibles y cómo tratarlos hasta obtener los índices con los que se detectarán los fallos. Este método permite, también, saber qué partes de la instalación están teniendo rendimientos más bajos para poder estudiarlos en mayor profundidad si se considera oportuno.

Además se discute el efecto de las sombras en los cálculos y se muestran ejemplos de detección de sombras en algunas de las instalaciones. Partiendo de los datos disponibles en la monitorización y determinando automáticamente qué días han sido soleados, y por tanto son mejores para el estudio de las sombras.

Finalmente se define una función de coste dependiente de las fechas de limpieza, la probabilidad de lluvia y la velocidad con la que se ensucian los paneles. Con esta función se calcula la mejor fecha para limpiar una de las instalaciones de la empresa.

3. ANTECEDENTES

3.1. Fundamentos de la energía solar

El Sol tiene un diámetro de 1.39×10^9 m y está situado a una distancia de 1.5×10^{11} m. En él se producen reacciones nucleares de fusión en las que se combinan los átomos de hidrógeno para formar helio y producir energía. Esta energía se irradia en todas las direcciones, principalmente en forma de ondas electromagnéticas, que viajan a la velocidad de la luz y tardan 8 minutos en llegar a la Tierra.

3.1.1. Radiación solar

De la radiación que emite el Sol en todas las direcciones, al exterior de la atmósfera llegan, de media, 1353 W/m^2 (según la NASA) a la superficie perpendicular a la dirección rayos del Sol. Por eso este valor se conoce como constante solar (I_0). Sin embargo, no toda esta radiación alcanza la superficie terrestre, ya que, en la atmósfera las nubes reflejan parte de la radiación y, junto con el aire, absorben otra parte. Por esto la intensidad que llega a la superficie, incluso en días despejados, no supera los 1000 W/m^2 .

Algunos de los conceptos necesarios para comprender la radiación solar son [1]:

- Irradiancia (I): Es la potencia incidente sobre una unidad de superficie y tiene unidades de W/m^2 . La irradiancia puede descomponerse en sus componentes: directa, difusa y reflejada.
- Irradiancia directa (I_b): Es la parte de la irradiancia que procede directamente del Sol y cuya trayectoria no ha sido alterada, por lo que tiene una sola dirección.
- Irradiancia difusa (I_d): Es la parte de la irradiancia que ha sufrido cambios de dirección al atravesar la atmósfera debido a los efectos de reflexión y refracción producidos en la atmósfera. Por lo tanto, esta componente tiene diversas direcciones de incidencia sobre la superficie.
- Irradiancia reflejada (I_r): Es la parte de la irradiancia que proviene de la reflexión en el suelo y objetos próximos a la superficie de estudio. Para calcularla hay que

tener en cuenta el coeficiente de reflectividad, que depende de las propiedades del terreno y los objetos.

- Irradiación (G): Es la cantidad de energía que llega a una superficie en un periodo de tiempo. Se puede obtener integrando la irradiancia durante ese periodo de tiempo y tiene unidades de Wh .

3.1.2. Coordenadas solares

La posición del sol respecto a un observador situado en un punto del planeta se puede definir con el azimut (A_z) y la altura (h).

El azimut es el ángulo que forma la línea que une el Sol con el observador al proyectarla sobre el plano horizontal con el meridiano que pasa por ese punto. Este ángulo se mide respecto al sur en el hemisferio norte y tiene valores negativos hacia el este y positivos hacia el oeste.

La altura es el ángulo que forman los rayos solares con la superficie horizontal. En ocasiones se utiliza el ángulo zenital, que es el formado por los rayos de sol y la vertical, es decir, el ángulo complementario de h .

Como estos dos valores dependen de la latitud (ϕ), la longitud (λ), la fecha y la hora, para calcularlos es necesario obtener otros parámetros previamente.

En primer lugar, el ángulo horario (w), que es el arco de ecuador comprendido entre el punto de observación y el Sol. Este ángulo se obtiene a partir de la hora solar utilizando la ecuación (3.1) y vale cero a las 12 de mediodía, cuando el Sol tiene su altura máxima y tiene valores negativos por la mañana y positivos por la tarde. Cada hora equivale a 15° de ángulo horario.

$$w = (\text{hora solar} - 12) \cdot 15^\circ \quad (3.1)$$

La recta que une el Sol con el centro de la Tierra y el plano del ecuador forman un ángulo denominado declinación (δ). Su valor es diferente para cada día del año y es positivo cuando el Sol está al norte del ecuador y negativo cuando está al sur. A partir del día actual del año (z) se obtiene el valor aproximado de δ utilizando la ecuación:

$$\delta = -23.45^\circ \cos \left(\frac{z + 10}{365} 360^\circ \right) \quad (3.2)$$

Sección 3. ANTECEDENTES

donde se ve que la declinación es mínima el 21 de diciembre, $z = 355$.

Es posible obtener un valor más exacto de δ con la ecuación [2]:

$$\delta = (0.006918 - 0.399912 \cos(\Gamma) + 0.070257 \sin(\Gamma) - 0.006758 \cos(2\Gamma) + 0.000907 \sin(2\Gamma) - 0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.00148 \sin(3\Gamma)) \frac{180^\circ}{\pi} \quad (3.3)$$

Donde Γ es:

$$\Gamma = \frac{z + 9}{365} 360^\circ \quad (3.4)$$

Una vez calculado el valor de w y de δ , ya es posible obtener el valor de la altura solar.

$$\sin h = \sin \delta \sin \phi + \cos \phi \cos \delta \cos w \quad (3.5)$$

Finalmente se calcula el valor de A_z .

$$\cos A_z = \frac{\sin h \sin \phi - \sin \delta}{\cos h \cos \phi} \quad (3.6)$$

Con esto queda definida la posición del Sol para cualquier ubicación y momento. Como ejemplo, en la Figura 1 se ha representado la posición del Sol en Castellón con un periodo de 30 minutos. Todos los puntos del mismo color representan la posición solar para las diferentes horas de días con la misma altura máxima, siendo los morados para los días de invierno en los que la altura es menor y los rojos para verano. En la salida del Sol el azimut tiene valores negativos y en la puesta positivos, valiendo h cero en ambos casos. La altura va aumentando al avanzar el día (de izquierda a derecha) y vuelve a decrecer por la tarde. El recorrido de izquierda a derecha por los puntos más bajos, representa el día más corto del año y por los puntos más altos el día más largo.

La forma de lazo que se observa para la posición solar a una misma hora del día durante todo el año se denomina analema y varía según el planeta, aunque siempre son curvas cerradas.

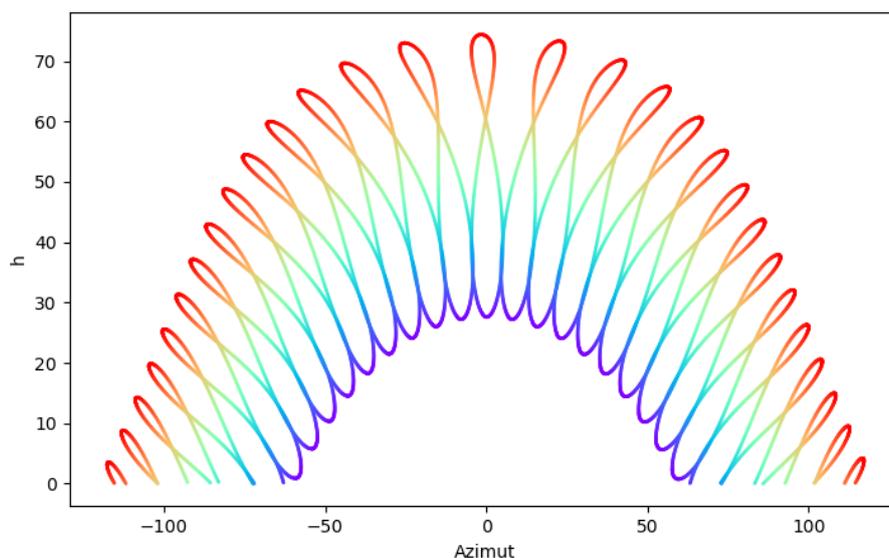


Figura 1: Azimut y altura solar a lo largo de un año.

Esta representación muestra cómo en invierno la altura del Sol es menor, por lo que es la época más favorable para que los elementos próximos proyecten sus sombras sobre los paneles fotovoltaicos.

Finalmente, teniendo en cuenta el azimut que tienen los paneles solares respecto al sur (α) y el ángulo que forman con la horizontal (γ) se puede calcular el ángulo de inclinación (i) que forman los rayos solares con la dirección normal al plano de los paneles.

$$\begin{aligned} \cos i = & \sin \delta \sin \phi \cos \alpha - \sin \delta \cos \phi \sin \alpha \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \alpha \cos w \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \alpha \cos \gamma \cos w + \cos \delta \sin \alpha \sin \gamma \sin w \end{aligned} \quad (3.7)$$

3.1.3. Irradiancia teórica en superficie horizontal

Para tener un valor teórico con el que comparar las mediciones se calcula la irradiancia para cualquier momento y localización en condiciones de cielo despejado sobre una superficie horizontal. En el siguiente apartado se modificará este resultado teniendo en cuenta la inclinación de la superficie de estudio.

En una primera aproximación, la irradiancia directa sobre el plano horizontal, I_{bh} , se puede calcular proyectando la irradiancia que llega en condiciones estándar ($I_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$) con la altura del Sol (ángulo h).

Sección 3. ANTECEDENTES

$$I_{bh} = I_{STC} \sin h \quad (3.8)$$

Sin embargo, la distancia entre la Tierra y el Sol varía un $\pm 1.67\%$ a lo largo del año. Como la intensidad depende del cuadrado de la distancia, la ecuación anterior se puede modificar para incrementar la precisión,

$$I_{bh} = I_{STC} \left[1 + 0.033 \left(\frac{z + 10}{365} 360^\circ \right) \right] \sin h . \quad (3.9)$$

También hay que considerar el efecto de la componente difusa. A partir de valor de I_{bh} se puede obtener la irradiancia difusa en días despejados, suponiendo que esta vale un 20% de I_{bh} . En este caso no hay componente reflejada en el suelo, ya que la superficie es horizontal.

3.1.4. Irradiancia teórica en superficie inclinada

Para convertir la radiación a una superficie inclinada (γ), hay que tener en cuenta el ángulo que forman los rayos solares con la dirección normal a la superficie (i), ver Figura 2.

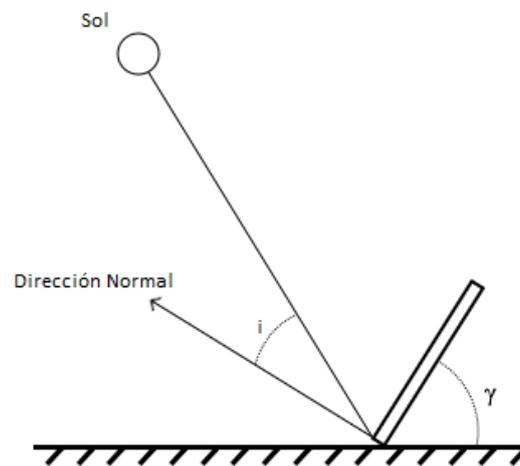


Figura 2: Ángulos para la conversión de plano de la irradiancia.

La irradiancia directa sobre la superficie inclinada (I_b) se obtiene proyectando la irradiancia directa en la dirección de los rayos solares sobre la dirección normal a la superficie, por lo que viene dada en términos de I_{bh} como

$$I_b = I_{bh} \frac{\cos i}{\sin h} . \quad (3.10)$$

Por otra parte, de la irradiancia difusa (I_{dh}), que alcanza una superficie horizontal desde todas las direcciones, hay una parte que no alcanza la superficie de captación, ya que llega a la superficie por la parte trasera y no hay que tenerla en cuenta para los cálculos de producción. Este efecto se ve reflejado en la ecuación

$$I_d = I_{dh} \frac{1 + \cos \gamma}{2} . \quad (3.11)$$

La última componente de la irradiancia a tener en cuenta es I_r , que es la parte de I_{bh} y de I_{dh} que alcanza la superficie de captación tras reflejarse en el suelo. Esta componente depende del factor de reflexión σ , que varía entre 0.2 para un suelo normal hasta 0.7 para un suelo con nieve, que tiene la mayor reflexión.

$$I_r = \sigma (I_{bh} + I_{dh}) \frac{1 - \cos \gamma}{2} . \quad (3.12)$$

Uniendo las tres componentes calculadas se obtiene la irradiancia global captada por una superficie inclinada en condiciones de cielo despejado.

$$I_r = I_b + I_d + I_r \quad (3.13)$$

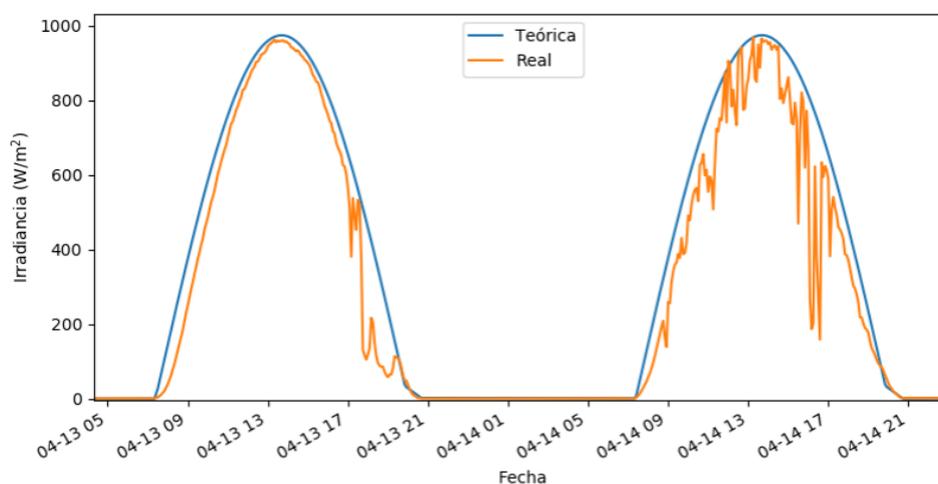


Figura 3: Comparación entre irradiancia real y teórica.

Por ejemplo, la Figura 3 muestra la comparación de la irradiancia real con la calculada teóricamente para dos días de abril en la provincia de Castellón. Se comprueba que el valor calculado es muy similar a la radiación real, aunque sin tener en cuenta la presencia de nubes como las del final del primer día o las que aparecen a lo largo del segundo día.

3.2. Instalaciones fotovoltaicas

3.2.1. Introducción

En los últimos años, las energías renovables se han afianzado a nivel mundial. En 2016 se instalaron 161 GW, superándose los valores de años anteriores y alcanzando un total de 2006 GW [3]. En el caso del sector de la energía fotovoltaica, el crecimiento ha sido exponencial durante los últimos 10 años, lo que le ha llevado a contar con más de 300 GW de potencia instalada a cierre del año 2016, y con una previsión de alcanzar cerca de 370 GW a finales de 2017 [4]. Esto hace que a día de hoy la fotovoltaica sea la principal tecnología de producción de energía eléctrica a nivel de nuevas instalaciones a escala mundial [5].

Aunque hay un estancamiento de la construcción de nuevos proyectos en Europa, a nivel mundial la energía fotovoltaica ha seguido creciendo gracias en gran medida a China, Japón y a países en desarrollo [6]. Debido a que se realizan menos instalaciones nuevas, el sector en Europa se está especializando en ingeniería, estudios técnicos, administración de activos y operación y mantenimiento [7].

Entre las ventajas de la energía fotovoltaica se encuentra que, gracias a su carácter modular, se pueden construir instalaciones en prácticamente cualquier lugar y de una gran variedad de potencias. Esto permite que existan desde pequeñas instalaciones para el autoconsumo, o integradas arquitectónicamente, hasta centrales de gran potencia. Además, su vida útil es superior a los 20 años y, con un buen mantenimiento, se puede prolongar hasta los 40 años en algunos casos [8].

3.2.2. Panel fotovoltaico

La energía solar se convierte en energía eléctrica en las células solares. Estas células contienen dos capas de semiconductores, una de tipo P y otra de tipo N. Una forma de obtener estas capas es, para la de tipo P, dopar el silicio de la célula con átomos de boro, lo que crea huecos libres en los que no hay electrones. En la capa de tipo N se puede obtener un exceso de electrones añadiendo átomos de fósforo. La unión de estas dos capas hace que los electrones libres de la capa N ocupen los huecos de la P, creando una barrera de potencial en la zona central de la unión que no permite el paso indefinido de cargas. Cuando los fotones de la luz solar inciden con suficiente energía en la célula solar, hacen que se liberen electrones y que circulen por el circuito eléctrico, generando una corriente. El rendimiento de la conversión de energía en las células solares, dependiendo

de la tecnología utilizada, está entre el 15 % y el 20 %.

A continuación se explican las diferentes causas de que el rendimiento de las células sea del 15 %, así como valores representativos del porcentaje de pérdidas que supone cada efecto. Este rendimiento se explica por diversos motivos:

- Parte de los fotones que llegan al panel son reflejados. Por esto es habitual que los paneles tengan tratamientos antireflectantes, ya que las pérdidas por este efecto varían entre un 10 % si se ha tratado el panel hasta un 30 % si no se ha hecho.
- No todos los fotones recibidos por el panel solar tienen la energía suficiente para liberar los electrones y también es posible que tengan más energía de la necesaria y esta se disipe en forma de calor. Esto supone alrededor de un 50 % de las pérdidas de energía
- Algunos de los electrones liberados se recombinan, es decir, encuentran huecos cercanos. Esto hace disminuir la tensión de vacío, provocando unas pérdidas del 15 %.
- La presencia de los contactos eléctricos en la superficie de la célula para captar los electrones tapa parte de la superficie de captación. Este efecto supone unas pérdidas del 8 % aproximadamente.
- La circulación de corriente eléctrica causa que se disipe un 3 % de la energía en forma de calor por el efecto Joule.

Varias de estas células se conectan en serie o en paralelo para formar un panel fotovoltaico con las características de tensión, intensidad y potencia deseadas. Las características de los paneles se determinan en condiciones estándar (STC), que son cuando el módulo recibe una radiación de 1000 W/m^2 a una temperatura de $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Entre las principales características se encuentra la corriente de cortocircuito (I_{cc}), que se da cuando no hay tensión, es decir, cortocircuitando los dos terminales del panel. Otro parámetro es la tensión de circuito abierto (V_{oc}), que es la tensión máxima que puede dar el panel, y se obtiene cuando no hay ninguna carga conectada al mismo. Además se tiene la potencia pico (W_p), que es la máxima potencia que puede suministrar la célula.

Como se muestra en la Figura 4, en los módulos, las células están protegidas por un cristal en la parte superior que permite el paso de la radiación solar, y una capa, tanto arriba como abajo de Etileno Vinil Acetato (EVA). El EVA es un tipo de polietileno con propiedades adhesivas sirve para sellar los paneles y protegerlos de las inclemencias del tiempo. Además el EVA resiste temperaturas muy extremas e incluso se le pueden añadir

Sección 3. ANTECEDENTES

protecciones UV. El panel tiene un marco alrededor, una parte trasera para darle una mayor estabilidad y una caja de unión que contiene las conexiones eléctricas y los diodos que protegen las células.

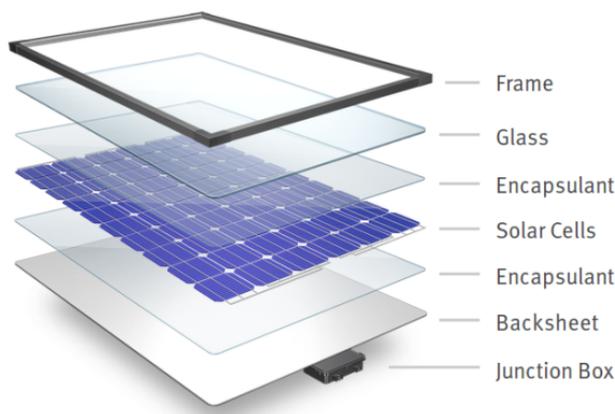


Figura 4: Esquema de un módulo fotovoltaico.

Para alcanzar los valores de tensión y corriente necesarios para el funcionamiento de los inversores, los paneles se conectan en serie para elevar la tensión y posteriormente las series se conectan en paralelo para sumar sus corrientes.

Otro aspecto importante en relación al mantenimiento de las instalaciones fotovoltaicas es que, como los paneles están en el exterior, se van ensuciando con el paso del tiempo. Para evitar la pérdida de producción que ello implica es habitual que se limpien los paneles al menos una vez al año. Esta limpieza es conveniente hacerla en el momento óptimo del año para obtener un mayor impacto en los beneficios.

3.2.3. Caja de conexiones

En estas cajas se conectan en paralelo las diferentes series. Es frecuente que en centrales fotovoltaicas haya varios niveles de cajas. En un primer nivel se unen las series y en el segundo se unen las salidas de las cajas anteriores para poder conectarlas al inversor. Dependiendo de la instalación puede haber instrumentos de monitorización instalados en las cajas que permitan conocer la corriente de cada serie en tiempo real. Con este nivel de monitorización es sencillo detectar el fallo de una serie, ya que solamente hay que comprobar si la serie está generando corriente o no.

En la Figura 5 se muestra una de estas cajas, donde se conectan todos los terminales entrantes con los de su misma polaridad (positivos con positivos y negativos con negativos).

Antes de la conexión se encuentran las protecciones, en este caso fusibles. Este es uno de los puntos habituales de fallos en las instalaciones, que además, es difícil de detectar si solamente hay monitorización a nivel de inversor, porque la instalación sigue funcionando pese al defecto, aunque produciendo una potencia menor.

Las cajas de conexiones también incorporan seccionadores para desconectar el circuito y poder trabajar de manera segura.



Figura 5: Caja de conexiones.

3.2.4. Inversor

El inversor es la parte encargada de convertir la corriente continua en corriente alterna de la misma frecuencia que la red. Ya que toda la energía producida por la instalación debe pasar por los inversores, la potencia total de estos determina la potencia nominal de la instalación. Sin embargo, es habitual que se instale más potencia de paneles que de inversores, ya que las características de los paneles se producen en STC, condiciones que solo se dan en pocos días del año. Un ejemplo sería una instalación con 500 kW de potencia en los inversores y 583 kWp de potencia de paneles, donde se ha mayorado un 16 % la potencia de los inversores. Este mayoramiento permite que los inversores funcionen durante más tiempo a su potencia nominal. Los rendimientos de los inversores suelen ser superiores al 95 %.

Los inversores son capaces de seguir el punto de máxima potencia de los paneles, para maximizar la producción en cada instante. Además detectan los fallos de aislamiento y disponen de monitorización de todas sus variables de funcionamiento (tensiones, in-

Sección 3. ANTECEDENTES

tensidades, frecuencia, potencia, temperatura, etc.). También cuentan con ventiladores para mantener la temperatura dentro de los límites de funcionamiento, que requieren una limpieza periódica para evitar fallos.

En algunas de las instalaciones estudiadas los inversores son de carácter modular, lo que permite ampliar su potencia hasta los valores necesarios de la instalación. Este tipo de inversores tiene una entrada de corriente continua compartida por todos los módulos. Dependiendo de la potencia generada en cada momento entran en funcionamiento más o menos módulos del inversor para convertir en alterna toda la potencia disponible. Además están diseñados de manera que todos los módulos funcionen las mismas horas durante el año, por esto, aunque no se alcance la potencia máxima de la instalación, cambian los módulos que funcionan de un día a otro. Pese a que todos los módulos tienen monitorizadas sus variables, no es posible relacionar cada módulo con una parte de la instalación, ya que la entrada es la misma para todos. Por esto es necesario agrupar los diferentes datos de cada módulo y tratarlos como un único inversor de gran potencia.

Otra característica de los inversores es que deben evitar el funcionamiento en modo isla, es decir, que si se desconecta la red, los inversores no deben mantener la tensión de la línea de distribución, para evitar posibles accidentes durante las reparaciones.

3.2.5. Otros elementos

Además de los elementos principales ya descritos, existen otros muchos componentes en una instalación fotovoltaica. Algunos de ellos son:

- *Contadores*: cuantifican la energía generada y la consumida por inversores o equipos auxiliares.
- *Cableado*: conecta todos los elementos de la instalación. Este debe soportar las intensidades requeridas por el reglamento de cada país, y garantizar que las caídas de tensión no superan los límites permitidos.
- *Estructuras de soporte*: los paneles se fijan sobre ellas y permiten obtener la inclinación deseada, maximizando la energía solar captada. Existen de diferentes tamaños, que permiten soportar desde pocos paneles hasta varias series sobre la misma estructura. Es importante que estén separadas entre ellas para evitar que las estructuras situadas más hacia el sur hagan sombras a las que tienen detrás durante las horas en las que el Sol está más bajo.

- *Piranómetros*: miden la irradiancia global en la inclinación y orientación en la que se instalen. Generalmente hay uno o varios en la inclinación de los paneles, para poder comparar la producción de la instalación con la irradiancia recibida, y también puede haber en posición horizontal.
- *Transformador*: se utilizan cuando es necesario elevar la tensión de salida de los inversores hasta los valores de la red eléctrica en el punto de conexión.

3.3. Localización y características de las instalaciones

Las centrales fotovoltaicas estudiadas se encuentran en la parte sur de Reino Unido, Francia y España.

En Reino Unido se ha trabajado con 13 instalaciones de potencias entre 1.5 MW y 6 MW. En todas ellas los paneles tienen la misma inclinación y orientación y están montados sobre estructuras de soporte en el suelo. Todas ellas cuentan con un número reducido de inversores de gran potencia, en la mayoría de los casos modulares.

En España y Francia se ha trabajado con otras 13 instalaciones, con potencias entre 0.5 MW y 2.7 MW. Todas estas instalaciones están situadas en cubiertas de naves industriales, parkings y centros comerciales. Esto supone la presencia de inversores cuyos paneles están orientados e inclinados de maneras diferentes dentro de una misma instalación, dependiendo de las aguas de la cubierta. Otra diferencia es que en estos casos ya no hay inversores modulares, sino que se tiene una mayor cantidad de inversores de menor potencia que los de Reino Unido, en el caso más extremo se tienen 50 inversores de 22 kW para una instalación de 1154 kWp

Para acceder a los datos de las instalaciones existen diferentes plataformas de monitorización, por lo que es necesario estudiar la forma de obtener los datos de forma automática, como se explica en la siguiente sección.



Figura 6: Instalaciones sobre suelo y cubierta.

4. Herramienta para la detección de fallos

El lenguaje de programación elegido para desarrollar la herramienta es *Python*. El código tiene una sintaxis clara y fácil de aprender, que permite entender los programas sin la necesidad de un gran esfuerzo o del uso continuo de comentarios porque es bastante similar al lenguaje humano. Una de las grandes ventajas de este lenguaje es que al ser gratuito y de código abierto, cuenta con una gran variedad de librerías, que permiten hacer casi cualquier cosa que se desee.

Entre las librerías que más se han utilizado en el proyecto se encuentra *Numpy*, que permite definir estructuras numéricas, como matrices o vectores, y realizar operaciones con ellas de manera muy eficiente. Generalmente, la librería *Numpy* se suele importar como *np* en los programas.

Otra de las librerías utilizadas es *Pandas*, que proporciona estructuras llamadas *Data Frame* para tratar con grandes cantidades de datos, ordenarlos, filtrarlos, cargarlos y guardarlos en diferentes formatos, aplicarles funciones, etc. Esta es la librería clave para este proyecto, ya que se trabaja con las mediciones de diferentes fuentes y es necesario agruparlas y realizar operaciones sobre ellas. *Pandas* se importa con el nombre *pd* en los programas por regla general.

Además existen librerías para trabajar con fechas y horas (*datetime*), con páginas web (*requests*), con conexiones *FTP* (*ftplib*), para representar los resultados (*matplotlib*) y muchas otras que se explicarán a medida que se utilicen.

4.1. Descarga de mediciones

Cada instalación tiene sus datos disponibles en una plataforma de monitorización, pero no todas las instalaciones utilizan la misma. En total hay cinco diferentes, y para realizar la descarga de información de manera automática hay que seguir diferentes procedimientos dependiendo de la plataforma.

4.1.1. MySQL

La primera plataforma estudiada es *Visual Webdom*, que es un programa que se instala en Windows y permite el acceso a una base de datos con las mediciones de las instalaciones. Para cada instalación el programa permite ver gráficas y descargar los valores para las

fechas seleccionadas de las variables medidas por el inversor, que entre otras son: potencia, energía diaria (que suma la energía durante el día y se reinicia por la noche), energía total, temperatura, frecuencia y tensiones y corrientes tanto de la parte de continua como de la de alterna. Todos los parques tienen también las medidas meteorológicas, entre ellas las realizadas por los piranómetros para medir las irradiancias tanto en el plano horizontal como en la inclinación de los paneles. Además algunas de las instalaciones disponen de mediciones de la corriente y la tensión de las series. En esos casos también se muestran los valores en el programa de monitorización. En la figura 7 se muestran las diferentes mediciones disponibles en una caja, los valores de corriente de una serie y la gráfica de esos valores para todo el día. En esta plataforma todas las mediciones se toman con un periodo de 5 minutos.

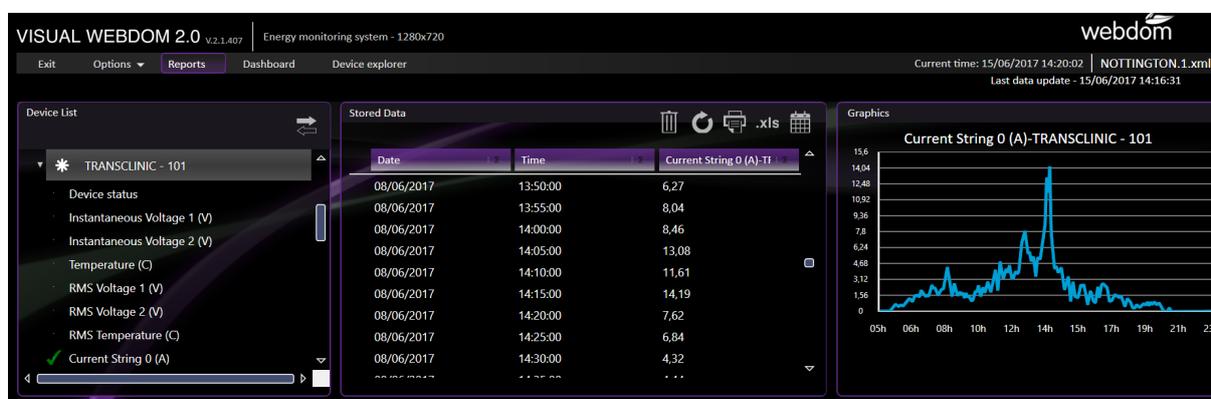


Figura 7: Visualización de la corriente de una serie en *Visual Webdom*.

Para analizar el funcionamiento de este programa de monitorización, se utiliza *Wireshark* mientras se realiza una solicitud de descarga de datos *Visual Webdom*. *Wireshark* permite registrar el tráfico de una red para poder analizarlo posteriormente, grabando los paquetes enviados y recibidos así como su contenido. Con esto se ve que el programa se conecta a una base de datos del tipo MySQL.

Se trata de un tipo de base de datos relacional, que contiene varias tablas cuyas filas son registros y sus columnas son los datos que se tiene de cada registro. La información está separada en varias tablas en vez de estar toda en un fichero de gran tamaño, lo que permite una mayor flexibilidad y velocidad. Las tablas están conectadas entre ellas por algunas de las columnas, lo que permite combinarlas a la hora de pedir los datos.

Con la librería de Python *pymysql*, que contiene todas las funciones necesarias para trabajar con este tipo de bases de datos, se establece la conexión utilizando la dirección del servidor, el usuario, la contraseña, el puerto y el nombre de la base de datos obtenido

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

de los archivos de configuración del programa de monitorización. Existe un archivo de configuración para cada una de las diferentes instalaciones monitorizadas a través de este software, donde se puede encontrar el nombre de la base de datos donde se almacenan sus mediciones. En algunas de las instalaciones de mayor tamaño se utiliza una base de datos diferente para cada inversor y sus cajas.

Una vez se ha establecido la conexión, se utilizan los comandos de MySQL para mostrar las tablas disponibles (*show tables*) y su contenido (*select * from ...*). Haciendo esto se ve que la base de datos contiene las siguientes tablas:

- Channels: contiene los nombres de todas las mediciones que aparecen en el programa (potencia, tensión, corriente, etc.), las unidades en las que están, otro nombre más corto denominado *meta* y les asigna un número para identificarlas llamado *chID*.
- Devices: contiene los nombres de los inversores, las cajas y las estaciones meteorológicas de los que se tiene datos y los relaciona con otros números identificadores (*dID*).
- Days: relaciona la fecha con los identificadores *chID* y *dID*, proporcionando un valor de *dayID* único para cada conjunto de valores de dispositivo, día y canal.
- DataReceived: Accediendo con el *dayID* proporciona los valores del dispositivo y canal seleccionados para el día deseado.

Conociendo la estructura anterior, el comando utilizado para descargar los datos de corriente de serie 1 de la caja *TRANSCLINIC - 101* para los días 5 y 6 de marzo de 2017 es el siguiente:

```
select value, timestamp, meta FROM
DataReceived INNER JOIN Days ON DataReceived.dayID = Days.dayID
INNER JOIN Devices ON Days.dID=Devices.dID
INNER JOIN Channels ON Days.chID = Channels.chID
where deviceName='TRANSCLINIC - 101' and meta='CURRENT_S1'
AND ((Days.day >= '2017-03-05' and Days.day <= '2017-03-06'))
```

El comando anterior descarga las columnas con los valores de corriente (*value*), la fecha (*timestamp*) y el nombre del dispositivo (*meta*). Para ello en la parte del comando resaltada en rojo se seleccionan los campos de la tabla final que se desea descargar. La parte en verde junta las diferentes tablas utilizando los campos que son iguales de cada una, y la

parte en azul pone condiciones para descargar los datos, como que esté entre las fechas seleccionadas. En este caso se descarga el campo *CURRENT_S1* (que es la corriente de la serie 1) para la caja seleccionada y los días comprendidos en el intervalo de fechas.

Utilizando el comando descrito anteriormente y un conector a la base de datos deseada (dirección, usuario, contraseña, etc) se pueden descargar los datos de cualquiera de las partes de una instalación monitorizadas para las fechas deseadas. Como se utiliza la función `read_sql` que ya está incluida en la librería `pandas` (`pd.read_sql`), los valores se descargan directamente en un *Data Frame* y se pueden ordenar con facilidad.

```
1 import pandas as pd
2 import pymysql as MySQLdb
3
4 conector = MySQLdb.connect('host', port, 'user', 'password', 'database')
5 valores = pd.read_sql(comando, con=conector)
```

Código 1: Funciones utilizadas para la descarga de valores desde MySQL.

El *Data Frame* descargado contiene la fecha y hora de cada medición, el valor obtenido y el nombre del canal medido. La manipulación de los datos a partir de este punto es similar para todas las plataformas de monitorización y se explicará en la sección 4.4.2.

4.1.2. Página web

A los parques fotovoltaicos que no están monitorizados con el programa anterior se accede por diferentes páginas web. La mayoría de las webs disponen de datos cada 15 minutos y permiten visualizar las variables medidas en los inversores y series navegando por los menús. Todas permiten descargar los valores deseados en ficheros csv o Excel, aunque en algunos casos se limita la descarga a 1 mes o a 3 meses.

Algunas de estas páginas permiten la configuración de informes que contengan las variables de interés. Esto permite descargar el resumen para el intervalo de fechas especificado de manera rápida y facilita mucho la descarga automática de datos.

La información a las páginas web se envía utilizando los métodos *GET* y *POST*. En el primero de ellos la información se envía en la *URL*, mientras que en el segundo se envían los datos en un formulario oculto a la vista del cliente.

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

The screenshot shows a web interface for data download. It is divided into two main columns. The left column, titled 'Inversores Hampworth', has a dropdown menu with options 'INV-1.1', 'INV-1.2', 'INV-1.3', 'INV-1.4', and 'INV-1.5'. Below this is another dropdown menu titled 'Variables Inversores' with options 'Potencia AC (KW)', 'Energía (KWh)', 'Ten. Fase R (V)', and 'Ten. Fase S (V)'. The right column, titled 'Inversores seleccionados', has a dropdown menu with 'INV-1.2' selected. Below it is a dropdown menu titled 'Variables seleccionadas' with 'Potencia AC (KW)' selected. At the bottom of the interface, there are two date and time input fields. The first is labeled 'Fecha y hora inicio:' and has the value '14/06/2017 00:00:00'. The second is labeled 'Fecha y hora fin:' and has the value '23/06/2017 00:00:00'. There are also navigation arrows between the columns.

Figura 8: Descarga de datos en una página web.

Estos dos métodos se encuentran disponibles en la librería *requests*, que, además, permite crear un objeto de sesión para mantener la información entre peticiones y actualizarla según se van haciendo nuevas peticiones usando tanto *GET* como *POST*. El objeto de sesión también gestiona las cookies y las redirecciones por parte de la página web con la que se está trabajando.

De nuevo se utiliza *WhireShark* mientras se descargan los datos y se imita la sesión utilizando las librerías apropiadas. En el Código 2 se muestra cómo descargar datos desde una de las páginas web que permite la creación de informes. Primero se crea un objeto de sesión y se utiliza el método *POST* para iniciar sesión en la página (los datos de login no se muestran por seguridad). Después, en la línea 7, se hace un *GET* que envía información a la web. La información enviada contiene, entre otros, el número del informe a descargar (*IDReport*) y las fechas de descarga. Por tanto, modificando estos parámetros se puede descargar cualquier informe previamente creado para las fechas deseadas. En la respuesta al *GET* anterior se encuentra la parte final de la *URL* para la descarga del fichero con los datos del informe. Utilizando la función *BeautifulSoup*, que permite extraer información de archivos *HTML* y *XML* de manera sencilla, se obtiene la parte final de la *URL*. Una vez obtenida se combina, en la línea 14, con la parte de la dirección de descarga que nunca cambia y se hace un último *GET* para obtener los datos. Finalmente estos se guardan en un fichero csv para su posterior utilización.

```
1 import requests
2 from bs4 import BeautifulSoup
3
4 s = requests.Session()
5 s.post('https://ww1.meteocontrol.de/ssp/Login/page3_21.php', data=login)
6
7 r = s.get('https://ww1.meteocontrol.de/ssp/report/preparereport.php?core=new&
8 lang=en&IDAnlage=*****&IDPerson=*****&IDReport=108314&
9 typ=csv—excel&intervall=Intervall&layout=1&von=20170401&bis=20170405')
10
11 url_csv = 'https://ww1.meteocontrol.de/ssp/report/'
12 soup = BeautifulSoup(r.content, 'lxml')
13 link = soup.a.attrs['href']
14 r = s.get(url_csv + '/' + link)
15
16 with open('valores.csv', 'wb') as output:
17     output.write(r.content.decode('utf-16'))
```

Código 2: Descarga de un informe de una web con informes personalizados.

Creando los informes necesarios en la página web para cada instalación, y siguiendo el procedimiento explicado previamente, se pueden obtener los valores para cualquiera de las instalaciones cuyas páginas tienen los informes personalizados.

Para las páginas que no permiten predefinir los informes personalizados el proceso es un poco más largo, ya que hay que enviar varios *POST* para seleccionar todos los parámetros que en el caso anterior ya estaban definidos en el informe personalizado. Algunos de estos parámetros son: las partes de la instalación a descargar, el periodo de muestreo deseado o las variables medidas. La forma de seleccionar las opciones de descarga cambia para cada web, por lo que es necesario estudiar el funcionamiento de cada una por separado.

4.1.3. FTP

A causa de la gran complejidad de una de las páginas web, no ha sido posible descargar datos automáticamente. Por eso se ha contratado un servicio para que se transfieran los datos deseados por *FTP* (File Transfer Protocol). Diariamente se añade un archivo por cada instalación de la web en un fichero csv. Este archivo contiene, con un periodo de

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

muestreo de 15 minutos, todas las variables de los inversores y su estado, junto con las mediciones de irradiancia.

Para descargar archivos por este método se ha creado una función que, utilizando la librería *ftplib*, descarga y guarda los archivos del servidor para la planta con el nombre especificado (*name*) y para la fecha especificada (*timeDATA*). La función para la descarga de valores por *FTP* se muestra en el Código 3. Primero se establece la conexión y se navega hasta la carpeta con los archivos. Después se descarga la lista con los nombres de los archivos disponibles. El nombre de los archivos contiene el nombre de la instalación seguido de una barra baja y la fecha. Por eso se recorren todos los nombres de archivo con el bucle de la línea 13, busca los archivos que contienen el nombre de la instalación seleccionada y después compara la parte que hay detrás de la barra baja con la fecha de descarga (convirtiendo el objeto de fecha *timeDATA* en un string con la función *strftime* de la librería *datetime*). Además se van añadiendo a una lista (*filelist*) todos los archivos de la instalación disponibles. Cuando no se encuentra la fecha deseada, se descarga el último archivo de la lista. Finalmente se guardan los valores en un fichero csv y se finaliza la conexión con el servidor *FTP*.

```
1 import ftplib
2 import datetime
3
4 def ftpDownload(timeDATA,name):
5     #conexion FTP
6     ftp = ftplib.FTP("IP.Address",timeout=30)
7     ftp.login("user", "password")
8     ftp.cwd("/")#navegar a la carpeta que tiene los archivos
9     ftp.set_pasv(False) #desactivar el modo pasivo
10    files = ftp.nlst()#Descargar la lista de archivos disponibles
11    #Buscar el archivo de la instalacion y fecha deseados
12    filelist=[]
13    for i in files:
14        if name in i:
15            if i.split('-')[1] == timeDATA.strftime('%Y-%m-%d'):
16                filename = i
17                filelist += [i]
18    #Si no se encuentra se descarga el ultimo
```

```

19     if filename == 'no':
20         filename = filelist[-1]
21     #Guardar el resultado en un csv
22     with open('valores.csv', 'wb') as f:
23         ftp.retrbinary("RETR " + filename ,f.write)
24     ftp.quit()#Cerrar sesion

```

Código 3: Descarga de datos utilizando FTP.

4.2. Índices de rendimiento utilizados

Para detectar los fallos es necesario tratar los datos para obtener unos índices que permitan ver, de manera sencilla, si las instalaciones funcionan correctamente. Para esto se utilizan dos índices: el *Performance Ratio* (PR) y el *Ratio* (R). Estos índices se definen en las siguientes secciones.

4.2.1. Performance ratio

Uno de los índices más utilizados para comprobar el funcionamiento de instalaciones fotovoltaicas es el *Performance Ratio* (PR), que compara la energía producida por la instalación (E) en un periodo determinado con la que podría producir de manera teórica (E_{teo}) en ese mismo periodo.

$$PR = \frac{E}{E_{teo}} \quad (4.1)$$

Para calcular E_{teo} , el primer paso es obtener la potencia teórica (P_{teo}) en cada instante de tiempo, utilizando la irradiancia medida por los piranómetros de la instalación.

$$P_{teo}(t) = \frac{I(t)}{I_{STC}} P_p \quad (4.2)$$

Dónde P_p es la potencia pico de la instalación. La energía teórica se obtiene integrando la potencia durante el periodo deseado (T).

$$E_{teo} = \int_0^T P_{teo}(t) dt \quad (4.3)$$

El PR se puede calcular diariamente para comprobar el rendimiento de la instalación. Sin

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

embargo, este índice presenta variaciones a lo largo del año de hasta un 20 % debido, entre otros factores, a la suciedad acumulada en los paneles o las pérdidas de rendimiento por temperatura [9]. Además, en un mismo mes también puede variar cerca de un 10 % de unos días a otros.

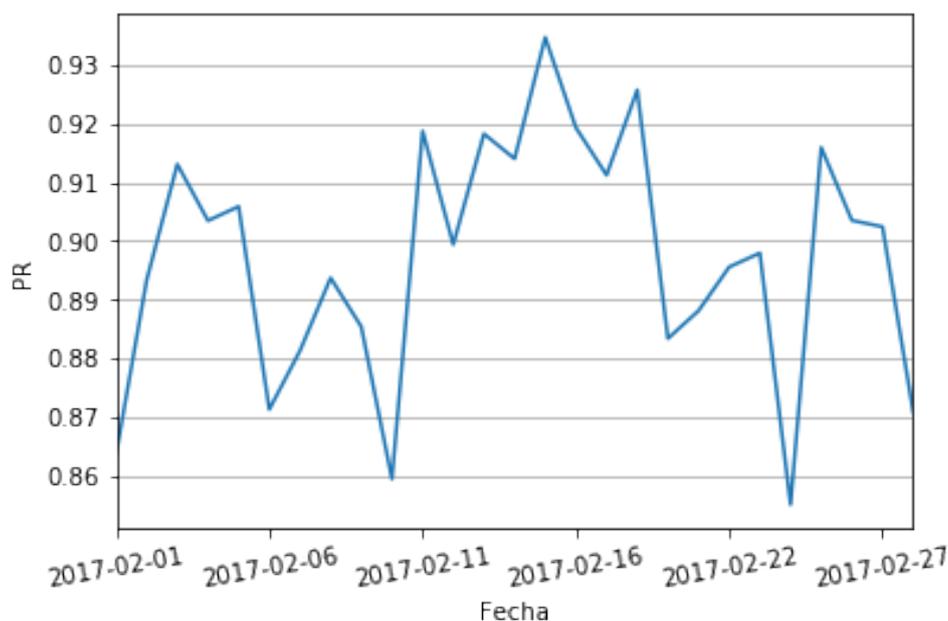


Figura 9: Variaciones del PR durante un mes.

Pese a estas variaciones, el PR se suele calcular diariamente para detectar fallos importantes como que se desconecte un inversor. Por ejemplo, la Figura 9 muestra la evolución del PR a lo largo de un mes de funcionamiento normal. Se puede entender que, a pesar de las variaciones habituales, si el PR bajara de 0.8 estaría relacionado con algún defecto en la instalación.

La ventaja del PR es que se puede calcular midiendo únicamente la energía producida por toda la instalación (que se puede obtener del contador o sumando la energía de todos los inversores) y la irradiancia.

Como este valor depende de las diferentes pérdidas de energía que hay en la instalación, el PR cambia de unas instalaciones a otras, por lo que hay que estudiar en cada caso cuáles son los valores de PR cuando la instalación funciona correctamente.

4.2.2. Ratio

Para poder detectar fallos más concretos, como la rotura de un conector o de una protección que desconecte una serie de paneles o una caja, se divide la instalación en partes de las que se puedan obtener medidas. Esto va desde hacer un grupo por cada inversor de la instalación hasta dividirla por cajas, dependiendo de las características de cada una.

Es frecuente que los diferentes grupos no tengan la misma potencia, por lo que para poder compararlos se calcula el ratio específico (RE), que se mide en horas de producción u horas solares pico (HSP). Las HSP son el tiempo que se ha tenido una irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 , por lo que para obtener el RE de cada grupo hay que dividir la energía que ha producido cada grupo en el periodo para el que se va a hacer la comparación entre su potencia pico.

$$RE_{grupo} = \frac{E_{grupo}}{P_{grupo}} \quad (4.4)$$

Una vez se conoce el valor del RE de cada grupo, para compararlos de manera más sencilla, se dividen todos por el mayor de ellos, que es la zona de la instalación que mejor está funcionando.

$$R_{grupo} = \frac{RE_{grupo}}{RE_{max}} \quad (4.5)$$

Así, se obtienen valores de ratio (R) entre cero y uno que representan el rendimiento de los diferentes grupos. Estos valores se pueden relacionar con la potencia de las partes que componen cada grupo. Por ejemplo, si uno tiene un ratio de 0.94 y está formado por 17 series (una serie es el 5.8% de la potencia total), se puede determinar que está fallando una serie de esa parte del parque.

En este cálculo se está asumiendo que la zona que tiene el ratio específico más alto no tiene ningún defecto. Esto no supone un problema grave, ya que en el momento en el que se reparase algún fallo en cualquier otra parte, la parte reparada pasaría a ser la de mayor R y se detectaría el fallo en la zona que antes se suponía en buen estado.

4.3. Detección de sombras

Es posible que algún elemento de los alrededores de la instalación, como un árbol o un muro, provoque sombras en algunas zonas. Este efecto es más frecuente en los meses de invierno, ya que el sol tiene menos elevación. Si las sombras afectan a una parte de la instalación y a otras no, o no afectan por igual, se podría detectar falsos fallos utilizando los índices anteriores. Por esto es importante identificar la presencia de sombras y descartar del cálculo de los indicadores de rendimiento las horas durante las que afectan dichas sombras.

En la Figura 10 se representa la intensidad producida por tres series de paneles de una instalación. Se puede apreciar que la serie naranja, afectada por sombras de la estructura de soporte que tiene delante, produce corrientes más bajas durante las primeras y últimas horas del día, cuando el sol está más bajo. En cambio, el resto del día funciona correctamente. Por otra parte, se representa una serie verde, afectada por un bosque cercano: por la mañana las sombras son mayores, por lo que la producción es muy baja, mientras que el resto del día produce más corriente pero sigue afectada.

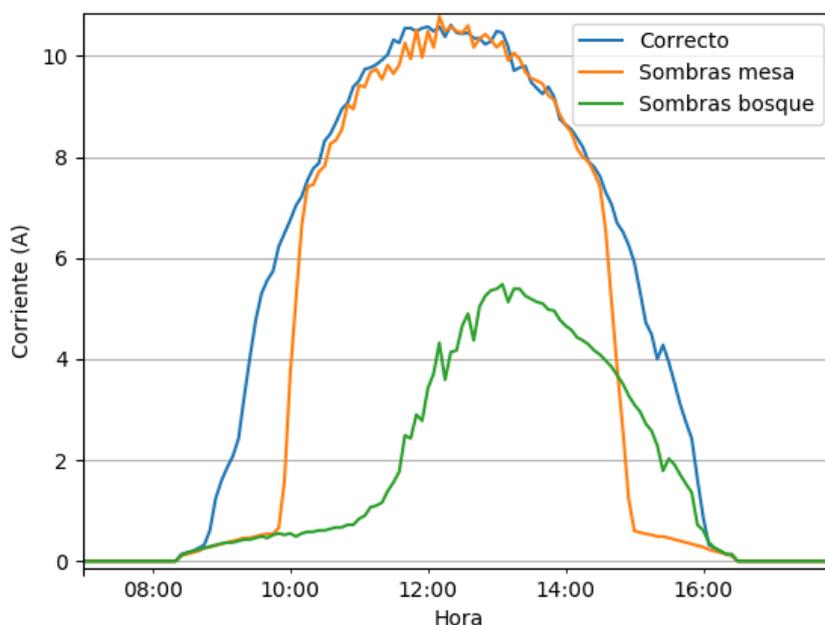


Figura 10: Corrientes de series con sombras.

Comparando las potencias generadas, la serie afectada por sombras de la estructura de delante produce un 17.28 % menos que la que funciona correctamente. Este efecto se produce por las mañanas y por las tardes, cuando la altura del Sol es menor. En esta instalación, este tipo de sombras afectan a casi el 50 % de las series, ya que las estructuras

de soporte contienen dos series cada una, una en la parte alta a la que no afectan las sombras y otra en la parte baja. Este porcentaje de series afectadas supone que, en días soleados, se pierde la producción equivalente a 431.8 kWp (la instalación es de 5 MWp). Por otra parte, las sombras producidas por el bosque cercano hacen que las series afectadas generen un 65.41% menos. Como lo único que tienen delante las series afectadas es el bosque, ya no se observan las caídas de potencia simétricas del caso anterior. En su lugar, se ve cómo están más afectados por la mañana que por la tarde, aunque las pérdidas duran todo el día. Este efecto solamente afecta a 13 series, que, al pertenecer todas a un mismo inversor, hacen que su potencia baje un 5.52% (en total el inversor tiene 154 series).

Las pérdidas por sombras descritas previamente se enmascaran durante los días nublados. La Figura 11 muestra dos días consecutivos de diciembre: en el día soleado las sombras se aprecian perfectamente, mientras que las nubes del segundo día no permiten diferenciar que series están afectadas.

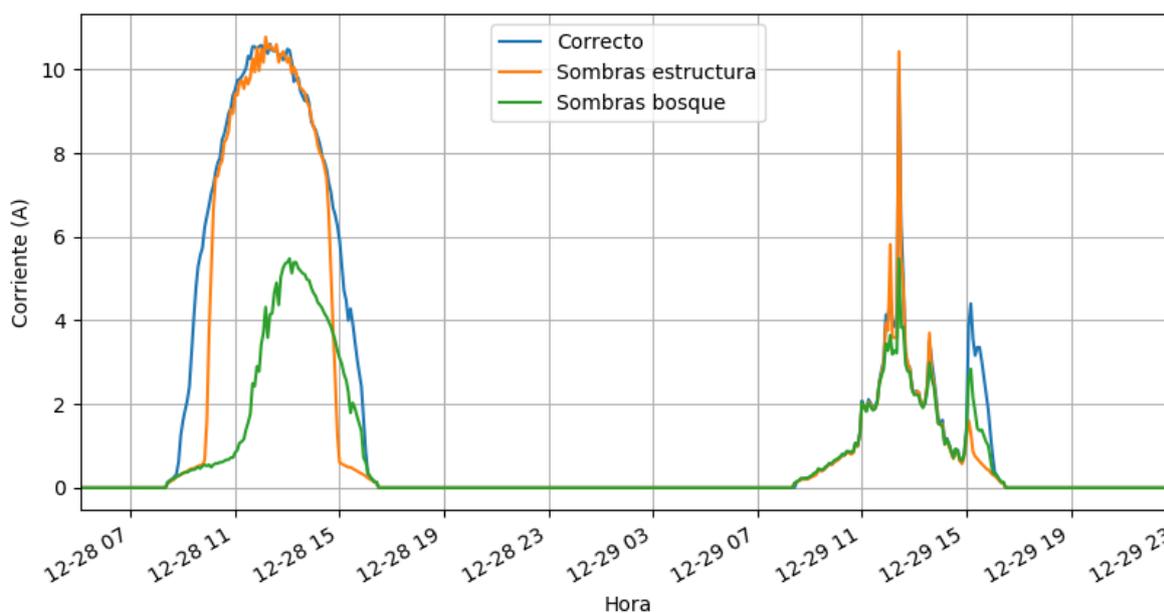


Figura 11: Corrientes de series con sombras en día soleado y nublado.

Para identificar de manera automática los días soleados, y con ello saber de antemano qué días es conveniente estudiar, se implementan las ecuaciones de la Sección 3.1.4. De esta manera, comparando la irradiancia teórica con la registrada por los piranómetros, se puede determinar si un día ha sido soleado, generando una lista con los días soleados para cada instalación.

Utilizando la lista de días soleados se puede comprobar que el efecto de las sombras de esta instalación se reduce al aproximarse el verano, cuando la altura del Sol es mayor.

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

En la Figura 12 se observa cómo el efecto de las sombras producidas por la estructura de delante ha desaparecido completamente para el día 22 de octubre, mientras que las sombras del bosque todavía afectan, aunque en un porcentaje mucho menor. Por otra parte, en verano, el efecto de ambas sombras ha desaparecido por completo, y todas las series funcionan de la misma manera.

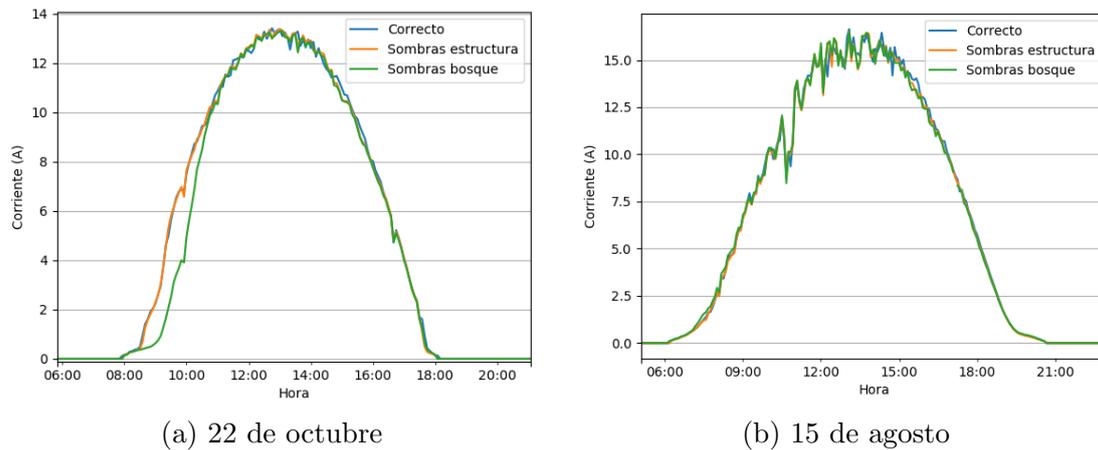


Figura 12: Corrientes de series con sombras en diferentes momentos del año.

El efecto de las sombras también es visible con datos de monitorización a nivel de inversor. En la Figura 13 se muestra cómo, para otra instalación, el inversor 1 tiene menos producción entre las 8:00 y las 10:30 debido a las sombras.

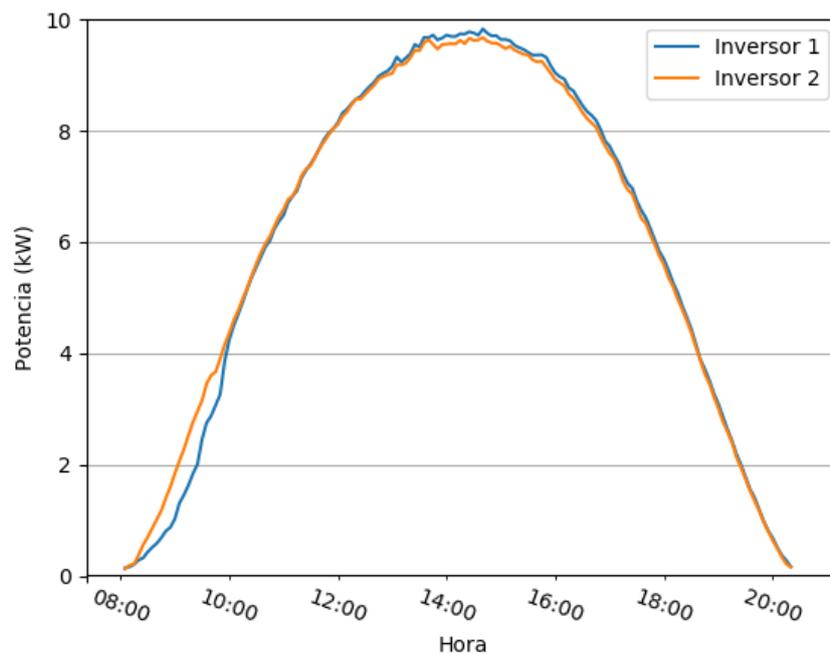


Figura 13: Potencia de inversor con sombras.

En otros casos, es posible que el efecto de las sombras persista durante todo el año. En la Figura 14 se muestra la potencia generada el día 17 de julio por una instalación situada en Francia. Esta instalación está situada en una cubierta con dos orientaciones, por lo que se han separado los inversores de cada orientación para compararlos:

- En el grupo con orientación NE el inversor 1 produce menos debido a las sombras hasta las 12:00, momento en el que deja de estar afectado y produce como el resto de inversores de su orientación.
- En la orientación SO es el inversor 14 el que está afectado durante las tardes.
- En ambos casos las sombras están producidas por los muros que hay alrededor de la cubierta y afectan durante todo el año, causando unas pérdidas del 10.16 % en el inversor 1 y del 16.23 % en el inversor 14.

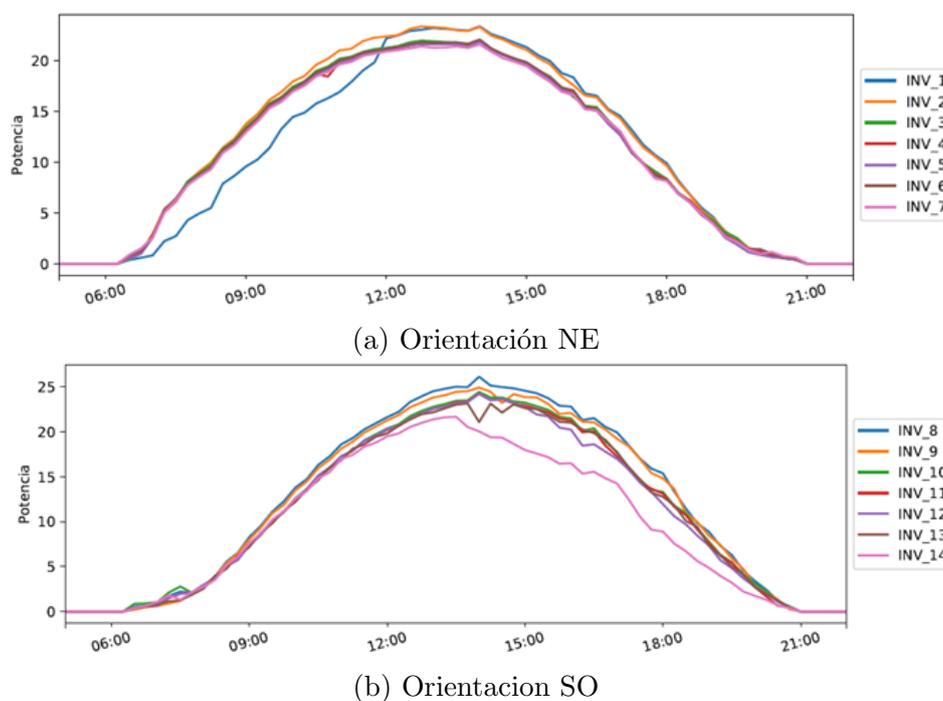


Figura 14: Inversores afectados por sombras durante la mañana (a) y la tarde (b).

En resumen, es necesario identificar en qué época del año empieza a suceder el fenómeno de sombras y cuántas horas del día afectan en cada época del año. Observando las gráficas para días soleados se establecen las horas para las que cada instalación está afectada por sombras, para descartarlas de los cálculos (cuando son unas horas concretas), o para tener en cuenta que esa zona del parque está afectada por sombras y no está fallando (cuando afectan durante todo el día).

4.4. Estructura y funcionamiento de la herramienta

En esta subsección se explican las diferentes funciones incorporadas en la herramienta de detección de fallos. El orden de los diferentes apartados es el mismo en el que se ejecutan en el programa cálculos.

Aunque en esta sección se encuentran las partes más importantes, el código completo para una instalación se puede encontrar en el Anexo I.

4.4.1. Archivos de configuración

Debido a las diferentes características de las instalaciones, es necesario crear archivos de configuración que contengan los datos principales de cada una. Se ha creado un archivo para cada una de las 26 plantas implementadas.

En estos archivos se puede encontrar datos geográficos como la localización y la zona horaria, utilizados para los cálculos teóricos.

```
1 #Ubicacion
2 longitud = -2.3164369
3 latitud = 40.5330472
4 longzonahoraria = 0
5 horaverano = 1
6 horainvierno = 0
```

Código 4: Datos de ubicación.

También se encuentran la ruta para guardar los datos, la potencia de toda la planta y de cada inversor por separado, la inclinación de los paneles y su orientación, la reflectividad del terreno y el porcentaje de la irradiancia teórica que ha de medir el piranómetro para considerar un día soleado.

```
1 #PARQUE
2 filename='datos\C_MAS_BOLFA'
3 potenciaParque=734.108 #kW
4 ipanel=25
5 orientacion=0
6 reflectividad=0.2
```

```

7 soleadoratio=0.85
8
9 kwpInv = [100.51, 103.5, 80.25, 47.29, 74.52, 43.7, 18.4, 48.15, #del 1 al 8
10          19.26, 77.04, 55.64, 46.02, 19.82] #9 al 13

```

Código 5: Datos de la instalación.

Por otra parte, se encuentran las horas de sombras en una lista.

```

1 #Horas de sombras
2 horassombra=[[['5:00', '10:00']],#Enero
3              [['5:00', '9:00']],#Febrero
4              [],#Marzo
5              [],#Abril
6              [],#Mayo
7              [],#Junio
8              [],#Julio
9              [],#Agosto
10             [],#Septiembre
11             [],#Octubre
12             [['5:00', '9:00']],#Noviembre
13             [['5:00', '10:00']],#Diciembre

```

Código 6: Lista con las horas de sombras.

Esta lista contiene 12 listas con los pares de horas a los que empiezan y acaban las sombras en cada mes, identificados como se explica en la Sección 4.3. Por ejemplo, en este caso se descartarían de enero (que es el primer elemento de la lista) los valores entre las 5:00 y las 10:00, y de manera análoga los demás meses. Es posible añadir varios pares de horas en un mismo mes separándolos con comas.

Además están los umbrales para la detección de fallos por *PR* bajo (uno para toda la instalación), por *R* bajo o por una bajada brusca de *R* entre el día anterior y el actual (un valor de umbral por cada inversor de la instalación). También se encuentran listas con los piranómetros que hay en cada orientación y los inversores, para poder hacer cálculos independientes para cada una de las orientaciones.

Finalmente se encuentra la función de descarga de datos, que sigue el proceso explicado en la Sección 4.1, modificada para el caso concreto de cada instalación, ya que, pese a

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

estar varias en la misma plataforma, existen diferencias entre los datos descargados de unas y otras, como por ejemplo el nombre de los inversores o los piranómetros, el nombre del fichero descargado, el periodo de muestreo, etc.

4.4.2. Descarga de valores

Una vez descargados los datos siguiendo los procedimientos de la Sección 4.1 hay que preparar los datos y ordenarlos para poder realizar los posteriores cálculos.

El primer paso es descartar los momentos del día en los que algún grupo ha tenido fallos de comunicación y no incluir estos valores en los cálculos. Con esto se evita obtener índices bajos cuando la instalación no está teniendo problemas. Además, si se llega a un porcentaje elevado de mediciones sin comunicación, el grupo afectado se descarta de todos los cálculos generando una alerta, y se continúa con los valores para los que todos los demás grupos sí que tenían comunicaciones. Así se evita que el fallo de comunicaciones de un grupo elimine a todos los demás de los cálculos.

Para el cálculo del PR de toda la instalación, la potencia pico de los grupos sin comunicaciones se resta del total, obteniendo la potencia pico de la instalación sin los grupos afectados. La energía teórica se calcula únicamente con las mediciones de irradiancia de las horas en las que las comunicaciones han funcionado correctamente.

La forma de identificar los fallos de comunicación varía según la plataforma de descarga, ya que los datos con fallo de comunicación presentan diferentes formatos.

En la base de datos MySQL, en los instantes que no ha habido comunicación con los dispositivos, la base de datos contiene dos guiones (“-”) para indicar que no hay comunicación, lo que permite identificar los inversores con fallos de comunicación fácilmente.

Del mismo modo, los archivos recibidos por *FTP* tienen una columna que indica los errores. Cuando hay un fallo de comunicaciones esta columna tiene el texto “Error. No communication”, por lo que verificando el valor de esta columna se puede detectar los fallos de comunicación.

Respecto a las páginas web, algunas presentan un guión (“-”), pero hay otras que simplemente muestran un cero en los valores sin comunicaciones, por lo que no es posible distinguir si fallan las comunicaciones o si ha habido un fallo en la instalación.

En los casos con inversores modulares, ya que no se puede identificar los módulos con zonas de la instalación, se suman las potencias de cada módulo para obtener el total del inversor. En el caso de los piranómetros, se hace la media entre todos los que tienen

la inclinación de los paneles; si la instalación tiene diferentes orientaciones la media se hace ponderando la potencia que hay instalada en cada orientación, para que los cálculos globales de rendimiento sean correctos.

Con todo esto, de la descarga se obtiene un *Data Frame* para realizar los cálculos posteriores, cuyos índices son las fechas y horas de las mediciones y en las columnas tiene las potencias medidas de cada inversor de la instalación y la irradiancia total, como se observa en la Tabla 1.

timestamp	INV_1	INV_2	INV_3	INV_4	INV_5	IRRADIANCE
2017-06-21 06:40	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0
2017-06-21 06:45	472.0	441.5	477.0	456.5	543.0	11.0
2017-06-21 06:50	802.0	781.5	868.0	766.5	954.0	14.0
2017-06-21 06:55	1152.0	1157.5	1350.0	1248.5	1441.5	19.0
2017-06-21 07:00	1731.0	1685.5	1837.5	1690.5	1868.0	23.0
2017-06-21 07:05	2157.5	2142.0	2345.5	2122.0	2482.5	29.0
2017-06-21 07:10	2888.5	2797.0	3000.0	2802.0	2949.5	35.0

Tabla 1: Parte de un *Data Frame* descargado con potencias de cada inversor e irradiancia.

En el caso de que haya que descartar las horas de sombra, se modifica el *Data Frame* anterior, eliminando las filas de las horas con sombras. Esto se lleva a cabo gracias a la variable que contiene las horas de sombras (Código 6), definida en los archivos de configuración.

Con el *Data Frame* descargado y las horas de sombras, se utiliza la función descrita en el Código 7. Esta función primero copia el *Data Frame* original en otro llamado *testvals*. Después toma el último elemento del índice para obtener el mes al que pertenecen los datos y resta 1 para convertirlo al índice que permita seleccionar la lista de horas del mes actual de la lista con las sombras de cada mes descrita en el archivo de configuración. Finalmente recorre los pares de horas del mes correspondiente al día de cálculo y quita los periodos deseados.

```

1 #Quitar horas de sombras
2 def quitaHoras(vals, horassombra):
3     #Copiar el Data Frame inicial
4     testvals = pd.DataFrame()

```

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

```
5     testvals[vals.columns] = vals[vals.columns]
6     #Seleccionar las horas de sombras del mes actual
7     horas = horassombra[testvals.index[-1].month-1]
8     #Recorrer las horas de sombras y quitarlas del Data Frame
9     for i in xrange(len(horas)):
10        testvals=pd.concat([testvals.between_time('0:0',horas[i][0]),
11        vals.between_time(horas[i][1], '23:59')],axis=0)
12    return testvals
```

Código 7: Función para descartar las horas de sombras.

4.4.3. Performance ratio

Con los datos descargados se comprueba si el día es soleado o no comparando la irradiancia teórica con la medida. Si se alcanza el porcentaje definido en el archivo de configuración, el día se considera soleado y se calcula el *PR* a partir de la irradiancia teórica del mismo modo que se hace con la medida (Ecuación 4.1). Este cálculo se guarda para poder analizarlo en el futuro, generando la lista de días soleados con su *PR* utilizada en la detección de sombras. En el caso de que el día no sea soleado, este cálculo no se lleva a cabo y se pasa a calcular el *PR* a partir de los datos de irradiancia medida.

El *PR* se calcula utilizando la función *PRcalc* definida en el Código 8. En esta función se crea un *Data Frame* que contiene en la columna *INV* los valores de potencia agregados de toda la instalación y en la otra los valores de potencia teórica calculados a partir de la irradiancia. Después se agrupan todos los valores del mismo día, sumándolos todos y multiplicándolos por el periodo de muestreo en minutos dividido por 60. Esta operación tiene como resultado la energía producida en ese día en kWh que se obtendría haciendo la integral 4.3. Por defecto el periodo de muestreo es 5 minutos, pero se puede especificar como argumento de la función para hacerlo coincidir con el de cada instalación. El resultado de esta función es un *Data Frame* con la energía generada, la calculada a partir de la irradiancia y el *PR*.

```
1 def PRcalc(vals, invcols, sensorcols, potenciaParque, periodoMuestreo=5):
2     #Calcula el PR a partir de la potencia de cada inversor y la irradiancia
3     #invcols = nombre de las columnas con datos de inversores
4     #sensorcols = nombre de las columnas con datos de irradiancia
5     #(Solo hay una siempre, pero se estaba previsto hacerlo de otra forma)
```

```

6      #Sumar todas las potencias de los inversores
7      valsinv=pd.DataFrame()
8      valsinv['INV']=vals[invcols].sum(axis=1)
9
10     #Calculo de la potencia teorica
11     valsinv['IRRAD']=vals[sensorcols].mean(axis=1)/1000.0*potenciaParque
12
13     #Calcular la energia diaria
14     valsinv=valsinv.groupby(lambda x: x.date())\
15     .aggregate(lambda x: np.sum(x)*periodoMuestreo/60)
16
17     #Calculo del PR
18     valsinv['PR']=valsinv['INV']/valsinv['IRRAD']
19     return valsinv

```

Código 8: Función para calcular el *PR*.

Posteriormente, el valor de *PR* obtenido se compara con el umbral establecido para la instalación en el archivo de configuración y, si es inferior, se muestra un mensaje informando del fallo. En caso de que el *PR* esté bien, el mensaje informa de que está dentro de los límites de funcionamiento. Además, se imprimen los valores de energía y *PR* en ambos casos.

4.4.4. Ratio

Para calcular el ratio, se utiliza la lista en la configuración que contiene los diferentes grupos para los que se ha de calcular de manera independiente. Con todos los valores de potencia de cada conjunto se calcula la energía y se dividen por su correspondiente potencia pico. Finalmente se comprueba cuál es el mayor de todos y se dividen todos por su valor.

```

1  def RATIOcalc(vals, invcols, kwpInv, periodoMuestreo=5):
2      #Calcula los kWh/kWp de cada inversor
3      valsratio=pd.DataFrame()
4
5      #Calcular la energia diaria
6      valsratio=vals[invcols].groupby(lambda x: x.date())\

```

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

```
7     .aggregate(lambda x: np.sum(x)*periodoMuestreo/60)
8     #Divide cada inversor por su potencia
9     for i in xrange(len(invcols)):
10        valsratio[valsratio.columns[i]]=valsratio[valsratio.columns[i]]/kwpInv[i]
11     #Divide todos por el maximo
12     valsratio['max']=valsratio.max(axis=1)
13     for i in valsratio.columns:
14        valsratio[i]=valsratio[i]/valsratio['max']
15     valsratio.drop('max',axis=1,inplace=True)
16     return valsratio
```

Código 9: Función para calcular el R .

Una vez obtenidos los valores de R de toda la instalación, el resultado se compara con los umbrales del archivo de configuración y se muestra un mensaje indicando si están todos bien o cuáles son inferiores al límite.

También se comparan los valores de R con los del día anterior, para comprobar si ha habido una bajada de rendimiento superior al porcentaje de potencia que supone la desconexión de una caja de conexiones o una serie de paneles.

4.4.5. Gráficas

Para facilitar la visualización de resultados, se representa la potencia generada por cada inversor y los valores de R de los últimos 10 días. En la gráfica de potencia se puede ver si un fallo ha sido puntual y ya está solucionado, comprobando que después del fallo la potencia de esa parte de la instalación ha vuelto a los valores habituales. Por otra parte, en la segunda gráfica se muestra la evolución de R durante los últimos días para ver si esa parte está sistemáticamente por debajo del resto y poder comprobar a simple vista si ha bajado su rendimiento recientemente.

Para cada instalación se separan los diferentes conjuntos de inversores en gráficas diferentes. Cuando hay muchos inversores en el mismo conjunto, se limita a diez el número de inversores por gráfica para que se puedan ver bien los datos. Por otra parte, los valores del eje vertical de la gráfica de R se limitan de manera que el límite inferior nunca baje de 0.85 para que se pueda diferenciar el estado de cada grupo (de los que están próximos a $R = 1$) aunque haya alguno con un fallo que provoque que su R sea muy bajo. En estos casos los grupos con R muy bajo no se pueden ver en la gráfica, pero existe el mensaje

de que esas partes están fallando, que es suficiente.

4.4.6. Guardado de datos

Los valores de potencia descargados y los índices calculados para cada instalación se guardan en cuatro ficheros csv. En cada ejecución del programa se comprueba que los datos estén bien ordenados por fecha y, si hay duplicados, se conserva el más reciente. Esto permite recalcular los valores a lo largo de un mismo día. En el caso del PR a partir de irradiancia teórica, este solo se guarda cuando el día es soleado. Cuando hay fallos de comunicación con alguno de los grupos, en el fichero que contiene los valores de R se indica con un valor de -1.

Con los datos guardados de esta forma es sencillo acceder a los valores en cualquier momento.

4.4.7. Resumen diario en formato pdf

Todos los mensajes y gráficos generados se incluyen en un informe diario en formato pdf. Para hacer esto, el programa escribe en un fichero de texto plano con el código necesario en \LaTeX para generar el pdf. \LaTeX es un sistema de composición de textos a partir de instrucciones que permite generar resultados de manera sistemática. Este programa permite definir por una parte el estilo del documento y por otra el contenido, por lo que el informe con los resultados de la herramienta informática se muestra siempre de la misma forma, cambiando únicamente sus valores para cada día.

Para crear el documento, se parte de la cabecera del documento previamente configurada para que genere el estilo deseado. Esta se copia con un nuevo nombre y se va rellenando, creando una nueva sección para cada instalación con los valores calculados, las tablas y las gráficas.

Un ejemplo sencillo de una de las tablas que contienen el PR se muestra en el Código 10. Las dos primeras líneas definen la sección del documento para esa instalación. La línea 4 crea el mensaje de que el PR está dentro de los límites esperables en este caso. El resto genera la tabla con los resultados del PR . El resultado es una tabla con la energía generada por los inversores, la teórica calculada a partir de irradiancia y el valor del PR como la Tabla 2.

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

```
1 \section{Nottingham}
2 \label{Nottingham}
3
4 PR ok\\
5
6 \begin{tabular}{lrrr}
7 \toprule
8 {} & Inversores (Potencia) & Irradiancia & PR \\
9 \midrule
10 2017-07-31 & 35967.2 & 43847.803 & 0.82 \\
11 \bottomrule
12 \end{tabular}
```

Código 10: Instrucciones para generar una sección, una línea de texto y una tabla.

	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-07-31	35967.2	43847.803	0.82

Tabla 2: Ejemplo de tabla generada.

L^AT_EX permite insertar figuras especificando la ruta del archivo de imagen que se desea cargar. Por esto, al generar las gráficas para visualizar los resultados se guarda una copia en archivo para incorporarlas automáticamente al pdf. Las imágenes se guardan en formato pdf en una carpeta separada. En el Código 11 se muestra cómo incluir una figura en el pdf de resultados. Se observa que se especifica la posición de la figura (con la H de la línea 1), que la figura debe estar centrada (línea 2), que debe ocupar un 95% del ancho del texto y la ruta del archivo con la imagen.

```
1 \begin{figure}[H]
2 \centering
3 \includegraphics[width = 0.95\textwidth]{pdf/img/Nottingham.pdf}
4 \end{figure}
```

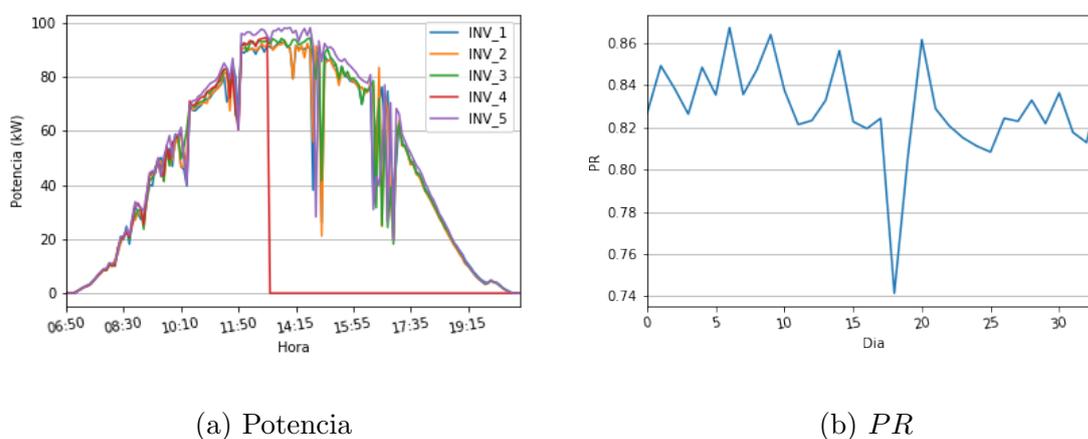
Código 11: Instrucciones para incluir una imagen en el pdf.

Un ejemplo completo del pdf generado se encuentra en el Anexo II.

4.5. Resultados

Calculando diariamente los valores de PR y R en todas las instalaciones implementadas, es posible detectar de manera automática diferentes fallos en plantas fotovoltaicas, lo que permite solucionarlos lo antes posible. En esta sección se muestran tres ejemplos de fallos detectados.

Mediante el PR es posible detectar casos en los que un inversor deja de funcionar durante parte de un día, tal y como se muestra en la Figura 15a, en la que el inversor 4 deja de funcionar alrededor de las 13:00.



(a) Potencia

(b) PR

Figura 15: Fallo en un inversor.

En la Figura 15b se muestra cómo el día 16 el PR bajó hasta 0.74 por el fallo descrito anteriormente y, una vez reparado el problema, volvió a los valores habituales superiores a 0.80.

Por lo que respecta al índice R , en la Figura 16 se muestra cómo inicialmente los inversores 2, 4 y 5 funcionaban entre un 4% y un 5% por debajo del inversor 3, mientras que el inversor 1 lo hacía un 10% por debajo. En el día 4 se produce la reparación de partes de la instalación, lo que mantiene algunas partes desconectadas provocando un descenso de los ratios. Durante esta reparación se sustituye un fusible fundido en series de los inversores 2, 4 y 5, y en el inversor 1, que era el de peor rendimiento, se cambian dos fusibles. Esta reparación hace que en los días siguientes los inversores pasen a funcionar con ratios similares.

Sección 4. Herramienta para la detección de fallos

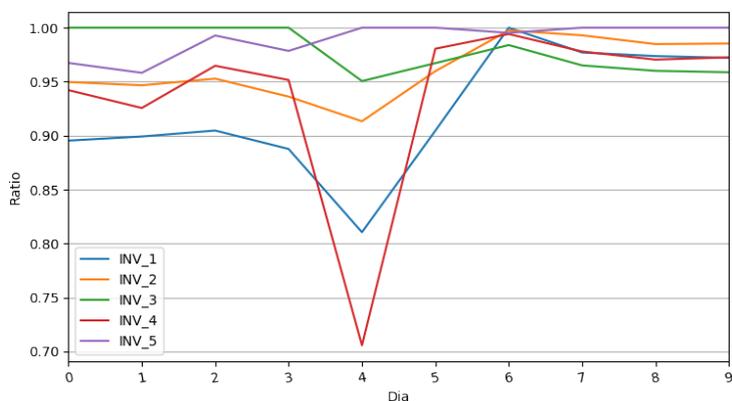


Figura 16: Variación del ratio al sustituir varios fusibles

Otro caso de detección de fallo se muestra en la Figura 17. Al desconectarse una serie del inversor 1, su rendimiento baja de un día a otro un 4% aproximadamente, lo que permite detectar el fallo. Al saber en qué zona de la instalación está el fallo se puede ahorrar tiempo en la reparación, porque se encuentra el defecto revisando únicamente las series del inversor cuyo ratio ha bajado. Durante el día 7 se realiza la reparación, por lo que el ratio ya mejora ligeramente y el día 8 ya recupera sus valores normales, perdiéndose solamente 4 días de producción.

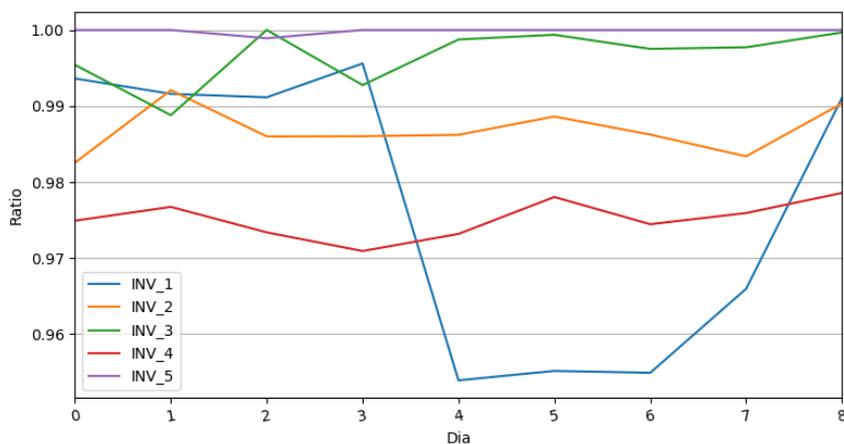


Figura 17: Variación del ratio al fundirse y cambiarse un fusible

5. Optimización de las fechas de limpieza

Se ha realizado un estudio sobre cómo se ensucian los paneles y cuándo es conveniente limpiarlos para una instalación de 588 kWp situada en Murcia. Esta instalación tiene 15 inversores y está situada en la cubierta de un centro comercial.

5.1. Estimación del perfil de suciedad de una instalación

Para tratar de estimar cómo se ensucian los paneles con el paso del tiempo, con la limpieza prevista de la instalación en abril, se dejó sucio uno de los inversores para compararlo con el resto y ver la diferencia que suponía la limpieza.

La Figura 18 muestra las diferencias de rendimiento entre un inversor sucio y uno limpio. Se observa cómo tienen rendimientos similares antes de la limpieza y, después, el rendimiento de la parte limpia mejora alrededor de un 8%. Sin embargo, al poco tiempo de la limpieza llovió y la diferencia entre la parte limpia y la sucia se quedó en un 4.7% de media. Con esto se pretendía obtener una función que definiera la reducción de rendimiento por suciedad con el paso de los días; sin embargo, al comenzar a ensuciarse de nuevo la parte limpia, no se aprecia una evolución en la diferencia de rendimientos.

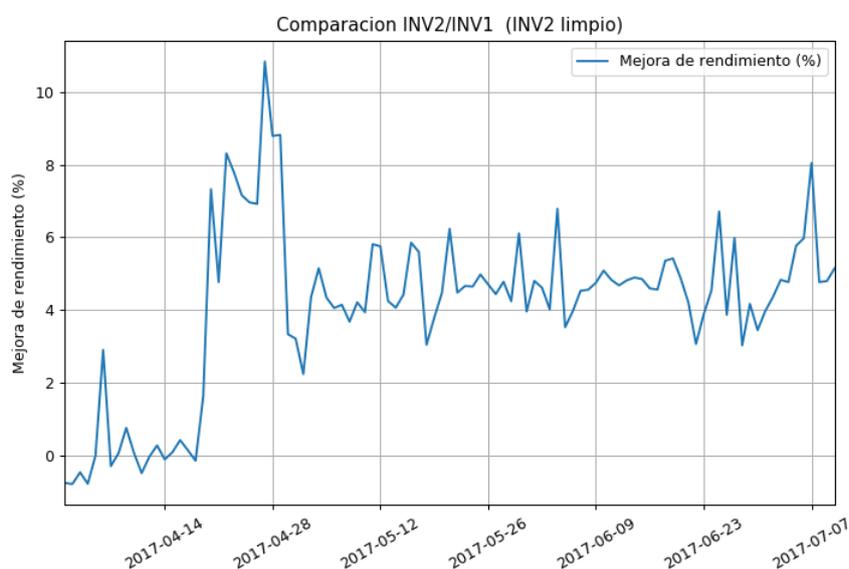


Figura 18: Diferencia de rendimiento entre inversor limpio y sucio

Como no hay suficientes datos para determinar una función, se ha considerado que los paneles se ensucian un 0.26% por cada día que pasa, tomando como referencias [10] y [11], donde se estudia este efecto de la suciedad sobre el rendimiento de los módulos.

5.2. Función de coste

El primer paso para averiguar cuándo es conveniente limpiar una instalación es definir una función que describa cómo se reduce el rendimiento de los paneles con el paso del tiempo. Para ello, se define $L(d)$ como las pérdidas de rendimiento de los paneles por cada día que pasa desde la última limpieza (d).

$$L(d) = K \cdot d \quad (5.1)$$

Dónde K son las pérdidas de rendimiento diarias del 0.26 % definidas previamente.

Por otra parte, para realizar un análisis más completo, debe considerarse que las lluvias tienen un efecto limpiador en los paneles. Por ello, en verano se alcanzan las mayores pérdidas, al encadenarse más días sin llover. Además se trata de la estación con más horas de sol, lo que hace que dichas pérdidas sean especialmente relevantes.

Para introducir este factor en el estudio, se define la probabilidad de que llueva en un día determinado como $q(t)$ y, por tanto, la de que no llueva como $p(t) = 1 - q(t)$. A continuación, para un día cualquiera en el que se llevan d días desde la última limpieza, se pueden definir las pérdidas de rendimiento esperadas t días después como:

$$LE(t, d) = \mathbb{E}(L(t)) \quad (5.2)$$

Donde \mathbb{E} representa la esperanza matemática.

Para calcular esta cantidad puede deducirse que, cuando ha pasado un día, el valor de L será 0, si ese día llueve, o $K \cdot (d + 1)$ si no. Es decir, el valor esperado será:

$$LE(1, d) = q(1) \cdot 0 + p(1) \cdot (K \cdot (d + 1)) = p(1) \cdot (K \cdot (d + 1)) \quad (5.3)$$

Análogamente, para dos días el valor de L será 0 si llueve ese mismo día, K si llueve el día anterior o $K \cdot (d + 2)$ si no llueve ninguno de los dos días. Por tanto se tiene:

$$\begin{aligned} LE(2, d) &= p(2) \cdot (q(1) \cdot K + p(1) \cdot K \cdot (d + 2)) \\ &= p(2) \cdot (q(1) \cdot K + p(1) \cdot K \cdot (1 + d + 1)) \\ &= p(2) \cdot (K + p(1) \cdot K \cdot (d + 1)) \\ &= p(2) \cdot (K + LE(1, d)) \end{aligned} \quad (5.4)$$

Si se calcula el valor de LE para más días, puede comprobarse que existe una formulación

Sección 5. Optimización de las fechas de limpieza

general recursiva:

$$LE(t, d) = p(t) \cdot (K + LE(t - 1, d)) \quad (5.5)$$

A partir de esta formulación recursiva puede comprobarse que, si $p(t)$ toma un valor constante p , LE también tiende a un valor final constante LE_f que puede calcularse como:

$$LE_f = p \cdot (K + LE_f) \quad \longrightarrow \quad LE_f = \frac{p \cdot K}{1 - p} = \frac{p \cdot K}{q} \quad (5.6)$$

Si se toma un periodo de tiempo (T) para el que se desea optimizar las fechas de limpieza, se puede calcular LE para cada día del intervalo de tiempo entre limpiezas. Actualizando el valor de d cada vez que se limpia la instalación se obtiene un perfil de las pérdidas de energía esperadas para cada día.

$$PE(t, D) = \begin{cases} E(t) \cdot LE(t, T - D_n) & D_1 > t \\ E(t) \cdot LE(t - D_1, 0) & D_2 > t \geq D_1 \\ E(t) \cdot LE(t - D_2, 0) & D_3 > t \geq D_2 \\ \cdot & \\ \cdot & \\ E(t) \cdot LE(t - D_n, 0) & t \geq D_n \end{cases} \quad (5.7)$$

Donde D es un vector que contiene los días del año en que se limpia la instalación $D = [D_1, D_2 \dots D_n]$ y $E(t)$ representa la energía producida por la instalación en el día t obtenida de datos históricos (para disponer de datos de un año completo se han utilizado los datos de 2016 del parque).

Con las pérdidas de energía debidas a la suciedad anteriores, el problema consiste en minimizar las pérdidas económicas (J), que se obtienen de multiplicar, para cada día del año, PE por el coste de la energía ($C_{Energia}$) que se ha considerado constante y de 64.08 €/MWh. Esta retribución se ha obtenido a partir del precio medio de mercado y las ayudas estatales durante el año 2016.

$$J = \sum_{t=1}^T C_{Energia} \cdot PE(t, D) \quad (5.8)$$

Este cálculo se puede hacer para instalaciones de diferente potencia, variando el número de limpiezas anuales, así como los días en los que se realizan las mismas, la velocidad con la que se ensucian los paneles y la probabilidad de lluvia. También es posible introducir diferentes precios para la energía producida cada día.

5.3. Resultados

En una primera aproximación, se calcula una probabilidad diaria de lluvia para todo el año del 7.92 % constante, sabiendo que en 2016 llovió 29 días de los 366 [12].

Para comparar el efecto de la limpieza, primero se calculan las pérdidas anuales en caso de que no se limpiara nunca la instalación. Para eso se obtienen las pérdidas de rendimiento esperadas, que al ser constante la probabilidad de lluvia, tienden a un valor final constante LE_f como se ha descrito en (5.6).

Así, se obtiene un valor de $LE_f = 3.1\%$ que, multiplicado por la energía anual y su coste, da unas pérdidas económicas de 1588.95 €.

Limpiando los paneles una vez al año, las pérdidas varían en función del día del año en que se hace la limpieza, tal y como se muestra en la Figura 19. El mínimo en este caso se obtiene para el día 20 de mayo, con un coste de 1511.05 €. El peor día para limpiar en este caso es el 15 de diciembre con unas pérdidas de 1575.95 €.

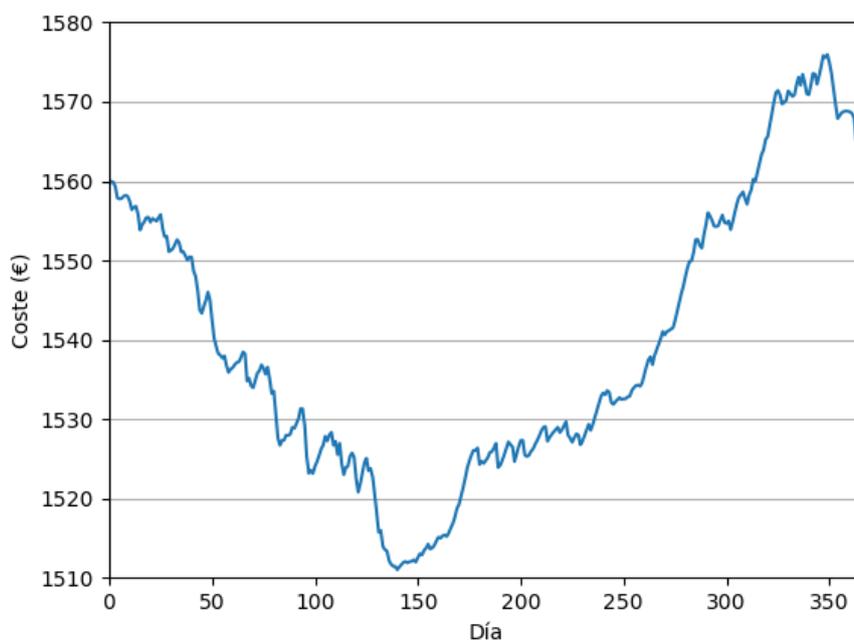


Figura 19: Coste asociado a las pérdidas por suciedad en función del día de limpieza.

Sección 5. Optimización de las fechas de limpieza

De los resultados obtenidos puede comprobarse que, con las probabilidades de lluvia consideradas, una limpieza de los paneles sólo resulta rentable si el coste de realizarla es muy bajo (menor que 78 €). No obstante, es habitual que los contratos de mantenimiento de plantas fotovoltaicas incluyan, entre otros servicios, una limpieza de paneles anual. En este caso, es interesante calcular el día óptimo para realizar esta limpieza de una manera más precisa.

Para ello, se han considerado probabilidades de lluvia diferentes para varios periodos del año. En concreto, a partir de análisis de históricos de lluvia en la localización de la planta, se han considerado unas probabilidades del 12% en diciembre, enero y febrero, del 2% en junio, julio y agosto y del 9% el resto del año.

En este caso no se obtiene un valor constante de LE cuando no se limpia nunca la instalación, sino un perfil que varía a lo largo del año al hacerlo la probabilidad de lluvia. En la Figura 20 se observa que las pérdidas de rendimiento son mayores en los meses de verano, cuando la probabilidad de lluvia es menor, llegando a un máximo del 11.5% el día 31 de agosto. Por el contrario, las pérdidas en invierno son las más bajas. Las pérdidas económicas anuales calculadas si no se limpia son de 2389.04 €, significativamente mayores que en el caso anterior.

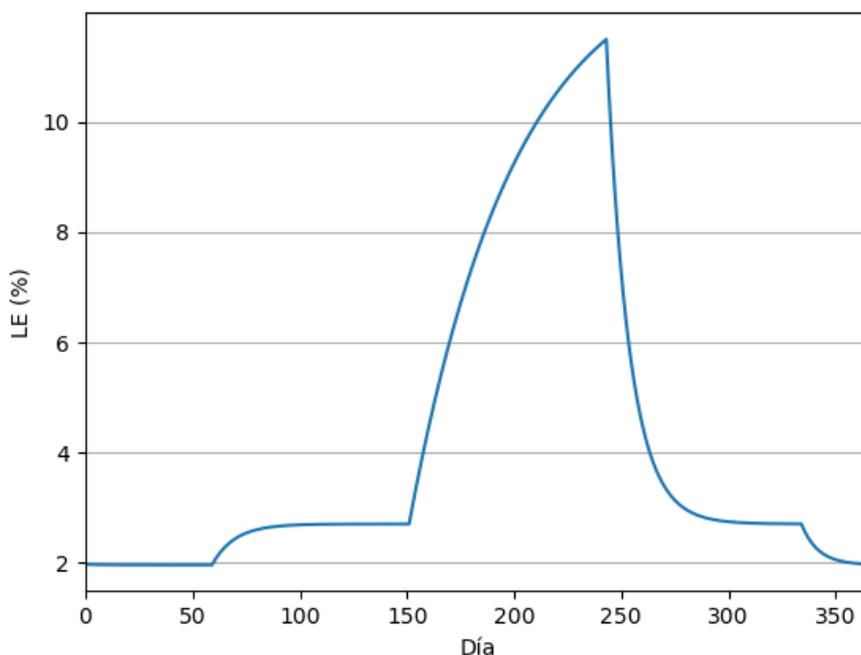


Figura 20: LE con probabilidades variables.

En este caso, los costes en función de en qué día del año se realiza la limpieza se muestran

en la Figura 21. El mejor día para limpiar la instalación es el 16 de julio, con unas pérdidas de 1868.26 €.

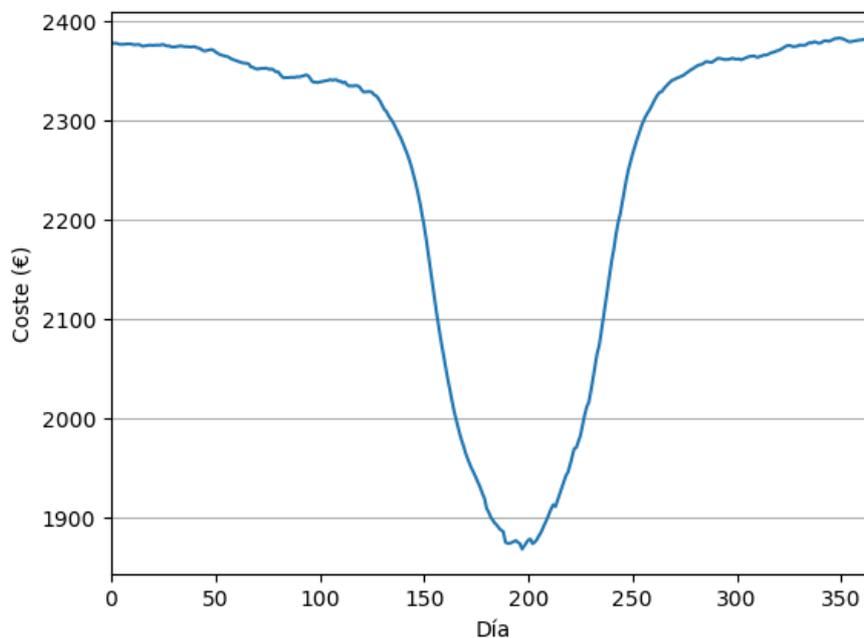


Figura 21: Coste en función del día de limpieza.

La diferencia entre limpiar o no limpiar es en el caso óptimo de 520.78 €, por lo que dependerá del coste total de limpiar la instalación si resulta rentable hacer o no la limpieza. Para esta instalación el coste de limpieza supera los 1000 €, por lo que según los cálculos realizados, no es conveniente limpiar la instalación por ese coste.

Hay que tener en cuenta que al variar la potencia de la instalación también lo hace la superficie de paneles a limpiar y con ello el coste de la limpieza, por lo que este estudio puede extrapolarse al resto de instalaciones. Además, al tratarse de la instalación ubicada más al sur, la probabilidad de lluvia es menor que en el resto. Por tanto, con mayor probabilidad de lluvia en el resto de instalaciones, será menos necesario limpiar salvo que algún factor externo ensucie mucho los paneles.

6. Estudio de viabilidad económica

La inversión inicial para llevar a cabo el proyecto es la calculada en el presupuesto a partir de las horas dedicadas, que es un total de 14250 €. Además hay un coste mensual de 2.5 € por cada una de las instalaciones cuyos datos se reciben mensualmente a través del servicio de *FTP*; estas 14 instalaciones suponen un gasto anual de 420 €.

El principal beneficio de generar un informe con alertas de fallo y los mismos parámetros y formatos para todas las instalaciones es que reduce drásticamente el tiempo empleado en revisar diariamente el correcto funcionamiento de las plantas. Se ha estudiado el tiempo empleado en comprobar todas las instalaciones accediendo a sus respectivas páginas y navegando hasta las gráficas necesarias. De media hace falta invertir 54 minutos diariamente para comprobarlas todas, mientras que leyendo el informe detenidamente se tardan 15 minutos. Esto implica una diferencia de 39 minutos diarios entre revisar las instalaciones utilizando cada página web o utilizando el informe generado.

En el convenio de empresas de ingeniería y oficinas de estudios técnicos publicado el 30 de diciembre de 2016 se estipula que el salario de nivel 1 (aplicado a licenciados y titulados superiores) es de 23618.28 €, con un máximo de 1800 horas trabajadas al año. Con esto se obtiene que el coste por hora de este tipo de trabajadores es de 13.12 €. Aplicando este coste a los 39 minutos de diferencia diarios supone un ahorro diario de 8.54 €. Si esto se calcula para un año entero, se obtiene un ahorro anual de 3117.38 €.

Teniendo en cuenta el coste de recibir los archivos por *FTP*, se obtiene un flujo de caja anual de 2697.38 €. Esto supone, calculando la inversión para los próximos 10 años, un VAN de 11311.24 € y un TIR del 13.68 %, que implican que el proyecto es rentable económicamente. Además el periodo de retorno es de 5.28 años.

En el caso de suponer que no se realiza la comprobación de las plantas los fines de semana ni los días festivos, el VAN resulta ser 2893 €, el TIR del 4.59 % y el periodo de retorno de 7.87 años. En este caso la inversión sigue resultando viable económicamente, aunque no tanto como en el primer escenario calculado.

Referencias

- [1] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, 2004.
- [2] J. Cepriá Bernal, *Análisis de la captación de energía solar en edificios. Aplicación a una instalación térmica-fotovoltaica en un edificio de viviendas*, 2004.
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable energy statistics 2016,” 2016.
- [4] Secretariat REN21, “Renewables 2016 global status report,” *REN21, Paris, Tech. Rep*, 2016.
- [5] A. Jäger-Waldau, “PV status report 2016,” *JRC Science for Policy Report (Publications Office of the European Union, 2016)*, 2016.
- [6] Fraunhofer ISE, “Photovoltaics Report,” no. November, 2016.
- [7] UNEF, “Informe Anual 2016,” *Unión Española Fotovoltaica*, 2016.
- [8] NREL, “Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance 2 nd Edition,” no. December, 2016.
- [9] B. Marion, J. Adelstein, H. Hadyen, B. Hammond y T. Flether, “Performance parameters for grid-connected PV systems,” *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition*, pp. 1601–1606, 2005.
- [10] J. Zorrilla-Casanova, M. Piliouguine, J. Carretero, P. Bernaola-Galvan, P. Carpena, L. Mora-López y M. Sidrach-De-Cardona, “Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, no. 4, pp. 790–796, 2013.
- [11] M. García, L. Marroyo, E. Lorenzo y M. Pérez, “Soiling and other optical losses in solar-tracking PV plants in navarra,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 19, no. 2, pp. 211–217, 2011.
- [12] AEMET. (07/08/2017) Base de datos meteorológica. [Online]. Disponible: <https://datosclima.es/Aemet2013/Precipitastad2013.php>

Índice de Figuras

1.	Azimut y altura solar a lo largo de un año.	8
2.	Ángulos para la conversión de plano de la irradiancia.	9
3.	Comparación entre irradiancia real y teórica.	10
4.	Esquema de un módulo fotovoltaico.	13
5.	Caja de conexiones.	14
6.	Instalaciones sobre suelo y cubierta.	16
7.	Visualización de la corriente de una serie en <i>Visual Webdom</i>	18
8.	Descarga de datos en una página web.	21
9.	Variaciones del PR durante un mes.	25
10.	Corrientes de series con sombras.	27
11.	Corrientes de series con sombras en día soleado y nublado.	28
12.	Corrientes de series con sombras en diferentes momentos del año.	29
13.	Potencia de inversor con sombras.	29
14.	Inversores afectados por sombras durante la mañana (a) y la tarde (b). . .	30
15.	Fallo en un inversor.	40
16.	Variación del ratio al sustituir varios fusibles	41
17.	Variación del ratio al fundirse y cambiarse un fusible	41
18.	Diferencia de rendimiento entre inversor limpio y sucio	43
19.	Coste asociado a las pérdidas por suciedad en función del día de limpieza. .	46
20.	LE con probabilidades variables.	47
21.	Coste en función del día de limpieza.	48

Índice de Tablas

1.	Parte de un <i>Data Frame</i> descargado.	34
2.	Ejemplo de tabla generada.	39

Índice de Códigos

1.	Funciones utilizadas para la descarga de valores desde MySQL.	20
2.	Descarga de un informe de una web con informes personalizados.	22
3.	Descarga de datos utilizando FTP.	23
4.	Datos de ubicación.	31
5.	Datos de la instalación.	31
6.	Lista con las horas de sombras.	32
7.	Función para descartar las horas de sombras.	34
8.	Función para calcular el <i>PR</i>	35
9.	Función para calcular el <i>R</i>	36
10.	Instrucciones para generar una sección, una línea de texto y una tabla. . .	39
11.	Instrucciones para incluir una imagen en el pdf.	39

Lista de variables y acrónimos

A_z - Azimut	EVA - Etileno Vinil Acetato
E_{teo} - Energía teórica	<i>FTP</i> - File transfer protocol
G - Irradiación	HSP - Horas solares pico
h - Altura	STC - Condiciones estándar
i - Ángulo de inclinación	TIR - Tasa interna de retorno
I - Irradiancia global	VAN - Valor actual neto
I_0 - Constante solar	Wp - Watios pico
I_b - Irradiancia directa	
I_{bh} - Irradiancia directa horizontal	
I_{cc} - Intensidad de cortocircuito	
I_d - Irradiancia difusa	
I_{dh} - Irradiancia difusa horizontal	
I_r - Irradiancia reflejada	
I_{STC} - Irradiancia en condiciones estándar (1000 W/m ²)	
J - Pérdidas económicas por suciedad	
L - Pérdidas de rendimiento	
LE - Pérdidas de rendimiento esperadas	
p - Probabilidad de que no llueva	
P_p - Potencia pico	
P_{teo} - Potencia teórica	
PE - Pérdidas de energía esperadas	
PR - <i>Performance Ratio</i>	
q - Probabilidad de que llueva	
R - <i>Ratio</i>	
RE - Ratio específico	
V_{oc} - Tensión de circuito abierto	
w - Ángulo horario	
z - Día del año	
α - Azimut de los paneles	
γ - Inclinación de los paneles	
δ - Declinación	
λ - Longitud	
ϕ - Latitud	

PLIEGO DE CONDICIONES

Para el correcto funcionamiento de la herramienta es necesario instalar Python 2 junto con las librerías necesarias utilizadas. Para generar los archivos pdf hace falta instalar MiKTeX junto con los paquetes utilizados para generar el archivo.

El programa se puede ejecutar en prácticamente cualquier ordenador que tenga instalados los programas anteriores. Durante la realización del proyecto se ha ejecutado en dos ordenadores distintos y con diferentes conexiones a internet:

- En el primero tarda una media de 1 minuto 53 segundos. La conexión a internet es de 10 Mb/s y el ordenador tiene un procesador Intel Core i7-4790 @3.60 GHz y 8GB de memoria RAM.
- En el segundo tarda una media de 2 minutos 50 segundos. La conexión a internet es de 100 Mb/s y el ordenador tiene un procesador AMD A4-6300 APU @3.70 GHz y 4 GB de memoria RAM.

PRESUPUESTO

Como todos los programas utilizados son gratuitos, el único coste del proyecto es el de las horas de programación y estudio de las instalaciones para llevarlo a cabo.

Trabajo de ingeniería	Coste/hora	Horas	Coste (€)
Estudio de las instalaciones	35	50	1750
Programación de la herramienta	50	250	12500
TOTAL			14250

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO
PARA UNA INSTALACIÓN

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

En este anexo se muestra el código necesario para generar el informe de una instalación. Por razones de seguridad, los usuarios y contraseñas se han sustituido por “XXXX”. Las líneas demasiado largas se han dividido en varias, marcando el salto de línea con “//”.

En el primer código se muestran las funciones comunes a todas las instalaciones y algunas de las utilizadas para la descarga por *FTP*, que se han guardado en el archivo *Funciones.py*. Estas funciones se incluyen posteriormente para cada instalación.

En el segundo código se muestran las instrucciones específicas de la instalación utilizada como ejemplo (una de las que se descargan de la base de datos *MySQL*).

Código 1: Funciones comunes para todas las instalaciones.

```
1 import time
2 import pymysql as MySQLdb
3 MySQLdb.install_as_MySQLdb()
4 import pandas as pd
5 import numpy as np
6 import datetime
7 from datetime import datetime, timedelta, date
8 import matplotlib.pyplot as plt
9 from matplotlib import cm
10 cmap = cm.get_cmap('rainbow_r')
11 from math import *
12 import os.path
13 import matplotlib.pyplot as plt
14 import ftplib
15 import shutil
16 import glob
17
18
19
20 #Quitar duplicados de un CSV
21 def limpiaCSV(filename):
22     #abre el archivo
23     a=pd.read_csv(filename, sep=';')
24
25     lst=[i for i in a.columns]
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
26     lst[0]='timestamp'
27     a.columns=lst
28     #quitar duplicados y quedarse con el ultimo
29     a.drop_duplicates('timestamp',keep='last',inplace=True)
30     #borrar columna de timestamp y ponerla de indice
31     a.index=a[a.columns[0]]
32     a.drop(a.columns[0],axis=1,inplace=True)
33     #ordena el indice
34     a.sort_index(axis=0,inplace=True)
35     #sobreescribe el csv
36     a.to_csv(filename,sep=';')
37
38
39 #Guardar los valores descargados de cada inversor
40 def VALSguarda(vals,nombre,inversores,sensorcols):
41     valsguarda=pd.DataFrame()
42     for i in xrange(len(inversores)):
43         if inversores[i] in vals.columns:
44             valsguarda[inversores[i]]=vals[inversores[i]]
45         else:
46             valsguarda[inversores[i]]=-1
47     for i in sensorcols:
48         valsguarda[i]=vals[i]
49
50     filename=nombre+'VALS.csv'
51     #Mira si existe para guardar
52     if os.path.exists(filename):
53         valsguarda.to_csv(filename,sep=';',mode='a',header=False)
54     else:
55         valsguarda.to_csv(filename,sep=';',mode='w')
56     limpiaCSV(filename)
57
58
59
60 #Quitar horas de sombras
61 def quitaHoras(vals,horassombra):
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
62 testvals = pd.DataFrame()
63 testvals[vals.columns] = vals[vals.columns]
64
65 horas = horassombra[testvals.index[-1].month-1]
66
67 for i in xrange(len(horas)):
68     testvals=pd.concat([testvals.between_time('0:0',horas[i][0]),//
69     vals.between_time(horas[i][1], '23:59')],axis=0)
70 return testvals
71
72
73
74
75
76
77 #Dibujar la potencia instantea y el ratio de los ultimos Ndias
78 def Graficas(vals, filename, inversores, invcols, diainicio, contador='',//
79 horassombra=[]):
80     Ndias=10 #Numero de dias para dibjar el ratio
81     contador.replace('.', '-')
82     name=filename+'RATIO.csv'
83
84     tdd=timedelta(days=1)
85     fig, axes = plt.subplots(nrows=2, ncols=1, figsize=[10,7.5])
86
87     #Valores instantaneos
88     ax1 = vals.between_time(datetime.time(datetime(2017,1,1,5,0)),//
89     datetime.time(datetime(2017,1,1,22,0)))[invcols].plot(rot=15,//
90     title=filename+contador, ax=axes[0])
91     ax1.set_ylabel('Potencia')
92     ax1.legend(loc='center left', bbox_to_anchor=(1.0, 0.5))
93
94     #Linea vertical horas de sombra
95     if len(horassombra)==12:
96         horas = horassombra[vals.index[-1].month-1]
97         year = vals.index[-1].year
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
98     month = vals.index[-1].month
99     day = vals.index[-1].day
100
101     for i in horas:
102         for j in i:
103             hour = datetime.strptime(j, '%H:%M').hour
104             minute = datetime.strptime(j, '%H:%M').minute
105             ax1.axvline(datetime(year, month, day, hour, minute), color='r', //
106                 linestyle='—', lw=1)
107
108
109 #Valores de ratio de los ultimos dias
110 a=pd.read_csv(name, sep=';')
111 a.index=a['timestamp']
112 a.drop('timestamp', axis=1, inplace=True)
113
114 inicioRATIO = (diainicio-Ndias*tdld).strftime("%Y-%m-%d")
115 dataplot = a[(a.index>inicioRATIO) & (a.index<=diainicio.//
116 strftime("%Y-%m-%d"))][inversores].replace(-1, float('NaN'))
117 ax2 = dataplot.plot(rot=15, ax=axes[1])
118 ax2.set_ylabel('Ratio')
119 ax2.legend(loc='center left', bbox_to_anchor=(1.0, 0.5))
120 if (dataplot>0.95).all().all():
121     ax2.set_ylim([0.95, 1.005])
122 if (dataplot<0.85).any().any():
123     ax2.set_ylim([0.85, 1.01])
124 fig.savefig('pdf\\img\\'+(filename.split('\\')[1]+contador).replace(' ', '')//
125 +'.pdf', bbox_inches='tight')
126 with open('pdf/Informe.tex', 'a') as f:
127     f.write('\n\\begin{figure}[H]\n')
128     f.write('\\centering\n')
129     f.write('\\includegraphics[width = 0.95\\textwidth]{pdf/img/'//
130 +(filename.split('\\')[1]+contador).replace(' ', '')+'.pdf}\n')
131     f.write('\\end{figure}\n')
132
133 return fig
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
134
135
136 def latexInit(dia):
137     shutil.copy2('pdf/base.tex', 'pdf/Informe.tex') #Copia el documento base
138     with open('pdf/Informe.tex','a') as f:
139         f.write('\HRule \\\[0.3cm]\n')
140         f.write('{ \huge \bfseries Informe diario '//
141         +dia.strftime('%Y/%m/%d')+ ' \\\[0.3cm] }\n')
142         f.write('\HRule \\\[1.5cm]\n')
143         f.write('\end{center}\n')
144         f.write('\end{titlepage}\n')
145         f.write('\n\\tableofcontents\\thispagestyle{empty} \n')
146
147
148
149
150
151 def latexStart(filename):
152     #Latex STARTING FUNCTION
153     with open('pdf/Informe.tex','a') as f:
154         f.write('\n\\newpage\n')
155         f.write('\n\\section{'+(filename.split('\\')[1]).replace('-', '-')+'}\n')
156         f.write('\n\\label{'+(filename.split('\\')[1]).replace('-', '-')+'}\n')
157
158 def latexPrintSTR(string):
159     with open('pdf/Informe.tex','a') as f:
160         f.write(string+'\n')
161
162 def anotaciones(notas):
163     if len(notas)>0:
164         for i in notas:
165             latexPrintSTR(i)
166             latexPrintSTR('\n')
167
168
169 def latexEnd(dia):
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
170 #Pone el end{document}, crea el pdf y borra los archivos basura
171 with open('pdf/Informe.tex','a') as f:
172     f.write('\n\end{document}\n')
173
174 os.system("pdflatex pdf\\Informe.tex")
175 os.system("pdflatex pdf\\Informe.tex")
176 os.system("pdflatex pdf\\Informe.tex")
177 os.remove('pdf/Informe.tex')
178
179 shutil.copy2('Informe.pdf', 'pdf/'+dia.strftime('%y %m %d')+' - Informe.pdf')
180 try:
181     shutil.copy2('Informe.pdf', 'X:/Daily reports/'+dia.strftime('%y %m %d')//
182     +' - Report.pdf')
183 except:
184     pass
185 for fi in glob.glob("Informe*"):
186     os.remove(fi)
187
188
189 #Cambios bruscos en el ratio de un dia a otro
190 def CambioBrusco(filename,diainicio,UmbralCambioBrusco):
191
192     name=filename+'RATIO.csv'
193
194     tdd=timedelta(days=1)
195
196     #Valores de ratio de los ultimos dias
197     a=pd.read_csv(name,sep=';')
198     a.index=a['timestamp']
199     a.drop('timestamp',axis=1,inplace=True)
200
201     inicioRATIO=(diainicio-tdd).strftime("%Y-%m-%d")
202
203     #selecciona los dos ultimos dias
204     if a[(a.index>=inicioRATIO) & (a.index<=diainicio.strftime("%Y-%m-%d"))].//
205     shape[0]>1:
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```

206     a=a[(a.index>=inicioRATIO) & (a.index<=diainicio.strftime("%Y-%m-%d"))]
207     resta=a.ix[1]-a.ix[0]
208
209
210     listacambio=[]
211     listabaja=[]
212     listaumbral=[]
213     for i in xrange(len(a.columns)):
214         if resta[i]<(-UmbralCambioBrusco[i]):
215             listacambio+=a.columns[i]
216             listabaja+=resta[i]
217             listaumbral+=UmbralCambioBrusco[i]
218
219     if len(listacambio)>1:
220         print 'Bajada brusca del ratio de los inversores '
221         latexPrintSTR('Bajada brusca del ratio de los inversores \\\\'')
222         for i in xrange(len(listacambio)):
223             print str(listacambio[i])+ ' -> ' +str(listabaja[i])+ ' (Umbral='//
224             +str(listaumbral[i])+ ')'
225
226             latexPrintSTR((str(listacambio[i])+ ' $\rightarrow$ '//
227             +str(listabaja[i])+ ' (Umbral='+str(listaumbral[i])+')\\\hfill\n')//
228             .replace('_', '-'))
229     elif len(listacambio)>0:
230         print 'Bajada brusca del ratio del inversor'
231         latexPrintSTR('Bajada brusca del ratio de los inversores \n')
232         for i in xrange(len(listacambio)):
233             print str(listacambio[i])+ ' -> ' +str(listabaja[i])+ ' (Umbral='//
234             +str(listaumbral[i])+ ')'
235
236             latexPrintSTR((str(listacambio[i])+ ' $\rightarrow$ '//
237             +str(listabaja[i])+ ' (Umbral='+str(listaumbral[i])//
238             +')\\\hfill\n').replace('_', '-'))
239
240 #PR
241 def PRcalc(vals, invcols, sensorcols, potenciaParque, periodoMuestreo=5):

```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
242     #Calcula el PR a partir de la potencia de cada inversor
243     #cada 5 minutos y la irradiancia
244     #Sumar todas las potencias de los inversores
245     valsinv=pd.DataFrame()
246     valsinv['INV']=vals[invcols].sum(axis=1)
247     #las sondas de irradiancia se hace la media (si hay varias)
248     #y multiplica por potencia del parque
249     valsinv['IRRAD']=vals[sensorcols].mean(axis=1)/1000.0*potenciaParque
250
251     #Calcular la energia diaria
252     valsinv=valsinv.groupby(lambda x: x.date()).aggregate(lambda x: //
253     np.sum(x)*periodoMuestreo/60)
254
255     valsinv['PR']=valsinv['INV']/valsinv['IRRAD']
256     return valsinv
257
258
259
260 def PRok(valsinv,UmbraGlobal):
261     #Compara el PR del parque con el umbral
262     #Mirar si el PR esta bien
263     if (valsinv['PR']<UmbraGlobal).any():
264         print 'el PR del parque es MUY BAJO'
265         latexPrintSTR('el PR del parque es MUY BAJO\\\\\\\\')
266         print valsinv[valsinv['PR']<UmbraGlobal].round(3)
267         latexPrintSTR((valsinv[valsinv['PR']<UmbraGlobal]).round(3).to_latex())
268     else:
269         print 'PR ok'
270         latexPrintSTR('PR ok\\\\\\\\')
271         valsprint = pd.DataFrame()
272         valsprint['Inversores (Potencia)'] = valsinv['INV']
273         valsprint['Irradiancia '] = valsinv['IRRAD']
274         valsprint['PR '] = valsinv['PR']
275         valsprint = valsprint.round(3)
276         print valsprint
277         latexPrintSTR(valsprint.to_latex())
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
278     print '\n'
279
280
281
282 def PRguarda(valsinv,nombre,inversores,invssindatos):
283     valsguarda=pd.DataFrame()
284     valsguarda['PR']=valsinv['PR']
285     inversoresfallo=''
286     for i in invssindatos:
287         if type(i)==str:
288             inversoresfallo+=(i+' ')
289         else:
290             inversoresfallo+=(inversores[i]+' ')
291     valsguarda['Fallo com']=inversoresfallo
292
293     filename=nombre+'PR.csv'
294     #Mira si existe para guardar
295     if os.path.exists(filename):
296         valsguarda.to_csv(filename,sep=';',mode='a',header=False)
297     else:
298         valsguarda.to_csv(filename,sep=';',mode='w')
299     limpiaCSV(filename)
300
301
302
303
304
305
306
307
308 #RATIO
309
310
311 def RATIOcalc(vals,invcols,kwpInv,periodoMuestreo=5):
312     #Calcula los kWh/kWp de cada inversor para medidas cada 5 minutos
313     #Sumar todas las potencias de cada inversor
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
314     valsratio=pd.DataFrame()
315
316     #Calcular la energia diaria
317     valsratio=vals[invcols].groupby(lambda x: x.date()).aggregate(lambda x: //
318     np.sum(x)*periodoMuestreo/60)
319
320     #Divide cada inversor por su potencia
321     for i in xrange(len(invcols)):
322         valsratio[valsratio.columns[i]]=valsratio[valsratio.columns[i]]/kwpInv[i]
323
324
325     #Divide todos por el maximo
326     valsratio['max']=valsratio.max(axis=1)
327     for i in valsratio.columns:
328         valsratio[i]=valsratio[i]/valsratio['max']
329     valsratio.drop('max',axis=1,inplace=True)
330     return valsratio
331
332
333
334
335 def RATIOok(valsratio,UmbralInv,parte,kwpInvok,inversores):
336     #Mirar si el Ratio esta bien
337     #Pensado para varias filas
338
339     umbralDic = {}
340
341     for i in xrange(len(inversores)):
342         if inversores[i] in valsratio.columns:
343             umbralDic[inversores[i]] = UmbralInv[i]
344
345     fallo=[]
346     counter=0
347     for col in valsratio.columns:
348         if (valsratio[col]<(1-umbralDic[col])).any():
349             fallo=fallo+[col]
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```

350     #else:
351         #print col +' OK '
352         counter+=1
353     if len(fallo)>0:
354         print 'posible fallo en : ' +str(fallo)+'\n'
355         latexPrintSTR(('posible fallo en : ' +str(fallo)+'\n').replace('_', '-'))
356     else:
357         print 'Ratio ok'
358         latexPrintSTR('Ratio ok\n')
359     print valsratio.round(4)
360     #FIX PARA IMPRIMIR MUCHOS RATIOS (0 DESTROZO)
361     groupsize = 7
362     count=0
363     lst = []
364     for i in xrange(len(valsratio.columns)/groupsize):
365         count+=1
366         lst += [valsratio.columns[i*groupsize:(i+1)*groupsize]]
367     if (len(lst)==0):
368         lst += [valsratio.columns[count*groupsize:]]
369     elif (lst[-1][-1]!=valsratio.columns[-1]):
370         lst += [valsratio.columns[count*groupsize:]]
371
372     for i in lst:
373         latexPrintSTR(valsratio[i].round(4).to_latex().replace('_', '-'))
374
375     #latexPrintSTR(valsratio.to_latex().replace('_', '-'))
376
377     frase= 'Cada '+parte+ ' supone un '+str(UmbralInv)+' del total\n'
378     print frase
379     latexPrintSTR(frase+'\\\\\\n')
380     print 'Potencia inversor '+str(kwpInvok)
381     latexPrintSTR('Potencia inversor '+str(kwpInvok)+'\\\\\\n')
382
383
384
385 def RATIOguarda(valsratio, nombre, inversores):

```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
386     valsguarda=pd.DataFrame()
387     for i in xrange(len(inversores)):
388         if inversores[i] in valsratio.columns:
389             valsguarda[inversores[i]]=valsratio[inversores[i]]
390         else:
391             valsguarda[inversores[i]]=-1
392
393     filename=nombre+'RATIO.csv'
394     #Mira si existe para guardar
395     if os.path.exists(filename):
396         valsguarda.to_csv(filename, sep=';', mode='a', header=False)
397     else:
398         valsguarda.to_csv(filename, sep=';', mode='w')
399     limpiaCSV(filename)
400
401
402
403
404
405
406
407 #CALCULOS TEORICOS
408
409 def soleadoCHECK(vals, invcols, sensorcols, longitud, latitud, longzonahoraria, //
410 horaverano, horainvierno, ipanel, orientacion, reflectividad, soleadoratio, //
411 periodoMuestreo=5):
412
413     a=pd.DataFrame()
414     Gsc=1359.8 # 1360.8+-0.5 W /m2 Constante solar segun NASA (EXPERIMENTAL)
415     Kt=0.8 #Cielo despejado indice de claridad (o de nubosidad) 1=despejado
416
417     #Hd/H ->pag49, el valor depende de Kt
418     #0.99 si Kt<=0.17
419     #1.188-2.272*Kt+9.473*Kt**2-21.865*Kt**3+14.648*Kt**4      0.17<Kt<=0.75
420     #-0.54*Kt+0.632      0.75<Kt<=0.8
421     #0.2      Kt>0.8
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```

422 HdH=0.2
423
424 a[vals.columns]=vals[vals.columns]
425 a.reset_index(inplace=True)
426
427 a['dayofyear'] = a['timestamp'].apply(lambda n: (n.toordinal() //
428 - date(n.year, 1, 1).toordinal() + 1))
429
430 a['hour'] = a['timestamp'].apply(lambda n: (n.hour + n.minute/60.0))
431
432 #DECLINACION
433 a['Tparam'] = pi*2*(a['dayofyear']+9)/365
434 def fdeclinacion(x):
435     Tparam=x
436     return (0.006918-0.39912*cos(Tparam)\
437             +0.070257*sin(Tparam)-0.006758*cos(2*Tparam)\
438             +0.000907*sin(2*Tparam)-0.002697*cos(3*Tparam)\
439             +0.00148*sin(3*Tparam))*(180/pi)
440 a['declinacion']=a['Tparam'].apply(fdeclinacion)
441
442 a=a.drop('Tparam',axis=1)
443
444 #TIEMPO
445 #Ecuacion del tiempo
446 def ftoTSV(x):
447     dia=x[0]
448     hora=x[1]
449
450     B=(360.0/364)*(dia-81)
451     ETmin=9.87*sin(2*B*pi/180) -7.53*cos(B*pi/180) - 1.5*sin(B*pi/180)
452
453     #Time correction= 4*(Long-15*DTgmt)+ETmin
454     TCh=(4*(longitud-longzonahoraria)+ETmin)/60
455
456     #Local Solar time
457     if ((dia>=87) & (dia<304)): #Horario de verano

```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
458         LST=hora+TCh-horaverano
459     else:
460         LST=hora+TCh-horainvierno
461
462     return LST
463 a['hour']=a[['dayofyear', 'hour']].apply(ftoTSV, axis=1)
464
465
466 #Angulo horario w
467 a['w']=(a['hour']-12)*15
468
469
470 #Altura del Sol (h)
471 def fh(x):
472     declinacion=x[0]
473     w=x[1]
474
475     h=asin(sin(declinacion*pi/180)*sin(latitud*pi/180)//
476           +cos(declinacion*pi/180)*cos(latitud*pi/180)*cos(w*pi/180))/pi*180
477     return h
478 a['h']=a[['declinacion', 'w']].apply(fh, axis=1)
479
480 #Azimuth (Az para calcs, Azimuth va entre -180 y 180 para plot)
481 def fAzimuth(x):
482     declinacion=x[0]
483     w=x[1]
484     h=x[2]
485     Az=acos((sin(h*pi/180)*sin(latitud*pi/180)-sin(declinacion*pi/180))\
486            /(cos(h*pi/180)*cos(latitud*pi/180)))/pi*180
487
488     if (w<0):
489         Az=-Az
490     return Az
491
492 a['Azimuth']=a[['declinacion', 'w', 'h']].apply(fAzimuth, axis=1)
493
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```

494 #Inclinacion (Con inclinacion<=90 le da el sol al panel)
495 def finclinacion(x):
496     declinacion=x[0]
497     w=x[1]
498     inclinacion=180.0/pi*acos(\
499         sin(declinacion*pi/180)*sin(latitud*pi/180.0)*cos(ipanel*pi/180)\
500     -sin(declinacion*pi/180)*cos(latitud*pi/180.0)*sin(ipanel*pi/180)\
501     *cos(orientacion*pi/180)\
502     +cos(declinacion*pi/180)*cos(latitud*pi/180.0)*cos(ipanel*pi/180)\
503     *cos(w*pi/180)\
504     +cos(declinacion*pi/180)*sin(latitud*pi/180.0)*sin(ipanel*pi/180)\
505     *cos(orientacion*pi/180)*cos(w*pi/180)\
506     +cos(declinacion*pi/180)*sin(ipanel*pi/180)*sin(orientacion*pi/180)\
507     *sin(w*pi/180))
508     return inclinacion
509
510 a['inclinacion']=a[['declinacion','w']].apply(finclinacion,axis=1)
511
512
513 #Rb (radiacion sobre superficie inclinada/radiacion sobre horizontal (pag46))
514 def fRb(x):
515     h=x[0]
516     inclinacion=x[1]
517     Rb=cos(inclinacion*pi/180)/sin(h*pi/180)
518     if Rb<0:#Reemplaza los Rb negativos por cero
519         Rb=0
520     return Rb
521 a['Rb']=a[['h','inclinacion']].apply(fRb,axis=1)
522
523
524 #Radiacion exterior a la atmosfera sobre plano horizontal Go (W/m2)
525 def fGo(x):
526     h=x[0]
527     dia=x[1]
528     Go=Gsc*(1+0.033*cos(360*(dia+10)/365*pi/180))*sin(h*pi/180)
529     if Go<0: #Reemplaza las irradiancias negativas por cero

```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
530         Go=0
531     return Go
532     a['Go']=a[['h','dayofyear']].apply(fGo,axis=1)
533
534
535     #irradiancia teorica total It
536     a['it']=a['Go']*a['Rb']*Kt + HdH*a['Go']*((1+cos(ipanel/180))/2)\
537         +(a['Go']*a['Rb']+HdH*a['Go'])*((1-cos(ipanel*pi/180))/2)*reflectividad
538
539
540     #Suma la energia de todo el dia
541     a.index=a['timestamp']
542     valsteo=pd.DataFrame()
543     valsteo[invcols+sensorcols+['it']]=a[invcols+sensorcols+['it']]
544
545     valsteo=valsteo.groupby(lambda x: x.date()).aggregate(lambda x: //
546     np.sum(x)*periodoMuestreo/60)
547     valsteo['soleado']=valsteo[sensorcols].divide(valsteo['it'],axis=0)
548     #valsteo=valsteo[valsteo['soleado']>soleadoratio]
549
550     #output[valsteo.columns]=valsteo[valsteo.columns]
551     return [a,valsteo]
552
553
554
555 def PRSOLcalc(valsteo,invcols,sensorcols,potenciaParque):
556     #Calcula el PR a partir de la potencia de cada inversor cada 5 minutos
557     #y la irradiancia
558     #Sumar todas las potencias de los inversores
559     valssolinv=pd.DataFrame()
560     valssolinv['INV']=valsteo[invcols].sum(axis=1)
561     #las sondas de irradiancia se hace la media (si hay varias)
562     #y multiplica por potencia del parque
563     valssolinv['it']=valsteo['it']/1000.0*potenciaParque #Potencia del parque
564
565     valssolinv['PR']=valssolinv['INV']/valssolinv['it']
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
566     return valssolinv
567
568
569
570
571 def PRSOLguarda(valsinv,nombre,inversores,invssindatos):
572     valsguarda=pd.DataFrame()
573     valsguarda['PR']=valsinv['PR']
574     inversoresfallo=''
575     for i in invssindatos:
576         if type(i)==str:
577             inversoresfallo+=(i+' ')
578         else:
579             inversoresfallo+=(inversores[i]+' ')
580     valsguarda['Fallo com']=inversoresfallo
581
582     filename=nombre+'PRsol.csv'
583     #Mira si existe para guardar
584     if os.path.exists(filename):
585         valsguarda.to_csv(filename,sep=';',mode='a',header=False)
586     else:
587         valsguarda.to_csv(filename,sep=';',mode='w')
588     limpiaCSV(filename)
589
590
591
592 def ftpDownload(timestart,name):
593     #Para bajar solamente el parque y dia que se quiere
594     #TIEMPOs
595     # timestart=datetime.datetime(2017,6,4,4,0)
596     tdhdia=timedelta(hours=24) #Horas a descargar a partir de timestart
597     timeend=timestart+tdhdia
598
599     #conexion al ftp
600     ftp = ftplib.FTP("XXXX",timeout=30)
601     ftp.login("XXXX", "XXXX")
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
602
603     #navegar a la carpeta
604     ftp.cwd("/")
605     #desactivar el modo pasivo (sin esto no funciona nada)
606     ftp.set_pasv(False)
607
608     #Descargar la lista de archivos
609     files = ftp.nlst()
610
611     filelist=[]
612     filename='no'
613     for i in files:
614         if name in i:
615             if i.split('-')[1]==timestart.strftime('%Y-%m-%d'):
616                 filename=i
617                 fileant=iant
618                 iant=i
619                 filelist += [i]
620
621     if filename=='no':
622         filename=filelist[-1]
623         fileant='no'
624
625     with open('test.csv', 'wb') as f:
626         ftp.retrbinary("RETR " + filename ,f.write)
627
628     #Para guardar luego los datos
629     aa=pd.DataFrame()
630
631     #Abrir el archivo donde se han guardado los datos
632     a=pd.read_csv('test.csv',sep=';')
633
634     #Cambiar la fecha de unix a hora normal
635     a['timestamp']=a['timestamp'].apply(lambda x: datetime.fromtimestamp(x))
636     a.index=a['timestamp']
637
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
638 #junta los valores
639 aa=pd.concat([aa,a],axis=1)
640
641 if (fileant!='no'):
642     with open('test.csv', 'wb') as f:
643         ftp.retrbinary("RETR " + fileant ,f.write)
644
645     #Abrir el archivo donde se han guardado los datos
646     a=pd.read_csv('test.csv',sep=';')
647
648     #Cambiar la fecha de unix a hora normal
649     a['timestamp']=a['timestamp'].apply(lambda x: datetime.fromtimestamp(x))
650     a.index=a['timestamp']
651
652     #junta los valores
653     aa=pd.concat([aa,a],axis=0)
654
655
656 ftp.quit()
657 return aa
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

Código 2: Instrucciones para generar el informe de una instalación.

```
1 #imports
2 from datetime import datetime,timedelta,date
3 from Funciones import *
4 import time
5 import pymysql as MySQLdb
6 MySQLdb.install_as_MySQLdb()
7 import pandas as pd
8 import numpy as np
9 import datetime
10 import matplotlib.pyplot as plt
11 from matplotlib import cm
12 cmap = cm.get_cmap('rainbow_r')
13 from math import *
14 from IPython.display import display
15
16 #Dia para el que generar el informe
17 td1d=timedelta(days=1)
18 ayer=datetime.now()-td1d
19
20 #####
21 #Parametros de la instalacion
22 #####
23
24 #Ubicacion
25 longitud=-2.506
26 latitud=50.643
27 longzonahoraria=0
28 horaverano=1
29 horainvierno=0
30
31 #Comunicaciones
32 pcCOMinversor=0.5 #Porcentaje minimo de datos para tener en cuenta un inversor
33 pcCOMglobal=0.4 #Porcentaje minimo de datos para calcular el parque
34
35
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
36 #PARQUE
37 filename='datos\Nottingham'
38 potenciaParque=6021.12 #kW
39 UmbralGlobal=0.7 #Umbral para que salte el fallo grave
40 ipanel=30
41 orientacion=0
42 reflectividad=0.2
43 soleadoratio=0.75
44
45 #INVERSORES
46 inversores=['INV_'+str(i+1) for i in xrange(4)] #Nombre de cada inversor
47 #[INV_1,INV_2...]
48 UmbralInv=[0.0625 , 0.0625 , 0.0625 , 0.04] #Umbral para que salte que falla
49 #una caja en los inversores
50 parte='caja'
51
52 UmbralCambioBrusco=[0.05 , 0.05 , 0.05 , 0.05] #Para ver si baja mucho el RATIO
53 #de un dia a otro
54
55 kwpInv=[1505.28,1505.28,1505.28,1505.28]
56
57 #HORAS DE SOMBRAS
58 horassombra=[[['6:00','10:30'],['14:00','18:00']],
59              [['6:00','9:30'],['14:00','18:00']],
60              [],
61              [],
62              [],
63              [],
64              [],
65              [],
66              [],
67              [],
68              [['6:00','9:30'],['14:00','18:00']],
69              [['6:00','10:30'],['14:00','18:00']]]
70
71
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
72 #ANOTACIONES
73 notas = [] #Hay que poner las frases entre comillas ('nota')
74 #y separadas por comas. Se muestran al final del informe
75
76 #DESCARGA
77 periodoMuestreo = 5
78 databaseIDs=['XXXX', 'XXXX', 'XXXX', 'XXXX'] #Hay una db por inversor
79
80 host="XXXX"
81 user="XXXX"
82 password="XXXX"
83 port=3406
84
85 MeteoNames='METEO' #Palabra que contiene el nombre de la estacion
86 #meteorologica para la irradiancia
87
88 meteo=['IRRADIANCE']
89 channellist=['POWER_AC']
90
91
92 #####
93 #Funcion para descargar datos
94 #####
95 def descargaNott(diainicio, diafin, output):
96     #BAJAR POTENCIAS DE LOS INVERSORES E IRRADIANCIAS DE LOS DIAS ELEGIDOS
97     def downloadchannel(filtervalues, ChMeta, DevName, connector):
98         filtervalues['channelmeta']=ChMeta
99         filtervalues['deviceName']=DevName
100
101         a=pd.read_sql(base_command.format(**filtervalues), con=connector)
102         a.index=a['timestamp']
103
104         #CHANGE COLUMN NAMES
105         lst=[ChMeta]
106         for i in a.columns[1:]:
107             lst.append(i)
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
108     a.columns=lst
109     a.drop(['meta', 'timestamp'], axis=1, inplace=True)
110     return a
111
112     base_command="select value, timestamp, Channels.meta FROM DataReceived
113     INNER JOIN Days ON DataReceived.dayID = Days.dayID
114     INNER JOIN Devices ON Days.dID=Devices.dID
115     INNER JOIN Channels ON Days.chID = Channels.chID
116     where deviceName='{deviceName}' and Channels.meta='{channelmeta}',
117     AND ((Days.day >= '{datestart}' and Days.day <= '{dateend}'))"
118
119     #REQUEST PARAMETERS
120     deviceName = 'TRANSCLINIC - 101'
121     channelmeta = 'INSTANT-V1'
122     datestart = diainicio
123     dateend = diafin
124     filterval = {'deviceName' : deviceName, 'datestart' : datestart, //
125     'dateend' : dateend, 'channelmeta' : channelmeta}
126
127     vals=pd.DataFrame()
128
129     for k in range(0,4): #del 1 al 4
130         #connect to the database
131         connMySQL = MySQLdb.connect(host=host,port=port, user=user, //
132         passwd=password, db=databaseIDs[k])
133
134         for j in range(1,10):#itera todos los modulos del inversor
135             DeviceName= 'FREESUN - 192.168.1.' + str(k+1)+str(j)+':10'
136
137             for i in channellist:
138                 a=downloadchannel(filterval,i,DeviceName,connMySQL)
139                 a=a.replace('—',-100)
140                 a=a.astype(float)
141                 a.columns=str(k+1)+'_'+str(j)+a.columns
142                 vals=pd.concat([vals,a],axis=1).fillna(-100)
143
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
144     if len(meteo)>0:
145         meteoname='no'
146         tmp=pd.read_sql("select * from devices", con=connMySQL)['deviceName']
147         for h in tmp:
148             if MeteoNames in h:
149                 meteoname=h
150         if meteoname !='no':
151             for i in meteo:
152                 a=downloadchannel(filterval,i,meteoname,connMySQL)
153                 a=a.replace('—',-100)
154                 a=a.astype(float)
155                 if not((a==0).all().all()):
156                     lst=[str(k) + '-' + ("%02d" % (j)) + '-' + a.columns[0]]
157                     a.columns=lst
158                     vals=pd.concat([vals,a],axis=1).dropna(axis=0)
159
160     #Nombres de las columnas de cada dato
161     invcols2= [[col for col in vals.columns if (str(i+1)+'_' in col) //
162 for i in xrange(len(inversores))]
163 sensorcols=[col for col in vals.columns if ('IRRADIANCE') in col]
164
165     #Calcula la media de los dos sensores (no usa los que tienen un -100)
166     lstsensorvals=[]
167     for i in xrange(vals.shape[0]):
168         suma=0
169         n=0
170         for j in sensorcols:
171             if vals[j][i]>-100:
172                 suma+=vals[j][i]
173                 n+=1
174         if n>0:
175             lstsensorvals+=[suma/n]
176     if vals.shape[0]==len(lstsensorvals):
177         vals['IRRADIANCE']=lstsensorvals
178         vals.drop(sensorcols,axis=1,inplace=True)
179     else:
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
180     vals['IRRADIANCE']=[-100 for j in xrange(vals.shape[0])]
181 sensorcols=['IRRADIANCE']
182
183 #Fallos de comunicacion
184
185 #Mirar el porcentaje de datos que hay en cada inversor
186 pcdatos=[]
187 nfilas=vals.shape[0]
188 for i in xrange(len(invcols2)):
189     ndatos=vals[invcols2[i]][(vals[invcols2[i]]>-100).all(axis=1)].shape[0]
190     if nfilas<=0:
191         pcdatos+=[0]
192     else:
193         pcdatos+=[ndatos/float(nfilas)]
194
195
196 #apuntar que inversores tienen mas de un 0.5 de datos
197 invscondatos=[]
198 invssindatos=[]
199 for i in xrange(len(pcdatos)):
200     if pcdatos[i]>pcCOMinversor:
201         invscondatos+=[i]
202     else:
203         invssindatos+=[i]
204
205 #lista con los modulos de inversores que tienen datos
206 invcols2fila=[]
207 for i in invscondatos:
208     invcols2fila+=invcols2[i]
209
210 #Mira si hay bastantes datos para hacer los calculos
211 valshaydato=vals[(vals[invcols2fila]>-100).all(axis=1)]
212 ndatos=valshaydato.shape[0]
213 if nfilas<=0:
214     porcentaje=0
215 else:
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
216     porcentaje=ndatos/float(nfilas)
217     if porcentaje> pcCOMglobal:
218         comok=1
219     else:
220         comok=0
221
222     #Sumar las potencias de cada inversor
223     valstemp=pd.DataFrame()
224     if comok:
225         for i in invscondatos:
226             valstemp[inversores[i]]=valshaydato[invcols2[i]].sum(axis=1)
227         valstemp[sensorcols]=vals[sensorcols]
228         invcols= [col for col in valstemp.columns if ('INV_') in col]
229         vals=valstemp
230
231     output[vals.columns]=vals[vals.columns]
232     return invscondatos,invssindatos,sensorcols,comok
233
234
235 #####
236 #Generacion del informe
237 #####
238 latexInit(ayer)
239
240 diainicio=ayer.strftime("%Y-%m-%d")
241 diafin=diainicio
242 print 'NOTTINGTON\n'
243 latexStart(filename) #Crea la seccion con el nombre del parque
244
245 diafin=diainicio
246 vals=pd.DataFrame()
247 [invscondatos,invssindatos,sensorcols,comok]=descargaNott(diainicio,diafin,vals)
248 if comok:
249     #Imprime para que inversores no hay comunicacion (si hay alguno)
250     if len(invssindatos)>0:
251         for i in invssindatos:
```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```

252     print 'Fallos de comunicacion con '+inversores[i]
253     latexPrintSTR('Fallos de comunicacion con '//
254     +inversores[i].replace('_', '-')+'\\hfill\\n')
255     print '\\n'
256
257     invcols=[inversores[i] for i in invscondatos]
258     pmax=0
259     for i in invscondatos:
260         pmax+=kwpInv[i]
261
262     #guarda lo que se ha bajado
263     VALSguarda(vals, filename, inversores, sensorcols)
264
265     if len(sensorcols)>0:
266         #Soleado
267         [a, valsteo]=soleadoCHECK(vals, invcols, sensorcols, longitud, latitud, //
268         longzonahoraria, horaverano, horainvierno, ipanel, orientacion, //
269         reflectividad, soleadoratio)
270         valsteosol=valsteo[valsteo['soleado']>soleadoratio]
271         if valsteosol.shape[0]>0:
272             print 'Hay dias soleados'
273             valsprsolar=PRSOLcalc(valsteosol, invcols, sensorcols, potenciaParque)
274             PRSOLguarda(valsprsolar, filename, inversores, invssindatos)
275         else:
276             print 'No soleado'
277         #Quitar sombras
278         valsSinSombras = quitaHoras(vals, horassombra)
279
280         #PR
281         valsinv=PRcalc(valsSinSombras, invcols, sensorcols, pmax)
282         PRok(valsinv, UmbralGlobal)
283         PRguarda(valsinv, filename, inversores, invssindatos)
284
285         #Ratio
286         kwpInvok=[kwpInv[i] for i in invscondatos]
287         #UmbralInvok=[UmbralInv[i] for i in invscondatos]

```

ANEXO I: CÓDIGO COMPLETO PARA UNA INSTALACIÓN

```
288
289     valsratio=RATIOcalc(valsSinSombras, invcols, kwpInvok)
290     RATIOok(valsratio, UmbralInv, parte, kwpInv, inversores)
291     RATIOguarda(valsratio, filename, inversores)
292
293     #Cambio brusco en el ratio
294     CambioBrusco(filename, ayer, UmbralCambioBrusco)
295
296     #Graficas
297     fig=Graficas(vals, filename, inversores, invcols, ayer, //
298     horassombra=horassombra)
299     display(fig)
300     plt.close()
301 else:
302     print 'Fallo de comunicacion'
303     latexPrintSTR('Fallo de comunicacion')
304 anotaciones(notas)
305
306 latexEnd(ayer)
```

ANEXO II: INFORME GENERADO

ANEXO II: INFORME GENERADO



Informe diario 2017/08/22

Índice

1. Nottingham	3
2. Foxcombe	4
3. Eastcott	5
4. Rookery	6
5. Blackbush	7
6. PS-BEAFORD	8
7. Hampworth	9
8. LowerMarsh	12
9. Bidwell	13
10.CobbsCross	14
11.HazelFarm	15
12.Norton	16
13.Lount	17
14.C-Brignoles	18
15.C-Escoffiers	20
16.C-Draguignan	23
17.C-Rousset	26

ANEXO II: INFORME GENERADO

18.C-Couvoir	30
19.C-MAS-BOLFA	33
20.C-Vergers	36
21.Sumba	38
22.Gadstrup	39
23.SVENDBORG	40
24.Daganzo	42
25.C-Meco	44
26.TistrupXII	45

ANEXO II: INFORME GENERADO

1. Nottingham

PR ok

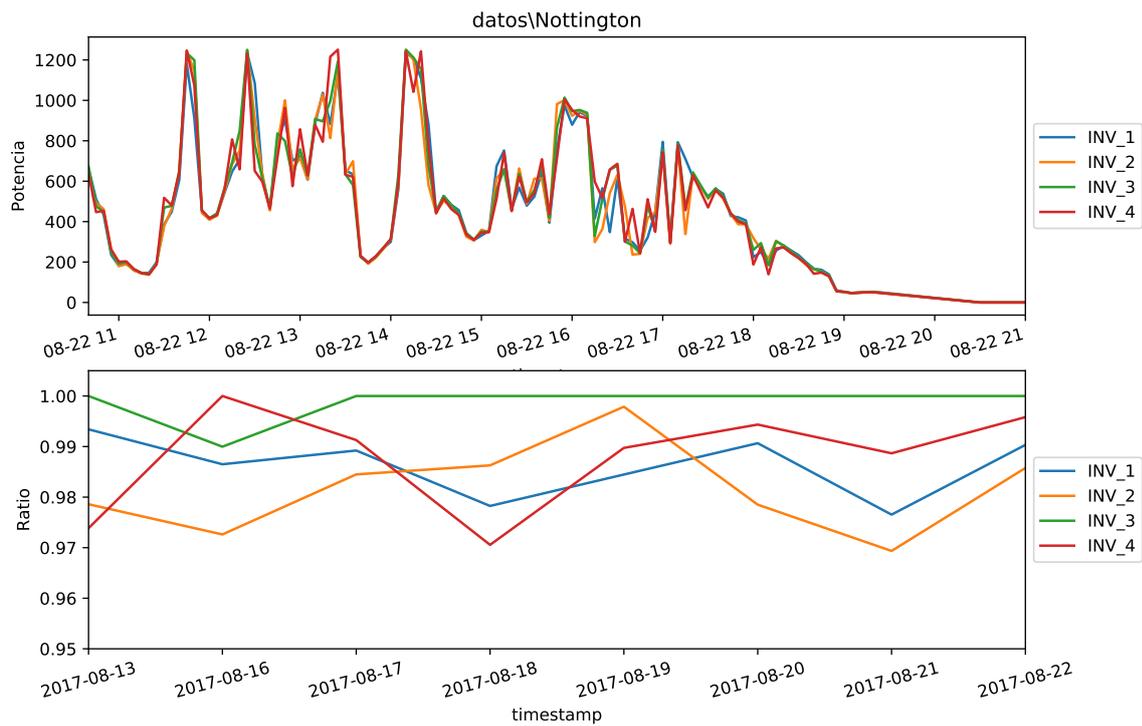
Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR	
2017-08-22	17632.425	21158.717	0.833

Ratio ok

INV1	INV2	INV3	INV4	
2017-08-22	0.9903	0.9858	1.0	0.9958

Cada caja supone un [0.0625, 0.0625, 0.0625, 0.04] del total

Potencia inversor [1505.28, 1505.28, 1505.28, 1505.28]



ANEXO II: INFORME GENERADO

2. Foxcombe

PR ok

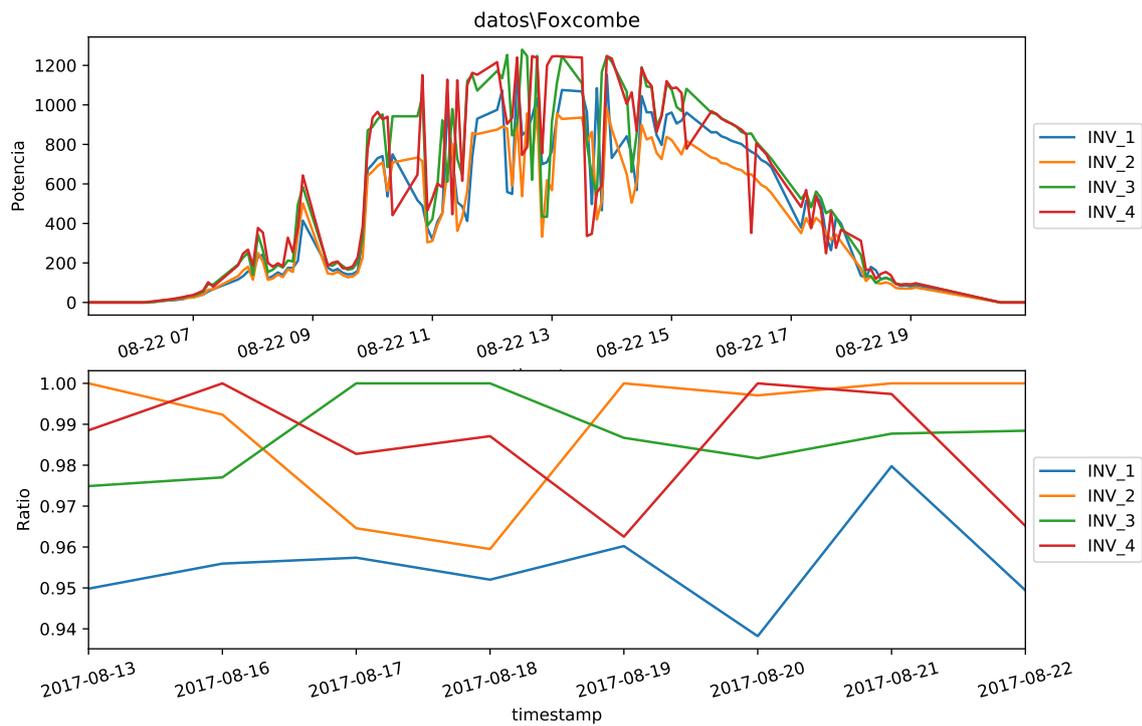
	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	21637.267	26939.058	0.803

Ratio ok

	INV1	INV2	INV3	INV4
2017-08-22	0.9494	1.0	0.9884	0.9651

Cada caja supone un [0.069, 0.0707, 0.0607, 0.059] del total

Potencia inversor [1275.96, 1087.8, 1452.36, 1481.76]



ANEXO II: INFORME GENERADO

3. Eastcott

PR ok

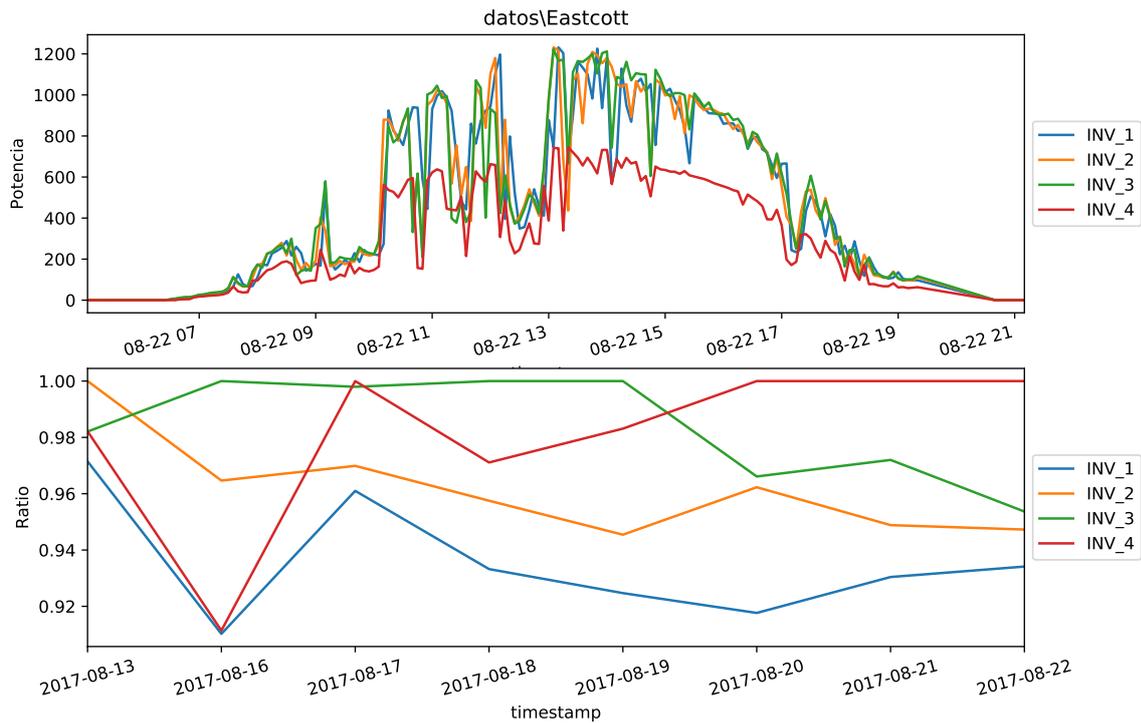
	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	25264.2	30976.744	0.816

posible fallo en : ['INV-1']

	INV1	INV2	INV3	INV4
2017-08-22	0.9341	0.9473	0.9537	1.0

Cada caja supone un [0.0625, 0.0625, 0.0625, 0.1] del total

Potencia inversor [1391.04, 1391.04, 1383.68, 832.37]



ANEXO II: INFORME GENERADO

4. Rookery

PR ok

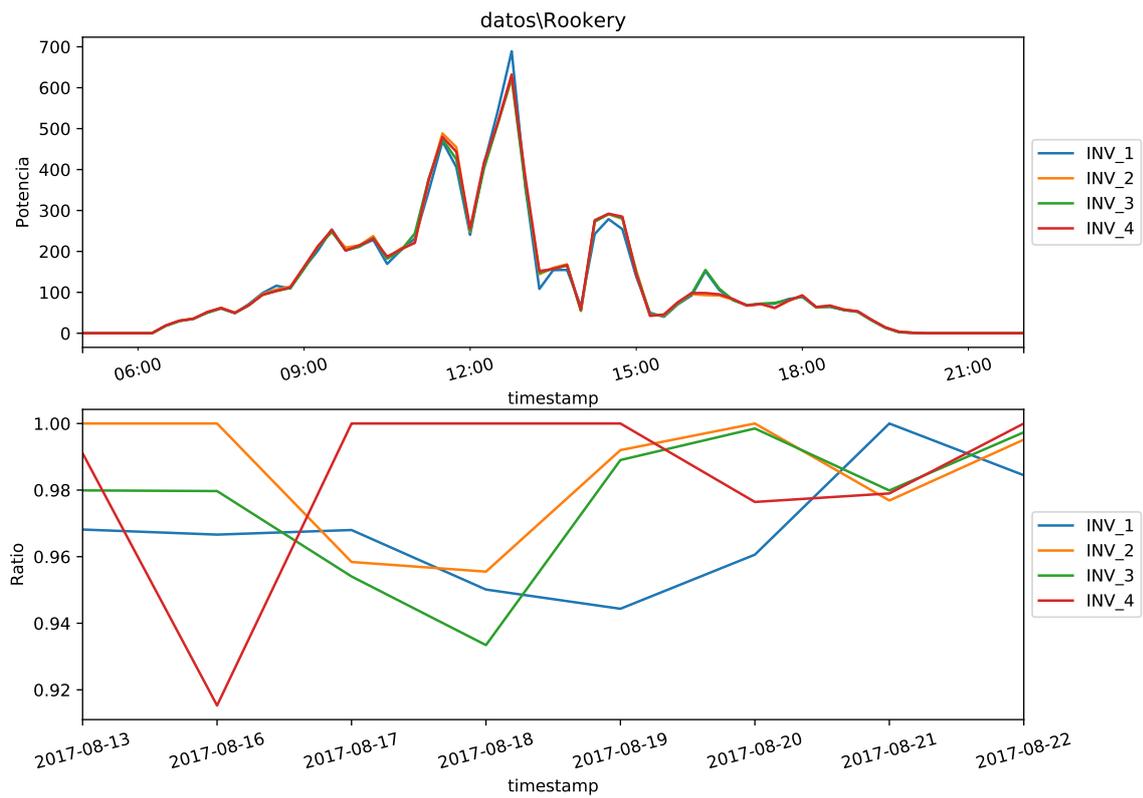
	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	8704.945	8468.766	1.028

Ratio ok

	INV1	INV2	INV3	INV4
2017-08-22	0.9845	0.9951	0.9974	1.0

Cada caja supone un [0.034, 0.033, 0.035, 0.034] del total

Potencia inversor [1330.5, 1330.5, 1330.5, 1330.5, 1330.5]



5. Blackbush

PR ok

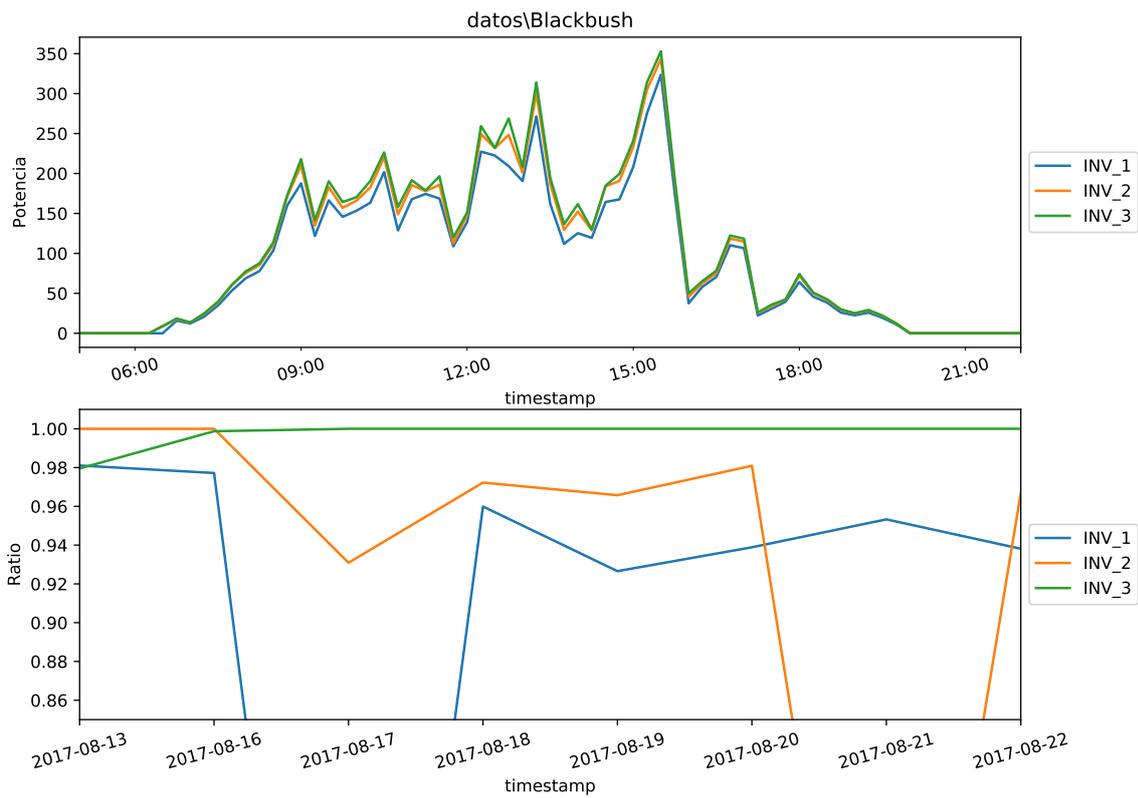
	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	5070.749	6442.116	0.787

Ratio ok

	INV1	INV2	INV3
2017-08-22	0.9381	0.9669	1.0

Cada caja supone un [0.0769, 0.0714, 0.0714] del total

Potencia inversor [1071.8, 1145.8, 1145.8]



6. PS-BEAFORD

PR ok

	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	21509.462	23101.553	0.931

posible fallo en : ['INV-1', 'INV-2', 'INV-4']

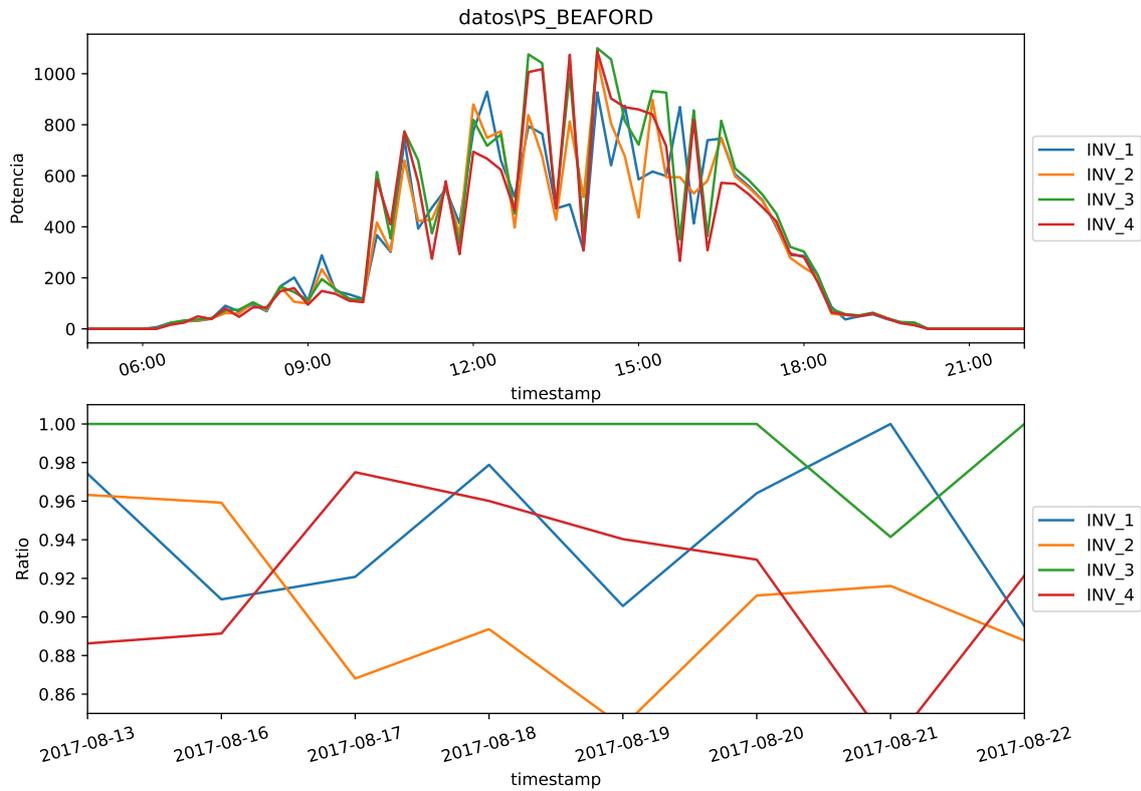
	INV1	INV2	INV3	INV4
2017-08-22	0.8952	0.8877	1.0	0.9214

Cada caja supone un [0.0345, 0.037, 0.0333, 0.0385] del total

Potencia inversor [1289.6, 1294.9, 1289.6, 1294.9]

Bajada brusca del ratio de los inversores

INV-1 → -0.104788091982 (Umbral=0.0345)



7. Hampworth

Fallos de comunicación con INV-1.1

Fallos de comunicación con INV-1.2

Fallos de comunicación con INV-1.3

Fallos de comunicación con INV-1.4

Fallos de comunicación con INV-1.5

Fallos de comunicación con INV-1.6

Fallos de comunicación con INV-1.7

Fallos de comunicación con INV-1.8

Fallos de comunicación con INV-1.9

Fallos de comunicación con INV-2.1

Fallos de comunicación con INV-2.2

Fallos de comunicación con INV-2.3

Fallos de comunicación con INV-2.4

Fallos de comunicación con INV-2.5

Fallos de comunicación con INV-2.6

Fallos de comunicación con INV-2.7

Fallos de comunicación con INV-2.8

Fallos de comunicación con INV-2.9

Fallos de comunicación con INV-3.1

Fallos de comunicación con INV-3.2

Fallos de comunicación con INV-3.3

Fallos de comunicación con INV-3.4

Fallos de comunicación con INV-3.5

Fallos de comunicación con INV-3.6

Fallos de comunicación con INV-3.7

Fallos de comunicación con INV-3.8

ANEXO II: INFORME GENERADO

Fallos de comunicación con INV-3.9
Fallos de comunicación con INV-4.1
Fallos de comunicación con INV-4.2
Fallos de comunicación con INV-4.3
Fallos de comunicación con INV-4.4
Fallos de comunicación con INV-4.5
Fallos de comunicación con INV-4.6
Fallos de comunicación con INV-4.7
Fallos de comunicación con INV-4.8
Fallos de comunicación con INV-4.9
Fallos de comunicación con INV-5.1
Fallos de comunicación con INV-5.2
Fallos de comunicación con INV-5.3
Fallos de comunicación con INV-5.4
Fallos de comunicación con INV-5.5
Fallos de comunicación con INV-5.6

el PR del parque es MUY BAJO

	INV	IRRAD	PR
2017-08-22	1088.724	2408.093	0.452

posible fallo en : ['INV-3', 'INV-4']

	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5
2017-08-22	0.9888	0.9911	0.0	0.0	1.0

Cada caja supone un [0.0769, 0.0833, 0.0769, 0.0769, 0.0769] del total

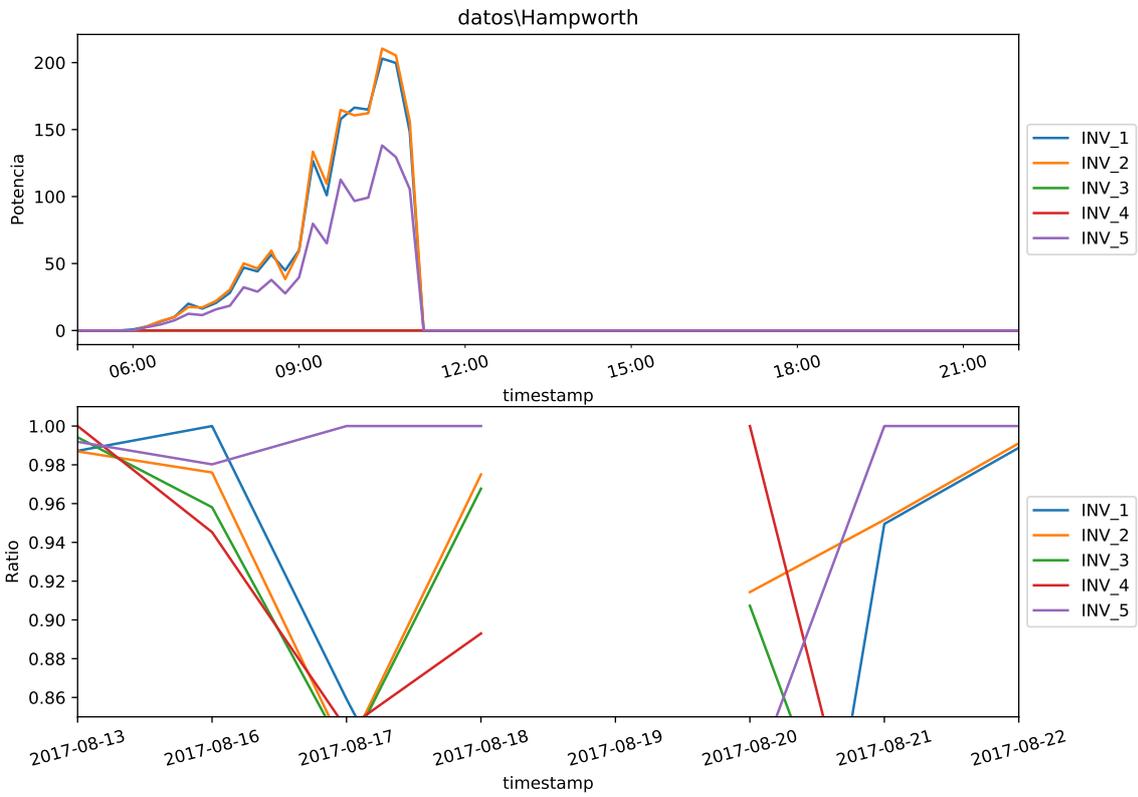
Potencia inversor [1056, 1078, 1078, 1078, 684.5]

Bajada brusca del ratio de los inversores

INV-3 → -0.719880392718 (Umbral=0.0769)

ANEXO II: INFORME GENERADO

INV-4 \rightarrow -0.725240954743 (Umbral=0.0769)



8. LowerMarsh

PR ok

	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	15116.902	11876.651	1.273

posible fallo en : ['INV-1', 'INV-2']

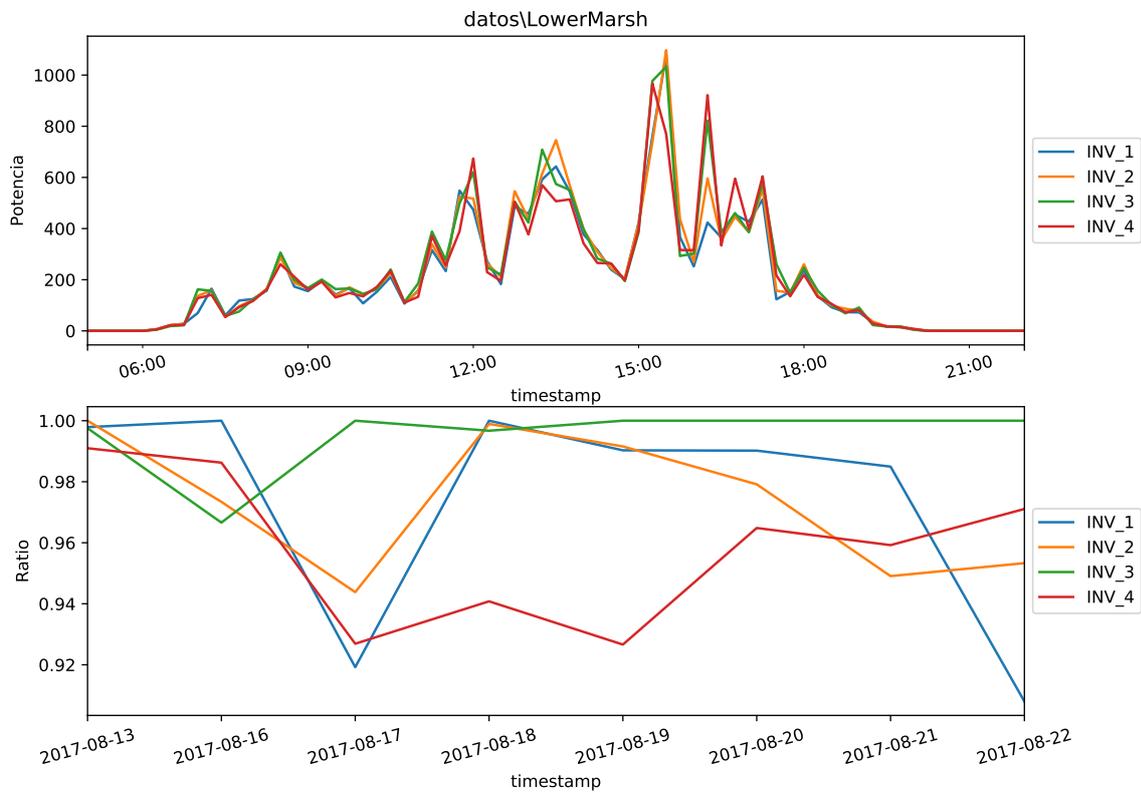
	INV1	INV2	INV3	INV4
2017-08-22	0.908	0.9533	1.0	0.9711

Cada caja supone un [0.037, 0.037, 0.037, 0.037] del total

Potencia inversor [1498.6, 1498.6, 1474.7, 1441]

Bajada brusca del ratio de los inversores

INV-1 \rightarrow -0.076948397306 (Umbral=0.037)



ANEXO II: INFORME GENERADO

9. Bidwell

PR ok

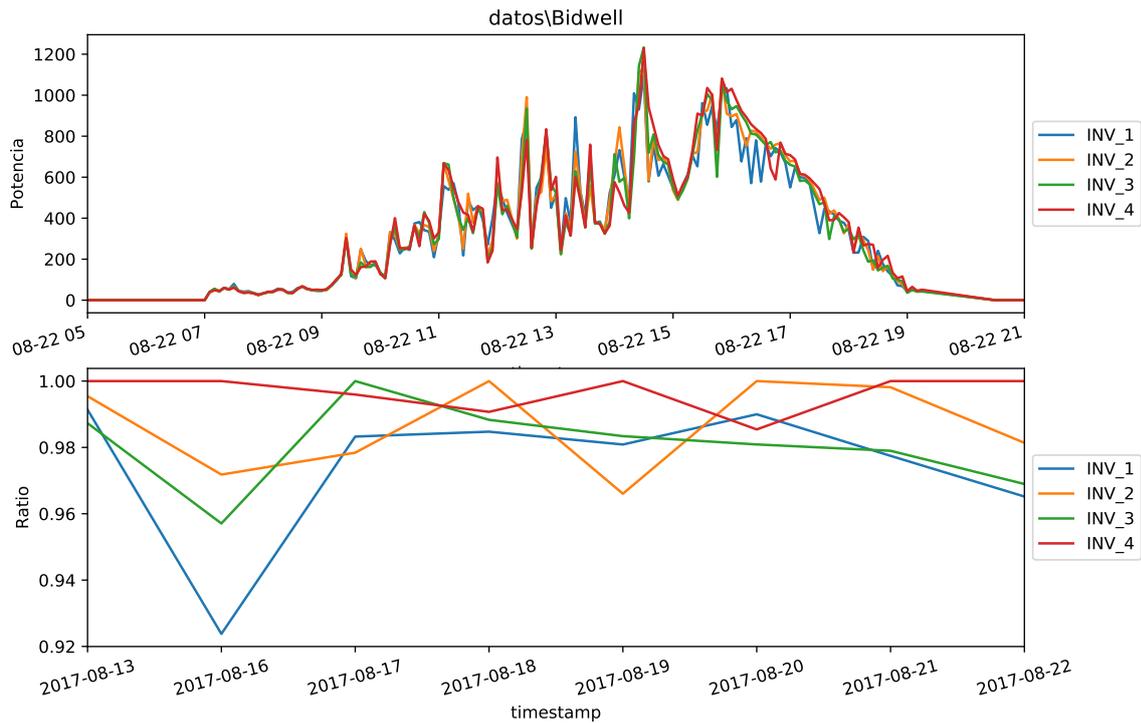
Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR	
2017-08-22	19460.25	22081.684	0.881

posible fallo en : ['INV-1']

	INV1	INV2	INV3	INV4
2017-08-22	0.9652	0.9814	0.969	1.0

Cada caja supone un [0.034, 0.034, 0.034, 0.034] del total

Potencia inversor [1529, 1529, 1529, 1529]



ANEXO II: INFORME GENERADO

10. CobbsCross

PR ok

	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	6713.492	8929.653	0.752

Ratio ok

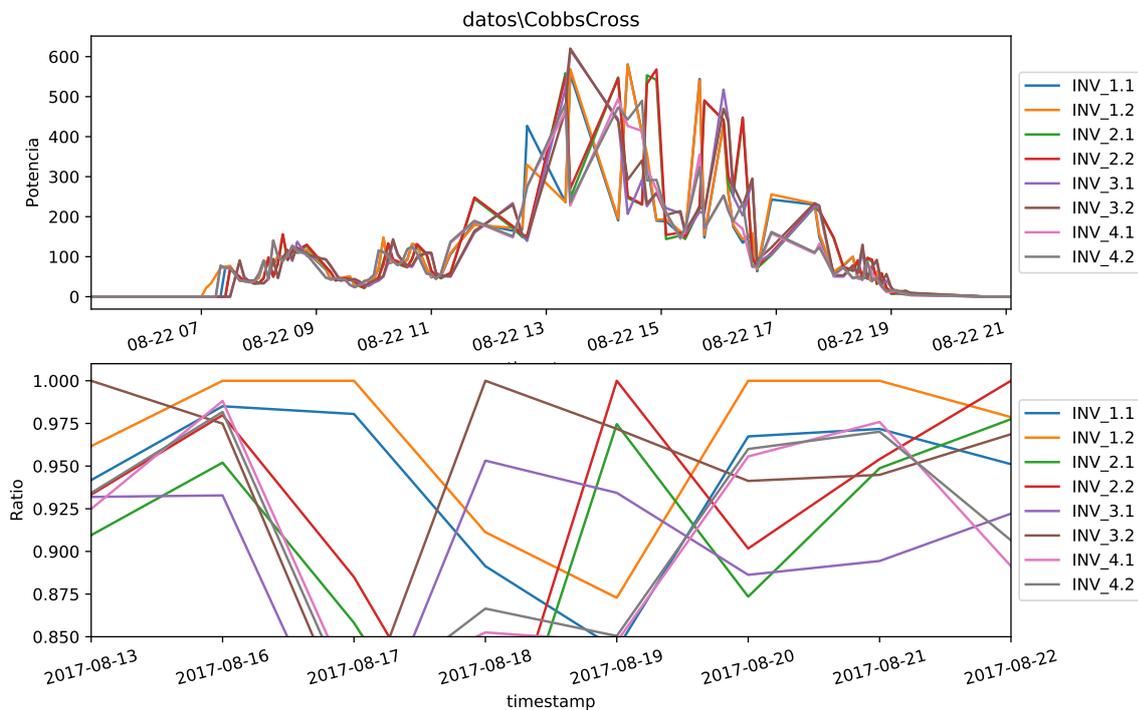
	INV1.1	INV1.2	INV2.1	INV2.2	INV3.1	INV3.2	INV4.1
2017-08-22	0.9511	0.9787	0.9775	1.0	0.9221	0.9687	0.8914

INV4.2

2017-08-22	0.9065
------------	--------

Cada caja supone un [0.111, 0.111, 0.111, 0.111, 0.111, 0.111, 0.111, 0.111] del total

Potencia inversor [711.48, 711.48, 716.87, 716.87, 727.65, 712.8, 718.08, 718.08]



11. HazelFarm

PR ok

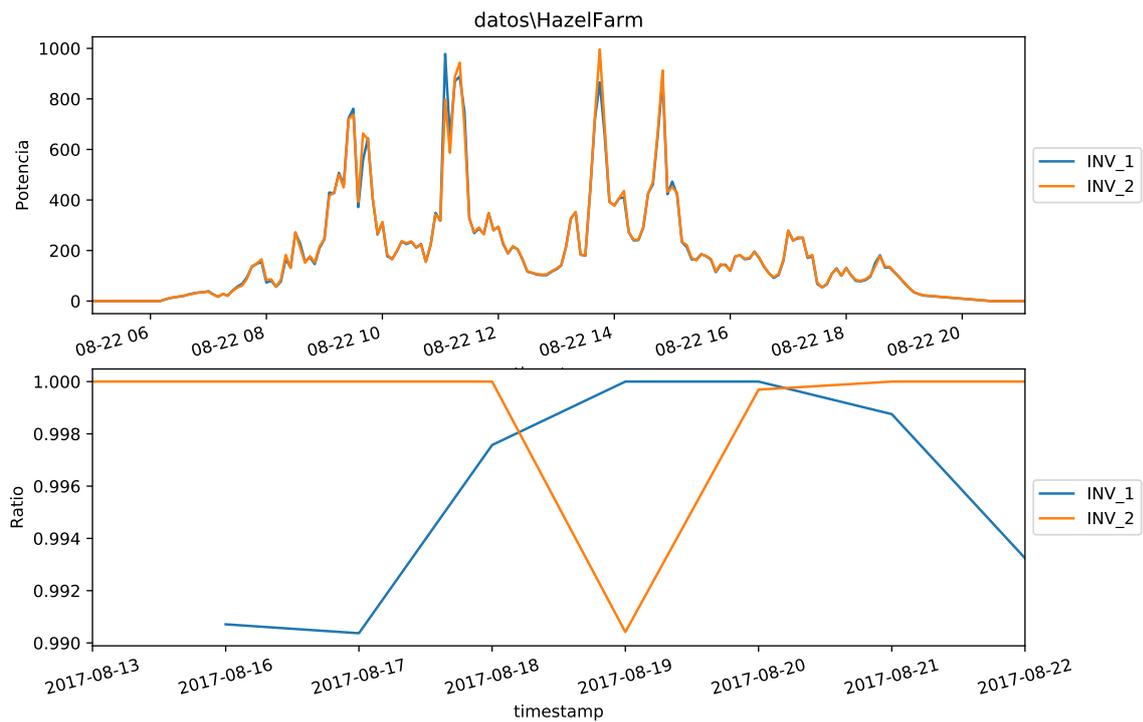
Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	6188.575	7263.339 0.852

Ratio ok

INV1	INV2
2017-08-22	0.9932 1.0

Cada caja supone un [0.028, 0.028] del total

Potencia inversor [1375.22, 1375.22]



12. Norton

13. Lount

PR ok

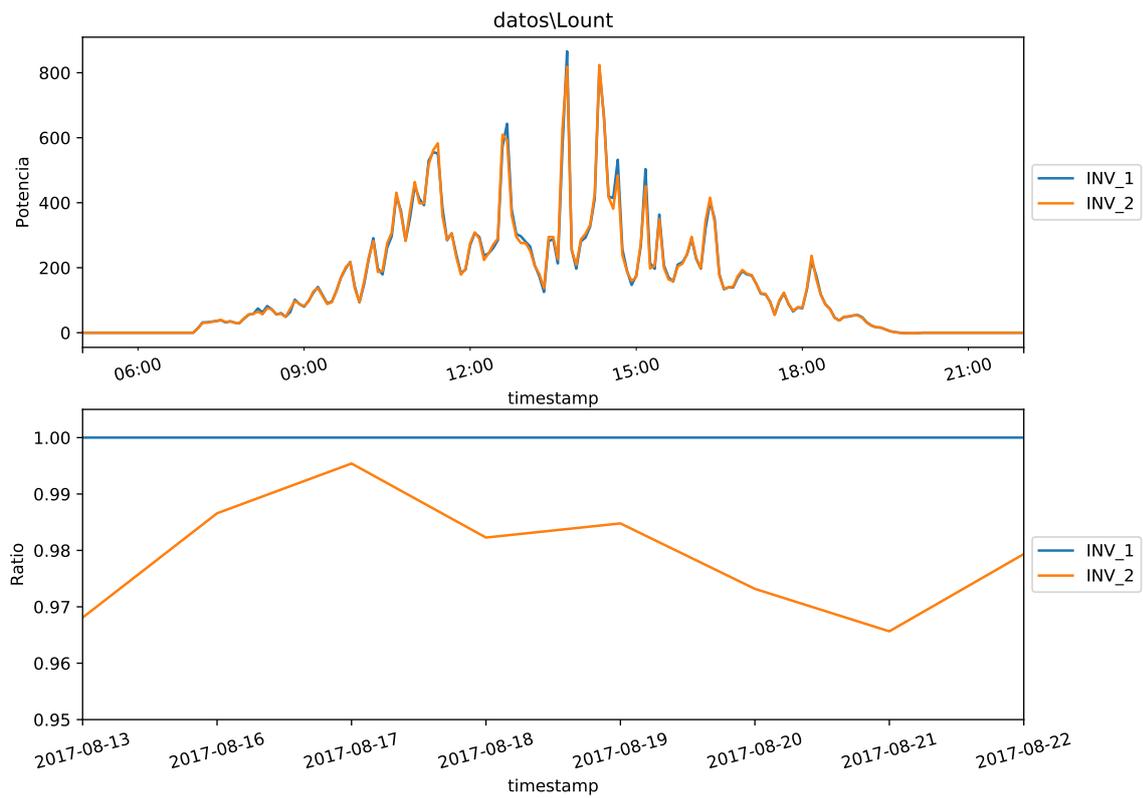
	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	5210.111	0.06	87092.983

Ratio ok

	INV1	INV2
2017-08-22	1.0	0.9794

Cada caja supone un [0.059, 0.042] del total

Potencia inversor [1234.2, 1258.4]



ANEXO II: INFORME GENERADO

14. C-Brignoles

PR ok

	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	2293.803	2846.209	0.806

posible fallo en : ['INV-14']

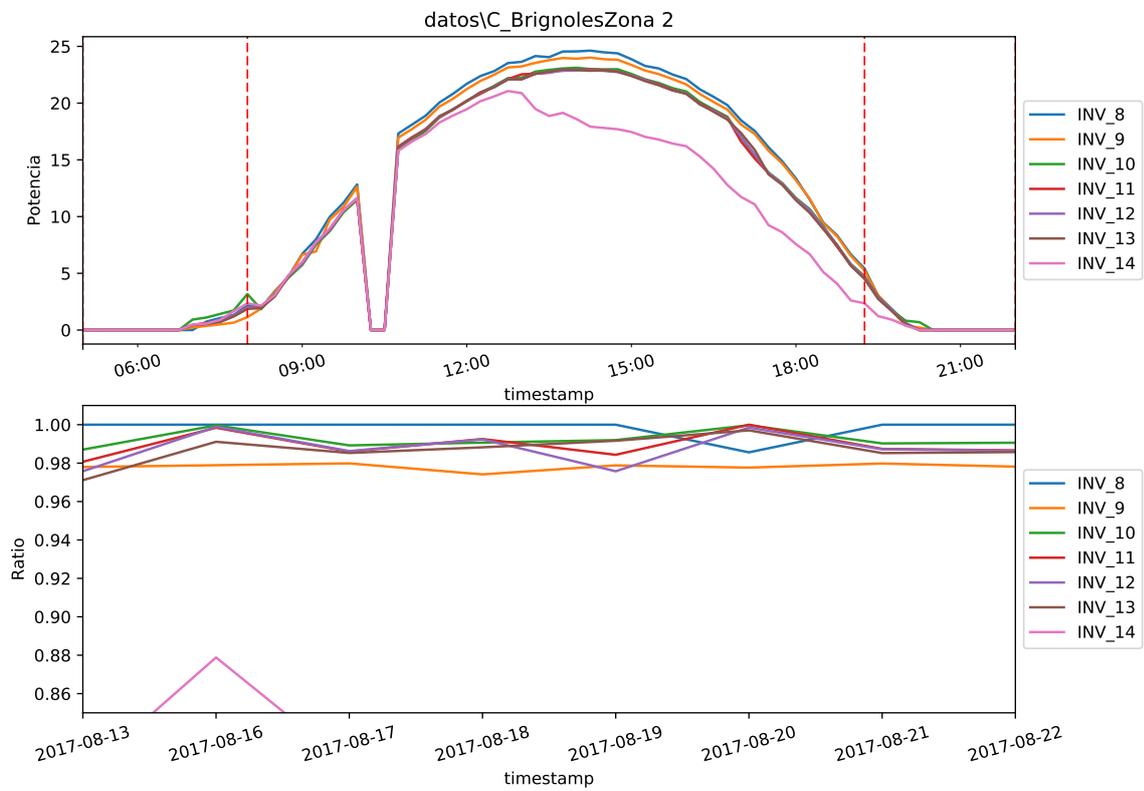
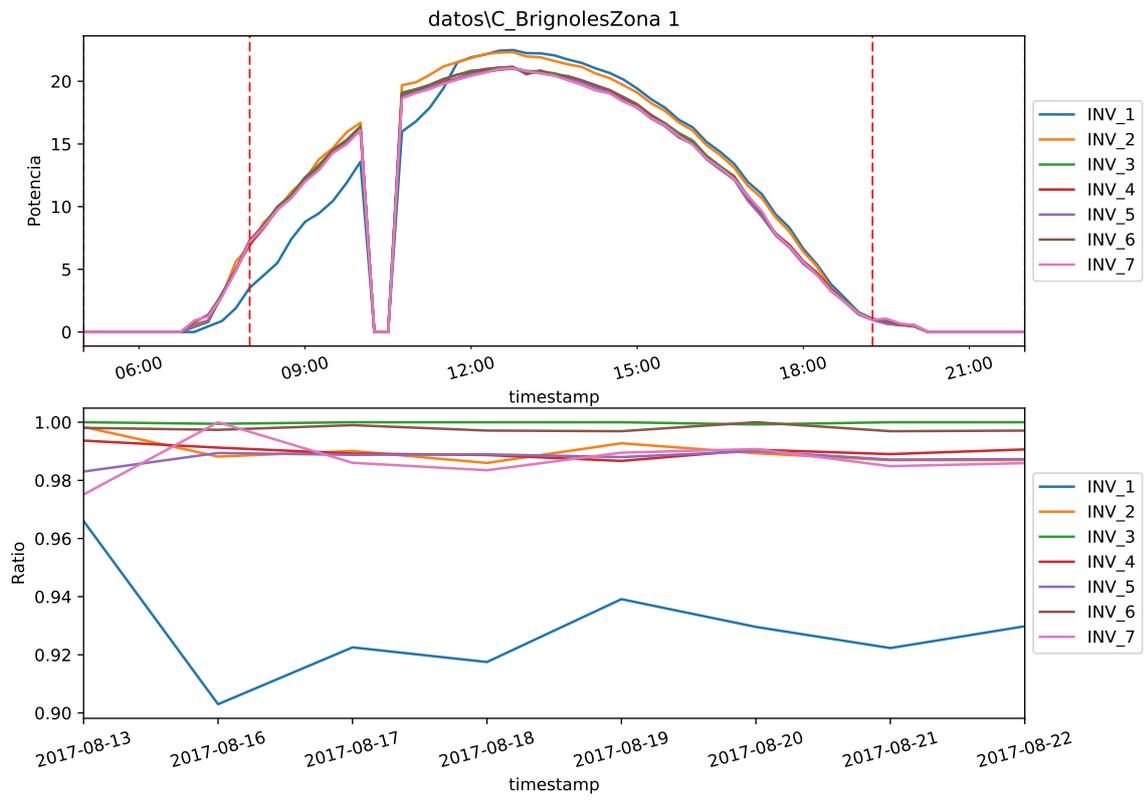
	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6	INV7
2017-08-22	0.9298	0.987	1.0	0.9906	0.9873	0.9971	0.9859

	INV8	INV9	INV10	INV11	INV12	INV13	INV14
2017-08-22	1.0	0.9782	0.9906	0.9866	0.9865	0.9858	0.814

Cada string supone un [0.11, 0.11, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.11, 0.11, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1] del total

Potencia inversor [36.855, 36.855, 34.65, 34.65, 34.65, 34.65, 34.65, 36.855, 36.855, 34.65, 34.65, 34.65, 34.65, 34.98]

ANEXO II: INFORME GENERADO



15. C-Escoffiers

Fallos de comunicación con L1-E19

PR ok

	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	10921.209	15223.022	0.717

posible fallo en : ['INV-1-9', 'INV-2-1']

	INV1-1	INV1-2	INV1-3	INV1-4	INV1-5	INV1-6	INV1-7
2017-08-22	0.9937	0.9839	0.9866	1.0	0.9597	0.9841	0.9774

	INV1-8	INV1-9	INV1-10	INV1-11	INV2-1	INV2-2	INV2-3
2017-08-22	0.9951	0.7482	1.0	0.9971	0.9669	0.9978	0.9944

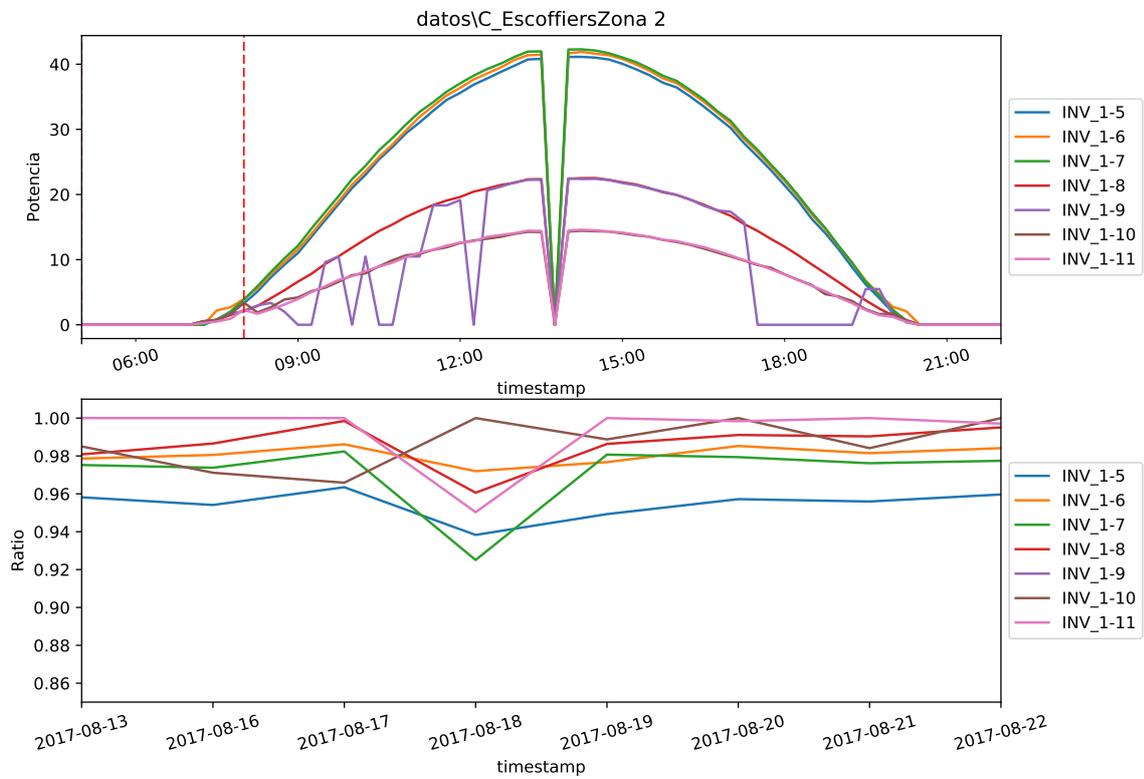
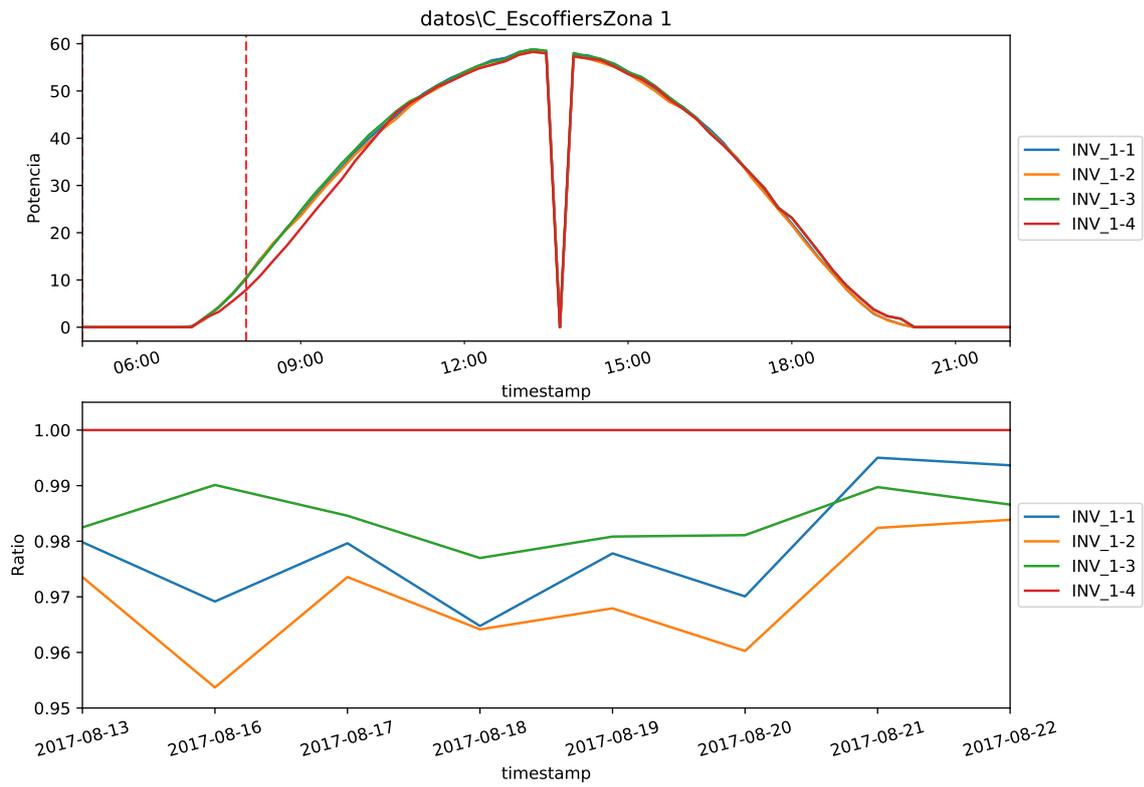
	INV2-4	INV2-5	INV2-6	INV2-7	INV2-16	INV2-17	INV2-8
2017-08-22	1.0	0.9891	0.9905	0.9795	0.9855	0.9977	0.9787

	INV2-9	INV2-10	INV2-11	INV2-12	INV2-13	INV2-14	INV2-15
2017-08-22	0.9812	0.9872	0.9937	0.9931	0.975	0.9884	1.0

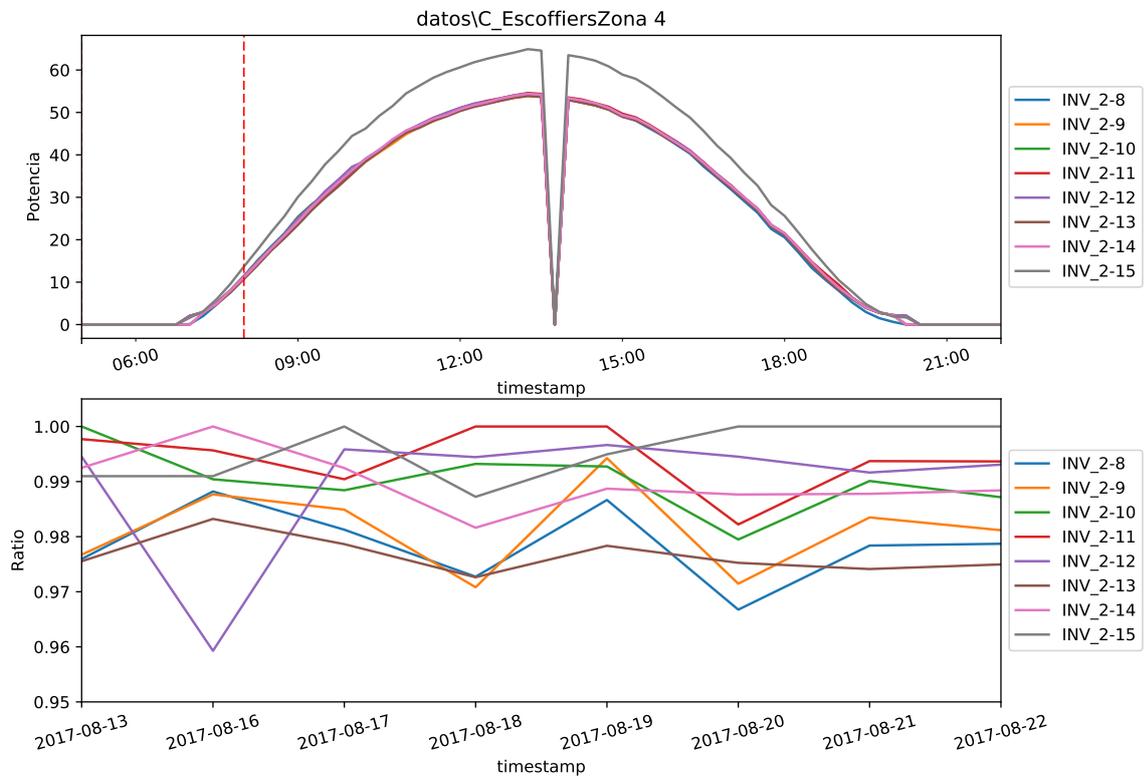
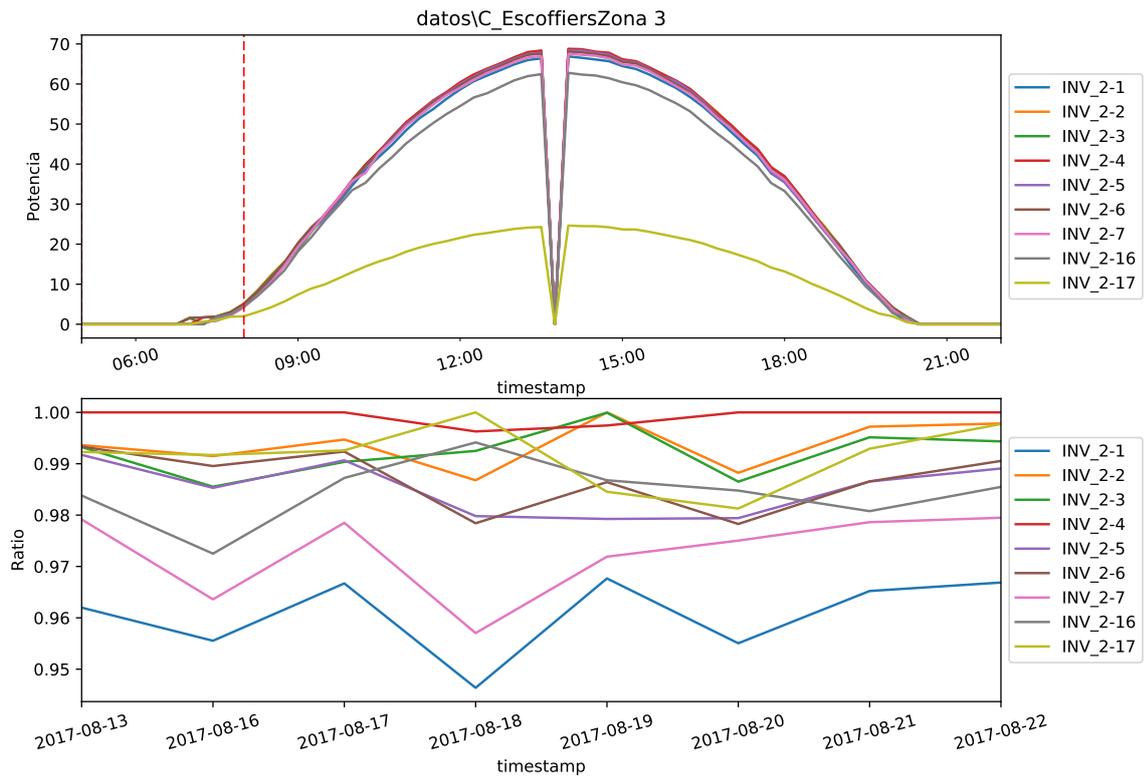
Cada string supone un [0.032, 0.032, 0.037, 0.035, 0.047, 0.047, 0.043, 0.076, 0.076, 0.11, 0.11, 0.029, 0.029, 0.029, 0.029, 0.029, 0.029, 0.029, 0.029, 0.034, 0.034, 0.034, 0.034, 0.034, 0.034, 0.034, 0.027, 0.034, 0.076] del total

Potencia inversor [87.792, 87.792, 89.208, 85.904, 67.41, 67.41, 68.908, 36.166, 36.166, 23.112, 23.112, 104.312, 104.312, 104.312, 104.312, 104.312, 104.312, 104.312, 86.884, 86.884, 86.884, 86.884, 86.884, 86.884, 102.934, 95.816, 37.61264]

ANEXO II: INFORME GENERADO



ANEXO II: INFORME GENERADO



ANEXO II: INFORME GENERADO

16. C-Draguignan

PR ok

	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	2239.135	2881.912	0.777

posible fallo en : ['INV-18']

	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6	INV7
2017-08-22	0.933	0.9684	0.9723	0.9712	0.9339	1.0	0.9642

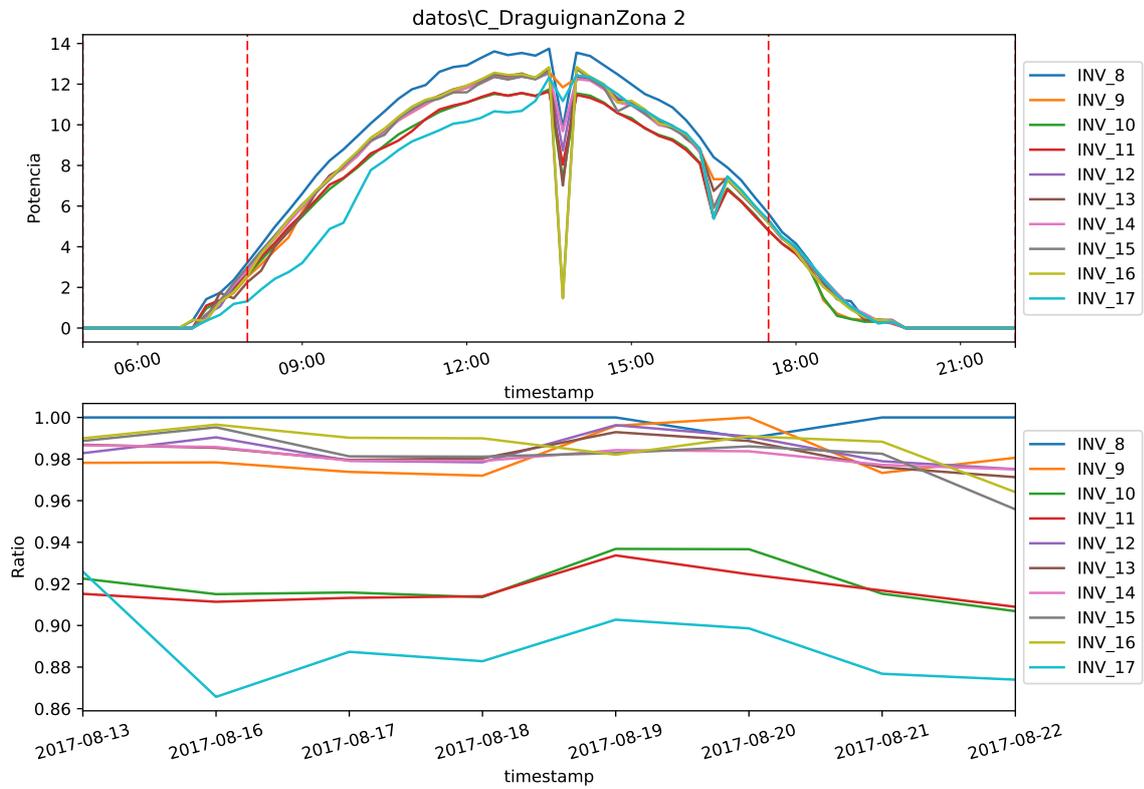
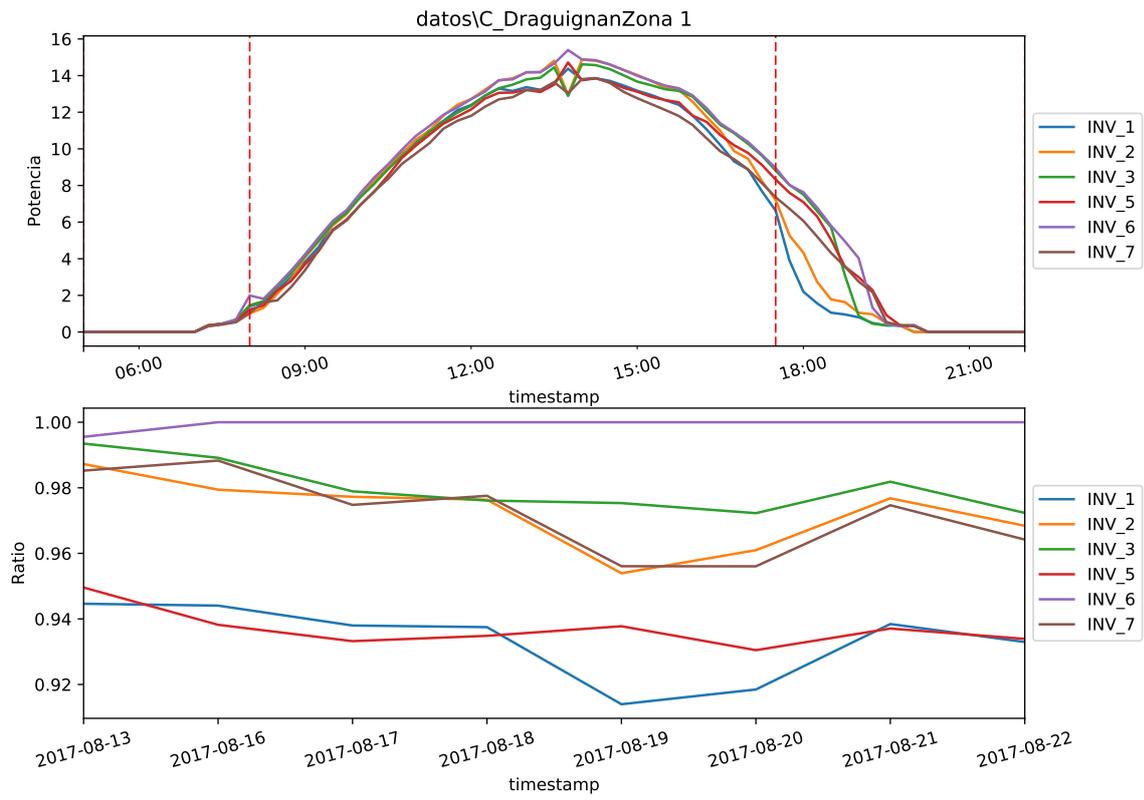
	INV8	INV9	INV10	INV11	INV12	INV13	INV14
2017-08-22	1.0	0.9806	0.9069	0.909	0.9752	0.9713	0.975

	INV15	INV16	INV17	INV18
2017-08-22	0.9558	0.9641	0.874	0.9207

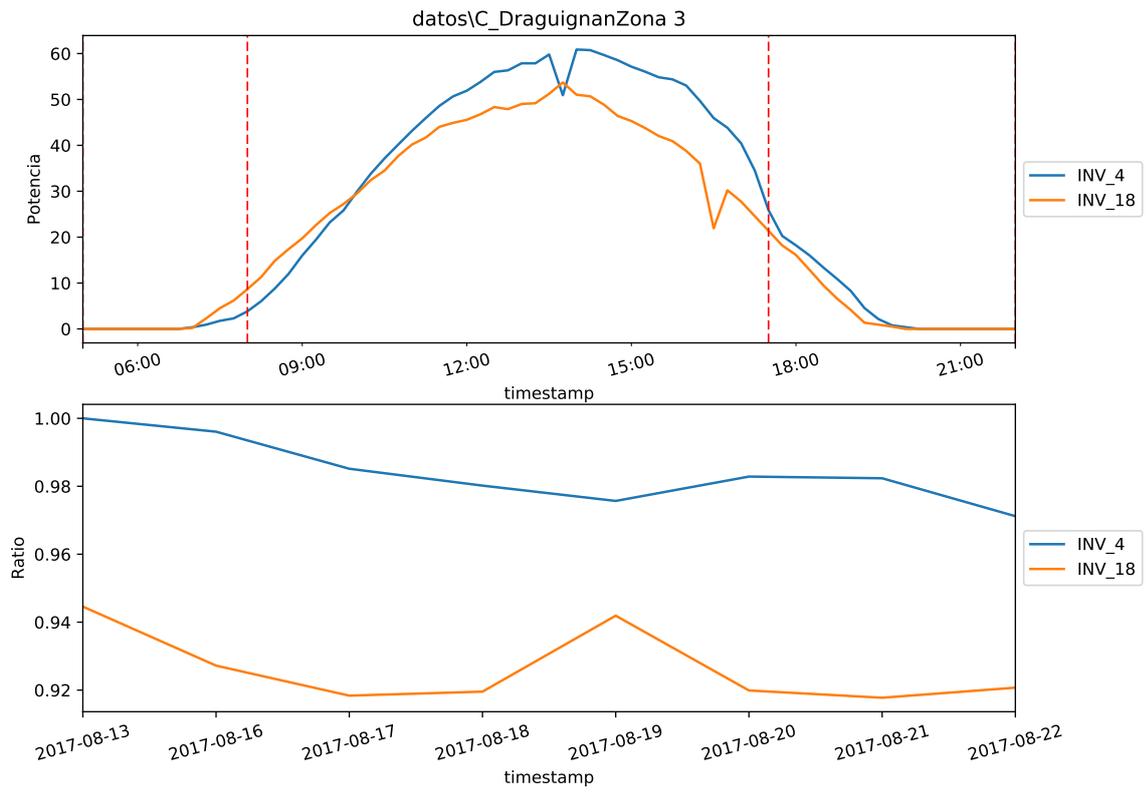
Cada string supone un [0.143, 0.143, 0.143, 0.03, 0.143, 0.143, 0.143, 0.143, 0.167, 0.167, 0.167, 0.167, 0.167, 0.167, 0.167, 0.167, 0.04] del total

Potencia inversor [22.47, 22.47, 22.47, 91.806, 22.47, 22.47, 20.972, 19.824, 18.408, 18.408, 18.408, 18.408, 18.408, 18.408, 18.408, 18.408, 76.7]

ANEXO II: INFORME GENERADO



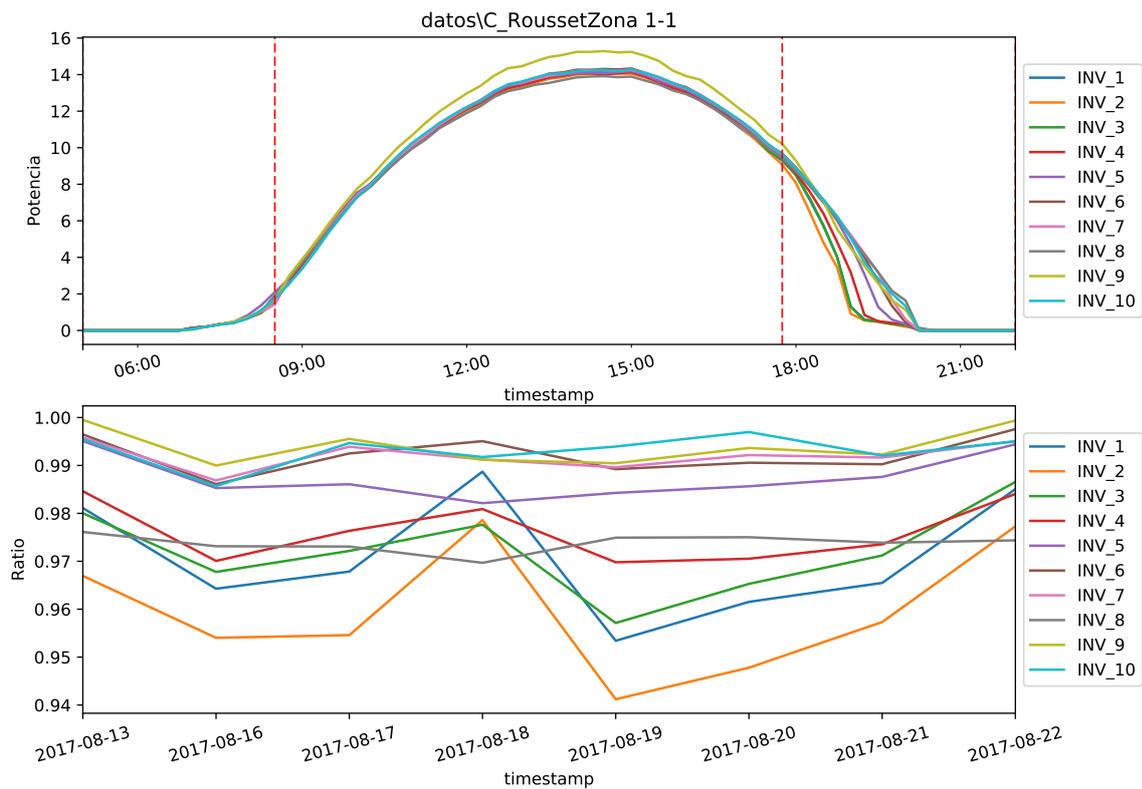
ANEXO II: INFORME GENERADO



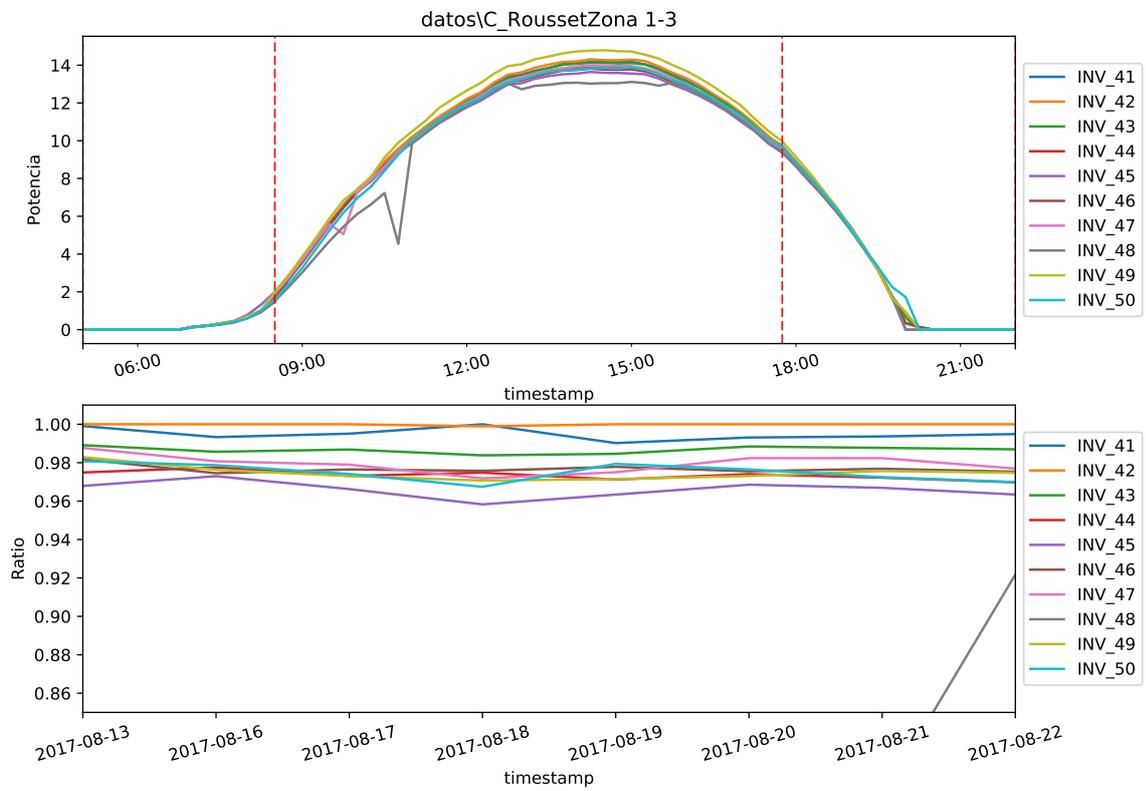
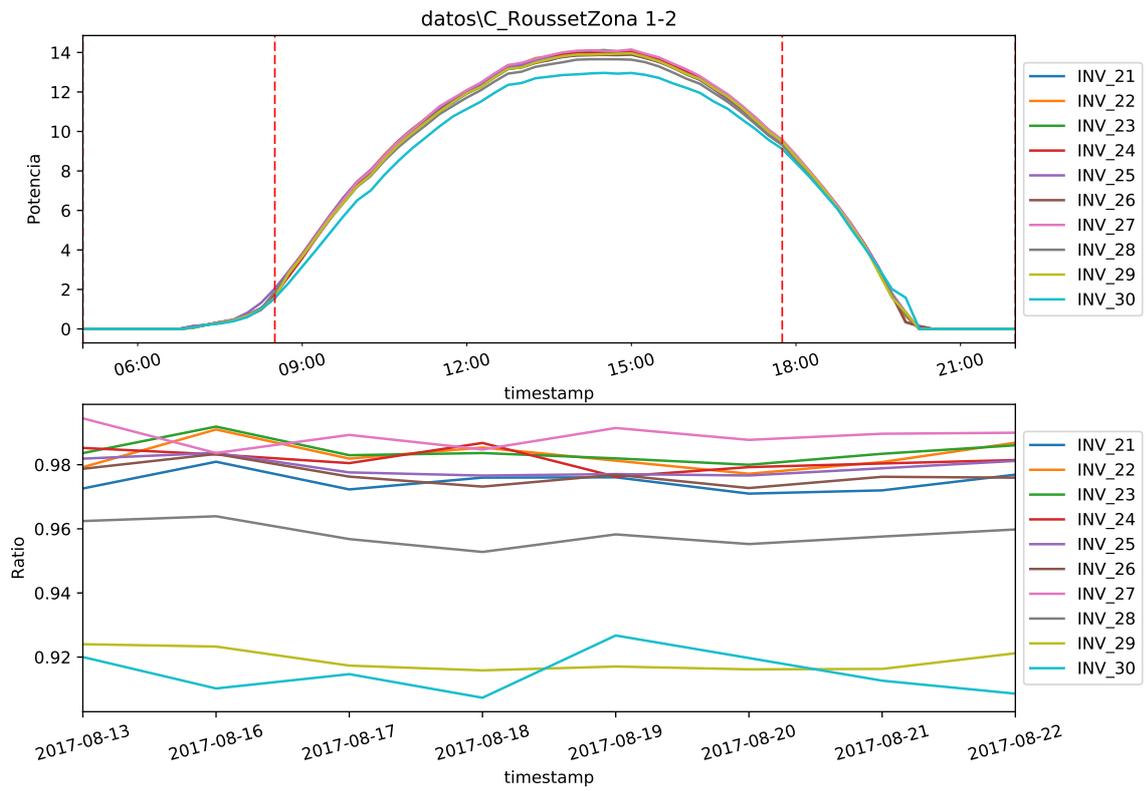
ANEXO II: INFORME GENERADO

0.167] del total

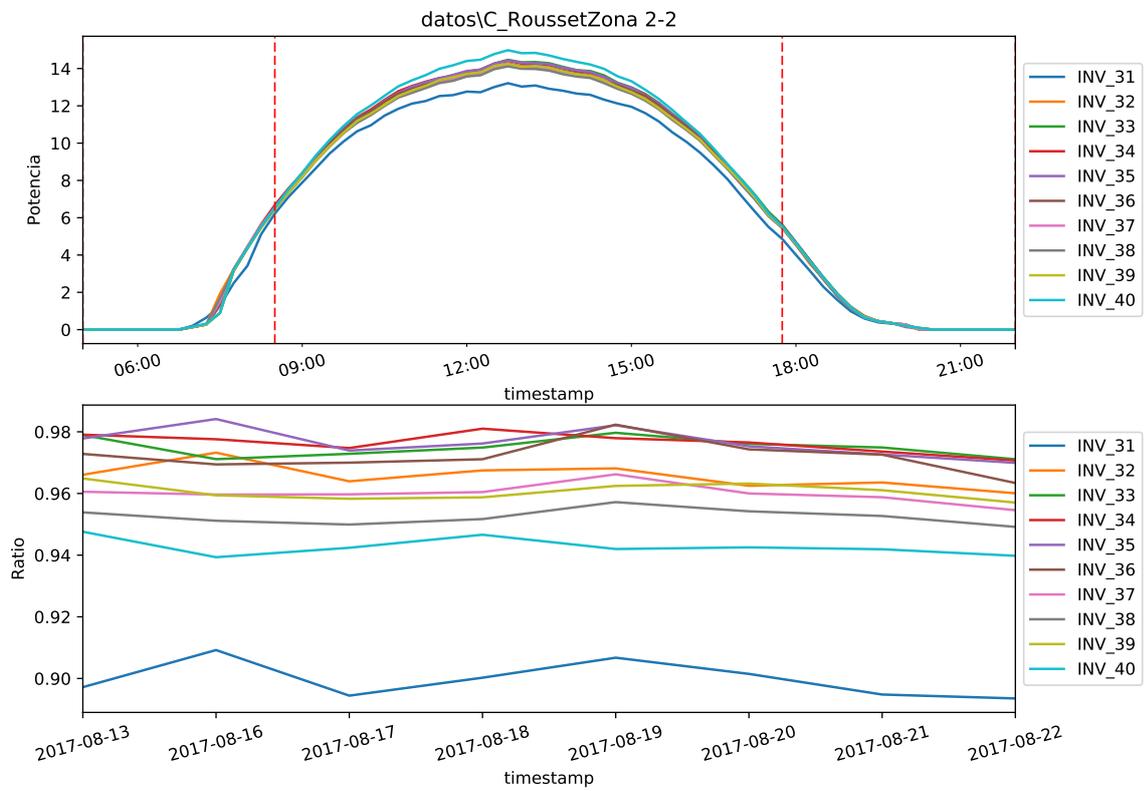
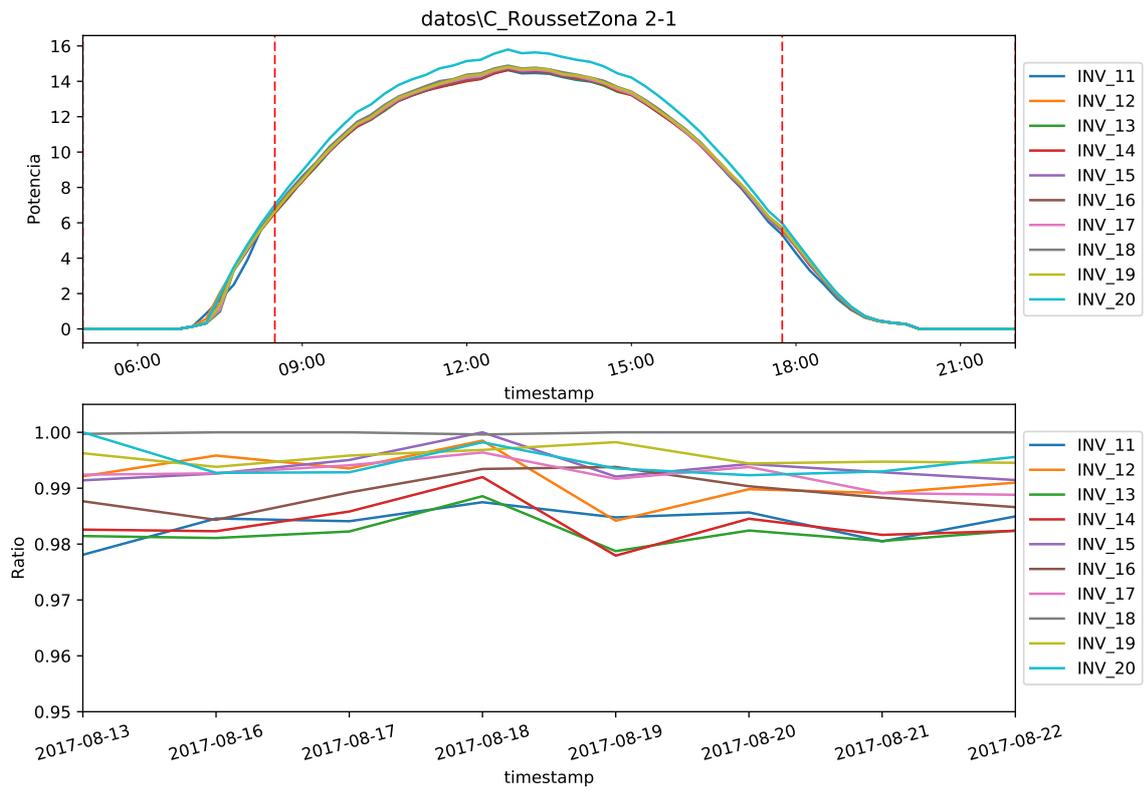
Potencia inversor [22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 24.3, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 24.3, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 24.3, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 22.95, 24.3, 22.95]



ANEXO II: INFORME GENERADO



ANEXO II: INFORME GENERADO



18. C-Couvoir

PR ok

	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	5387.657	6591.821	0.817

posible fallo en : ['INV-16', 'INV-17', 'INV-18', 'INV-29', 'INV-30', 'INV-19', 'INV-21', 'INV-33']

	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6	INV16
2017-08-22	0.9278	0.9354	0.9581	1.0	0.9757	0.9718	0.8192

	INV17	INV18	INV13	INV14	INV15	INV28	INV29
2017-08-22	0.847	0.8488	0.9706	0.945	0.9404	0.9021	0.8972

	INV30	INV25	INV26	INV27	INV7	INV8	INV9
2017-08-22	0.8639	0.9662	0.9422	0.9601	1.0	0.9834	0.9958

	INV10	INV11	INV12	INV22	INV23	INV24	INV19
2017-08-22	0.9343	0.943	0.962	0.981	0.9949	0.9854	0.8851

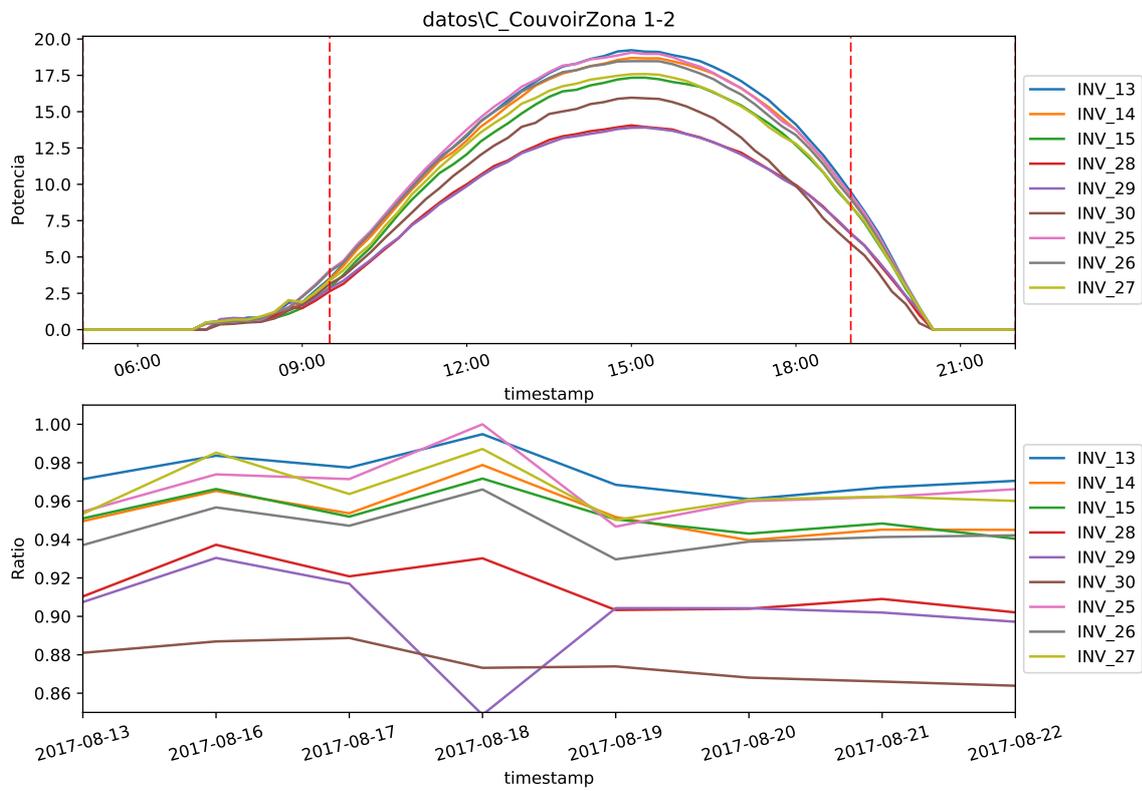
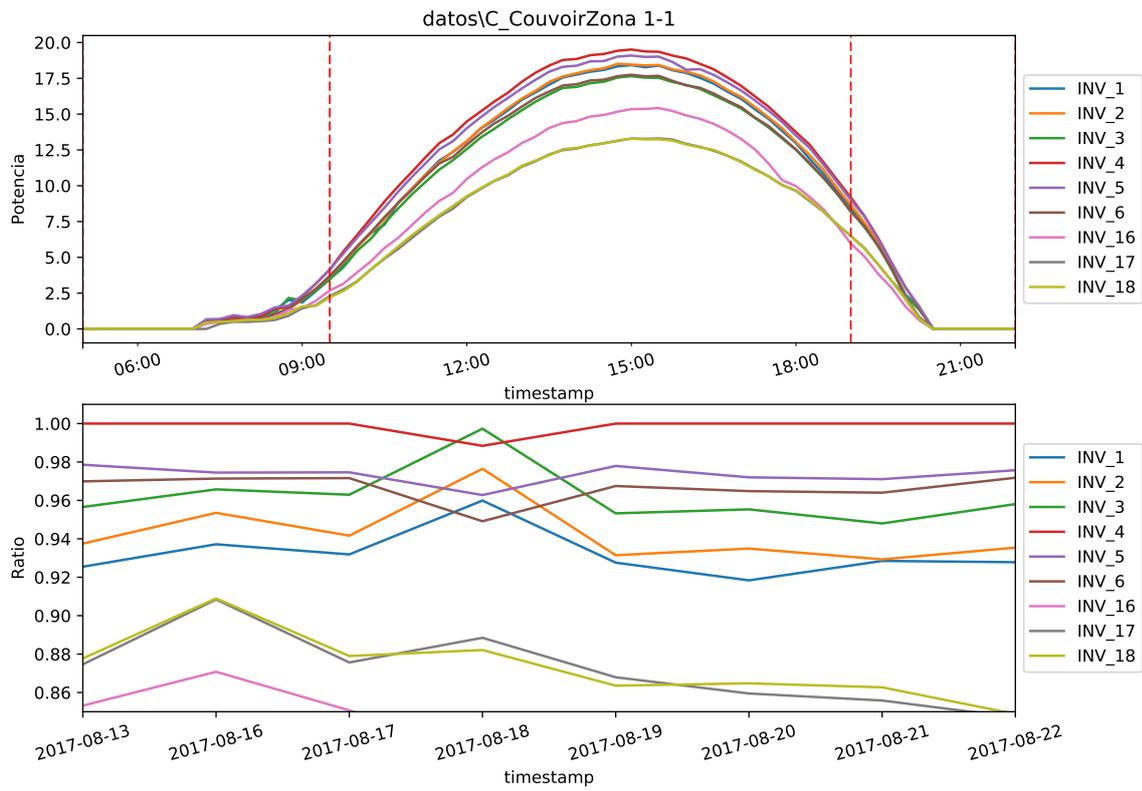
	INV20	INV21	INV34	INV35	INV36	INV31	INV32
2017-08-22	0.9355	0.8925	0.9882	0.9832	0.9835	0.9043	0.8934

	INV33
2017-08-22	0.8797

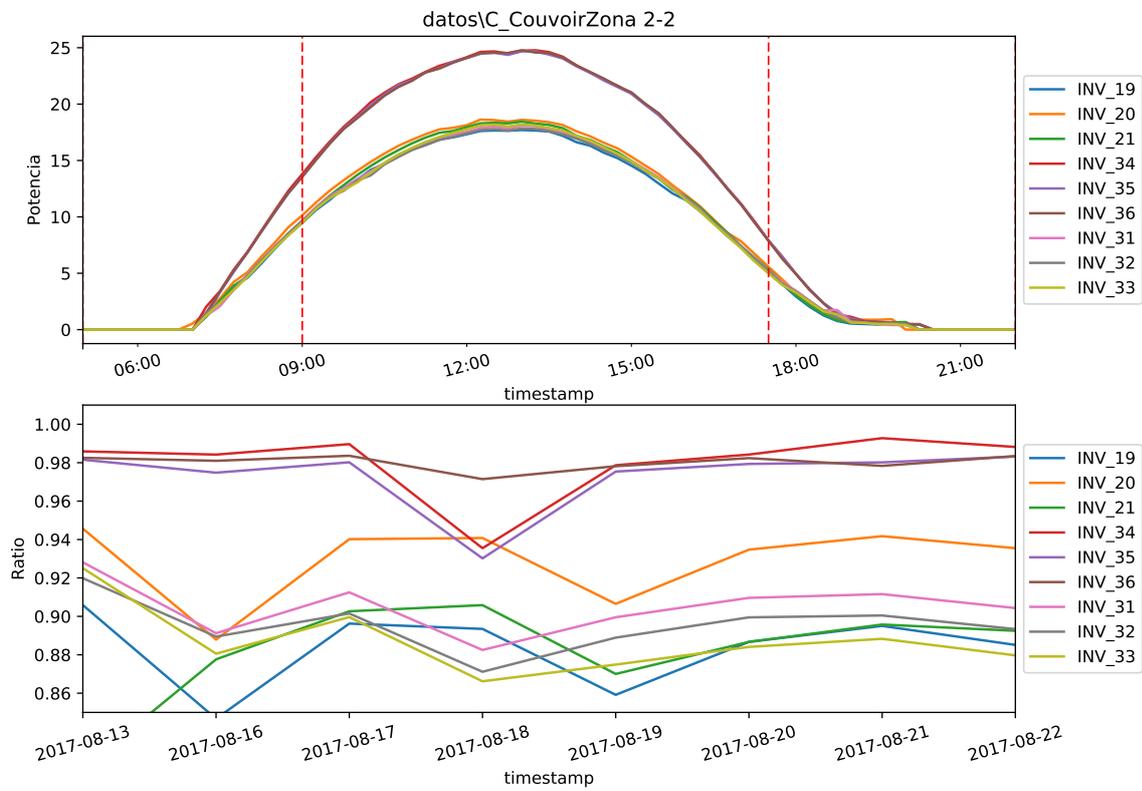
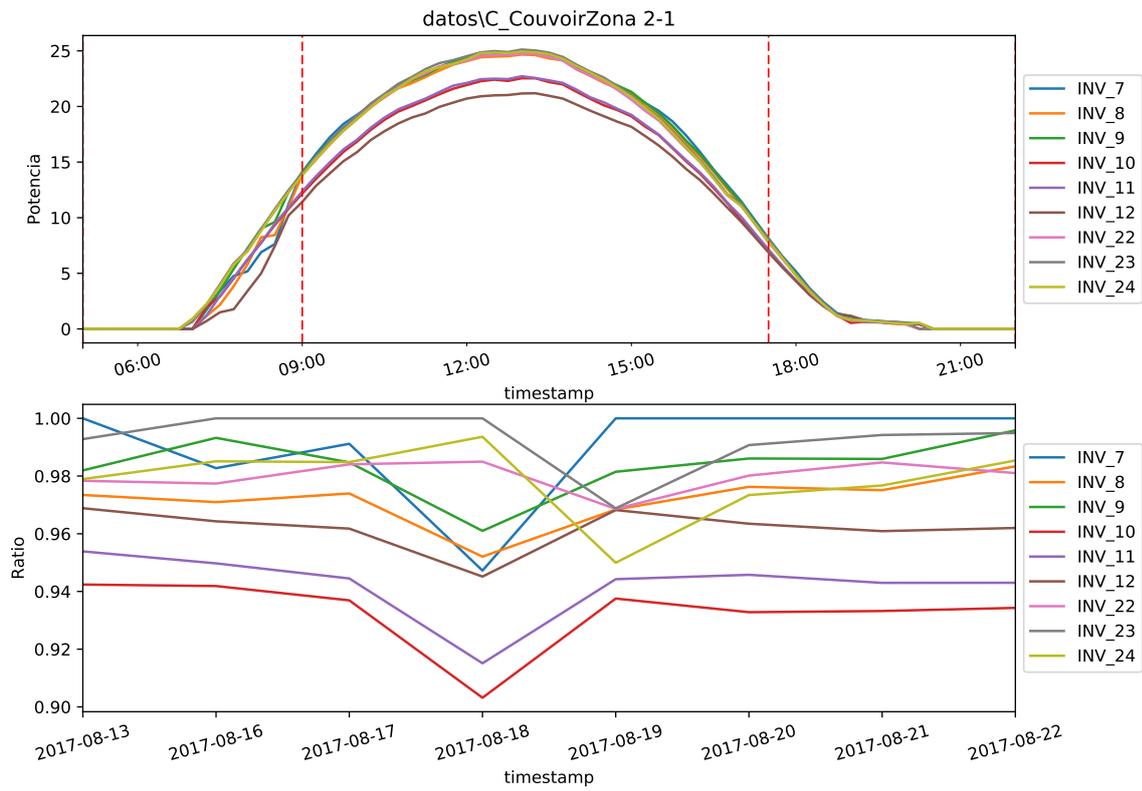
Cada string supone un [0.091, 0.091, 0.091, 0.091, 0.091, 0.091, 0.1, 0.1, 0.1, 0.091, 0.091, 0.091, 0.091, 0.091, 0.1, 0.1, 0.1, 0.111, 0.111, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1, 0.091, 0.091, 0.091, 0.1, 0.1, 0.1, 0.111, 0.111, 0.1, 0.1, 0.1, 0.1] del total

Potencia inversor [32.956, 32.956, 30.602, 32.956, 32.956, 30.602, 35.4, 35.4, 35.4, 33.748, 33.748, 31.152, 32.956, 32.956, 30.602, 29.96, 25.68, 25.68, 27.612, 27.612, 28.32, 35.4, 35.4, 35.4, 32.956, 32.956, 30.602, 25.68, 25.68, 29.6, 27.612, 27.612, 28.32, 35.4, 35.4, 35.4]

ANEXO II: INFORME GENERADO



ANEXO II: INFORME GENERADO



19. C-MAS-BOLFA

el PR del parque es MUY BAJO

	INV	IRRAD	PR
2017-08-22	3770.675	5717.868	0.659

posible fallo en : ['INV-5', 'INV-3']

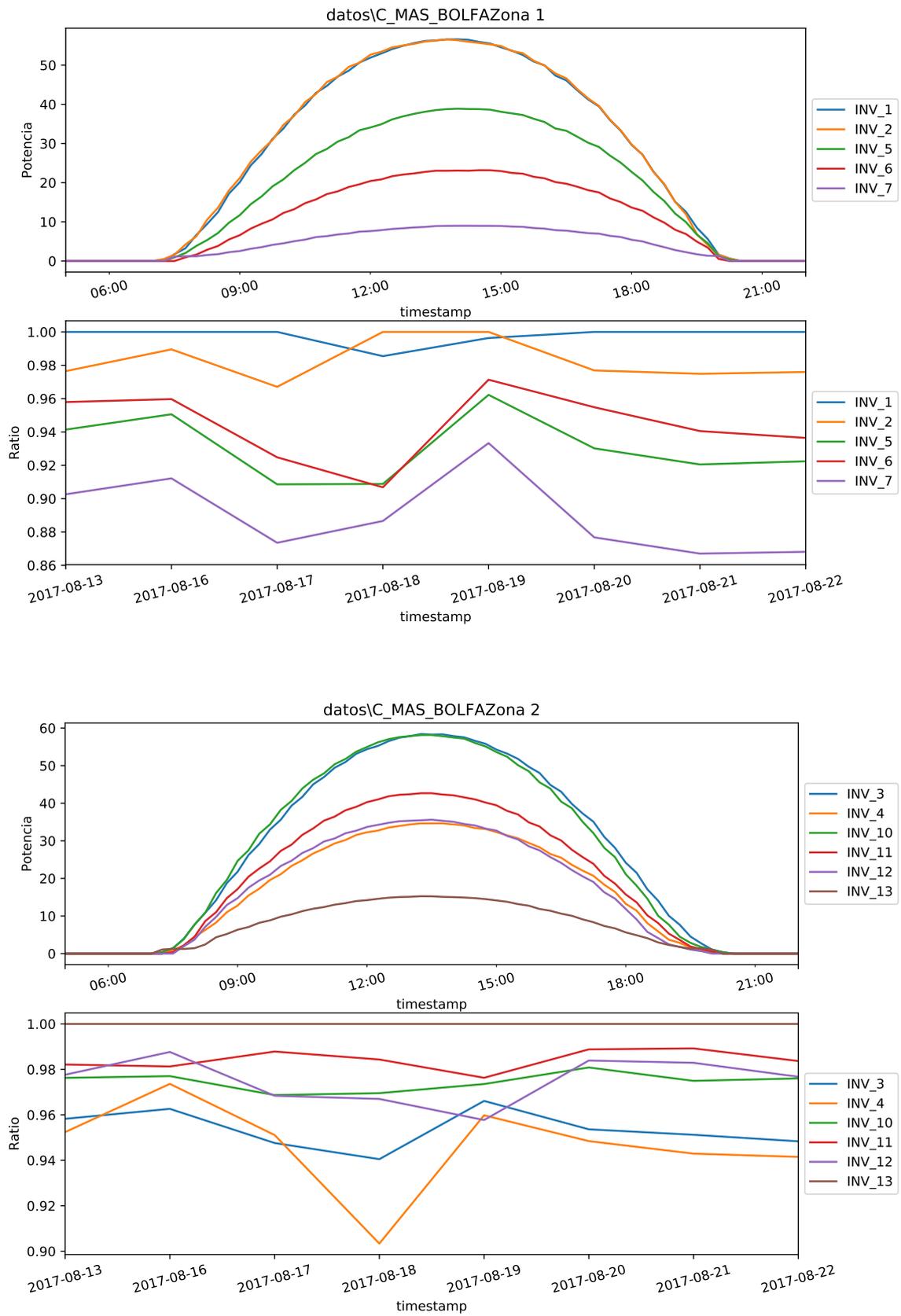
	INV1	INV2	INV5	INV6	INV7	INV3	INV4
2017-08-22	1.0	0.976	0.9224	0.9364	0.8681	0.9484	0.9415

	INV10	INV11	INV12	INV13	INV8	INV9
2017-08-22	0.976	0.9837	0.9768	1.0	1.0	0.9659

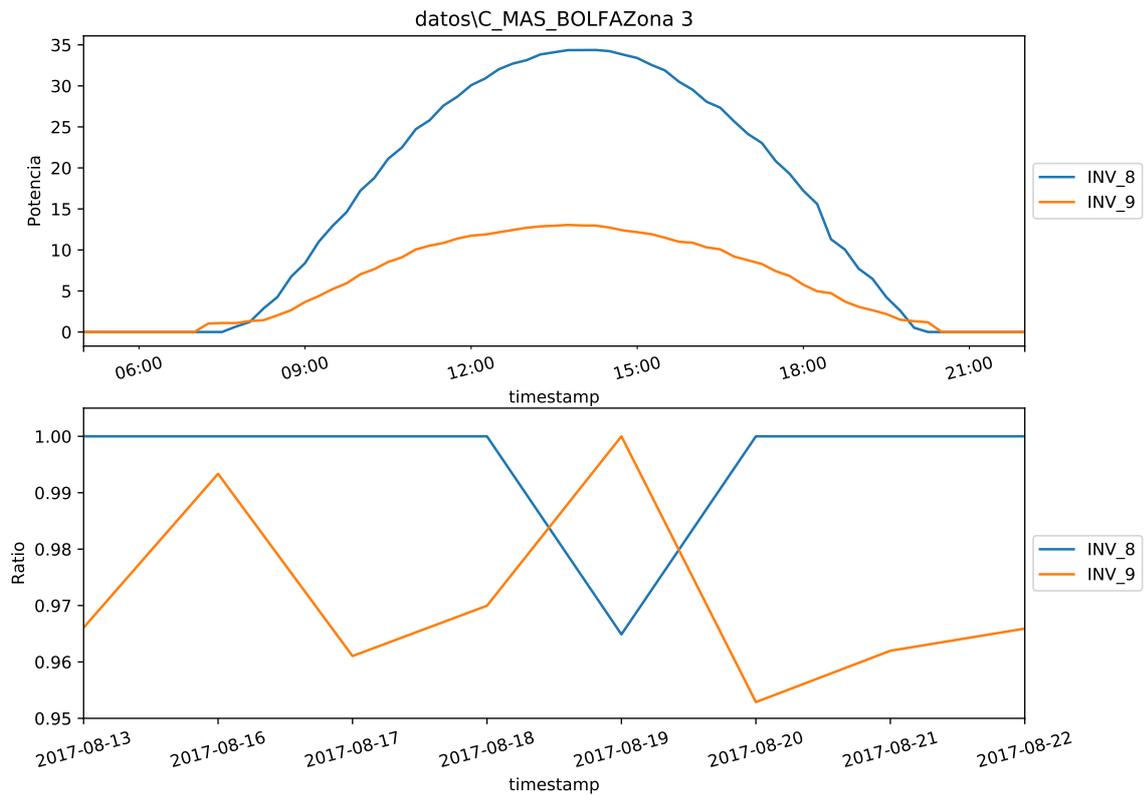
Cada string supone un [0.043, 0.04, 0.04, 0.059, 0.055, 0.1, 0.25, 0.067, 0.167, 0.042, 0.05, 0.077, 0.167] del total

Potencia inversor [100.51, 103.5, 80.25, 47.29, 74.52, 43.7, 18.4, 48.15, 19.26, 77.04, 55.64, 46.02, 19.82]

ANEXO II: INFORME GENERADO



ANEXO II: INFORME GENERADO



20. C-Vergers

PR ok

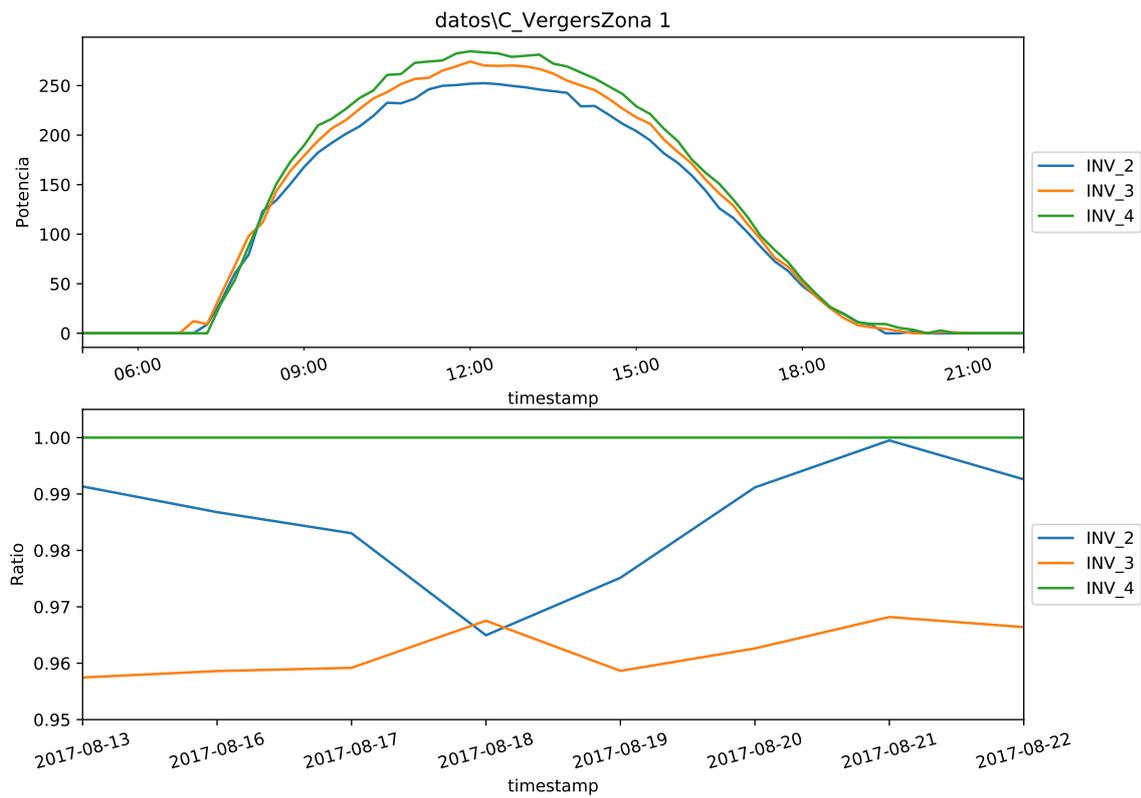
	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	14392.152	17747.233	0.811

Ratio ok

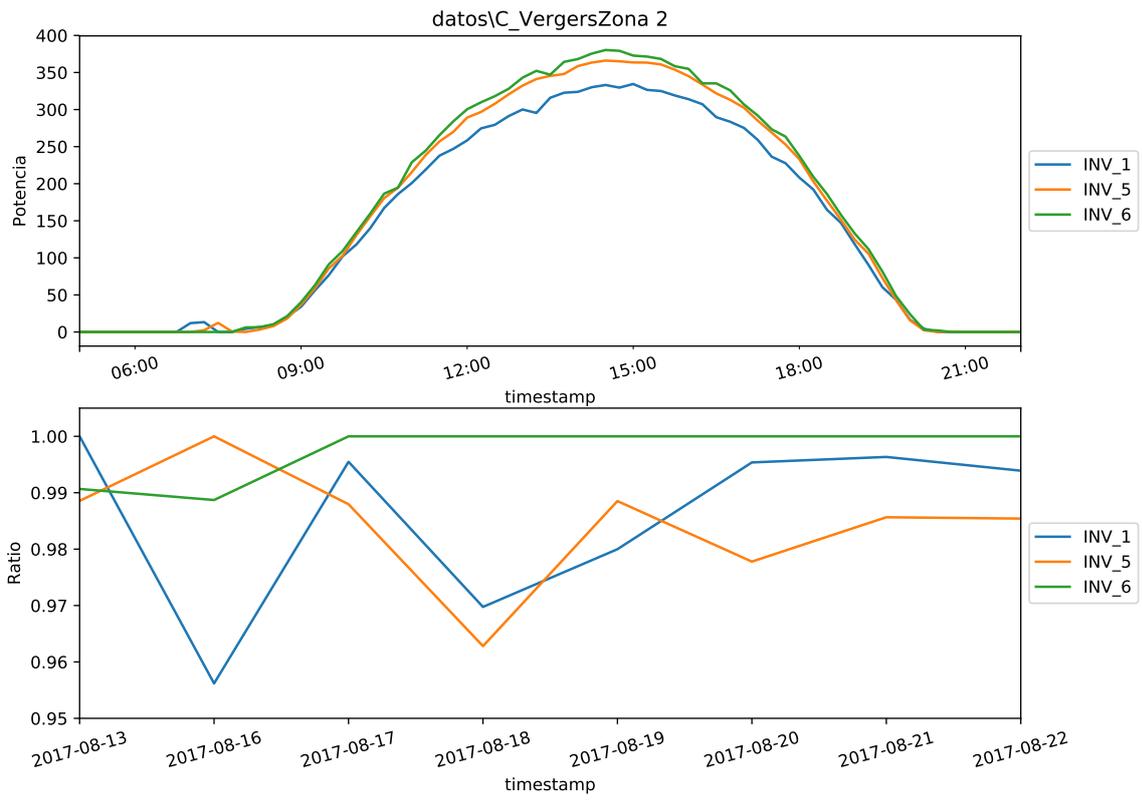
	INV2	INV3	INV4	INV1	INV5	INV6
2017-08-22	0.9926	0.9664	1.0	0.9939	0.9854	1.0

Cada string supone un [0.083, 0.083, 0.071, 0.083, 0.071, 0.083] del total

Potencia inversor [423.36, 423.36, 467.46, 472.5, 467.46, 475.92]



ANEXO II: INFORME GENERADO



ANEXO II: INFORME GENERADO

21. Sumba

el PR del parque es MUY BAJO

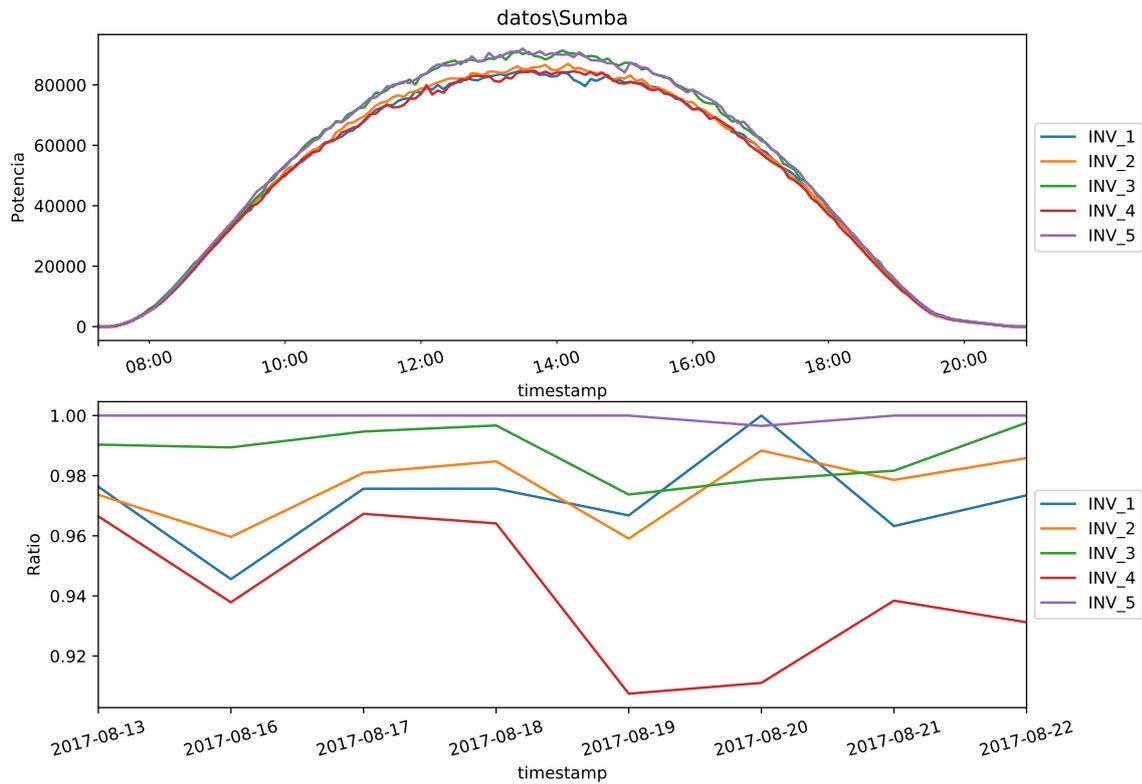
	INV	IRRAD	PR
2017-08-22	3393852.125	4266395.733	0.795

posible fallo en : ['INV-4']

	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5
2017-08-22	0.9735	0.9859	0.9976	0.9312	1.0

Cada string supone un [0.04, 0.04, 0.0385, 0.0385, 0.0385] del total

Potencia inversor [115000, 115000, 119600, 119600, 119600]



22. Gadstrup

PR ok

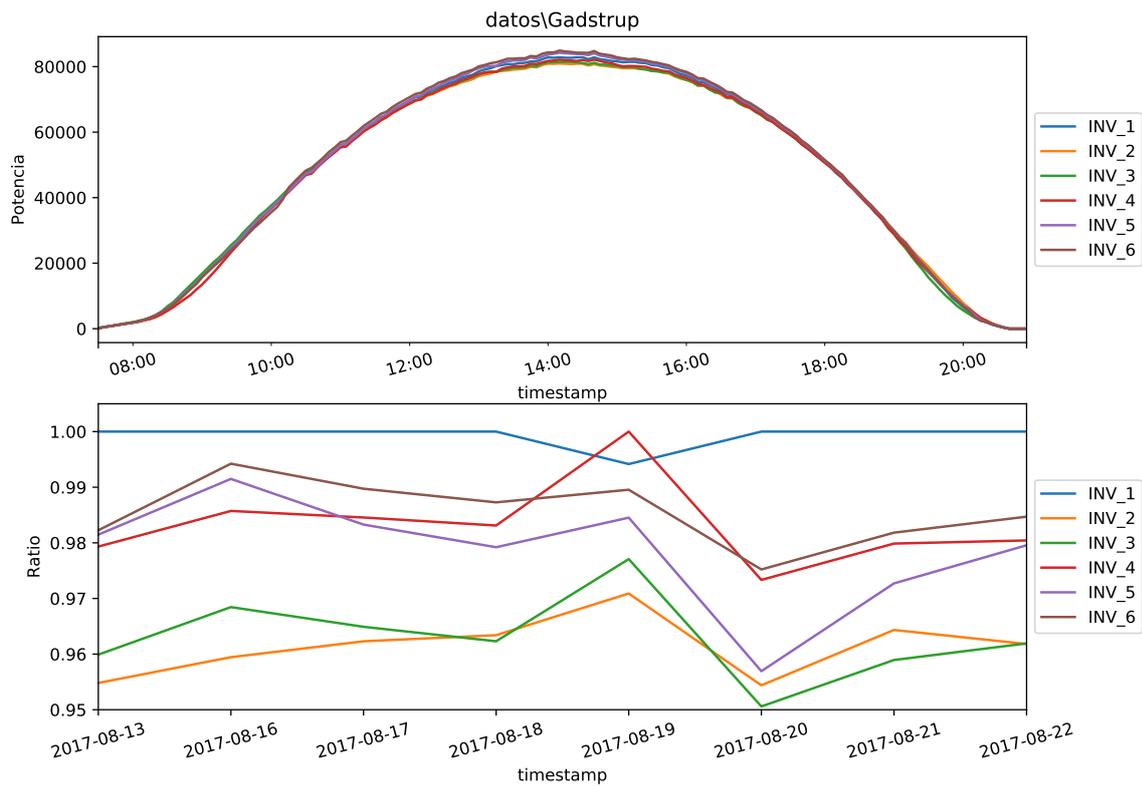
	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	3911177.583	4926537.6	0.794

Ratio ok

	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6
2017-08-22	1.0	0.9618	0.9619	0.9804	0.9796	0.9847

Cada string supone un [0.037, 0.0385, 0.0385, 0.0385, 0.0385, 0.0385] del total

Potencia inversor [118800, 122200, 122200, 119600, 122200, 122200]



ANEXO II: INFORME GENERADO

23. SVENDBORG

PR ok

Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	5928.52	25.92

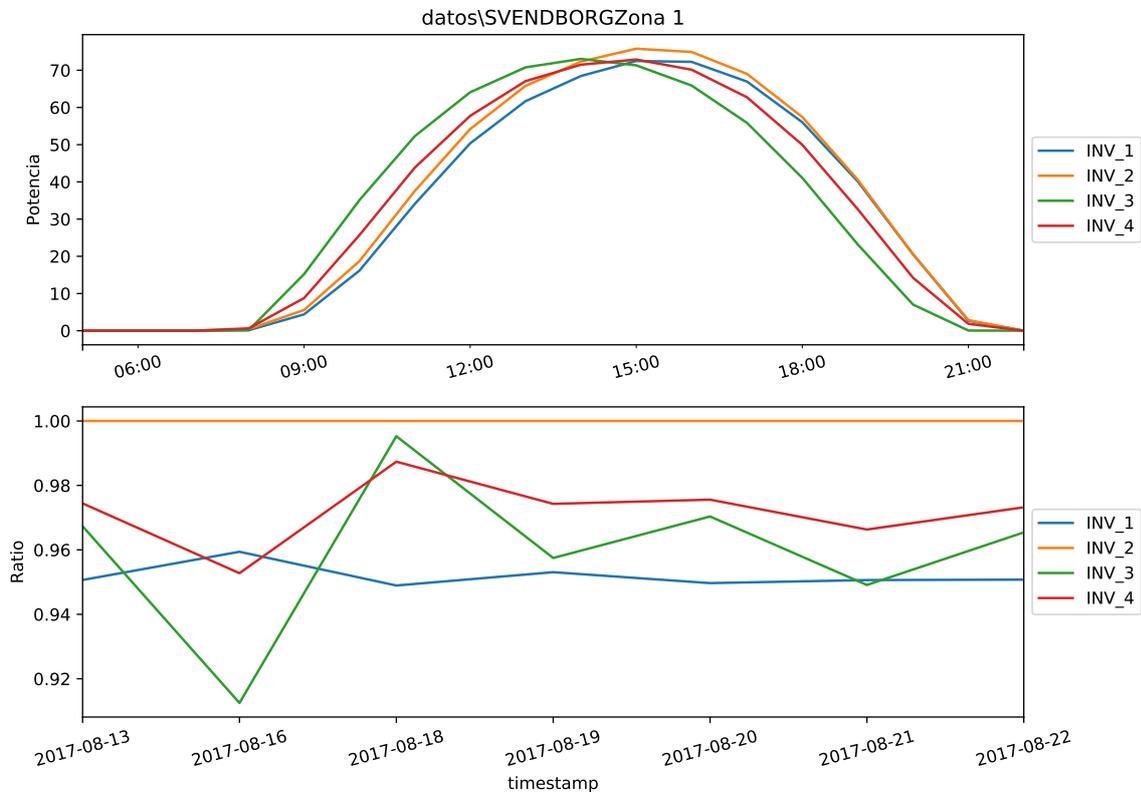
posible fallo en : ['INV-1', 'INV-9']

	INV1	INV2	INV3	INV4	INV5	INV6	INV7
2017-08-22	0.9508	1.0	0.9654	0.9732	0.9949	1.0	0.9958

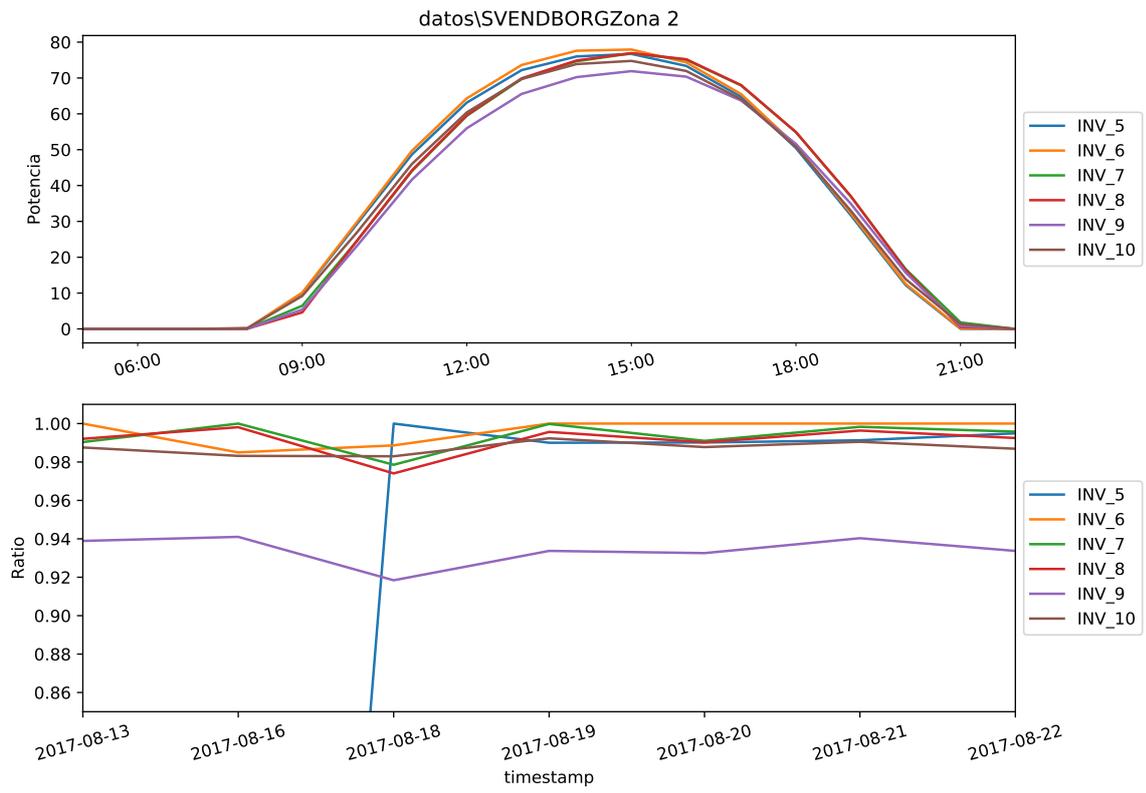
	INV8	INV9	INV10
2017-08-22	0.9925	0.9337	0.9869

Cada Caja supone un [0.04, 0.04, 0.04, 0.04, 0.04, 0.04, 0.04, 0.04, 0.04, 0.04] del total

Potencia inversor [108, 108, 108, 108, 108, 109.35, 108, 108, 108, 106.65]



ANEXO II: INFORME GENERADO



24. Daganzo

PR ok

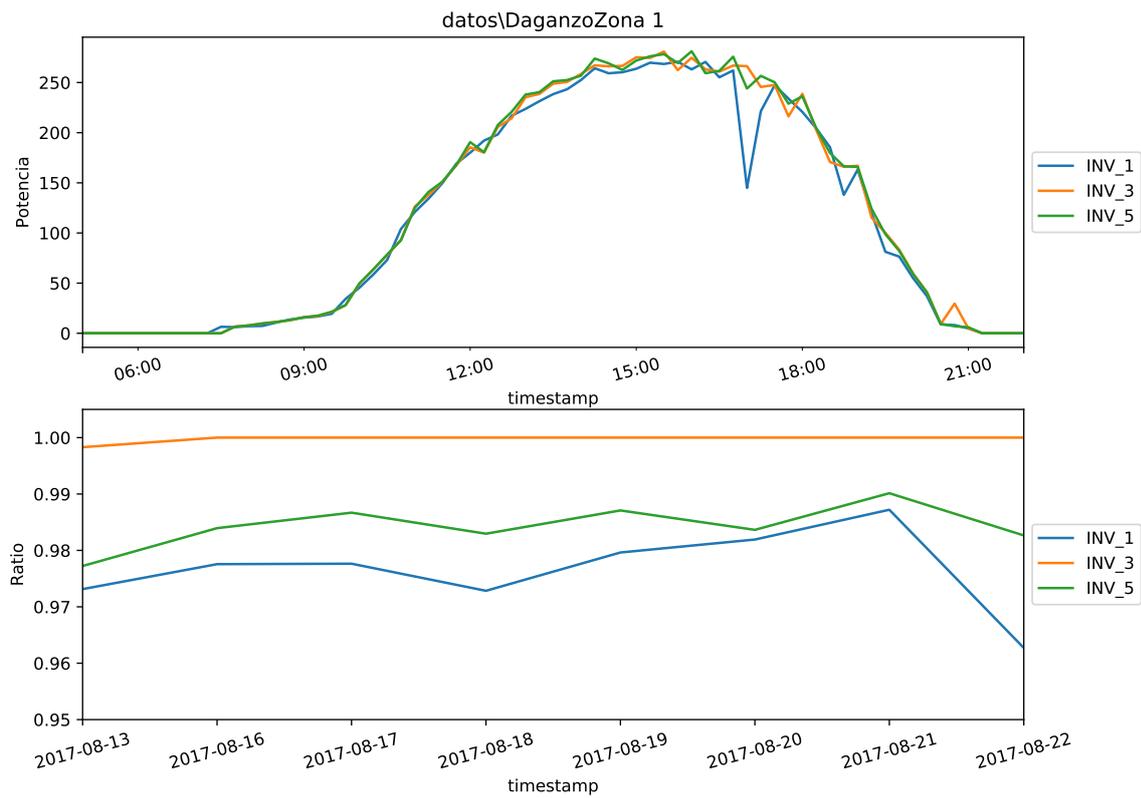
	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	12511.083	15332.301	0.816

Ratio ok

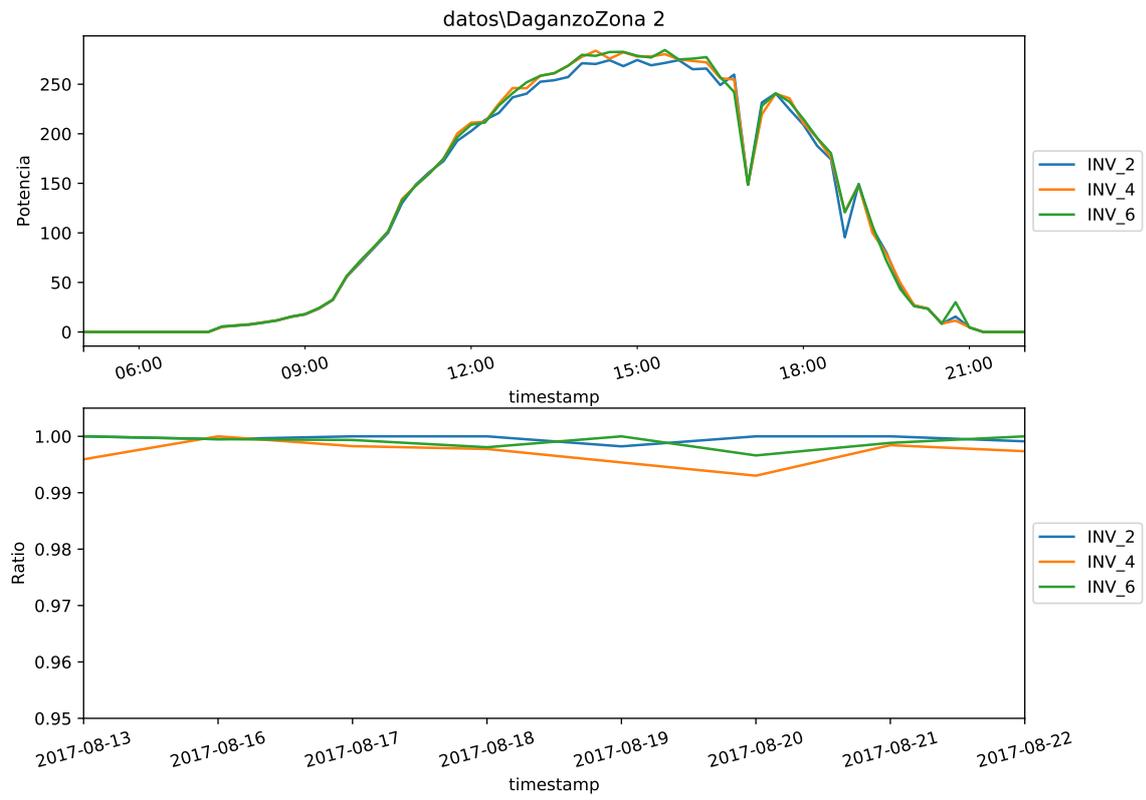
	INV1	INV3	INV5	INV2	INV4	INV6
2017-08-22	0.9627	1.0	0.9827	0.9991	0.9974	1.0

Cada caja supone un [0.125, 0.125, 0.125, 0.125, 0.125, 0.125] del total

Potencia inversor [378.4, 378.4, 378.4, 387, 387, 387]



ANEXO II: INFORME GENERADO



25. C-Meco

PR ok

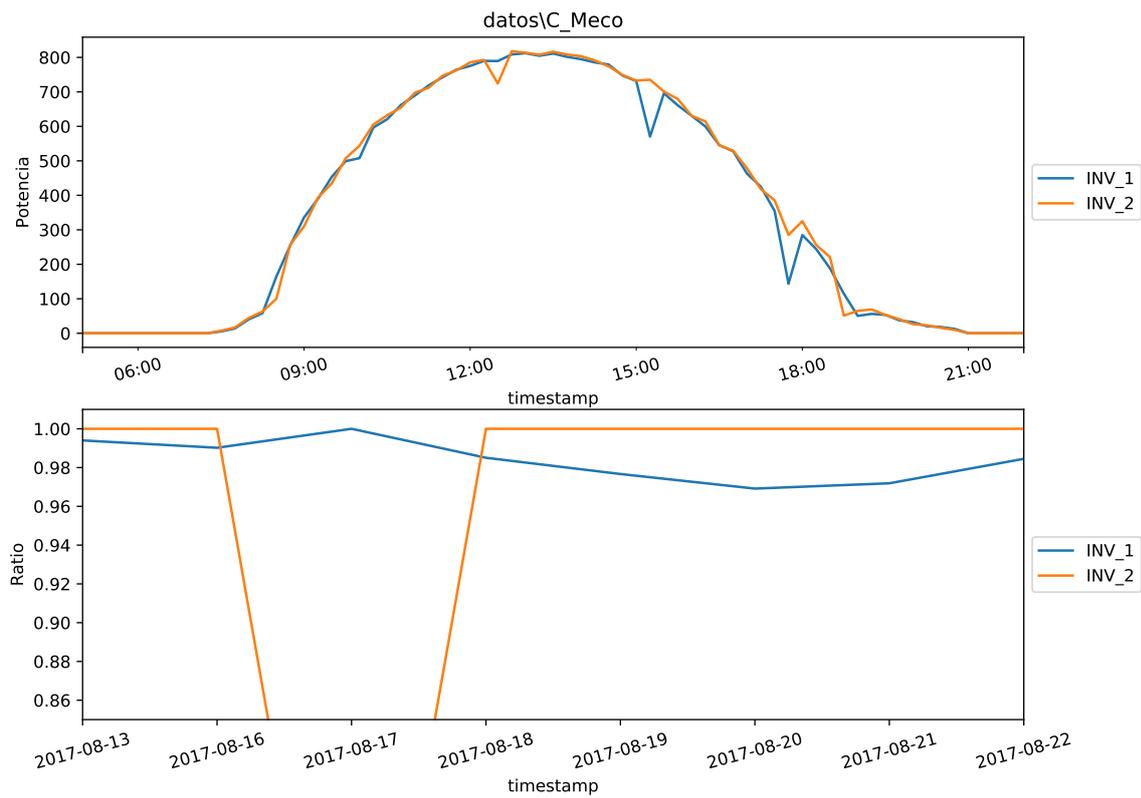
Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR	
2017-08-22	12335.014	16519.883	0.747

Ratio ok

INV1	INV2	
2017-08-22	0.9845	1.0

Cada caja supone un [0.055, 0.055] del total

Potencia inversor [1151.97, 1151.97]



26. TistrupXII

PR ok

	Inversores (Potencia)	Irradiancia	PR
2017-08-22	6379115.208	8479500.0	0.752

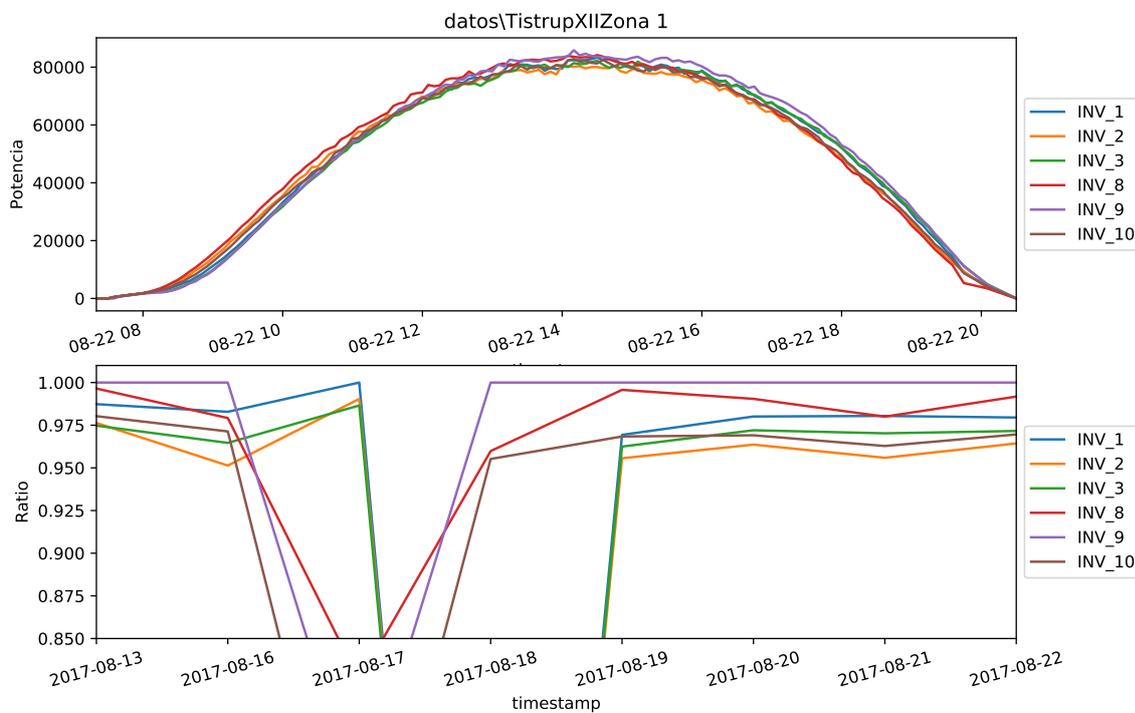
posible fallo en : ['INV-4']

	INV1	INV2	INV3	INV8	INV9	INV10	INV4
2017-08-22	0.9795	0.9643	0.9716	0.9918	1.0	0.9696	0.9484

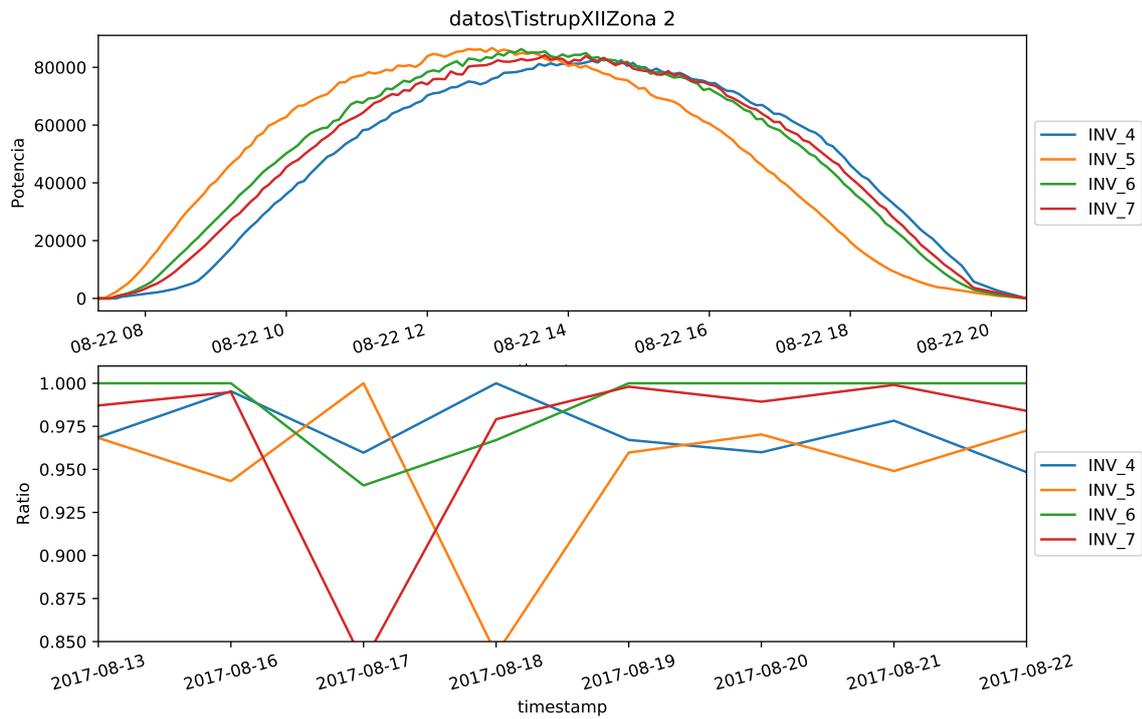
	INV5	INV6	INV7
2017-08-22	0.9725	1.0	0.984

Cada caja supone un [0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05, 0.05] del total

Potencia inversor [120000, 120000, 120000, 120000, 120000, 120000, 120000, 120000, 120000, 120000, 120000]



ANEXO II: INFORME GENERADO



Los inversores de la primera grafica tienen orientaciones parecidas.

El inversor 5 tiene orientacion SE y la inclinacion de sus cubiertas hace que empiece y acabe antes.

El inversor 4 tiene un arbol que afecta a varias series.

