

Monitoreo de sistemas fotovoltaicos

Módulo 1: fundamentos

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

Ing. Daniel Diez

www.cpef.org.mx

Contenido

- Importancia del monitoreo
- Parámetros eléctricos
- Variables Ambientales
- Indicadores de rendimiento
- Tipos de monitoreo

¿Qué es el monitoreo y por qué es clave en los sistemas fotovoltaicos?

- Definición de monitoreo según la RAE:
  - Supervisar o controlar algo o a alguien
  - Observar mediante aparatos especiales el curso de uno o varios par ámetros fisiológicos o de otra naturaleza para detectar posibles ano malías
- Es importante para:
  - Conocer el estado actual del sistema
  - Conocer el rendimiendo de la generación
  - Proponer posibles mejoras
  - Detectar, prevenir y diagnosticar anomalías, fallas, errores, etc.
  - En PPA y PPL es fundamental para mantener un control de la renta del sistema

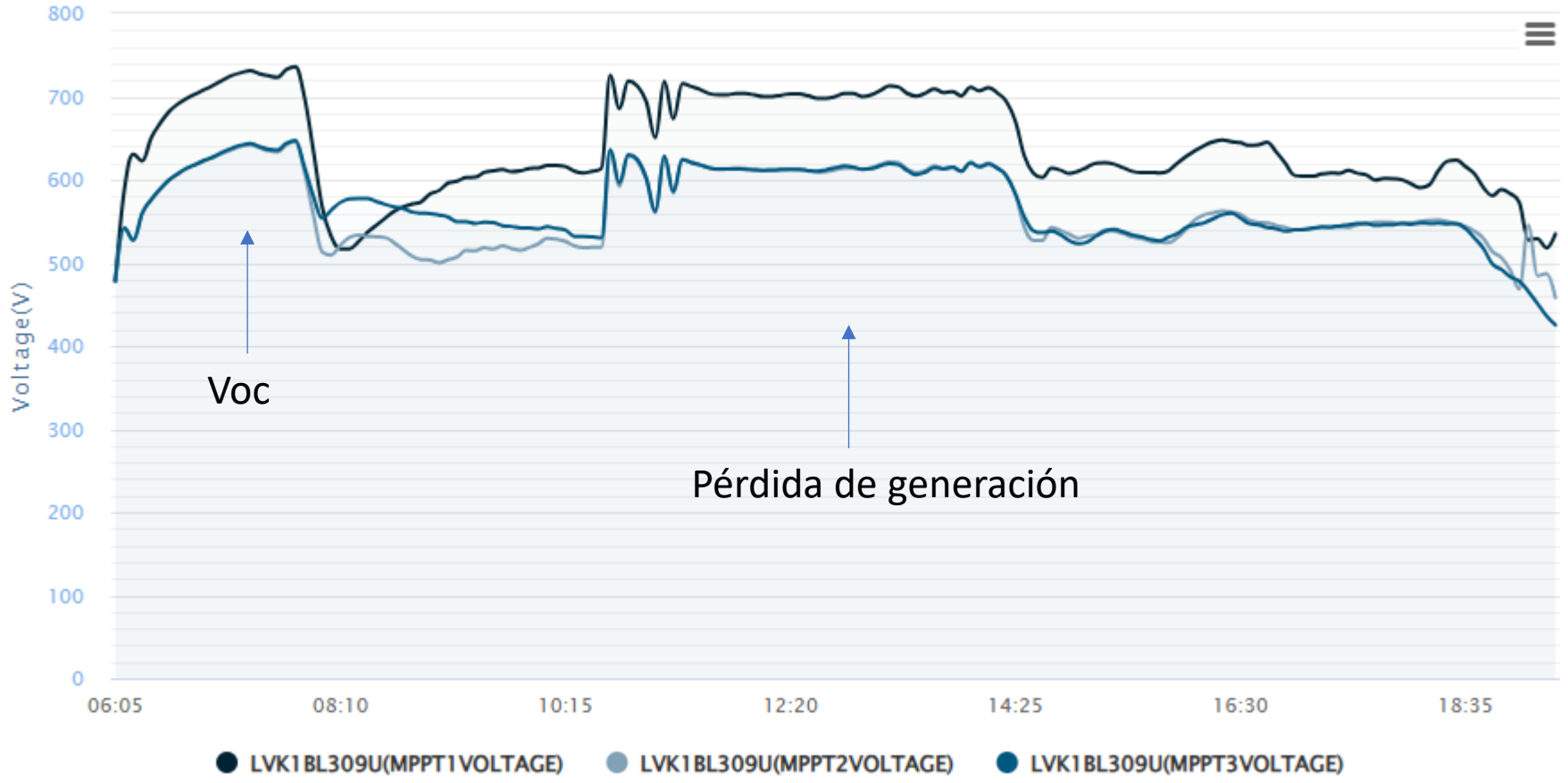
¿Qué es el monitoreo y por qué es clave en los sistemas fotovoltaicos?

- Permite la trazabilidad de las inversiones, ahorros, retornos, y demás parámetros financieros.
- Permite determinar cuando es necesario realizar el mantenimiento del sistema.
- Seguridad en arrendamientos (Bloqueo remoto).

Parámetros eléctricos: DC

- Tensión de mppt y string
- Mantienen un valor “Constante” a lo largo del día, con una caída desde el valor de circuito abierto hasta el de operación
- Se puede observar cómo varía la tensión en función de la “carga” en distintas situaciones: sombreado, nubosidad, pérdida de generación por apagones o bloqueos, comportamientos intermitentes.
- Algunos inversores y plataformas están habilitados para monitorear a nivel de cadena.

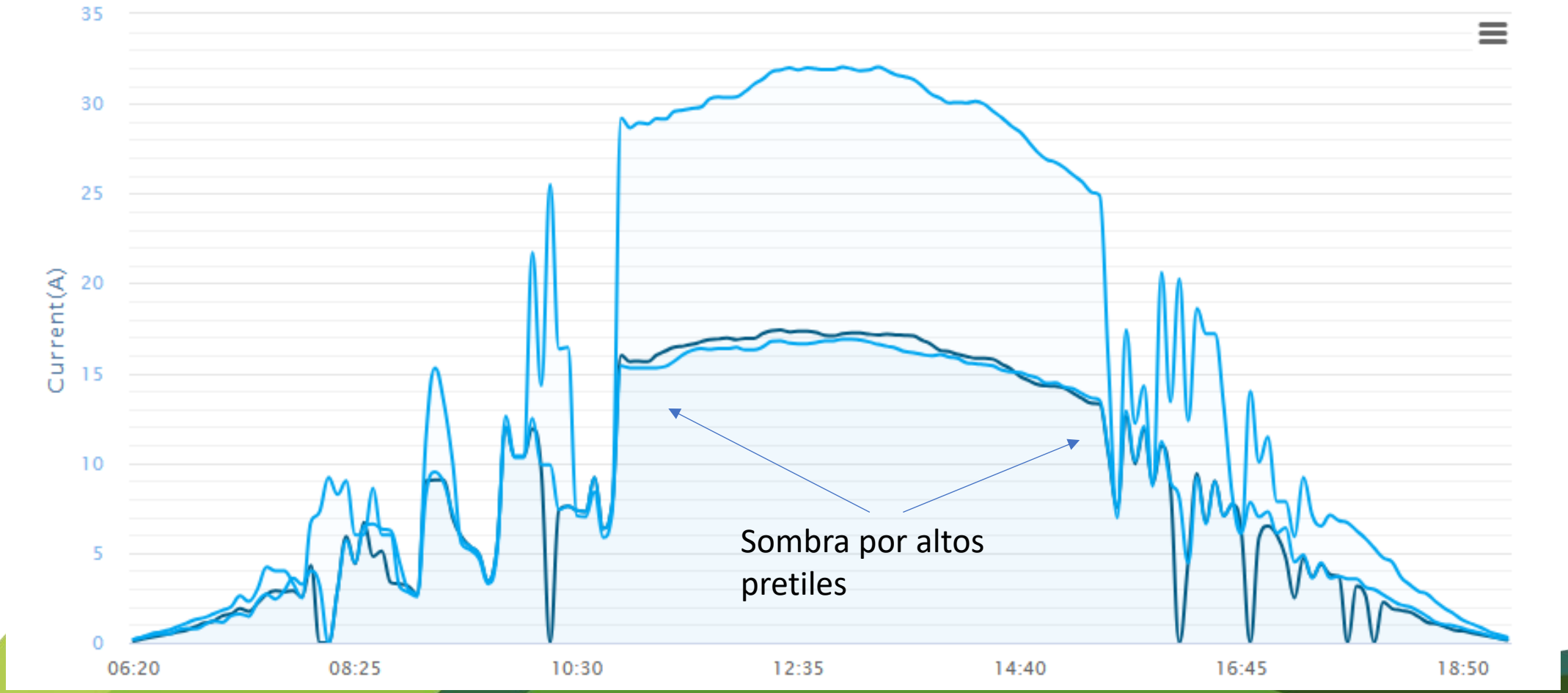
Parámetros eléctricos: DC



Parámetros eléctricos: DC

- Corriente de mppt y de string
- Comportamiento en forma de campana similar a la irradiancia, se observa como icrementa la potencia en función de la radiación directa que incide sobre el módulo
- El comportamiento es distinto en sistemas con tracker, sobredimensionados.
- Se puede observar cuando hay cadenas sin generar, debido al accionamiento de fusibles o interruptores automáticos, o fallas internas (String compartidos, derate).

Parámetros eléctricos: DC



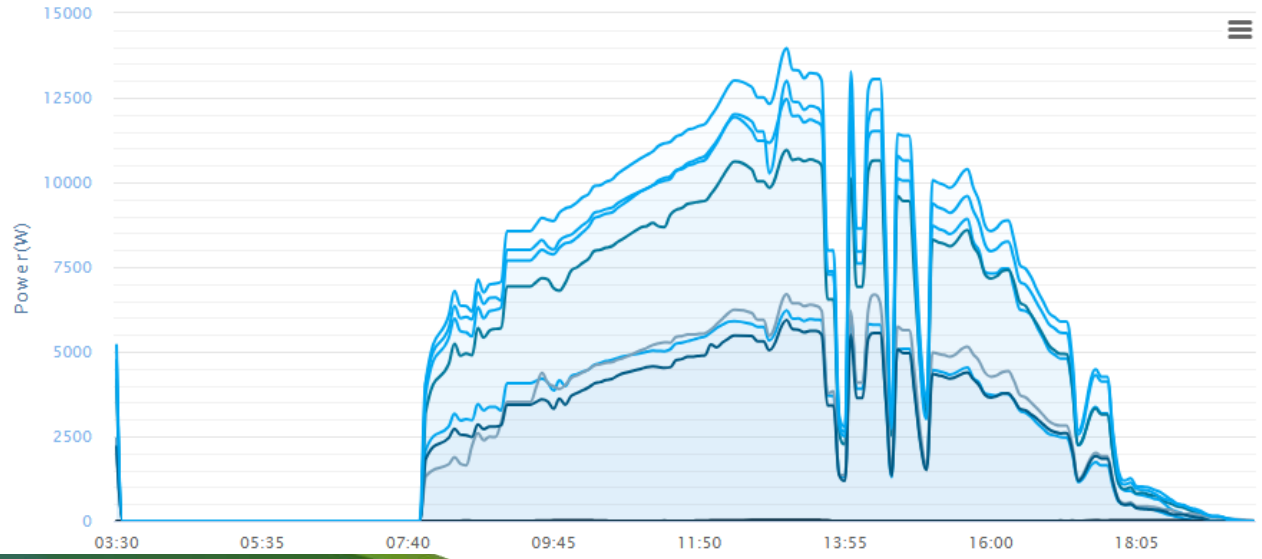
Parámetros eléctricos: DC

- Potencia por mppt, string y total.
- Permite trazar la potencia instantea desde una cadena invidual, por mppt, del inversor completo o del sistema completo.
- Puede ser indicador de un problema o bajo rendimiento en un circuito.

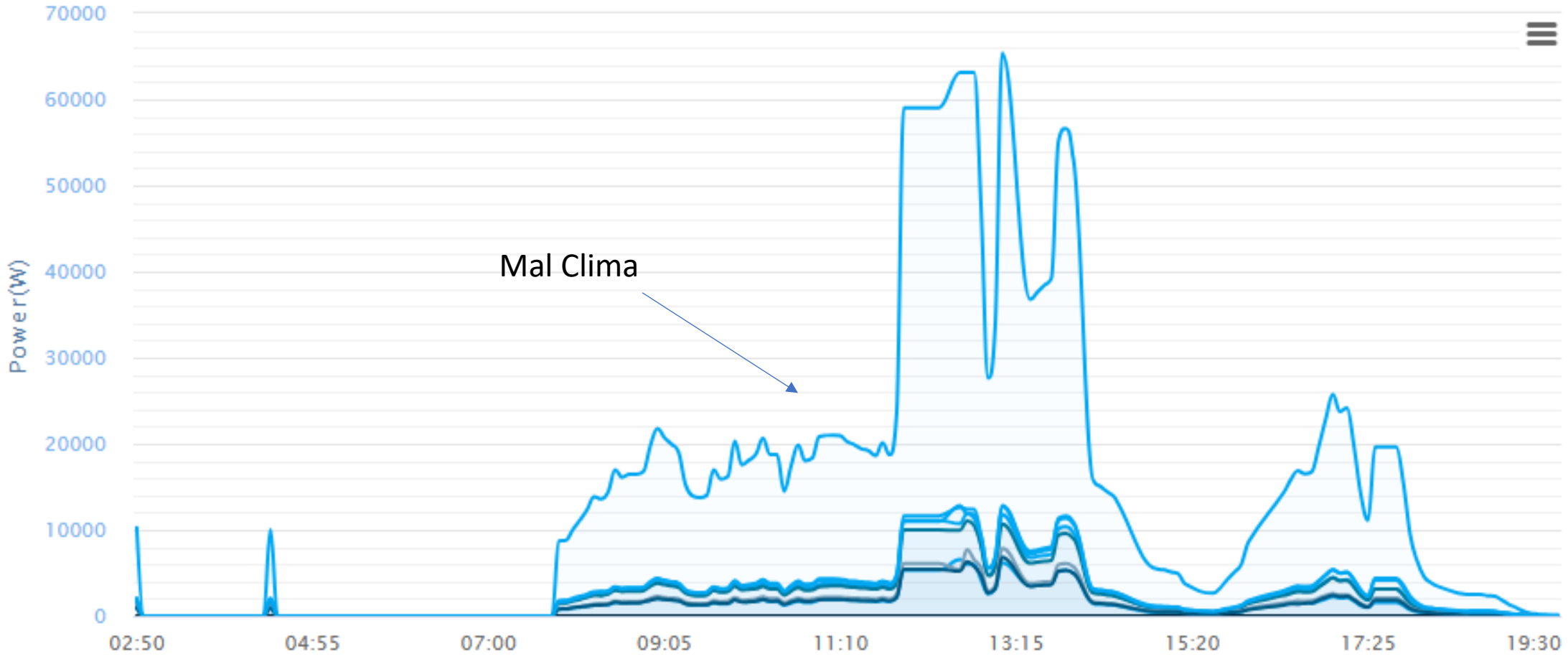
Parámetros eléctricos: DC



Pérdida de generación



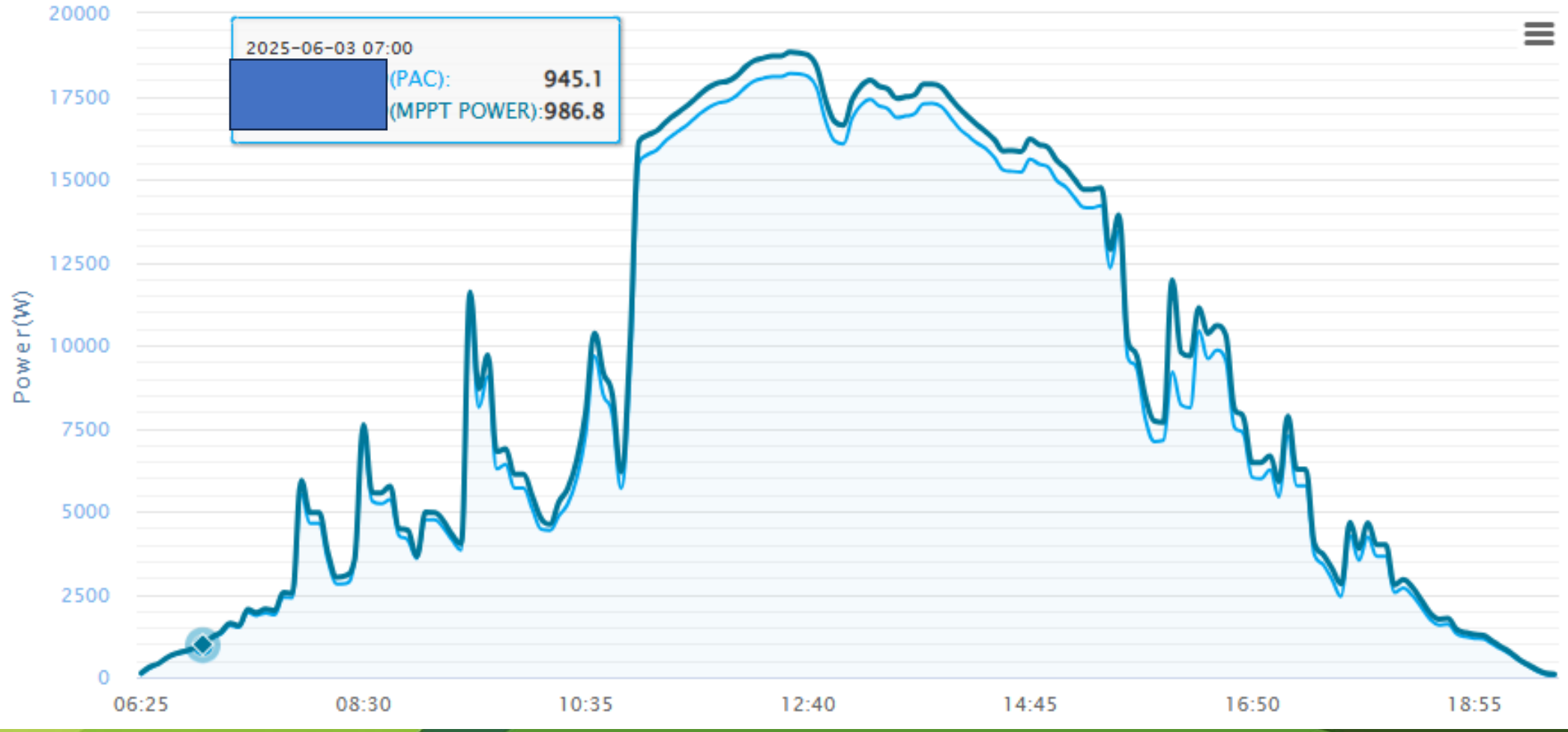
Parámetros eléctricos: DC



Parámetros eléctricos: AC

- Potencia activa, reactiva, aparente.
- Inversores que permiten modificar el factor de potencia, pueden visualizar las potencias activa, reactiva y aparente, instantáneas.
- Monitorear el comportamiento al modificar factor de potencia y analizar rendimiento de compensación reactiva.
- Visualizar potencia máxima nominal del inversor.
- Ayuda a visualizar bajo rendimiento o incluso pérdidas de generación debido a distintas causas (Fallas, mal clima).
- Limitación de potencia: Zero export o derate.

Parámetros eléctricos: DC



Parámetros eléctricos: AC



Parámetros eléctricos: AC

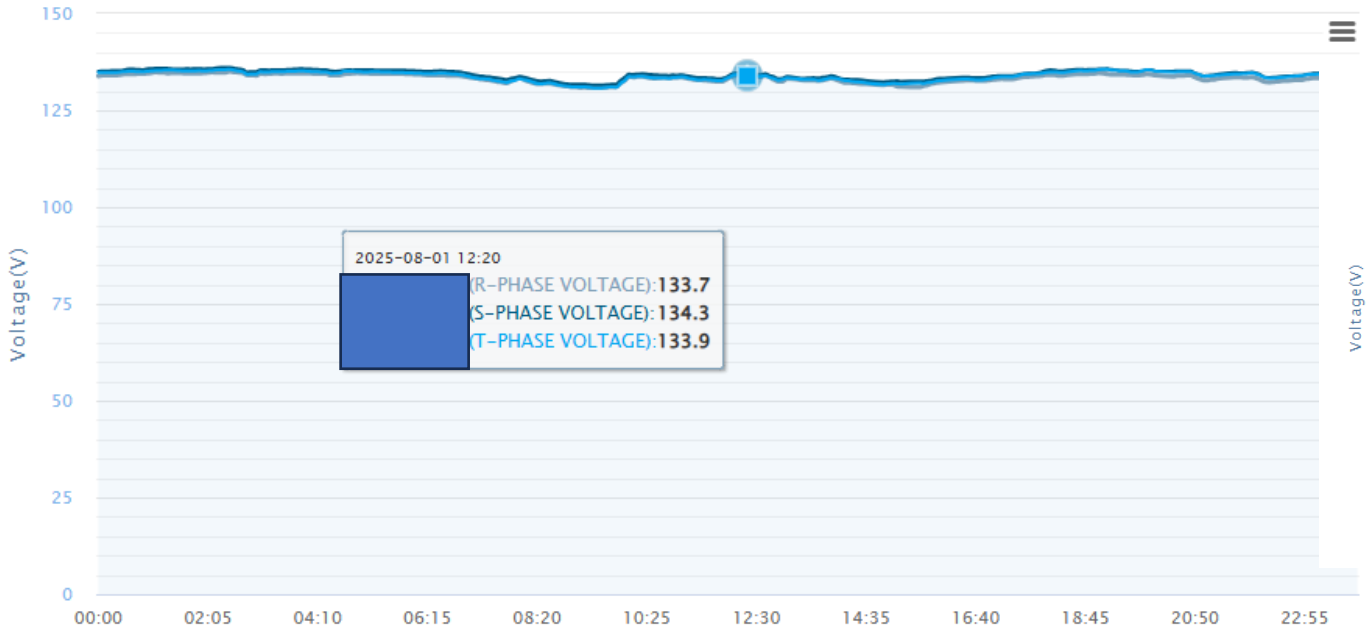
- Frecuencia de la red
- Ayuda a determinar si existe pérdida de la red, o variaciones en la misma
- Se verifica el cumplimiento normativo



Parámetros eléctricos: AC

- Ténsión de línea y fase
- Comportamiento prácticamente constante a lo largo del día.
- Se observa incremento de tensión debido a compensación de la carga en el punto de interconexión.
- Se puede determinar alguna falla o estado del sistema eléctrico donde se está instalado el sistema: saturación del transformador, variaciones y desbalances de tensión, interrupciones, pérdida de fase, cargas grandes, etc.
- Verificar rango de operación, cumplimiento normativo

Parámetros eléctricos: AC





Parámetros eléctricos: AC



Parámetros eléctricos: AC

- Corriente de salida
- Permite conocer cuando hay pérdidas de generación, desbalance en las fases, o variaciones en la generación por distintas causas.

Parámetros eléctricos: AC

- Factor de potencia
- Verificar los ajustes establecidos: Factor de potencia fijo, curva personalizada, variación en función de variables.
- Monitorear la variación.

Variables ambientales

- Temperatura:
  - Ambiental
  - Del módulo
  - Inversor
  - IGBT's
- Velocidad del viento
- Irradiancia

- Permiten determinar las condiciones ambientales y correlacionar el comportamiento de la generación con la variación de las condiciones en el ambiente y determinar el rendimiento unitario y normalidad de un comportamiento. También permite conocer la energía esperada

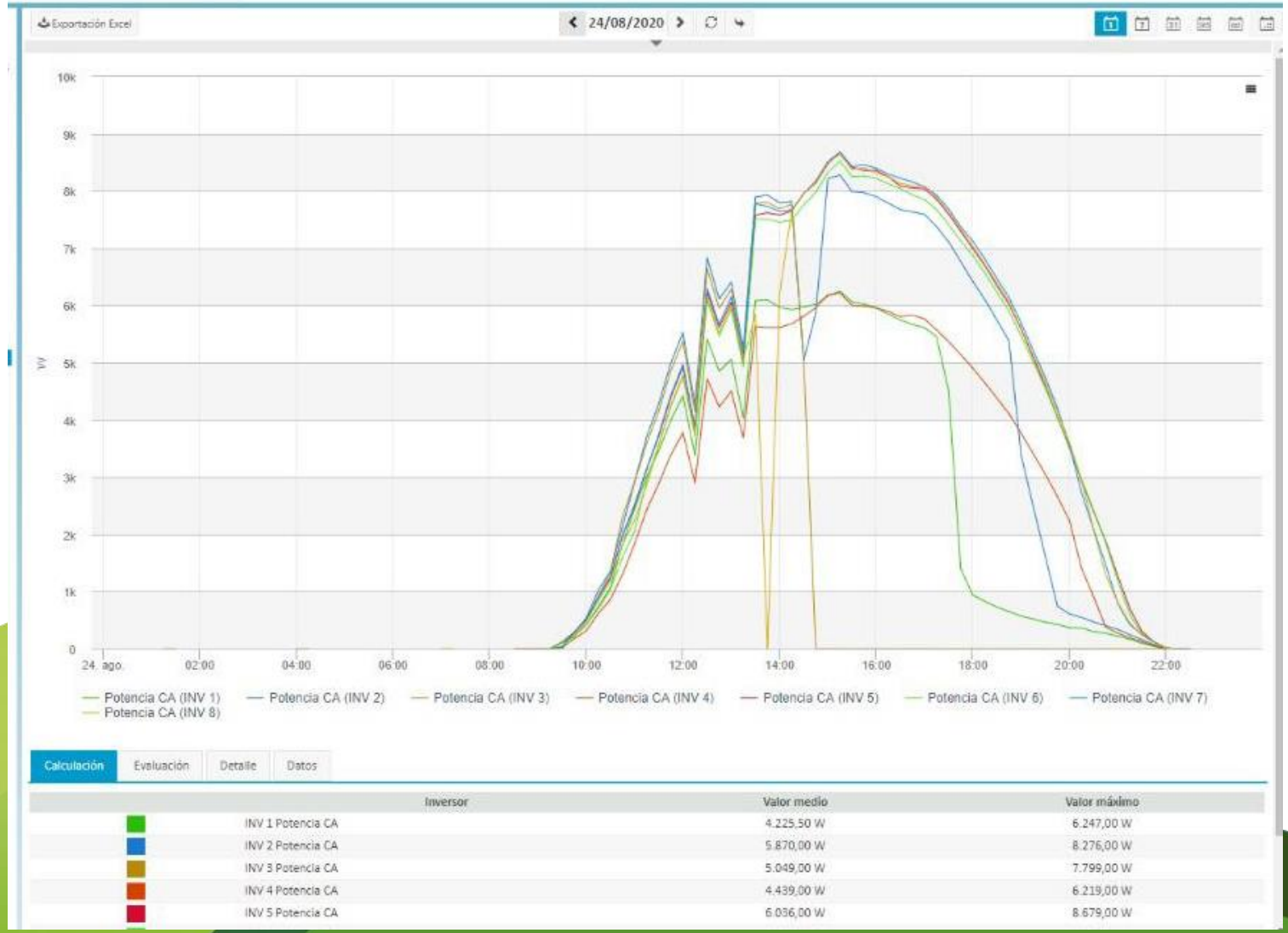
Indicadores de rendimiento

- Performance Ratio:
  - Rendimiento general del sistema, la razón entre el valor obtenido al final de un periodo y la energía esperada en ese periodo, representado como porcentaje.
  - $\%PR = (100)\left(\frac{E_R}{E_e}\right)$
- Rendimiento específico:
  - Razón de la energía entre la capacidad instalada, determina la cantidad de energía (kWh) que puede generar, o generó un sistema por cada kWp instalado. Permite comparar distintos sistemas o periodos o circuitos de un mismo sistema en el tiempo.

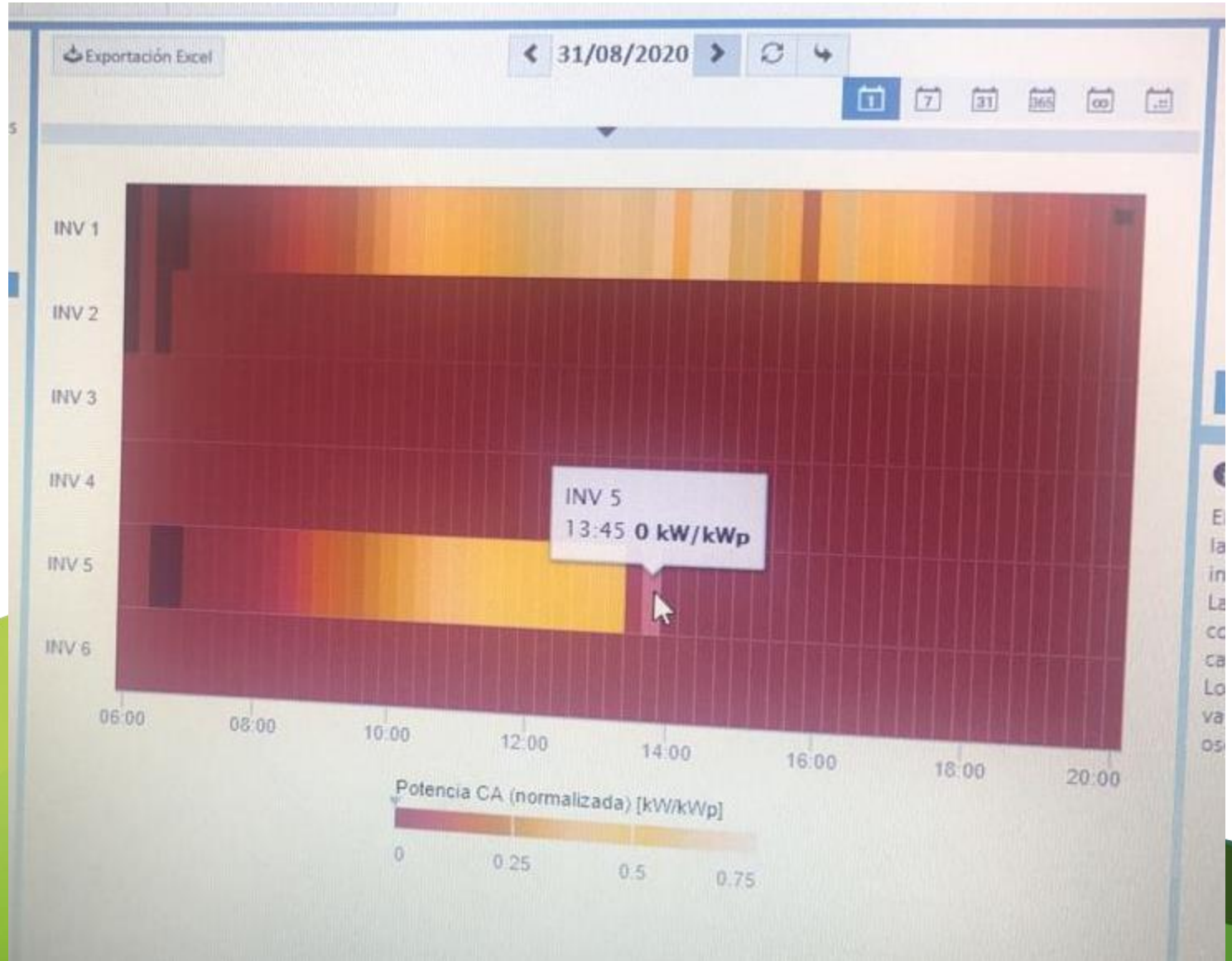
Indicadores de rendimiento

- Degradación:
  - Variable indirecta, se obtiene analizando el P.R. a lo largo de varios años, comparando el total de la generación. Se apreciará el decremento a lo largo del tiempo. Se puede validar con herramientas estadísticas y variables auxiliares como irradiación.

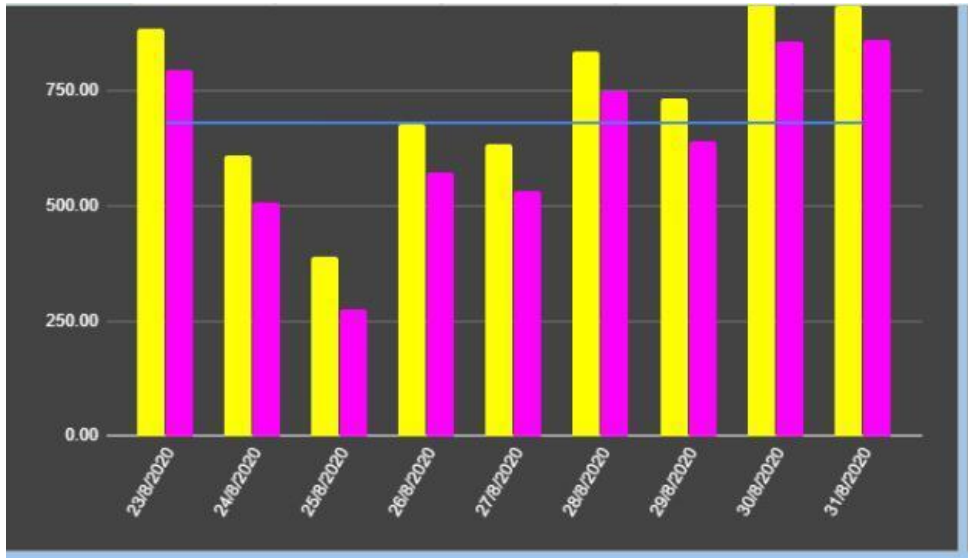
Ejemplos

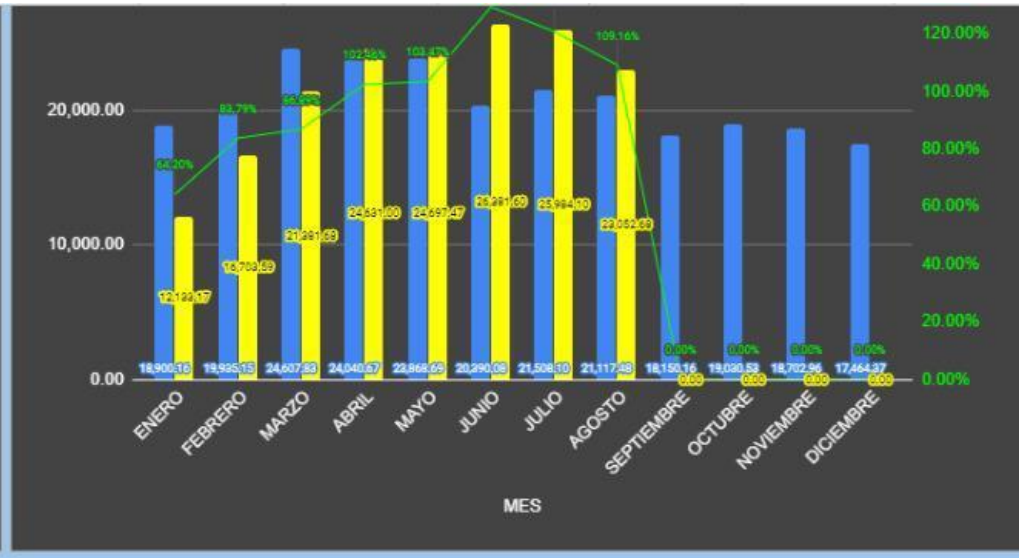

Exportación Excel
24/08/2020
10k
9k
8k
7k
6k
5k
4k
3k
2k
1k
0
W
24. ago.
02:00
04:00
06:00
08:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
22:00
Potencia CA (INV 1)
Potencia CA (INV 2)
Potencia CA (INV 3)
Potencia CA (INV 4)
Potencia CA (INV 5)
Potencia CA (INV 6)
Potencia CA (INV 7)
Potencia CA (INV 8)
Calculación
Evaluación
Detalle
Datos
Inversor
Valor medio
Valor máximo
INV 1 Potencia CA
4.225,50 W
6.247,00 W
INV 2 Potencia CA
5.870,00 W
8.276,00 W
INV 3 Potencia CA
5.049,00 W
7.799,00 W
INV 4 Potencia CA
4.439,00 W
6.219,00 W
INV 5 Potencia CA
6.036,00 W
8.679,00 W

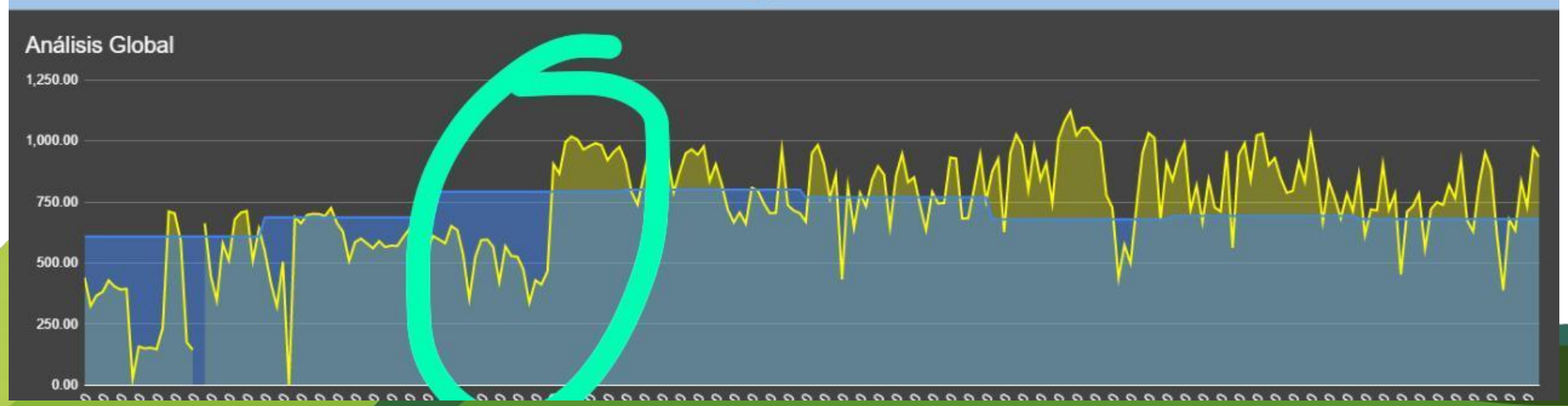
Ejemplos


Exportación Excel
31/08/2020
INV 1
INV 2
INV 3
INV 4
INV 5
INV 6
INV 5
13:45 0 kW/kWp
06:00
08:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
Potencia CA (normalizada) [kW/kWp]
0
0.25
0.5
0.75

Ejemplos


750.00
500.00
250.00
0.00
23/8/2020
24/8/2020
25/8/2020
26/8/2020
27/8/2020
28/8/2020
29/8/2020
30/8/2020
31/8/2020

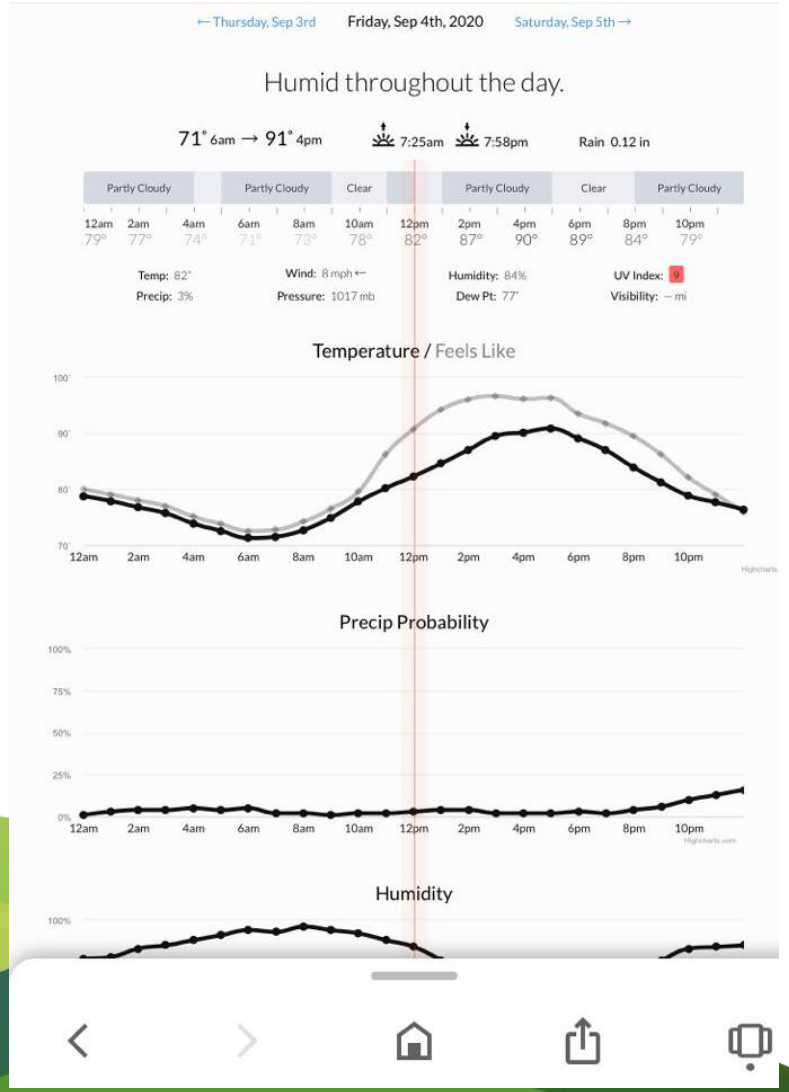

20,000.00
10,000.00
0.00
120.00%
100.00%
80.00%
60.00%
40.00%
20.00%
0.00%
ENERO
FEBRERO
MARZO
ABRIL
MAYO
JUNIO
JULIO
AGOSTO
SEPTIEMBRE
OCTUBRE
NOVIEMBRE
DICIEMBRE
MES


Análisis Global
1,250.00
1,000.00
750.00
500.00
250.00
0.00

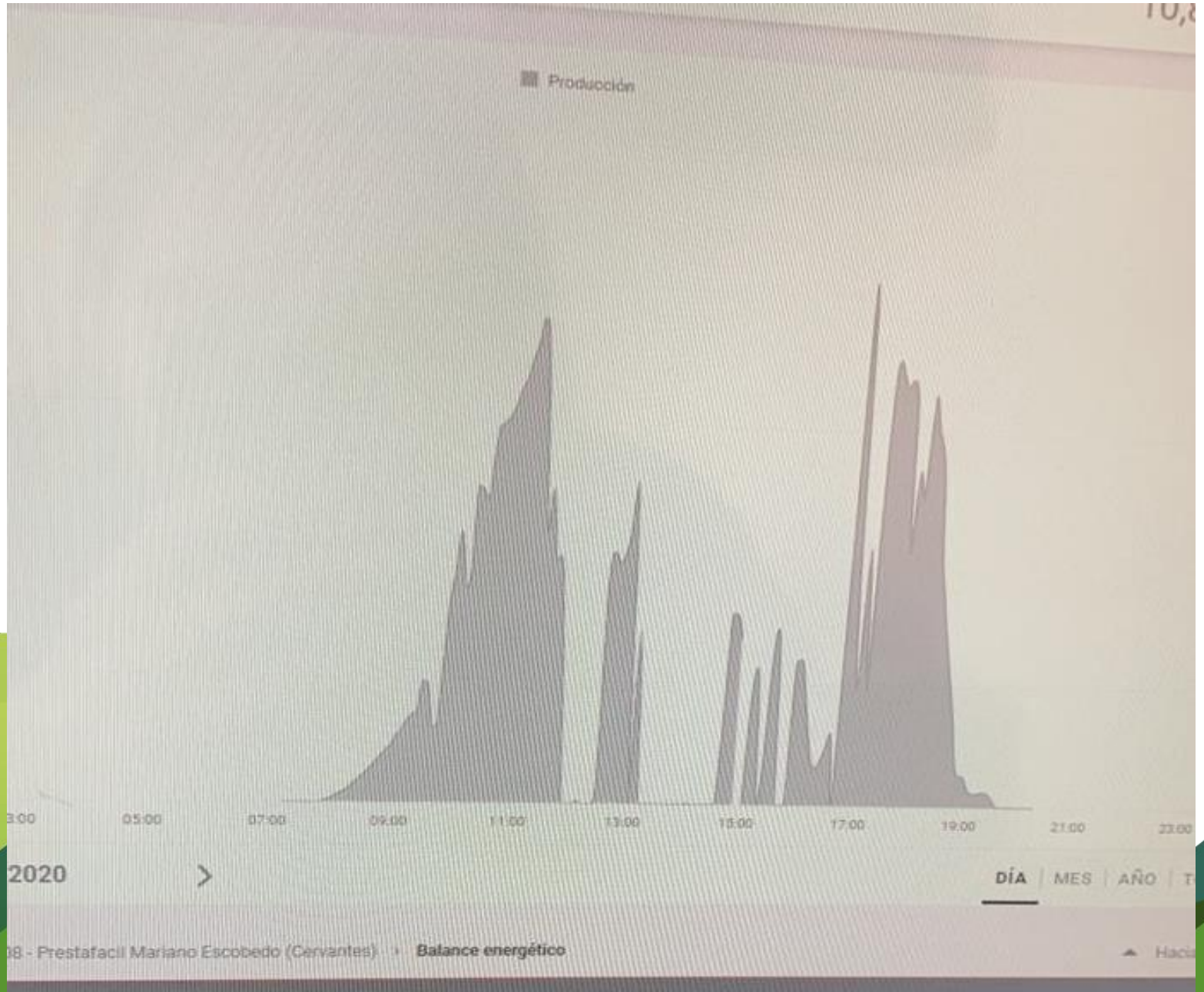
Ejemplos


1D 7D 30D 12M WTD MTD YTD
2020-08-27 - 2020-09-02
CSV
Salida de CA
Entrada de CC
Canal de entrada de CC
Potencia
Energía
Corriente
Voltaje
Simetría
Aug 27
Aug 28
Aug 29
Aug 30
Aug 31
Sep 01
Sep 02

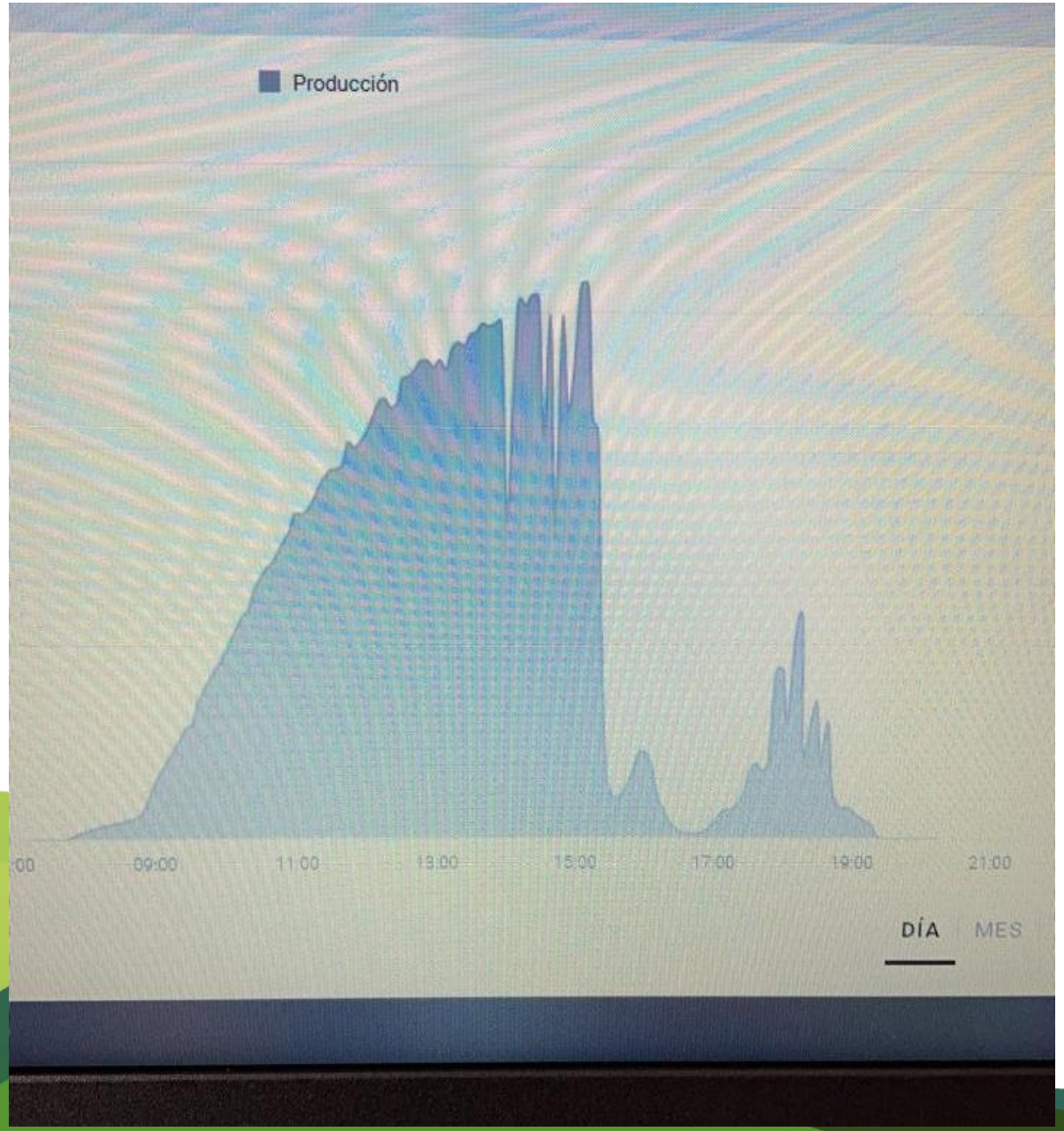
Ejemplos


← Thursday, Sep 3rd
Friday, Sep 4th, 2020
Saturday, Sep 5th →
Humid throughout the day.
71° 6am → 91° 4pm
7:25am
7:58pm
Rain 0.12 in
Partly Cloudy
Partly Cloudy
Clear
Partly Cloudy
Clear
Partly Cloudy
12am 2am 4am 6am 8am 10am 12pm 2pm 4pm 6pm 8pm 10pm
79° 77° 74° 71° 73° 78° 82° 87° 90° 89° 84° 79°
Temp: 82°
Precip: 3%
Wind: 8 mph ←
Pressure: 1017 mb
Humidity: 84%
Dew Pt: 77°
UV Index:
Visibility: – mi
Temperature / Feels Like
100°
90°
80°
70°
12am 2am 4am 6am 8am 10am 12pm 2pm 4pm 6pm 8pm 10pm
Precip Probability
100%
75%
50%
25%
0%
12am 2am 4am 6am 8am 10am 12pm 2pm 4pm 6pm 8pm 10pm
Humidity
100%

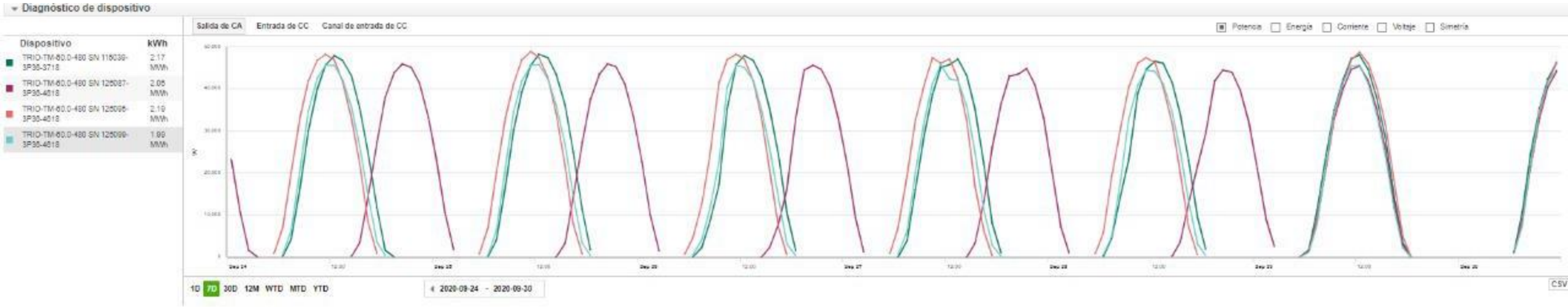
Ejemplos


Producción
05:00
07:00
09:00
11:00
15:00
17:00
19:00
21:00
2020
DÍA
MES
AÑO
Balance energético

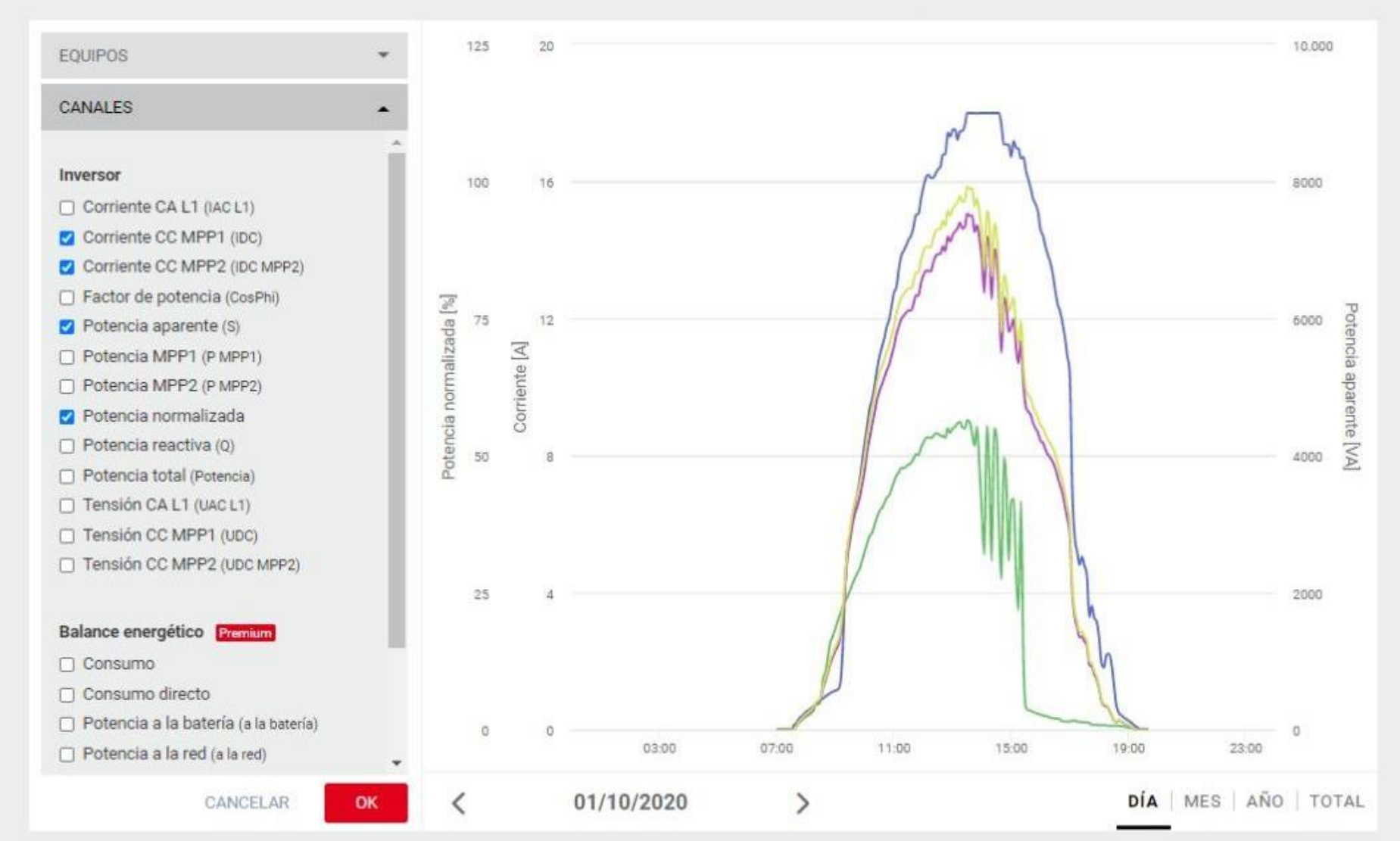
Ejemplos



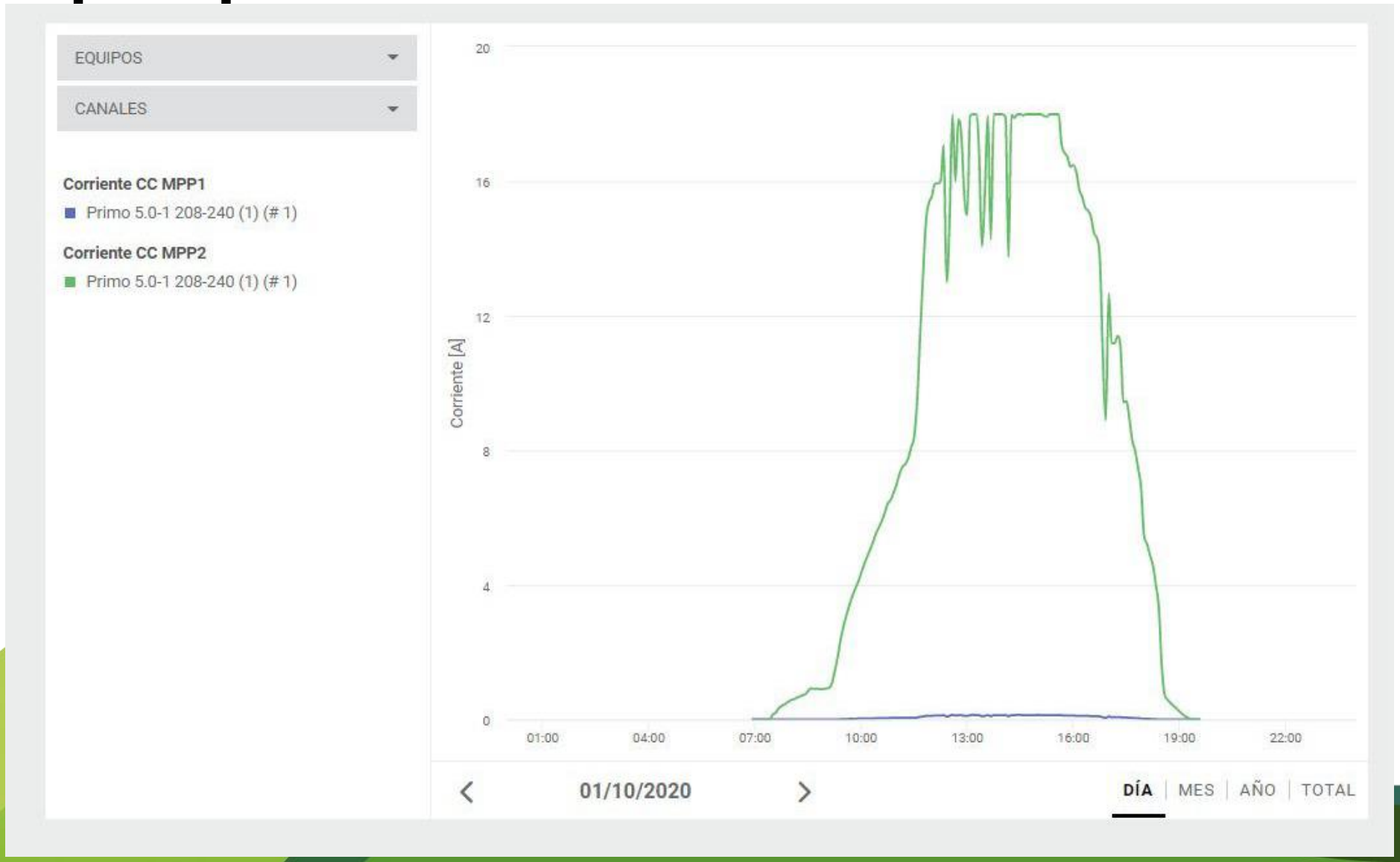
Ejemplos


Diagnóstico de dispositivo
Salida de CA
Entrada de CC
Canal de entrada de CC
Potencia
Energía
Corriente
Voltaje
Simetría
Dispositivo
kWh
1D
7D
30D
12M
WTD
MTD
YTD
2020-09-24 - 2020-09-30
CSV

Ejemplos


EQUIPOS
CANALES
Inversor
Corriente CA L1 (IAC L1)
Corriente CC MPP1 (IDC)
Corriente CC MPP2 (IDC MPP2)
Factor de potencia (CosPhi)
Potencia aparente (S)
Potencia MPP1 (P MPP1)
Potencia MPP2 (P MPP2)
Potencia normalizada
Potencia reactiva (Q)
Potencia total (Potencia)
Tensión CA L1 (UAC L1)
Tensión CC MPP1 (UDC)
Tensión CC MPP2 (UDC MPP2)
Balance energético Premium
Consumo
Consumo directo
Potencia a la batería (a la batería)
Potencia a la red (a la red)
CANCELAR
OK
Potencia normalizada [%]
Corriente [A]
Potencia aparente [VA]
125
100
75
50
25
0
20
16
12
8
4
0
10.000
8000
6000
4000
2000
0
03:00
07:00
11:00
15:00
19:00
23:00
01/10/2020
DÍA
MES
AÑO
TOTAL

Ejemplos


EQUIPOS
CANALES
Corriente CC MPP1
Primo 5.0-1 208-240 (1) (# 1)
Corriente CC MPP2
Primo 5.0-1 208-240 (1) (# 1)
20
16
12
8
4
0
Corriente [A]
01:00
04:00
07:00
10:00
13:00
16:00
19:00
22:00
01/10/2020
DÍA
MES
AÑO
TOTAL

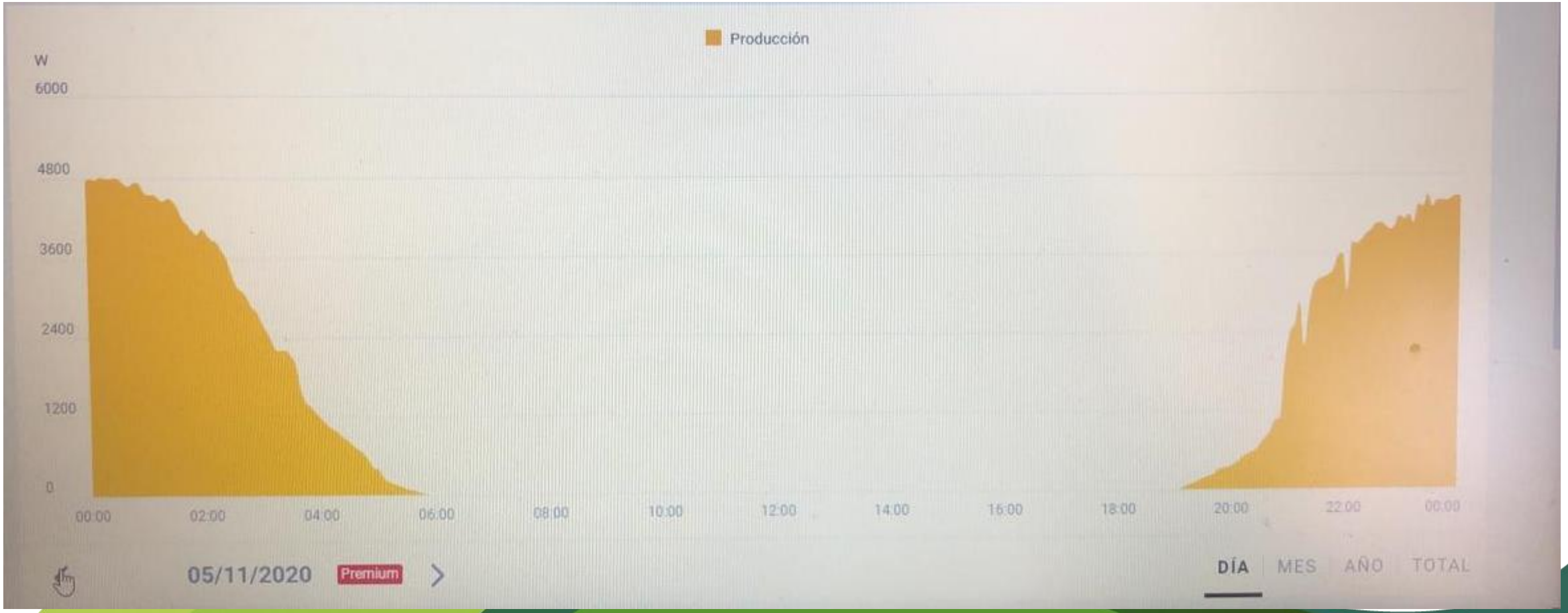
Ejemplos


C MPP1
0-1 208-240 (1) (# 1)
C MPP2
0-1 208-240 (1) (# 1)
20
16
12
8
4
0
Corriente [A]
00:00
03:00
06:00
09:00
12:00
15:00
18:00
21:00
00:00
29/01/2020
DÍA
MES
AÑO
TOTAL

Ejemplos


Producción
000
3200
2400
1600
800
0
01:00
03:00
05:00
07:00
09:00
11:00
13:00
15:00
17:00
19:00
21:00
23:00

Ejemplos


Producción
W
6000
4800
3600
2400
1200
0
00:00
02:00
04:00
06:00
08:00
10:00
12:00
14:00
16:00
18:00
20:00
22:00
00:00
05/11/2020
Premium
DÍA
MES
AÑO
TOTAL

Ejemplos


2023-02-27
Time
Day
Month
Year
Export
8000
7000
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
Power(W)
07:25
09:30
11:35
13:40
15:45
17:50
Mostrar todo

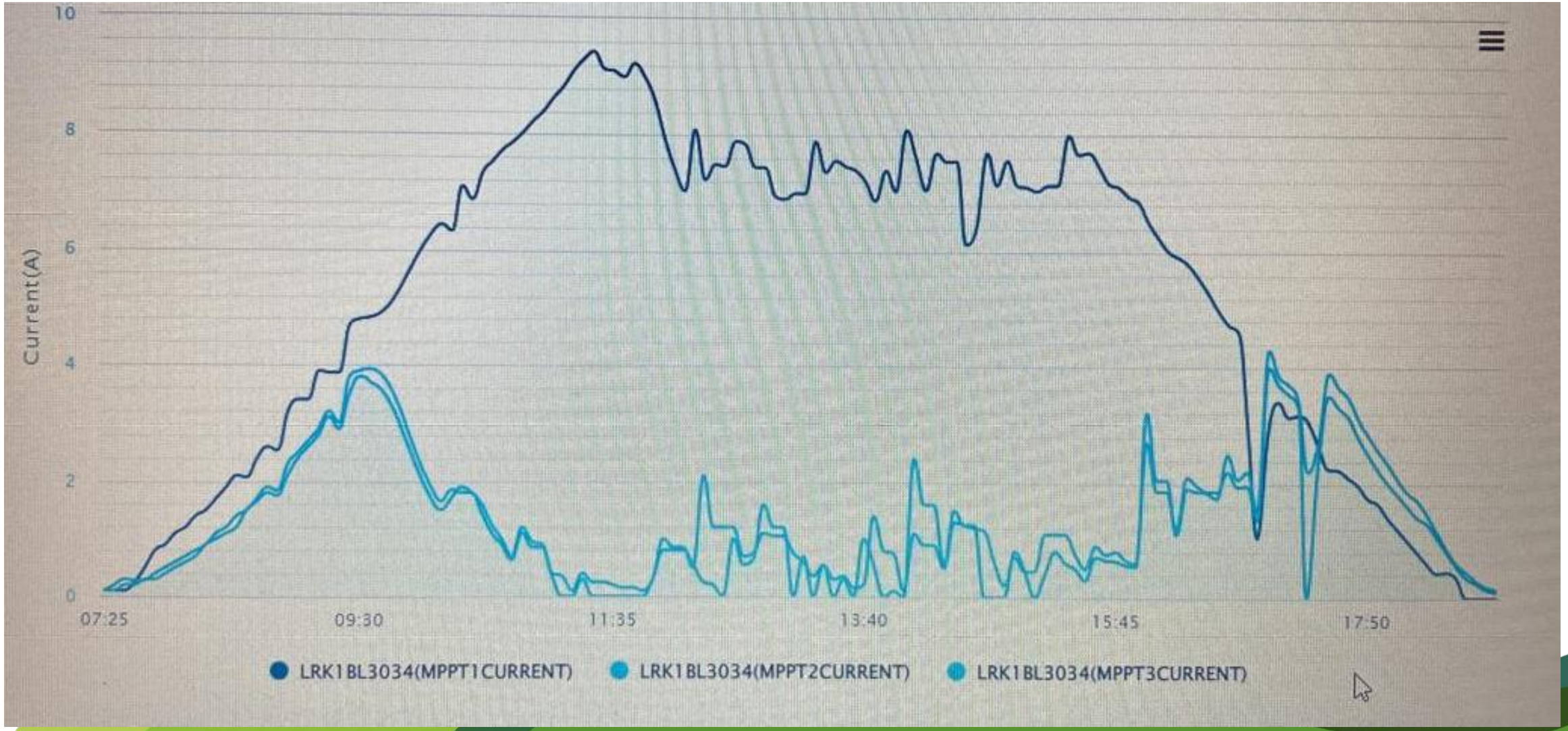
Ejemplos


04:00
07:00
10:00
13:00
16:00
19:00
22:00
20/06/2021
DÍA
MES
AÑO
TOTAL

Ejemplos


04:00
07:00
10:00
13:00
16:00
19:00
22:00
20/06/2021
DÍA
MES
AÑO
TOTAL

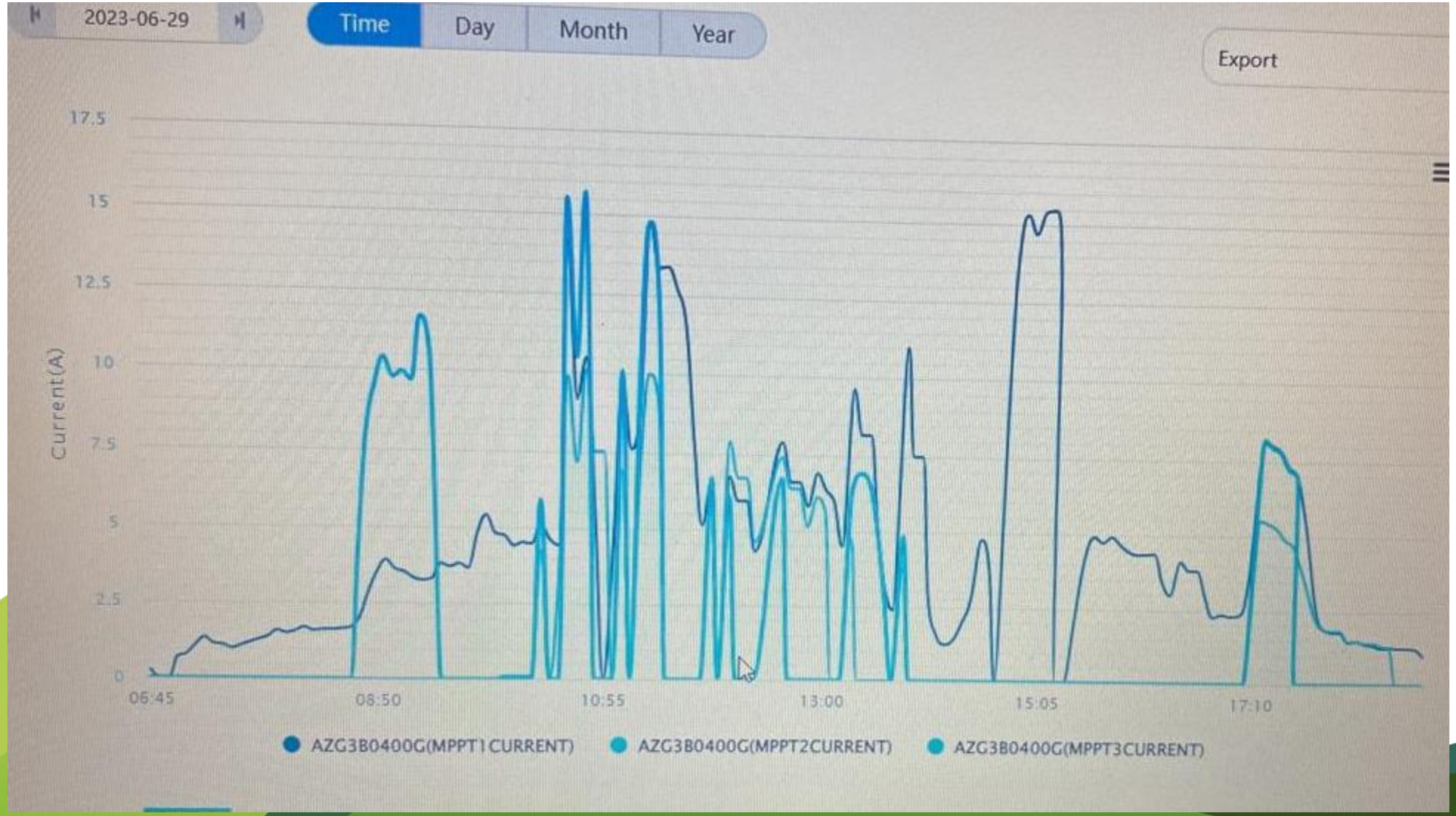
Ejemplos


10
8
6
4
2
0
Current(A)
07:25
09:30
11:35
13:40
15:45
17:50
LRK1BL3034(MPPT1CURRENT)
LRK1BL3034(MPPT2CURRENT)
LRK1BL3034(MPPT3CURRENT)

Ejemplos


2023-03-23
Time
Day
Month
Year
7000
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
Power(W)
07:35
09:40
11:45
13:50
15:55
18:00

Ejemplos


2023-06-29
Time
Day
Month
Year
Export
17.5
15
12.5
10
7.5
5
2.5
0
Current(A)
06:45
08:50
10:55
13:00
15:05
17:10
AZG3B0400G(MPPT1CURRENT)
AZG3B0400G(MPPT2CURRENT)
AZG3B0400G(MPPT3CURRENT)

Ejemplos


8000
6000
4000
2000
0
07:20
09:25
13:35
15:40
17:45
2025-01-19 13:00
LRKKE6401D(PAC): 6079.4
LRKKE6401D(MPPT1POWER): 0.0
LRKKE6401D(MPPT2POWER): 3203.4
3212.2
LRKKE6401D(PAC)
LRKKE6401D(MPPT1POWER)
LRKKE6401D(MPPT2POWER)
LRKKE6401D(MPPT3POWER)

Ejemplos


2025-02-09
Hour
Day
Month
Year
Export
40
35
30
25
20
15
10
5
0
Current(A)
08:20
10:25
12:30
14:35
16:40
18:45
MWK2BM600H(MPPT1CURRENT)
MWK2BM600H(MPPT2CURRENT)
MWK2BM600H(MPPT3CURRENT)



Gracias.

Ing. Daniel Diez

LinkedIn: Daniel Diez
danieldiezsg@gmail.com

www.cpef.org.mx



CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

Taller O&M
Análisis de fallas comunes

Ing. Daniel Diez

www.cpef.org.mx

Contenido

- Fallas:
- Inversores:
  - Configuración y perfil de red
    - Voltaje fuera de rango
    - Frecuencia fuera de rango
    - Derating
    - Actualización de firmware
  - Fallas internas
    - Falla de comunicación interna
    - Falla de relevador
    - Corto circuito interno
    - Falla del sensor de temperatura (Alerta de sobre temperatura)
- Fallas en la instalación del inversor:
  - Sobre temperatura (Instalación incorrecta)
  - Falta de puesta a tierra
  - Falta de neutro
  - Secuencia de fase incorrecta
  - Falla de arco
  - Falla de aislamiento
  - Corriente de fuga
- Eléctrico
  - Falla de aislamiento
  - Sobrecalentamiento del cableado
  - Puntos calientes
  - Corriente en tierra
  - Altos armónicos
  - Neutro flotante
  - Variaciones de tensión
  - Sulfatación
- Paneles:
  - Puntos calientes
  - Babas de caracol
  - Micro fisuras
  - PID y falla de aislamiento
  - Mecánico estructural:
  - Falta de torque
  - Par galvánico y corrosión
  - Torque excesivo
- Operativas
  - Baja producción
  - Suciedad
  - Sombreamiento

Fallas de inversores

- Configuración y perfil de red:
  - Es necesario configurar correctamente el inversor ya que estos se fabrican para operar en distintos lugares del mundo
  - Los perfiles varían dependiendo de la marca y las recomendaciones del fabricante:
    - Solis: MEX-CFE
    - Huawei: IEC 61727-60Hz
    - Growatt: No aplica, rango 198V-264V
    - Canadian Solar: ABNT NBR 16149-240
  - Hay casos donde es necesario ampliar los rangos de operación de tensión (Debe ser acorde a las normas aplicables como el código de red 2.0 o especificaciones de CFE)

Fallas de inversores

- Configuración y perfil de red:
  - Cuando no se configura correctamente se presentan las alertas:
    - Voltaje fuera de rango
    - Frecuencia fuera de rango

Fallas de inversores

- Configuración y perfil de red:
  - Derating: Es una reducción de potencia debido a una incorrecta configuración. La gráfica de potencia es errática o se corta en cierto límite. Es necesario solicitar apoyo al fabricante o distribuidor.
  - Actualización de firmware: Los inversores se fabrican a lo largo del año con una versión base, y se generan actualizaciones conforme surgen problemas de programación. Se puede solicitar al fabricante o distribuidor, y soluciona una buena parte de los problemas (Funcionamiento errático, derating, errores aleatorios)

Fallas de inversores

- Fallas internas:
  - Falla de comunicación interna: Una falla entre las tarjetas de control y de potencia, generalmente debido a un daño en las mismas o en los conectores flex.
  - Falla de relevador: El relevador desconecta la salida del inversor de la red eléctrica, como protección anti-isla. Es un elemento mecánico y tiene desgaste. También puede surgir derivado a una falla en la tarjeta donde se procesa la corriente alterna.
  - Corto circuito interno: tanto en la entrada DC como salida AC, derivado de una falla o daño interno, como uso incorrecto. Se comprueba midiendo tensión en paralelo, o continuidad entre + y – en DC. En AC únicamente continuidad entre fases y tierra y neutro. Este corto se da en las tarjetas MPPT y de potencia.

Fallas de inversores

- Fallas internas:
  - Falla del sensor de temperatura: El inversor presentará falla por sobretemperatura, o una alerta intermitente, pero al revisar los datos internos, la temperatura estará en un valor fijo como -40°C. Al no conocer la temperatura interna, los ventiladores pueden estar encendidos todo el tiempo o no encender en lo absoluto, sobrecalentando el interior y culminando en una falla de los componentes si no se atiende.

Fallas de inversores

- Fallas en la instalación del inversor:
  - Sobre temperatura: se presenta cuando la salida de aire caliente de un inversor se empalma con la entrada de aire frío de otro, tanto para enfriamiento por convección natural como forzado. Al ingresar aire caliente donde debería haber aire frío, la temperatura se eleva. También se presenta cuando no se respeta la recomendación de separaciones del manual del fabricante, suciedad excesiva o sobredimensionamiento excesivo.
  - Falta de puesta a tierra: Una incorrecta puesta a tierra o la falta de esta puede culminar en daños internos, debido a que no hay un canal donde se drenen las pequeñas descargas estáticas naturales, o atmosféricas.

Fallas de inversores

- Fallas en la instalación del inversor:
  - Falta de puesta a tierra: También podría provocar unincorrecto funcionamiento del equipo al no tener una referencia de 0V.
  - Falta de neutro: en sistemas trifásicos o monofásicos (1 y 2 fases) con neutro, la falta de este puede provocar armónicos elevados, ya que el neutro es el conducto por el cual se drenarían a la puesta a tierra. También puede provocar una elevada corriente en el conductor de puesta a tierra, e inestabilidad entre las fases (en tensión y corriente).
  - Secuencia de fase incorrecta: Hay equipos que requieren tener la secuencia de fase correcta.

Fallas de inversores

- Fallas en la instalación del inversor:
  - Falla de arco: Hay equipos que son capaces de detectar un arco eléctrico, mediante un sensor que envía señales de baja frecuencia en el circuito de DC. Esta falla podría indicar un falso contacto entre MC4, terminales, o un arco en algún corte de los conductores por desconexión con carga. Otra razón podría ser un falso positivo debido a que se excede la distancia entre cadenas e inversor indicado en el manual del fabricante o la especificación de la protección de arco (80m)

Fallas de inversores

- Fallas en la instalación del inversor:
  - Falla de arco: Hay equipos que son capaces de detectar un arco eléctrico, mediante un sensor que envía señales de baja frecuencia en el circuito de DC. Esta falla podría indicar un falso contacto entre MC4, terminales, o un arco en algún corte de los conductores por desconexión con carga. Otra razón podría ser un falso positivo debido a que se excede la distancia entre cadenas e inversor indicado en el manual del fabricante o la especificación de la protección de arco (80m)
  - Falla de aislamiento: Puede ser una falla en el aislamiento de los conductores internos del inversor, o una falla en el circuito que detecta este tipo de fallas. Se comprueba realizando una prueba de aislamiento y descartando.

Fallas de inversores

- Fallas en la instalación del inversor:
  - Corriente de fuga: Similar a la falla de aislamiento, el inversor detecta corriente en el los conductores de tierra, debido a una fuga de energía a tierra.

Fallas de la instalación o sistema eléctrico

- Falla de aislamiento:
  - Un daño en conductores debido a una mala instalación, falla de fábrica, degradación o humedad. Se debe realizar una prueba de aislamiento o medir el voltaje entre + y tierra, y negativo y tierra. El comportamiento de esta medición debe ser: Al cerrar el circuito con el multímetro, se debe alcanzar un valor máximo (entre el 3% y 5% del voltaje total de la cadena) y bajar lentamente hasta acercarse a cero (puede no alcanzar el cero).
    Si se queda en un valor fijo o no llega a 0, indica una falla parcial de aislamiento o falta de puesta a tierra ya que no hay referencia a 0V.

Fallas de la instalación o sistema eléctrico

- Sobrecalentamiento de los conductores:
  - Se puede dar debido a un mal dimensionamiento del cableado, exceso de conductores en una canalización o canalización de tamaño reducido.
  - Eventualmente puede dañar el aislamiento y facilitar la corrosión del conductor.
- Puntos calientes:
  - Normalmente se dan en terminales debido a un mal apriete o ponchado, o en los interruptores debido a una falla interna.
  - Se detectan mediante termografía infrarroja, comparando con un punto de control. Por ejemplo en una conexión trifásica 2 terminales podrían estar a una temperatura de 60°C mientras la tercera a 90°C. En interruptores se puede compara los lados o contra otros interruptores (Es común en ciertas marcas).

Fallas de la instalación o sistema eléctrico

- Corriente en tierra:
  - Se puede dar debido a una puesta a tierra incorrecta, un puentes de unión adicionales, falla a tierra parcial o armónicos elevados.
  - Es riesgoso si su valor es mayor a 1A
- Armónicos elevados:
  - Se dan por exceso de cargas no lineales en la instalación, puesta a tierra incorrecta o falta de esta, falta de neutro o puente de unión, aprietes incorrectos, equipos electrónicos dañados o saturación del transformador.
  - Provocan sobrecalentamiento en conductores y transformador, funcionamiento incorrecto o errático de equipos electrónicos, o daños inexplicables en estos.

Fallas de la instalación o sistema eléctrico

- Neutro flotante:
  - Se da cuando no existe un puente de unión principal o este es deficiente además de una elevada resistencia a tierra.
  - Provoca fuertes desbalances de tensión entre fases, al arrancar pequeñas cargas.
  - Se detecta midiendo voltaje entre neutro y tierra. El valor debe ser menor a 1V.
- Variaciones de tensión:
  - Normalmente se da debido a un neutro flotante, variaciones en la red eléctrica o saturación del transformador.
  - Puede dañar equipos si sube, o aumentar la corriente si baja.

Fallas de la instalación o sistema eléctrico

- Neutro flotante:
  - Se da cuando no existe un puente de unión principal o este es deficiente además de una elevada resistencia a tierra.
  - Provoca fuertes desbalances de tensión entre fases, al arrancar pequeñas cargas.
  - Se detecta midiendo voltaje entre neutro y tierra. El valor debe ser menor a 1V.
- Variaciones de tensión:
  - Normalmente se da debido a un neutro flotante, variaciones en la red eléctrica o saturación del transformador.
  - Puede dañar equipos si sube, o aumentar la corriente si baja.
- Sulfatación en terminales:
  - Se da por par galvánico al combinar cobre y aluminio sin conectores bimetálicos, exceso de humedad o temperatura.

Fallas de los paneles solares

- Desviaciones de la curva I-V:
  - Se utiliza un trazador de curvas I-V, y el gráfico tiene desviaciones con respecto al “ideal” conforme a la ficha técnica, debido a una serie de problemas.
- Puntos calientes:
  - Se detecta mediante termografía infrarroja. Destacan puntos individuales o celdas completas que difieren del resto. Probablemente debido a microfisuras, sombreados constantes o degradación acelerada del panel.
- Babas de caracol:
  - Desprendimiento el encapsulante o el EVA. Puede provocar corrosión interna, ingreso de agua, elevado PID o falla de aislamiento.
- Microfisuras:
  - Se da por fallas de fabricación o mal manejo de los paneles en cualquier punto del transporte o la instalación, por esfuerzos mecánicos. Las señales pueden tardar en ser notorias. Se puede detectar mediante pruebas de electroluminiscencia.

Fallas de los paneles solares

- PID:
  - Degradación inducida por potencial
  - Se da naturalmente al tener tensiones elevadas, al desprender electrones de la celdas y circulando hacia tierra por el marco. La alta tensión facilita que se desprendan los electrones.
  - Puede culminar en degradación acelerada del panel, puntos calientes o falla de aislamiento.
- Falla de asilamiento:
  - Se puede dar por la degradación de algunos de los materiales internos del panel, o daños en la caja de diodos. Se mide voltaje a tierra de ambos polos de los paneles de forma individual.
- Degradación acelerada:
  - Un fill factor menor a 50% indica que el panel es una carga resistiva elevada, lo cual puede elevar la temperatura de forma peligrosa. Además de tener un mal rendimiento y reducir la corriente de la cadena completa.

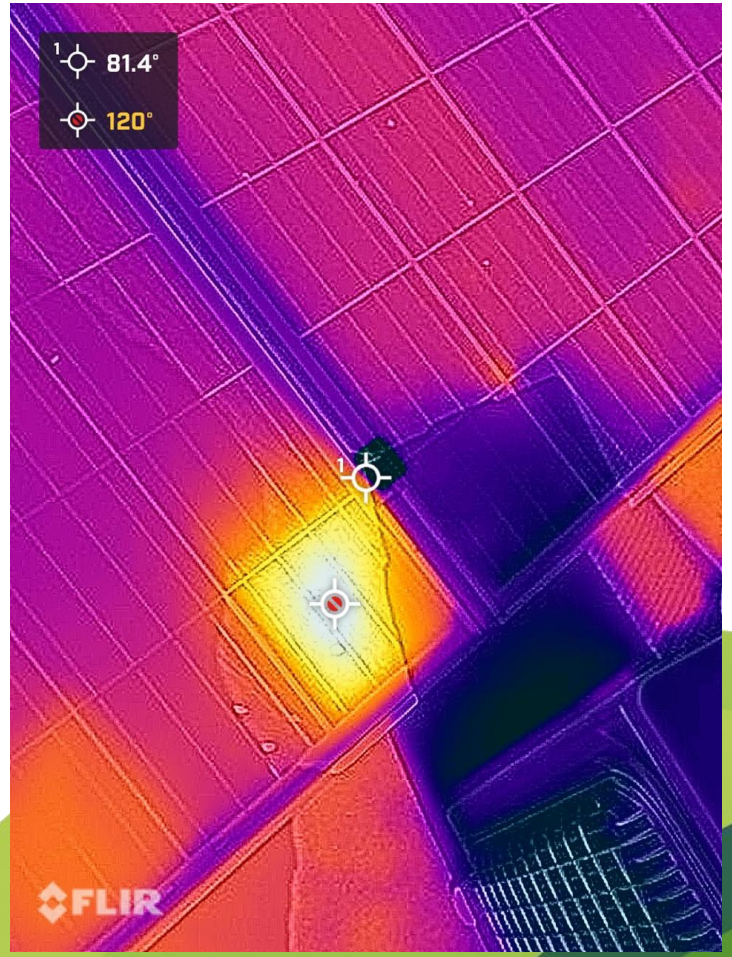
Fallas mecánico/estructurales

- Exceso y falta de torque:
  - Representan un riesgo estructural
- Par galvánico y corrosión:
  - El par galvánico se da al mezclar elementos de acero galvanizado y aluminio o cobre y aluminio (en general metales con diferentes valencias electrónicas en contacto directo y en un medio electrolítico como aire con humedad sometidos a un potencial eléctrico) uno de los metales cede electrones al otro y ambos se degradan.
  - La corrosión en general se da al no colocar elementos resistentes a intemperie, como acero al carbón sin protección anticorrosiva (por ejemplo una estructura de acero sin primer ni pintura) o tornillería que no es de acero inoxidable. Al generar esta corrosión el material cambia sus propiedades mecánicas.

Fallas operativas

- Baja producción:
  - Sombras: la sombra es el mayor enemigo de la generación, ya que las cadenas están conectadas en serie, el reducir la potencia de un solo panel, reduce la de toda la cadena. Además de esto, la sombra genera calentamiento en las celdas sombreadas.
  - Suciedad: la suciedad es crítica, en sistemas inclinados puede representar pérdidas de hasta el 40% y en sistemas coplanares hasta del 70% en la generación. La suciedad excesiva puede generar depósitos de sarro y tierra que pueden afectar la vida de los paneles.
  - Degradación en los paneles: La degradación natural de los paneles es uno de los factores que impactan en el rendimiento general, sin embargo en paneles con aceleración degradada debido a cadenas muy largas (alta tensión impacta en el PID), sombras constantes, paneles de mala calidad, daños, etc. Impactará en mayor medida.

Termografía infrarroja



CELDA A 120°C DEBIDO A LA SOMBRA DE UNA UNIDAD DE AIRE ACONDICIONADO

Nótese cómo el resto de las celdas están a una menor temperatura.

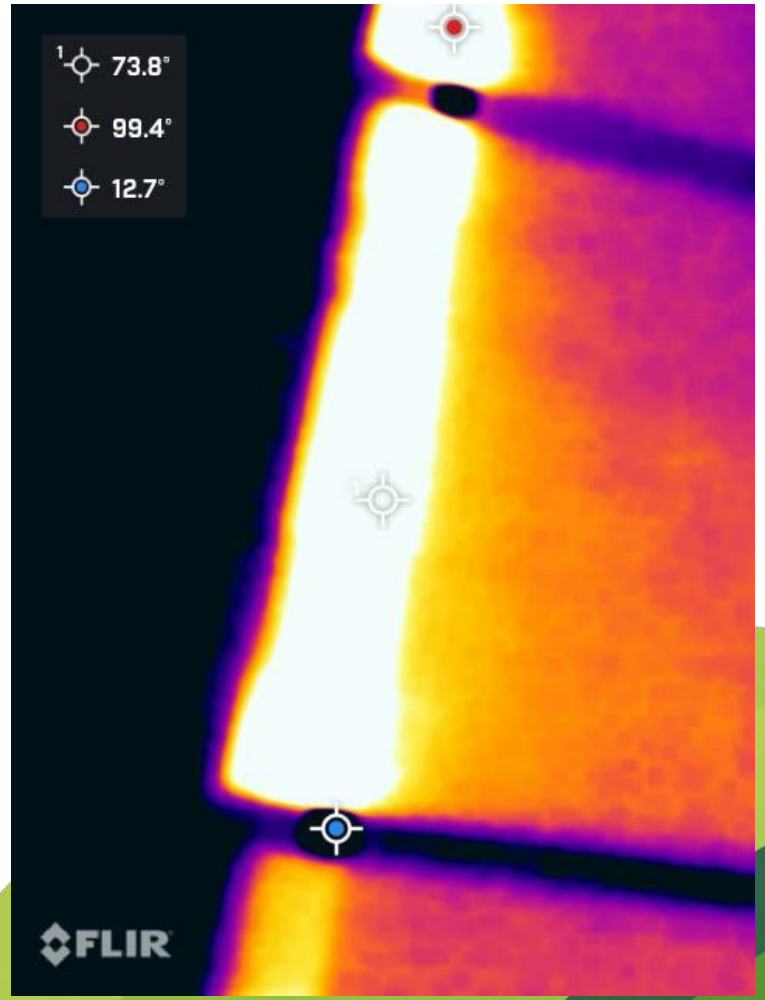
Termografía infrarroja



Celda caliente debido a la sombra constante de un poste de iluminación.

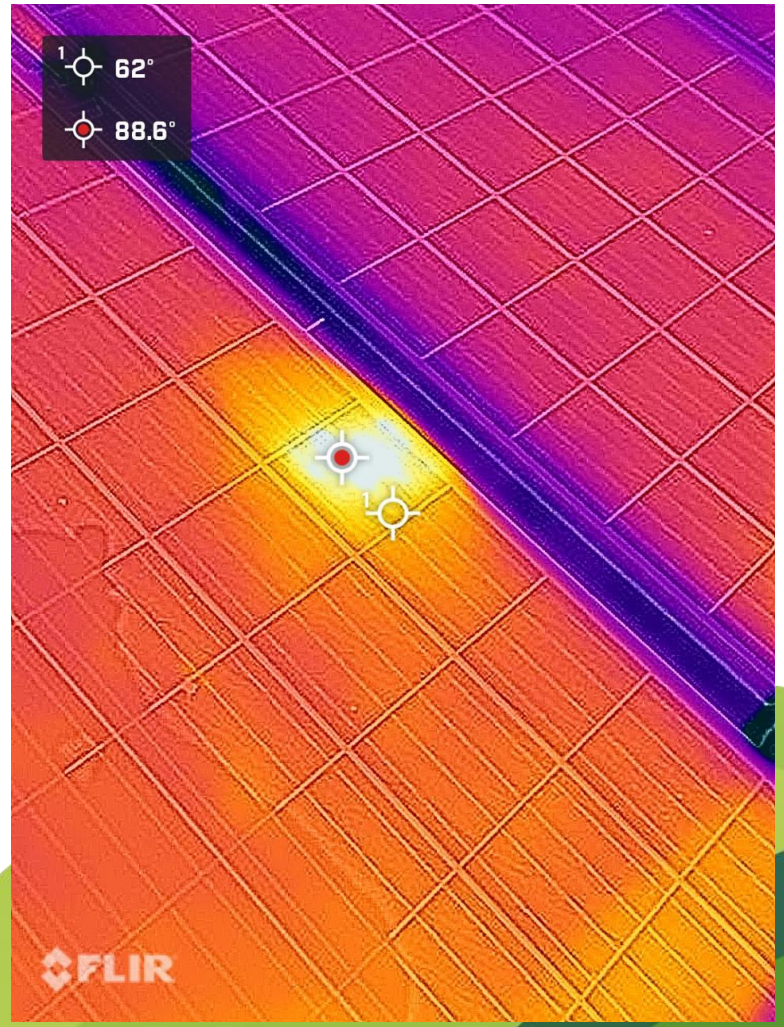
No alcanza temperatura crítica por la cantidad de irradiancia (clima nublado) y temperatura ambiente (18°C) pero es clara la diferencia de temperatura.

Termografía infrarroja



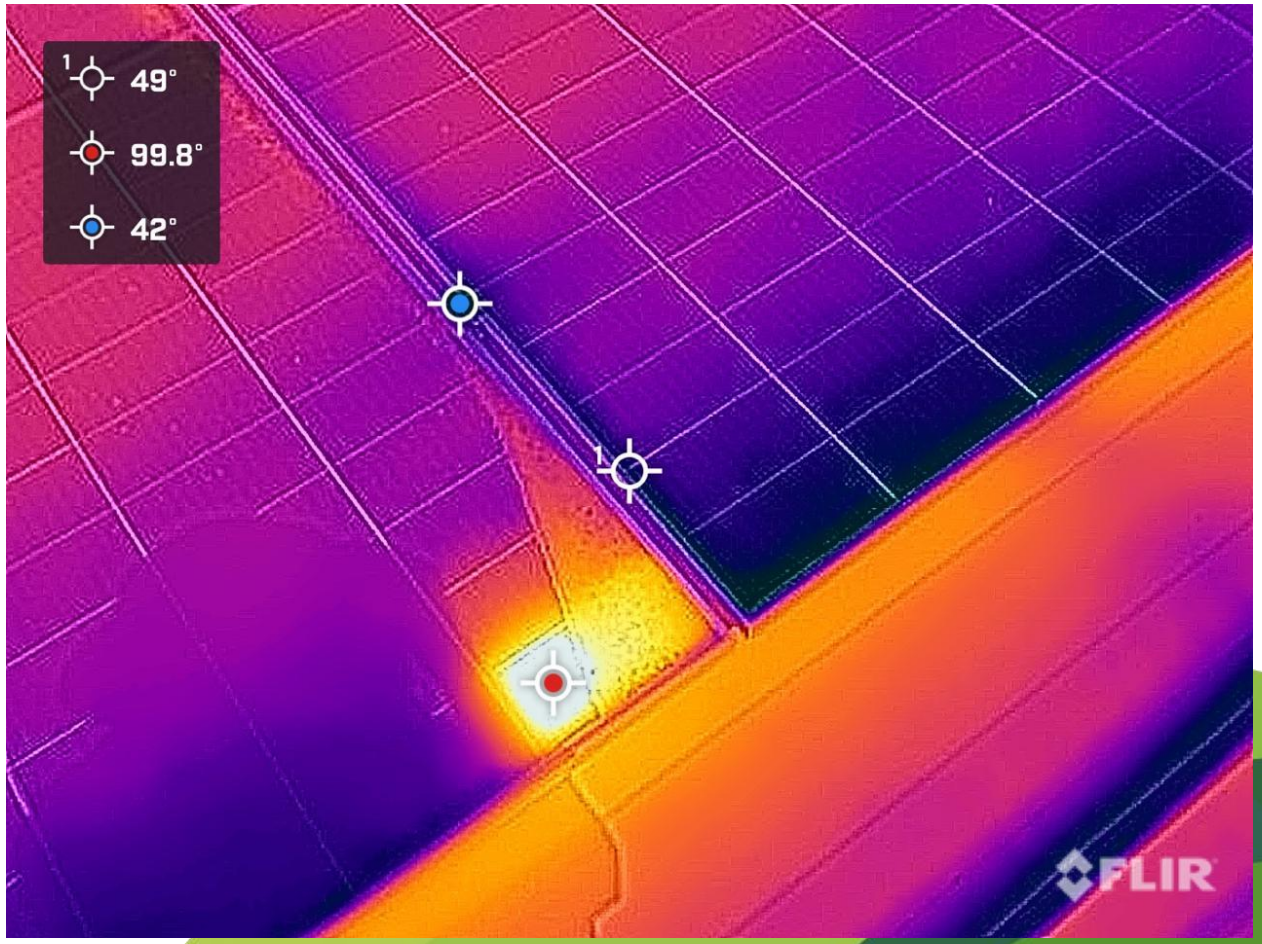
Conjunto de celdas completo con sobretemperatura debido ha sombreado entre filas de paneles

Termografía infrarroja



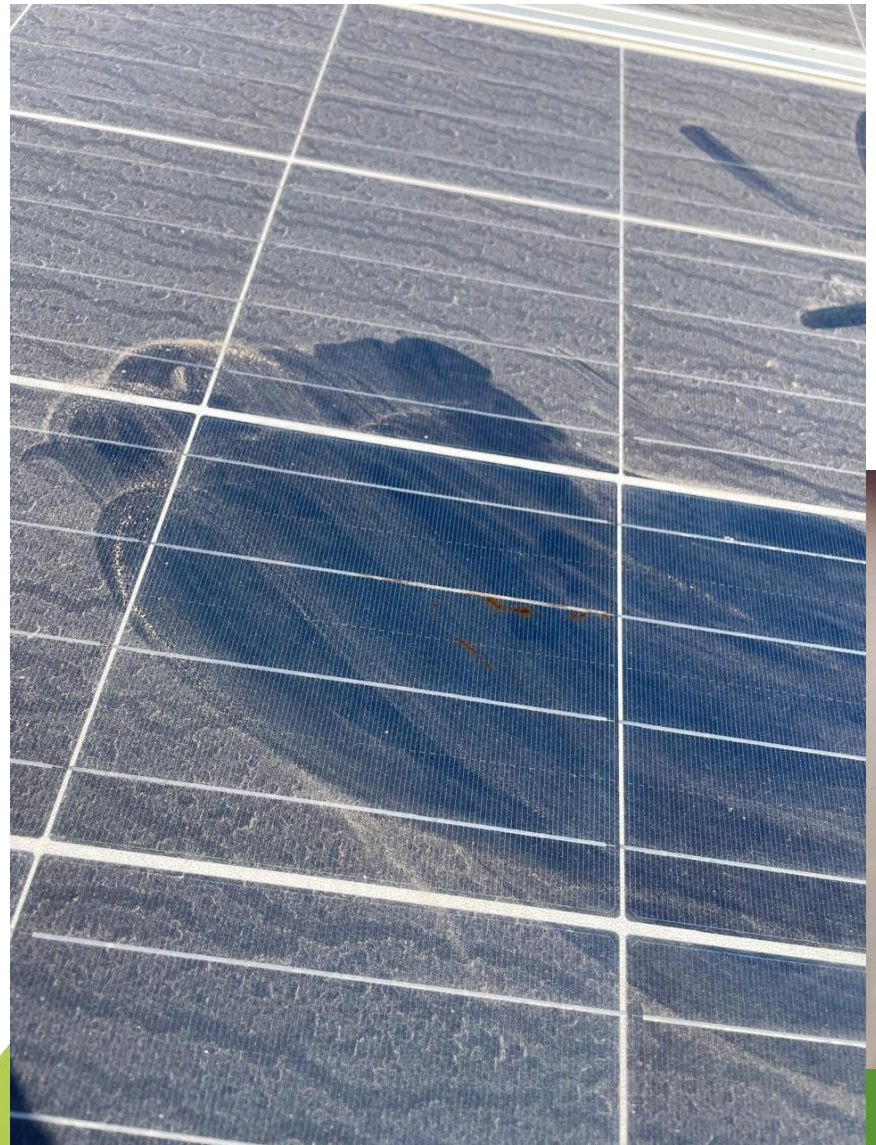
Punto caliente, se desconoce la causa.

Termografía infrarroja

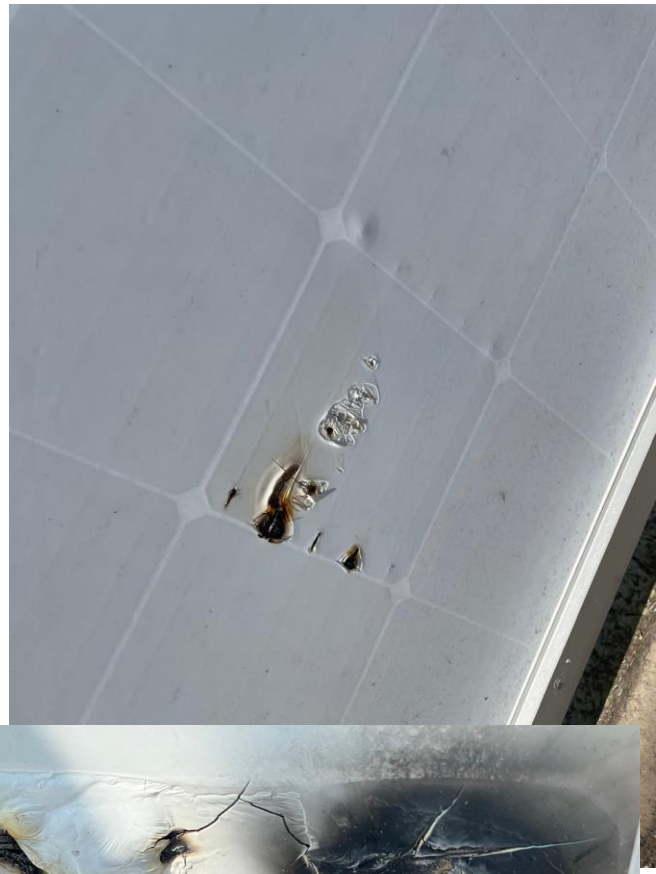


Calentamiento derivado de depósitos de suciedad en la orilla del marco

Termografía infrarroja



Daños causados por el punto caliente, carbonización del encapsulante y backsheet. Riesgo de incendio.







Termografía infrarroja



Degradación en la celda debido a calentamiento constante

Termografía infrarroja



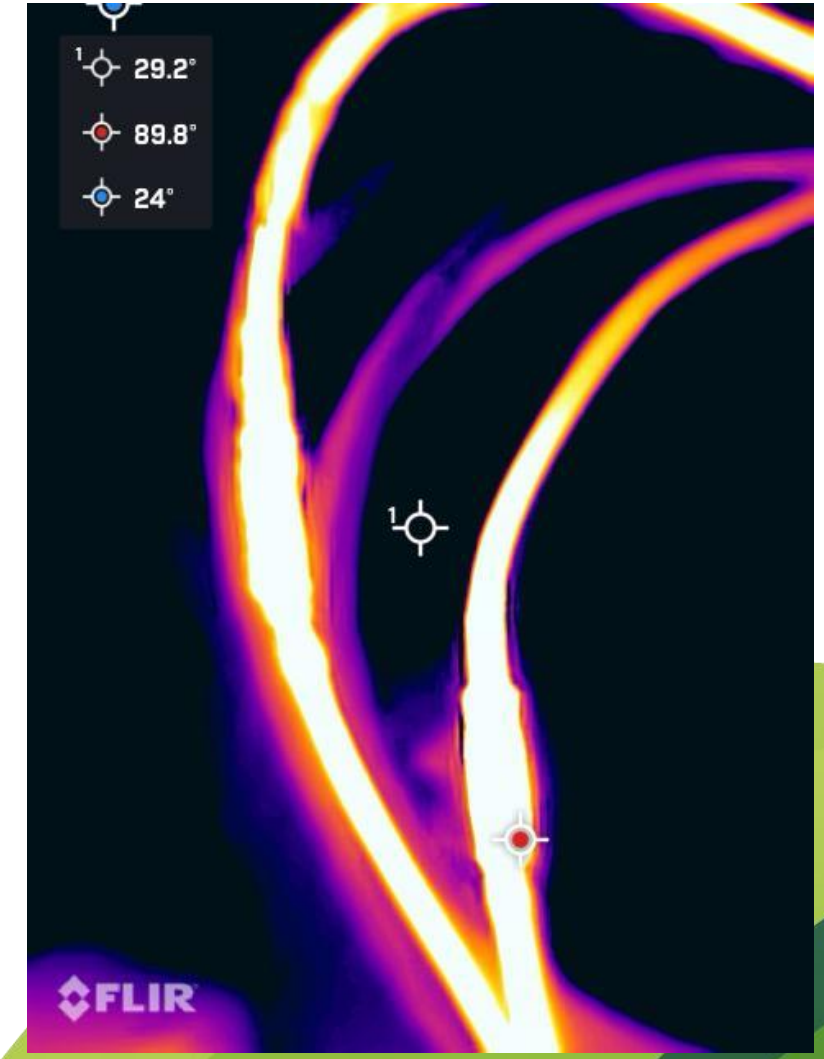
Punto caliente en terminal de un portafusibles debido a un mal apriete (casi 90°C)

Termografía infrarroja



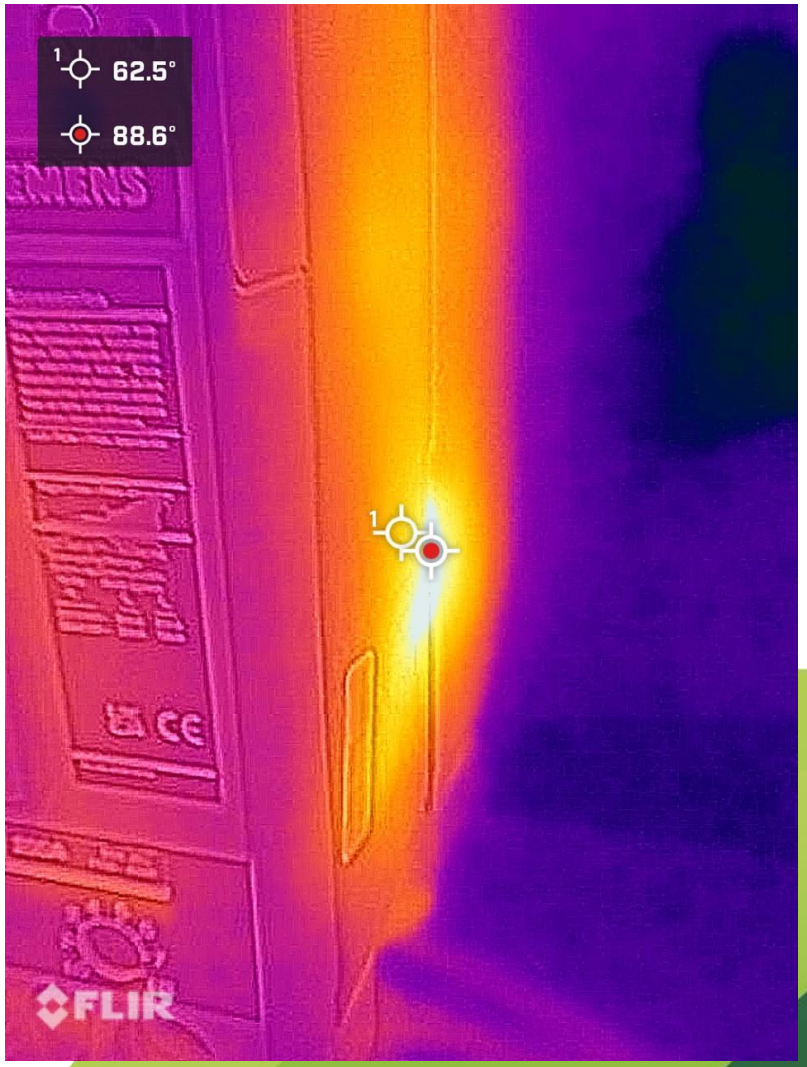
Punto caliente en terminal de un portafusibles debido a un mal contacto

Termografía infrarroja



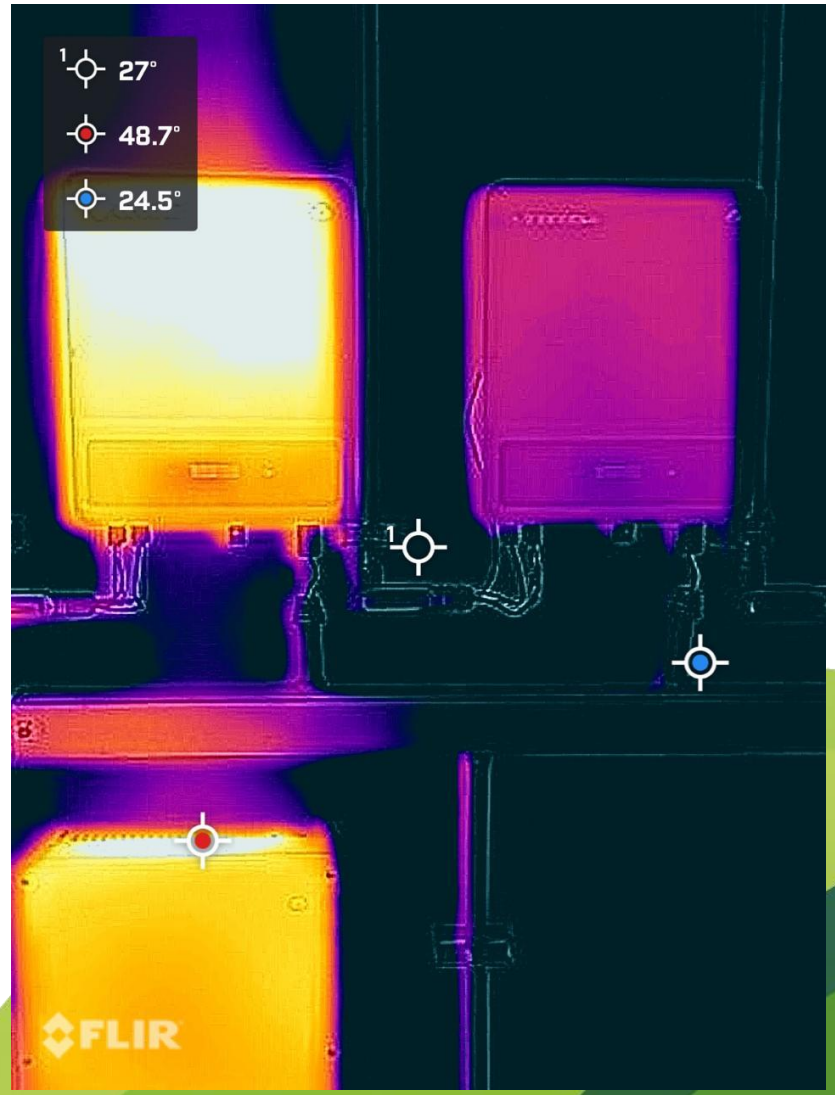
Punto caliente en cople debido a corrosión interna por no usar cople adecuado (cople de aluminio en conductores de cobre

Termografía infrarroja



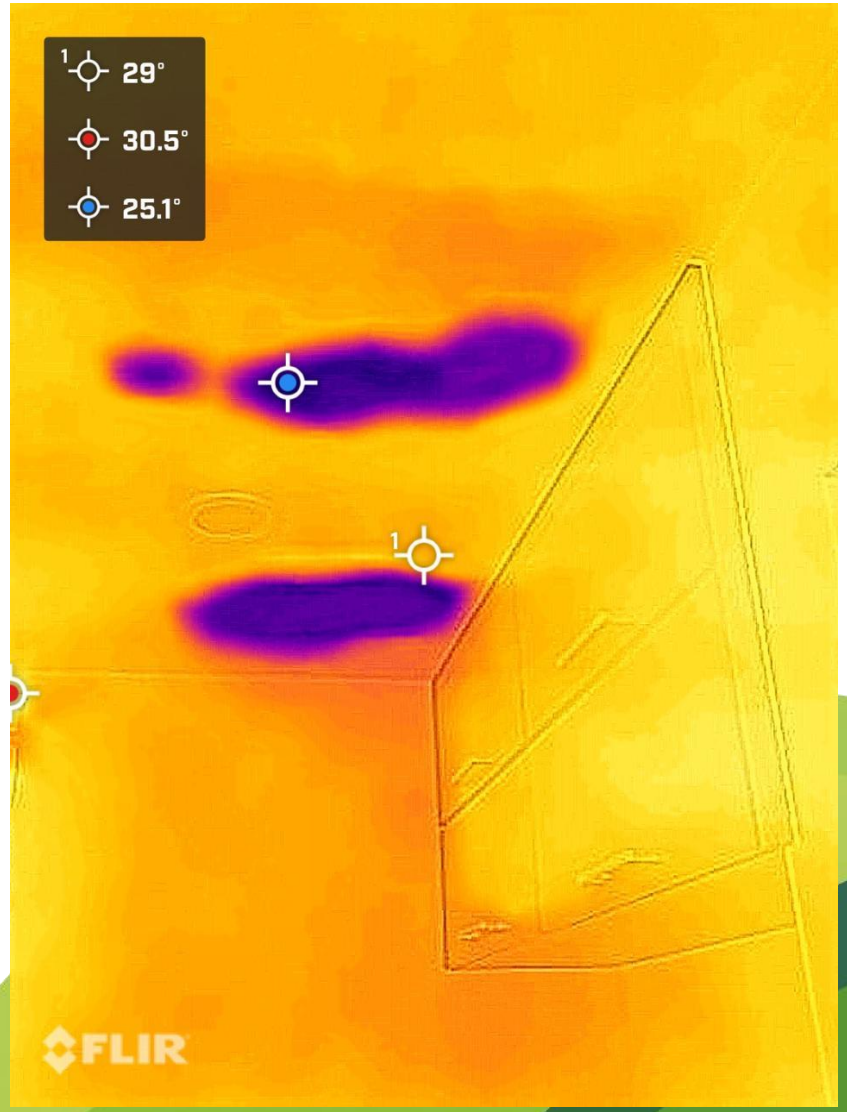
Señales de daño interno de interruptor termomagnético (sólo se presentó de un lado) casi 90°C sobre la superficie)
El interruptor se accionaba constantemente.

Termografía infrarroja



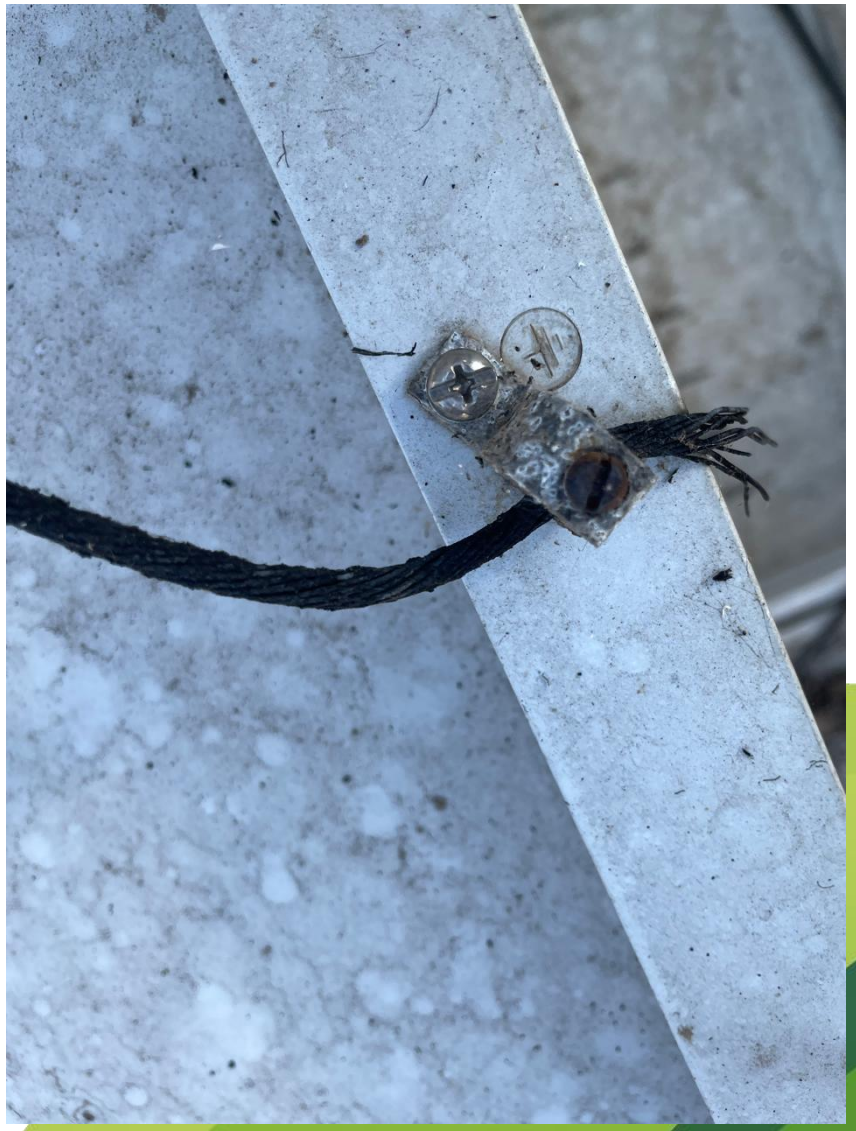
Inversores con enfriamiento por convección natural con entradas de aire empalmadas. Nótese la diferencia de temperatura.

Termografía infrarroja



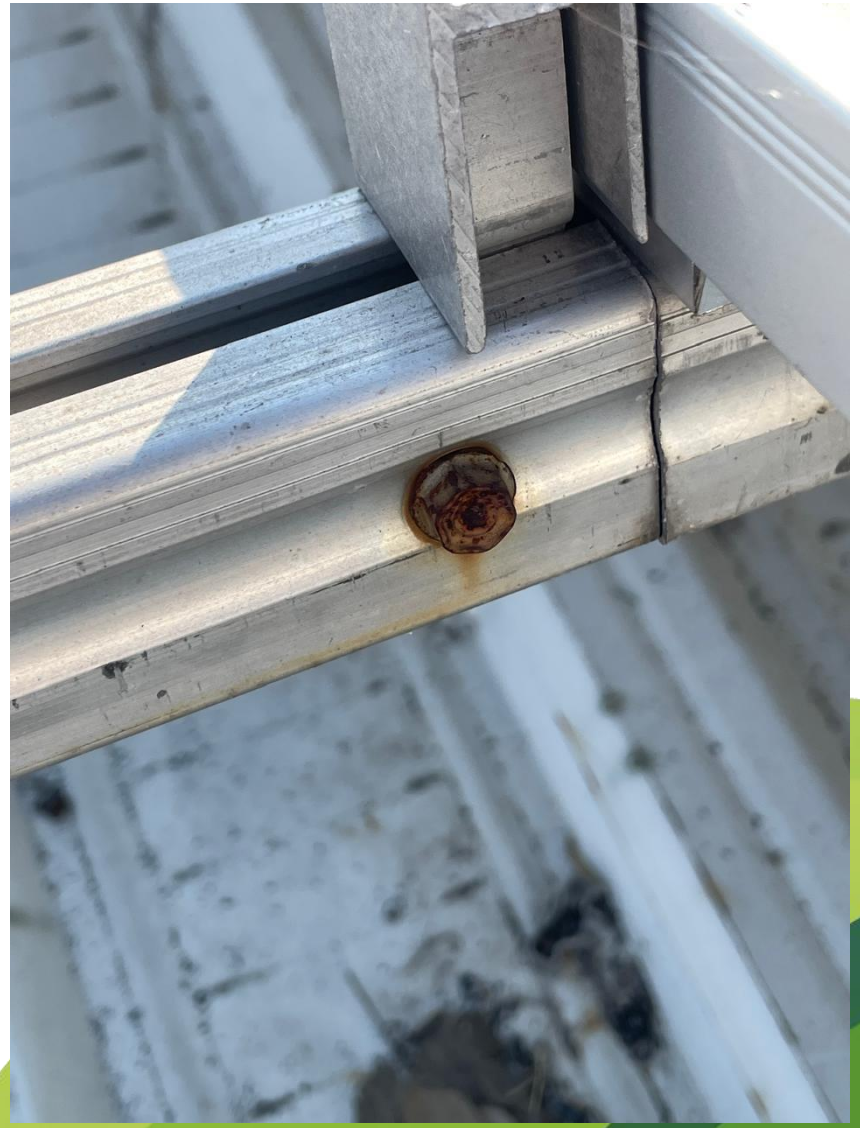
Humedad detectada debido a filtraciones por mal sellado de perforaciones en losa.

Fallas diversas



Corrosión debido al par galvánico derivado de la falta de conector bimetálico para la puesta a tierra del marco de aluminio con conductor de cobre

Fallas diversas



Corrosión debido al par galvánico derivado de la falta de tornillería de acero inoxidable

Fallas diversas



Babas de caracol, separación del encapsulante (panel con celda caliente y bajo rendimiento) y fisuras de celda

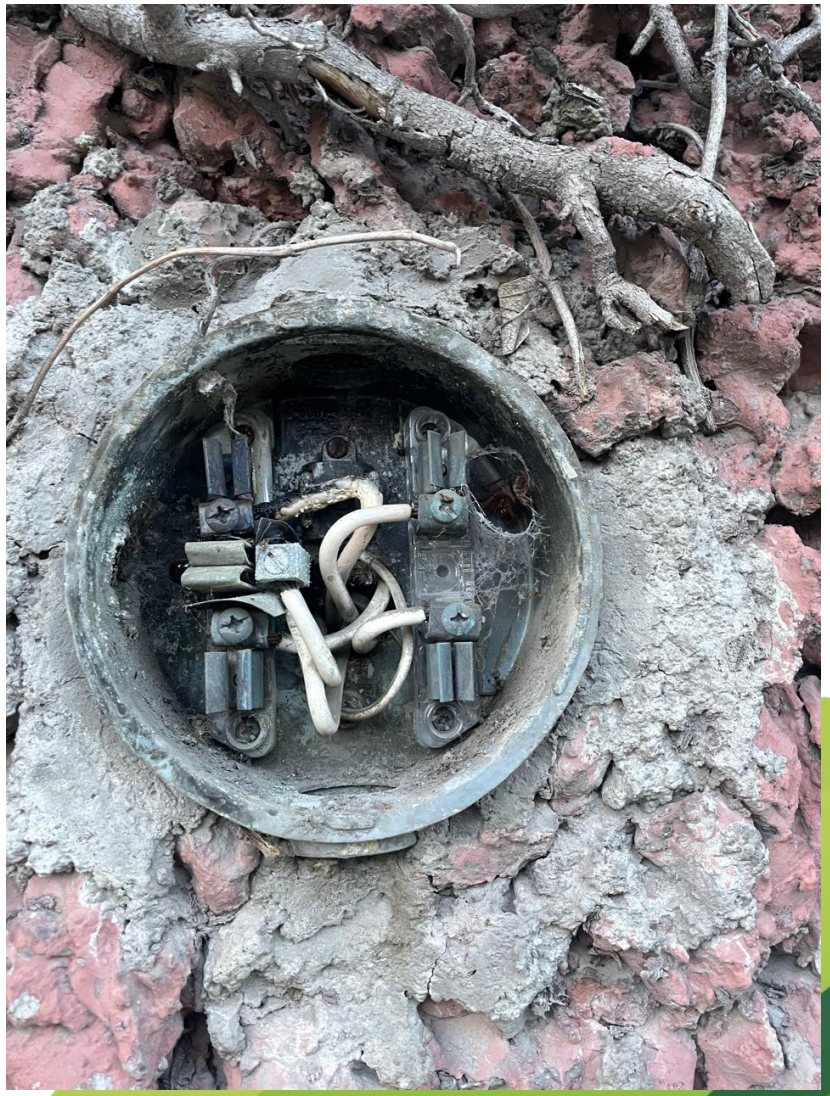
Fallas diversas



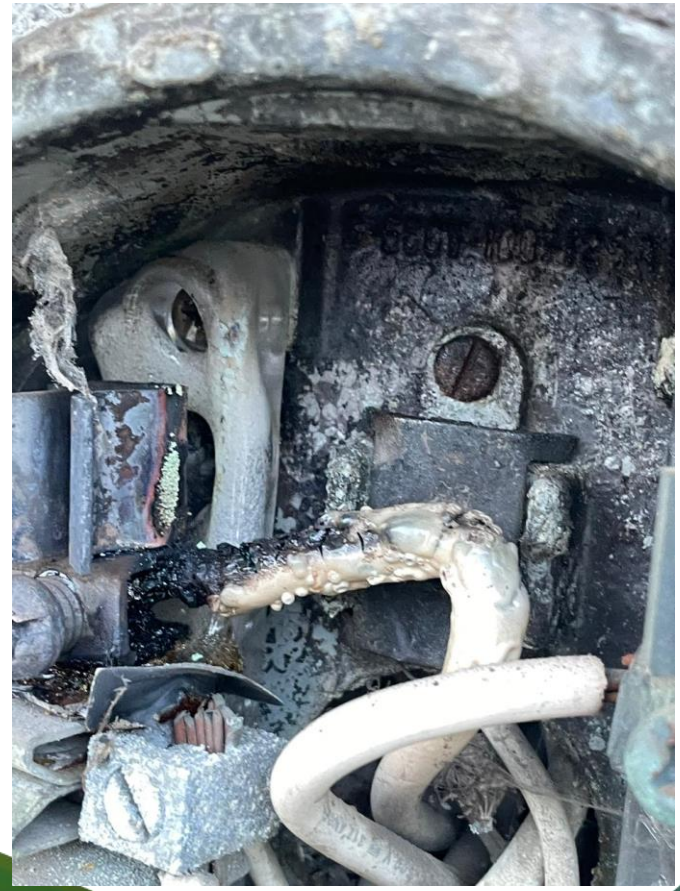
Suciedad excesiva imposible de remover (depósitos de sarro y grasa)

Panel con bajo rendimiento y degradación acelerada.

Fallas diversas



Carbonización y sulfatación debido al calentamiento provocado por mal contacto.





Gracias.

Ing. Daniel Diez

LinkedIn: Daniel Diez

danieldiezsg@gmail.com

Tel: 477 2748377

www.cpef.org.mx



CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

O&M
Garantías y Calidad.

Ing. Daniel Diez

Contenido

- Garantías hacia el cliente
- Garantías hacia el instalador
- Módulos
- Inversores
- Baterías
- Componentes/Accesorios
- Cableado
- Estructura
- Instalación

Garantías hacia el cliente final

- Es importante garantizar la totalidad de la instalación, desde sus componentes individuales hasta el trabajo.
- Sin garantía, el proyecto no tiene valor.
- ¿Quién responde en caso de una falla? ¿Desembolsar nuevamente?
- Se debe garantizar la funcionalidad del sistema ante el cliente final.
- Considerar tiempos, procesos, disponibilidad, nuevas tecnologías.
- Considerar documentar la instalación

Garantías hacia el instalador

- Todos los productos adquiridos deben estar cubiertos por un tiempo de garantía contra defectos de fabricación.
- Se debe hablar con los proveedores para conocer sus procesos internos y tiempos de respuesta.
- El valor de instalar marcas reconocidas reside en la respuesta del proveedor y fabricante.
- Es importante conservar y organizar facturas de los componentes, además de documentar la instalación y producto final.

Aspectos generales

- Se puede considerar el proceso de garantía como un debate o un juicio. Se deben contar con los argumentos necesarios, la finalidad es demostrar ante el fabricante (o ante contratistas) que existe un problema.
- Se deben contar con los conocimientos técnicos necesarios. ¿Cómo argumentar contra alguien, si no sabes exponer tu problemática?
- Fundamental cumplir con programas de mantenimiento

Módulos fotovoltaicos

- 2 tipos de garantía:
  - Generación Lineal
  - Defectos de fabricación
- Es complicado demostrar un problema de fábrica o de instalación.
- Contar con equipos de medición.
- Presentar pruebas y datos de monitoreo.
- Considerar incompatibilidad a futuro de potencias y tecnologías actuales.

- Pruebas mínimas necesarias:
  - Voltaje de circuito abierto
  - Corriente de cortocircuito
  - Voltaje de operación
  - Corriente de operación
  - Termografía en operación
  - Trazado de curvas
  - Inspección visual

Inversores

- La NOM indica que se deben seguir las indicaciones del fabricante.
- Es OBLIGATORIO seguir indicaciones del fabricante. Importante leer el manual e indispensable instalar monitoreo
- Deben tener las protecciones adecuadas.
- NO SIEMPRE ES PROBLEMA DEL INVERSOR
- El valor de marcas reconocidas:
  - Disponibilidad de información técnica
  - Durabilidad / Vida útil
  - Soporte técnico

- Aspectos generales:
  - Ponchado
  - Polaridad
  - Aprietes
  - Conductor de puesta a tierra
  - Configuración
  - Espaciado
  - Tipo de ambiente y protección ambiental
  - Accesorios adecuados
  - Monitoreo
  - Rangos de operación
  - Sobredimensionamiento
  - Limpieza

Inversores

- ¿Qué queda fuera de garantía?
  - Mala instalación
  - Espacios reducidos
  - Ambientes ácidos
  - Exposición directa a la luz solar
  - Mal ponchado / Apriete
  - Arco eléctrico
  - Cortocircuito
  - Sin protecciones

- Pruebas mínimas necesarias:
  - Voltaje DC de string + a –
  - Voltaje DC a tierra + y –
  - Voltaje AC
  - Continuidad AC y DC (Si aplica)
  - Prueba de corto AC y DC(Si aplica)
  - Número de serie
  - Fotografías

Baterías

- Elemento más complejo de reclamar garantía
- Debe tener la protección ambiental adecuada para su lugar de instalación
- ¿Falla o programación?
- Instrumentos de medición adecuados
- Importante contar con monitoreo

Compontentes y accesorios

- Interruptores
- Seccionadores
- Portafusibles
- Terminales
- Conectores
- Canalizaciones
- SPD's
- Monitoreo

Cableado

- El cableado también cuenta con garantía de fabricante, aunque es complicado por temas de instalación, mantenimiento, etc.
- La temperatura y humedad juegan un papel importante

Estructura

- Uso de estructura certificada.
- Protección contra corrosión (Se debe asegurar que no existe par galvánico).
- Puesta a tierra (Continuidad).
- Tener conocimiento del apriete.
- Nivel de viento y topología adecuadas.

Instalación

- Todo lo anterior debe estar cubierto por el instalador ante el cliente
- Fallas derivadas de la instalación del SFV:
  - Calentamiento en conductores (Desde el diseño)
  - Calentamiento en terminales
  - Filtraciones de agua
  - Cortos
- Garantía de generación: "Es que me llegó muy caro el recibo" ¿Qué se prospectó?
- Vicios ocultos
- Muy recomendable contratar seguros

Aspectos básicos de calidad

- La definición de calidad es relativa
- Es un conjunto inherente de características y propiedades de un ente u objeto, las cuales definen su capacidad para el cumplimiento de necesidades.
- También se define como como propiedades inherentes de entes u objetos que le permiten compararlo con otros de su misma "especie".
- Debemos partir de un punto de referencia, objetivo, o necesidad que se desea cumplir.

Aspectos básicos de calidad

- Es relativo porque depende quien define la necesidad:
  - En un proceso productivo, el producto final puede cumplir con los estándares establecidos por la administración, área de calidad, etc. (Precisión, tiempo de fabricación, costo, etc.) pero para un cliente final puede representar una "mala calidad" debido a que no cumple con sus expectativas personales.
  - Un cliente puede considerar un producto de buena calidad porque cumple su necesidad al margen, sin embargo, productivamente podría ser que ese producto no cumpla estándares internos (los cuales podrían ser o no la meta productiva)

Aspectos básicos de calidad

- Es importante contar con métricas para evaluar la calidad del producto o servicio, así como puntos de referencia para comparar el cumplimiento de la expectativa con el producto final.
- Los puntos de referencia u objetivos también pueden ser no realistas, excesivamente optimista o exagerados.
- El incumplimiento de las métricas puede deberse a la falta de cumplimiento de los objetivos, o por un objetivo muy alejado de la capacidad para cumplirlo.

Aspectos básicos de calidad

- En un área de proyectos de ingeniería se puede establecer un tiempo objetivo de procesamiento de planos y diagramas de 1 hora por proyecto, sin embargo, no se está evaluando la capacidad real del equipo para cumplir ese tiempo establecido
- Puede que no cuenten con las herramientas, conocimientos y tiempo necesarios para cumplir estos objetivos, sin embargo se puede interpretar como “mala calidad” el incumplir este tiempo

Metodología DMAIC

- Diseñar
- Medir
- Analizar
- Mejorar
- Controlar

Metodología DMAIC

- Definir: Se refiere a establecer cual es el problema y qué se busca mejorar
- Se definen cuales son los requerimientos del cliente (interno y/o externo).
- Un cliente interno puede ser quien recibe los planos del área de ingeniería mientras el proveedor es el área de ingeniería.
- Los objetivos se les denominan CTQ (Critical to quality o crítico para calidad). Lo que es inherente y necesario para el cumplimiento del objetivo.

Metodología DMAIC

- Medir: Es importante diseñar métricas que puedan determinar el cumplimiento de los CTQ.
- Se requieren herramientas estadísticas para evaluar y confirmar el cumplimiento o no de estos CTQ
- El objetivo es obtener datos acerca de las condiciones actuales y establecer hipótesis, con el objetivo de analizar la información en la siguiente etapa.
- Se establecen métodos y fuentes de obtención de los datos. (Automatización, formularios, etc.)

Conceptos básicos de calidad

- Analizar: consiste en el estudio, procesamiento e interpretación de los datos obtenidos en la etapa de medición.

Conceptos básicos de calidad

- Mejorar: se busca crear soluciones que ataquen el problema raíz y que el producto o servicio alcance las expectativas establecidas.
- Se proponen soluciones, mejoras, procesos adicionales, controles, etc.
- Para esto es importante conocer la causa raíz y atacarla directamente.

Conceptos básicos de calidad

- Controlar: Se refiere a los mecanismos que permitirán que las mejoras propuestas y establecidas se mantengan, además de obtener retroalimentación para la nueva evaluación y análisis de los datos.
- Se previene que la solución sea temporal y se busca que la solución se mantenga en el tiempo

Conceptos básicos de calidad

- KPI: Indicadores clave de rendimiento (Key performance indicator)
- Aplicaciones en SFV:
  - Energía específica (kWh/kWp): la cantidad de energía que pueda generar o que genera actualmente el sistema por cada kWp instalado. Objetivo y medición real.
  - Simulaciones: Nos permiten establecer objetivos de generación diaria, mensual, anual, etc.
  - Rendimiento: Se define como la relación entre la energía obtenida sobre la energía objetivo (simulada o estimada), en periodos definidos. Se representa como porcentaje.
  - No confundir el rendimiento con la eficiencia del sistema. La eficiencia se refiere a la relación que existe entre la energía que se estima se obtendrá, sobre la energía "ideal" sin pérdidas.

Conceptos básicos de calidad

- Con estas métricas se puede determinar si el sistema cumple necesidades con el cliente con respecto a la energía.
- Se pueden determinar las causas raíz del por qué podrían o no cumplirse los objetivos (fallas en el sistema, fallas de la red eléctrica, suciedad o falta de mantenimiento, etc.)
- También pueden haber aspectos de calidad en el trabajo, pero es necesario establecer los objetivos, ¿Qué se busca?
  - Cumplimiento de tiempos
  - Cumplimiento de buenas prácticas o prácticas recomendadas
  - Cumplimiento normativo

Conceptos básicos de calidad

- Algunos clientes podrían interpretar un sistema como de "calidad" porque cumple sus necesidades de energía, sin embargo, estéticamente ser ineficiente (tubería visible, cables visibles, estructuras y montaje con ligeras variaciones en la alineación) al no ser su objetivo, pero internamente tener empalmes inadecuados, calibres de cable reducidos, fuertes pérdidas, incumplimiento de normas o manuales del fabricante, pero "funciona"
- Por otro lado, otros clientes pueden interpretar trabajos estéticamente ineficientes como "mala calidad" pero podría contar con todos los aspectos normativos y de prácticas recomendadas, asegurando el cumplimiento eficiente del sistema y garantizando la vida útil del mismo.

Conceptos básicos de calidad

- La calidad implica costos inherentes, al requerir evaluar, mejorar, etc.
- Un trabajo de “calidad” no se basa en el costo, sino en las necesidades y objetivos establecidos.
- Asegurar la calidad en cierta medida puede incrementar los costos de forma considerable, pero cumple los objetivos.
- El objetivo puede ser simplemente asegurar la inversión y retorno en el menor tiempo posible, o asegurar la instalación durante la mayor vida útil posible.
- En SFV es crítica la seguridad del cliente, su vida, inmueble y propiedades. Si no se asegura esto, los costos no son relevantes.



Gracias.

Ing. Daniel Diez

LinkedIn: Daniel Diez

daniel@alquemia.mx

Tel: 477 136 2241

www.cpef.org.mx

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

Mantenimiento de Centrales Fotovoltaicas



Objetivo





- Al término de éste curso, el alumno reconocerá los tipos de mantenimiento aplicable a una central fotovoltaica. Será capaz de implementar un plan de mantenimiento y riesgos con la finalidad de optimizar los recursos para la generación de energía.



CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

Introducción

Operación y mantenimiento

Operación

Supervisión de central fotovoltaica:
- Detección de problemas y diagnósticos.
- Monitoreo de rendimiento.
- Notificaciones a inversionista/dueño.

Operación de central fotovoltaica:
- Servicio de despacho/supervisión.
- Planeación de interrupciones.
- Control remoto de planta.
- Predicción de energía/potencia.

Ingeniería del desempeño:
- Análisis de tendencias.
- Detección preventiva de problemas.
- Optimización de calendarización de limpieza.

De regreso al gabinete:
- Reporte de producción y desempeño.
- Reporte de las actividades.
- Suministro/compra de refacciones.
- Adquisición de refacciones.

Garantías:
- Garantía de tiempos de respuesta.
- Garantía de disponibilidad.
- Garantía PR.
- Garantía de energía/rendimiento.

Mantenimiento

Mantenimiento de Centrales Fotovoltaicas:
- Mantenimiento de inversores.
- Pruebas/Inspección de arreglo FV.
- Mantenimiento de transformadores.
- Mantenimiento de seccionadores, interruptores.
- Mantenimiento de sensores.
- Respuesta de emergencia/seguridad.
- Diagnóstico/respuesta a interrupciones.
- Remplazo/reparación de equipos.
- Inventario y almacenamiento de refacciones.

Mantenimiento FV en sitio:
- Limpieza de módulos.
- Control de vegetación.

Mantenimiento general en sitio:
- Vigilancia para seguridad.
- Mantenimiento agua y basura.
- Control de plagas.
- Cumplimiento medio ambiental.

Introducción

Tipos de mantenimiento

El mantenimiento puede ser clasificado de la siguiente manera:

a) Mantenimiento preventivo o planificado: programado con anticipación y orientado a la prevención de fallas, así como a garantizar que la planta esté operando a un nivel óptimo. Tiene como objetivo minimizar los costos del mantenimiento correctivo.

b) Mantenimiento correctivo o no planificado: aquel que se lleva a cabo como respuesta a una falla.

c) Mantenimiento predictivo: consiste en desencadenar actividades de mantenimiento basadas en análisis estadísticos que detectan las condiciones de la planta, antes de que se presenten fallas.

IEC 62446-1: 2018 Photovoltaic (PV) Systems - Requirements for testing, documentation and Maintenance. (Sistemas Fotovoltaicos – Requerimientos para pruebas, documentación y mantenimiento).

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

Protocolo de pruebas de puesta en marcha de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red (IEC-62446)

Documentación del Sistema

- Datos del Sistema
  Información básica del Sistema
  Información del diseñador del Sistema
  Información del instalador del Sistema
- Esquema del Cableado
  Especificaciones generales de serie (string)
  Información de la serie (string)
  Detalles eléctricos de la serie (string)
  Sistema de Corriente Alterna
  Protección de sistema de Puesta a Tierra y Sobretensión
- Diseño de series (strings)
- Hojas de datos técnicos
- Diseño mecánico
- Sistema de Emergencia
- Operación y Mantenimiento
- Resultados de prueba y datos de puesta en Marcha

Inspección

- Protección
  Sobretensiones transitorias. Contactos indirectos
- Protección contra Falla de aislamiento
- Protección de sobrecorriente
- Protección de sobretensión
- Montaje de equipo eléctrico
- Etiquetado e identificación

Verificación

- Pruebas

Pruebas

Pruebas Categoría 1

Normas aplicables
- IEC 62446-1
- IEEE 1373
- IEEE 1479
- IEEE 1547
- IEC TC-82
- ASTM
- NOM-029-STPS-2011
- IEC 61724-1:2007

- Continuidad de sistema de Puesta a Tierra y los conductores de conexión equipotencial
- Prueba de polaridad
- Prueba de tensión de Circuito Abierto
- Prueba de corriente de Corto Circuito
- Pruebas de Operación
- Pruebas Funcionales
- Prueba de Resistencia de Aislamiento del AFV

Pruebas de Categoría 2

Normativa aplicable
- IEC 62446-1

- Prueba de la Curva I-V de la serie (String) FV
- Prueba de inspección con Cámara Termográfica en la serie (String) FV

Pruebas adicionales

Normativa aplicable
- IEC 62446-1

- Tensión a Tierra-Resistencia del Sistema de Puesta a Tierra
- Prueba de diodo de Bloqueo
- Prueba de resistencia de aislamiento húmedo

Existen diferentes tipos de mantenimientos;

1) Mantenimiento rutinario: se realiza diario y consiste en diferentes tareas elementales como:
    1) toma de datos
    2) inspecciones visuales
    3) limpieza
    4) lubricación
    5) etc.

Existen diferentes tipos de mantenimientos;

2) Mantenimiento correctivo: Aquel que se presenta una vez que hay una incidencia.
3) Mantenimiento programado: en éste se establecen las tareas de arreglo, reparación y sustitución.
4) Mantenimiento preventivo: determina los elementos que serán motivo de inspección. Evita posibles fallas.
5) Mantenimiento predictivo: se anticipa una posible falla mediante un seguimiento para predecir el comportamiento de una o más variables de un equipo. Para ello es necesario contar con mediciones.
6) Mantenimiento extraordinario: eventos impredecibles importantes en el sitio de la planta que requieren actividades y obras sustanciales

Mantenimiento de servicios adicionales:

	SERVICIOS ADICIONALES
Mantenimiento del sitio FV	Limpieza de módulos
	Manejo de vegetación
	Remoción de nieve o arena
Mantenimiento general del sitio	Control de plagas
	Eliminación de residuos
	Reparación de caminos
	Reparación de vallas perimetrales
	Mantenimiento de edificios
	Mantenimiento de equipos de seguridad
Medición en el sitio	Lectura semanal/mensual del medidor
	Entrada de datos en los registros fiscales o en los portales web de la autoridad para la tarifa de alimentación (Feed-in tariff) u otra evaluación de esquema de apoyo (en su caso)
	Mediciones de cadenas - en la medida en que se exceda el nivel acordado de mantenimiento preventivo
	Inspecciones térmicas - en la medida en que se exceda el nivel acordado de mantenimiento preventivo

Fuente: Operación y mantenimiento,
Guía de mejores prácticas/ Solar Power Euorpe/ASOLMEX

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

TABLA 3 LISTA MÍNIMA DE PARTES DE REPUESTO (NO EXHAUSTIVA)

NO.	PARTE DE REPUESTO
1	Fusibles para todos los equipos (por ejemplo, inversores, cajas de conexión, etc.) y kits de fusibles
2	Módulos
3	Componentes de repuesto del inversor (p. ej. bloques de potencia, disyuntores, contactores, interruptores, placa de control, ventiladores, etc.)
4	Sistema de alimentación ininterrumpida, UPS (Uninterruptible Power Supply)
5	Terminaciones de tensión media MV (medium voltage)
6	Repuestos del controlador de la planta eléctrica
7	Repuestos de SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) y de comunicación de datos
8	Repuestos para transformadores y centro de seccionamiento (switchgear)
9	Sensores para la estación meteorológica
10	Motores y cajas de engranajes para seguidores
11	Arneses y cables
12	Tornillos y otros suministros y herramientas
13	Equipo de seguridad (p. ej. cámaras)

Fuente: Operación y mantenimiento,
Guía de mejores prácticas/ Solar Power Euorpe/ASOLMEX

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

Tema 4
Mantenimiento preventivo

Mantenimiento preventivo

La programación y la frecuencia apropiadas para realizar mantenimiento preventivo están determinados por una serie de factores, como lo son:

- **la tecnología seleccionada**
- **las condiciones ambientales del sitio**
- **los términos de garantía de los equipos**

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

En cuestiones preventivas las actividades de limpieza del sistema fotovoltaico consta de la inspección y limpieza del inversor y sistemas eléctricos, además de la verificación del correcto funcionamiento de los equipos de ventilación y gabinetes eléctricos.



Metrel.

HT

Seaward
PV210

Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento generalmente se lleva a cabo en intervalos de acuerdo a las recomendaciones de los fabricantes y según lo dicten los términos de garantía de los equipos. Toda aquella actividad que requiera que la planta FV sea apagada, deberá ser llevada a cabo, de ser posible, durante los períodos de producción no pico, como temprano en la mañana o en la noche.

Aunque este tipo de mantenimiento maximizará la producción de energía y prolongará la vida útil de la planta, puede llegar a representar un **costo alto** para el proyecto, debido a la reducción de la generación de energía. Por lo tanto, se debe buscar el equilibrio óptimo entre el costo del mantenimiento y el aumento de rendimiento durante la vida útil del sistema.

- Limpieza

Mantener limpios los módulos FV evitando las partículas de polvo que puedan obstruir la incidencia de radicación. Se recomienda limpiar al Amanecer

- Prevención

Corroborar la integridad del supresor de picos después de una tormenta eléctrica

- Ajuste

Apretar la estructura con el torquímetro ajustando el apriete según lo especificado por el fabricante

Mantenimiento preventivo

Las actividades que se llevan a cabo durante el mantenimiento preventivo son las siguientes:

a) Limpieza de módulos FV
b) Control de vegetación
c) Revisión de conexiones entre módulos FV
d) Revisión de cajas combinadoras
e) Servicio de inversores
f) Revisión de integridad estructural
g) Servicio a sistemas de seguimiento
h) Escaneo termográfico
i) Revisión del sistema de monitoreo remoto y de la estación meteorológica
j) Inspección visual
k) Entre otras



a) Limpieza de módulos FV

La limpieza de los módulos es una tarea sencilla pero importante. Puede producir beneficios significativos e inmediatos en términos de rendimiento energético.

La frecuencia de limpieza dependerá tanto de las condiciones geográficas y climatológicas del sitio como del ángulo de inclinación de los módulos. En sitios arenosos y áridos el nivel de suciedad será evidentemente más alto que en aquellos sitios en donde las constantes lluvias mantienen los módulos libres de polvo y suciedad. Además, tomar en cuenta que ángulos de inclinación menores a **15°** promueven la acumulación de suciedad y polvo.

a) Limpieza de módulos FV

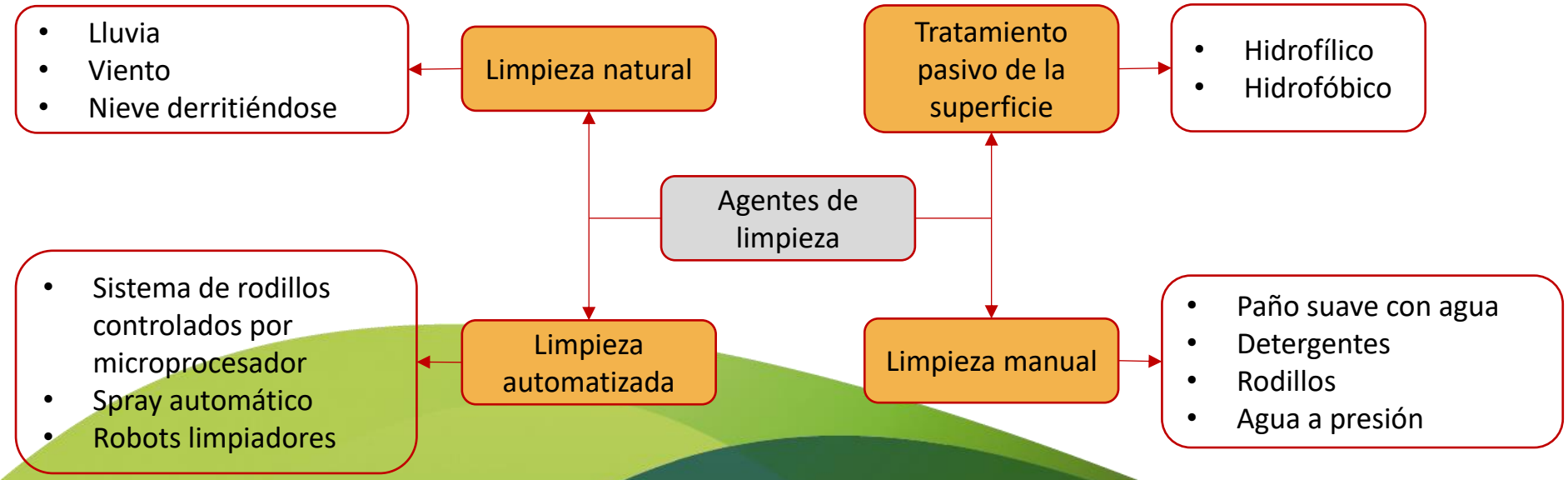
Cuando se programe la limpieza de los módulos, se deberán tomar en cuenta los siguientes factores:

- Factores medioambientales y humanos (contaminación local y suciedad producida por la industria cercana)
- Patrones climáticos: la limpieza durante los períodos de lluvia tal vez no sea necesaria
- Polvo transportado por el viento (tormentas de arena)
- Polvo causado por el tráfico vehicular (especialmente grave en ciudades congestionadas)
- Disponibilidad de agua y materiales de limpieza
- Costo de la mano de obra y de la tecnología a emplear

a) Limpieza de módulos FV

Las soluciones de limpieza varían mucho. Van desde de métodos rústicos como la limpieza manual con un trapo y agua, hasta la limpieza en seco automatizada con robots programables de forma remota.

Diversos métodos para la limpieza de módulos FV



a) Limpieza de módulos FV





Limpieza manual en una zona probablemente afectada por la suciedad de la industria local. Foto: Guillermo Oviedo

a) Limpieza de módulos FV





La pérdida de energía por suciedad es preocupante en zonas desérticas. Foto: Guillermo Oviedo

a) Limpieza de módulos FV



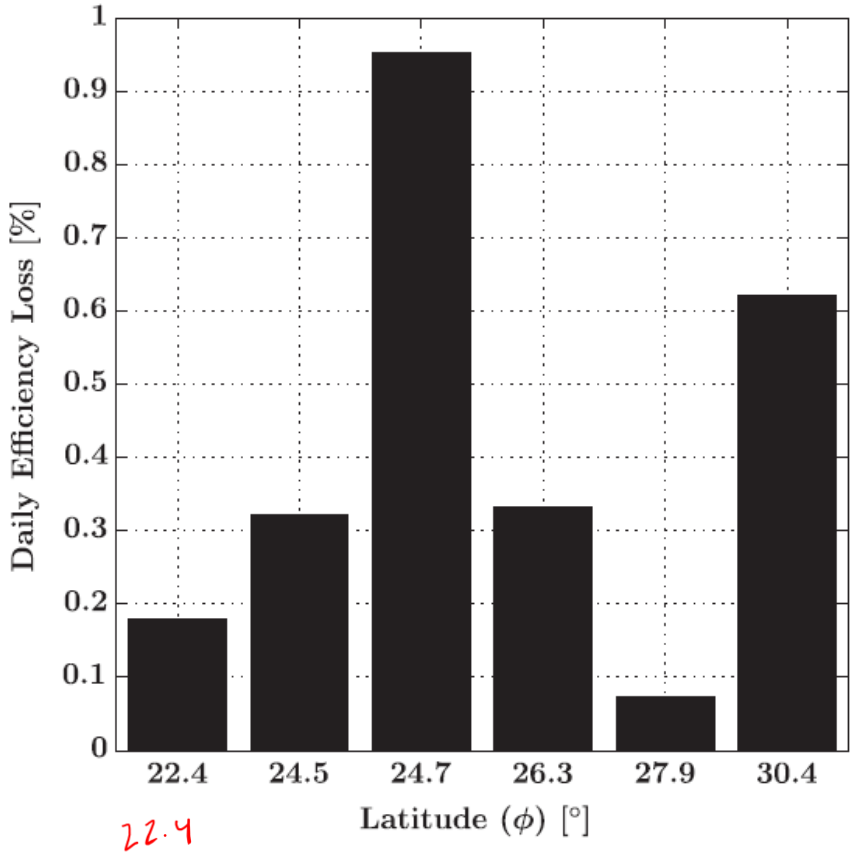


Limpieza manual en una zona probablemente afectada por la suciedad de la industria local. Foto: Rodolfo Alvarado

a) Limpieza de módulos FV

Para darnos una idea del impacto que tiene la suciedad en el rendimiento de un sistema FV, observemos la siguiente gráfica publicada por [Arash Sayyah 2014], en donde se aprecian las pérdidas diarias de eficiencia en distintas latitudes del mundo.
De izquierda a derecha:

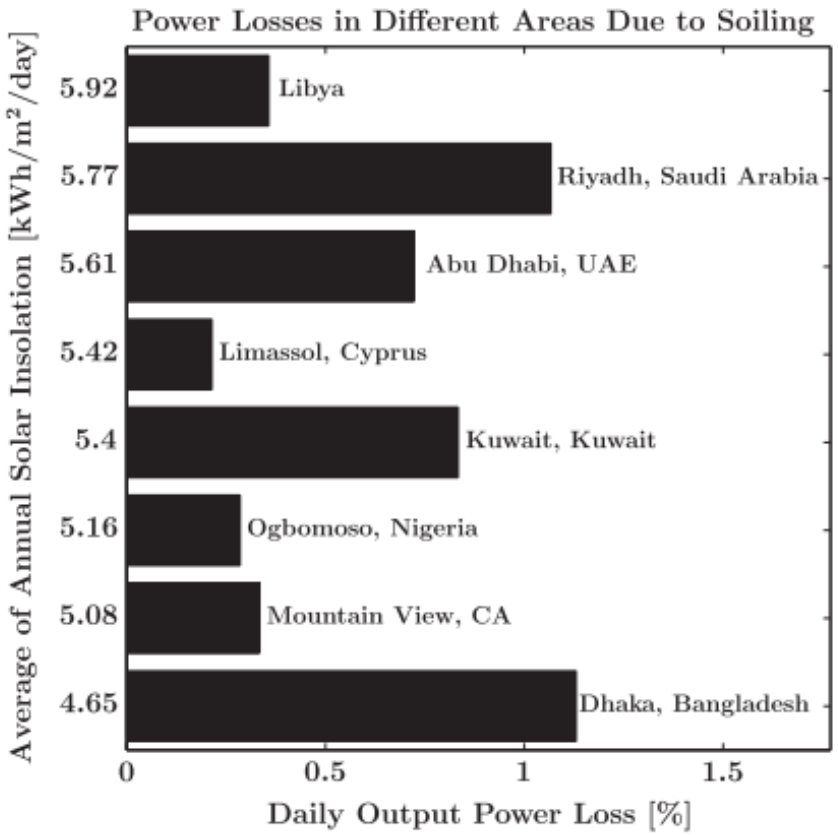
- Hong Kong, China
- Abu Dhabi, EAU
- Riyadh, Arabia Saudita
- Dhahran, Arabia Saudita
- Gran Canaria, España
- Valle de Arava, Israel



a) Limpieza de módulos FV

En esta otra gráfica publicada también por [Arash Sayyah 2014] se aprecian las pérdidas diarias en potencia en distintas latitudes del mundo.

Por ejemplo, para el caso de California, la **pérdida diaria de potencia** es aproximadamente de **0.35 %**. Por lo que si no se lleva a cabo la limpieza de módulos en un mes, se podría perder hasta un **10.5 %** de potencia, lo cual tiene un impacto alto en el PR de toda la planta FV.

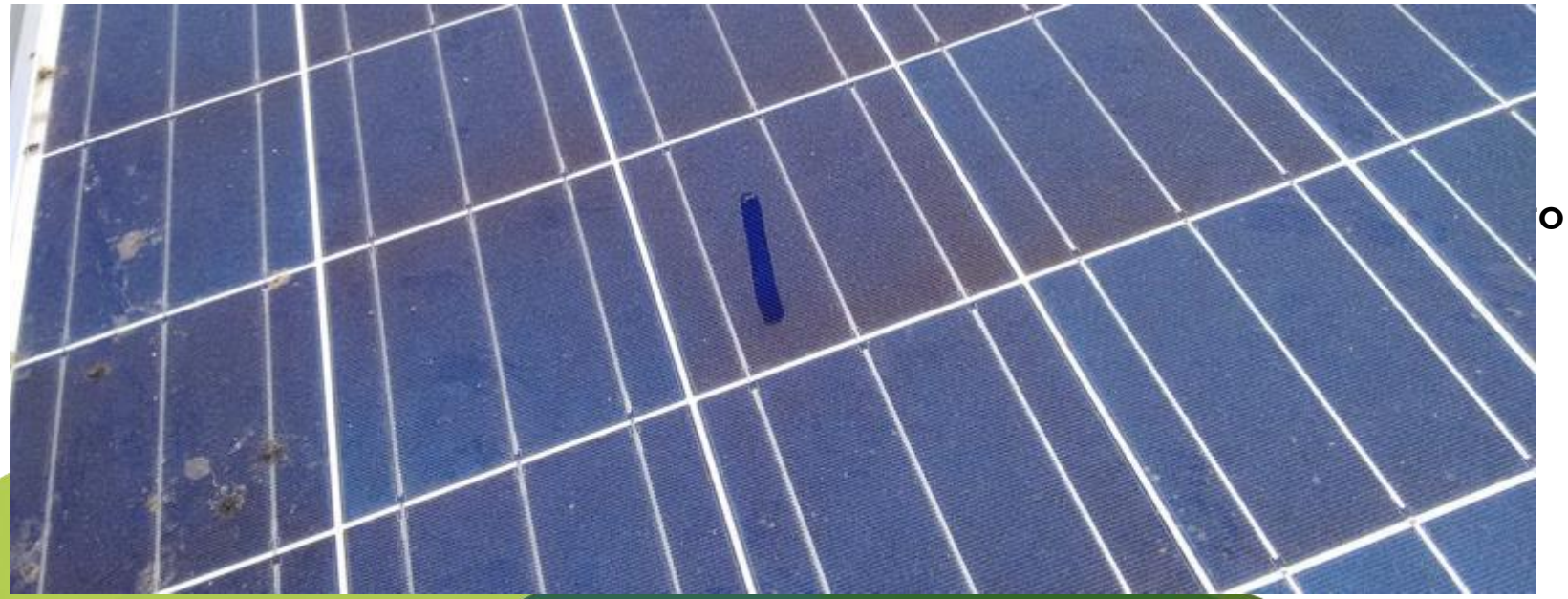


a) Limpieza de módulos FV

El uso de detergentes, sustancias abrasivas e incluso la limpieza manual con trapos suaves y agua pueden dañar seriamente la **capa anti reflejante** (ARC - *Anti reflection coating*) e incluso el vidrio frontal de los módulos FV.

Un estudio publicado por [Ferretti 2015], revela que la limpieza manual con rodillos suaves y agua puede llegar a eliminar por completo la capa anti reflejante de los módulos y rayar y opacar la superficie del vidrio frontal; lo cual tiene un impacto directo sobre su reflectancia y transmitancia, disminuyendo así la radiación incidente sobre las celdas FV y por lo tanto, disminuyendo la producción de energía.

Se contabilizó, por ejemplo, que una **disminución de potencia máxima de 8.8 %** puede ser alcanzada tras 4 años de limpieza manual. Durante el experimento, se llevaron a cabo pruebas de limpieza y estrés acelerado, equivalentes a los efectos producidos por de 9 ciclos de limpieza al año y a 18 tormentas de arena.



o.



Fuente: CHEMIK[10]



Fuente: CLEANSOLARPANEL[11]

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica



¡Nunca caminar sobre los paneles solares!

Aunque no se rompan y en teoría parece se puede hacer. Hay daños invisibles al ojo humano que lo deterioran de por vida.

https://www.youtube.com/watch?v=-qdyxlybmoc

b) Revisión de conexiones entre módulos FV

Comprobar la integridad de las conexiones entre módulos es importante para aquellos proyectos que no incorporan sistemas de monitoreo a nivel módulo o a nivel cadena. Esto ocurre comúnmente en plantas FV con topología de inversor central. En tales casos, fallas a nivel módulo o cadena son difíciles de detectar, dado que los valores de corriente y tensión de cada cadena no están siendo monitoreados continuamente y comparados con otras cadenas.

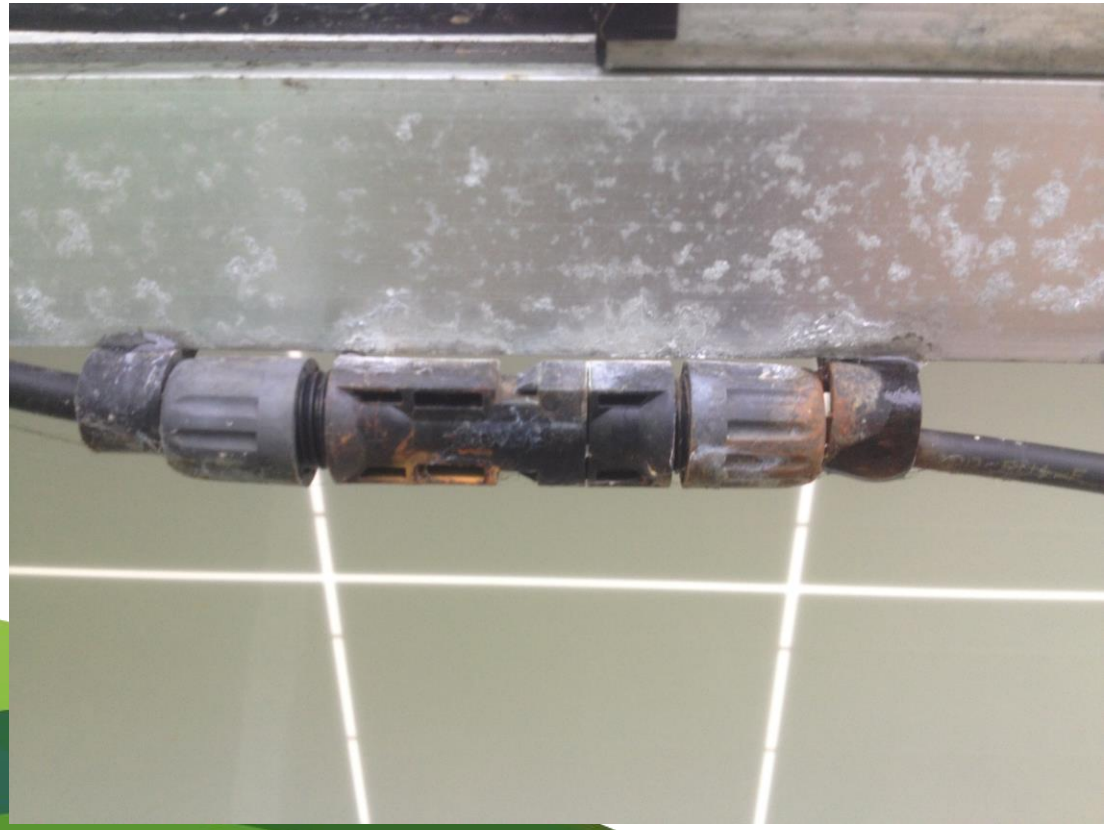
Si no se utiliza el monitoreo de nivel de cadena, el contratista de O&M deberá comprobar las conexiones entre los módulos de cada cadena periódicamente, al menos una vez al año.



Revisión de conexiones. Foto: Guillermo Oviedo

b) Revisión de conexiones entre módulos FV





Inspección de conexiones corroídas. Fotos: Guillermo Oviedo

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

Tema 2
Telemetría y monitoreo

Monitoreo remoto, evaluación y optimización

Un sistema de medición y comunicación en conjunto con una estación meteorológica, permiten que el rendimiento de la central sea monitoreado y comparado con cálculos teóricos en tiempo real. Si el rendimiento está por debajo de lo esperado, un sistema de alertas le avisará al operador que algo está operando fuera de lo estimado. Por lo tanto, se pueden detectar y reparar fallas antes de que tengan un efecto apreciable en la producción.
Sin un sistema de monitoreo confiable, pueden pasar meses antes para que se identifique un bajo rendimiento y por lo tanto, causar pérdidas innecesarias de ingresos.

Un sistema de monitoreo confiable debe realizar las siguientes actividades:

- Gestión de la operación de la planta FV
- Manejo del sistema de alarmas: mensajes de error y alertas pueden ser generados automáticamente y mandados a la oficina central de control via fax, email o mensaje de texto.
- Generación de reportes: reportes de generación de toda la planta detallando el rendimiento individual de cada componente, así como un análisis comparativo de la planta contra otras plantas de la región.

Monitoreo remoto, evaluación y optimización

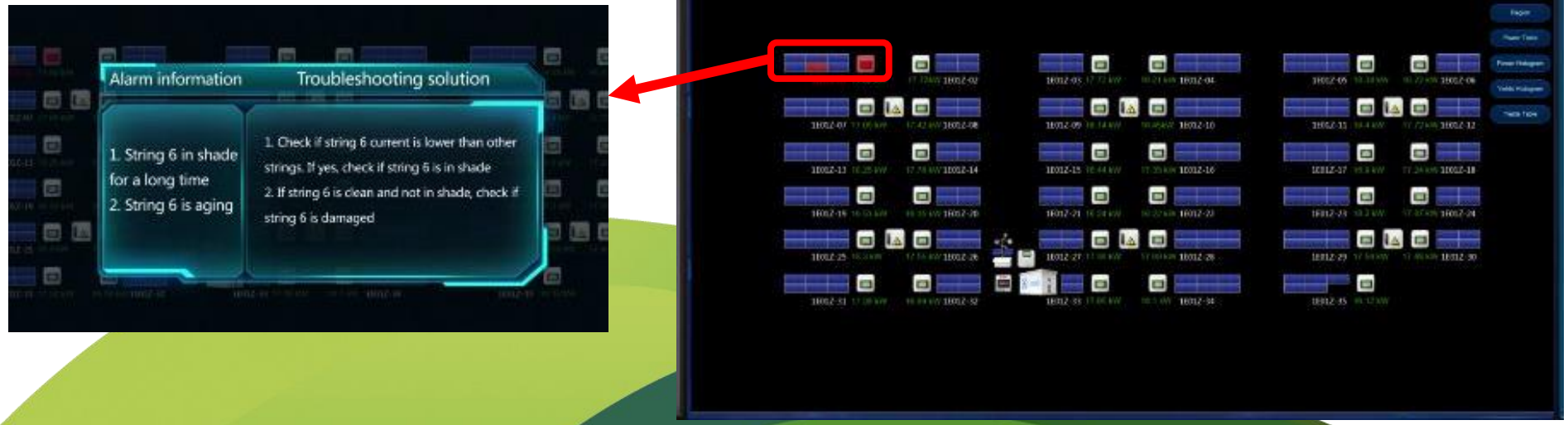
El contratista de O&M, mediante un sistema SCADA, puede controlar desde una oficina central todo su portafolio de centrales fotovoltaicas.



Cuarto de control central para el monitoreo y gestión de plantas FV. Imagen: www.huawei.com/en/all-products/Solar

Monitoreo remoto, evaluación y optimización

La tendencia del mercado se dirige a ofrecer sistemas de O&M inteligentes, en donde llevan a la práctica conceptos como minería de datos y cómputo en la nube, para implementar sistemas de gestión de alarmas, diagnóstico y reparación de fallas automatizados.



Sistema de alertas inteligente (Huawei PV O&M Smart Solution). Imagenes: www.huawei.com/en/all-products/Solar

Monitoreo remoto, evaluación y optimización

Así, un sistema de O&M inteligente proporciona al personal del Centro de Control Central la información necesaria para que el personal de campo pueda actuar de forma pronta y eficiente.



Huawei PV O&M Smart Solution. Imagenes: www.huawei.com/en/all-products/Solar

Monitoreo remoto, evaluación y optimización

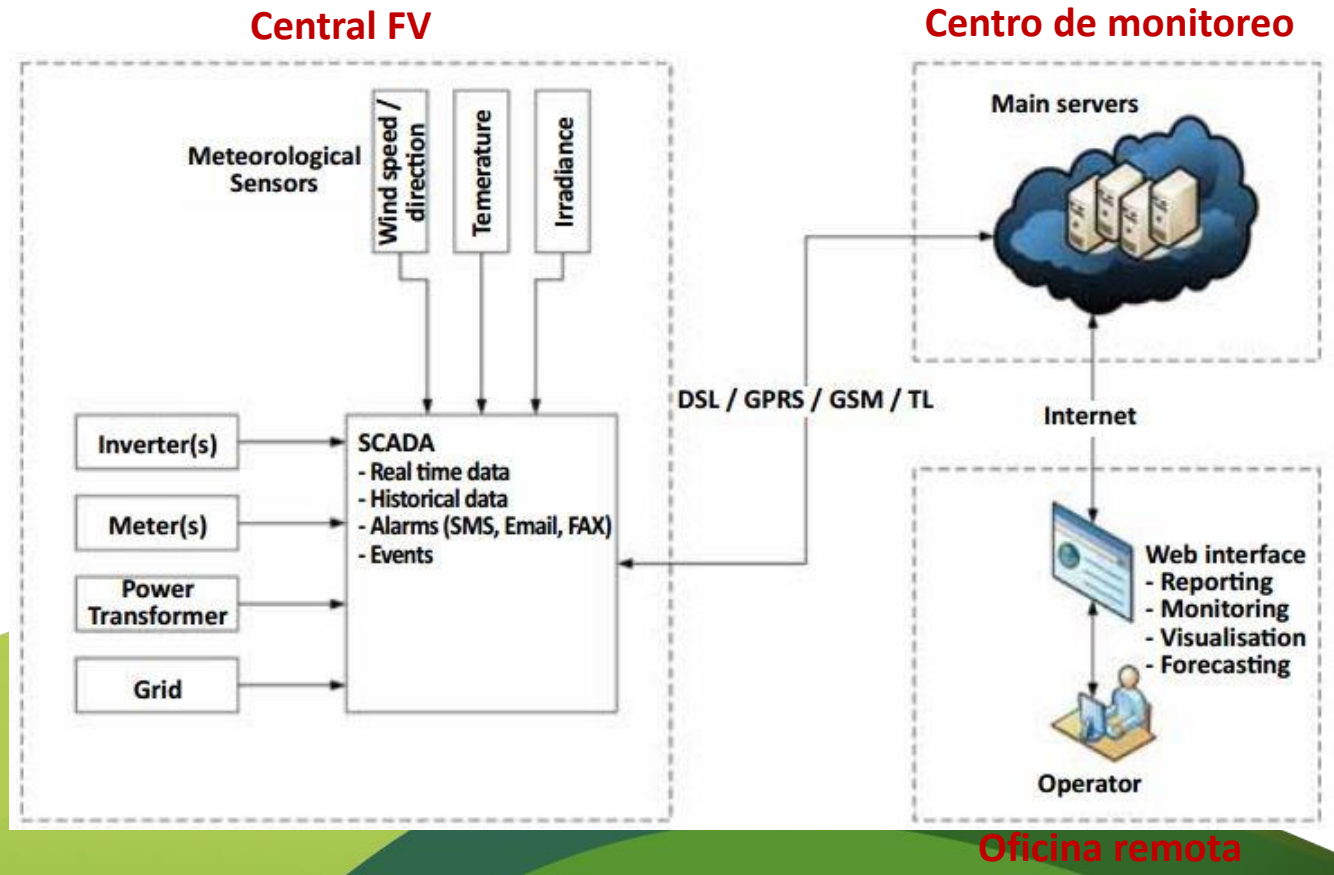
Los parámetros eléctricos de la Central Eléctrica Fotovoltaica (voltaje y corriente) pueden ser monitoreados en diferentes niveles de acuerdo a la topología de la planta:

- A **nivel planta** o subsección (cuando se usan inversores centrales)
- A **nivel cadena o string** (medición en cajas combinadoras o cuando se usan inversores tipo string)
- A **nivel módulo** (cuando se usan microinversores)

Cada uno ofreciendo más granularidad que el anterior. El monitoreo a nivel Central es el menos complejo de instalar, sin embargo, sólo ofrece un panorama general del rendimiento de la planta. Las otras dos opciones, aunque más caras, proporcionan información más detallada, la cual es muy útil para la detección e identificación de fallas.

Los datos de la estación meteorológica, inversores, cajas combinadoras, medidores y transformadores se recolectan mediante el uso de *data loggers* y transmitidos a una estación de monitoreo, típicamente vía Ethernet CAT5 / 6, RS485 o RS232. Los protocolos de comunicación son variados, aunque los más utilizados a nivel mundial son Modbus, TCP/IP y DNP3.

Monitoreo remoto, evaluación y optimización



Arquitectura de un sistema de monitoreo genérico.

Monitoreo remoto, evaluación y optimización

Dependiendo del tamaño y tipo de planta, los parámetros que, como mínimo, se deben medir son los siguientes:

- **Irrandiancia** en el plano de los arreglos FV y en el plano horizontal.

  Para ello, se deben utilizar piranómetros con una tolerancia de ±2 %. La medición en el plano de los arreglos FV es esencial para calcular la relación de rendimiento (PR). Mientras que la medición en el plano horizontal es útil para comparar la irradiación real en sitio con la irradiación global horizontal (GHI) proporcionada por fuentes que usan predicciones y extrapolaciones (fuentes satelitales, por ejemplo).



Piranómetro comercial. Foto: kippzonen.com

Monitoreo remoto, evaluación y optimización

Se considera buena práctica instalar piranómetros en varios lugares dentro de la misma planta FV, cuanto ésta es de varios MW de potencia, evitando por supuesto, lugares que sean susceptibles a sombreado.
La siguiente tabla recomienda, como regla general, el número de piranómetros que se deben instalar en función del tamaño de la planta FV:

Potencia de la planta FV (MW)		**< 1**	**1-5**	**5-10**	**10-20**	**> 20**
Número de piranómetros	en el plano del arreglo FV	0	2	2	3	4
	en el plano horizontal	0	0	1	1	1

Tabla adaptada de [5]

Monitoreo remoto, evaluación y optimización

- **Temperatura ambiente**: medida en un lugar representativo de las condiciones del sitio. Se sugiere emplear sensores con precisión mayor a ± 1 ° C. Idealmente, los sensores de temperatura deben ser instalados junto a los sensores de irradiación.
- **Temperatura de módulo**: debe ser medida con una precisión mayor a ± 1 ° C. Los sensores (típicamente PT100 o PT1000) deben de estar térmicamente unidos a la parte trasera de un módulo, en el centro de una celda.
- **Voltaje y corriente DC**
- **Potencia AC a la salida del Inversor**
- **Energía total entregada a la red**
- **Energía consumida de la red**
- Otros parámetros ambientales: velocidad y dirección del viento, humedad

La medición de los parámetros clave debe hacerse en intervalos de 1 minuto.



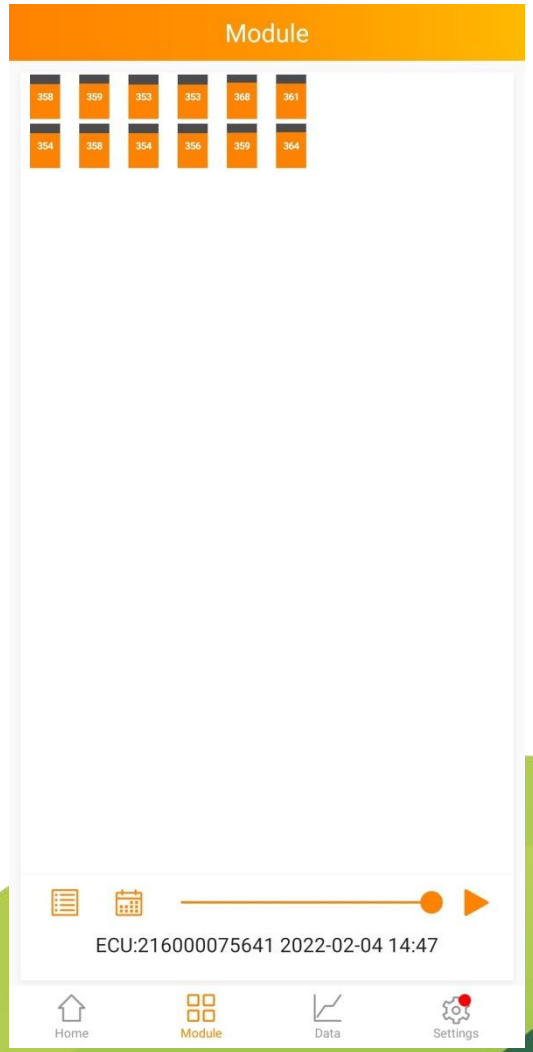
Sensor de temperatura de módulo.
Foto: Guillermo Oviedo

Monitoreo remoto, evaluación y optimización

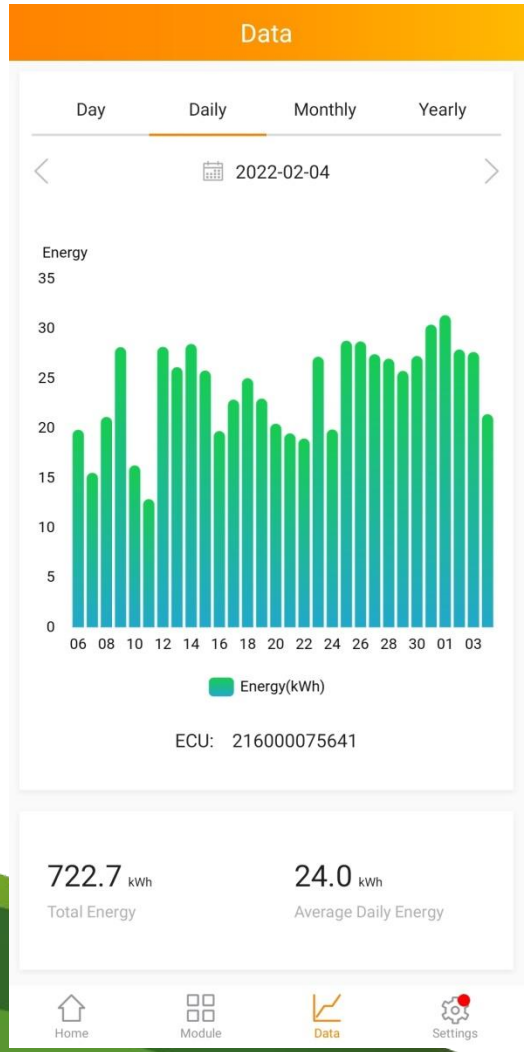
Actualmente la mayoría de los sistemas de monitoreo se hacen a través de cada una de las marcas de los inversores de corriente.

Sin embargo con equipos de medición de energía, también se pueden medir el consumo eléctrico y el fotovoltaico.

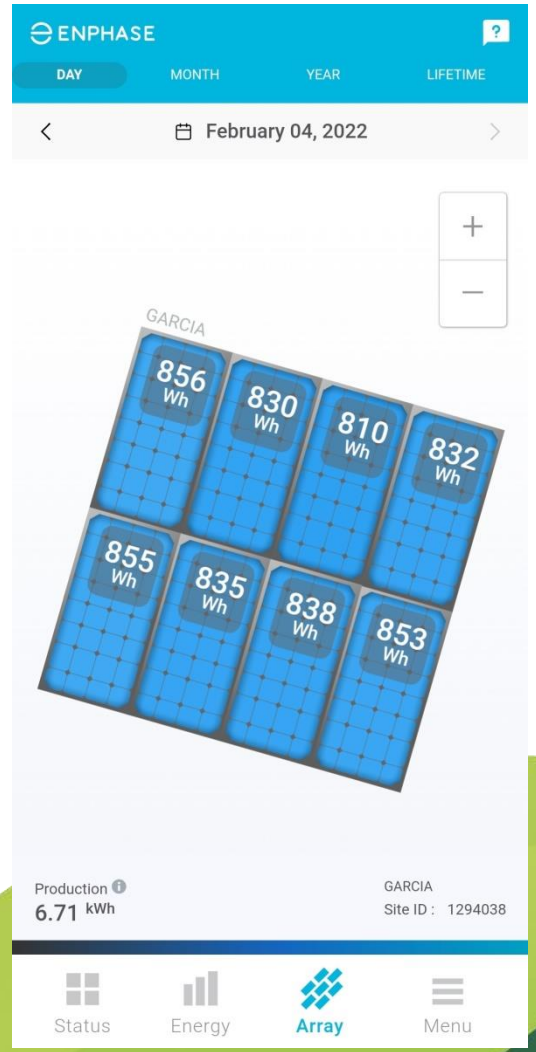
Ejemplos de monitoreo

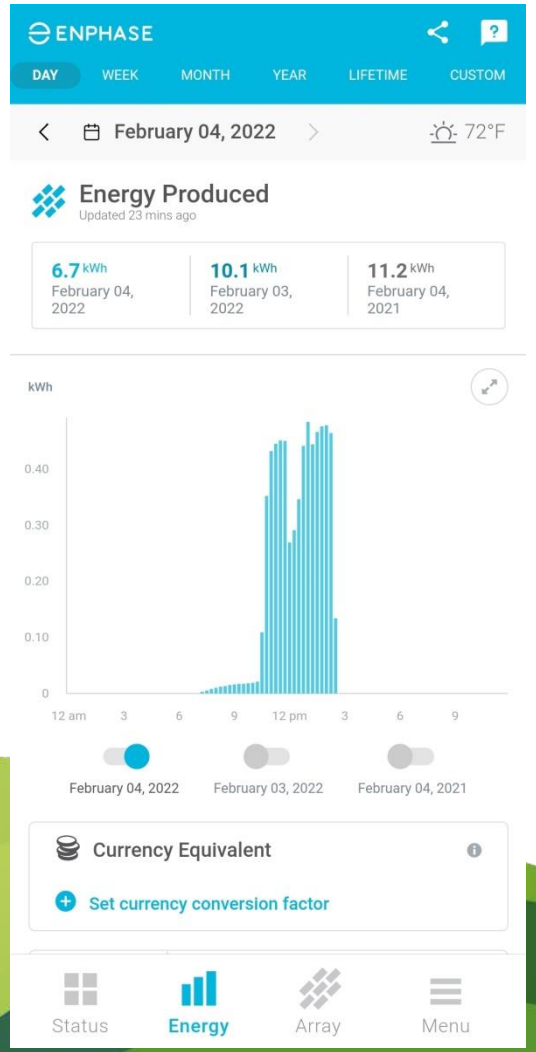


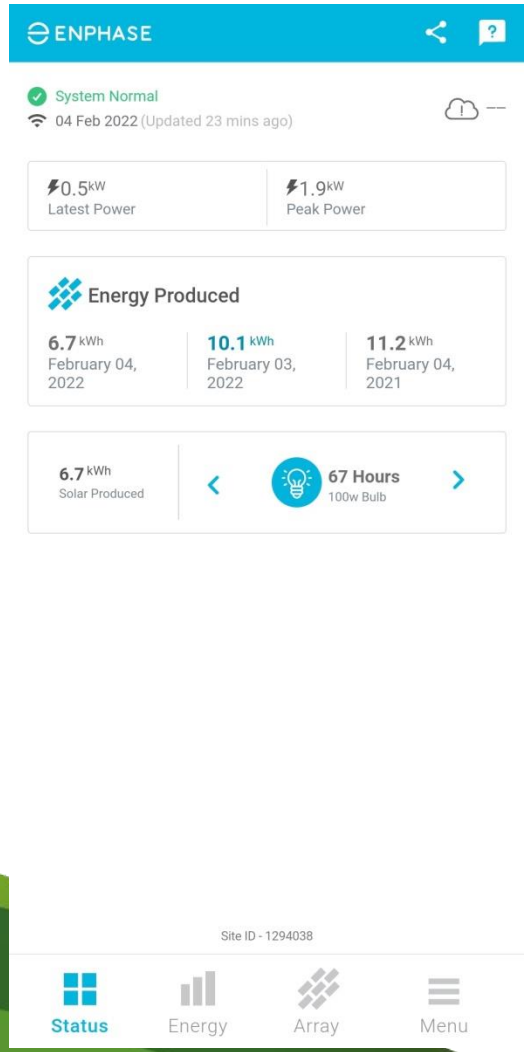




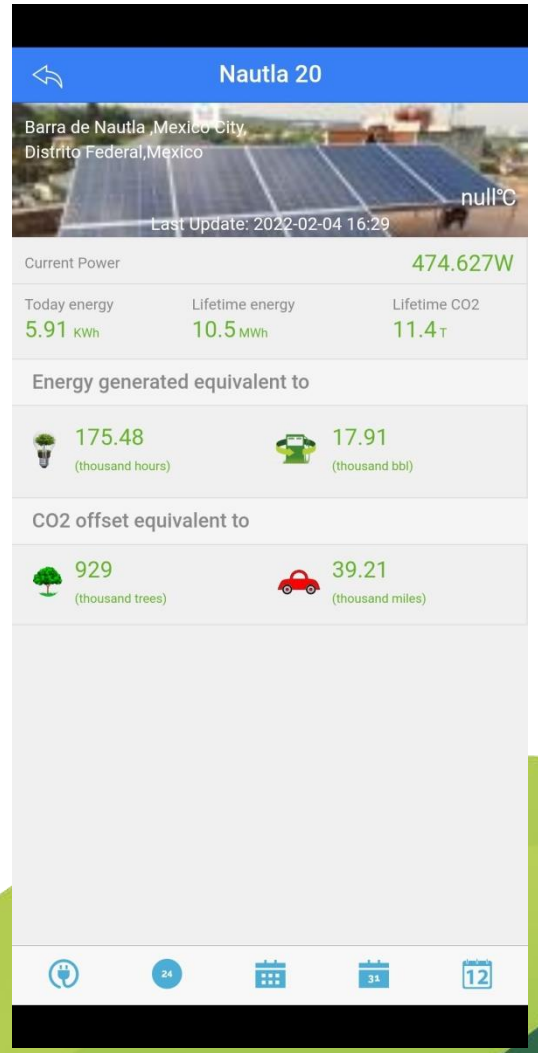
Ejemplos de monitoreo

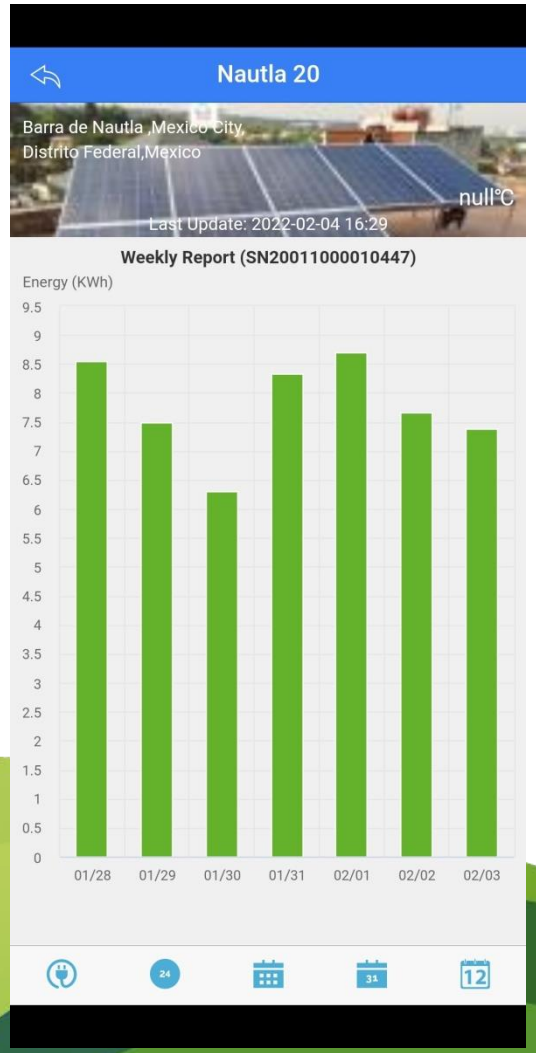


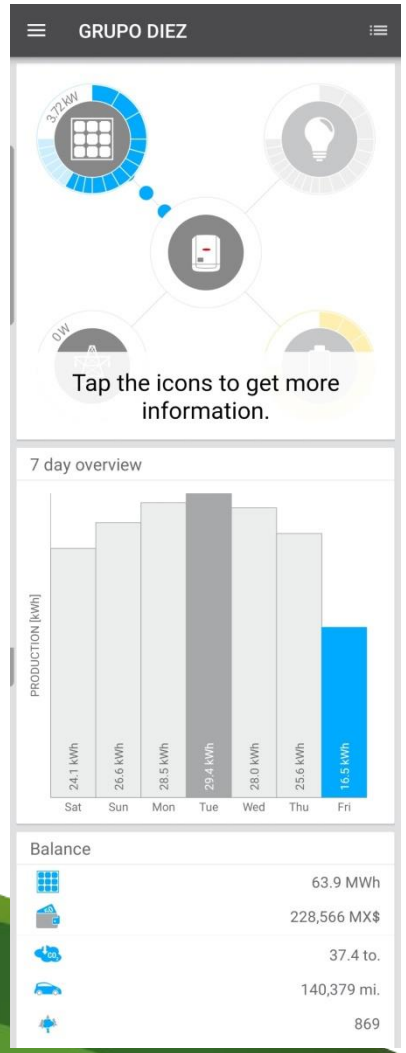




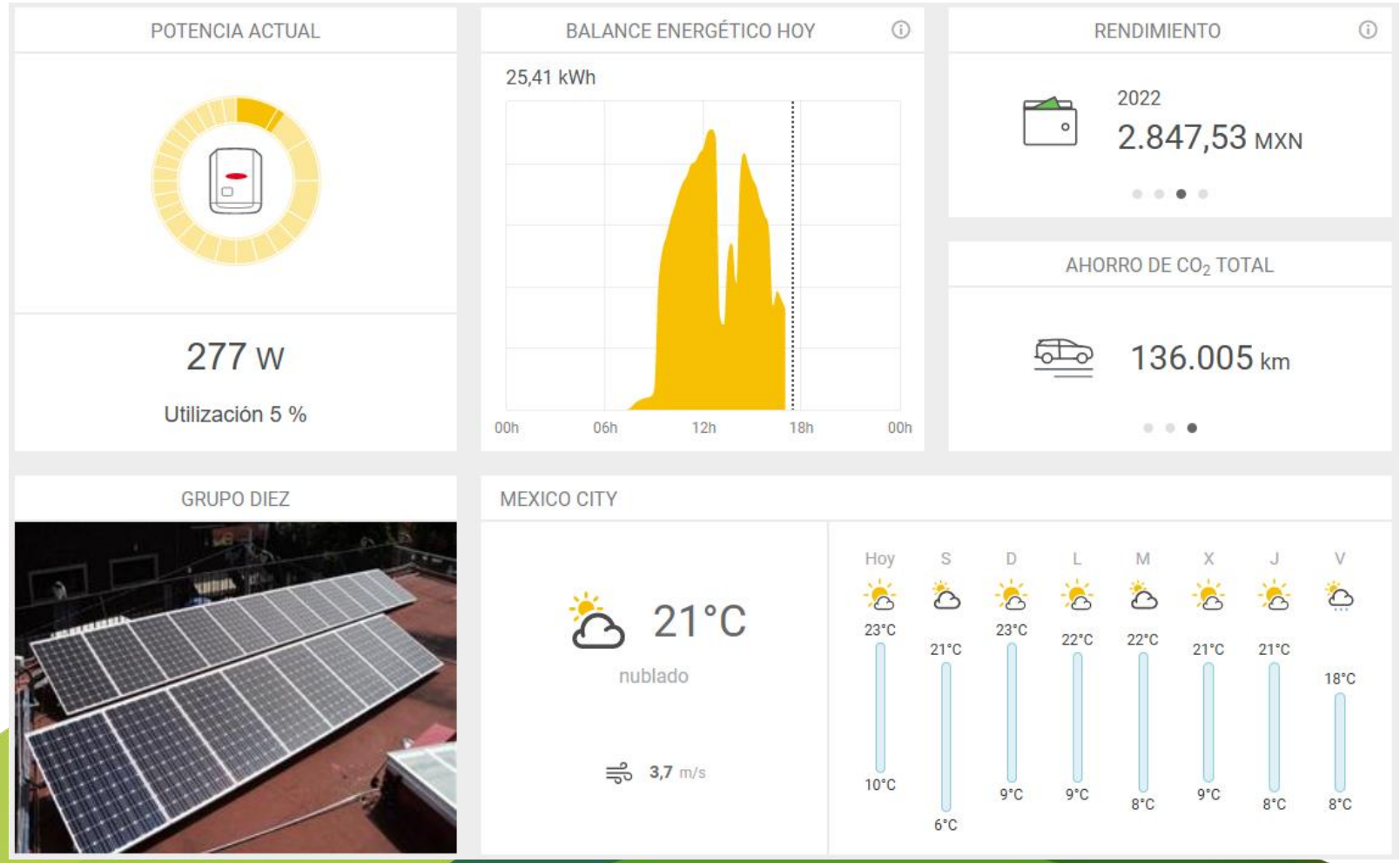
Ejemplos de monitoreo



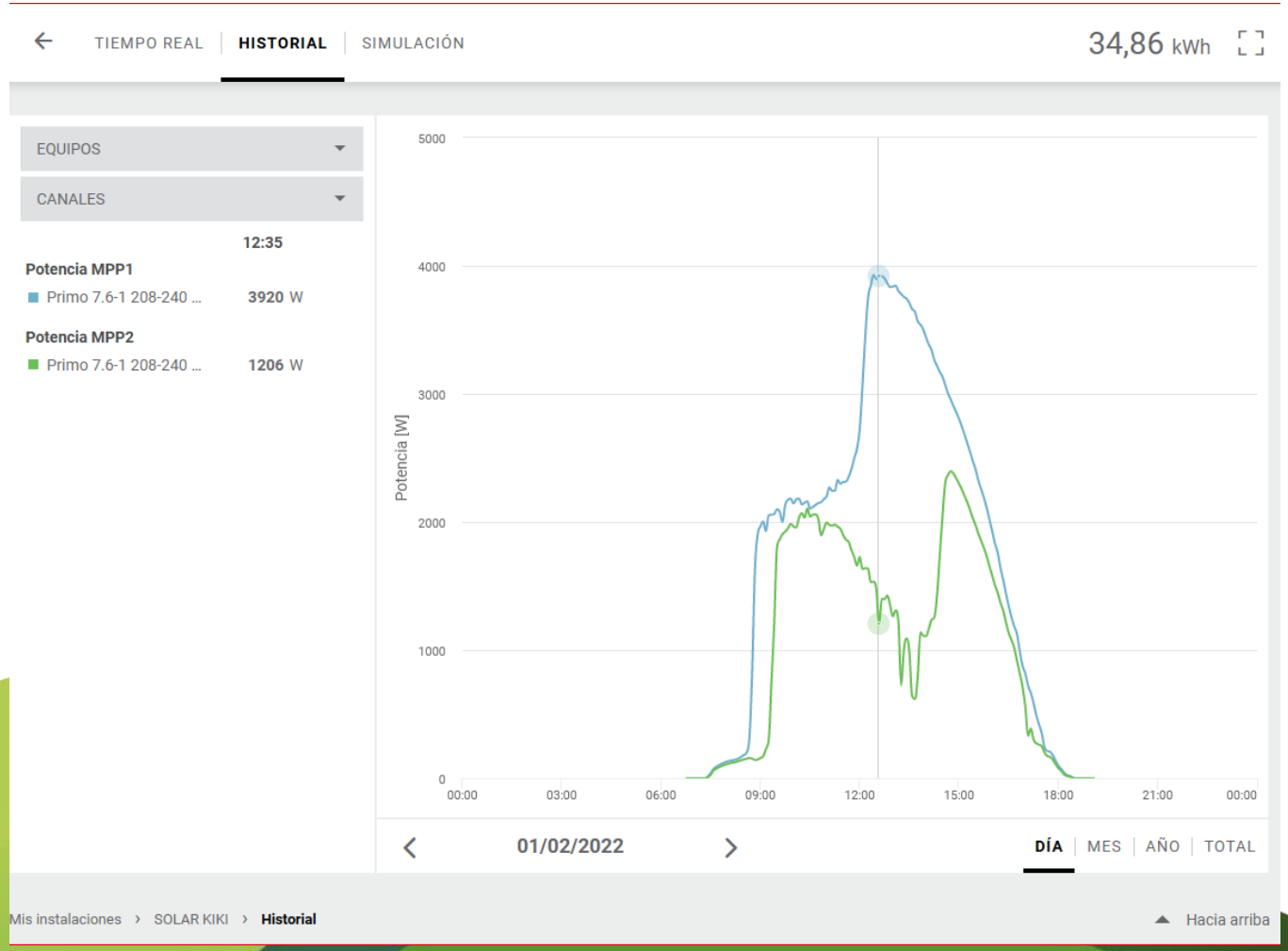




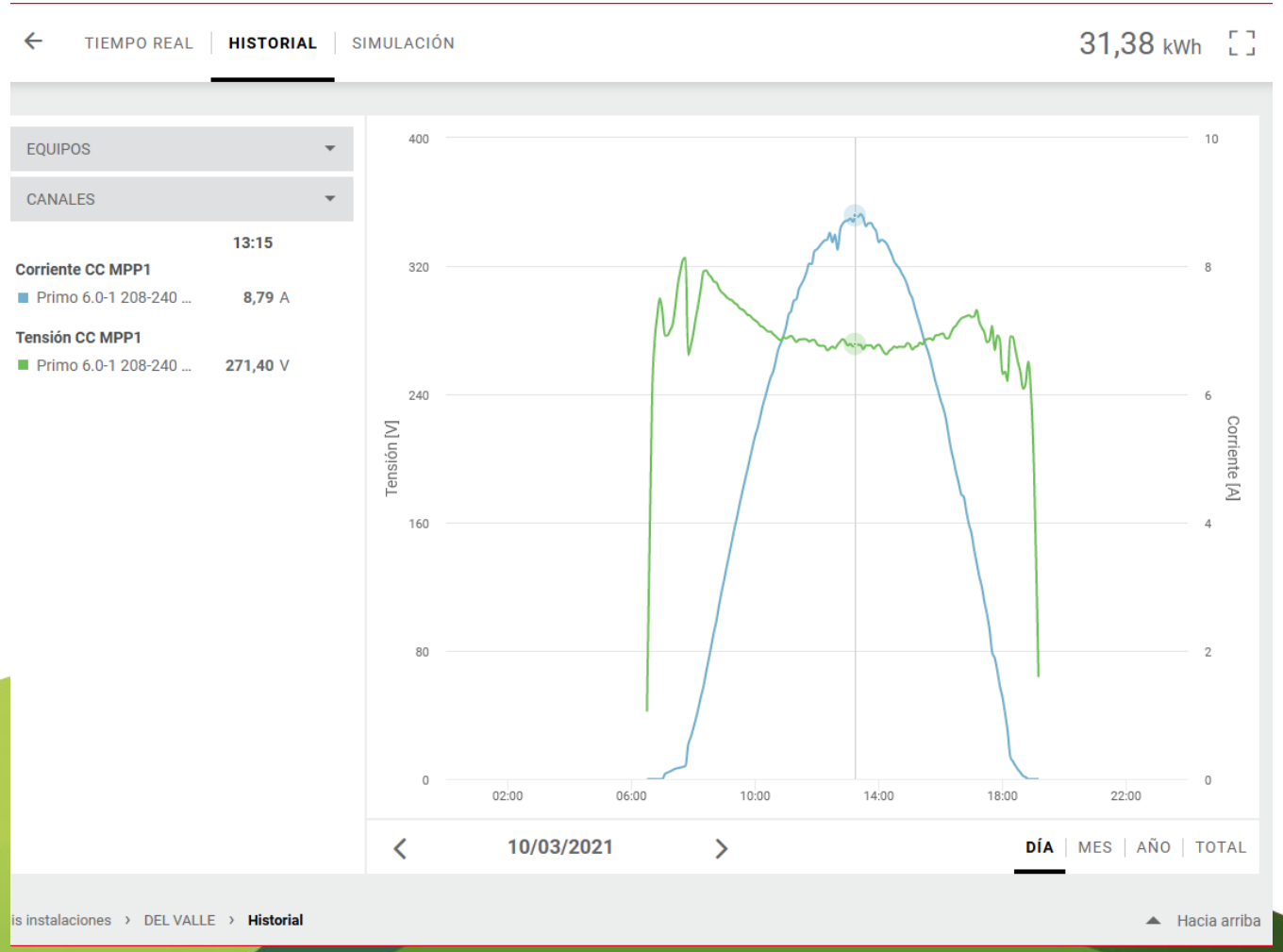
Ejemplos de monitoreo



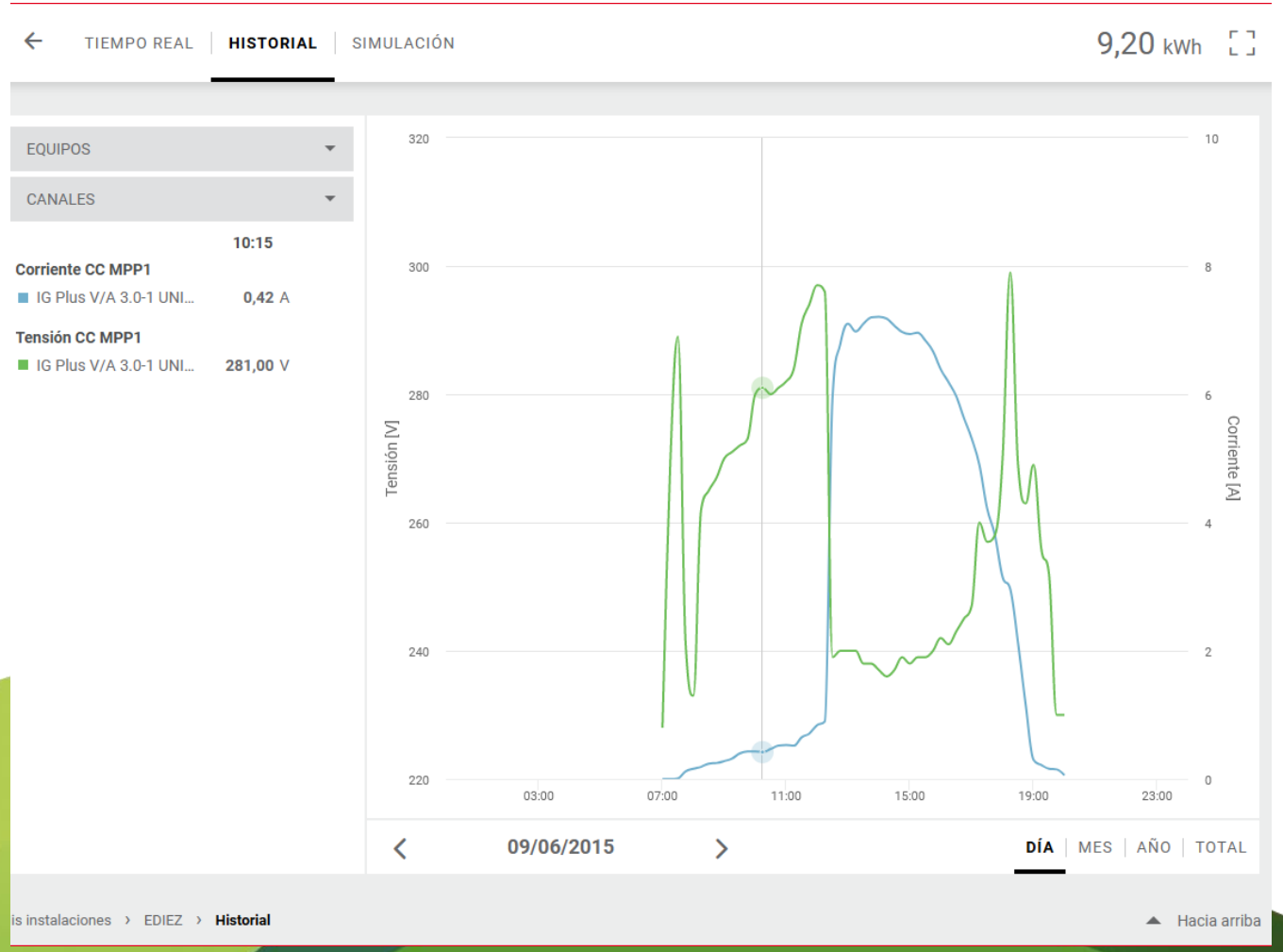
Ejemplos de monitoreo



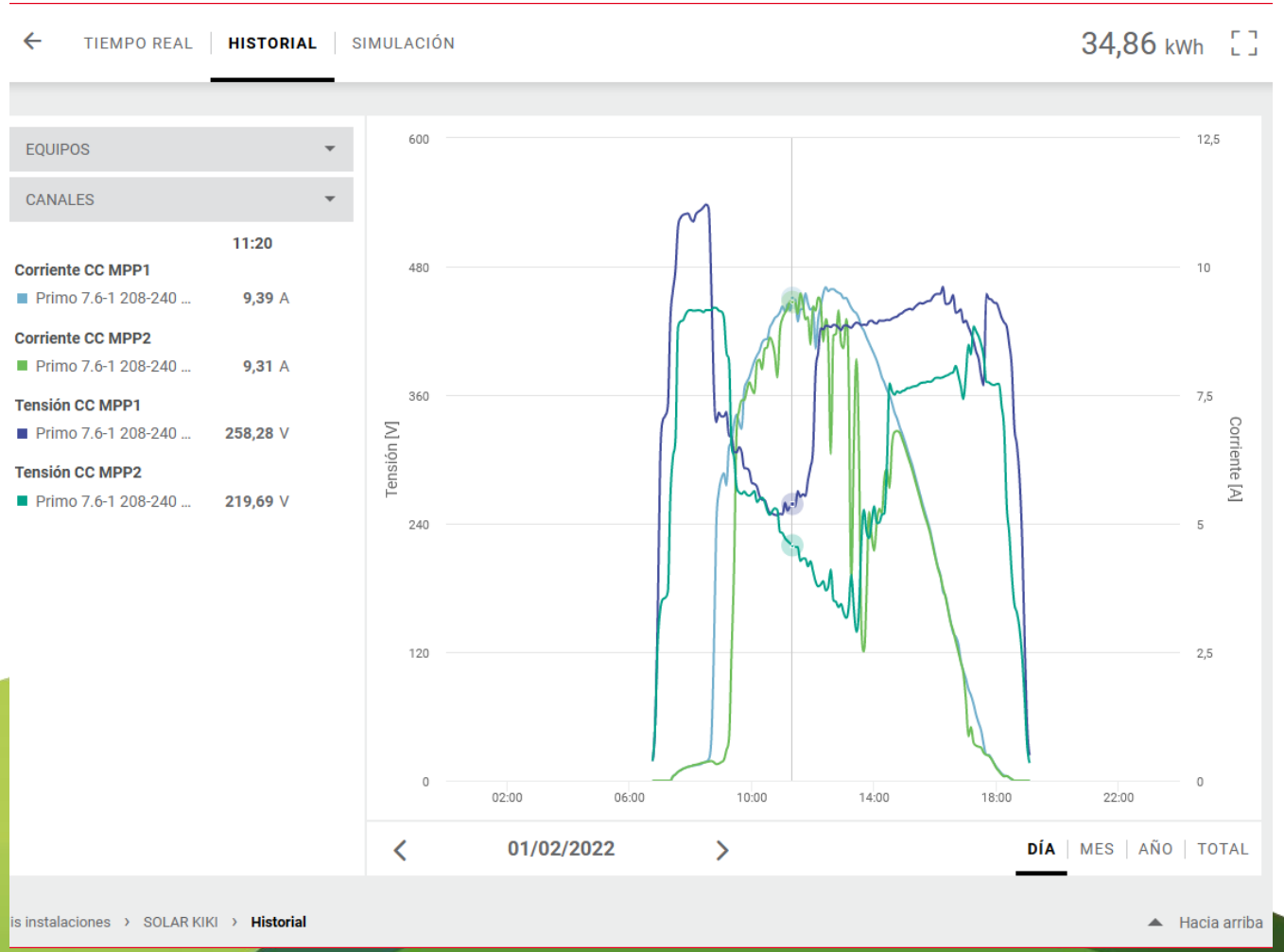
Ejemplos de monitoreo



Ejemplos de monitoreo



Ejemplos de monitoreo



Ejemplos de monitoreo



Un ejemplo es el e-Gauge. Monitorea cualquier carga eléctrica, sea de la instalación eléctrica o de un fotovoltaico.

https://www.egauge.net/

Producción pronosticada vs. real

	kWh mes	kWh/kWp mes	kWh/kWp día	Estimada	Desviación	Acumulada
1	705.25	125.72	4.06	3.44	15%	1.18
2	788.18	140.49	5.02	4.13	19%	1.24
3	854.13	152.25	4.91	4.72	8%	1.09
4	812.22	144.80	4.83	4.68	6%	1.07
5	740.59	132.02	4.26	4.49	-4%	0.96
6	718.78	128.12	4.27	4.03	7%	1.07
7	649.53	115.80	3.74	3.97	-2%	0.98
8	682.75	121.69	3.93	3.90	3%	1.03
9	547.72	97.65	3.26	3.56	-13%	0.89
10	669.06	119.27	3.85	3.54	11%	1.12
11	805.65	143.62	4.79	3.46	32%	1.46
12	761.27	135.68	4.38	3.23	32%	1.48

Ejemplos de monitoreo

Existen también plataformas que permiten juntar varios sistemas de monitoreo de diferentes marcas de inversores en un solo sitio.

Lo anterior permite:

1. Comparar contra las suposiciones iniciales
2. Integrar datos meteorológicos
3. Comparar el desempeño de varis sistemas
4. Crear órdenes de servicio.
5. Integrar reportes a los clientes.

Ejemplos de monitoreo

Un ejemplo es Sunergy.

SUNERGY

HelioScope

Weekly energy report

OpenWeather	Lunes 12	Martes 13	Miércoles 14	Jueves 15	Viernes 16	Sabado 17	Domingo 18	Suma
	25%	25%	25%	20%	15%	20%	25%	25%
Simulación kWh	124	125	126	128	132	128	125	888
Generación kWh	120	128	129	129	130	129	128	893
Inyección kWh	12	2	0	0	14	36	110	174
Generación / Inyección								
Consumo kWh	108	126	129	129	116	93	18	719
Consumo kWh	57	48	62	64	60	28	2	321
Consumo total kWh	165	174	191	193	176	121	20	1040
Vs.								
Ahorro	$ 171.70	$ 183.15	$ 184.58	$ 184.58	$ 186.01	$ 184.58	$ 183.15	$ 1,277.76

Notas	Sistema operando con normalidad
Próximo servicio preventivo	Saturday, November 21, 2020



https://www.sunergy.io/

Aspectos para la selección e instalación de Estaciones Meteorológicas.

Las estaciones meteorológicas son un componente crítico para la determinación del rendimiento de un Sistemas Fotovoltaico con respecto a las condiciones medio ambientales. A continuación, se presentan las especificaciones generales básicas que deben cumplir las estaciones meteorológicas a instalarse en Proyectos Fotovoltaicos.

Estándar	Descripción	Comentarios
IEC 61724-1:2017	Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. (Rendimiento de Sistema Fotovoltaico: monitoreo)	Guía para la medición, manejo y análisis de la información durante la operación de Sistemas Fotovoltaicos.
ISO 9060: 2018	Solar Energy – Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation. (Energía solar – Especificación y clasificación de los instrumentos para la medición de la hemisférica solar y la radiación solar directa)	Clasificación y especificación de instrumentos para la medición de la hemisférica solar y la radiación solar directa integrada en el rango de del espectro de luz de entre 3µm y 4µm variando cada 0.3 µm.
ISO/TR 9901: 1990	Solar Energy – Field Pyranometers (Energía Solar– Piranómetros de Campo)	Prácticas recomendadas para su uso.

Condiciones medioambientales

Cada estación meteorológica debe estar equipada por lo menos:

- un piranómetro horizontal (GHI)
- **un piranómetro en el plano del AFV (POA) montado cerca en el mismo seguidor de soporte (tracker)**
- una veleta y un **anemómetro**
- un pluviómetro
- un sensor de temperatura ambiente
- un higrómetro
- un sensor para la presión atmosférica.
- 4 **sensores de temperatura para su instalación en la parte trasera de los módulos fotovoltaicos**.

Se recomienda para precisar la medición y el rendimiento real del Sistema Fotovoltaico, considerar estos otros sensores:

- un medidor de albedo (con estructura por separado) y de espaldas y
- un piranómetro a espaldas de los módulos FV.

Recomendaciones para la instalación de los sensores

- Todo piranómetro horizontal deberá instalarse libre de sombras a lo largo del año y deberá tener una libre de 360°.
- El medidor del albedo debe ser instalado a 10 metros de cualquier superficie reflejante y cerca de un área que presente un suelo representativo a las condiciones dominantes en el sitio de instalación.
- Los sensores de temperatura colocados en la parte posterior de los módulos deben fijarse en el centro de una célula ubicada a la mitad del módulo fotovoltaico.
- Los sensores de temperatura en la parte posterior de los módulos no deben instalarse en los racks exteriores del arreglo fotovoltaico.
- Los sensores de temperatura detrás de los módulos debes ser colocados con el adhesivo recomendado por el fabricante.

Especificaciones de la instrumentación

Tipo de medición	Especificaciones técnicas
Irradiancia horizontal y en el plano del AFV	Clasificación ISO - Estándar secundario:
	• Respuesta espectral de 285 a 2800 nm
	• Tiempo de respuesta (95%) < 5s
	• Desviación en la medición:
	○ Radiación térmica (200 W/m2) < 7 W / m^2
	○ Cambio de temperatura (5 K/h) < 2 W/m^2
	• Inestabilidad (cambio/año) < 0.5%
	• No-linealidad (de 100 a 1000 W/m2) < 0.2%
	• Error direccional (haz solar a 80° con 1000 W/m^2) < 10 W/m^2
	• Dependencia de la temperatura de la sensibilidad < 1% (de -10 a 40°C)
	• Error de inclinación (a 1000 W/m2) < 0.2%
Temperatura ambiente a la altura del AFV	• Rango de medición de -50 a 70° C.
	• Precisión de temperatura:
	• de -30°C a +50°C: ±0.2°C
	• de -50°C a +60°C: ±0.6°C
Temperatura detrás del módulo	• Sensor Clase A RTD
	• Rango de temperatura de -50 a +150°C
Presión barométrica	• Rango de presión: de 500 a 1100 hPa.
	• Temperatura de operación: de -40 a +60°C.
	• Precisión digital: 0.2 hPa (25°C), 0.3 hPa (de -40 a +60°C)

Especificaciones de la instrumentación

Tipo de medición	Especificaciones técnicas
Irradiancia horizontal y en el plano del AFV	Clasificación ISO - Estándar secundario:
Velocidad y dirección del viento	• Rango: de 0-100 m/s (224 mph), 0-360°
	• Precisión:
	• Velocidad del viento: ±0.3 m/s (0.6mph) o 1% de la lectura
	• Dirección del viento: ± 3 grados.
	• Temperatura de operación: de -50 a +50°C.
	• Umbral:
	• Propela: 1 m/s (2.2 mph)
	• Veleta: 1.1 m/s (2.4 mph)
Humedad	• Rango: de 0 al 100% Humedad relativa
	• Dependencia de la temperatura: 0.03% HR/°C
	• Precisión de 15 a 40°C: ± (1.3 + 0.003 * registro HR)

Especificaciones de la instrumentación

Tipo de medición	Especificaciones técnicas
Irradiancia horizontal y en el plano del AFV	Clasificación ISO - Estándar secundario:
Albedo del suelo (medición de radiación solar global y radiación solar reflejada)	• Respuesta espectral de 285 a 2800 nm • Tiempo de respuesta (95%) < 5s • Desviación en la medición: • Radiación térmica (200 W/m2) < 7 W / m2 • Cambio de temperatura (5 K/h) < 2 W/m2 • Inestabilidad (cambio/año) < 0.5%
Precipitación pluvial	• Sensor tipo pluviómetro en balancín • En conformidad con los estándares WMO • Resolución: 0.2 mm • Precisión: 50 mm/hr;±1% • Rango de operación: 0-700 mm/h • Rango mínimo de operación: de 0 a 50° C • Humedad relativa de operación: 0-100% con condensación.

Click to add text

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

Tema 3
Centrales Eléctricas Fotovoltaicas

O & M

O & M de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas

A diferencia de otras plantas de generación de energía (como las termoeléctricas), las Centrales Eléctricas Fotovoltaicas requieren muy bajo mantenimiento y las actividades para su correcta operación son mínimas. Es por ello que las actividades de operación y mantenimiento (**O&M**) son comúnmente menospreciadas y a veces hasta omitidas por completo.
Sin embargo, dichas actividades son de vital importancia para:

- **maximizar la producción de energía**
- **maximizar la vida útil de la planta**
- **minimizar el tiempo de retorno de inversión**

O & M de Centrales Eléctricas Fotovoltaicas

85%- 80%
80% - 75%

Es una práctica común de mercado que el contratista encargado de la operación y mantenimiento de un sistema fotovoltaico garantice cierto valor mínimo de ***Performance Ratio*** (PR) o cierto porcentaje de disponibilidad. Por lo que, si no cumple, el dueño de la planta FV puede exigir compensaciones económicas.

Se debe prestar mayor atención a aquellas Centrales Fotovoltaicas instaladas en zonas remotas con climas extremosos, en zonas desérticas por ejemplo, en donde los módulos FV son expuestos a temperaturas que sobrepasan los 40 °C y en donde los niveles de suciedad (***soiling***) son muy altos.

Factores de calidad de una planta FV

Relación de rendimiento (PR)

La relación de rendimiento (*Performance Ratio* en inglés) es una medida de la calidad de una Central Fotovoltaica que es independiente de la ubicación geográfica, diseño, tecnología empleada y de la irradiación incidente. Se expresa como porcentaje y se calcula como el cociente entre la energía real producida y la energía teórica que se podría producir o estimada:

$$PR = \frac{Energía\ real\ producida}{Energía\ teórica\ (estimada\ a\ producir)}$$

La energía producida puede leerse directamente en los sistemas de medición instalados en el punto de interconexión.
La energía nominal teórica se puede calcular así:

(Irradiación incidente sobre el arreglo FV) x (Eficiencia de los módulos FV con afectación de la temperatura)

Factores de calidad de una planta FV

El PR muestra la proporción de energía que está realmente disponible después de tomar en cuenta todos los factores que causan pérdidas (por ejemplo, pérdidas térmicas y de conducción en los cables). Cuanto más cercano sea su valor a 100%, la Central Fotovoltaica estará trabajando más eficientemente. En la vida real, un valor del 100% no puede ser alcanzado, sin embargo, una Central Fotovoltaica interconectada a la red con un alto rendimiento, puede llegar a un PR cercano a 80%.

La relación de rendimiento tiene principalmente dos funciones:

- **Comparar la producción de energía de diversas plantas FV**
- **Monitorear el estado de una planta FV durante un periodo de tiempo prolongado**

Factores de calidad de una planta FV

La determinación del PR en intervalos de tiempo fijos no proporciona una comparación absoluta. En cambio, proporciona al operador la posibilidad de revisar el rendimiento y la producción. Si se asume que la Central Fotovoltaica está funcionando de forma óptima al momento de su puesta en marcha, y por lo tanto que el valor inicial del PR es 100%, se pueden detectar después desviaciones midiendo periódicamente el PR y comparándolo con el valor inicial.

Desviaciones por debajo del rango normal indican, por lo tanto, una posible falla.

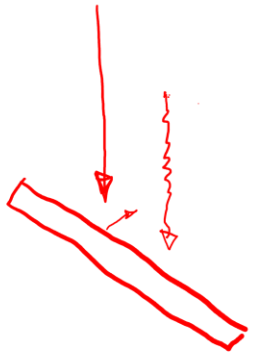
Factores de calidad de una planta FV

El período de análisis óptimo para calcular el PR es **1 año**. Sin embargo, también se pueden seleccionar períodos de tiempo más cortos, por ejemplo, si desea comparar directamente dos centrales FV, un mes podría bastar para asegurar que las variaciones ambientales no influyan en el cálculo.

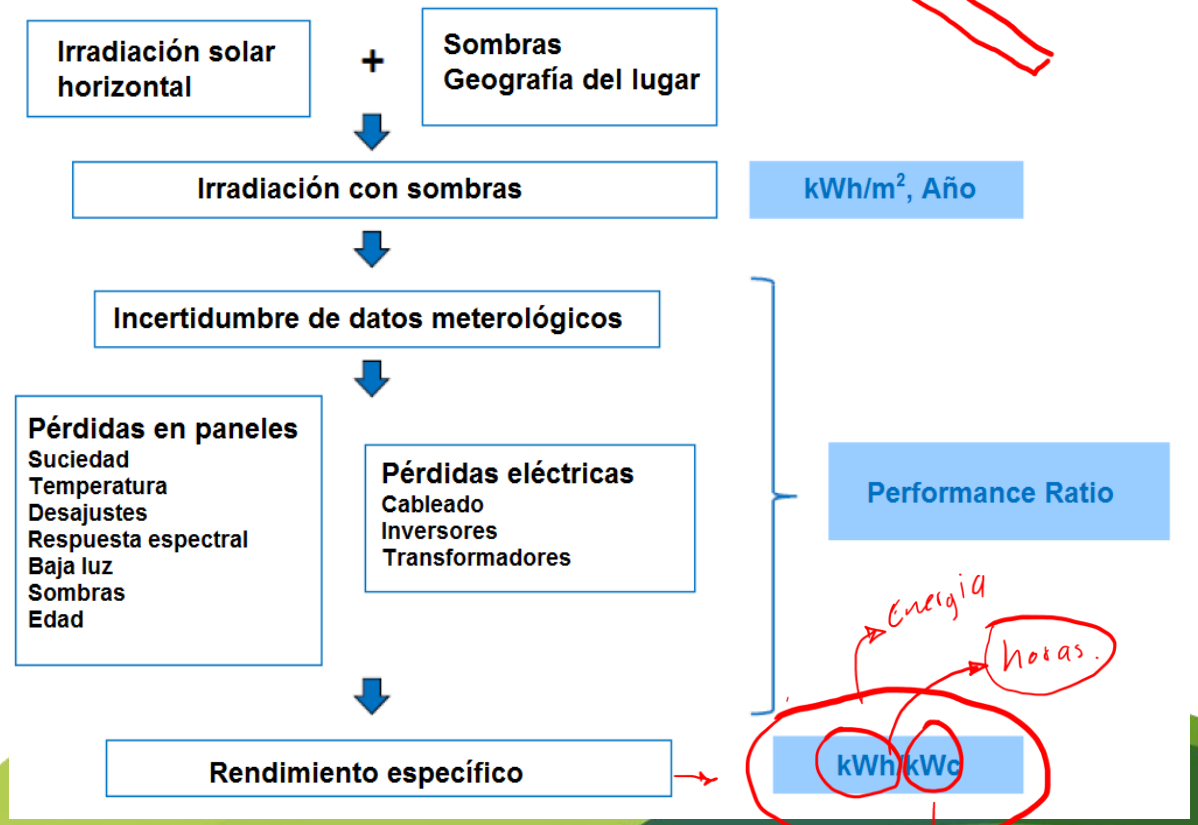
Factores que influyen en el valor del PR:

- Temperatura de los módulos FV
- Irradiación
- Instrumentos de medición
- Sombreado y suciedad sobre los módulos FV o sobre los instrumentos de medición
- Periodo de medición
- Pérdidas en cableado → ↓ V > 1.5 %
- Eficiencia de los módulos FV
- Eficiencia del inversor

Factores de calidad de una planta FV



1400 - 1200 horas
1600 - 1400 horas
UL 1690 B



Principales causas que afectan el PR
Pérdidas por temperatura
Pérdidas por sombreado (ambiental)
Pérdidas por sombreado (paneles)
Pérdidas por reflexión
Pérdidas por suciedad
Desajustes en la planta
Pérdidas en cableado (DC y AC)
Pérdidas en inversores
Pérdidas en transformadores
Pérdidas de degradación
Consumos auxiliares

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

El índice de rendimiento se define como:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \times 100$$

Donde:

PR = Índice de rendimiento (Performance Ratio) en un año (%)

Y_f = Rendimiento específico durante un año (también llamado rendimiento final) expresado en (kWh/kW_P) u horas sol pico (h)

Y_r = Rendimiento de referencia durante un año expresado en (kWh/kW_P) u horas sol pico (h)

Fuente: Operación y mantenimiento,
Guía de mejores prácticas/ Solar Power Euorpe/ASOLMEX

El PR con corrección de temperatura se puede definir de la siguiente manera:

$$PR_{TO(i)} = \frac{Y_i}{Y_{r(i)} \times \left[\left(1 - \frac{\beta}{100} \times (T_{MOD(i)} - 25°C)\right]\right.} \times 100$$

Donde:

$PR_{TO(i)}$ = Índice de rendimiento con corrección de temperatura para el periodo de tiempo *i* (%)

Y_i = Rendimiento específico de la planta en el periodo de tiempo *i*, expresado en (kWh/kW_P) u horas sol pico (h)

$Y_{r(i)}$ = Rendimiento de referencia en el periodo de tiempo *i*, expresado en (kWh/kW_P) u horas sol pico (h)

β = Coeficiente de temperatura para P_0 que corresponde a los módulos instalados (%/°C)

$T_{MOD(i)}$ = Temperatura promedio del módulo en el periodo *i*, ponderado de acuerdo con el rendimiento Y_j (°C)

$$T_{MOD(i)} = \frac{\sum_{j=1}^{i} Y_j \times T_{MOD_{MEAS(j)}}}{\sum_{j=1}^{i} (Y_j)}$$

Donde:

Y_j = Rendimiento específico de la planta en el periodo de tiempo *j* ($j \leq 15$ minutos), expresado en (kWh/kW_P) u horas sol pico (h)

$T_{AMB_{MEAS(j)}}$ = Temperatura promedio del módulo medida en el periodo de tiempo *j* ($j \leq 1$ hora) (°C)

Fuente: Operación y mantenimiento,
Guía de mejores prácticas/ Solar Power Euorpe/ASOLMEX

Factores de calidad de una planta FV

Generación (rendimiento) específica (Y_f)

Se define como la relación entre la energía total producida y la capacidad total instalada:

$$Generación\ específica = \frac{Energía\ producida}{Capacidad\ total\ instalada}$$

Para fines de comparación, la unidades que se utilizan son: kWh / kWp.

Se utiliza para ayudar a determinar el valor financiero de una planta y para comparar los resultados operativos de diferentes tecnologías y sistemas.

Simulación de generación

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: AMERIBEN

Variant: 210811_Simulación 1066 Módulos de 540 W

No 3D scene defined, no shadings

System power: 573 kWp

AMERIBEN Mazatlan - Mexico

Simulación de generación

Project summary

Geographical Site
AMERIBEN Mazatlan
Mexico

Situation

Latitude	23.19 °N
Longitude	-106.42 °W
Altitude	12 m
Time zone	UTC-7

Project settings

Albedo	0.20

Meteo data
AMERIBEN Mazatlan
PVGIS api TMY

System summary

Grid-Connected System
Simulation for year no 2

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed planes	2 orientations
Tilts/azimuths	15 / -75 °
	15 / 105 °

Near Shadings
No Shadings

User's needs
Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules	1062 units
Pnom total	573 kWp

Inverters

Nb. of units	20 units
Pnom total	480 kWac
Pnom ratio	1.195

Results summary

Produced Energy	974.6 MWh/year	Specific production	1699 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.29 %
Apparent energy	984.7 MVAh				

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer	Longi Solar
Model	LR5-72 HPH 540 M
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	540 Wp
Number of PV modules	1062 units
Nominal (STC)	573 kWp

Inverter

Manufacturer	Fronius USA
Model	Symo Advanced 24.0-3 480
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	24.0 kWac
Number of inverters	20 units
Total power	480 kWac

Array #1 - PV Array

Mixed orient.

#1/2: 19/19 strings

Tilt/Azimuth	15/-75 ° 15/105 °		
Number of PV modules	684 units	Number of inverters	20 * MPPT 0.57 11.4 unit
Nominal (STC)	369 kWp	Total power	273 kWac
Modules	38 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-800 V
Pmpp	338 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.35
U mpp	672 V		
I mpp	502 A		

Array #2 - Sub-array #2

Mixed orient.

#1/2: 10/11 strings

Tilt/Azimuth	15/-75 ° 15/105 °		
Number of PV modules	378 units	Number of inverters	20 * MPPT 0.43 8.6 unit
Nominal (STC)	204 kWp	Total power	207 kWac
Modules	21 Strings x 18 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-800 V
Pmpp	187 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.99
U mpp	672 V		
I mpp	278 A		

Total PV power

Nominal (STC)	573 kWp
Total	1062 modules
Module area	2715 m²
Cell area	2462 m²

Total inverter power

Total power	480 kWac
Nb. of inverters	20 units
Pnom ratio	1.19

Array losses

Array Soiling Losses
Loss Fraction 1.5 %

Thermal Loss factor
Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation
Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss
Loss Fraction 0.0 %

Module mismatch losses
Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss
Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation
Year no 2
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0.4 %/year
Vmp RMS dispersion 0.4 %/year

IAM loss factor
Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

Spectral correction
FirstSolar model
Precipitable water estimated from relative humidity

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0.85914	-0.02088	-0.0058853	0.12029	0.026814	-0.001781

DC wiring losses

Global wiring resistance 6.3 mΩ
Loss Fraction 0.7 % at STC

Array #1 - PV Array
Global array res. 7.4 mΩ
Loss Fraction 0.5 % at STC

Array #2 - Sub-array #2
Global array res. 40 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

System losses

Unavailability of the system
Time fraction 0.3 %
1.1 days,
3 periods

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo
Inverter voltage 480 Vac tri
Loss Fraction 0.28 % at STC

Inverter: Symo Advanced 24.0-3 480
Wire section (11 Inv.) Alu 11 x 3 x 70 mm²
Average wires length 70 m

Inverter: Symo Advanced 24.0-3 480
Wire section (9 Inv.) Alu 9 x 3 x 6 mm²
Average wires length 0 m

AC wiring losses

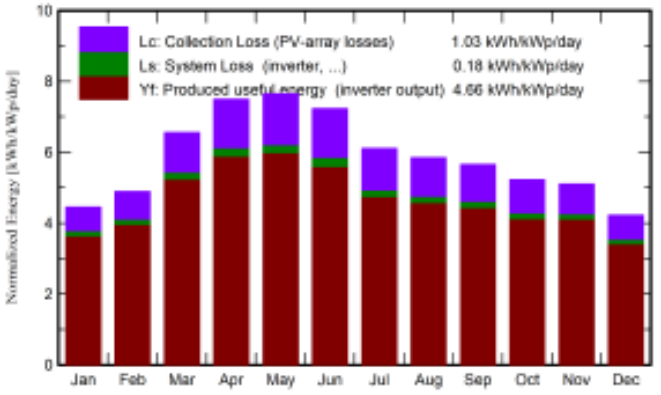
MV line up to Injection
MV Voltage 13.2 kV
Wires Alu 3 x 16 mm²
Length 100 m
Loss Fraction 0.06 % at STC

Main results

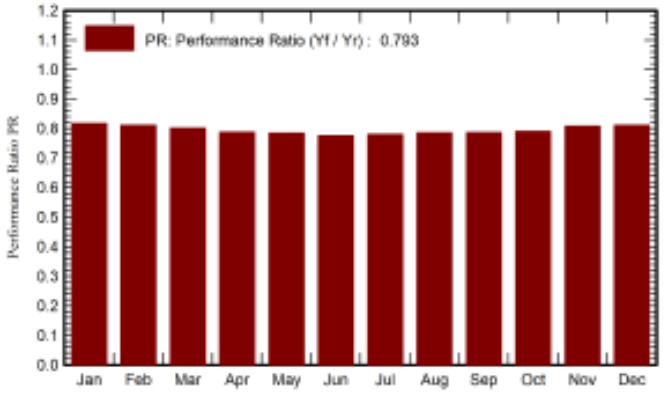
System Production

Produced Energy	974.6 MWh/year	Specific production	1699 kWh/kWp/year
Apparent energy	984.7 MVAh	Performance Ratio PR	79.29 %

Normalized productions (per installed kWp)



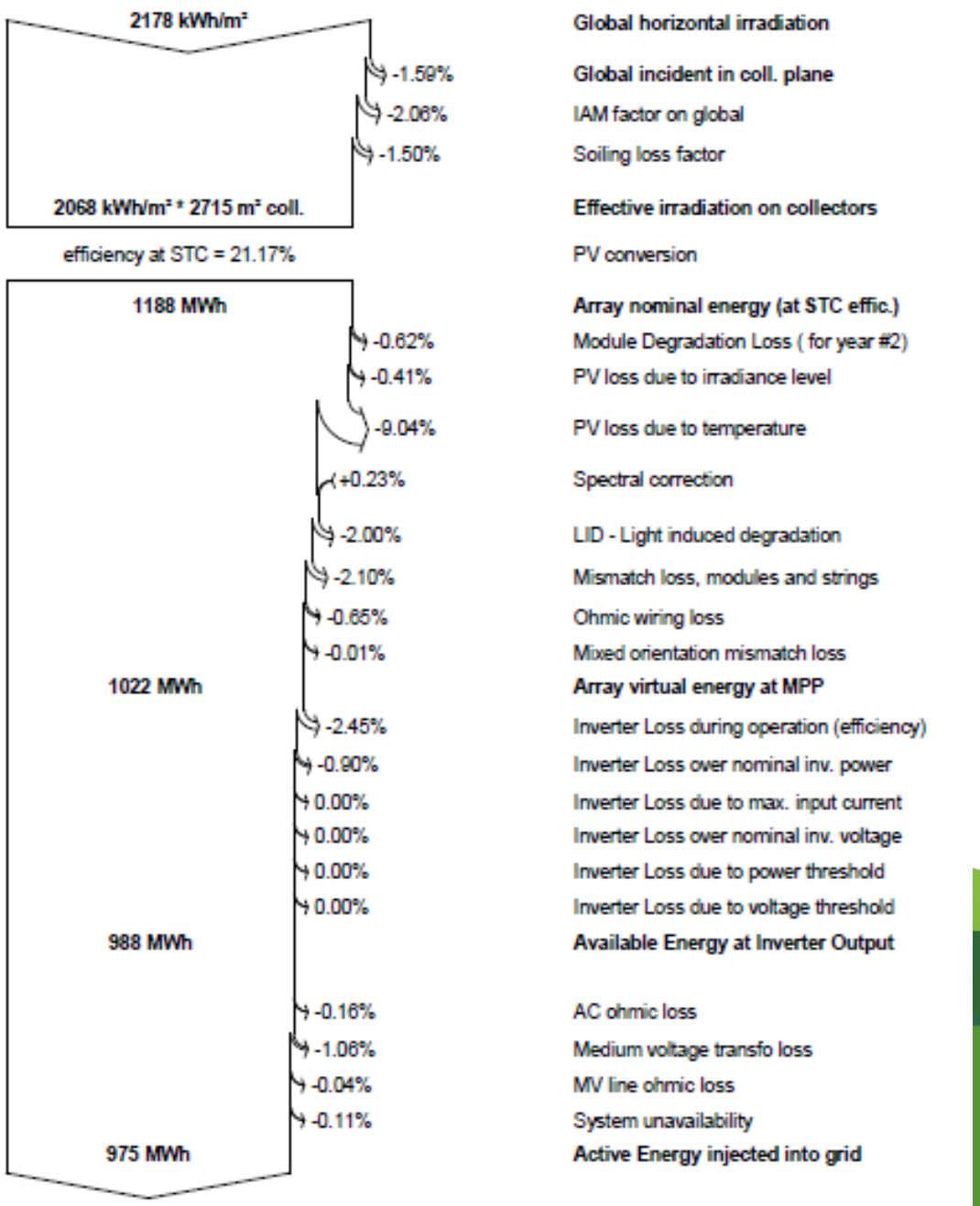
Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	140.4	37.28	20.23	138.1	132.1	67.5	64.8	0.818
February	139.4	40.83	21.25	137.1	131.8	66.2	63.8	0.811
March	206.4	47.56	20.24	203.2	196.3	96.9	93.4	0.801
April	228.5	48.25	22.19	224.9	217.7	105.4	101.6	0.787
May	240.6	62.83	24.72	237.0	229.5	110.6	106.6	0.784
June	220.6	53.03	27.63	216.7	210.2	100.8	96.3	0.775
July	192.9	65.52	28.71	189.4	183.6	88.0	84.7	0.780
August	184.4	71.59	28.12	181.2	175.4	84.8	81.7	0.786
September	172.8	57.55	28.35	169.6	164.2	79.5	76.5	0.787
October	164.5	39.59	27.90	162.1	156.1	76.4	73.5	0.790
November	154.8	26.36	22.77	153.1	146.2	73.6	70.9	0.807
December	132.6	31.24	22.71	130.9	124.5	63.3	60.9	0.811
Year	2177.9	581.64	24.59	2143.4	2067.6	1013.1	974.6	0.793

Loss diagram

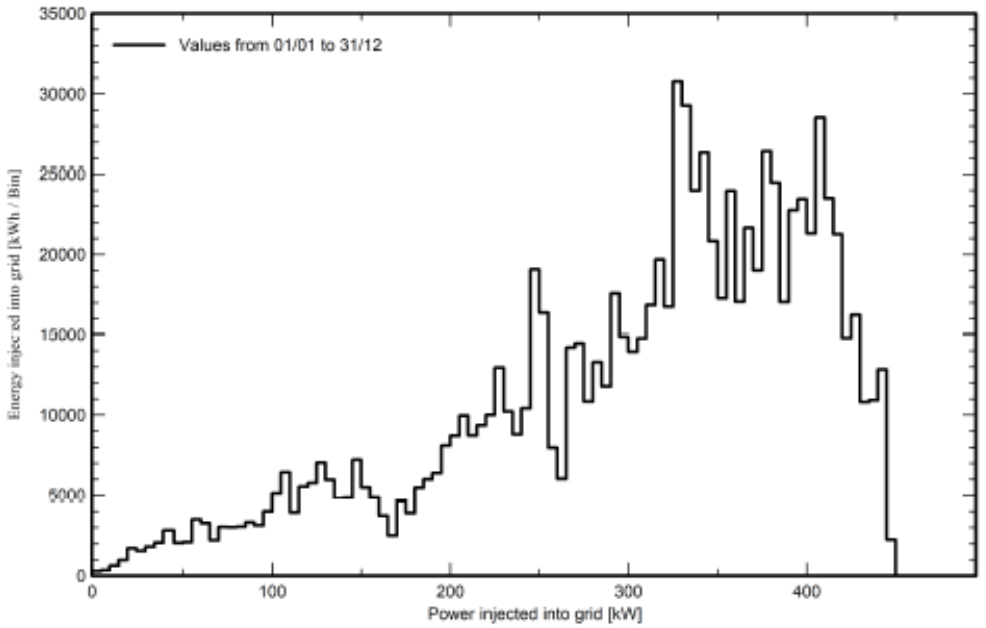


141 MVAR — Reactive energy to the grid: Aver. cos(phi) = 0.990

985 MVA — **Apparent energy to the grid**

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

System Output Power Distribution



P50 - P90 evaluation

Meteo data

Meteo data source	PVGIS api TMY
Kind	Monthly averages
TMY - Multi-year average	
Year-to-year variability(Variance)	0.5 %

Specified Deviation

Climate change	0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum)	1.9 %

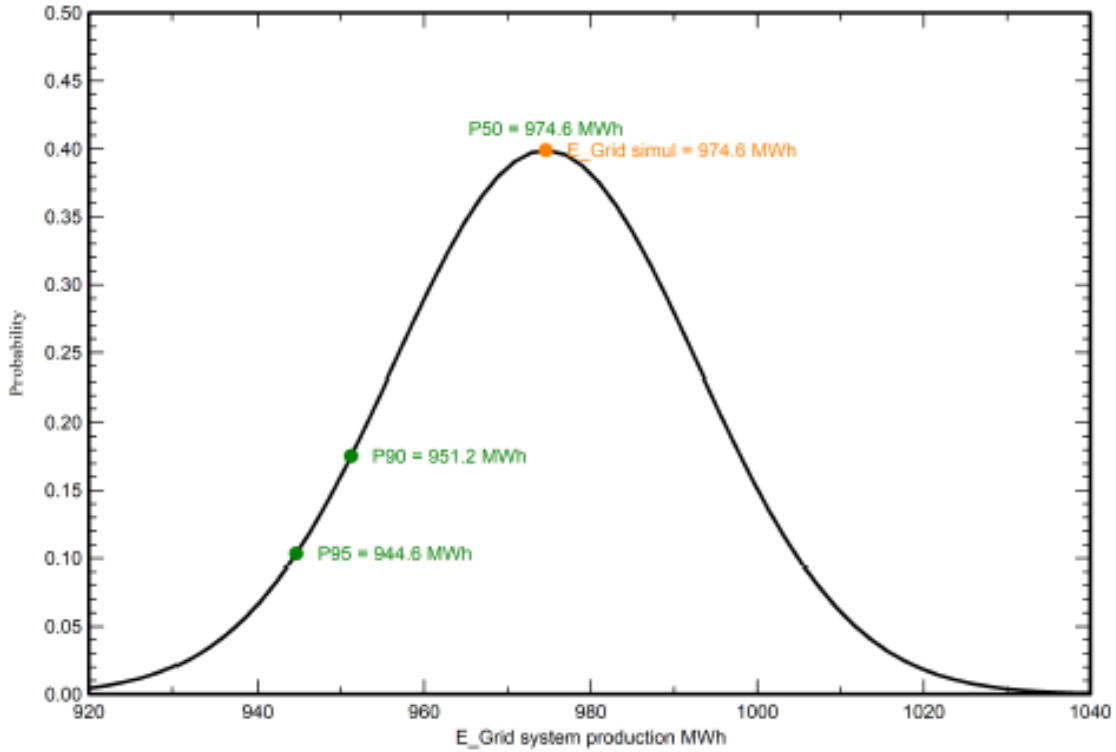
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

Annual production probability

Variability	18.2 MWh
P50	974.6 MWh
P90	951.2 MWh
P95	944.6 MWh

Probability distribution



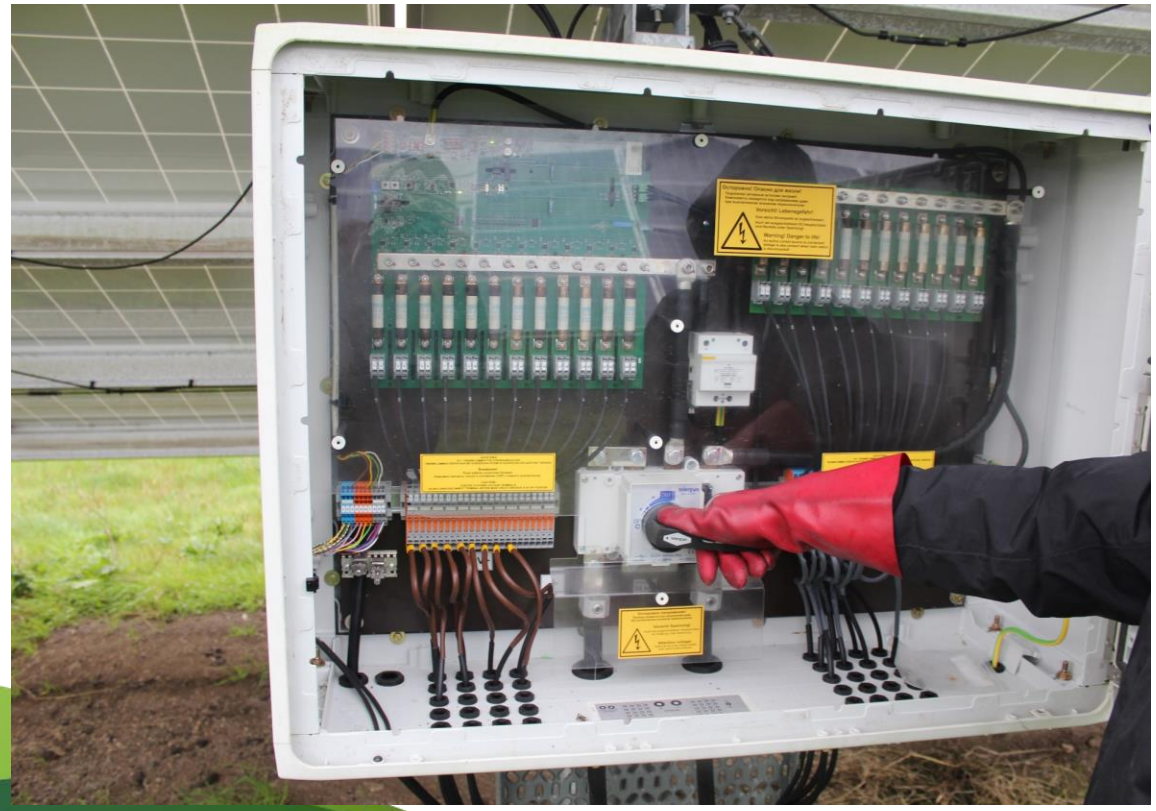
Tema 4
Mantenimiento preventivo (Continuación)

c) Revisión de cajas combinadoras

Todas las cajas combinadoras deben ser revisadas periódicamente para ver si hay entrada de agua, suciedad o acumulación de polvo, ya que podría causar corrosión en componentes e incluso un cortocircuito.

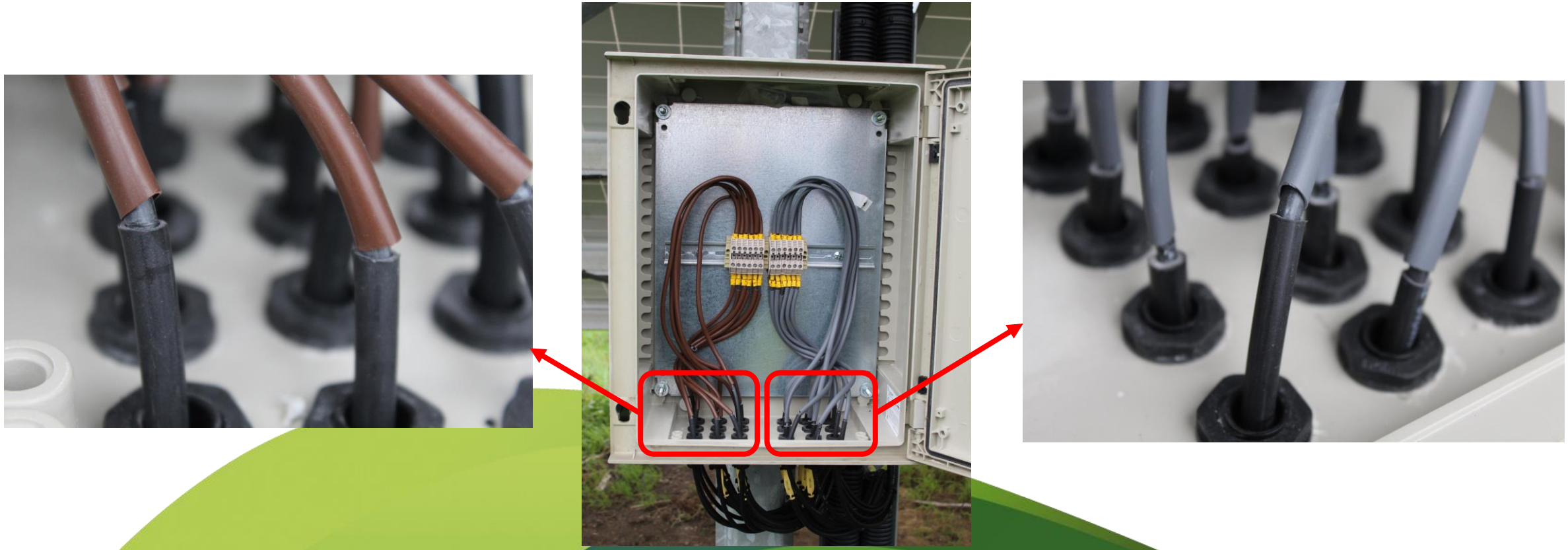
Se debe revisar la integridad de las conexiones y de las protecciones eléctricas (fusibles, interruptores termomagnéticos, supresores de pico, etc.). Una conexión floja puede causar **arqueo** y representa un **riesgo de incendio**.

Cuando no se implementa el monitoreo de nivel de módulo o cadena, el contratista de O&M debe realizar controles periódicos, al menos una vez al año.



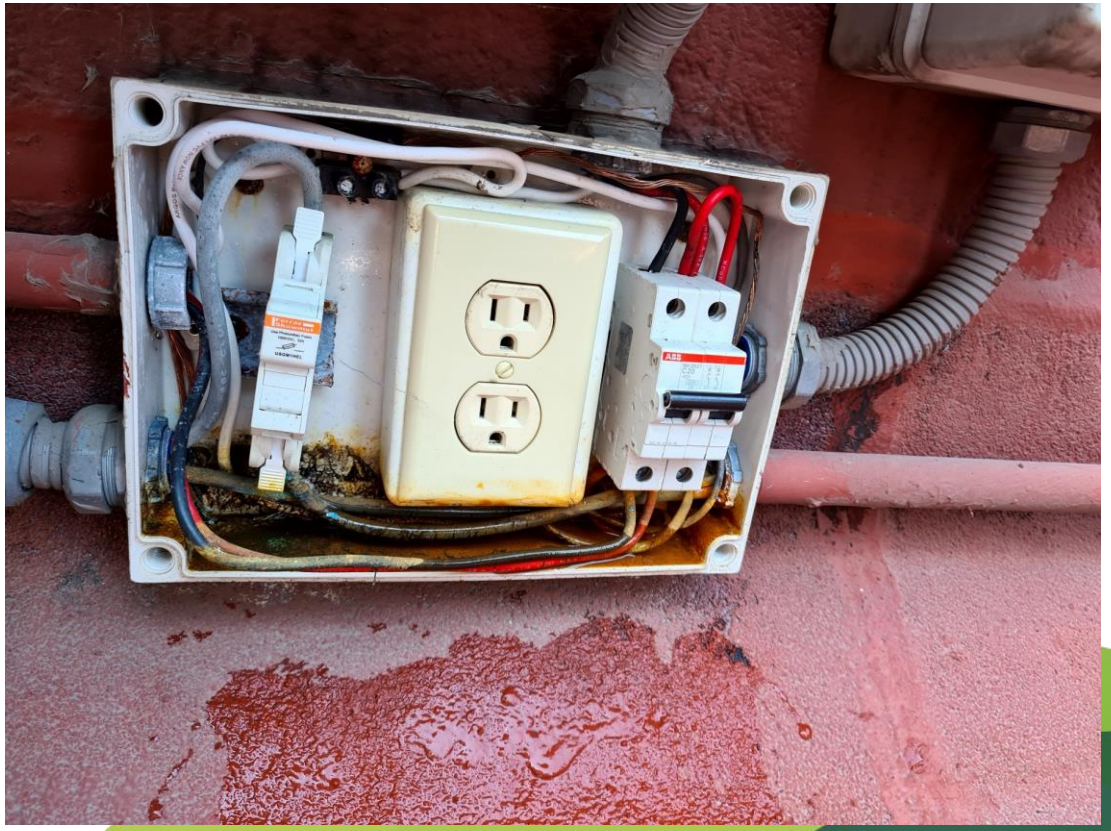
Abrir interruptor antes de la revisión. Foto: Guillermo Oviedo

c) Revisión de cajas combinadoras



Revisión de conexiones. Fotos: Guillermo Oviedo

c) Revisión de cajas combinadoras



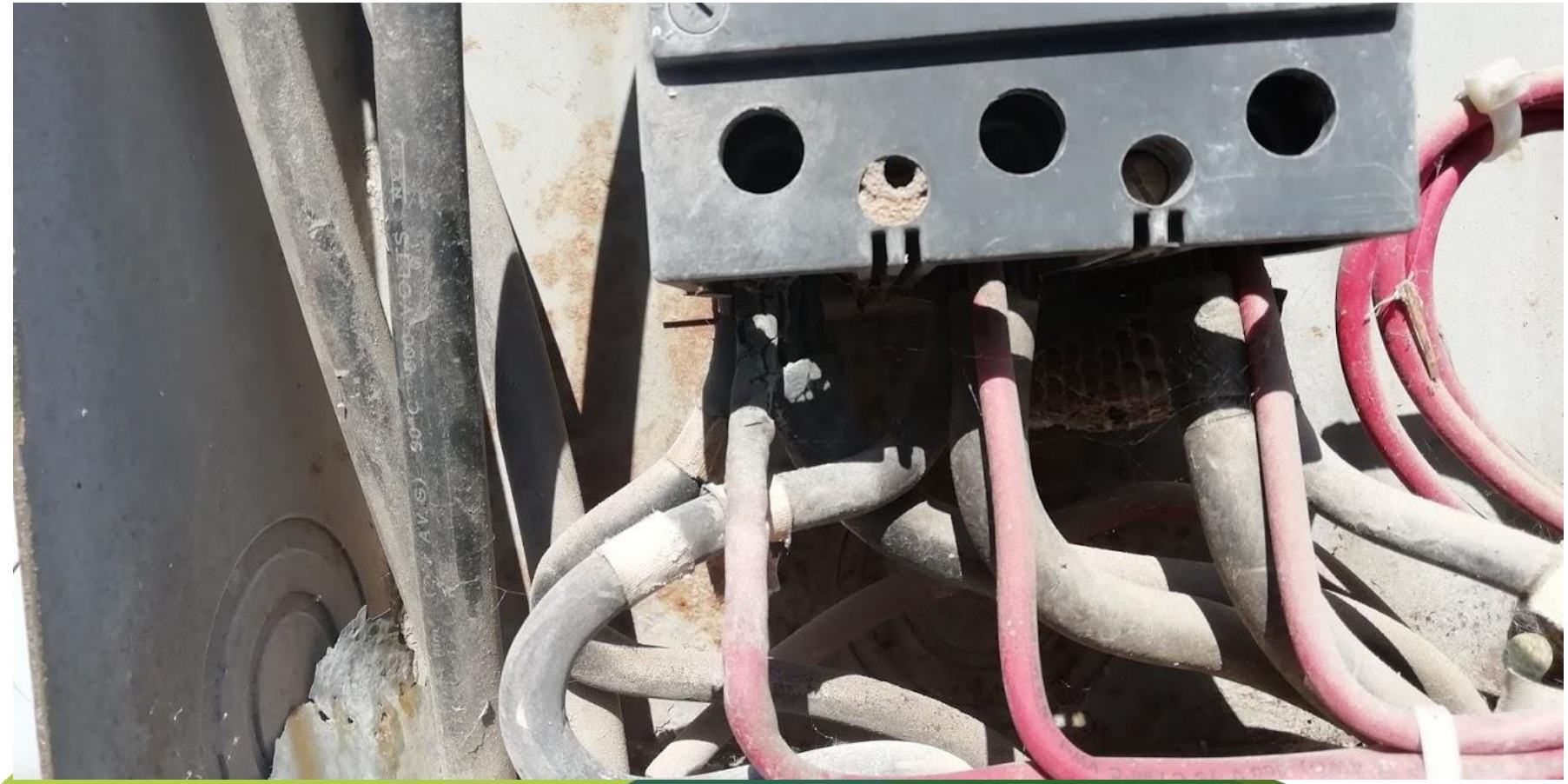


Revisión de caja de conexiones. Fotos: Rodolfo Alvarado

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica



CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica



CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica



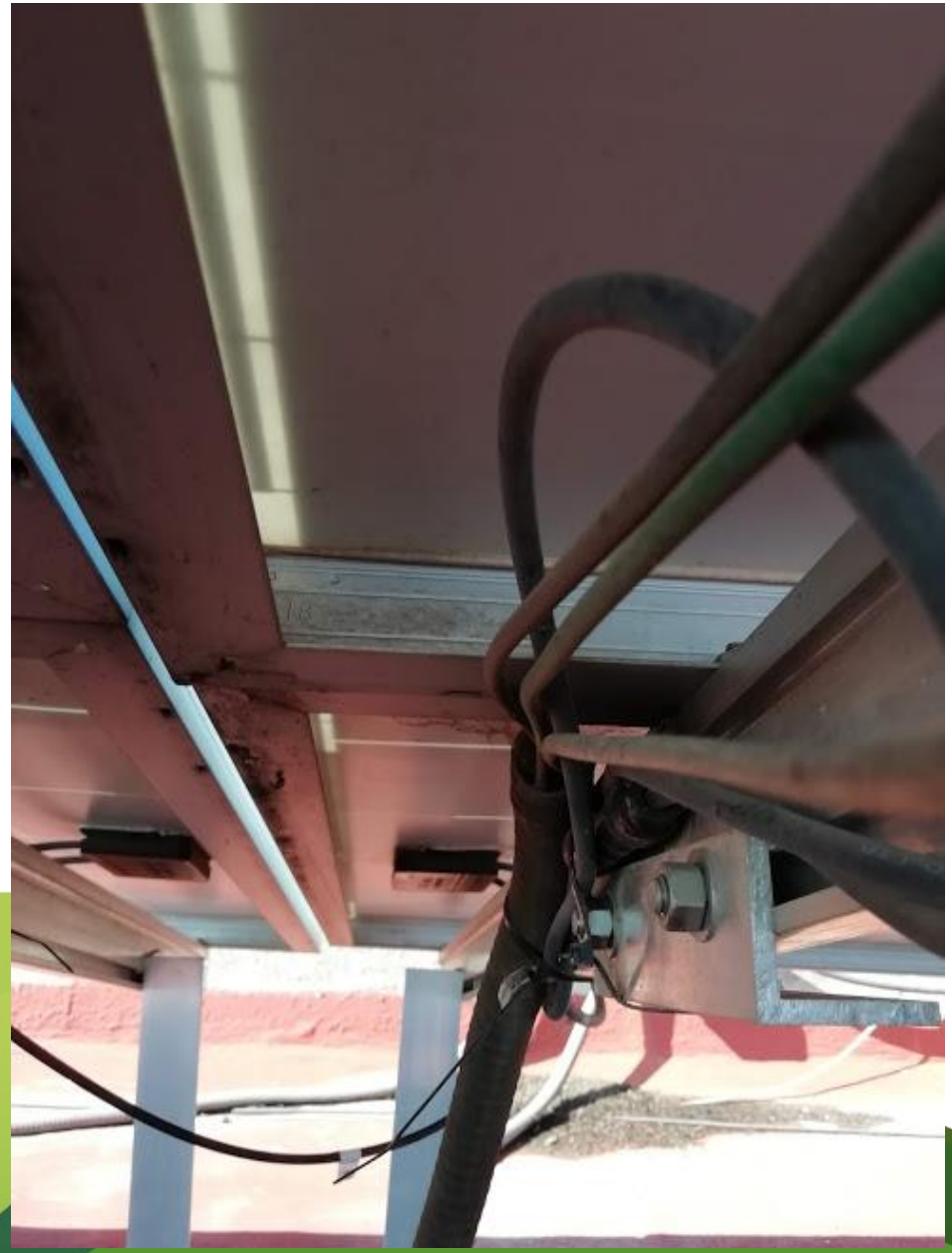
CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica



CPEF
Consejo de profesionales
en energía fotovoltaica



CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica



d) Servicio de inversores

Generalmente, las fallas en inversores son la causa más común de la inactividad del sistema. Por lo tanto, el mantenimiento preventivo de los inversores debe ser una parte central de la estrategia de O&M.

Los requisitos de mantenimiento de los inversores varían según el tamaño, tipo y fabricante. Los requisitos específicos de un inversor concreto deben ser confirmados con el fabricante y en base a ellos planificar el mantenimiento.

El mantenimiento preventivo regular para un inversor debe incluir, como mínimo, las siguientes actividades:

- Inspección visual
- Limpieza o remplazo de los filtros de los ventiladores de enfriamiento
- Limpieza de componentes electrónicos
- Revisión del torque que todas las conexiones mecánicas

d) Servicio de inversores centrales

Dependiendo del fabricante, cada uno sugerirá la frecuencia de mantenimiento.

En caso de contar con disipador de calor expuesto, limpiar el polvo y la suciedad en las aletas de enfriamiento, pues esto decrece la capacidad de transferencia de calor y con ello el inversor podría salir de operación. En el caso de contar con ventilador (ventilación forzada), verificar su adecuado operación y la del disipador de calor. Retirar el polvo y la suciedad acumulada en la guarda de protección.

Revisar el sello de empaque del gabinete, en caso de estar defectuosos, cambiarlo.

Revisar todas las conexiones eléctricas de los cables de entrada y salida del inversor. Buscar que no haya daños por exceso de temperatura en los conductores ni ningún tipo de corrosión. Verificar que todas las conexiones están firmes y bien apretadas.

Limpieza general del gabinete removiendo el polvo y verificando que vuelva a cerrar herméticamente.

d) Servicio de inversores centrales

Proceso para des-energizar el inversor

(Se sugiere hacer el mantenimiento no en horas de producción para no afectar la producción de la planta).

1) Apague el inversor
2) Abrir el interruptor de DC
3) Abrir el interruptor de AC
4) Remover el gabinete (en caso de aplicar)
5) Abrir el interruptor de transformador de aislamiento (en caso de que no esté incluido en el inversor)
6) Bloquee el interruptor del transformador de aislamiento y los interruptores de entrada y salida del inversor contra operación de terceros.
7) Descargar los capacitores del inversor (en caso de que cuente con la opción e indiquen la descarga o esperar de 5 a 15 minutos a que se descarguen los capacitores)
8) Revisar que no haya voltaje en las terminales de DC y AC respectivamente
9) Posteriormente, se puede manipular el inversor.

d) Servicio de inversores centrales

Proceso para des-energizar el inversor

(Se sugiere hacer el mantenimiento no en horas de producción para no afectar la producción de la planta).

1) Apague el inversor
2) Abrir el interruptor de DC
3) Abrir el interruptor de AC
4) Remover el gabinete (en caso de aplicar)
5) Abrir el interruptor de transformador de aislamiento (en caso de que no esté incluido en el inversor)
6) Bloquee el interruptor del transformador de aislamiento y los interruptores de entrada y salida del inversor contra operación de terceros.
7) Descargar los capacitores del inversor (en caso de que cuente con la opción e indiquen la descarga o esperar de 5 a 15 minutos a que se descarguen los capacitores)
8) Revisar que no haya voltaje en las terminales de DC y AC respectivamente
9) Posteriormente, se puede manipular el inversor.

d) Servicio de inversores centrales

Proceso para encender el inversor

1) Retire los dispositivos de bloqueo antes mencionados
2) Cierre el interruptor del transformador de aislamiento (de ser necesario)
3) Cerrar el gabinete
4) Cerrar el interruptor de AC
5) Cerrar el interruptor de DC
6) Encender el inversor
7) Verificar su correcto estado de operación

Todo trabajo se debe de hacer con **personal capacitado**, **equipo de seguridad** (casco, lentes de seguridad, guantes, chaleco y calzado dieléctrico).

d) Servicio de inversores centrales

Inspección: inspección visual y acción de mantenimiento en caso necesario.

Desempeño: de trabajos en y fuera del sitio. (puestas en marcha, pruebas, mediciones, etc.)

Acciones recomendadas	Anualmente
Conexiones y ambiente	
Revisión del ambiente	Inspección
Calidad del voltaje suministrado	Desempeño
Partes adicionales	
Partes adicionales	Inspección
Inspecciones del usuario	
Entradas y salidas de enfriamiento	Inspección
Firmeza en la terminales	Inspección
Polvo, corrosión y temperatura	Inspección
Limpieza disipadores de calor	Inspección

d) Servicio de inversores centrales

Remplazos en el enfriamiento	Años desde el arranque							
	3	6	9	12	15	18	21	24
Ventiladores de enfriamiento principales (exterior)								
Ventiladores de enfriamiento del canal principal		X		X		X		X
Ventiladores de enfriamiento, unidad de filtro LCL		X		X		X		X
Ventiladores de enfriamiento del gabinete (interior)								
Ventiladores de circulación del gabinete principal		X		X		X		X
Control								
Fuentes de alimentación auxiliares				X				X
Buffers de alimentación auxiliares				X				

d) Servicio de inversores





Servicio a inversores. Fotos: Rodolfo Alvarado

d) Servicio de inversores

- Inspección del inversor específica del fabricante

Cada fabricante de inversores tendrá requisitos específicos de inspección, prueba, servicios y documentación para cumplir con sus obligaciones de garantía. Requisitos típicos para las inspecciones del inversor incluyen:

- Registrar y validar todos los voltajes y valores de producción de los pantalla de interfaz de máquina (HMI).
- Registre el último error del sistema registrado.
- Limpiar filtros.
- Limpiar el interior del armario.

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

d) Servicio de inversores

- Revise los fusibles.
- Verifique la torsión en las terminaciones.
- Revise el sello de la junta.
- Confirme que las etiquetas de advertencia estén en su lugar.
- Busque decoloración por acumulación excesiva de calor.
- Verifique la continuidad de la conexión a tierra del sistema y del equipo.
- Verifique la conexión mecánica del inversor a la pared o tierra.
- Verifique la operación de desconexión interna.
- Verifique que el software actual esté instalado.
- Documentar los resultados de todo el trabajo realizado

e) Revisión de integridad estructural

Se debe verificar periódicamente la integridad mecánica de la **estructura de soporte** y se deben buscar señales de corrosión. Los **cimientos** la estructura también deben ser revidados en busca de erosión por agua.



Revisión de cimientos en busca de corrosión. Fotos: Guillermo Oviedo

e) Revisión de integridad estructural

1) Para efectos de proteger la estructura de soporte se recomienda revisar anualmente toda la estructura en busca de corrosión. Es necesario aplicar el aislamiento o recubrimiento permitente en las zonas donde sea necesario, por lo menos cada dos años. Preferentemente en las terminaciones o en las uniones dónde el óxido es visible. (Estas consideraciones pueden variar dependiendo de la zona, por ejemplo, cerca del mar dónde hay más salitre y corrosión).
2) En el caso de seguidores, mantenimiento a los motores (lubricante, escobillas, bornes, etc.). Verificar las bandas y las poleas según las especificaciones del fabricante.

e) Revisión de integridad estructural

3) Es necesario verificar los sistemas de anclaje y la rigidez de la estructura en su conjunto para corroborar que conservan sus características originales. Está revisión se puede hacer anualmente.
4) Revisar con un torquimetro el estado de las abrazaderas que fijan los módulos a la estructura
5) Confirmar la continuidad de la tierra física.

e) Revisión de integridad estructural





La revisión de integridad es especialmente importante cuando se usan estructuras de madera. Fotos: Guillermo Oviedo

e) Revisión de integridad estructural

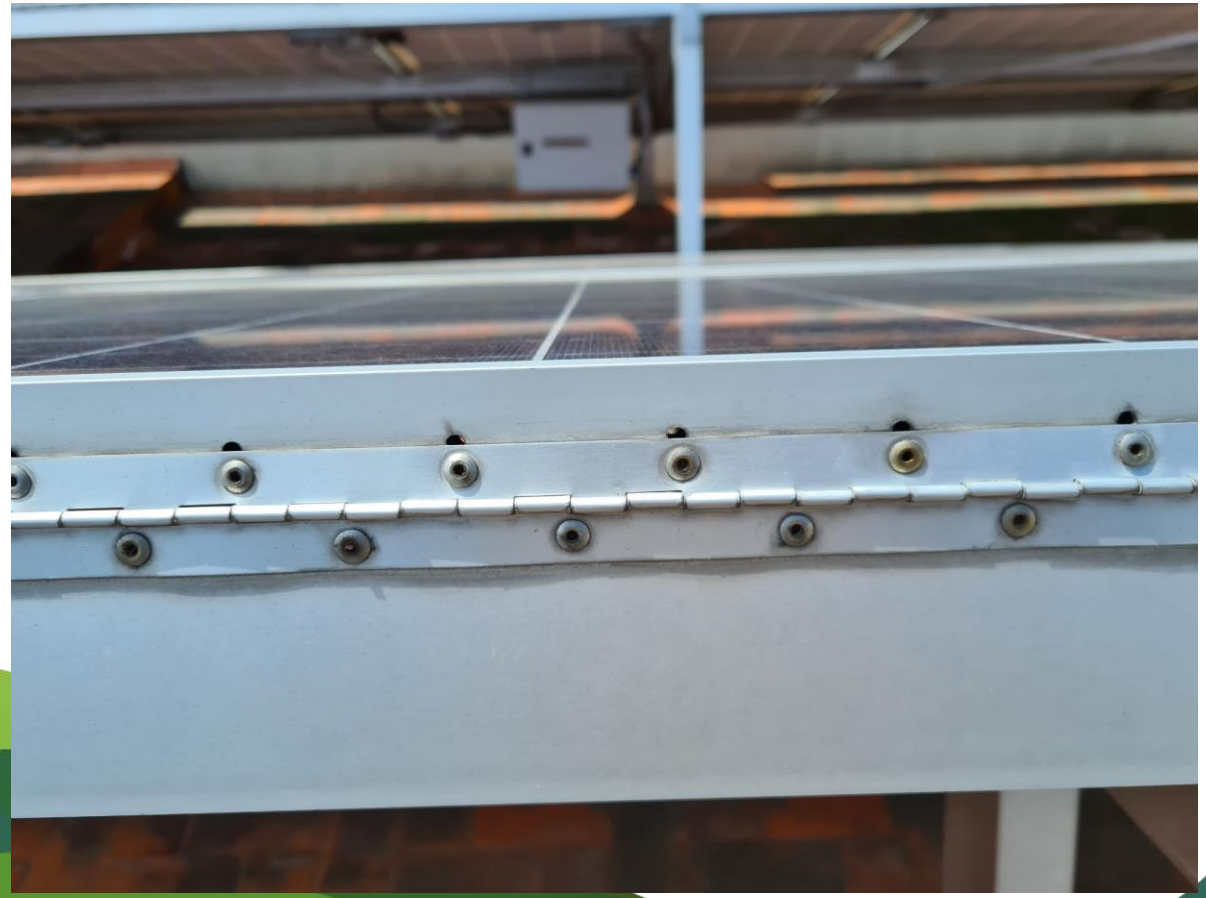




Evidencias de humedad en la estructura de soporte. Fotos: Guillermo Oviedo

e) Revisión de integridad estructural





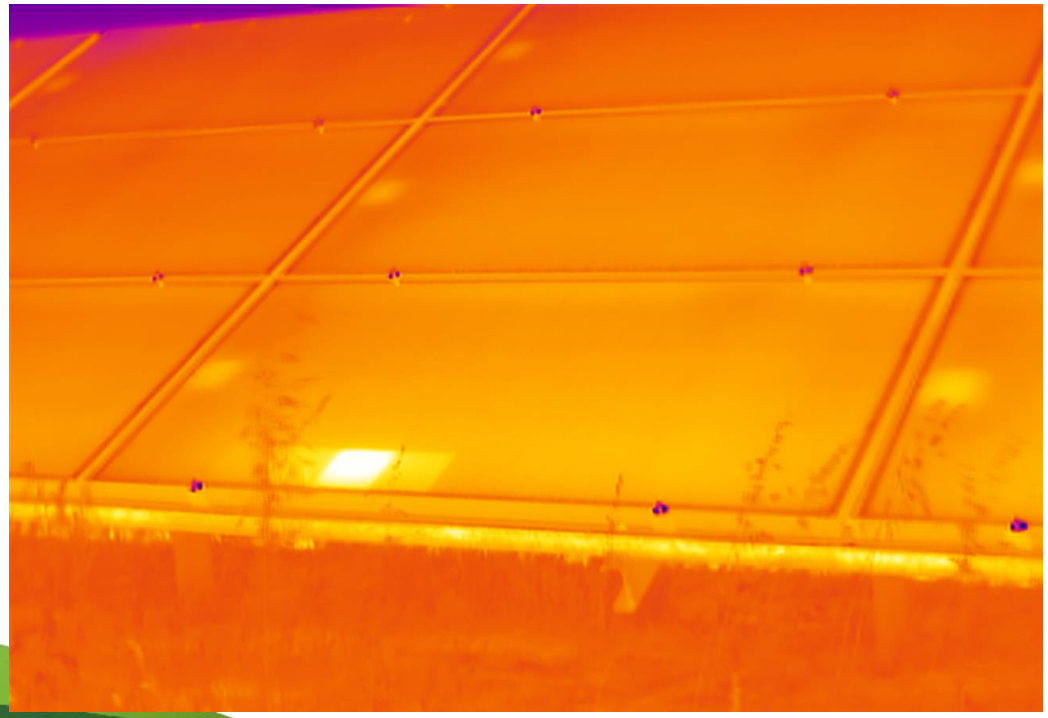
Revisión de aspectos mecánicos. Fotos: Rodolfo Alvarado

f) Escaneo termográfico

La tecnología termografía mide el calor que irradian los cuerpos y permite ver dicha distribución de calor de forma gráfica.
Un escaneo termográfico permite identificar:

- **un gran número de fallas en módulos FV**
- **conexiones débiles y flojas en cajas de conexiones, en inversores y en subestaciones**
- **puntos calientes (hot spots) dentro de los componentes del inversor**

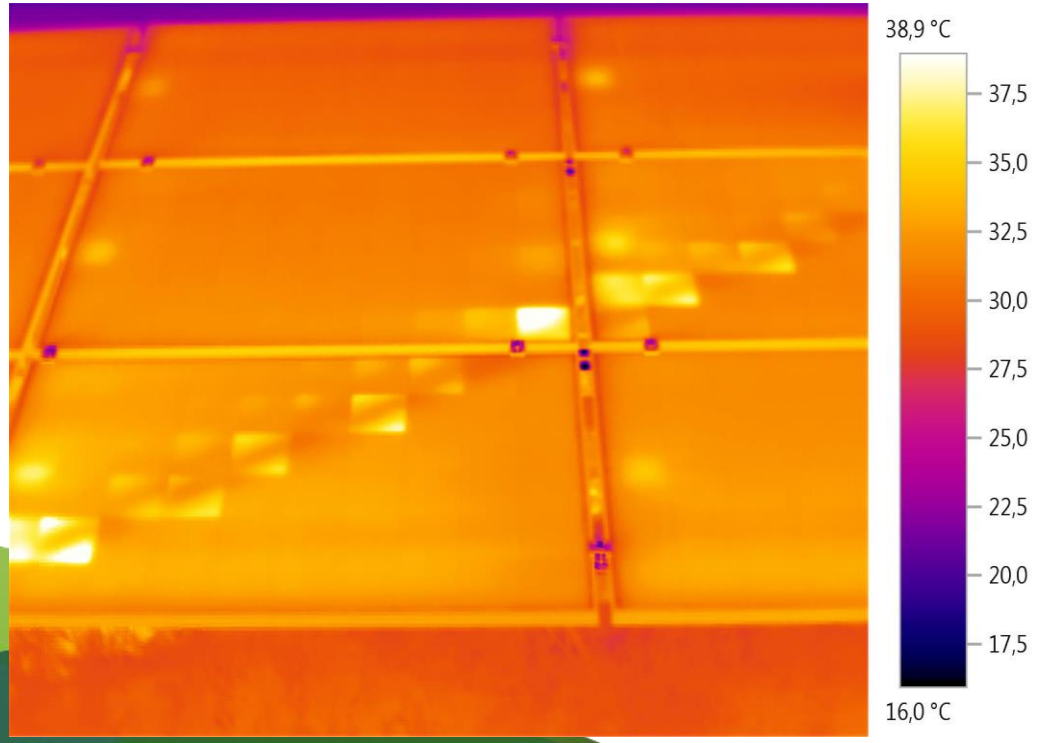
Un especialista capacitado debe realizar un escaneo termografíco utilizando una cámara termográfica de alta resolución al menos una vez al año.



Ejemplo de una Imagen térmica (termograma). Foto: PI Berlin

f) Escaneo termográfico





Una buena cámara termográfica permite tomar fotografías y termogramas al mismo tiempo. Foto: PI Berlin

f) Escaneo termográfico



de Acompañamiento de Ocurrencia





de Acompañamiento de Ocurrencia



Cortesía: ICON Tecnología

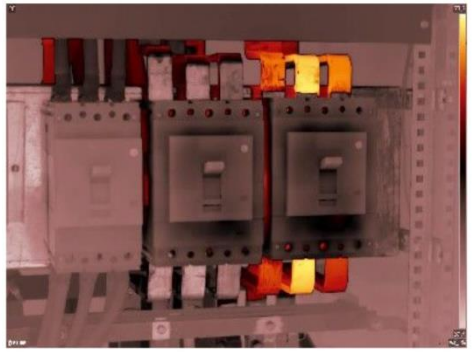
f) Escaneo termográfico







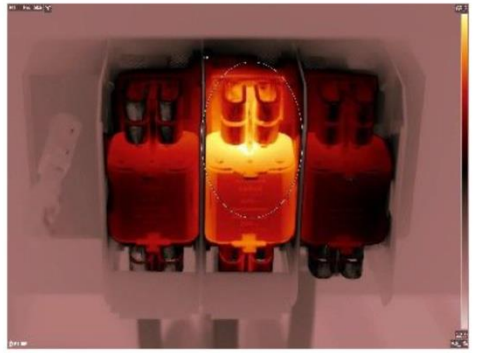
de Acompañamiento de Ocurrencia



de Acompañamiento de Ocurrencia



de Acompañamiento de Ocurrencia



Cortesía: ICON Tecnología

f) Escaneo termográfico

Los módulos fotovoltaicos (PV) están diseñados para producir electricidad durante 25-30 años y son los componentes más importantes de las plantas FV de gran escala. Por lo que, su control de calidad es la piedra angular para alcanzar metas tanto financieras como energéticas, y así asegurar el éxito del proyecto a largo plazo.

La necesidad de diagnosticar y rastrear la fuente de fallas una vez que los módulos han sido ya instalados es vital. Por este motivo, se aplican básicamente tres métodos de inspección en campo para evaluar su calidad y rendimiento:

- **Escaneo termográfico infrarrojo (IR)**
- **Medición de curvas I-V**
- **Pruebas de electroluminiscencia (EL)**

En este capítulo nos adentraremos a detalle en cada una de estas tecnologías.



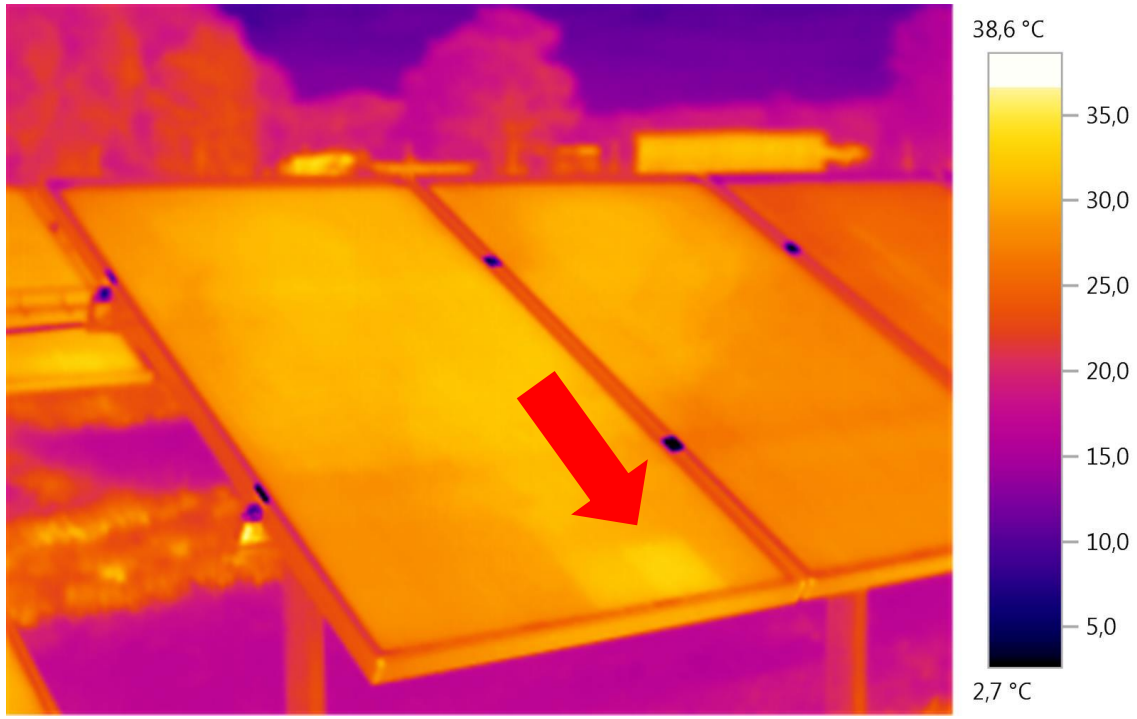
Foto: www.amusingplanet.com/2015/04/the-les-mees-solar-farm-in-france

f) Escaneo termográfico

La termografía infrarroja permite detectar la **distribución de calor** de los módulos fotovoltaicos.

Las regiones de calentamiento o enfriamiento anormal pueden indicar la ocurrencia de una falla.

En general, estos gradientes de temperatura se pueden asociar con el calentamiento Joule de acuerdo a I^2R, cuando el flujo normal de la corriente es bloqueado, debido, por ejemplo, a celdas rotas o conexiones defectuosas. Dicho calentamiento también puede ocurrir debido a la disparidad eléctrica entre celdas conectadas en serie.

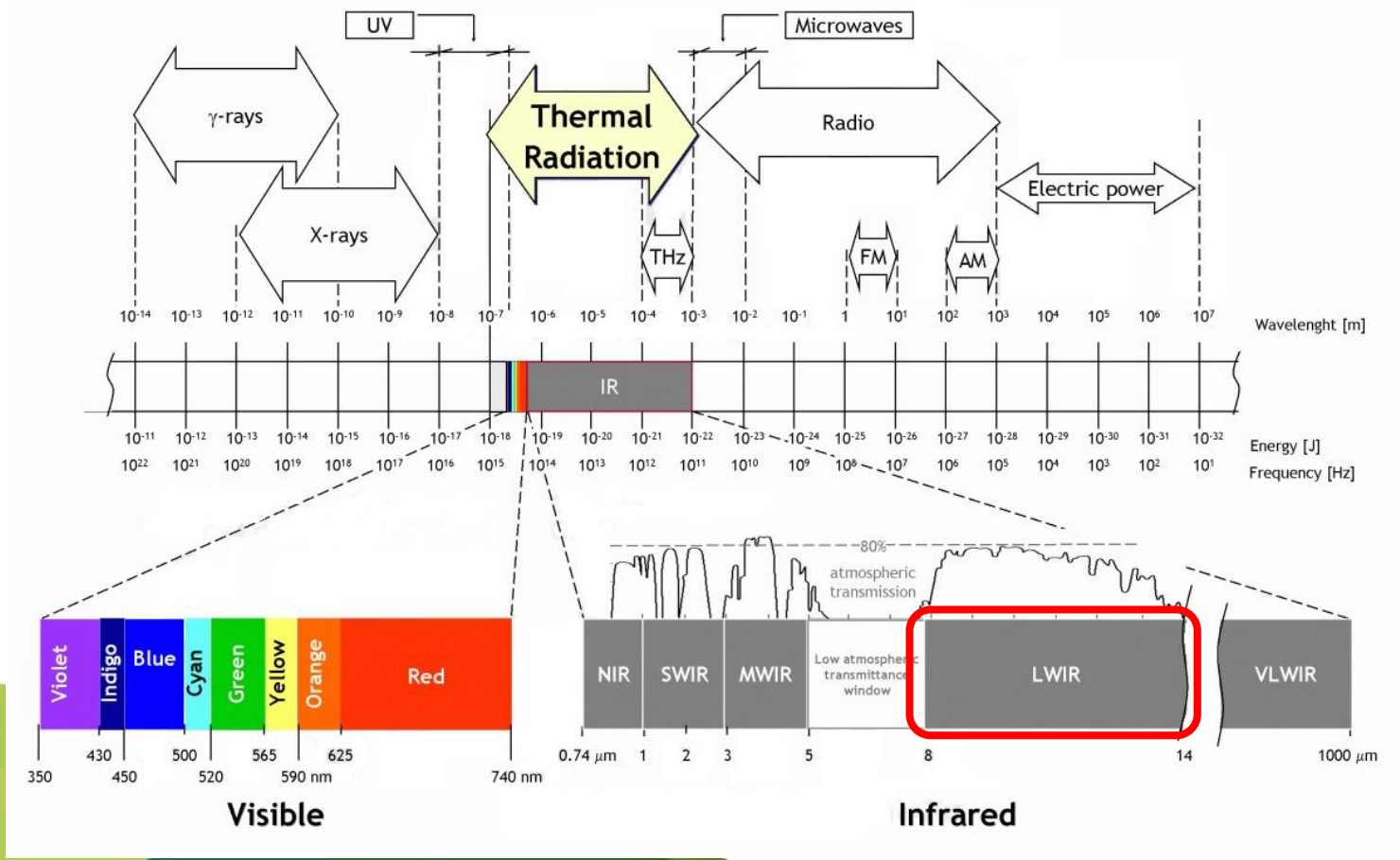


Calentamiento anormal de una celda. Imagen: Guillermo Oviedo

f) Escaneo termográfico

La termografía funciona en el rango **8-14 µm** del espectro electromagnético, conocido como LWIR (Long Wave IR).

Es una técnica **no-destructiva**. Se puede utilizar como un método sin contacto para diagnosticar los fallos térmicos y eléctricos en módulos FV que se presentan en la siguiente sección. Las mediciones se deben llevar a cabo cuando los módulos están en funcionamiento, es decir, generando energía.



f) Escaneo termográfico

El escaneo termográdico convencional implicar caminar por enfrente de los arreglos fotovoltaicas mientras se utiliza una **cámara termográfica** para buscar áreas calientes inusuales en los módulos en tiempo real.



La cámara termográfica. Fotos: Guillermo Oviedo

f) Escaneo termográfico

Para detectar anomalías termográficas correctamente, la inspección se debe realizar bajo las siguientes condiciones ambientales:

Parámetro	Límites
Irradiancia	Mínimo 600 W/m^2
Velocidad del viento	Máximo 20-28 km/h
Nubosidad	Máximo ¼ del cielo cubierto y no por nubes tipo cumulus
Suciedad	Baja

Tabla adaptada del borrador de la norma IEC 60904-14

f) Escaneo termográfico

A continuación se presenta un catálogo de fallas en módulo fotovoltaicos que pueden detectarse en sitio mediante termografía IR. Este catálogo sólo aplica a módulos fotovoltaicos cristalinos (los módulos de delgada no están cubiertos).
Se presentarán las siguientes 13 anomalías térmicas:

1. Degradación Inducida por Potencial (PID)
2. Ruptura de celdas (grietas y micro grietas)
3. Cadena de celdas inactivas
4. Auto-sombreado del sistema fotovoltaico
5. *Hot spot* causados por vegetación
6. Diodos de *bypass* sobrecalentados
7. Módulo inactivo (en circuito abierto)
8. Celdas en corto circuito
9. Interconexión defectuosa
10. Módulo completo en corto circuio
11. Alto grado de suciedad con potencial de generar un *hotspot*
12. *Hot spot* causado por suciedad (tierra o polvo)
13. *Hot spot* causado por excrementos de aves

f) Escaneo termográfico

Como referencia para esta sección, se muestra la imagen IR de un módulo fotovoltaico sano, es decir, con funcionamiento normal. Se puede observar que la distribución de calor es homogénea y no hay gradientes de temperatura entre las celdas.

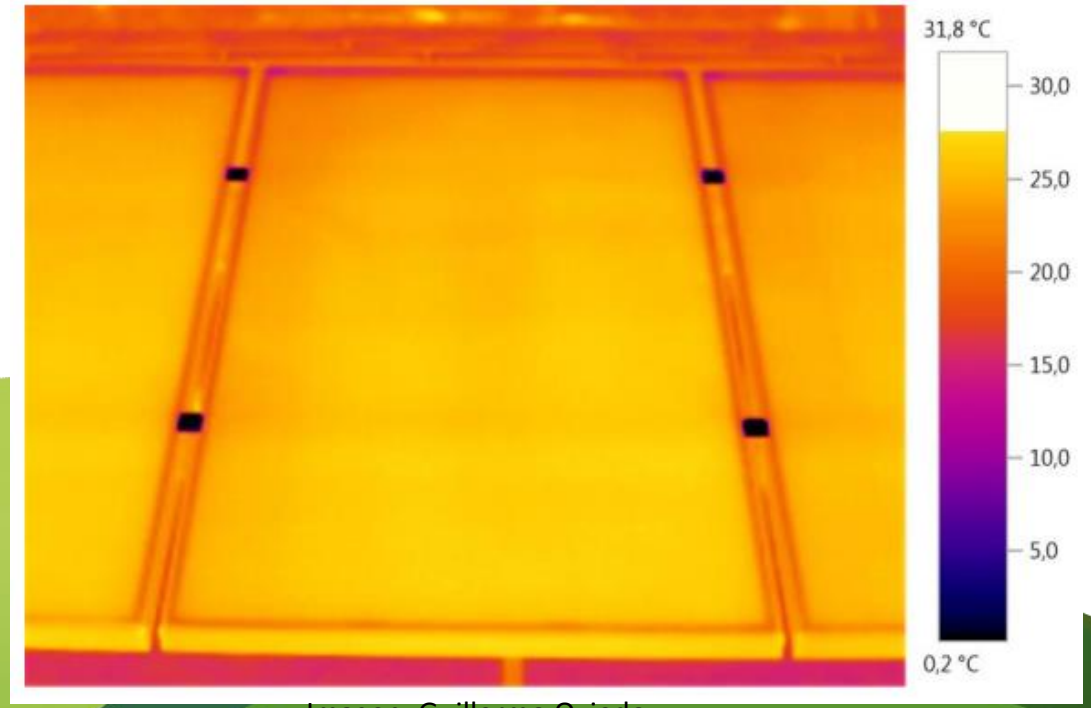


Imagen: Guillermo Oviedo

f) Escaneo termográfico

1. Degradación Inducida por Potencial (PID)

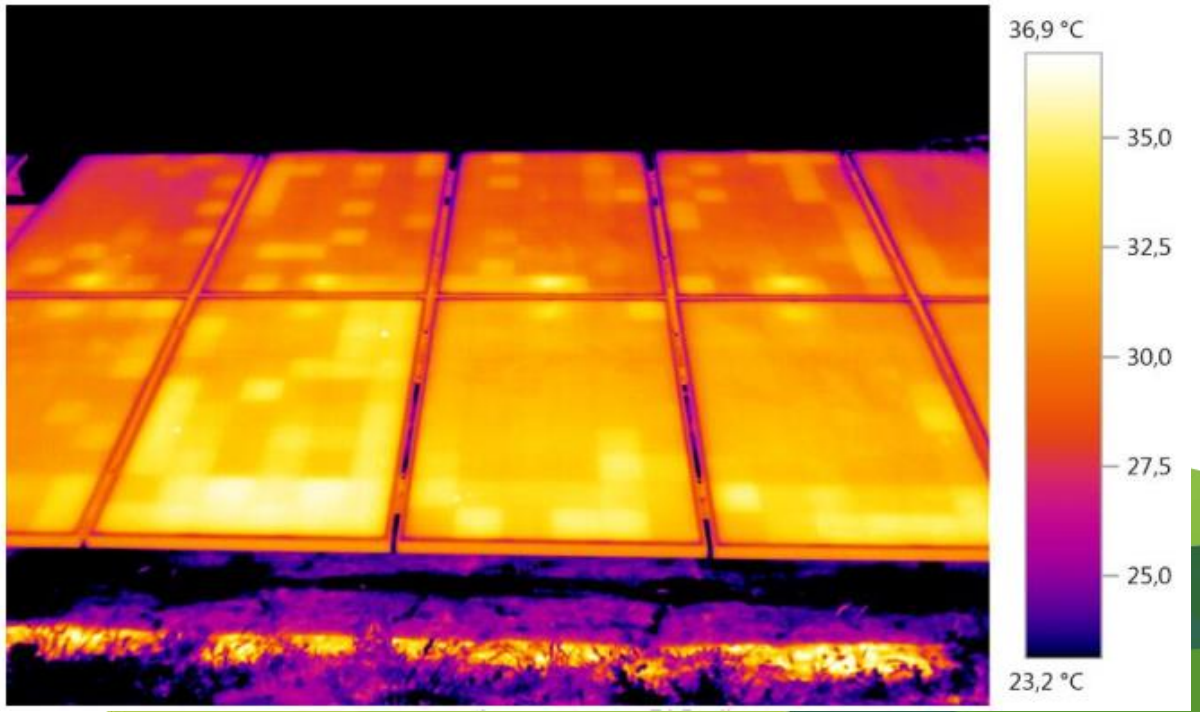


Imagen: PI Berlin

2. Ruptura de celdas (grietas y micro grietas)

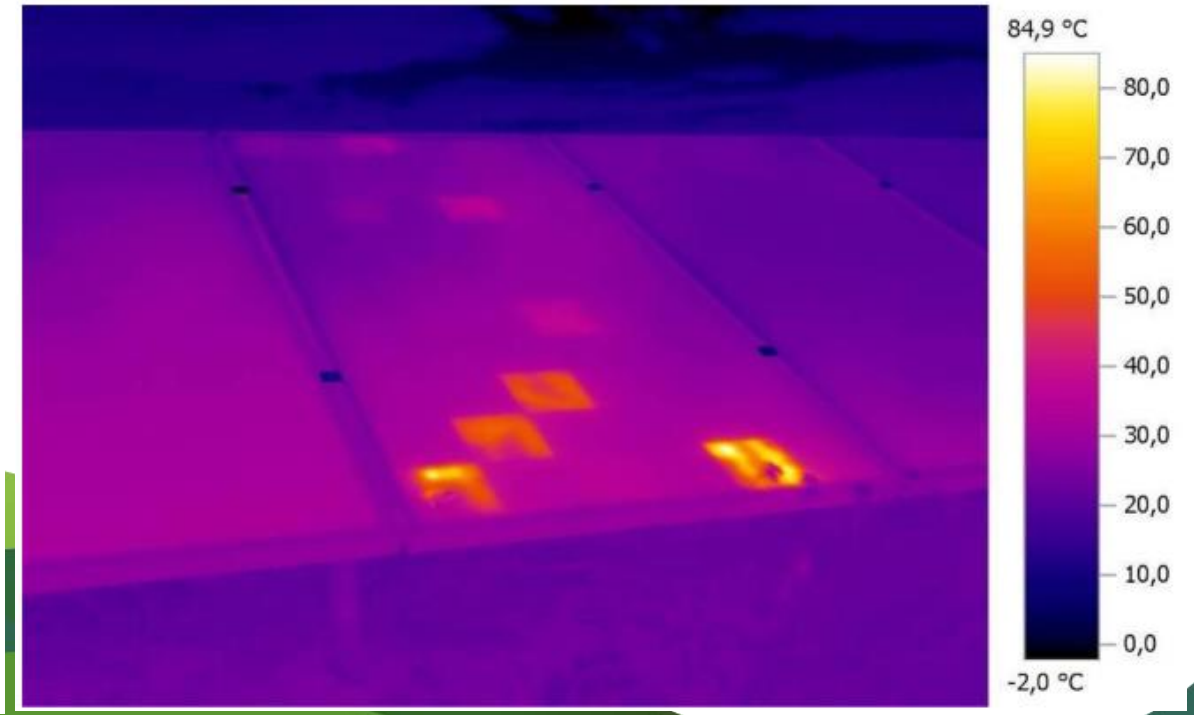


Imagen: PI Berlin

f) Escaneo termográfico

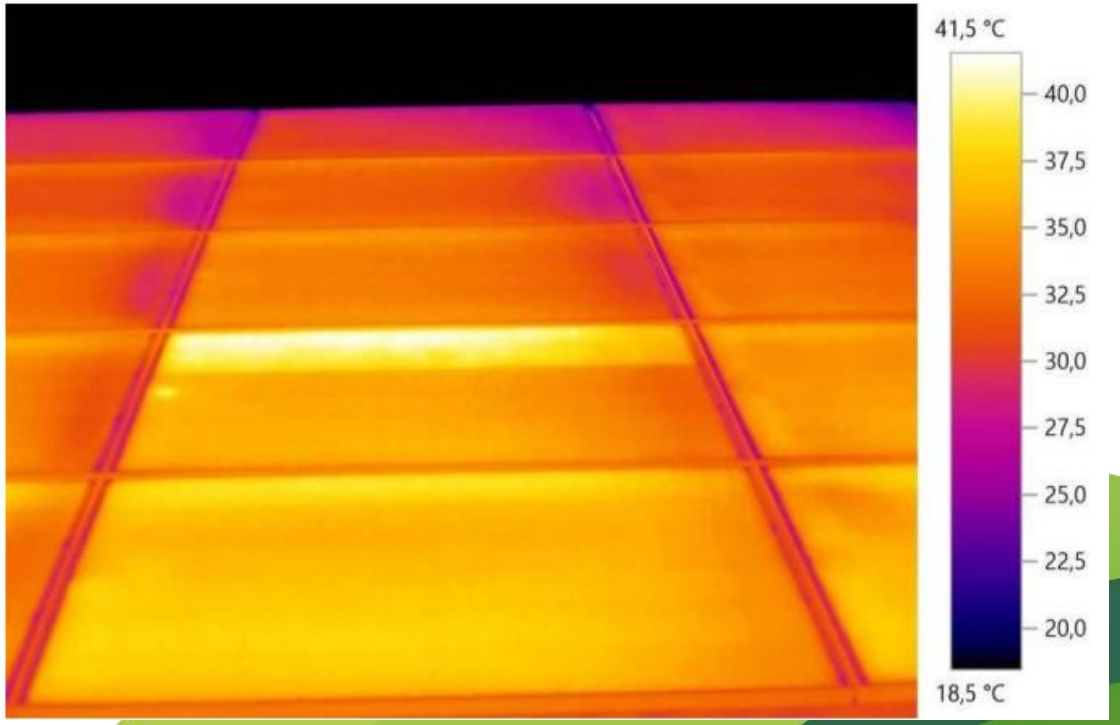


Imagen: PI Berlin

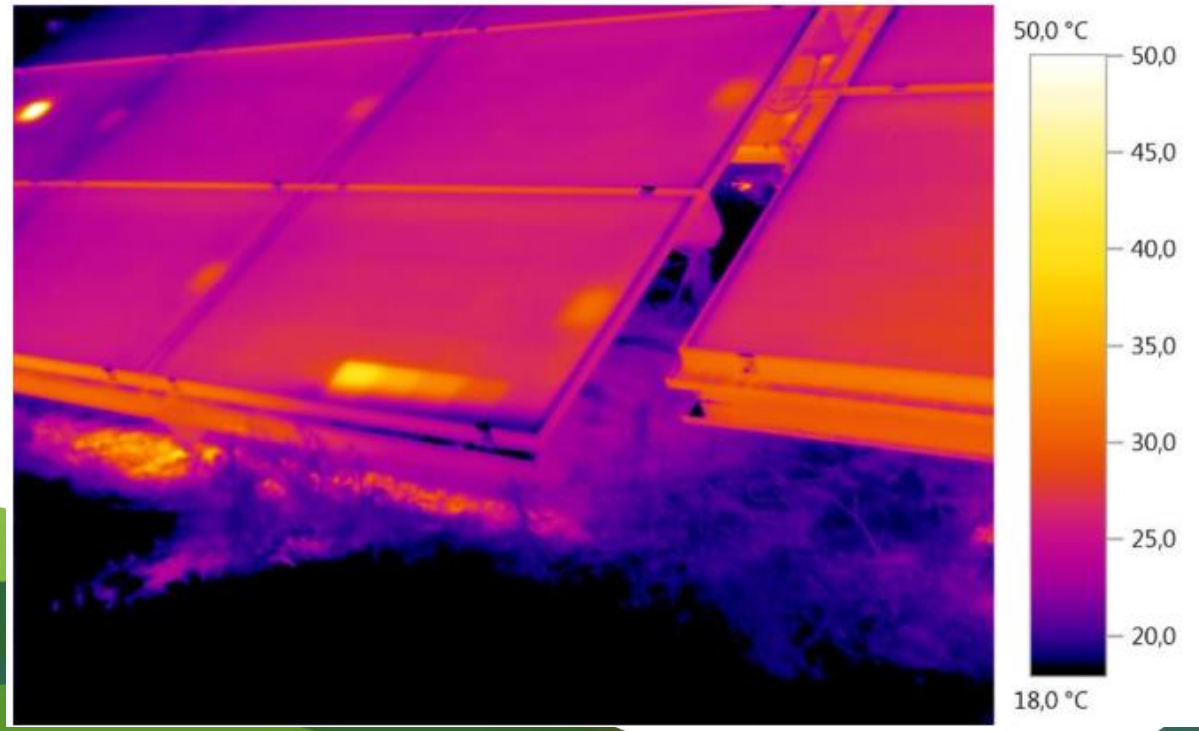


Imagen: PI Berlin

f) Escaneo termográfico

5. *Hot spot* causados por vegetación



Imagen: PI Berlin

6. Diodos de *bypass* sobrecalentados

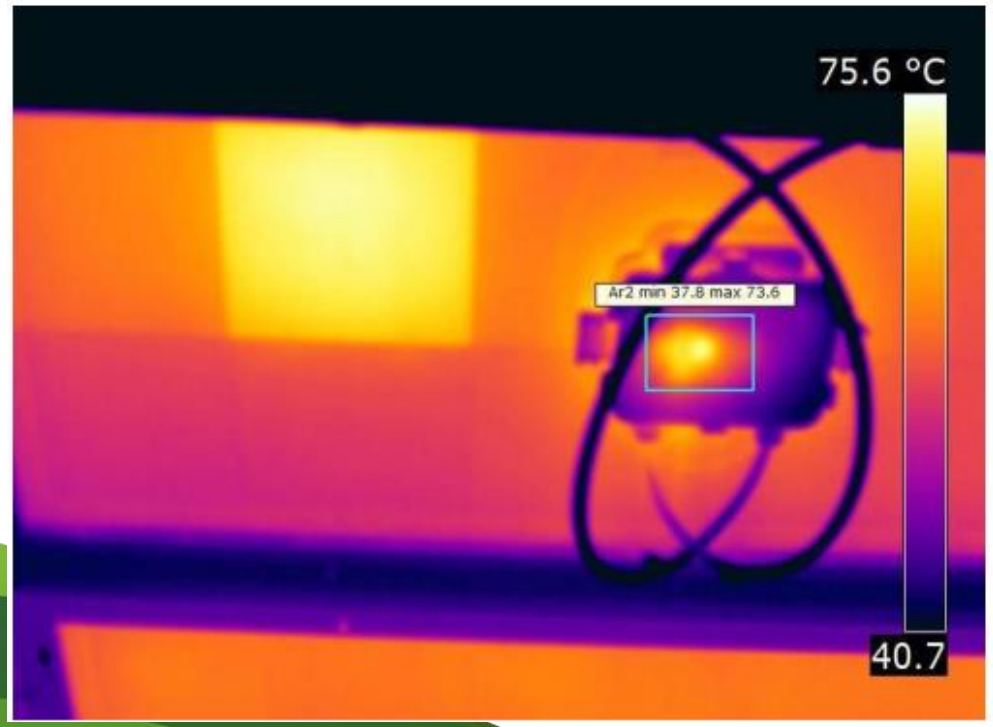


Imagen: PI Berlin

f) Escaneo termográfico

7. Módulo inactivo (en circuito abierto)

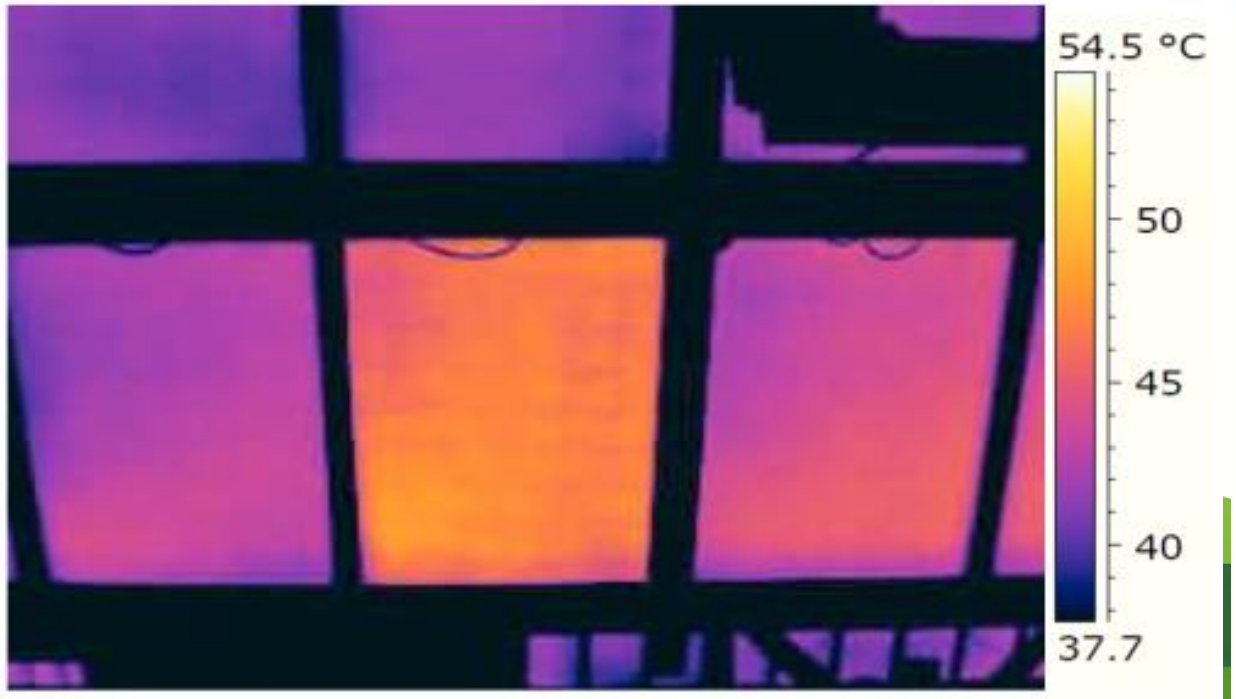


Imagen: PI Berlin

8. Celda en corto circuito

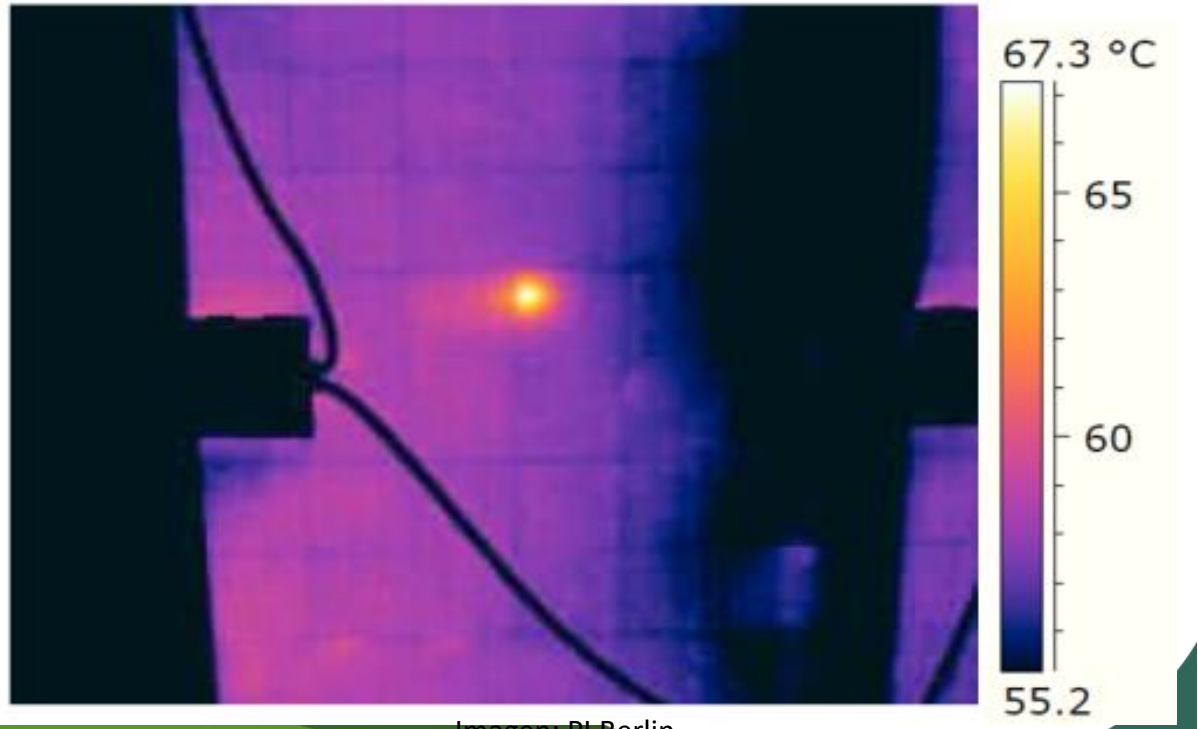


Imagen: PI Berlin

f) Escaneo termográfico

9. Interconexiones defectuosa

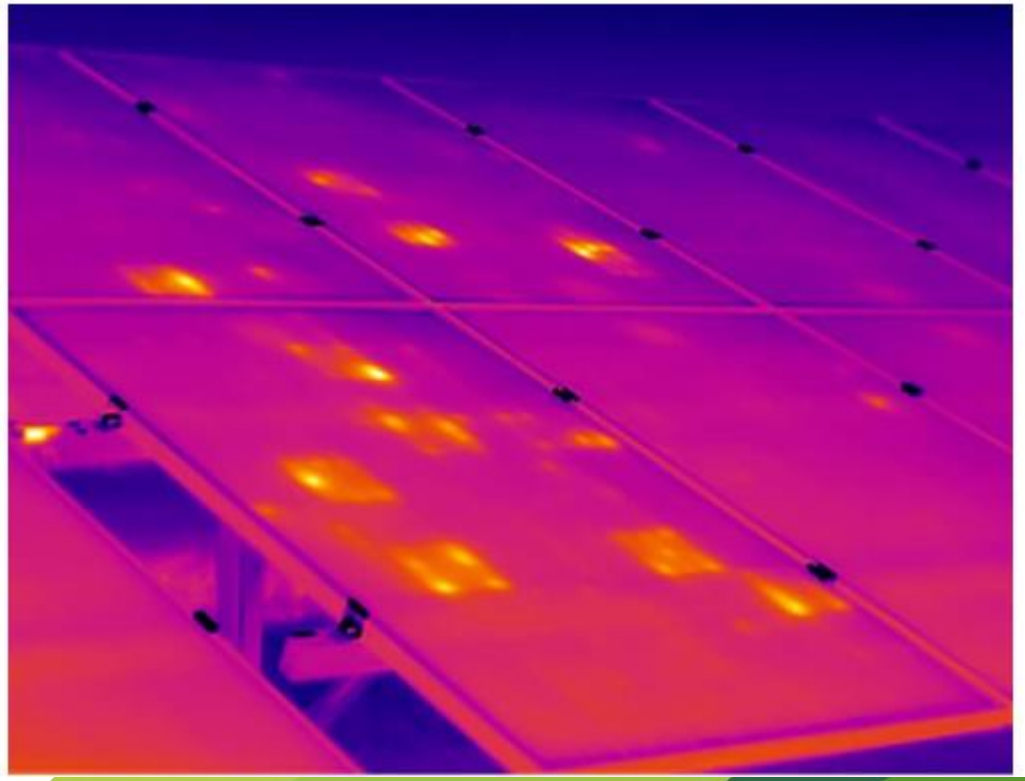


Imagen: PI Berlin

10. Módulo completo en corto circuito

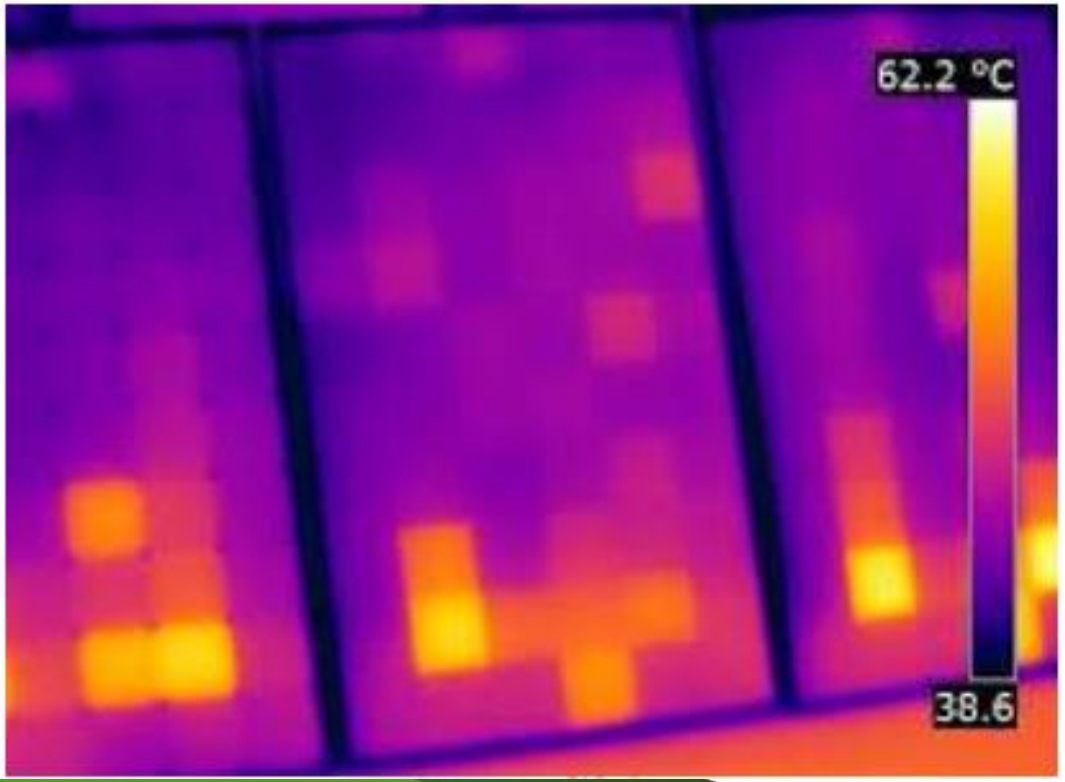


Imagen: PI Berlin

f) Escaneo termográfico

11. Alto grado de suciedad con potencial de generar un *hot spot*

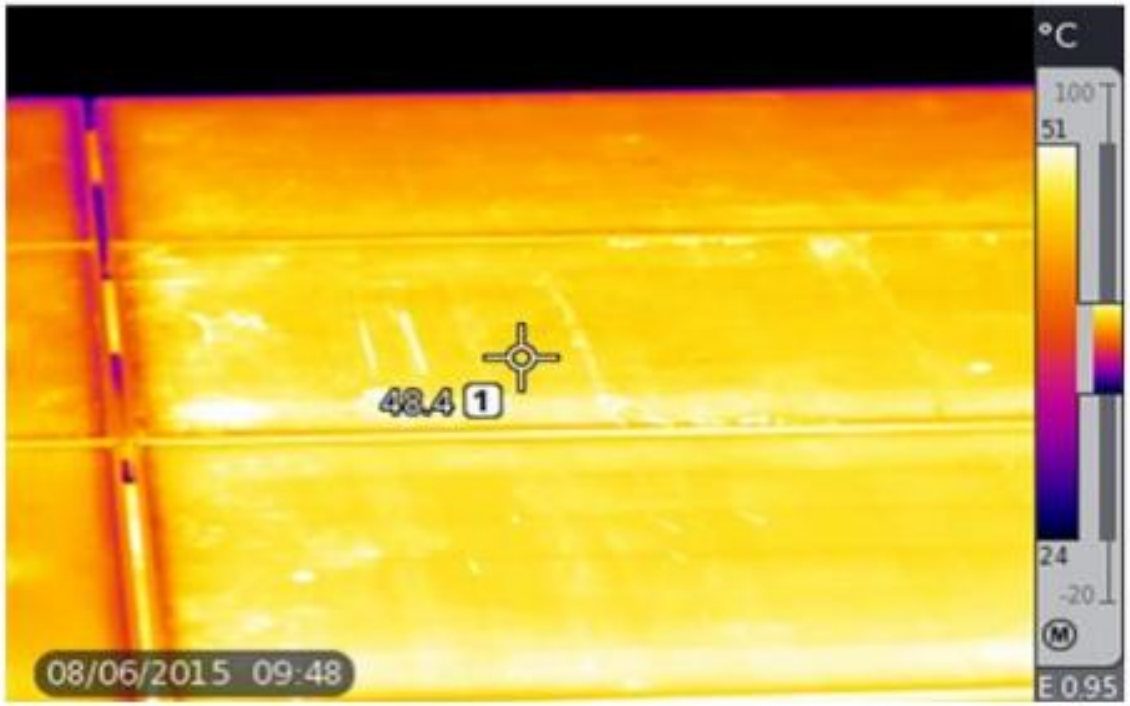


Imagen: PI Berlin

12. *Hot spot* causado por suciedad (tierra o polvo)

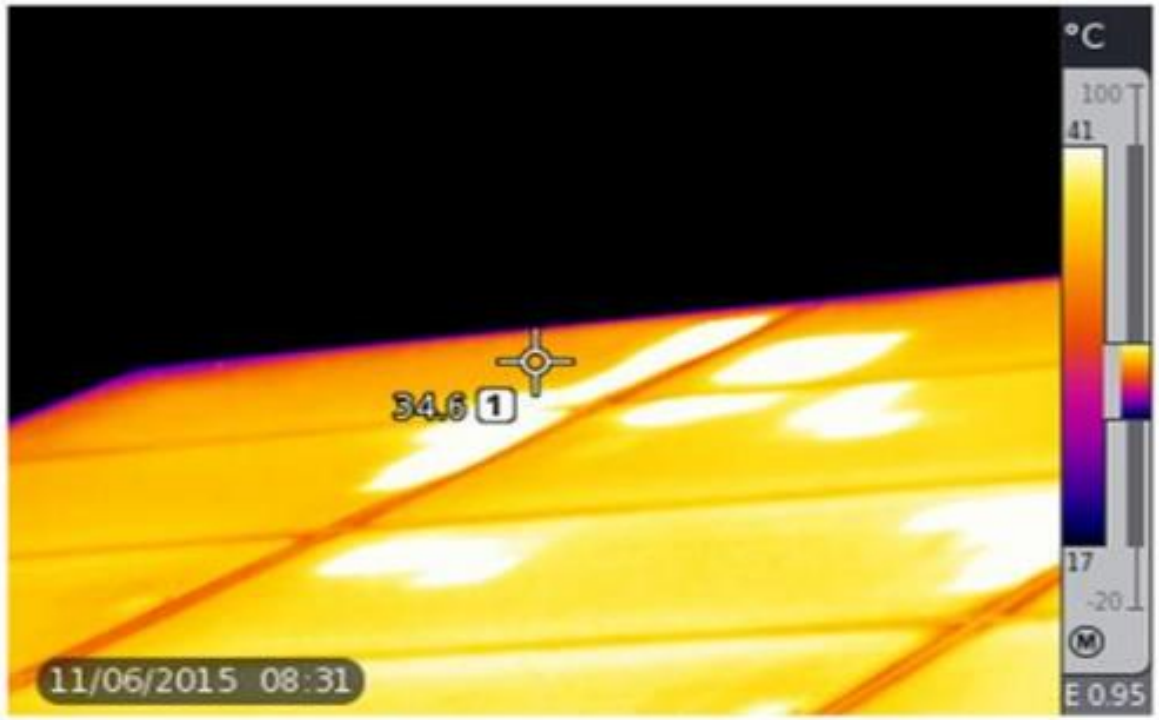


Imagen: PI Berlin

f) Escaneo termográfico

13. *Hot spot* causado por excrementos de aves

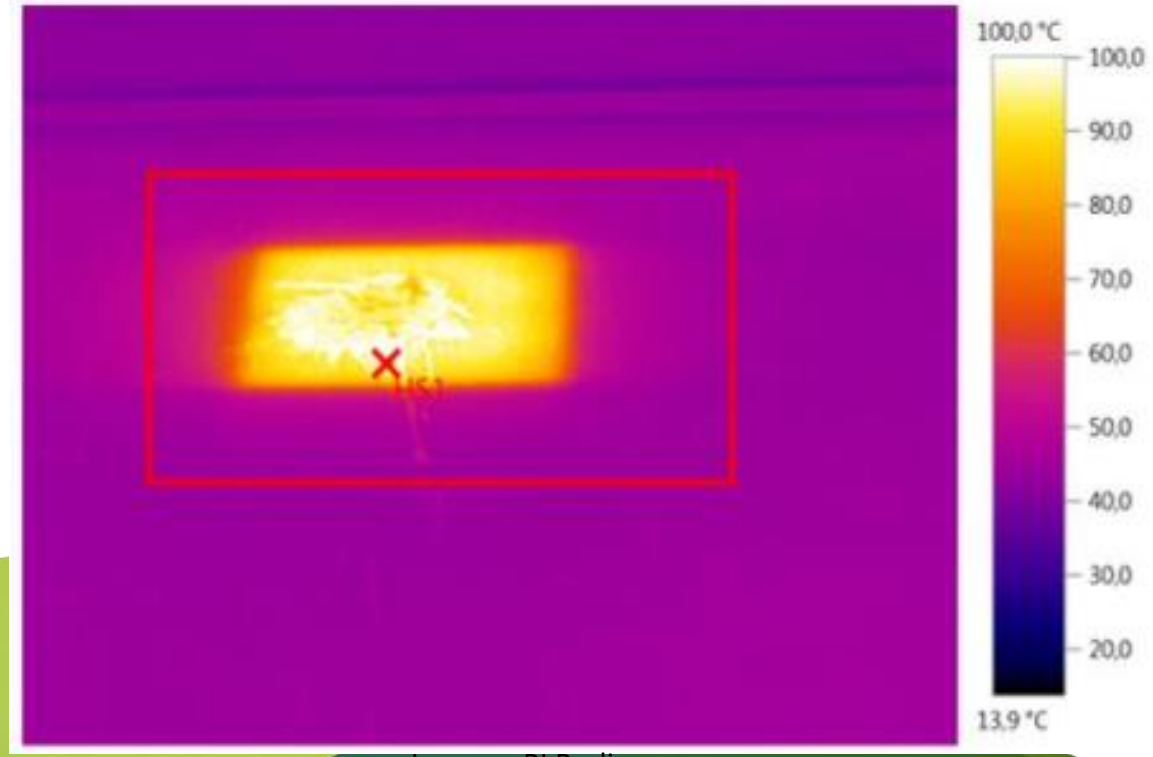


Imagen: PI Berlin

f) Escaneo termográfico

Sin embargo, la inspección termográfica manual de plantas FV de gran escala se vuelve **ineficiente y cara** cuando el tamaño de la planta supera los **10 MWp**. Es por eso que se ha recurrido al uso de vehículos aéreos no tripulados (UAV), mejor conocidos como **drones.** Una inspección termográfica aérea consiste en escanear con un dron un una planta FV. Para dicho fin se montan en el dron una cámara termográfica ligera:



Cámara termográfica para drones. Foto: Optris.com



Inspección termográfica en Alemania. Foto: Guillermo Oviedo

f) Escaneo termográfico

La mayoría de los drones en el mercado pueden dividirse en dos grandes categorías según su diseño:

a) **De ala fija**: normalmente puede volar más alto, más rápido y por más tiempo que los drones de rotores, así como llevar cargas más pesadas.

b) **De rotores**: tienden a ser más pequeños, más ligeros y más fáciles de controlar. Han ganado popularidad comercial en los últimos años gracias a su bajo precio. Avances en los sistemas de control automatizados permiten por ejemplo, su autoestabilización y la habilidad de flotar sin desplazarse.
Drones con 4, 6 y 8 rotores son los más comunes. Cuantos más rotores tenga, más establece será.



Tipos de drones representativos del mercado

f) Escaneo termográfico





El uso de drones para llevar a cabo inspecciones termográficas de plantas FV de gran escala tiene varias ventajas sobre las inspecciones manuales:

- Requieren **50%** menos personal en campo (un solo piloto bien capacitado puede hacer el trabajo)
- Se ha comprobado que en algunos casos son **3.3 veces más rápidos y 63% más baratos**

Para un estudio detallado sobre el uso de drones, consultar la tesis de maestría :

"Outdoor Infrared Thermography of Crystalline Photovoltaic Modules: Comparative Study between Manual Ground-level Inspections and Drone-based Aerial Surveys"

g) Revisión del sistema de monitoreo remoto y de la estación meteorológica

Es muy importante verificar que el sistema de monitoreo esté registrando datos coherentes.
Como parte de las actividades del mantenimiento preventivo, debe incluirse lo siguiente:

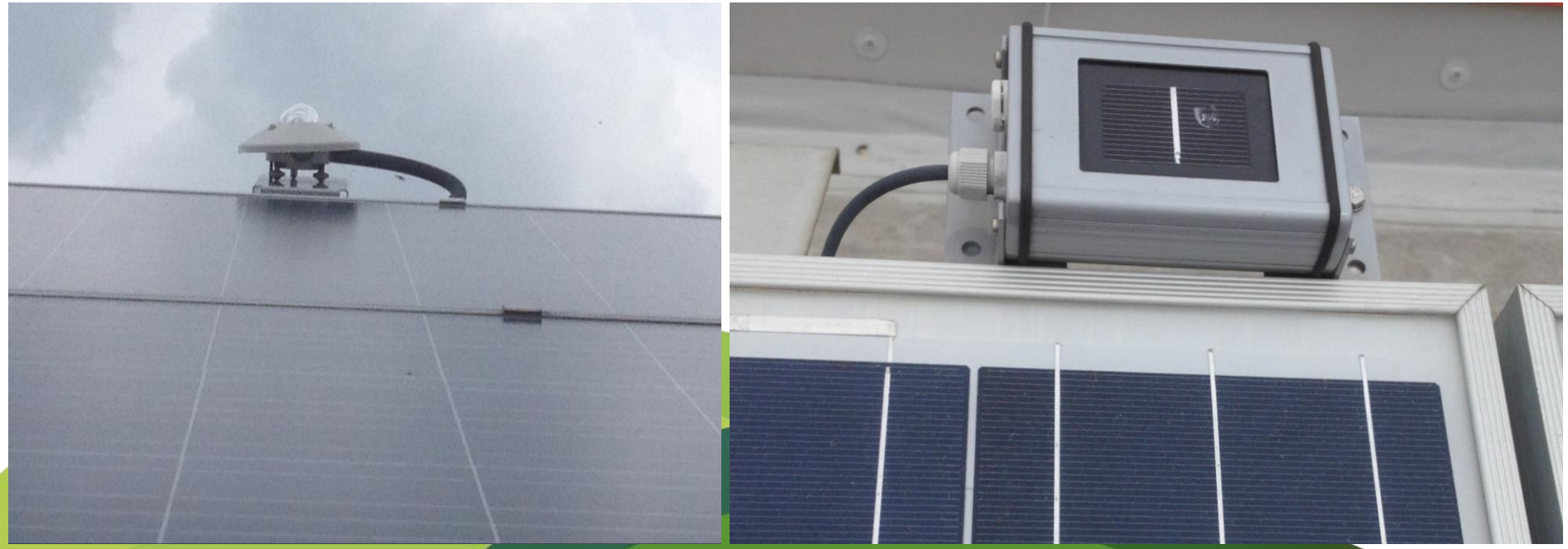
- Limpieza y calibración de los sensores de la estación meteorológica (consultar con proveedor)
- Cotejar mediciones eléctricas remotas con mediciones en campo, ya sea a nivel cadena o a nivel inversor
- Revisión de integridad de las conexiones de datos



Estación meteorológica en una planta FV. Foto: www.cnsnews.com

g) Revisión del sistema de monitoreo remoto y de la estación meteorológica

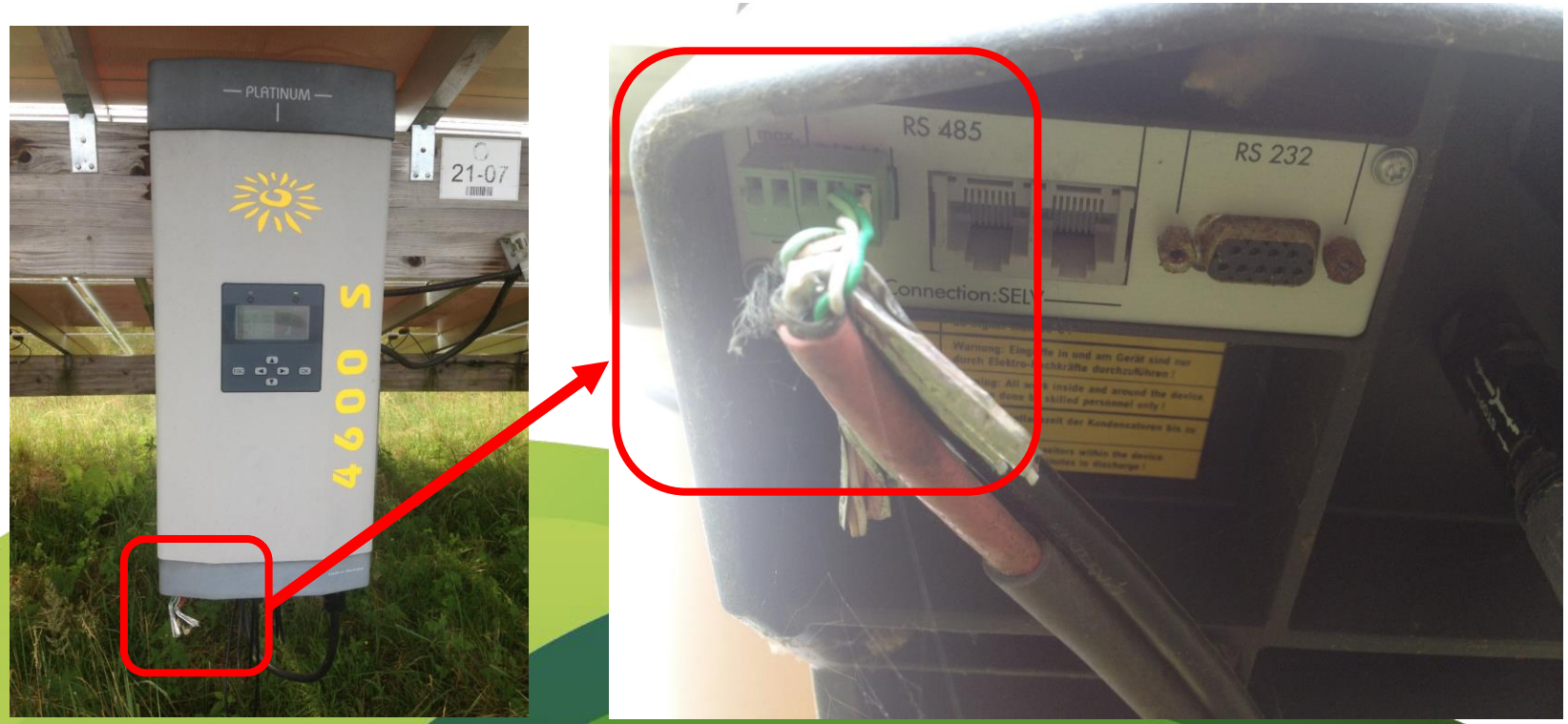
Se debe prestar especial atención a los **sensores de irradiancia** (piranómetros o celdas de referencia), ya que si están sucios o mal alineados, los valores de PR calculados resultarán anormalmente altos.



Piranómetro mal alinedo (izq.) y celda de referencia sucia (der.). Fotos: Guillermo Oviedo

g) Revisión del sistema de monitoreo remoto y de la estación meteorológica

Los cables de comunicación son muy delicados, por lo que revisar su integridad es muy importante:



Cables de comunicación de un inversor dañados. Fotos: Guillermo Oviedo

g) Revisión del sistema de monitoreo remoto y de la estación meteorológica





Cajas de conexiones de comunicación. Fotos: Guillermo Oviedo

h) Inspección visual



Módulo que perdió sujeción por efecto del viento. Foto: Guillermo Oviedo

Como una actividad complementaria a las ya descritas, se debe de llevar a cabo una inspección visual de toda la planta FV para identificar cualquier **anomalía** que pueda desencadenar alguna acción de mantenimiento correctivo o para identificar **malas prácticas de instalación** que estén repercutiendo o puedan repercutir en el buen funcionamiento de la planta en cuestión.

h) Inspección visual





Cualquier objeto que produzca sombreado permanente puede causar daños irreparables a los módulos FV. Fotos: Guillermo Oviedo

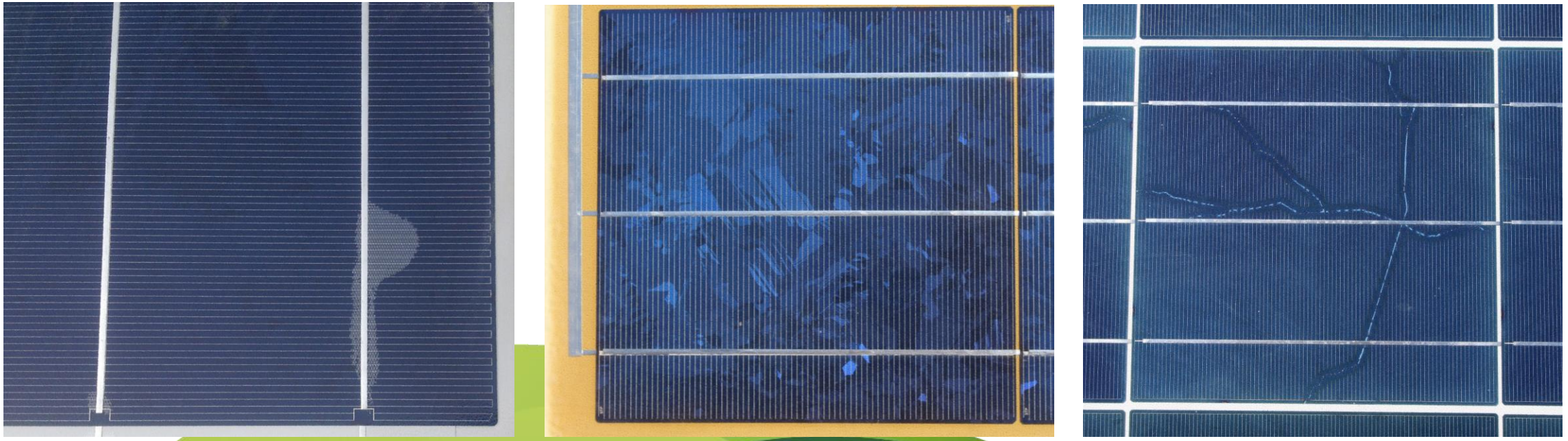
h) Inspección visual





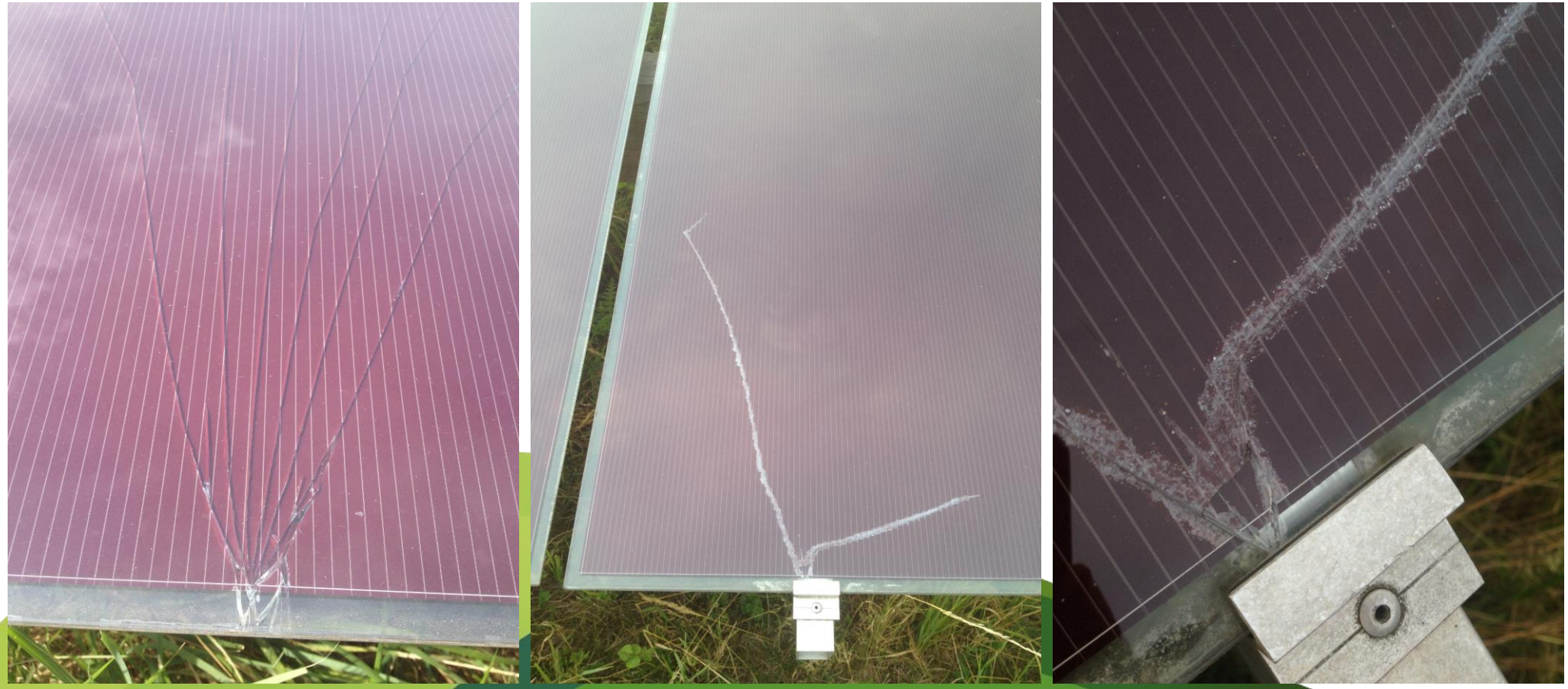
Malas prácticas de diseño y/o de instalación deben ser debidamente documentadas. Fotos: Guillermo Oviedo

h) Inspección visual



Inspección visual de módulos FV en busca de fallas como: desprendimiento del encapsulante (izq), decoloración (medio) y *snail trails* (der). Fotos: Guillermo Oviedo

h) Inspección visual



Módulos FV de capa fina rotos. Fotos: Guillermo Oviedo

h) Inspección visual



Módulos FV dañados por impacto de bala. Fotos: PI Berlin

h) Inspección visual





Módulos FV dañados por impacto de bala. Fotos: PI Berlin

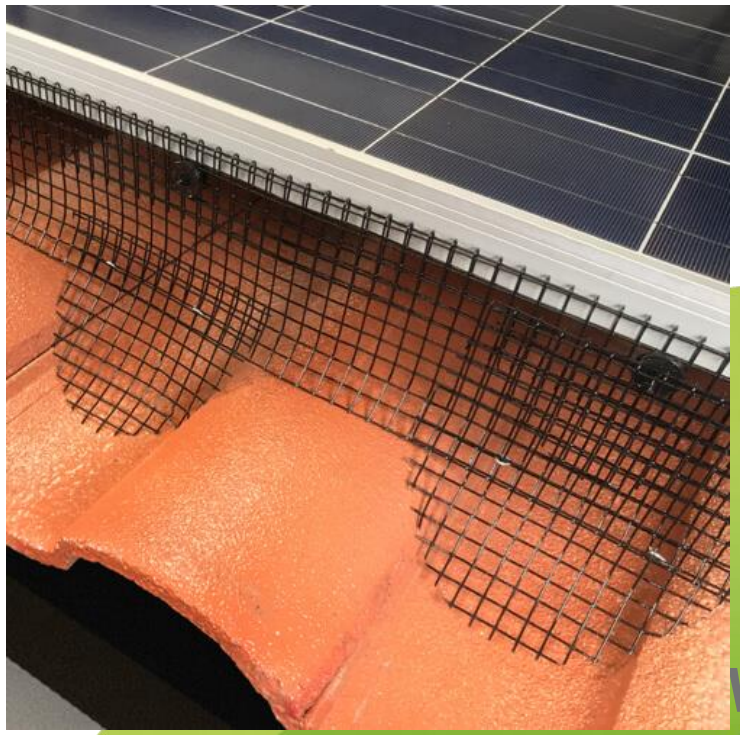
h) Inspección visual

- Inspección anual general del sitio

Durante esta inspección, los técnicos deben:
Si es azotea que los bajantes no se encuentren obstruidos

Posibles crecimientos de vegetación en azoteas que puedan dar sombra
Verificar la erosión del suelo cerca de las bases del sistema de montaje en el suelo

Crecimiento de fauna en el sistema y sus alrededores



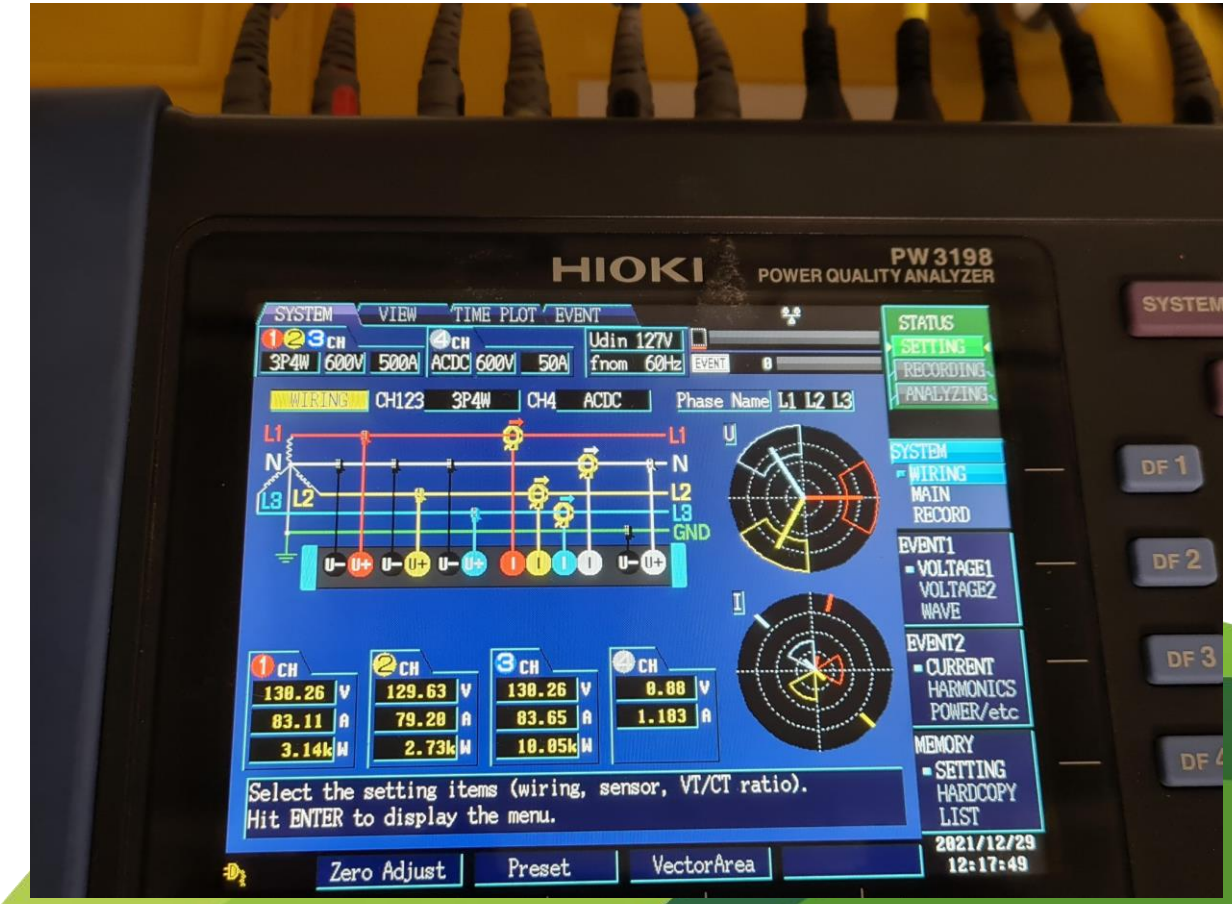




CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica



i) Calidad de energía (Analizadores de red)





Analizador de redes, calidad de energía. Fotos: Rodolfo Alvarado

j) Otras revisiones

Gabinete de subestaciones eléctricas

El mantenimiento (preventivo) consiste en la revisión física, limpieza, lubricación, apriete de conexiones, así como pruebas mecánicas, eléctricas y dieléctricas.

Es indispensable contar con equipos de prueba como medidor de resistencia de aislamiento (megóhmetro), medidor de resistencia de contacto (ducter) y medidor de resistencia a tierra (terrómetro o telurómetro).

Mayor detalle en la norma NOM-029-STPS-Mantenimiento de Instalaciones Eléctricas en los Centros de Trabajo.

j) Otras revisiones

Mantenimiento en el transformador

Inspección física así como; pruebas de resistencia de aislamiento, relación de transformación, resistencia óhmica, factor de potencia y resistencia a tierra.

Revisar norma NMX-J-169 (inherente a métodos de prueba para transformadores de distribución y potencia) para mayor detalle.

j) Otras revisiones

Análisis del aceite del transformador

Buscando verificar el estado del aceite y programar medidas preventivas (regeneración) o correctivas (cambio), se realiza análisis de las características físicas, eléctricas y químicas del aceite. Se deben obtener muestras y estás deberán ser enviadas a un laboratorio acreditado.

Verificar la norma NMX-J-308 (Gráfica Döernenburg, Método Rogers, Triangulo Duval y/o CSUS) para mayor detalle.

j) Otras revisiones

Mantenimiento a tablero de distribución

El objetivo es conservar en buen estado y de manera funcional los interruptores, contactos y en general, todos los elementos que integran un tablero eléctrico. Se debe realizar el servicio de mantenimiento preventivo, el cual consiste en la revisión física, limpieza general, reapriete de conexiones, así como pruebas mecánicas y eléctricas (resistencia de aislamiento y resistencia de contacto).

Revisar la norma NOM-029-STPS-Mantenimiento de Instalaciones Eléctricas en los Centros de Trabajo para mayor referencia.

CPEF
Consejo de profesionales en energía fotovoltaica

Gracias por su atención

Créditos de materiales Ing. Rodolfo Alvarado, Ing. Alejandro Guerra e Ing. Gabriel Carramán

PLAN DE MANTENIMIENTO DE SFV

Partida	Concepto	Detalle	Frecuencia
1	Estructura	Corrosión, torque, estabilidad, firmeza, que no tenga obstrucción por vegetación u otro tipo de material que afecte o provoque par galvánico.	Cada 3-4 meses
2	Módulos	Limpieza, inspección visual, inspección con camara termográfica, correcta sujeción, caja de conexiones, cables y mc4 sin daños físicos visibles, corrosión, conexión entre módulos adecuada y sin daños aparentes.	Cada 3-4 meses
3	Gabinete de corriente directa	Estado físico adecuado, sin rastros de filtraciones de agua, correctamente sellados, torques adecuados, inspección mediante termografía, protecciones y fusibles adecuadas y en funcionamiento.	Cada 3-4 meses
4	Inversores	Inspección visual, limpieza o cambio de filtros de los ventiladores en el caso que los tenga el equipo, limpieza de componentes electrónicos, revisión de conexiones que esten con adecuada fijación y torque acorde a su ficha técnica.	Cada 3-4 meses
5	Gabinete de corriente alterna	Estado físico adecuado, sin rastros de filtraciones de agua, correctamente sellados, torques adecuados, inspección mediante termografía.	Cada 3-4 meses
6	Gabinete de protecciones de AC	Protecciones y fusibles adecuadas y en funcionamiento.Torque de las sujeciones acorde al manual y ficha técnica	Cada 3-4 meses
7	Punto de interconexión	Conexiones seguras, sin calentamiento o deterioro visible, realizar prueba de termografía, torque, capacidad de tablero que no se haya visto alterada la carga conectada al paso del tiempo.	Cada 3-4 meses
8	Cables de CC	Inspección visual sin deterioro en aislante, o sobrecalentado, ponchados con MC4 correctos sin deficiencia, realizar prueba termográfica.	Cada 3-4 meses
9	Cables de CA	Inspección visual sin deterioro en aislante, o sobrecalentado, conexiones correctas sin deficiencia, realizar prueba termográfica.	Cada 3-4 meses
10	Canalización	Inspección visual, son deterioro, rastros de corrosión o internamente con evidencia de filtraciones de agua.	Cada 3-4 meses
11	Operación general	Realizar prueba de arranque y funcionamiento adecuado, operatividad acorde a las características del SFV, apoyarnos en el análisis del comportamiento del sistema de monitoreo para valorar su comportamiento.	Cada 3-4 meses
	En todos los casos se deberá comprobar el estado del etiquetado que se encuentre en buenas condiciones y reemplazar si fuese necesario.		

CPEF

Certificado como profesional en energía fotovoltaica



MANUAL DE MANTENIMIENTO

SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED EN MEDIA TENSIÓN

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO

1. Introducción
2. Objetivos del manual
3. Objetivos específicos del manual
4. Plan de mantenimiento preventivo
5. Plan de mantenimiento correctivo
6. Beneficios
7. Conclusión

1. INTRODUCCIÓN

El presente manual tiene como propósito servir como una guía clara y específica que garantice la eficiencia y funcionamiento del sistema fotovoltaico. El manual comprende en forma ordenada y detallada los procedimientos a seguir para el mantenimiento de estos sistemas de aprovechamiento solar, promoviendo el buen desempeño y servicio de la empresa, dando cumplimiento con las expectativas de nuestros clientes. Es importante señalar, que este documento está sujeto a actualización en la medida que se presenten variaciones en la ejecución de procedimientos, en las normatividades establecidas, o bien en algún otro aspecto que influya en la operatividad del manual.

2. OBJETIVOS DEL MANUAL

El objetivo del presente manual es el de proporcionar una guía de mantenimiento de sistemas solares fotovoltaicos con el fin de dar orientación durante el tiempo de vida del sistema y garantizar que su trabajo lo realice de manera óptima.

3. OBJETIVOS ESPECIFICOS DEL MANUAL

• Dar a conocer detalladamente cada paso que se debe realizar al momento de hacer una acción específica.
• Explicar al usuario los pasos detalladamente para mantener en óptimas condiciones la instalación.

4. PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento regular es requerido para asegurar la durabilidad y confiabilidad de su sistema de concentración solar. Seguir los pasos aquí mencionados en el tiempo requerido, asegurará el trabajo óptimo y eficiente.

Tiempo sugerido para el mantenimiento de los componentes

Componentes	Tipo de mantenimiento	Periodicidad
Módulos	Limpieza, inspección visual y control de temperatura a las placas	4 veces al año
Soportes de módulos	Inspección visual	4 veces al año
Cajas de conexiones	Comprobar el anclaje de la caja a la pared, revisar la tornillería y cables que no estén sucios.	1 vez por año
Protecciones, cableado y puesta a tierra	Comprobación del estado de la cubierta y aislamiento de los cables.	2 veces al año
Inversor	Revisión de funcionamiento y lectura de los datos archivados, así como limpieza de los filtros de entrada de aire y rejillas.	2 veces al año
Regulador y cargador	Revisión de funcionamiento	4 veces al año

Inspección general del sitio

- Verificar que no se encuentren obstruidos
- Limpieza de la azotea
- Verificar el crecimiento de vegetación y fauna en los alrededores

Paneles fotovoltaicos

Limpieza de los paneles fotovoltaicos

La suciedad que pueda acumular el panel puede reducir su rendimiento, las capas de polvo que reducen la intensidad del sol no son peligrosas y la reducción de potencia no suele ser significativa.

Las labores de limpieza de los paneles se realizarán mensualmente o bien después de una lluvia, nevada u otros fenómenos meteorológicos similares.

La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel (sobre todo en verano).

Inspección visual de degradaciones

Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas).

Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).

Control de la temperatura del panel

Se controlará, a ser posible mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel esté fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.

Control de las características eléctricas del panel

Se revisará el estado de las conexiones, entre otros:

• Ausencia de sulfatación de contactos.
• Ausencia de oxidaciones en los circuitos y soldadura de las células
• Comprobación de estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.
• Comprobación de la estanqueidad de la caja de terminales o del estado de los capuchones de seguridad. Si procede, se sustituirán las piezas en mal estado y/o se limpiarán los terminales.
• Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
• Temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja.

Estructura soporte de los paneles

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos está fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo. Se sugiere realizar las siguientes actividades de forma anual:

• Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc).
• Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentre correctamente apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.
• Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario

Inversor

Los inversores es uno de los equipos más delicados por lo que requiere un mantenimiento exhaustivo. Se recomienda realizar las siguientes actividades de forma periódica.

- Cada mes realizar la lectura de los datos y la memoria
- Cada seis meses realizar la limpieza y recambio de las esteras de los filtros de la entrada de aire
- Limpieza de rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire

Se recomienda realizar de forma anual las siguientes revisiones:

- Inspección visual
- Verifique la torsión en las terminaciones
- Revise el sello de la junta
- Confirme que las etiquetas de advertencia se ubiquen en su lugar
- Busque decoloración por acumilación excesiva de calor
- Verifique la continuidad a tierra del sistema y del equipo
- Verifique la conexión mecánica del inversor a la pared o tierra
- Verifique la operación de desconexión interna
- Revisión de conexión de internet
- Verifique que el software actual esté instalado
- Revisión de obligaciones de garantía
- Registrar y validar todos los voltajes y valores de producción de la interfaz
- Registro de errores
- Limpieza de filtros
- Limpieza al interior del armario

Cajas de conexiones

Las cajas son resistentes a la intemperie, por lo que las posibilidades de la degradación de la carcasa son prácticamente nulas al estar emplazadas dentro de la caseta de inversores. Sin embargo, se recomienda de forma anual:

- Comprobar el anclaje de la caja a la pared
- Asegurar que la tornillería esté correctamente apretada
- Comprobar si la carcasa, puertas o mecanismo de la puerta presentan daños
- Comprobar si los cables presentan suciedad o daños
- Comprobar el cableado esté fijamente atornillado
- Comprobar que el cableado esté cubierto con la espuma en la placa del fondo
- Comprobar si se ha acumulado agua de condensación en el equipo
- Comprobar de las fijaciones de las cubiertas
- Comprobar las etiquetas de advertencias de peligro tanto en el exterior como en el interior del equipo y si son ilegibles o están dañadas reponer éstas.
- Realizar una inspección visual de los fusibles existentes y de los muelles tensores en los portafusibles.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.
- Controlar la firmeza del apriete de todas las conexiones del cableado eléctrico y, si fuera necesario, apriételas
- Comprobar si el aislamiento o la barra colectora presentan decoloración o alteraciones de otro tipo. Cambie las conexiones deterioradas o los elementos de contacto oxidados.

- Comprobar si presentan suciedad las gasas filtrantes de las rosetas de ventilación y, si fuera necesario, limpie o sustituya éstas.
- Comprobar la temperatura de las conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 ºC, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.

Debido al peligro inminente por riesgo eléctrico, es imperativo realizar todas las operaciones de mantenimiento con las cajas desconectadas y sin tensión.

Protecciones, Cableado y Puesta a tierra

De una buena conservación de la misma dependerá el correcto funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica y de las protecciones de la misma. La parte más delicada de la línea eléctrica corresponde a la línea de eléctrica, por estar sometida a las inclemencias atmosféricas y agentes externos. El mantenimiento de la línea eléctrica consiste en:

Cada 6 meses:

- Comprobación del estado de la cubierta y aislamiento de los cables, así como las protecciones mecánicas de los mismos. Si presenta algún síntoma de deterioro, sustituir el tramo completo.

Cada 2 años:

- Comprobación del estado de los bornes de abroche de la línea general de alimentación, mediante inspección visual.
- Abrir las arquetas de registro y comprobar el estado de empalmes y conexiones (sulfatación de contactos, óxido, etc) sustituir las terminaciones en caso de síntomas de deterioro de las mismas.

Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento entre fases y entre cada fase y neutro.
- Se tendrán en cuenta todas las precauciones relacionadas en trabajos con riesgo eléctrico, debiendo desconectar los correspondientes interruptores-seccionadores de la línea a mantener.
- Se tendrá especial cuidado con la línea de MT. En cualquier caso estos trabajos de mantenimiento serán realizados por un profesional competente y calificado.

Protecciones de la instalación solar fotovoltaica

- Las protecciones del circuito eléctrico de la instalación solar fotovoltaica han de encontrarse siempre en perfecto estado de funcionamiento ya que de estas depende la totalidad de las condiciones de seguridad tanto de equipos como de usuarios. Las operaciones de mantenimiento que habrá que realizar son:

- a) Por el usuario, cada 3 meses: Inspección visual de mecanismos interiores para posible detección de anomalías visibles y dar aviso al profesional.

Cada año:

- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores diferenciales mediante el siguiente procedimiento:
- Acción manual sobre el botón de prueba que incluye el propio interruptor diferencial.
- Desconexión automática del paso de la corriente eléctrica mediante la recuperación de la posición de reposo (0) de mando de conexión desconexión.
- Acción manual sobre el mismo mando para colocarlo en su posición de conexión (1) para recuperar el suministro eléctrico.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores magnetotérmicos. Cuando por sobreintensidad o cortocircuito saltara un interruptor magnetotérmico habría que actuar de la siguiente manera:
- Desconexión de aquel receptor eléctrico con el que se produjo la avería o, en su caso, desconectar el correspondiente interruptor.
- Rearme (o activado) del magnetotérmico del fallo para recuperar el suministro habitual.
- Revisión del receptor eléctrico que ha originado el problema o, en su caso, comprobación de que su potencia es menor que la que soporta el magnetotérmico.

Cada 5 años:

- Limpieza superficial de las clavijas y receptores eléctricos, siempre con bayetas secas y en estado de desconexión.
- Limpieza superficial de los mecanismos, siempre con bayetas secas y preferiblemente con desconexión previa de la corriente eléctrica. b) Por el personal calificado

Cada año:

- Comprobación del funcionamiento de todos los interruptores del cuadro de mando y protección, verificando que son estables en sus posiciones de abierto y cerrado. Cada 2 años:
- Revisión general, comprobando el estado del cuadro de mando y protección, los mecanismos alojados y conexiones.
- Comprobación mediante inspección visual del estado del interruptor de corte y de los fusibles de protección, el estado frente a la corrosión de la puerta del armario y la continuidad del conductor de puesta a tierra del marco metálico de la misma.
- Verificación del estado de conservación de las cubiertas aislantes de los interruptores, reparándose los defectos encontrados.

Cada 5 años:

- Comprobación de los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación a la sección de los conductores que protegen, reparándose los defectos encontrados

Cada 10 años:

- Revisión general de la instalación. Todos los temas de cableado son exclusivos de la empresa autorizada.
- Se tomarán todas las precauciones referidas a trabajos con inminente riesgo eléctrico.

Puesta a tierra

Es imprescindible mantener la puesta a tierra tanto de la instalación solar fotovoltaica como la de las instalaciones auxiliares de las distintas casetas ya que de esta depende el correcto funcionamiento de las protecciones que dependen de ella. Las operaciones de mantenimiento a realizar son:

Cada año:

- En la época en que el terreno esté más seco y después de cada descarga eléctrica, comprobación de la continuidad eléctrica y reparación de los defectos encontrados en los distintos puntos de puesta a tierra (masas metálicas, enchufes, neutros de los equipos, etc)

Cada 2 años:

- Comprobación de la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas. Reparación de los defectos encontrados.
- Comprobación de que el valor de la resistencia de tierra sigue siendo inferior a 20Ω. En caso de que los valores obtenidos de resistencia a tierra fueran superiores al indicado, se suplementarán electrodos en contacto con el terreno hasta restablecer los valores de resistencia a tierra de proyecto.

Cada 5 años:

- Comprobación del aislamiento de la instalación interior (entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a 250.000 Ohm). Se reparan los defectos encontrados.
- Comprobación del conductor de protección y de la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores, especialmente si se han realizado obras en aseos, que hubiesen podido dar lugar al corte de los conductores. Reparación de los defectos encontrados.

Transformador

No suelen dar problemas si se encuentran bien dimensionados en cuanto a sobrecargas y la ventilación del mismo es adecuada, de forma que no se produzcan calentamientos en el mismo. Es un elemento fundamental en la instalación, ya que si este falla, se perderá toda la producción mientras el mismo esté inoperativo. El mantenimiento del mismo es el siguiente:

Cada mes:

- Retirar el polvo del transformador mediante aspiración, terminando la limpieza del mismo soplando con aire comprimido o con nitrógeno

Cada 6 meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

Cada año:

- Controlar el apriete de las conexiones y las barritas de las tomas de regulación.
- Retirar el polvo del transformador mediante aspiración, terminando la limpieza del mismo soplando con aire comprimido o con nitrógeno.
- Comprobar los aislamientos.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan decoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función

5. PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Este plan de mantenimiento se aplicará únicamente cuando por circunstancias sobrevenidas, debidas a averías en la instalación, sea necesario subsanar el defecto de la misma. Las labores de mantenimiento correctivo serán delegadas en una empresa externa, especialista en el sector, encargada de realizar todas las reparaciones pertinentes así como suministrar los repuestos necesarios. Dicha empresa habrá de estar homologada y autorizada por los distintos fabricantes de los equipos suministrados, en caso contrario puede dar lugar a la anulación de la garantía legal de dichos equipos, por negligencias en las labores de mantenimiento. La empresa externa encargada de realizar las labores de mantenimiento correctivo deberá:

- Garantizar la visita a la instalación en los plazos establecidos y cada vez que el usuario lo requiera debido a cualquier incidencia en la misma.
- Dicha visita a la instalación tras llamada del usuario se atenderá en el plazo máximo de 24h.
- Analizar y realizar un presupuesto adecuado de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto y normal funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica.
- Subsanar correctamente cualquier incidencia en un tiempo máximo de 48 horas, excepto cuando se trate de causas de fuerza mayor debidamente justificadas (por ejemplo acopio de materiales).

6.BENEFICIOS

Beneficios del mantenimiento preventivo del sistema fotovoltaico.

Limpieza de los paneles	Mantener en buenas condiciones la superficie de los paneles afecta directamente al aprovechamiento de la energía solar
Rendimiento	Se mantiene estable la eficiencia energética y el rendimiento de la instalación
Vida útil	Se alarga la vida útil de la instalación de paneles solares, ya que todos los componentes se mantendrán en buen estado y funcionamiento correctamente
Mantenimiento correctivo	Se ahorra en averías de gran envergadura al evitar que un pequeño fallo pueda derivar en un problema mucho mayor
Ahorro en mantenimiento	También ahorramos en el importe de nuevas piezas o de tener que sustituir la instalación por una nueva

7. CONCLUSIÓN

Es necesario seguir el presente manual y los procedimientos internos a fin de garantizar la seguridad del cliente, el personal y optimizar costos de mantenimiento.