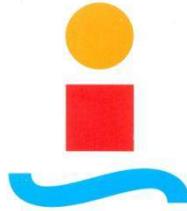


**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS
UNIVERSIDAD DE SEVILLA
Departamento de Ingeniería Energética**



PROYECTO FIN DE CARRERA

EVALUACIÓN DE UN PARQUE FOTOVOLTAICO DE TELURO DE CADMIO

Autor: Jose De Francisco Escudero

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

Sevilla, Diciembre de 2014

ÍNDICE

I. Antecedentes.....	3
II. Objetivo.....	5
III. Descripción general del proyecto.....	6
IV. Desarrollo del proyecto.....	8
1. Antecedentes bibliográficos.....	8
1.1. Componentes de una instalación fotovoltaica	8
1.2. Comparación entre distintas tecnologías.....	9
1.3. Los números del fabricante <i>First Solar</i>	11
1.4. Otras plantas que operan con tecnología CdTe.....	12
2. Descripción de la planta.....	14
3. Recopilación de datos.....	16
3.1. Variables a medir.....	16
3.2. Periodo de medida.....	18
3.3. Depuración de datos.....	19
4. Parámetros como criterio de evaluación.....	21
4.1. Rendimiento global.....	21
4.2. Rendimiento del campo solar.....	22
4.3. Performance Ratio.....	23
5. Análisis de datos y resultados.....	24
V. Conclusiones.....	68
VI. Bibliografía.....	70
VII. Anexo.....	73

I. ANTECEDENTES

El incuestionable crecimiento de la población mundial, inmersa en una fuerte dependencia energética, unido a la limitada disponibilidad de los recursos y una conciencia cada vez mayor por la necesidad de un desarrollo sostenible -desde un punto de vista ambiental, social y económico- sitúan a las fuentes de energía renovables en el punto de mira de investigadores de todo el mundo.

La energía solar representa una importante fracción de dichas fuentes renovables. Y en este contexto la solar fotovoltaica, que obtiene energía a través de los fotones procedentes de la luz solar mediante células fotovoltaicas, ha seguido durante las últimas décadas un crecimiento exponencial, tanto a nivel nacional como internacional, que se estima se mantendrá durante los próximos años.

Las investigaciones en este campo, centradas principalmente en la búsqueda de mejores rendimientos de conversión, han proporcionado el desarrollo de distintas tecnologías como pueden ser las de película delgada, destacando dentro de ellas la tipología de Teluro de Cadmio, objeto de este estudio.

Sin embargo y pese a ser considerable el número de instalaciones fotovoltaicas que hoy día usan módulos basados en tecnología de Teluro de Cadmio, su corta historia invita a la evaluación continua de las plantas, recurriendo para ello a ciertos parámetros, entre los que destacan por su uso

extendido el rendimiento global, el rendimiento del campo solar y el Performance Ratio.

Estos ratios no concretan puntos a mejorar de las instalaciones, pero sirven para evaluar el comportamiento de una planta y establecer comparaciones entre las mismas.

II. OBJETIVO

El objetivo de este documento es evaluar el funcionamiento entre los años 2011 y 2013 de una central fotovoltaica de 6,341 MW situada en la provincia de Cádiz que usa tecnología de Teluro de Cadmio (CdTe).

La evaluación consiste en la obtención y posterior análisis de distintos parámetros o ratios basados en datos de producción, radiación recibida y temperatura. En concreto, el documento revisa:

- Rendimiento global de las 61 instalaciones y comparación entre ellas.
- Evolución del Rendimiento global en cada instalación, en cada planta y en el parque completo.
- Performance ratio de las 61 instalaciones y comparación entre ellas.
- Evolución del Performance Ratio en cada instalación, en cada planta y en el parque completo.
- Performance ratio corregido por temperaturas de las 61 instalaciones y comparación entre ellas
- Evolución del Performance Ratio corregido por temperaturas en cada instalación, en cada planta y en el parque completo.
- Rendimiento del campo solar de las primeras 21 instalaciones y comparación entre ellas.

- Evolución del Rendimiento del campo solar en cada instalación de la planta A-I y en dicha planta al completo.
- Rendimiento del inversor de las primeras 21 instalaciones y comparación entre ellas.
- Evolución del Rendimiento del inversor de cada instalación de la planta A-I y en dicha planta al completo.

Además, a través de estos resultados se analiza:

- Posible degradación en el periodo analizado.
- Comportamiento de los paneles en días tipo.
- Corrección de valores con la potencia pico real.

III. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

En este apartado se resume el contenido del cuarto punto del documento: *Desarrollo del proyecto*. Describiendo brevemente los pasos seguidos en los cinco subapartados bien diferenciados del mismo.

El primero de ellos lo forman algunos antecedentes bibliográficos. Éste se divide a su vez en cuatro capítulos. En primer lugar se resume, con objeto de introducir al lector, los componentes básicos de una instalación fotovoltaica de conexión a red. A continuación se compara la tecnología de Teluro de Cadmio (CdTe) con otras tecnologías de uso extendido. En tercer lugar se analizan los números de *First Solar*, el principal fabricante de esta tecnología a nivel mundial y por último se describen muy brevemente algunas plantas que también trabajan con Teluro de Cadmio.

El segundo subapartado es la descripción completa del parque fotovoltaico, que sitúa al lector en el contexto de este estudio.

El tercero trata de la recopilación de datos, y se divide a su vez en tres puntos. Un primer punto describiendo las variables y cómo han sido medidas. El segundo concreta el período de recolecta de datos y un tercero en el que se describe la depuración que ha sido necesaria hacer con objeto de obtener unos resultados más certeros.

El cuarto subapartado define en sus distintos capítulos los cuatro parámetros usados como criterio de evaluación de la planta.

Por último, el quinto punto es el análisis de datos y la obtención de resultados, en el cuál se obtienen todos los parámetros anteriormente descritos de cada una de las instalaciones que conforman el parque.

IV. DESARROLLO DEL PROYECTO

1. Antecedentes bibliográficos

1.1 Componentes de una instalación fotovoltaica de conexión a red

Los sistemas fotovoltaicos de conexión a red están compuestos fundamentalmente por el generador fotovoltaico o campo solar y el inversor. El generador está formado por una serie de módulos idénticos, conectados entre sí, encargados de transformar la energía solar que incide sobre los mismos en energía eléctrica. Dicha energía no puede ser inyectada directamente en la red eléctrica, por lo que habrá de pasar antes por el inversor, que se encargará de transformarla en corriente alterna. Además de generador e inversor se requieren una serie de elementos auxiliares que garanticen la seguridad del sistema y los contadores necesarios para la lectura de la potencia a la salida.

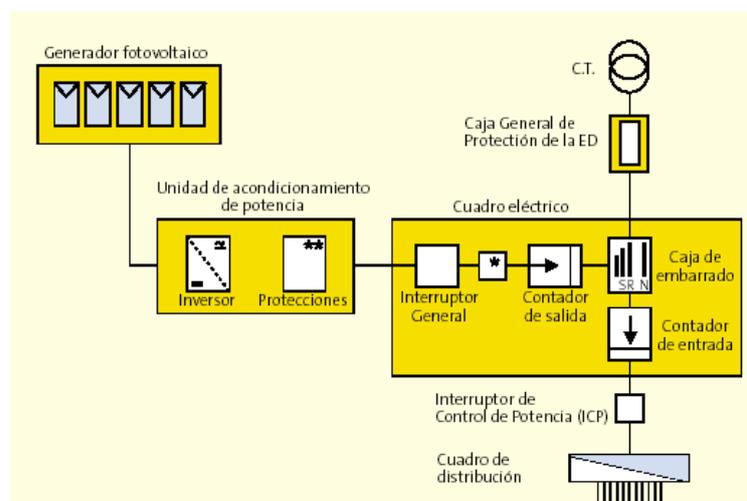


Figura 1. Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica de conexión a red.

La *Figura 1* muestra el esquema unifilar de estas instalaciones, regulado por la Resolución de 31 de mayo de 2001 de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE N° 148/2001).

Este tipo de instalaciones tienen prohibida la incorporación de baterías y generadores eléctricos –entre otros- dentro de la misma y toda la energía que se produce ha de ser vendida a la red eléctrica.

1.2. Comparación entre distintas tecnologías

A continuación se enumeran las principales posibilidades existentes hoy en día en el mercado para su posterior comparación:

- Silicio cristalino:
 - Células de Silicio Monocristalino
 - Células de Silicio Policristalino

- Película delgada:
 - Células de Silicio Amorfo
 - Células de Teluro de Cadmio (CdTe)
 - Célula de Diseleniuro de Indio y Cobre con Galio (CIS y CIGS)

El siguiente cuadro muestra el rango de valores orientativos en el cual cabe esperar que se muevan los rendimientos de cada tecnología, entendiendo que éste varía según el autor.

Tecnología	Rendimiento global
Silicio Monocristalino	15-21%
Silicio Policristalino	13-19%
Teluro de Cadmio	8-12%
Silicio Amorfo	5-8%
Diseleniuro de Indio y Cobre con Galio	>14%

Tabla 1. Rango orientativo de valores de rendimiento global según tecnología.

Como se puede apreciar, en condiciones climáticas normales, las células de mayor rendimiento son las de silicio cristalino. En este sentido, cuando el espacio sea determinante, estas células jugarán con ventaja al disponer de mayor rendimiento y por tanto mayor producción por metro cuadrado. Sin embargo, frente a la radiación difusa, incremento de temperatura o sombreados parciales, los módulos de película delgada se comportan mejor.

Una característica a resaltar de los módulos de película delgada es que su curva corriente-tensión es muy plana - lo que implica un factor de forma muy bajo- sobre todo en los módulos CdTe, por lo que el punto de máxima potencia no está tan claramente definido, siendo necesaria una regulación más precisa para hacer que funcionen en ese punto.

Con respecto a los procesos de fabricación, las células solares de película delgada necesitan un menor aporte de material y energía para su construcción. Esto, unido a la posibilidad de un alto grado de automatización del proceso, ofrece un considerable potencial de reducción de costes frente a la tecnología de silicio cristalino. Además, los módulos de película delgada tienen más posibilidades en cuanto a sus dimensiones y formas geométricas, dado que en los módulos cristalinos las dimensiones de los módulos vienen fijadas por la geometría de las obleas de silicio.

1.3 Los números de *First Solar*

La tecnología de Teluro de Cadmio (CdTe), pese a ser relativamente nueva, está presente hoy en día en todo el mundo, presentada como una alternativa real. Su principal fabricante - y además proveedor de los módulos del parque objeto de estudio- es *First Solar*. Esta compañía, desde que empezara su producción comercial en 2002, cuenta con más de 90 millones de módulos de su avanzada tecnología de película delgada con una capacidad superior a 7GW, suficiente para proporcionar energía limpia para aproximadamente 3,5 millones de hogares y dejar de emitir 4,7 millones de toneladas de CO₂ anualmente.

First Solar anunció el pasado año 2013 un nuevo record mundial de rendimiento en conversión solar con tecnología de Teluro de Cadmio, alcanzando 18,7 % en tests revisados por el NREL (*Energy's National Renewable Energy Laboratory*), demostrando el enorme potencial de dicha tecnología. Pese a que por ahora los resultados obtenidos no pueden aplicarse a módulos comerciales, es más que probable que esto suceda analizando la evolución de los módulos de *First Solar*, que aumentaron su rendimiento desde 12,2 % a finales de 2011 a 12,9 a finales de 2012 y en 2013 ya producía módulos con rendimientos de 13,1%.

1.4 Algunos ejemplos de plantas que operan con esta tecnología

Cabe citar algunos ejemplos de plantas que al igual que el parque que se estudia en este documento, utilizan módulos *First Solar* de CdTe.

- Ecoparque Solar de Bullas - Murcia, España

Planta de capa delgada con tecnología de CdTe más grande de España (y la tercera más grande de Europa). La instalación se encuentra en la comarca de Bullas, una de las zonas con mayor radiación solar de España. Se han utilizado más de 70.000 módulos de capa delgada de CdTe *First Solar* y 375 inversores *SMC 7000 HV SMA*. Con una potencia pico de 5 MW, este parque solar suministra electricidad a unos 1500 hogares.

- Parque solar de la calle Wendl-Dietrich de Munich

En su momento fue la mayor instalación solar de Munich y está situada sobre un edificio de viviendas. Dicha instalación tiene una longitud de más de 500 metros y se encuentra sobre el tejado de un edificio de cuatro plantas en el distrito de Neuhausen. La instalación solar consta de dos secciones con módulos solares de diferente tipo de construcción: Células policristalinas (*Shell Solar*) y módulos de capa delgada (*First Solar*). La instalación, de 170 kWp, es el mayor sistema de capa delgada de Europa con base de CdTe en edificios.

- Tapfheim

En una zona agrícola de 4,5 hectáreas con 15.500 módulos solares. Aproximadamente la mitad del sistema se compone de módulos de capa delgada de CdTe y la otra mitad de módulos monocristalinos. El sistema genera alrededor de 1,25 millones de *kWh* de energía solar al año, lo que permite abastecer de energía solar limpia a 360 hogares al año.

Las tres plantas citadas en este apartado utilizan tecnología de Teluro de Cadmio del fabricante *First Solar*, obteniendo entre el 8 y el 13% de rendimiento global.

2. Descripción de la planta

El parque fotovoltaico está compuesto por 61 instalaciones, cada una de ellas con un generador de potencia nominal de 103,95 *kW*.

Las instalaciones se distribuyen en tres plantas situadas en parcelas contiguas que en este documento serán denominadas A-I (instalaciones 1 a 21), A-II (instalaciones 22 a 42) y A-III (instalaciones 43 a 61). Las dos primeras plantas tienen una potencia pico de 2183 *kW* y la tercera de 1975 *kW*, sumando un total de 6,341 *MWp*. La parcela A-III tiene además dos sub plantas con módulos *Gadir 80-SI*, de 90 *kWp* cada una, que no se tendrán en cuenta al no ser objeto de este estudio.

La *Figura 2* resume la constitución de la central:

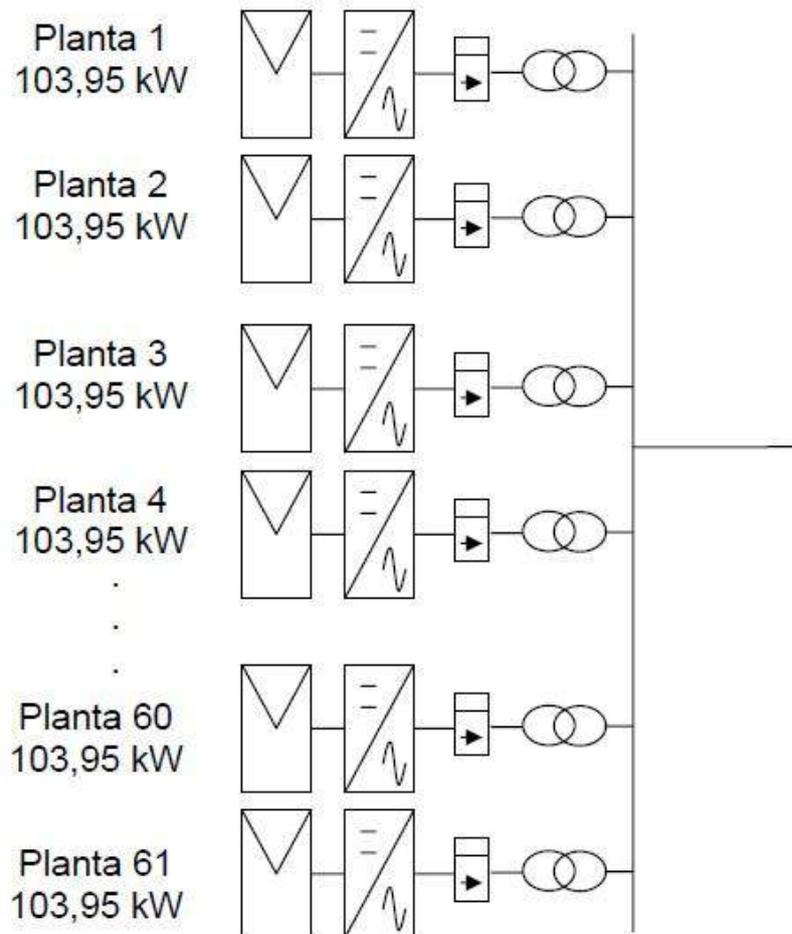


Figura 2. Esquema general de la central.

Cada instalación dispone de su correspondiente contador y, a su vez, está constituida por la asociación en paralelo de 154 ramas de 9 módulos conectados en serie. En total suman 1386 módulos *First Solar FS 275*. Dichos módulos han sido fabricados tecnología de Teluro de Cadmio y tienen, según su catálogo, una potencia de 75 *Wp*, estando situados con una orientación Sur y una inclinación 25°.

Cada instalación está asociada a un inversor SMA SC-100 de 90 *kW* y los generadores adoptan una configuración eléctrica aislada (ambos polos aislados de tierra), como medida de protección frente al contacto indirecto.

3. Recopilación de datos

3.1 Variables a medir

Con anterioridad a la campaña de medidas, se enviaron a calibrar al *Ciemat* módulos idénticos a los de la central, con el objetivo de que pudieran servir de referencia para la medida de las condiciones de operación: Irradiancia incidente, G , y temperatura del panel, T_p . De esta manera se elimina la incertidumbre asociada a las respuestas espectral y angular de los módulos y se minimiza la asociada a la temperatura de las células.

De esta forma, el parámetro *Temperatura del panel* se ha tomado como una media de las temperaturas de cuatro de dichos módulos inclinados situados en la propia planta, coplanares al resto de módulos. Ésta ha sido medida a través de sensores de temperatura de superficie modelo *285-PT100*. Las temperaturas fueron tomadas cada diez minutos durante el periodo de estudio, por lo que se han ponderado para así obtener un valor de temperatura media diaria.

Igualmente, a través de dichos módulos, se han tomado medidas cada diez minutos valores de Irradiancia incidente (G , en $\frac{kW}{m^2}$)

Sin embargo y dado que, como se verá en el apartado posterior, el dato que se necesita es de Radiación incidente ($\frac{kWh}{m^2}$), habrá que ejecutar la siguiente operación:

$$E_{\text{incidente}}\left(\frac{kWh}{\text{instalación}}\right) = \sum G\left(\frac{kW}{m^2}\right) * 10 \text{ min} * \frac{1h}{60\text{min}} * 1386 \frac{\text{paneles}}{\text{instalación}} * \frac{0,72 m^2}{\text{panel}}$$

Habiéndose obtenido el área del captador del catálogo del fabricante.

$$\text{Área} = 0,72 \text{ m}^2$$

La *Producción de cada instalación* ha sido obtenida directamente de la lectura de contadores. Estos datos han sido facilitados ya en *kWh* por día e instalación al autor de este texto, por lo que no ha sido necesaria modificación alguna.

Por último, se obtuvieron a través del portal online de *SMA Solar Technology* los datos correspondientes a la *Potencia a la entrada del inversor* (P_{inv} , en $\frac{kW}{m^2}$) de cada una de las 21 instalaciones pertenecientes a la planta denominada A-I, cuya base de datos guardaba en formato horario.

Igualmente, este dato será necesario más adelante en términos de energía y no de potencia, de forma que habrá que seguir la siguiente operación:

$$E_{inv}\left(\frac{kWh}{\text{instalación}}\right) = \sum P_{inv}\left(\frac{kW}{\text{instalación}}\right) * 1h$$

Además hay que añadir dos valores extraídos del catálogo de *First Solar* que serán igualmente necesarios para la obtención de los parámetros de evaluación de la planta. Estos son la *potencia pico* del módulo y el *coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito* con la temperatura:

$$P_{pico} = 75 \frac{W}{\text{panel}}$$

$$\alpha = 0,04 \frac{\%}{^{\circ}\text{C}}$$

3.2. Periodo de medida

El conjunto de medidas proporcionado abarcaba un periodo de cerca de 3 años de cada parámetro. Sin embargo, al ser éstos distintos, fue obligada su reducción al tramo que compartían todos en común. Es por ello que el periodo que abarca este documento es de tan sólo dos años, desde Noviembre de 2011 hasta el mismo mes de 2013 sin incluir el primer mes de este último año, del que no ha sido posible obtener información de la estación meteorológica (temperaturas e irradiancias en este caso).

3.3. Depuración de datos

Durante la recopilación de datos y su posterior manipulación se han obtenido valores aislados que han sido considerados como erróneos por alcanzar cotas fuertemente diferentes a la media. Además, han sido eliminados los datos relativos a los siguientes casos:

- Irradiancia mayor de 1100 Watios por metro cuadrado.

No se registran datos de Irradiancia similares, por lo que se toman como errores en la medida.

- Temperatura del panel mayor que 85 °C o menor que 0 °C.

Igual que en el caso anterior, no son datos que correspondan con la realidad.

- Rendimiento global superior al dado por el fabricante

El motivo es que, pese a que el fabricante proporciona el dato para unas condiciones estándar mejorables, existen una serie de pérdidas que no se están teniendo en cuenta y que, sin duda, harían imposible un rendimiento superior al de catálogo. Estas pérdidas son:

- Pérdidas por degradación
- Pérdidas por suciedad
- Pérdidas por acoplamiento (mismatching)
- Pérdidas por cableado.
- Pérdidas referentes al seguimiento del punto de máxima potencia del inversor.
- Pérdidas del propio inversor.
- Pérdidas en el cableado de alterna.

Tras la depuración, se expone el porcentaje de datos con el que se trabajará en cada mes. De esta manera sabremos que los meses con un 100% de datos aceptados serán más fiables que otros con menor porcentaje.

Mes	Porcentaje de datos filtrados
nov-11	79,9
dic-11	99,5
ene-12	99,9
feb-12	99,9
mar-12	99,3
abr-12	100
may-12	99,7
jun-12	99,9
jul-12	99,9
ago-12	99,7
sep-12	99,8
oct-12	99,7
nov-12	96,5
dic-12	94,1
ene-13	0
feb-13	46,4
mar-13	100
abr-13	100

may-13	99,6
jun-13	100
jul-13	98,2
ago-13	99,9
sep-13	78,1
oct-13	57,34
nov-13	100

Tabla 1. Porcentaje de datos filtrados de cada mes.

Donde cabe destacar que no existen datos durante el mes de Enero ni la primera mitad del mes de Febrero. Octubre será igualmente un mes en el que habrá que tener en cuenta la cantidad bastante considerable de datos filtrados.

4. Parámetros como criterio de evaluación

El análisis de la eficiencia de una planta o instalación fotovoltaica puede realizarse en función de diferentes criterios.

Desde una perspectiva global, los principales indicadores son el *Rendimiento Global* y el *Performance Ratio*. Estos indicadores pueden estar referidos tanto a una instalación como a una planta, y proporcionan información de interés para conocer su funcionamiento.

La principal desventaja de estos indicadores es que no reflejan en qué parte de la instalación se producen las pérdidas, por lo que no son útiles de

cara a la optimización de la misma al no poder distinguir qué porcentaje de la eficiencia es recuperable y cual no.

Por este motivo se analiza también el parámetro *Rendimiento del campo solar* y, con éste, el *Rendimiento de Inversores* tratando de observar qué porcentaje de las pérdidas puede ser achacable al tramo anterior al inversor.

4.1. Rendimiento global

Este indicador proporciona información sobre el nivel de aprovechamiento energético de la instalación, permitiendo estimar el porcentaje total de pérdidas que se producen en la misma.

Se define como la relación entre la energía eléctrica inyectada a la red por la instalación y la energía incidente en el campo solar para un mismo periodo de tiempo.

$$\eta_g = \frac{E_{red}}{E_{incidente}}$$

- E_{red} : Energía inyectada a la red por una instalación expresada en

- $E_{incidente}$: Radiación incidente en una instalación en *kWh*.

4.2. Rendimiento del campo solar

Este parámetro proporciona información sobre pérdidas sufridas en el campo solar antes de llegar al inversor.

Se define como la relación entre la energía eléctrica a la entrada del inversor de una instalación y la energía incidente en el campo solar para un mismo periodo de tiempo.

$$\eta_{cs} = \frac{E_{inv}}{E_{incidente}}$$

- E_{inv} : Energía eléctrica a la entrada del inversor de una instalación en *kWh*.

- $E_{incidente}$: Radiación incidente en una instalación en *kWh*.

4.3. Performance ratio (PR).

Este indicador es uno de los más empleados en la actualidad para la evaluación del comportamiento global de una instalación fotovoltaica.

Su principal inconveniente es que el estado de referencia respecto al cual se relaciona es la producción de energía es en condiciones estándar, lo cual es prácticamente inalcanzable, no pudiendo saber cuál es el máximo real que se podría obtener. En la práctica existen varias definiciones de PR, según el aspecto que se desee poner de manifiesto. En este documento se analizan los siguientes:

4.3.1. Performance ratio estándar (PR)

El performance ratio estándar de una instalación se define como la relación entre la energía inyectada a la red en un periodo de tiempo y la que inyectaría un hipotético sistema fotovoltaico ideal, entendido como uno cuyos módulos trabajasen siempre a la temperatura de referencia (25 °C) y que, por lo demás, estuviese completamente libre de pérdidas.

Es fácil ver que la energía asociada a este ideal es igual a la potencia pico de la instalación multiplicada por la radiación incidente en dicho periodo de tiempo y dividida por la irradiancia de referencia ($1000 \frac{W}{m^2}$).

$$PR = \frac{E_{red}}{P_{pico} * H_{sp}}$$

- E_{red} : Energía inyectada a la red por la instalación expresada en kWh .
- H_{sp} : horas de sol pico en el periodo, que coincide numéricamente con la radiación incidente en $\frac{kWh}{m^2}$
- P_{pico} : potencia pico estándar de la instalación expresada en kWp .

4.3.2. Performance ratio estándar corregido por temperatura (PR_T)

Es el mismo caso ideal que el PR estándar, pero teniendo en cuenta en este caso la temperatura real de los paneles.

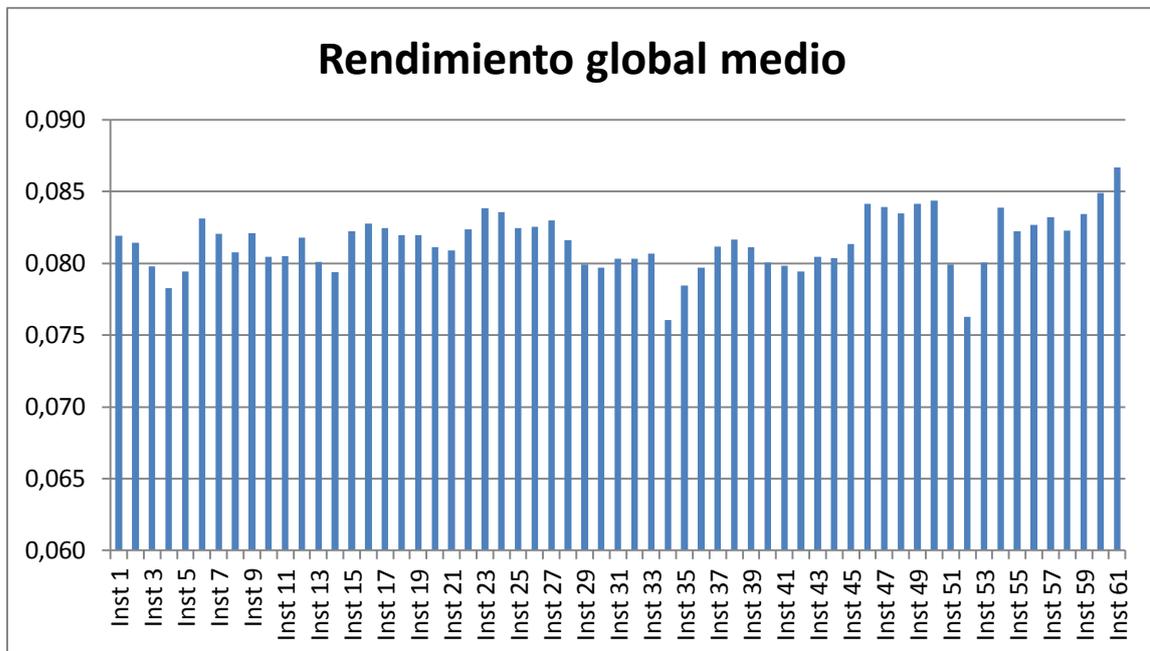
$$PR_T = \frac{E_{red}}{P_{pico} * H_{sp} * (1 - \alpha * (T_p - 25))}$$

- α : Coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura $\%/^{\circ}C$.
- T_p : Temperatura del panel.

5. Análisis de datos y resultados

○ Rendimiento global

A continuación se expone el resultado de analizar mes a mes el rendimiento global de las 61 instalaciones. Se comienza mostrando la comparativa entre el rendimiento global medio de dichas instalaciones durante el periodo de estudio.



Gráfica 1. Rendimiento global medio de cada instalación.

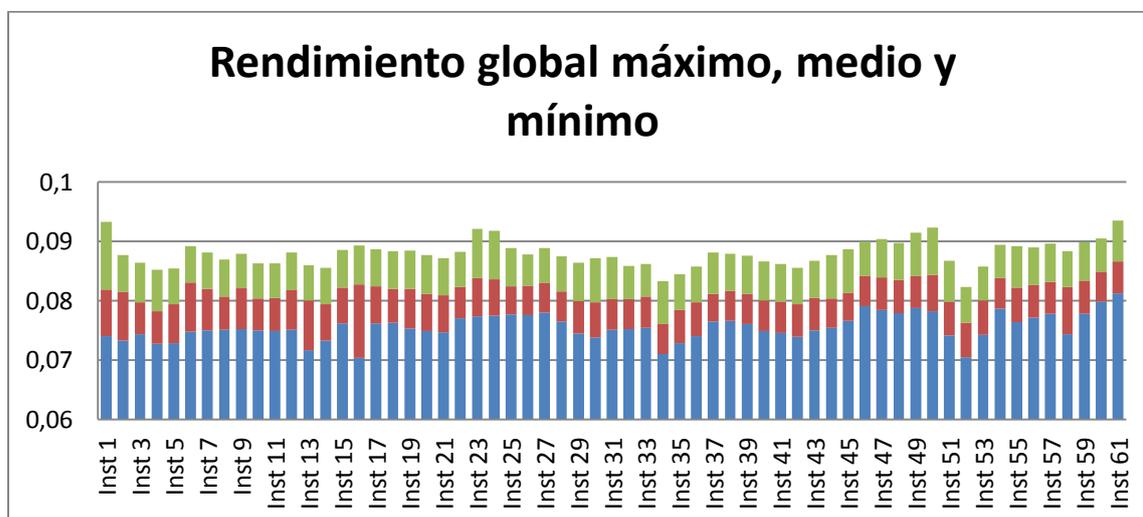
De un primer vistazo se puede comprobar que las instalaciones están funcionando de manera muy similar. Existe una diferencia entre la instalación de mejor rendimiento medio y la de peor de tan sólo un 1,1%.

El resultado es que la planta completa opera con un rendimiento medio de:

$$\overline{\eta_g} = 0,082$$

Cabe destacar un dato que surge al observar detenidamente los datos: 8 de las 19 instalaciones de la tercera parcela, funcionan con un rendimiento superior al máximo de las otras dos parcelas. Esto hace que en general, la parcela denominada A-III funcione algo mejor que las otras dos.

A continuación se analiza la diferencia entre los máximos, medios y mínimos valores de este parámetro en cada instalación:



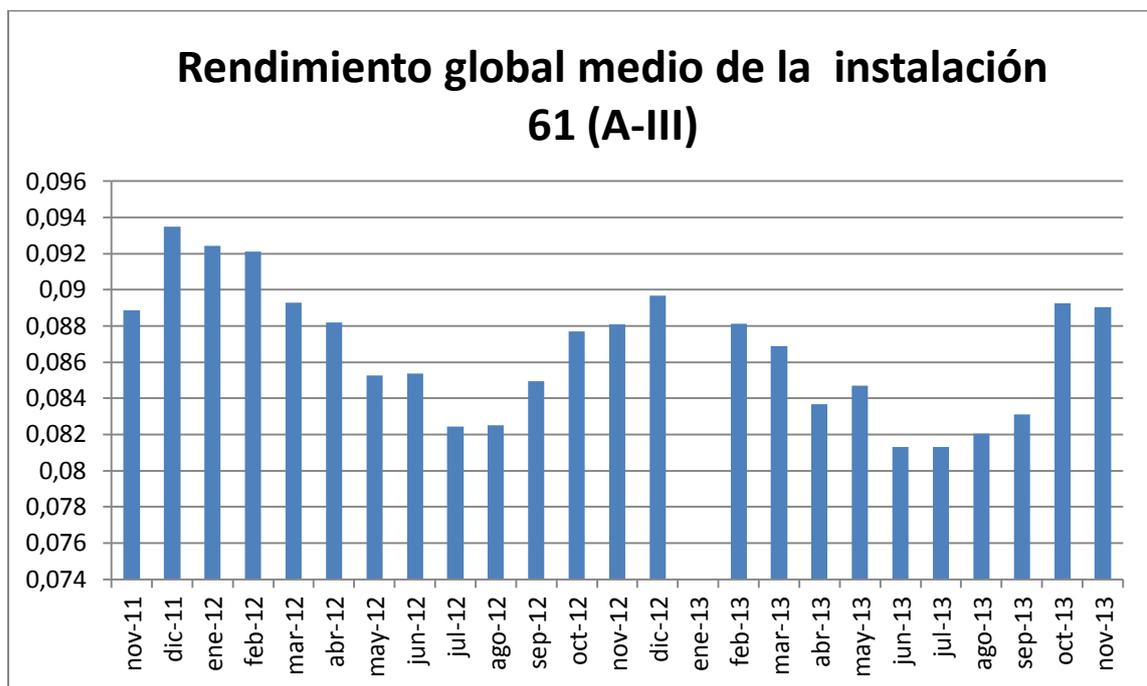
Gráfica 2. Rendimiento global máximo, medio y mínimo de cada instalación.

Así puede comprobarse que, en líneas generales, existe una diferencia entre los valores máximos y mínimos que rondan el 15%. La instalación 61, perteneciente a la tercera parcela del parque, tiene el mayor rendimiento medio. La número 34 y la 52, pertenecientes a la segunda y tercera parcela respectivamente, comparten el mínimo con un valor medio igual a 0,076.

A continuación se estudia la evolución mes a mes de cada una de las 61 instalaciones. Por facilitar la lectura del texto, sólo se incluyen dos

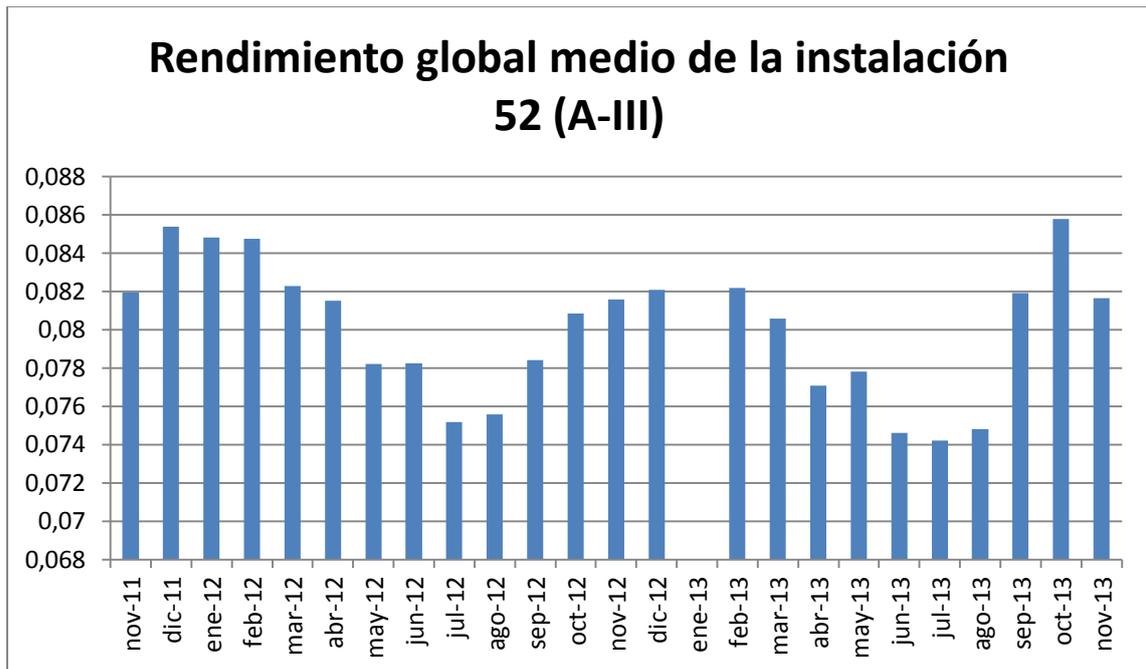
instalaciones de forma inmediata, dejando las 59 restantes para el anexo. Éstas coinciden con la instalación que mejor y peor resultado presentan respectivamente.

La instalación que mejor rendimiento global medio presenta es, como ya se dijo anteriormente, la número 61, perteneciente a la planta A-III. Ésta presenta un valor de dicho parámetro de 0.087.



Gráfica 3. Rendimiento global medio de la instalación 61.

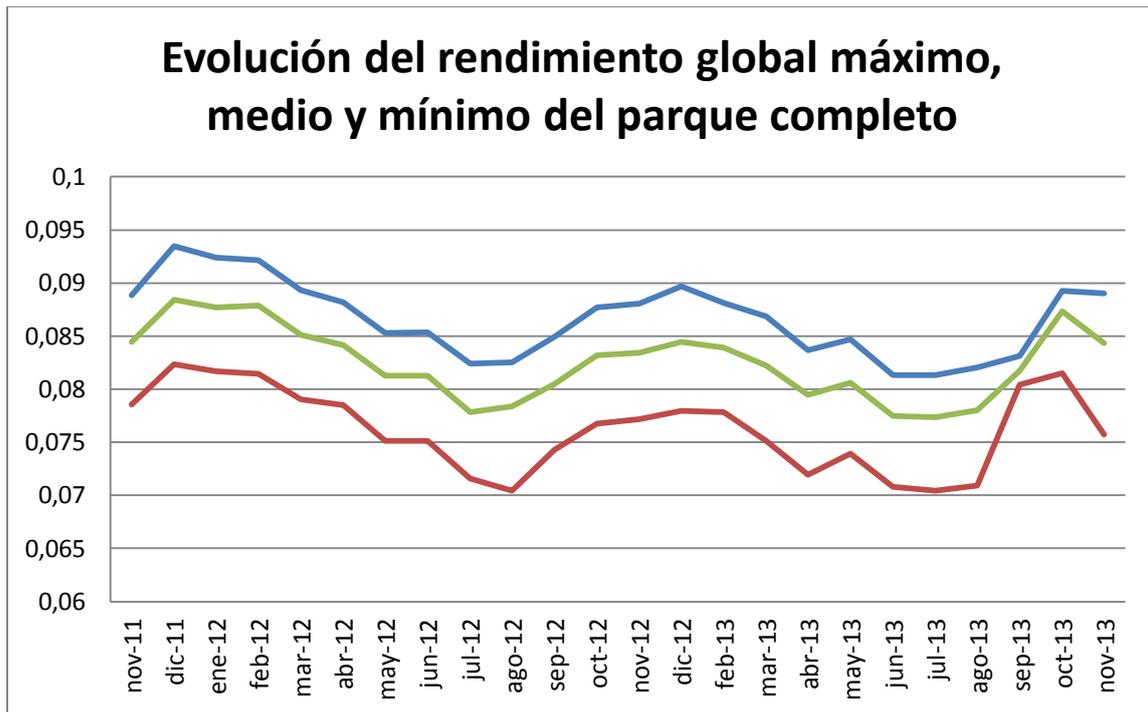
Por otro lado, la instalación número 52, perteneciente también a la tercera parcela (A-II) presenta un rendimiento global medio igual 0.076, compartiendo el peor puesto del parámetro junto con la número 34, pero presentando peores máximos y mínimos.



Gráfica 4. Rendimiento global medio de la instalación 52.

En ambos casos puede verse como el parámetro atiende a una evolución que cabía esperar, con los peores datos en los meses de verano (altas irradiancias y temperaturas) y los mejores en invierno (bajas irradiancias y temperaturas).

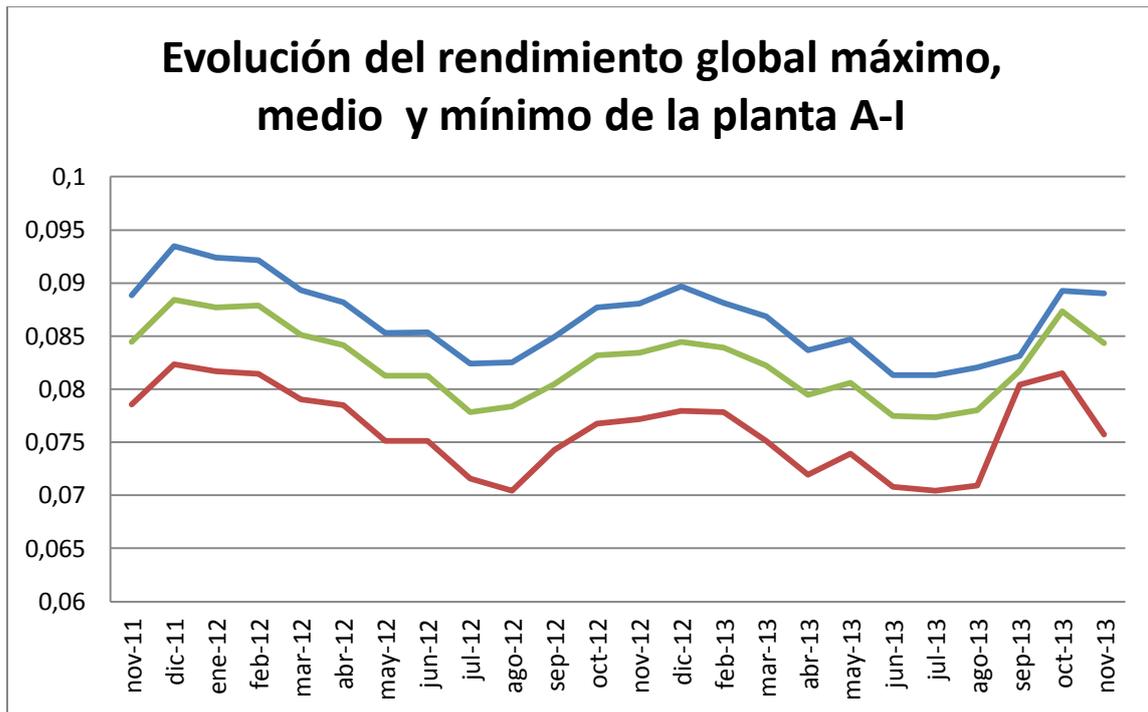
A continuación se analiza la evolución del parque completo a lo largo del periodo de estudio en términos de rendimiento global medio, máximo y mínimo para ver igualmente, la evolución en los meses con distintas irradiancias y temperaturas.



Gráfica 5. Evolución del rendimiento global máximo, medio y mínimo del parque completo.

Analizando el comportamiento de la planta al completo se observa que el peor mes de rendimiento es Julio de 2013 y el mejor Diciembre de 2011, manteniendo una evolución que cabía esperar.

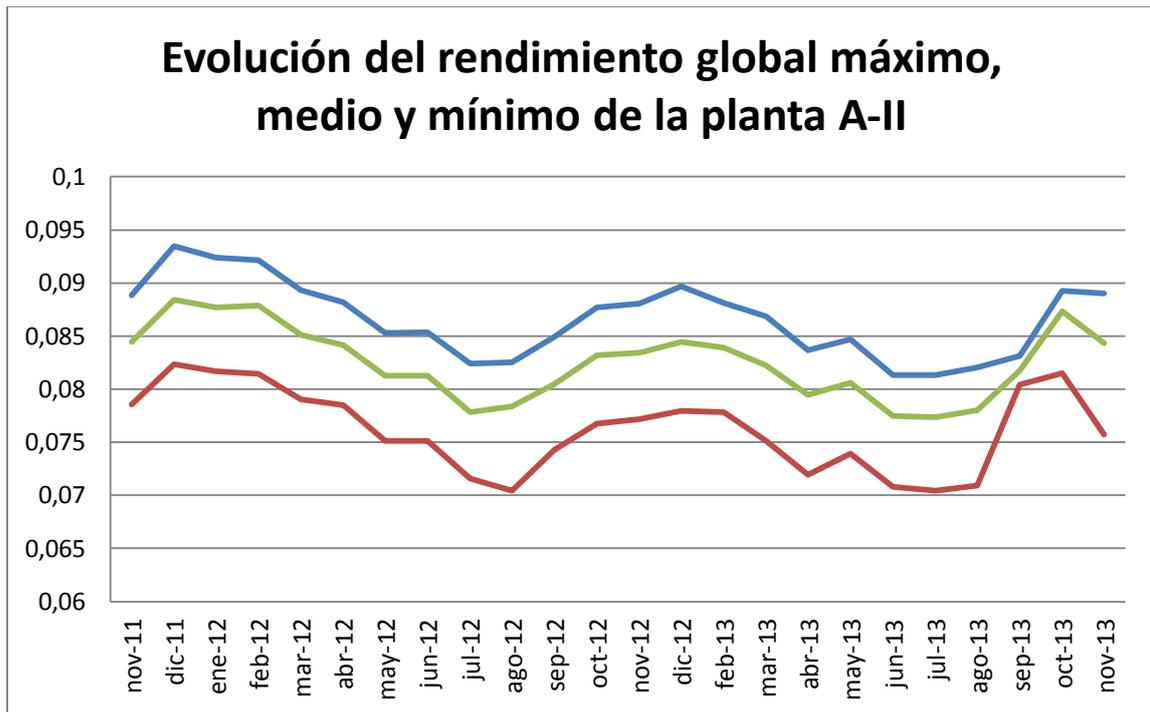
Por último se evalúa esta misma evolución diferenciando entre las tres parcelas que componen el parque completo y aquí han sido denominadas A-I, A-II y A-III.



Gráfica 6. Evolución del rendimiento global máximo, medio y mínimo de la planta A-I

Con un rendimiento máximo de 0,087 durante el mes de Febrero de 2012 y un mínimo de 0,075 durante agosto de 2013, la parcela aquí denominada A-I opera con un rendimiento global medio de:

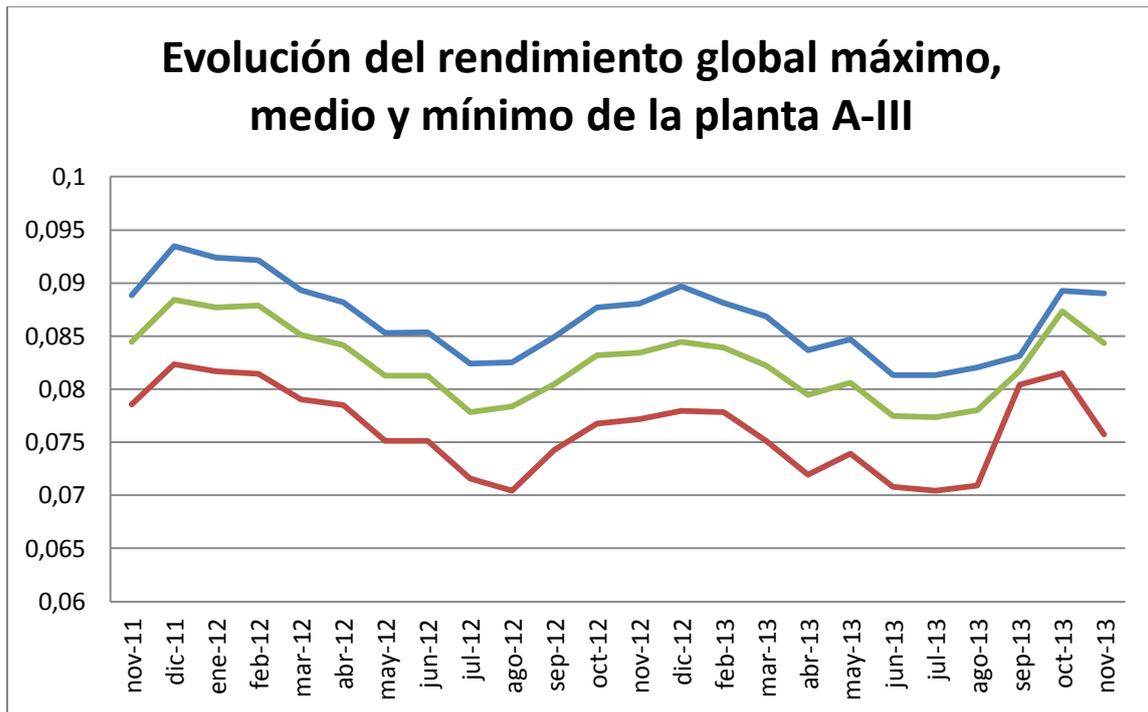
$$\overline{\eta_g} = 0,081$$



Gráfica 7. Evolución del rendimiento global máximo, medio y mínimo de la planta A-II

Con un rendimiento máximo de 0,087 durante el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0,076 durante Julio de 2013, la planta A-II opera con un rendimiento global medio de:

$$\overline{\eta_g} = 0,081$$



Gráfica 8. Evolución del rendimiento global máximo, medio y mínimo de la planta A-III

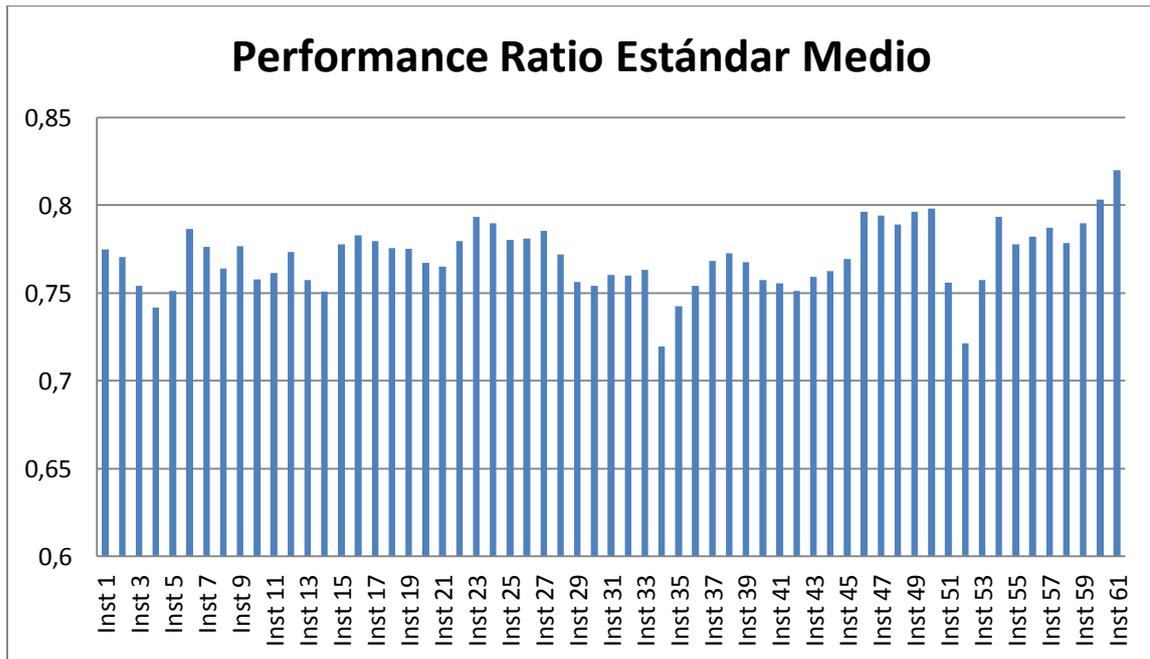
Con un rendimiento máximo de 0,088 durante el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0,077 durante Julio de 2013, la tercera parcela denominada en este texto A-III opera con un rendimiento global medio de:

$$\overline{\eta_g} = 0,083$$

Se puede comprobar que las tres plantas operan con rendimientos globales muy similares, con diferencias que no superan el 2%, siendo, eso sí, la tercera planta (A-III) la que mejor se comporta.

○ Performance Ratio Estándar (PR)

El siguiente parámetro objeto de estudio es uno de los más extendidos a la hora de hacer comparaciones entre distintas plantas, el Performance Ratio.



Gráfica 9. Performance Ratio Estándar de cada instalación.

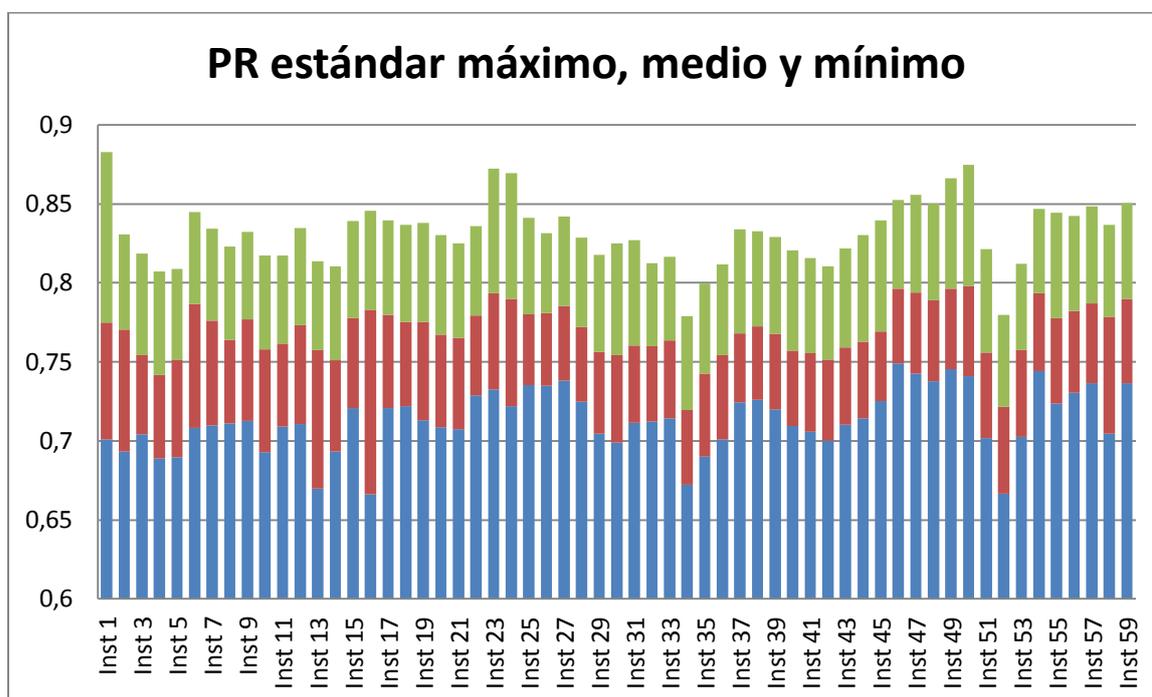
Analizando el Performance Ratio estándar medio se comprueba nuevamente que, en líneas generales, el parque funciona de manera similar, existiendo un 10% de diferencia entre las instalaciones con mejor y peor valor de este parámetro.

El resultado es que la planta completa opera con un Performance Ratio medio de valor:

$$\overline{PR} = 0,771$$

Al igual que ocurría con el rendimiento global, buena parte de las instalaciones de la tercera parcela son superiores al máximo de las otras dos, denotando un mejor comportamiento en ésta.

A continuación se analiza la diferencia entre los máximos, medios y mínimos valores del parámetro en cada instalación:



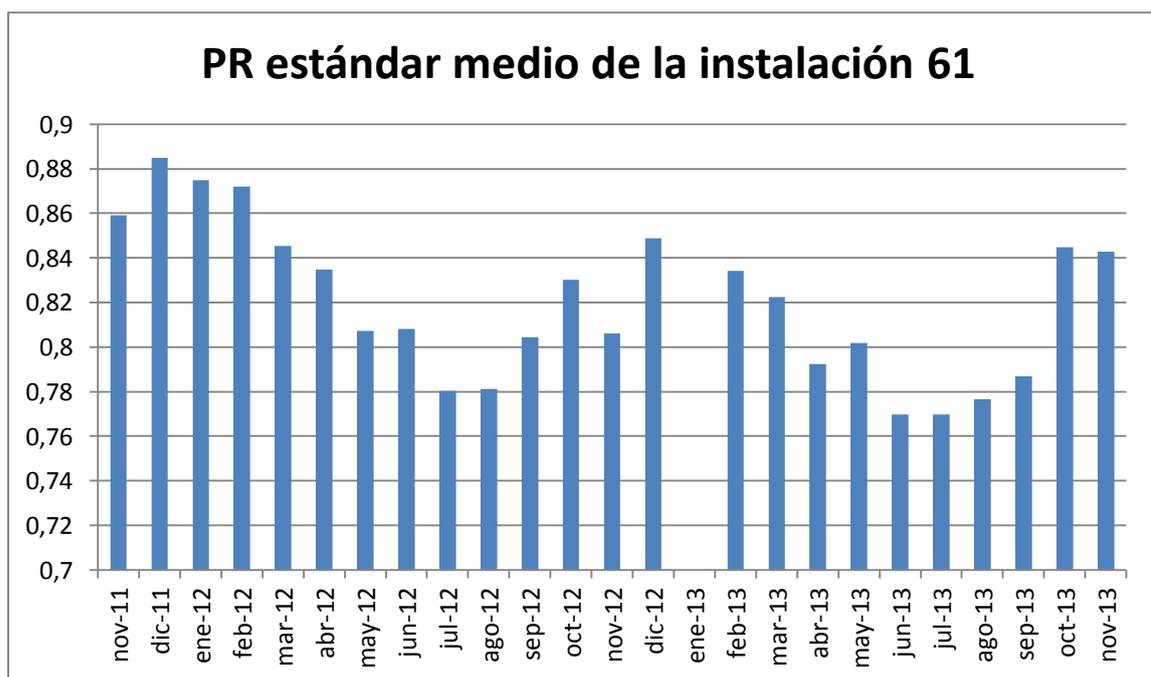
Gráfica 10. Performance Ratio estándar máximo, medio y mínimo.

Así puede comprobarse que, en líneas generales, existe una diferencia entre los valores máximos y mínimos de cada instalación que se mueve en torno al 15%.

Coincide de nuevo la instalación 61, perteneciente a la tercera parcela, como la que mejor funcionamiento parece presentar. Por el otro lado, las que peor funcionan son otra vez la 34 y 52 con el mínimo.

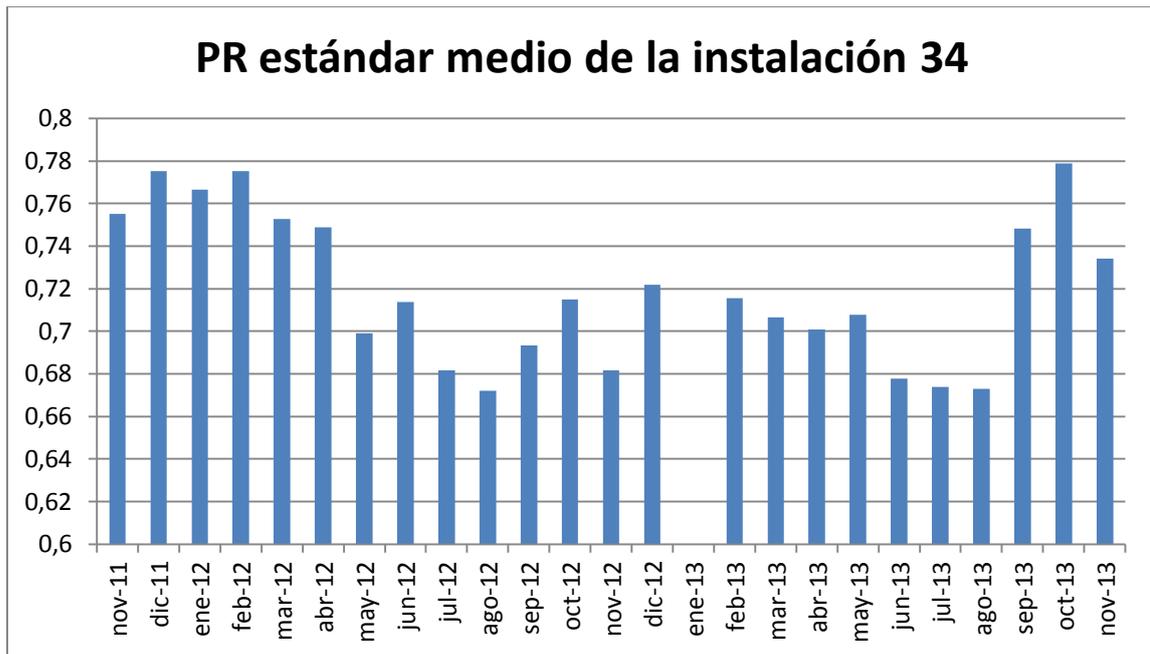
A continuación se estudia la evolución mes a mes de cada una de las 61 instalaciones. Como se dijo anteriormente, con objeto de facilitar la lectura del texto, sólo se incluyen dos instalaciones de forma inmediata, dejando las 59 restantes para el anexo. Éstas coinciden una vez más con la instalación que mejor y peor resultado presentan respectivamente.

La instalación que mejor rendimiento global medio presenta es, como ya se dijo anteriormente, la número 61, perteneciente a la planta A-III. Ésta presenta un valor medio de dicho parámetro de 0.820 y la siguiente evolución a lo largo del período de estudio:



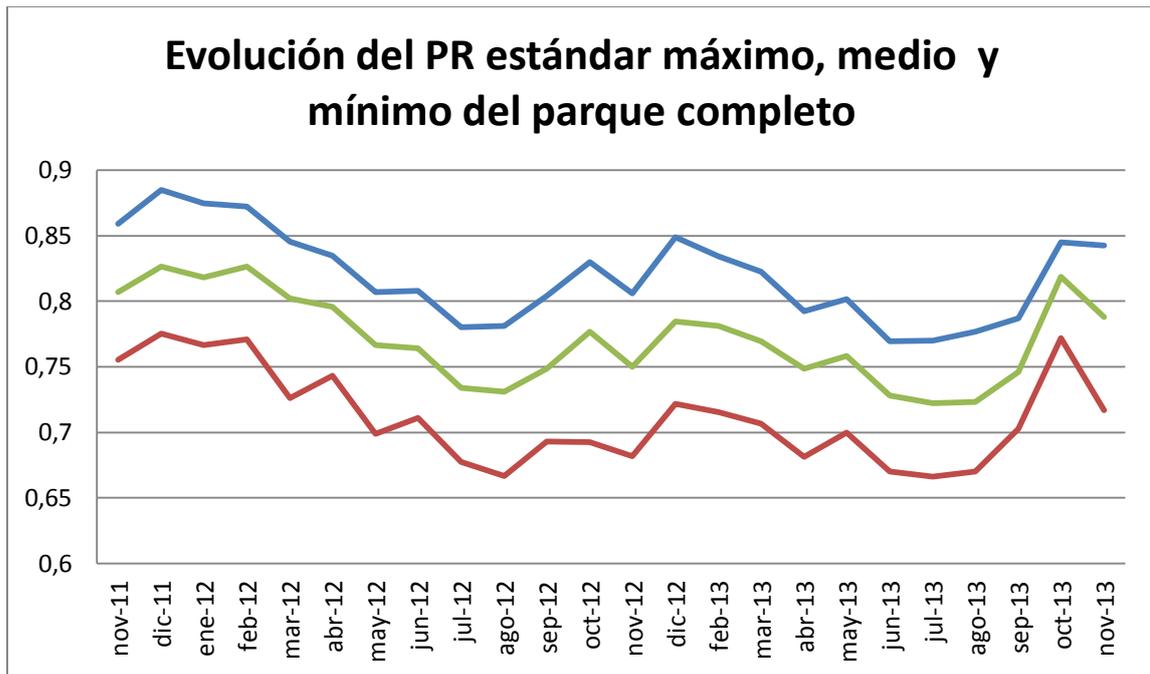
Gráfica 11. Performance ratio estándar medio de la instalación 61.

Por el contrario, la que peor parece estar funcionando es la instalación número 34, con un valor medio del parámetro igual a 0.719 y la siguiente evolución:



Gráfica 12. Performance ratio estándar medio de la instalación 34.

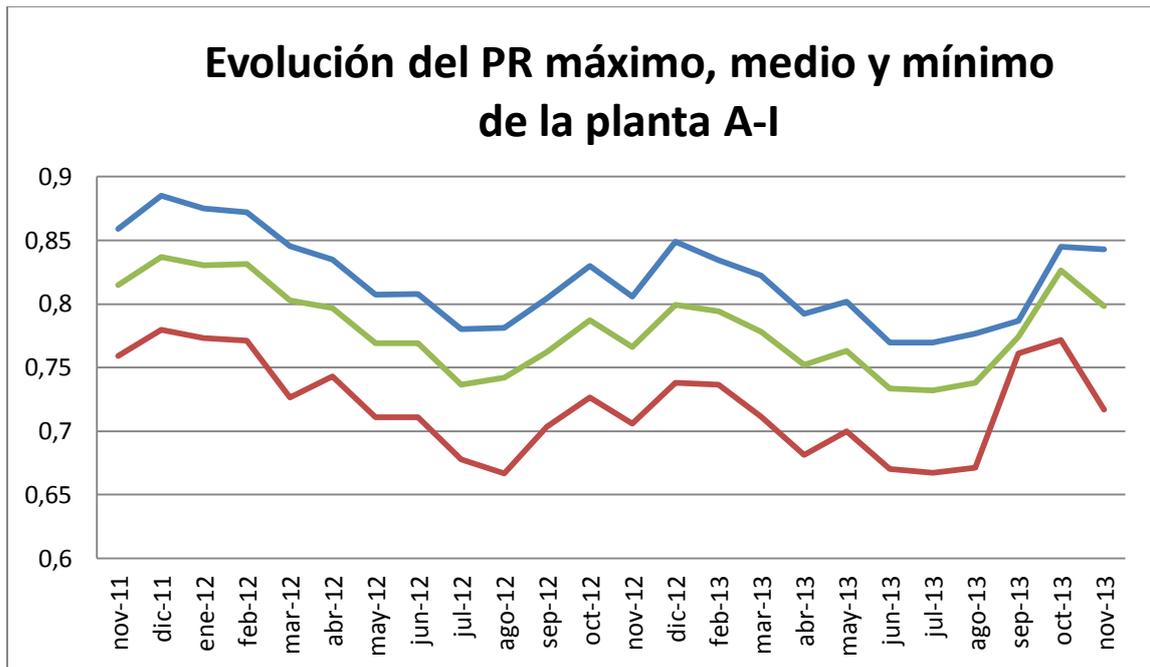
A continuación se analiza la evolución del parque completo a lo largo del periodo de estudio en términos de rendimiento global medio, máximo y mínimo para ver igualmente, la evolución en los meses con distintas irradiancias y temperaturas.



Gráfica 13. Evolución del performance ratio estándar máximo, medio y mínimo del parque completa.

Analizando el comportamiento de la planta al completo se observa que el peor mes del parámetro es Julio de 2013 y el mejor Diciembre de 2012, con una evolución similar a la vista en el anterior parámetro, coherente con lo que cabía esperar.

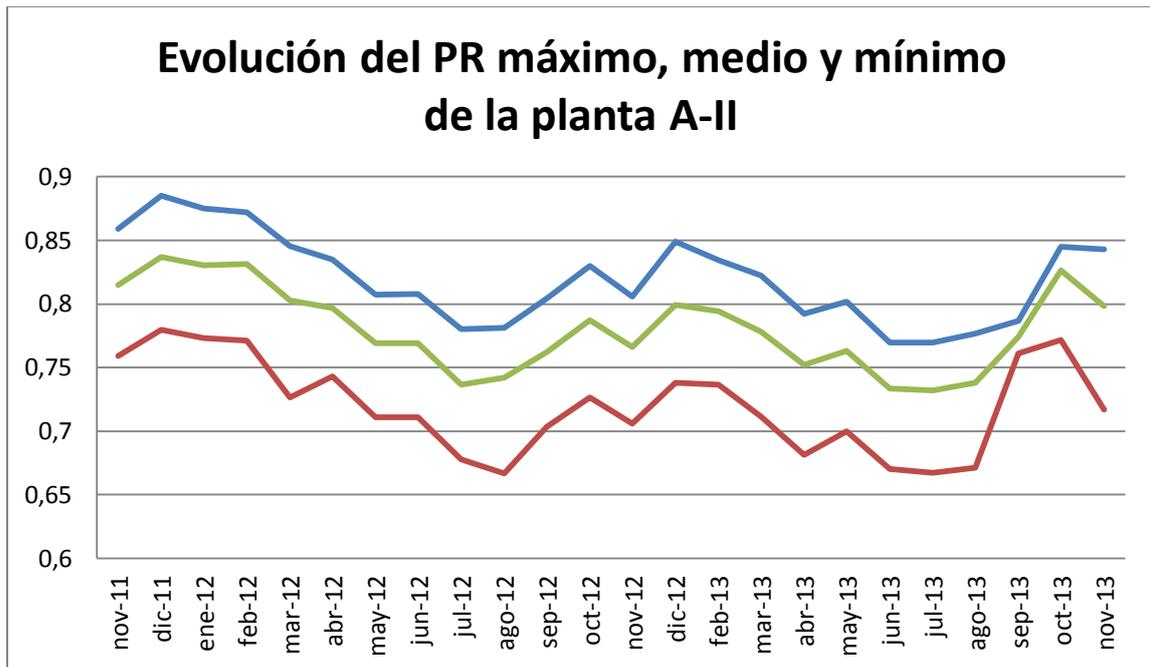
Para terminar con este parámetro se evalúa esta misma evolución diferenciando entre las tres parcelas que componen el parque completo y aquí han sido denominadas A-I, A-II y A-III.



Gráfica 14. Evolución del performance ratio estándar máximo, medio y mínimo de la planta A-I.

Con un máximo de 0,826 durante el mes de Febrero de 2012 y un mínimo de 0,712 durante Agosto de 2013, la primera planta opera con un Performance Ratio Estándar medio de:

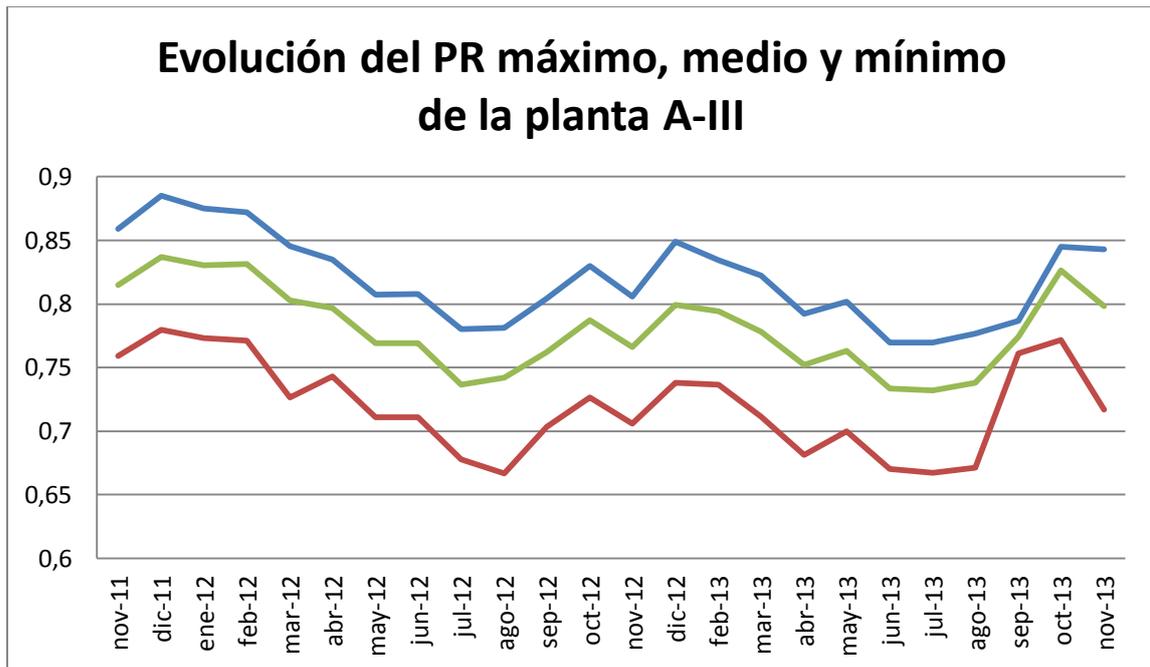
$$\overline{PR} = 0,769$$



Gráfica 15. Evolución del performance ratio estándar máximo, medio y mínimo de la planta A-II.

Con un máximo de 0,821 durante el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0,717 durante Julio de 2013, la planta A-II opera con un Performance Ratio Estándar medio de:

$$\overline{PR} = 0,766$$

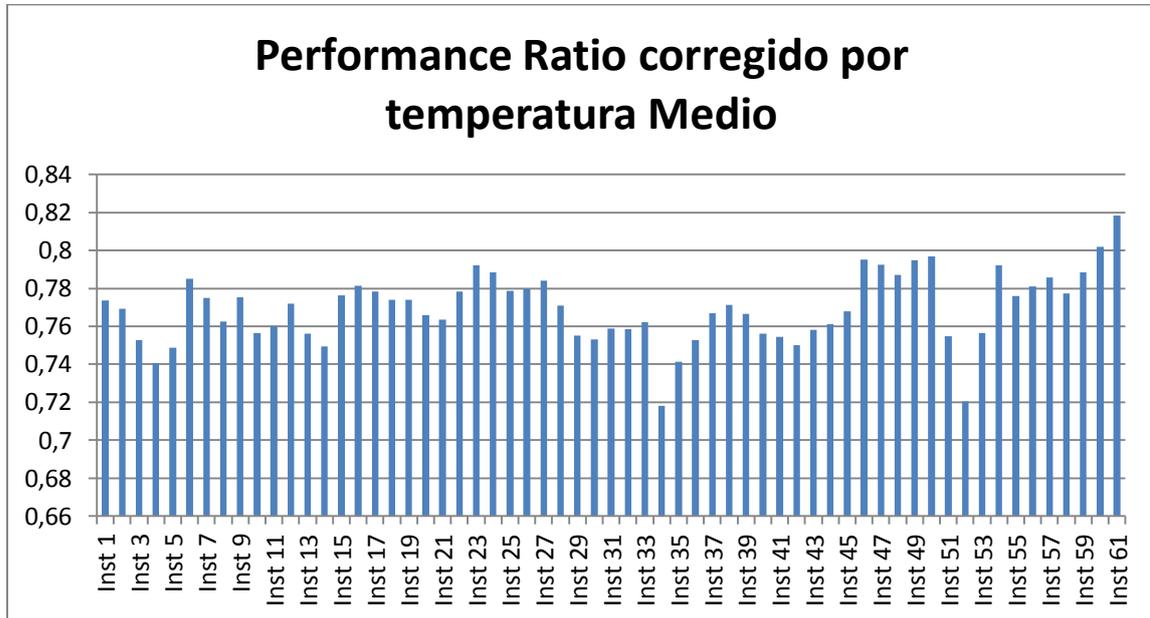


Gráfica 16. Evolución del performance ratio estándar máximo, medio y mínimo de la planta A-III.

Con un máximo de 0.837 durante el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0.732 durante el mes de Julio de 2013 de, la tercera parcela opera con un Performance Ratio Estándar medio de:

$$\overline{PR} = 0,782$$

- Performance Ratio Corregido por Temperatura (PR(T))



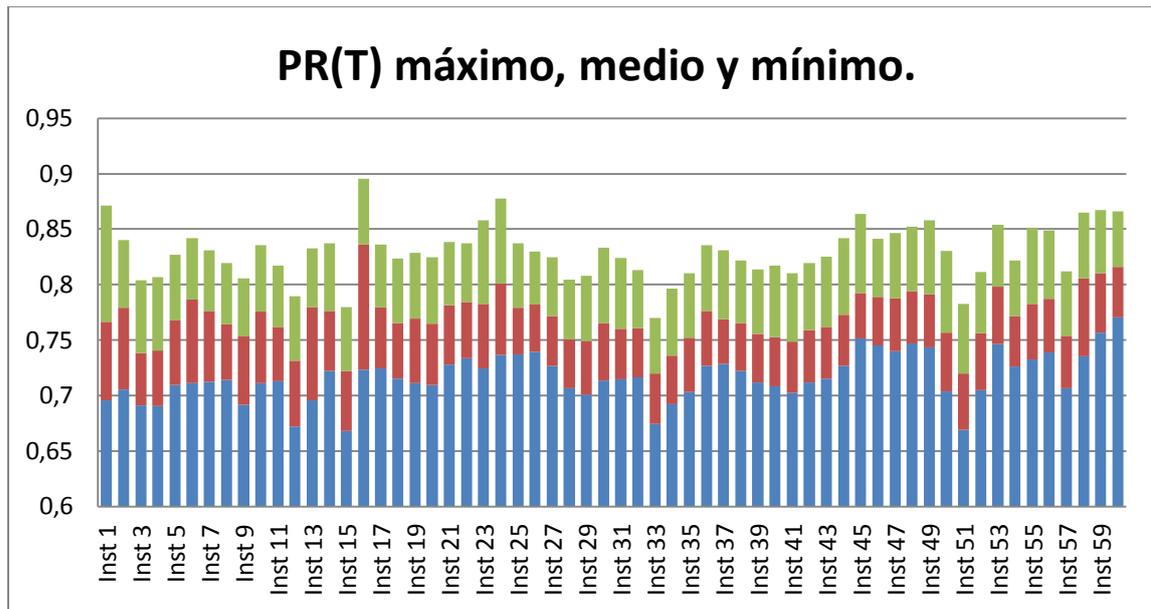
Gráfica 17. Performance Ratio corregido por temperatura medio de cada instalación.

Analizando el Performance Ratio estándar medio se comprueba nuevamente que, en líneas generales, el parque funciona de manera similar, existiendo un 10% de diferencia entre las instalaciones con mejor y peor valor de este parámetro.

El resultado es que la planta completa opera con un Performance Ratio Corregido de:

$$\overline{PR}_T = 0,772$$

A continuación se analiza, una vez más, la diferencia entre los máximos, medios y mínimos valores de este parámetro en cada instalación:



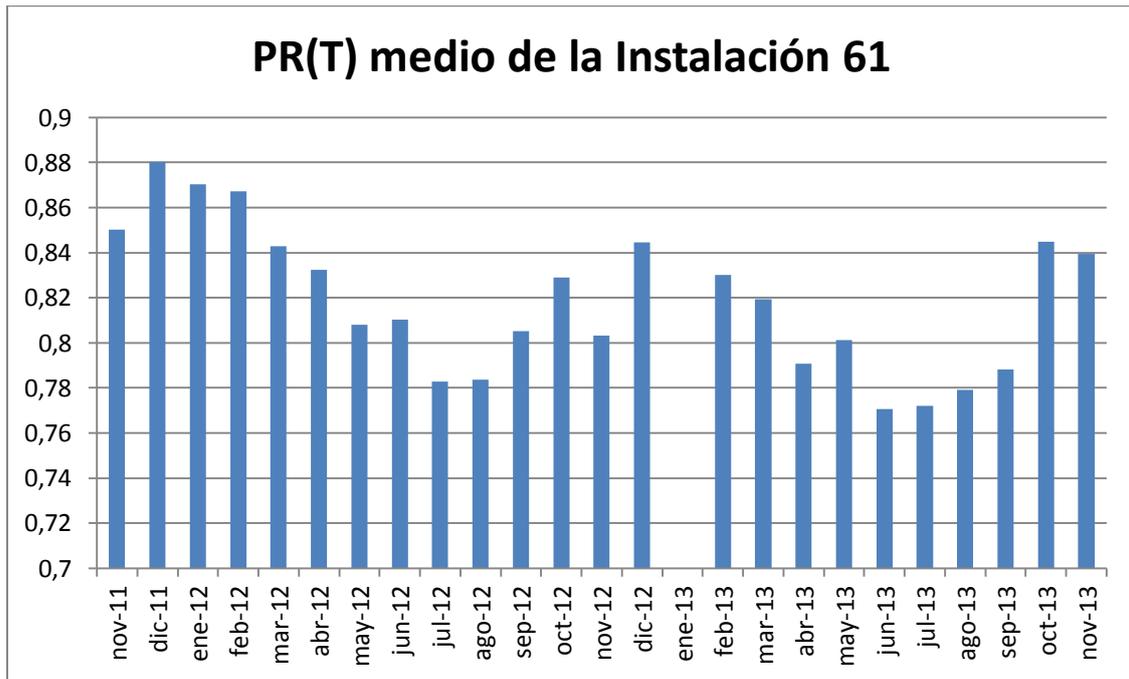
Gráfica 18. PR(T) máximo, medio y mínimo.

Así puede comprobarse que, en líneas generales, existe una diferencia entre los valores máximos y mínimos de cada instalación que ronda el 15%.

Coincide una vez más la instalación 61, perteneciente a la tercera parcela, como la que mejor funcionamiento parece presentar y la 34, perteneciente a la parcela A-II

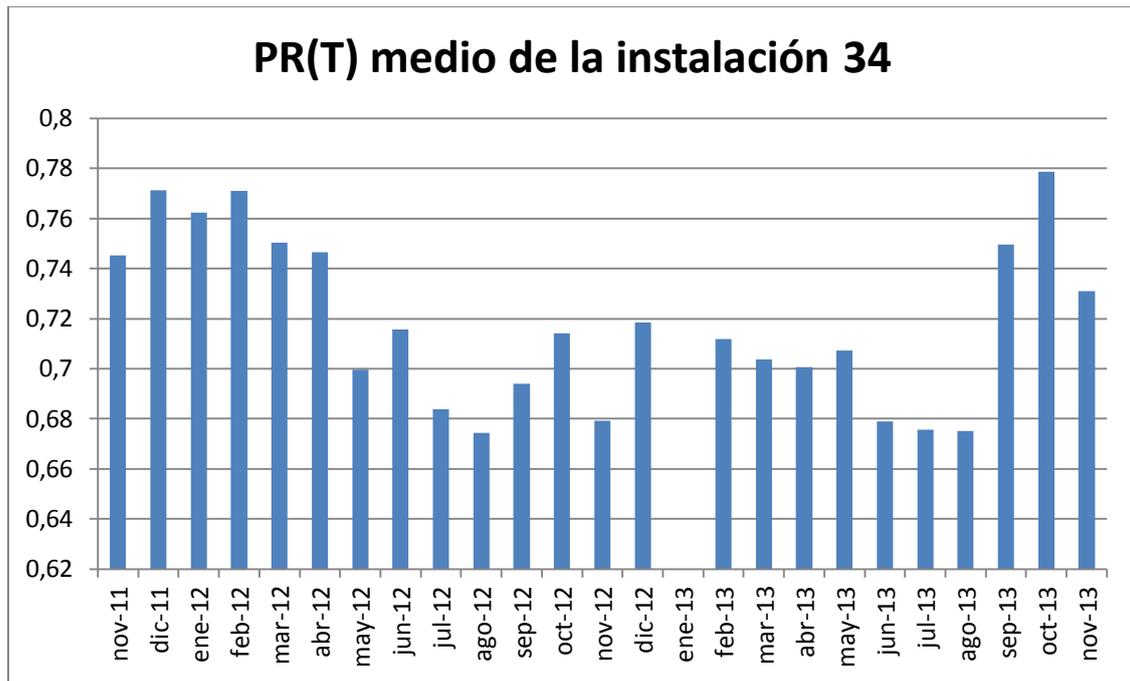
A continuación se estudia la evolución mes a mes de cada una de las 61 instalaciones. Como se dijo anteriormente, con objeto de facilitar la lectura del texto, sólo se incluyen dos instalaciones de forma inmediata, dejando las 59 restantes para el anexo. Éstas coinciden una vez más con la instalación que mejor y peor resultado presentan respectivamente.

La instalación que mejor Performance Ratio corregido por temperatura medio presenta es, como ya se dijo anteriormente, la número 61, perteneciente a la planta A-III. Ésta presenta un valor medio de dicho parámetro de 0.819 y la siguiente evolución a lo largo del período de estudio:



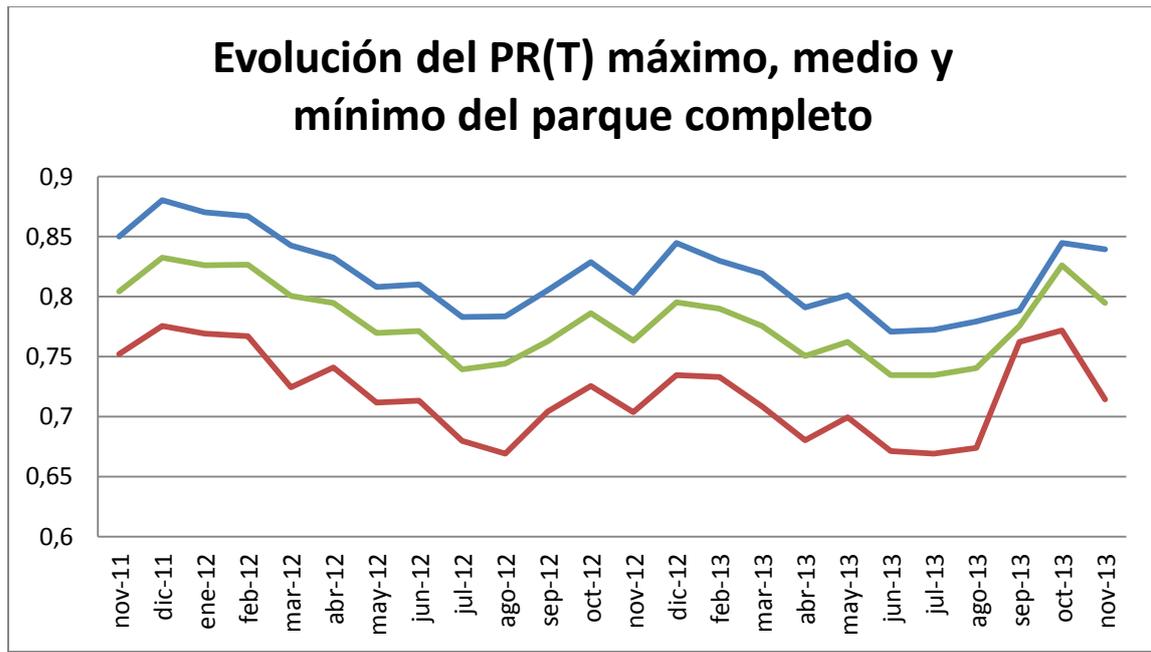
Gráfica 19. Performance Ratio corregido por temperatura medio de la instalación 61.

Por otro lado, la instalación con menor valor del parámetro es la número 34, que presenta un Performance Ratio corregido por temperatura medio de 0,718 con la siguiente evolución:



Gráfica 20. Performance Ratio corregido por temperatura medio de la instalación 34.

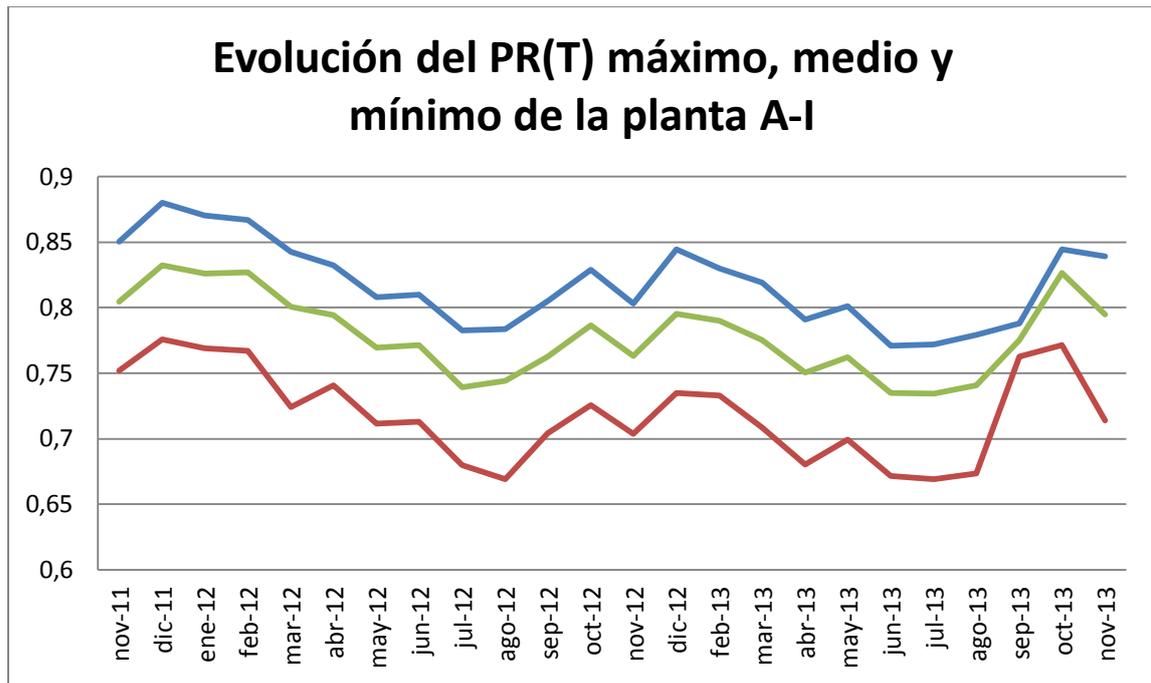
A continuación se analiza la evolución del parque completo a lo largo del periodo de estudio en términos de rendimiento global medio, máximo y mínimo para ver igualmente, la evolución en los meses con distintas irradiancias y temperaturas.



Gráfica 21. Performance Ratio corregido por temperatura máximo, medio y mínimo del parque completo.

Analizando el comportamiento de la planta al completo se observa que el peor mes del parámetro es Julio de 2013 y el mejor Octubre de 2013.

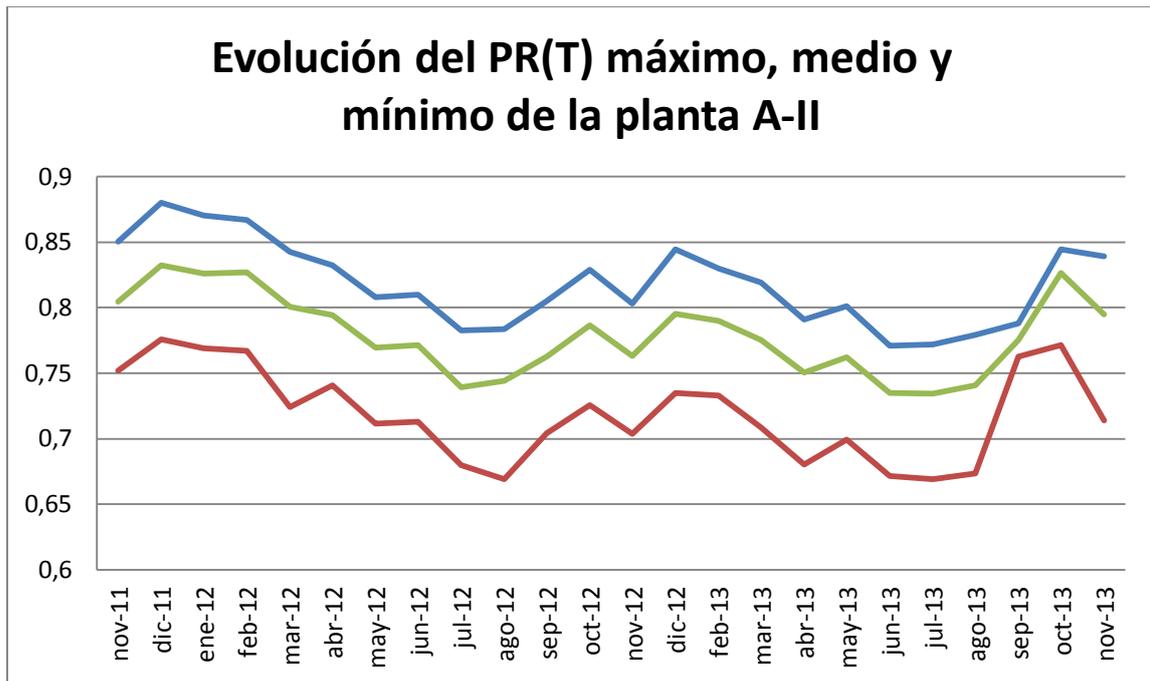
Finalmente se evalúa esta misma evolución diferenciando entre las tres parcelas que componen el parque completo y aquí han sido denominadas A-I, A-II y A-III.



Gráfica 22. Performance Ratio corregido por temperatura máximo, medio y mínimo de la planta A-I.

Con un máximo de 0,823 durante el mes de Octubre de 2013 y un mínimo de 0,715 durante el mes de Agosto de 2013 de, la primera parcela del parque (A-I) opera con un Performance Ratio Corregido medio de:

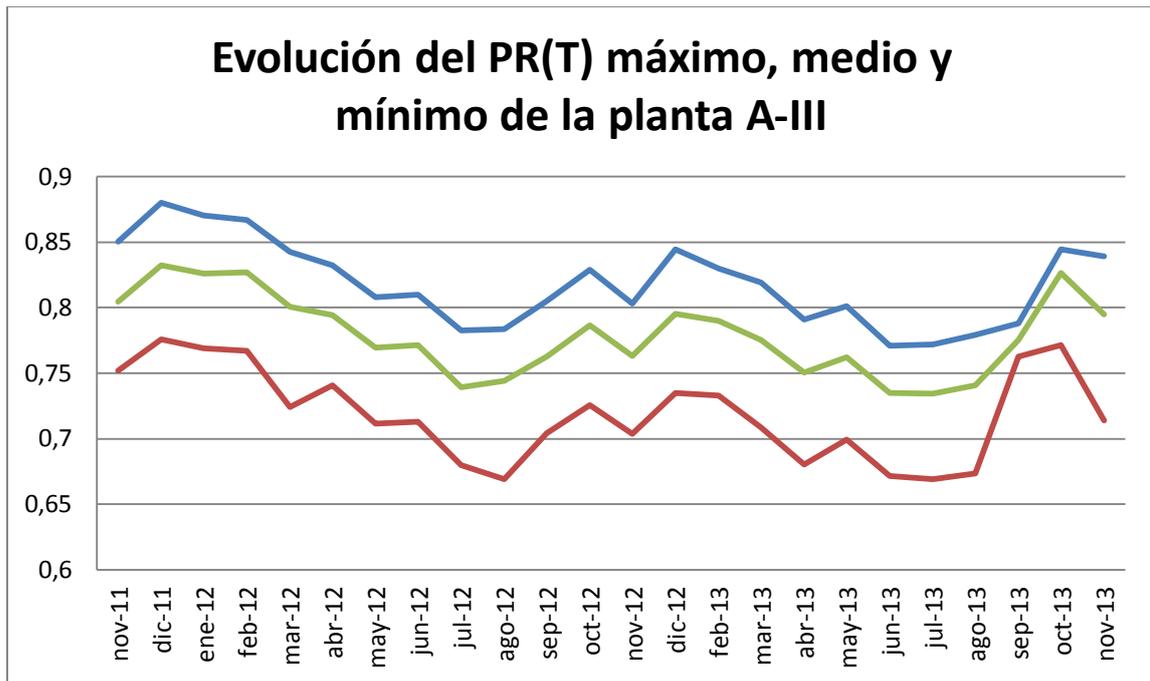
$$\overline{PR}_T = 0,768$$



Gráfica 23. Performance Ratio corregido por temperatura máximo, medio y mínimo de la planta A-II.

Con un máximo de 0,817 durante el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0,719 durante el mes de Julio de 2013 de, la segunda parcela opera con un Performance Ratio Estándar Corregido de:

$$\overline{PR}_T = 0,764$$



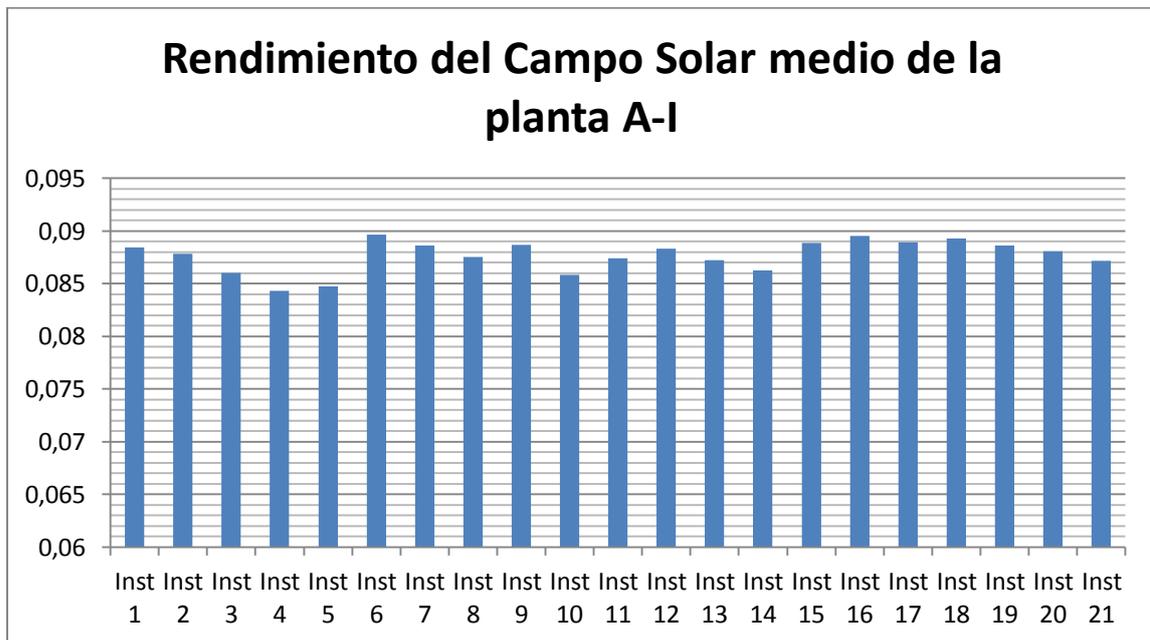
Gráfica 24. Performance Ratio corregido por temperatura máximo, medio y mínimo de la planta A-III.

Con un máximo de 0,832 durante el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0,734 durante el mes de Julio de 2013 de, la planta denominada A-II opera con un Performance Ratio Estándar Corregido de:

$$\overline{PR}_T = 0,78$$

○ Rendimiento del campo solar

Como se dijo en apartados anteriores, con objeto de encontrar, o al menos acotar, los puntos de la instalación en los que se producen las pérdidas, el texto evalúa también el rendimiento del campo solar de la primera de las plantas (A-I).

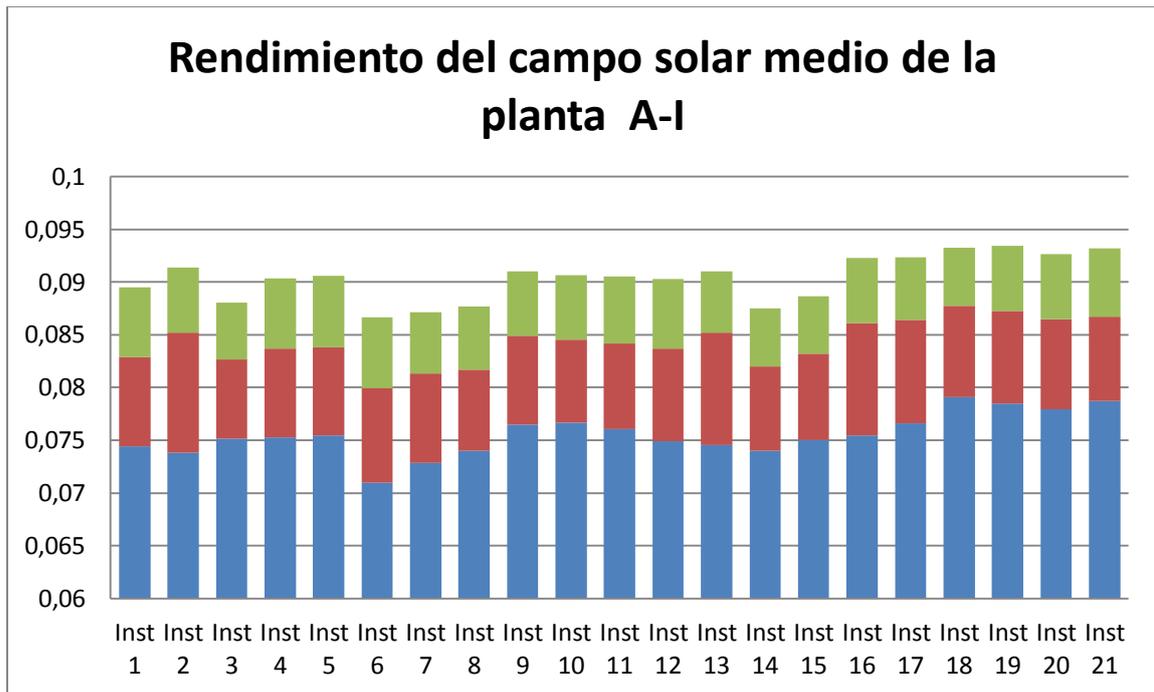


Gráfica 25. Rendimiento medio del Campo Solar de las 21 instalaciones de A-I.

Analizando la gráfica se puede comprobar que el rendimiento del campo solar es muy similar para todas las instalaciones que conforman la primera parcela aquí denominada A-I, existiendo tan solo una diferencia porcentual de 5 puntos entre el valor medio más alto y el más bajo.

El resultado es que la planta A-I opera con un Rendimiento del campo solar de:

$$\overline{\eta_{cs}} = 0,088$$



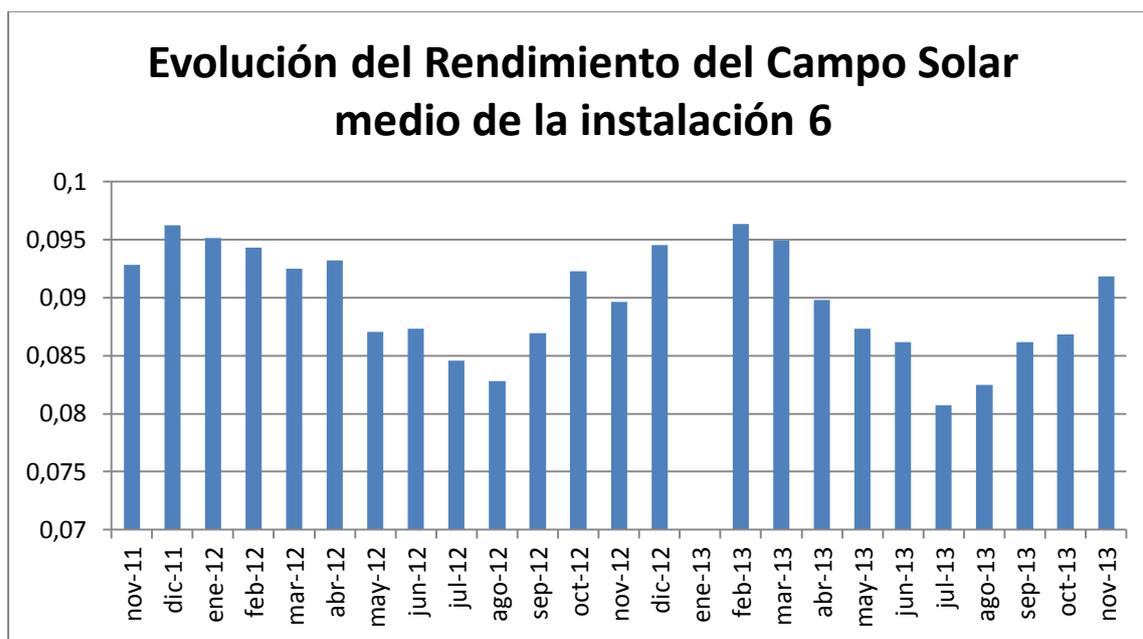
Gráfica 26. Rendimiento del Campo Solar medio, máximo y mínimo de las 21 instalaciones de A-I

Si se analiza a continuación la diferencia entre los valores máximos y mínimos de cada instalación, se aprecian una vez más diferencias en torno al 15 %.

Además, la observación delata las instalaciones con mejor y peor comportamiento: la que peor funciona es la número 4 con un rendimiento medio de 0,084. La que mejor es la número 6 con un rendimiento medio de 0,090.

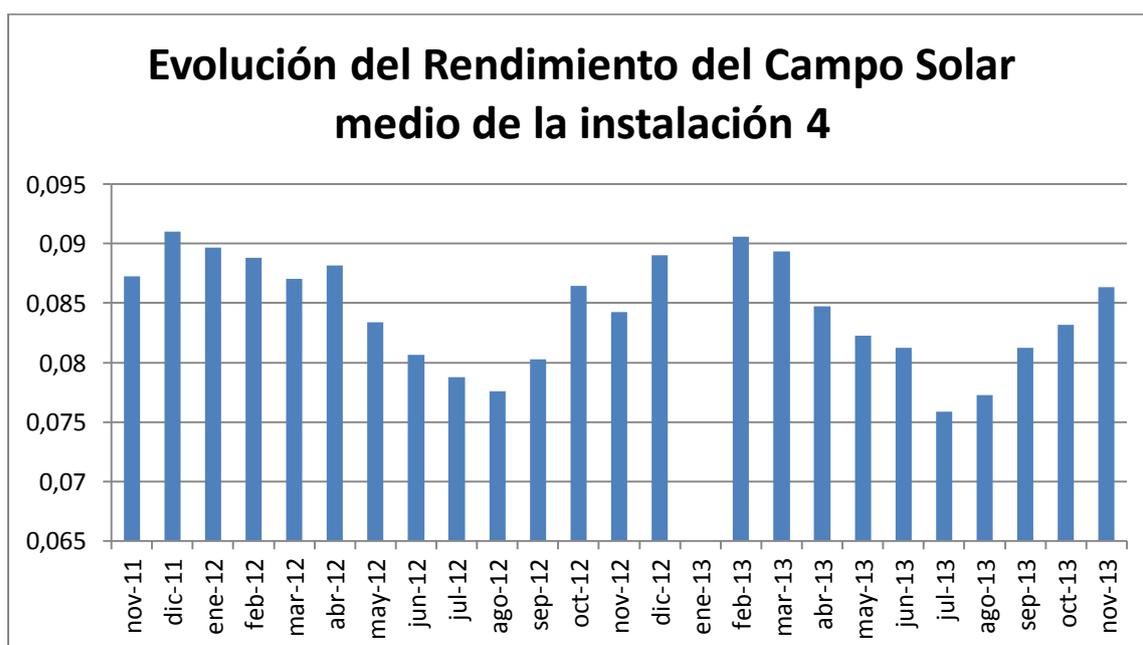
A continuación se muestran la evolución de las instalaciones con mejor y peor resultado, recordando al lector que puede encontrar las otras 19 instalaciones en el anexo.

La instalación que mejor Rendimiento del campo solar medio presenta de la planta A-I es la número 6, con un valor de 0.090 y la siguiente evolución a lo largo del período de estudio:

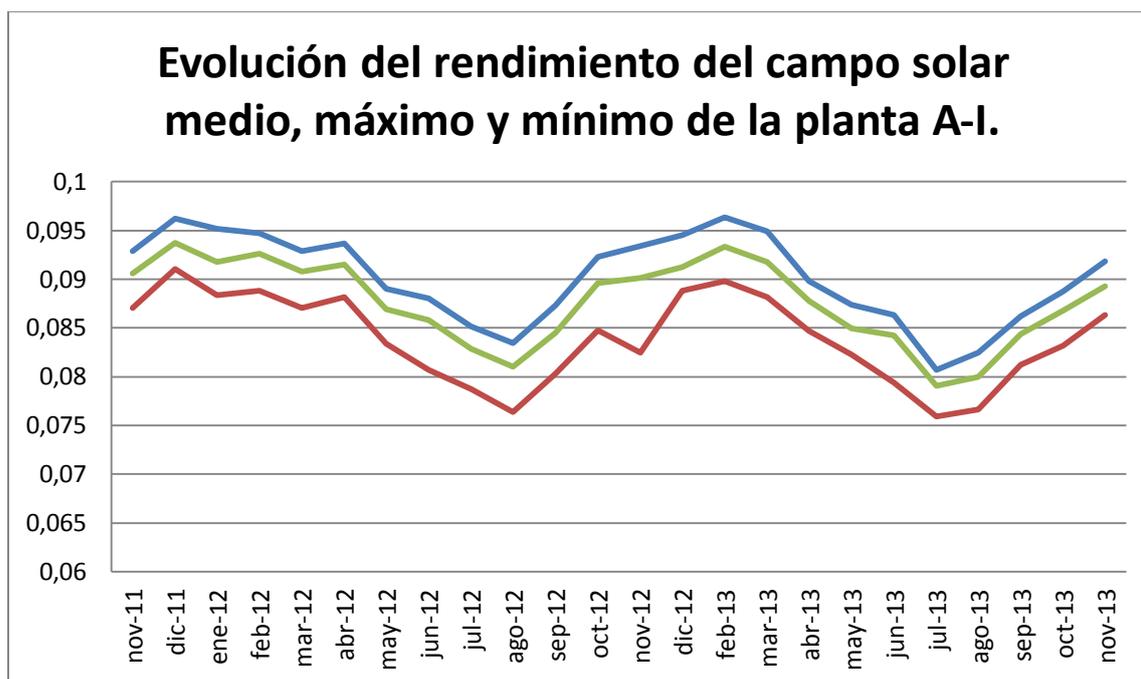


Gráfica 27. Evolución del Rendimiento del Campo Solar medio de la instalación 6.

Por el contrario, la instalación que peor Rendimiento del campo solar medio presenta de la planta A-I es la número 4, con un valor de 0.084 y la siguiente evolución a lo largo del período de estudio:



Gráfica 28. Evolución del Rendimiento del Campo Solar medio de la instalación 4.



Gráfica 29. Evolución del Rendimiento del Campo Solar medio, máximo y mínimo de la planta A-I.

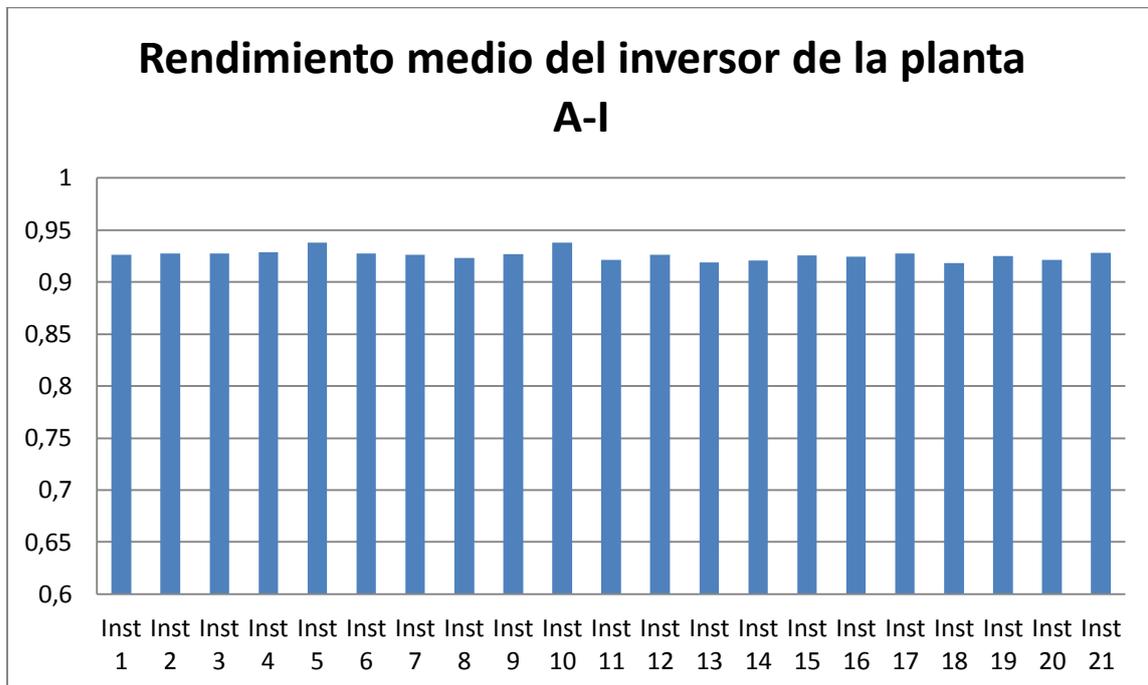
Con un máximo de 0,094 durante el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0,080 durante el mes de Agosto de 2013, la planta presenta un rendimiento del campo solar con una evolución sin anomalías.

○ Rendimiento medio de los inversores

El rendimiento del inversor se obtiene como el cociente entre la energía a la entrada y salida del mismo. Al no disponer de datos de salida inmediatamente después del inversor, se toman datos de contadores, despreciando las pérdidas del cableado entre inversor y contador. Este resultado, además, debe coincidir con el producto de los rendimientos de campo solar e inversor:

$$\eta_G = \frac{E_{red} + \text{pérdidas}}{E_{incidente,cs}} = \frac{E_{inv}}{E_{incidente,cs}} * \frac{E_{red}}{E_{inv}} = \eta_{cs} * \eta_{inv}$$

En primer lugar, se expone nuevamente el comportamiento medio de cada inversor:

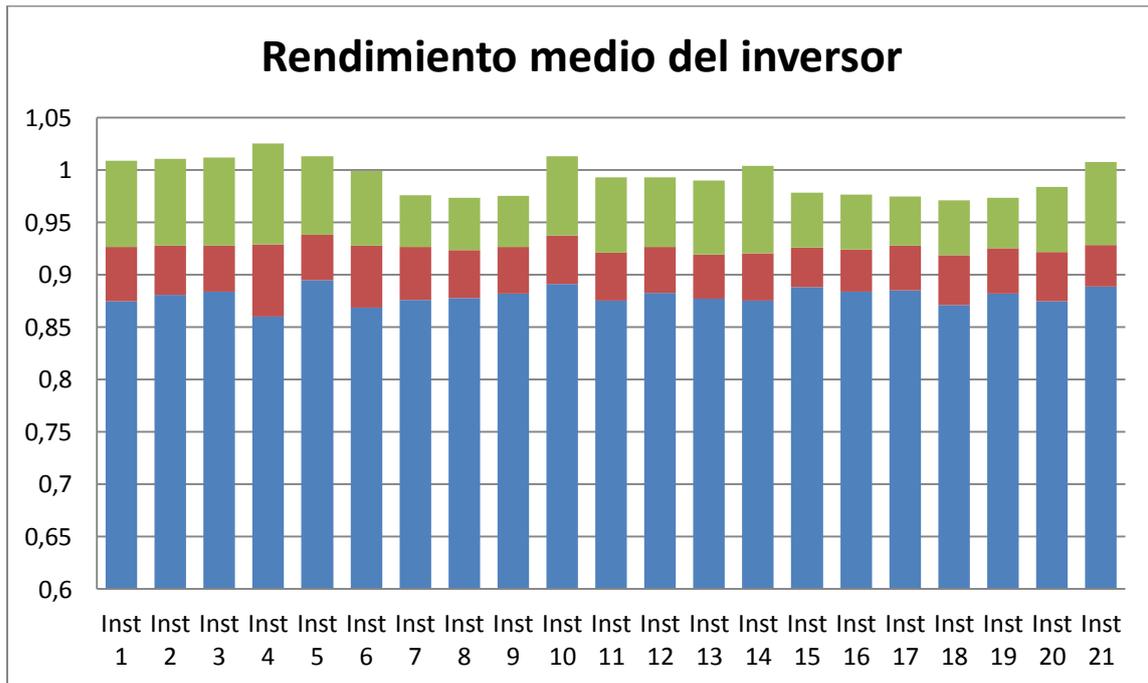


Gráfica 30. Rendimiento del inversor de cada instalación de la planta A-I.

Se aprecia que la diferencia entre los valores de cada instalación no llega al 2%. En conjunto se obtiene un resultado de un rendimiento del

inversor medio de 0,924. Con un máximo en la instalación número 5 que alcanza un valor igual a 0,938 y el mínimo en la instalación número 18, que alcanza un valor de 0,919.

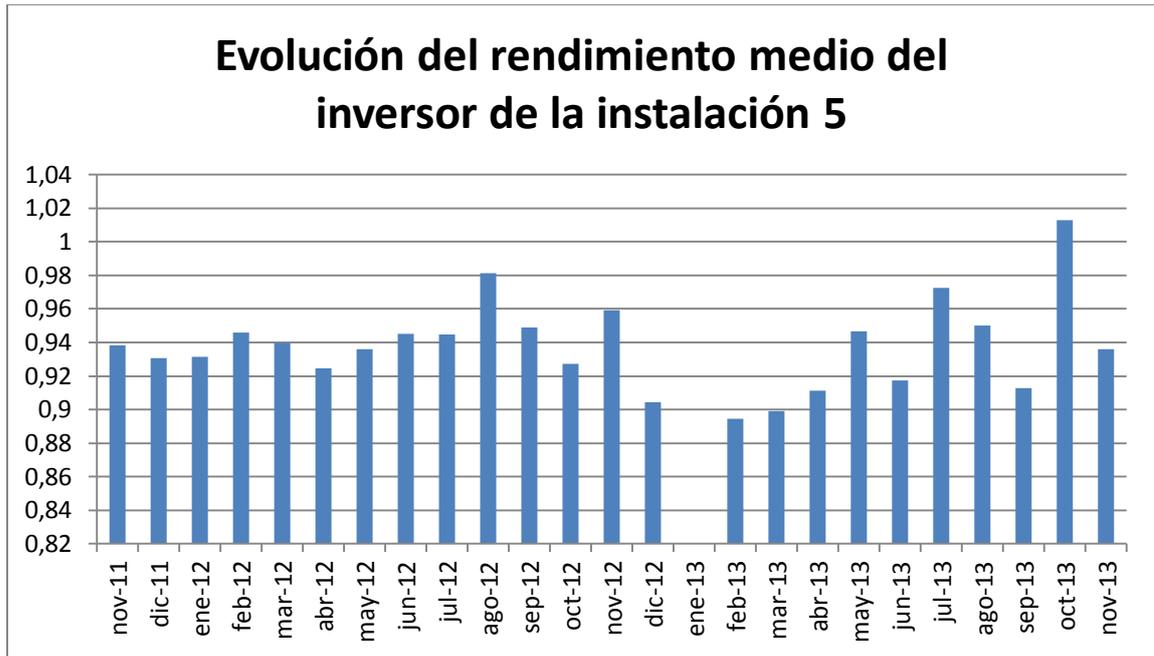
A continuación se comparan los valores máximos mínimos y medios del parámetro para dichas instalaciones:



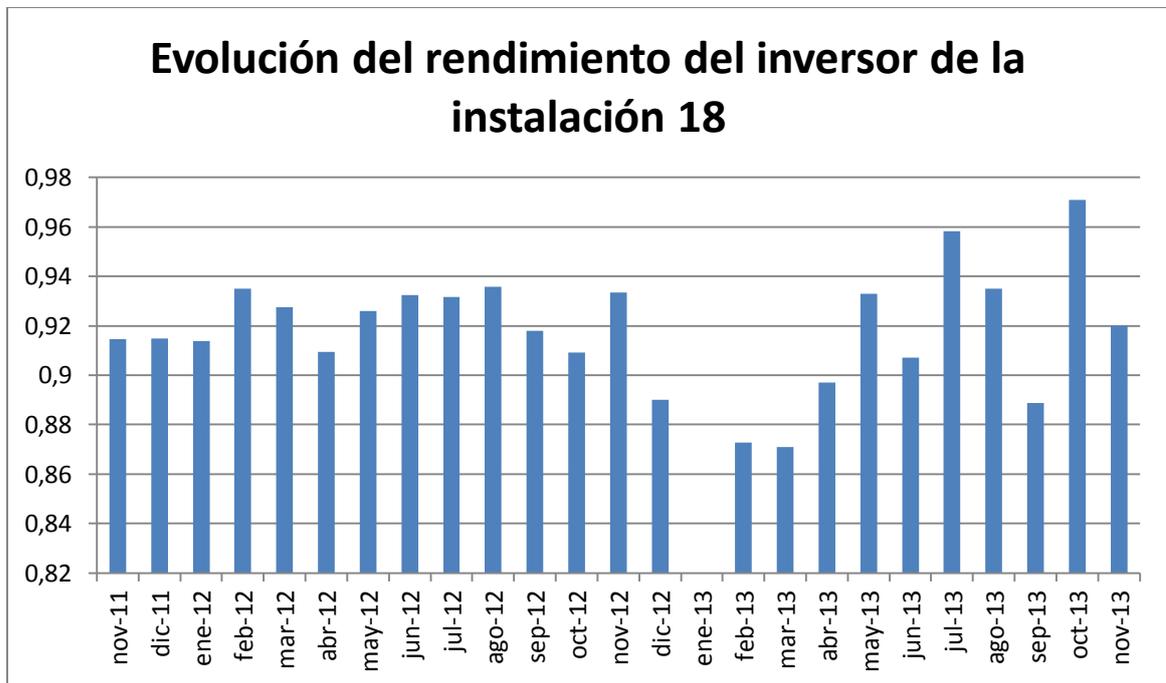
Gráfica 31. Rendimiento del inversor de cada instalación de la planta A-I.

En la gráfica se comprueba que existen varios máximos que superan la unidad, lo cual es incongruente. Esto será explicado posteriormente, pero se puede adelantar que es debido, muy probablemente, a la tolerancia que presentan los datos medidos a la entrada del inversor.

De cualquier manera, la instalación 5 parece ser la que presenta mejor funcionamiento, con un rendimiento medio de 0,940. La peor en este caso resulta ser la número 18 con un valor medio igual a 0,920. A continuación se expone la evolución de ambas instalaciones.



Gráfica 32. Evolución del Rendimiento medio del inversor de la instalación número 5.

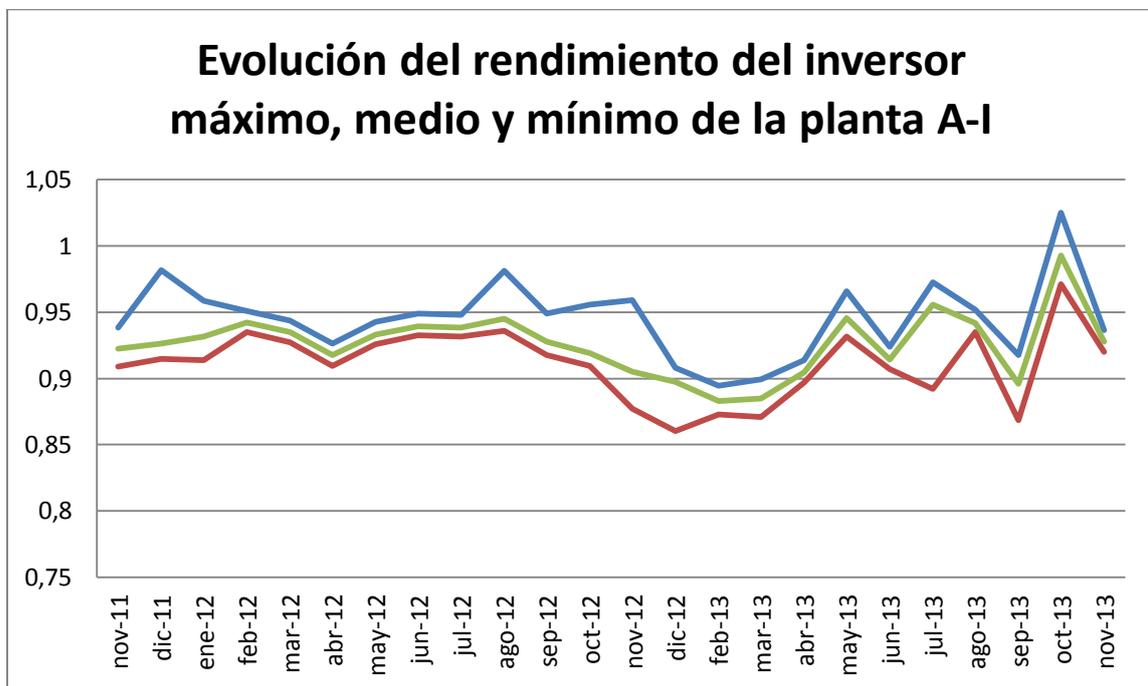


Gráfica 33. Evolución del rendimiento medio del inversor de la instalación número 18.

Donde puede apreciarse que existen nuevamente valores que han de ser erróneos mientras no se pretenda desobedecer las leyes de la termodinámica. En conjunto se obtiene un resultado medio de:

$$\overline{\eta_{inv}} = 0,924$$

Por último se plantea a la evolución del parámetro a lo largo del periodo de estudio:



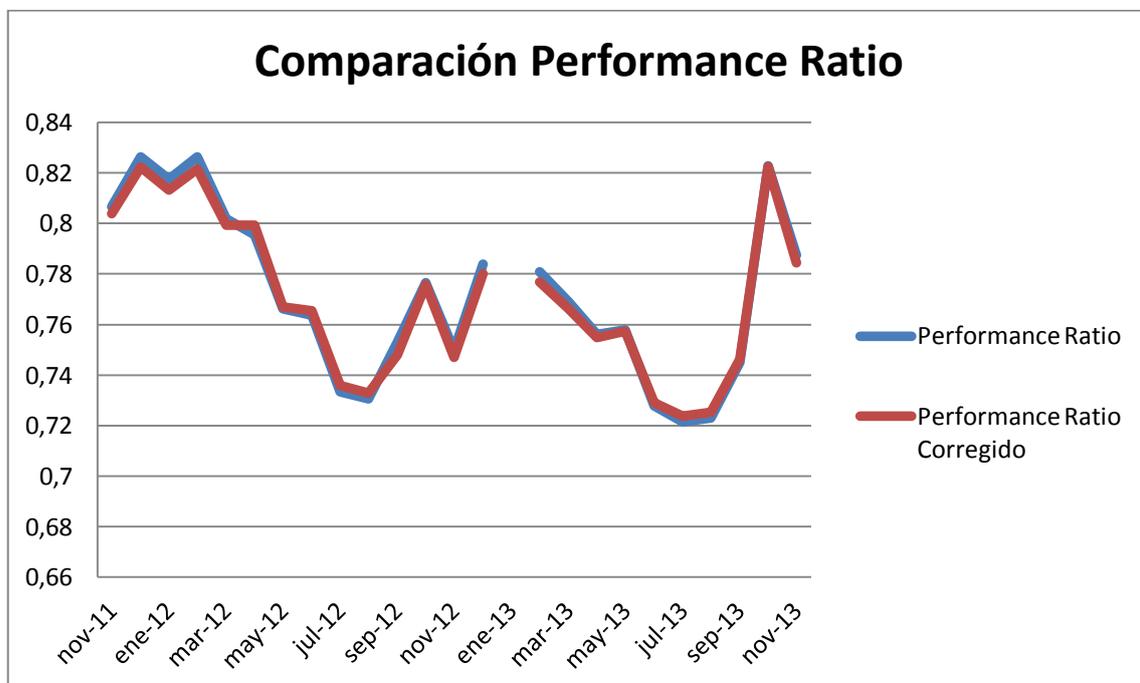
Gráfica 34. Evolución del rendimiento del inversor máximo, medio y mínimo de la planta A-I.

Además de los resultados incongruentes, la evolución de este rendimiento no parece seguir el mismo patrón que los parámetros anteriores, dando lugar incluso a diferencias muy irregulares entre valores máximos, medios y mínimos.

o Análisis de los resultados

La evolución que siguen los valores de rendimiento global y performance ratio de las 3 plantas a lo largo del periodo de evaluación, con los valores mínimos en los meses de más calor y los máximos en los meses de frío, es algo que cabía esperar atendiendo al hecho de que los módulos fotovoltaicos funcionan mejor cuanto menor es la temperatura y que los paneles que usan tecnología de Teluro de Cadmio funcionan mejor con Irradiancia difusa.

Sin embargo, si se compara en una misma gráfica el Performance Ratio Estándar y el Corregido, se comprueba que la diferencia entre ambos es muy leve. Esto es coherente con el valor del Coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura (α), considerablemente pequeño si se compara con módulos que usan otras tecnologías.



Gráfica 35. Comparación entre PR medio y PR(T) medio

Por otro lado, el resultado obtenido del análisis del rendimiento global de la planta, con un 0,082 de media, sin ser especialmente alto, tiene cabida dentro del rango en el que trabajan los parques fotovoltaicos que utilizan módulos basados en la tecnología de Teluro de Cadmio que, como antes se comentó, manejan valores entre un 0,08 y 0,13.

Con respecto al valor medio del parámetro PR, cabe citar un informe del IES, que describe los resultados de una campaña de medidas, realizada entre el 21 y el 30 de septiembre de 2010, y que permite comparar el resultado final obtenido del Performance Ratio con el que trabaja el parque. Este informe concluía con la obtención de un PR de 0,843. Éste dato, aparentemente superior al 0,771 obtenido en este proyecto es, sin embargo muy similar si se atiende a las distintas definiciones utilizadas del parámetro. Mientras que en este informe se define el PR a través de la potencia pico de los paneles, el documento redactado por el IES utilizaba las potencias reales que, según el mismo, son de media un 7,9% inferior a la que indica el catálogo. Si se modifican de la misma manera las potencias utilizadas en el PR obtenido aquí - únicamente hay que dividir el valor entre (1-0,079)- se obtiene un PR= 0.836, extremadamente similar al obtenido por el IES, que invita a pensar que la central se comporta de un modo muy normal.

De cualquier manera, se considera de interés analizar el PR corregido por temperatura con las potencias reales de cada instalación por separado. A continuación se presenta una tabla con los valores de dichas potencias según el informe del I.E.S anteriormente comentado:

Instalación (A-I)	Potencia real (W)	Desviación (%)
1	96.026	-7,6
2	95.971	-7,7
3	95.199	-8,4
4	92.278	-11,2
5	93.711	-9,9
6	97.156	-6,5
7	96.798	-6,9
8	95.971	-7,7
9	96.439	-7,2
10	95.282	-8,3
11	95.227	-8,4
12	96.798	-6,9
13	75.391	-27,5
14	95.116	-8,5
15	96.136	-7,5
16	97.514	-6,2
17	96.605	-7,1
18	97.625	-6,1
19	97.156	-6,5
20	96.219	-7,4
21	96.026	-7,6

Tabla 5. Instalación, potencia real y desviación de la planta A-I

Instalación (A-I)	Potencia real (W)	Desviación (%)
1	96.026	-7,6
2	95.971	-7,7
3	95.199	-8,4
4	92.278	-11,2
5	93.711	-9,9
6	97.156	-6,5
7	96.798	-6,9
8	95.971	-7,7
9	96.439	-7,2
10	95.282	-8,3
11	95.227	-8,4
12	96.798	-6,9
13	75.391	-27,5
14	95.116	-8,5
15	96.136	-7,5
16	97.514	-6,2
17	96.605	-7,1
18	97.625	-6,1
19	97.156	-6,5
20	96.219	-7,4
21	96.026	-7,6

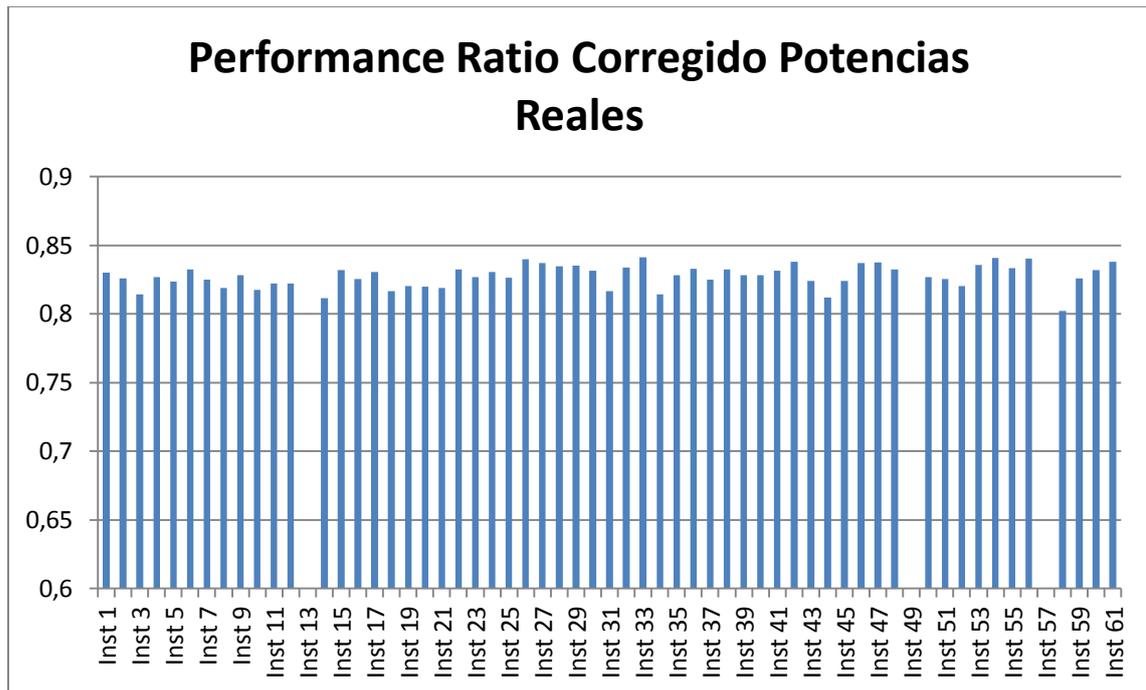
Tabla 6. Instalación, potencia real y desviación de la planta A-II.

Instalación (A-III)	Potencia real (W)	Desviación (%)
1	94.758	-8,8
2	96.550	-7,1
3	95.916	-7,7
4	97.845	-5,9
5	97.459	-6,2
6	97.377	-6,3
7	117.965	13,5
8	99.223	-4,5
9	94.179	-9,4
10	90.514	-12,9
11	93.270	-10,3
12	97.046	-6,6
13	95.971	-7,7
14	95.750	-7,9
15	119.178	14,6
16	99.774	-4
17	98.479	-5,3
18	99.223	-4,5
19	100.656	-3,2

Tabla 7. Instalación, potencia real y desviación de la planta A-III.

El propio informe alertaba de que los datos de las instalaciones número 13, 49 y 57 deben ser descartados por incidencias, por lo que así se ha actuado.

De esta manera, el Performance Ratio medio corregido por temperaturas y con las potencias reales de cada instalación quedaría como sigue:



Gráfica 36. PR(T) con potencias reales.

Donde se puede apreciar que las diferencias entre las distintas instalaciones se ha reducido a valores inferiores al 4% del parámetro.

En el anexo se incluye además la evolución de este parámetro para cada una de las 61 instalaciones, exceptuando las tres que sufrieron alguna incidencia durante el estudio del IES, a lo largo del período de estudio.

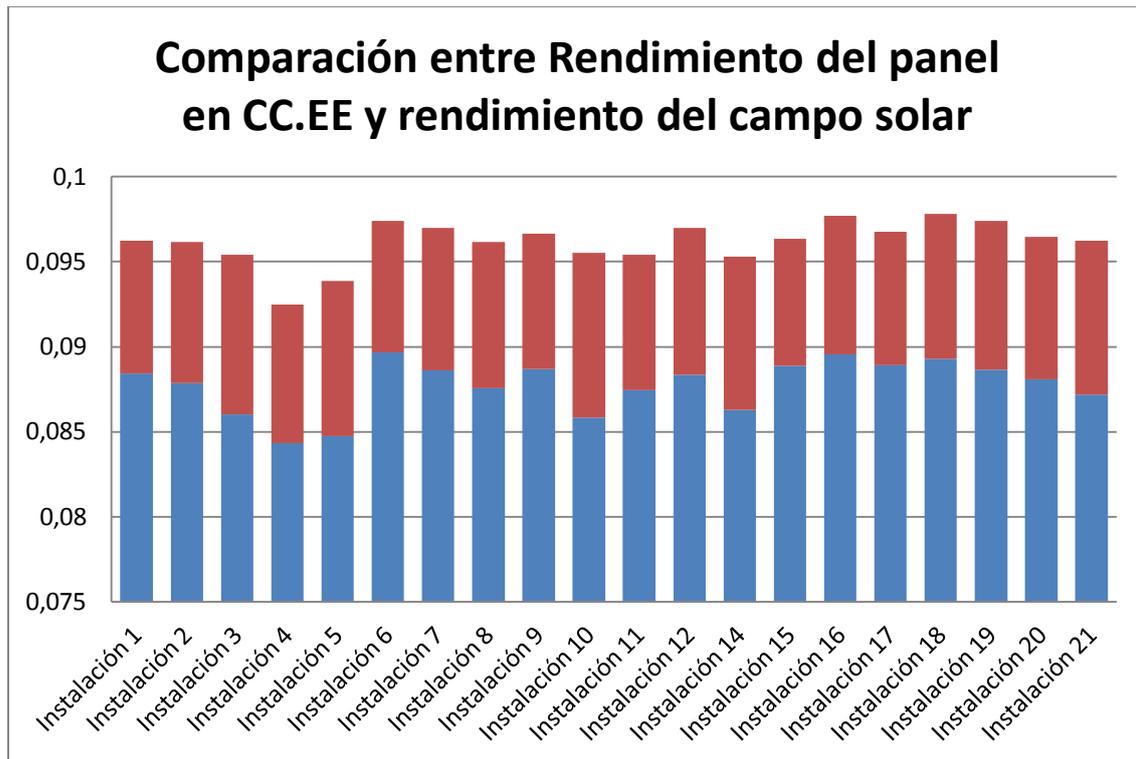
Del análisis realizado a las 21 instalaciones que conforman la primera parcela del parque, se han obtenido valores mensuales de rendimiento del campo solar y rendimiento de inversores. Cabe citar, antes de nada, el rendimiento del módulo que aparece indirectamente en el catálogo del fabricante, que se puede obtener a través de la potencia nominal, el área del módulo y la irradiancia en condiciones estándar. De esta forma se obtiene el rendimiento de conversión:

$$\eta^{CE} = \frac{\frac{P_{nom}(W)}{\dot{A}rea(m^2)}}{G(\frac{W}{m^2})}$$

Una vez más se recurre al informe del IES para obtener el rendimiento de catálogo en condiciones estándar para cada una de las 21 instalaciones que conformar la primera planta:

Instalación	Potencia real	Rendimiento CCEE
1	96.026	0,096
2	95.971	0,096
3	95.199	0,095
4	92.278	0,092
5	93.711	0,094
6	97.156	0,097
7	96.798	0,097
8	95.971	0,096
9	96.439	0,097
10	95.282	0,096
11	95.227	0,095
12	96.798	0,097
13	-----	-----
14	95.116	0,095
15	96.136	0,096
16	97.514	0,098
17	96.605	0,097
18	97.625	0,098
19	97.156	0,097
20	96.219	0,096
21	96.026	0,096

Así se puede comparar los valores de rendimiento del panel ofrecido indirectamente por el catálogo con el rendimiento del campo solar obtenido para cada instalación de la planta A-I. La siguiente gráfica muestra dichas diferencias:



Gráfica 37. Comparación entre el Rendimiento del panel en CCEE y el rendimiento del campo solar

Ahora sí, se puede analizar el dato obtenido del rendimiento del campo solar, que de media es 0,088. Se entiende que la potencia que llega a la entrada del inversor ha sufrido no sólo las pérdidas propias del rendimiento del panel, sino que además existen una serie de pérdidas correspondientes al conjunto del cableado DC (cables, fusibles, interruptores, conexiones, etc.), a la dispersión de características entre módulos, y a la diferencia entre la potencia real de los módulos y el valor de catálogo.

Típicamente, el conjunto de las pérdidas por dispersión y cableado, para generadores de tamaño como los que nos ocupan, puede llegar incluso al 3 %. Este dato unido a las condiciones climáticas diferentes de la estándar hace pensar que el módulo está funcionando correctamente.

Con respecto al rendimiento del inversor, obtenido indirectamente a través de los rendimientos global y del campo solar, se obtiene un rendimiento medio de inversores igual a 0,924.

El Instituto de Energía Solar redactaba una comparación entre los rendimientos de inversores dados por el fabricante y los obtenidos experimentalmente por ellos para diferentes porcentajes de carga. Obtenían así la siguiente tabla:

%Carga	Fabricante	IES
5	90.5	90.54
10	94.21	94.23
20	96.04	96
30	96.54	96.44
50	96.7	96.5
70	96.55	96.25
90	96.29	95.89
100	96.14	95.69

Tabla 2. Rendimiento de inversor según carga (Fabricante e IES)

Se puede apreciar que el rendimiento obtenido en este documento es algo inferior al esperado.

Sin embargo, hay que tener en cuenta las diferencias en las medidas: mientras que este documento utiliza datos de potencia proporcionados por el fabricante de inversores, el estudio realizado por el IES utiliza un vatímetro de alta precisión (YOKOGAWA WT1600S) y una resistencia calibrada que se intercala en uno de los polos DC a la entrada del inversor. El resultado es notablemente más preciso en el caso del IES ya que, pese a no haber sido disponible conocer la tolerancia de las medidas del inversor objeto del proyecto, ésta suele estar en un $\pm 5\%$. De hecho, se puede observar que incluso se ha

obtenido algún rendimiento por encima del 100%. También invita a la duda las diferencias entre los valores máximos, medios y mínimos, muy irregulares al comparar cada instalación.

Además de los resultados ya mostrados, se ha considerado oportuno estudiar brevemente dos cuestiones de interés: La degradación de la planta y días tipo.

- Degradación

Con objeto de evaluar una posible pérdida de eficiencia de los módulos se ha tomado un mismo día, con unas condiciones climáticas muy similares de temperatura y radiación, de dos años distintos. Los resultados obtenidos para este día, 15 de Julio de los años 2012 y 2013, son los siguientes:

	Radiación Wh ($\frac{Wh}{m^2 \text{ día}}$)	Temperatura (°C)	Rendimiento Global	PR corregido
15/07/2012	7932	34,21	0,0776	0,7370
15/07/2013	7958	33,24	0,0771	0,7317

Tabla 3. Rendimiento global y PR corregido de un mismo día de distintos años.

Donde se aprecia que la diferencia entre los parámetros no alcanza el 1%. Unido este valor al hecho de que las condiciones no son exactamente iguales y el margen de error de los datos medidos puede

llegar a ser del mismo orden, todo parece indicar que no existe degradación apreciable.

Cabe añadir que el período de comparación, siendo de tan sólo un año, es insuficiente para alcanzar una conclusión fiable.

○ Días tipo

Para contrastar el comportamiento de los paneles con distintas temperaturas e irradiancias se han tomado cuatro días tipo, con altos y bajos valores de ambos parámetros, mostrándose los resultados del rendimiento del campo solar a continuación:

	Temperatura media módulo (°C)	Radiación ($\frac{Wh}{m^2 \text{ día}}$)	Rendimiento del campo solar	Rendimiento Global
Alta Irradiancia & Baja Temperatura	5.44	6343	0.095	0.084
Alta Irradiancia & Alta Temperatura	36.64	8300	0.080	0.075
Baja Irradiancia & Baja Temperatura	7.58	1896	0.099	0.085
Baja Irradiancia & Alta Temperatura	21.17	794	0.091	0.077

Tabla 4. Temperatura, Radiación y Rendimiento del campo solar de cuatro días tipo.

Que confirma el correcto funcionamiento de los módulos, con valores de rendimiento global y del campo solar máximo en condiciones de mínima irradiancia y temperatura. Aunque no se debe olvidar que, como se comentó anteriormente, estos resultados -principalmente los de rendimiento del campo solar- no son de gran fiabilidad, al haber sido obtenidos a través de datos del inversor con tolerancias relativamente altas.

V. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en este informe describen el comportamiento del parque fotovoltaico gaditano durante un periodo de dos años entre los meses de Noviembre de 2011 y 2013. A continuación se resumen los principales valores y las conclusiones alcanzadas:

- Rendimiento Global

Con un máximo de 0.094 obtenido en el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0,078 durante el mes de Agosto de 2012, el resultado es que la planta completa opera con un rendimiento medio de $\overline{\eta_g} = 0,082$. Existiendo una diferencia entre la instalación de mejor rendimiento medio y la de peor de tan sólo un 1,1%.

- La evolución que sigue este parámetro es la que cabía esperar atendiendo al mejor funcionamiento de los paneles durante los meses con menor radiación y temperatura. Igualmente su valor medio entra dentro del rango esperable en esta tecnología.

○ Performance Ratio

Con un máximo de 0,885 obtenido en el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0,668 durante el mes de Agosto, el resultado es que la planta completa opera con un Performance Ratio Estandar medio de $\overline{PR} = 0,771$. Existiendo una diferencia entre la instalación de mejor y la de peor valor de este parámetro de tan sólo un 10%

○ Performance Ratio Corregido

Con un máximo de 0,8803 obtenido en el mes de Diciembre de 2011 y un mínimo de 0,669 durante el mes de Agosto de 2012 el resultado es que la planta completa opera con un Performance Ratio Estándar Corregido medio de $\overline{PR}_T = 0,77$. Existiendo una diferencia entre la instalación de mejor y la de peor valor de este parámetro de tan sólo un 10%.

- El resultado obtenido es perfectamente aceptable dentro de la tecnología usada. A su vez, al comparar el PR medio aquí obtenido con el mismo que obtuvo el Instituto de Energía Solar en un informe de 2010 el resultado es realmente similar, sin que se aprecie pérdida de rendimiento.

La diferencia entre ambos parámetros es mínima, lo cuál responde con coherencia al bajo valor del *coeficiente de variación de la corriente de cortocircuito* con la temperatura.

Con respecto a la evolución seguida por el parámetro a lo largo del periodo de estudio, cabe citar que pese a coincidir los meses con máximos y mínimos con el Rendimiento global, el motivo es bien distinto. Mientras que el rendimiento global refleja un menor rendimiento de conversión en los paneles

durante los meses más calurosos, el performance ratio refleja peores valores en estos mismos debido, principalmente, a unas mayores pérdidas (proporcionalmente hablando) a lo largo de la instalación por las altas temperaturas.

○ Rendimiento del campo solar

Con un máximo de 0.0964 obtenido en el mes de febrero de 2013 y un mínimo de 0,0759 durante el mes de Julio de 2013, el resultado es que la primera parcela (A-I) opera con un rendimiento medio de $\overline{\eta_{cs}} = 0,088$. Existiendo tan solo una diferencia porcentual de 5 puntos entre el valor medio más alto y el más bajo.

- El análisis proporciona resultados esperables atendiendo al rendimiento de conversión que ofrecen los módulos y las pérdidas que se producen de media antes de llegar al inversor.

○ Rendimiento del inversor

Con un máximo de 0,982 en Diciembre de 2011 y 0,860 en el mismo mes de 2013 se obtiene un resultado medio del parámetro de $\overline{\eta_{inv}} = 0,924$. Existiendo una diferencia entre la instalación de mejor y la de peor valor de este parámetro de tan sólo un 2%

- El rendimiento del inversor es levemente inferior a lo que cabía esperar. Sin embargo, como se ha comentado anteriormente, hay que tener en cuenta que, mientras que los datos obtenidos de los módulos calibrados y de la lectura de contadores suelen ser fiables, los datos obtenidos por los fabricantes de inversores no lo suelen ser tanto. Esto afecta a los rendimientos del campo solar y de inversores, que son los que utilizan en su definición la potencia a la entrada del inversor.

Esto unido al hecho de que la diferencia no es especialmente notable invita a pensar que los inversores están funcionando correctamente. Si se desea obtener un valor exacto del comportamiento del inversor sería necesario una medida específica de calidad de los valores de entrada y salida del mismo.

De la comparación que muestra este documento del mismo día en dos años distintos, que da una idea de la posible degradación sufrida por los módulos, apunta a que, si ésta existe, es inapreciable. No hay duda de que un periodo de tiempo más largo daría una información mucho más fidedigna, pues en tan solo un año la degradación no suele ser apreciable a través de la comparación de estos parámetros debido a la propia incertidumbre de los datos y la degradación esperada. Se recomienda repetir el estudio con un periodo de tiempo más largo.

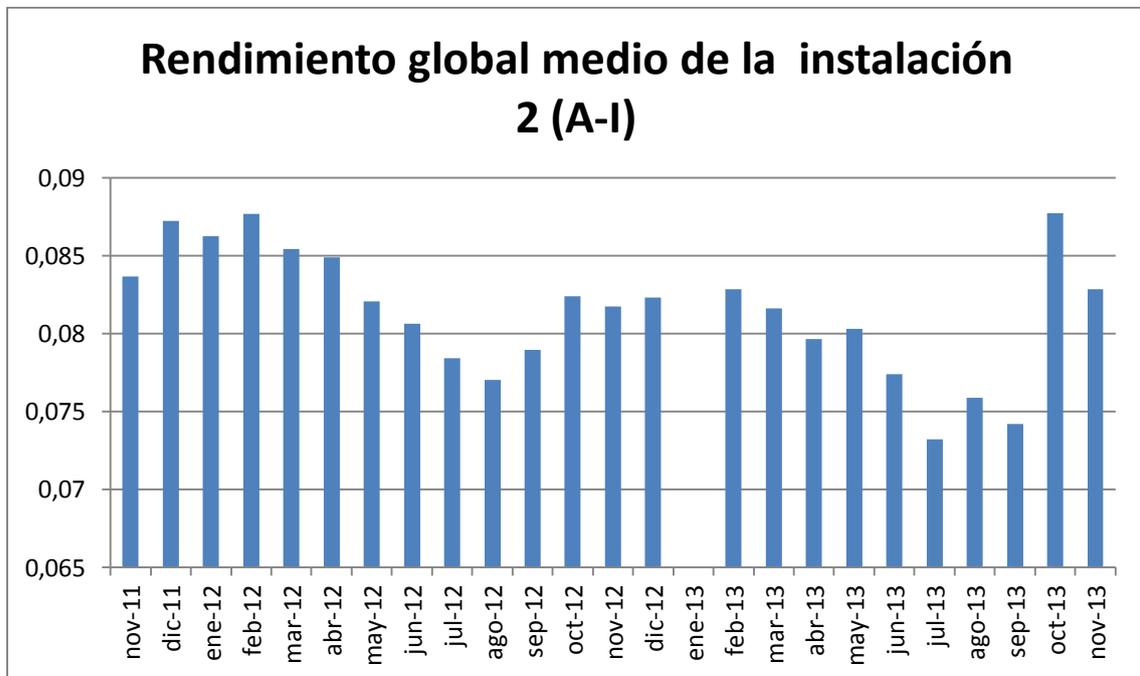
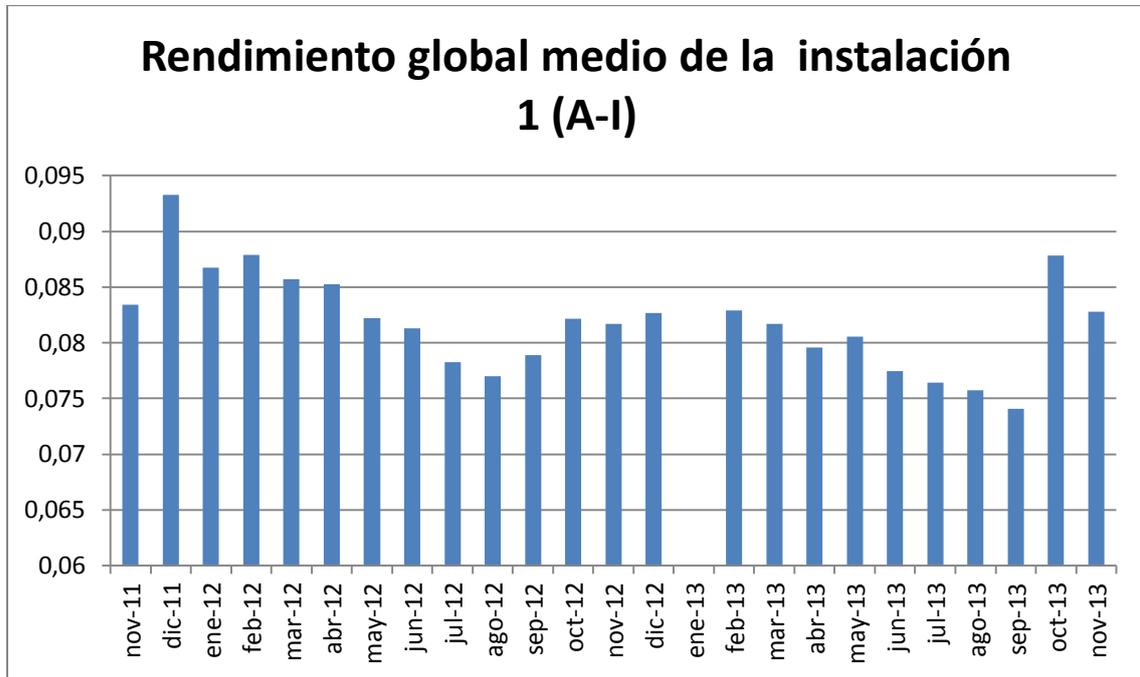
El análisis de los días tipo revela igualmente un comportamiento lógico, con los mayores rendimientos en los meses de baja radiación y temperatura y viceversa.

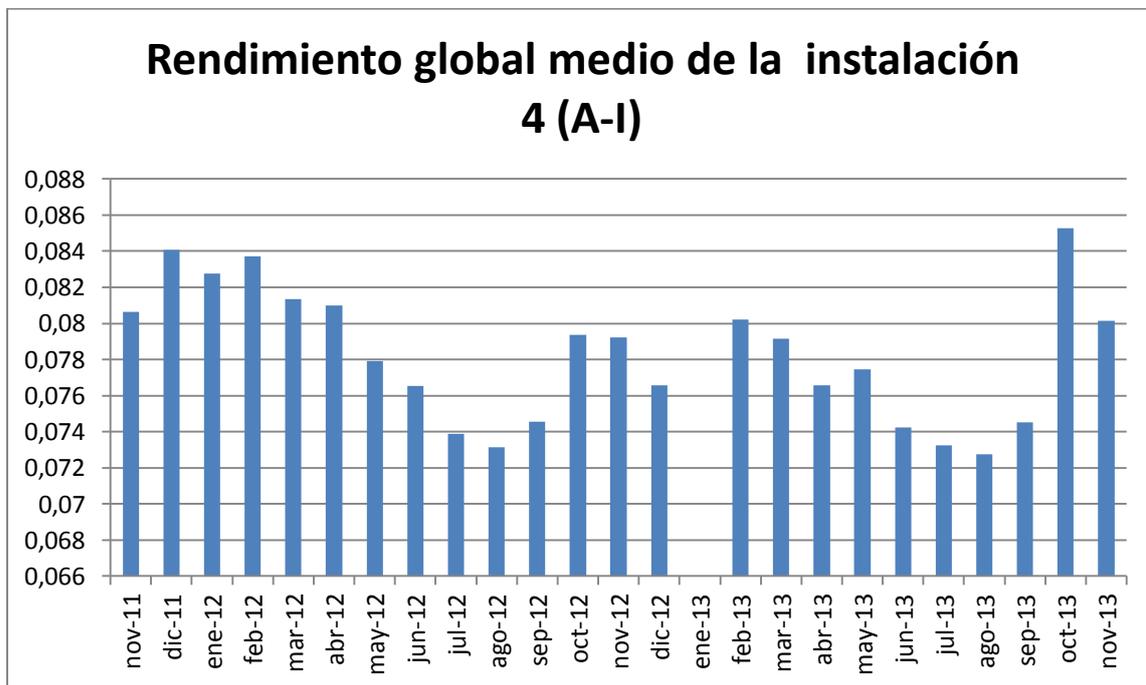
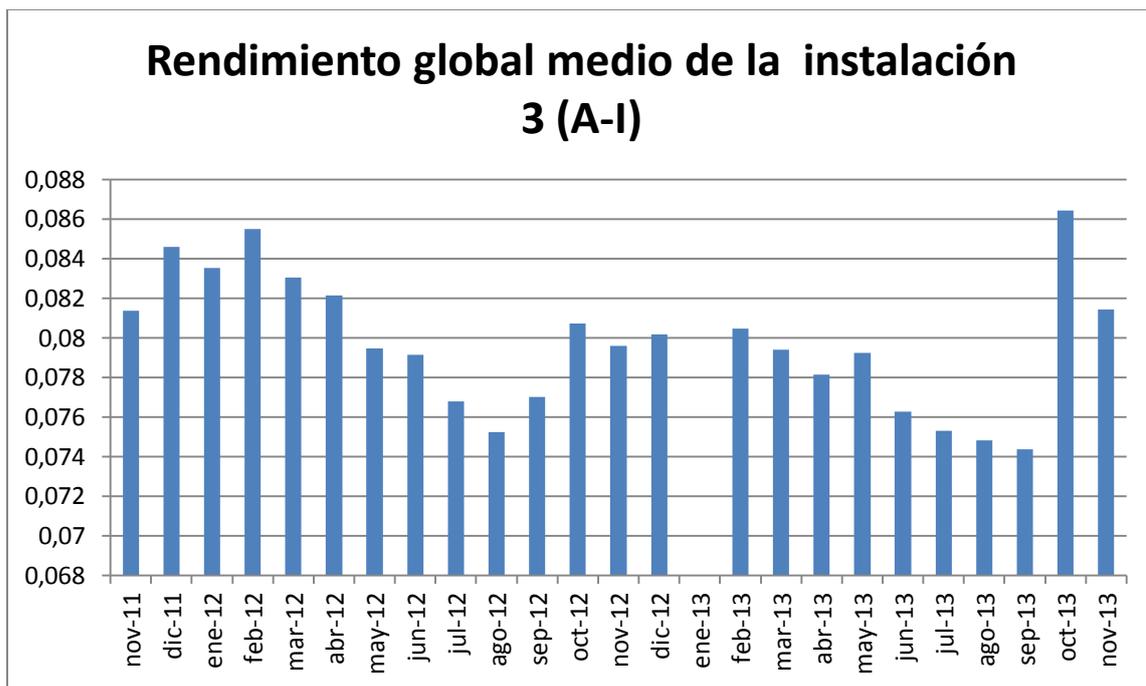
Por último, la comparación entre las distintas instalaciones que conforman el parque revela un comportamiento muy similar entre todas ellas, sin que se aprecie en ningún caso un comportamiento anómalo en alguna de las 61 instalaciones.

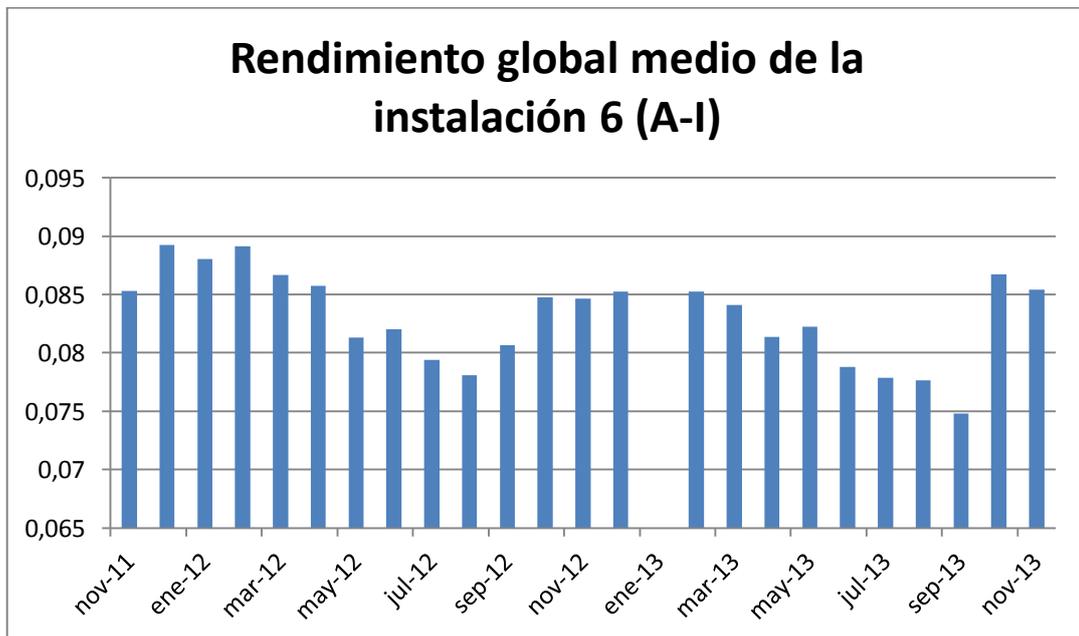
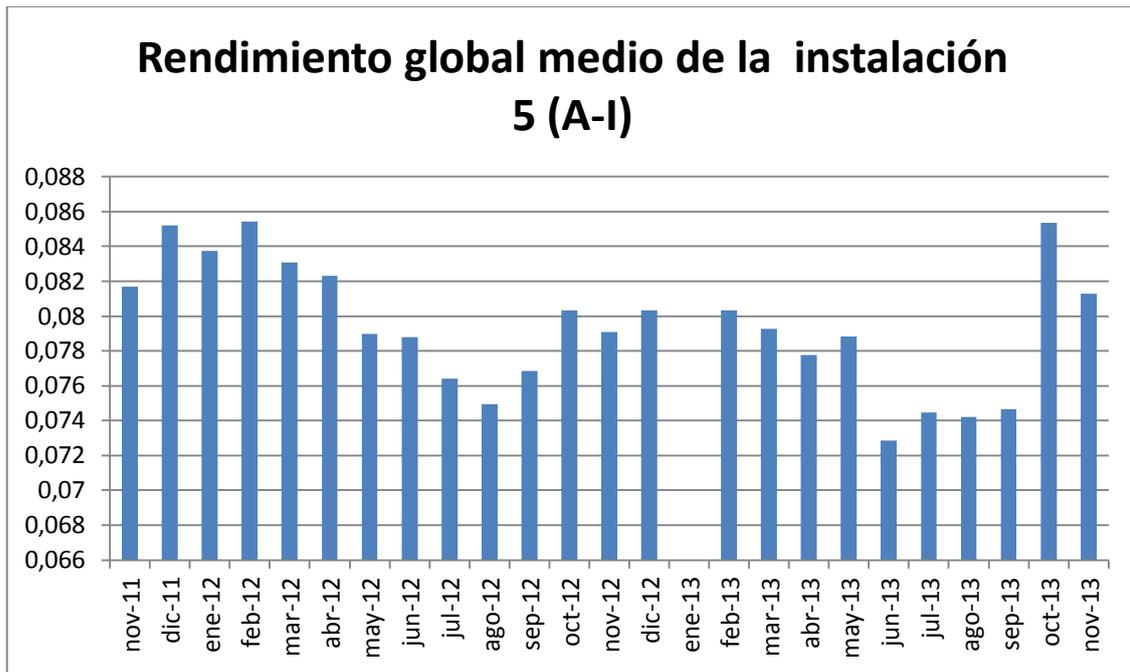
VI. BIBLIOGRAFÍA

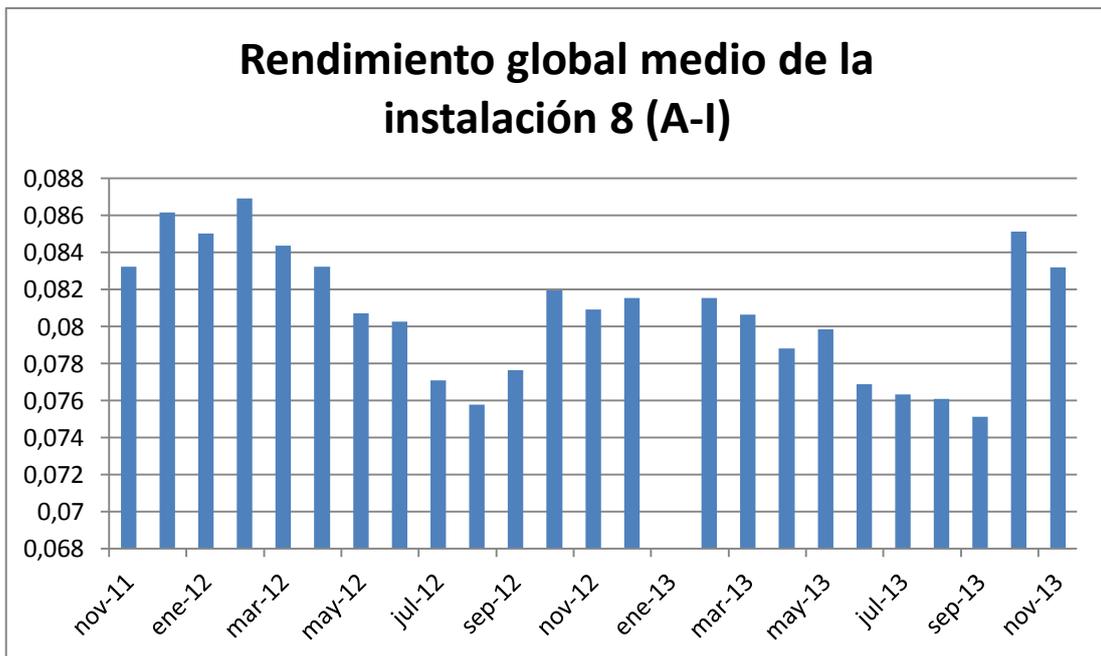
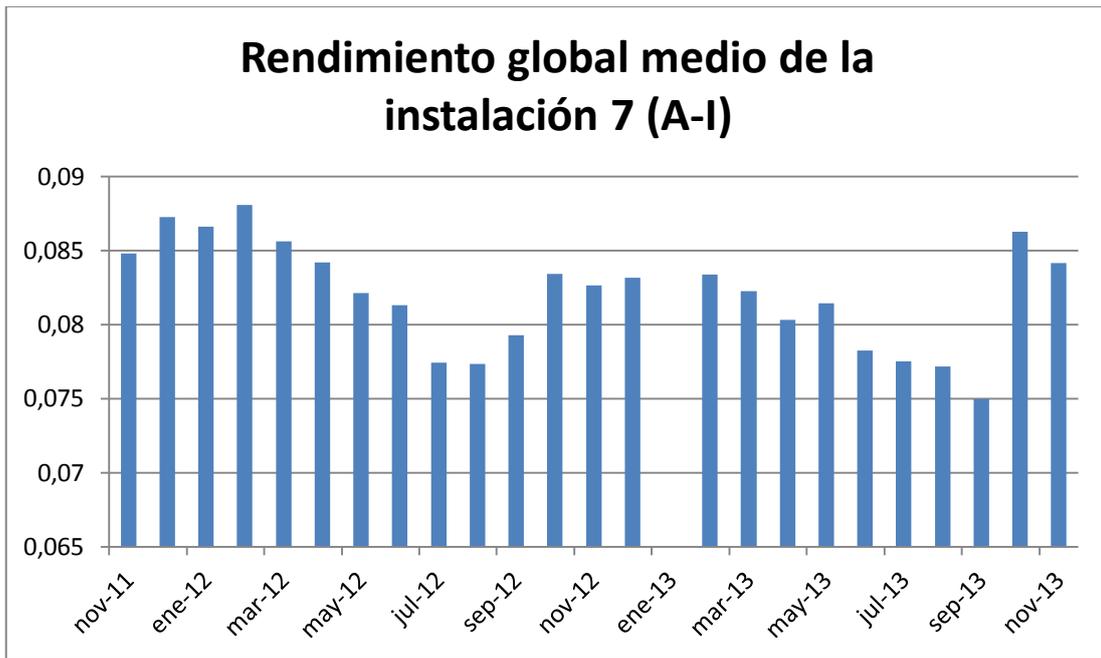
1. LILLO, I. Módulo de energía solar fotovoltaica. Apuntes de la asignatura Energías Renovables. Departamento de Ingeniería Energética. Universidad de Sevilla. Curso 2012-2013.
2. CRUZ FAJARDO, E. Criterio de valoración del comportamiento de instalaciones fotovoltaicas. Proyecto fin de carrera. Universidad de Sevilla (Sevilla 2006)
3. ZAFRA PLAZA, I. Metodología para la evaluación de plantas fotovoltaicas. Proyecto fin de carrera. Universidad de Sevilla (Sevilla 2006)
4. FIRST SOLAR SETS NEW WORLD RECORD FOR CDTE SOLAR CELL EFFICIENCY (26/02/2013). Consultado el 10 de Septiembre de 2014, de <http://investor.firstsolar.com/releasedetail.cfm?releaseid=743398>
5. DESTACADOS DE REFERENCIA (s.f.). Consultado el 20 de Septiembre de 2014, de <http://www.gehrlicher.com/es/home/compania/referencias/destacados/>
6. FIRST SOLAR. Módulos fotovoltaicos de la serie FS 2 (Octubre 2007), de <http://pdf.archiexpo.es/pdf/first-solar/modulos-fotovoltaicos-serie-fs-2/87503-91331.html>

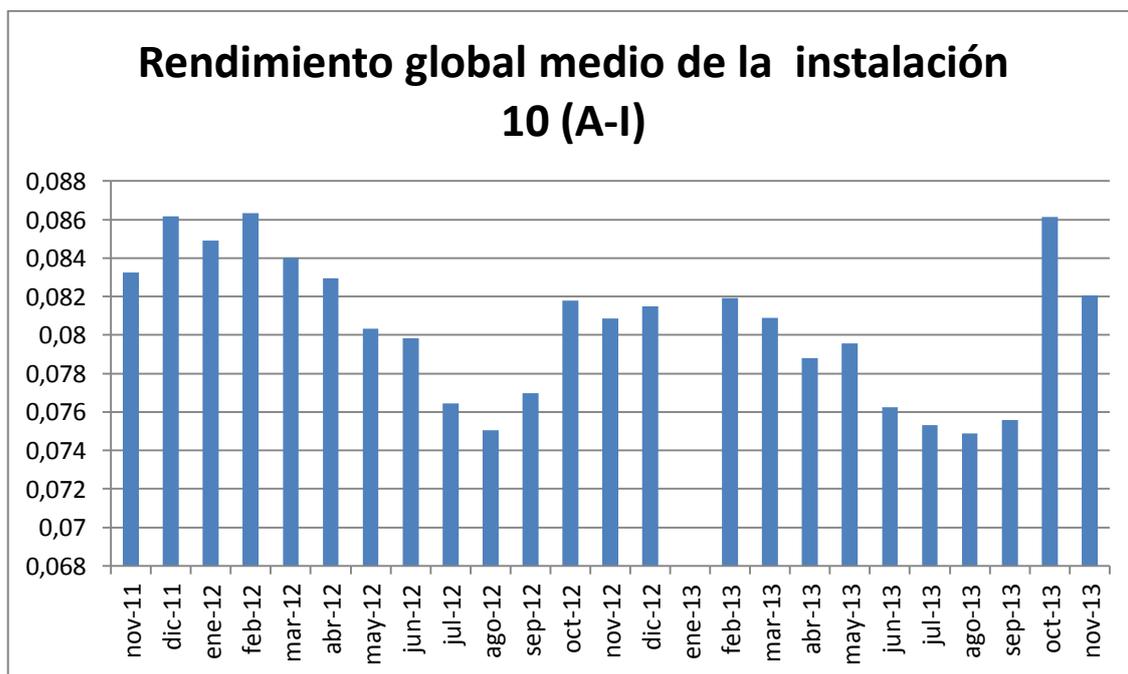
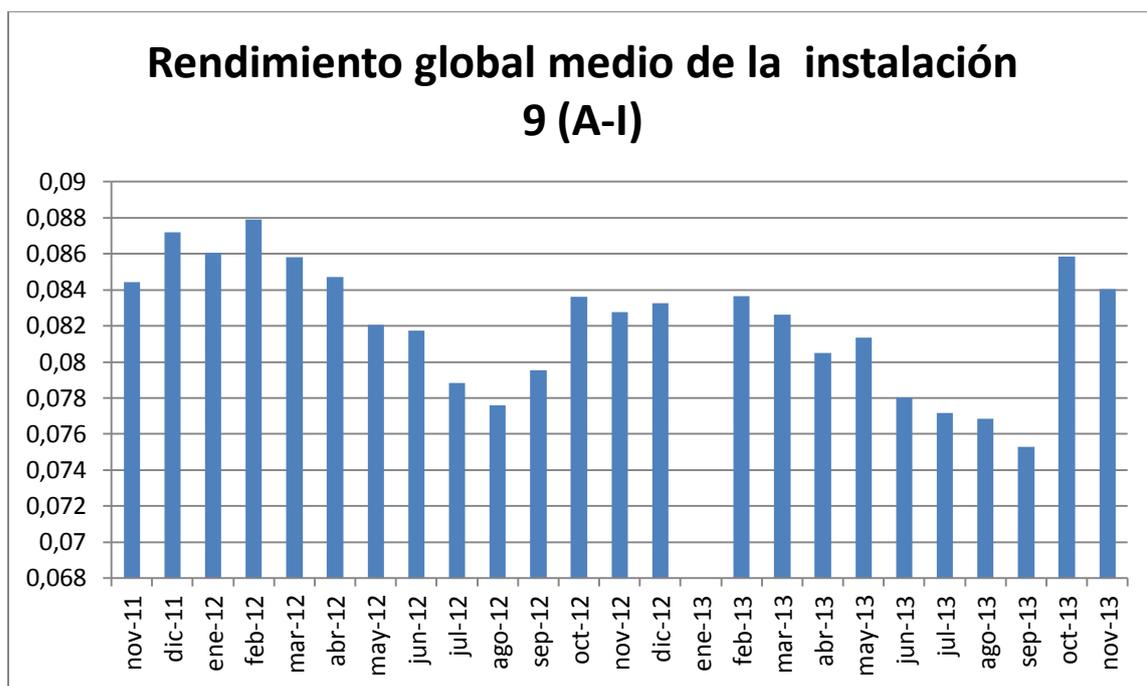
ANEXO

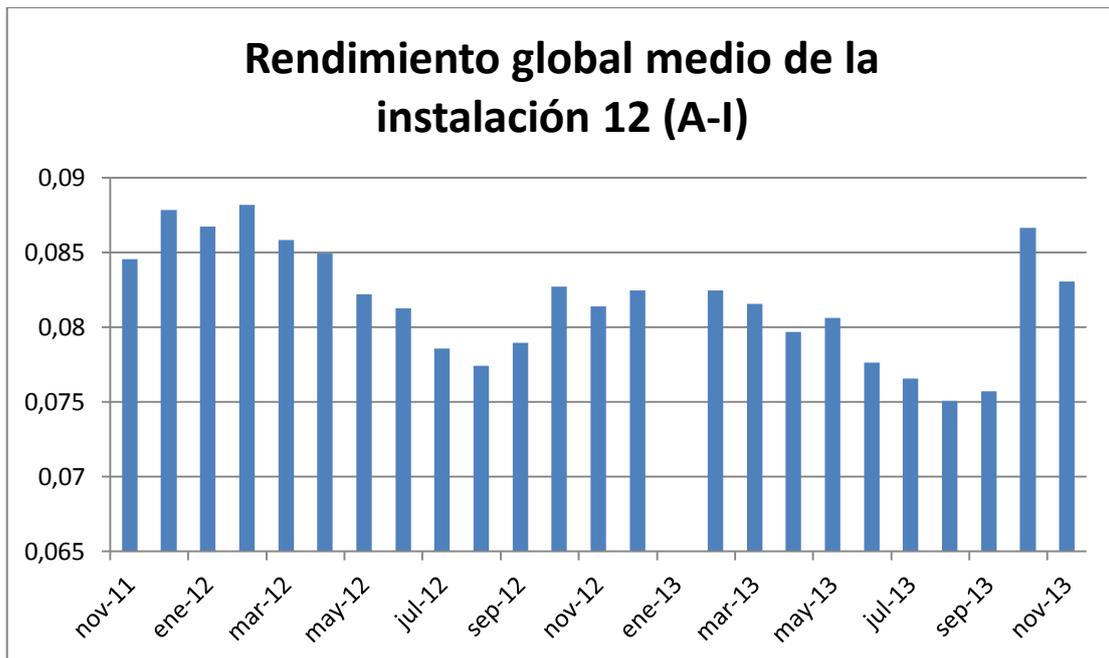
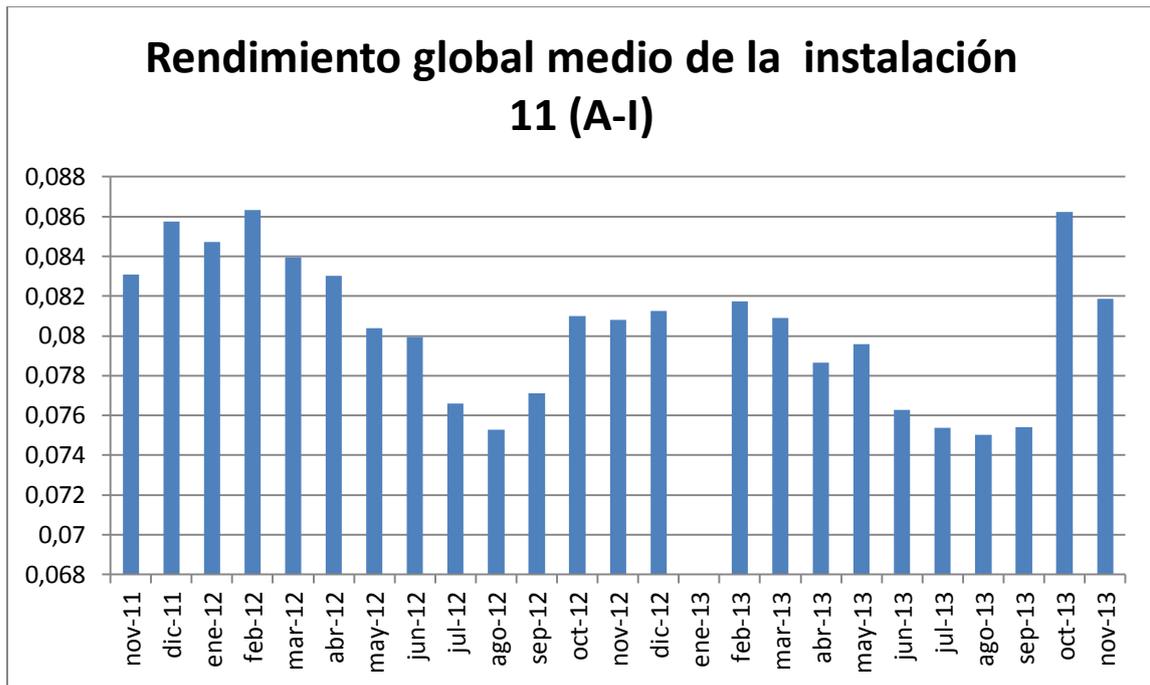


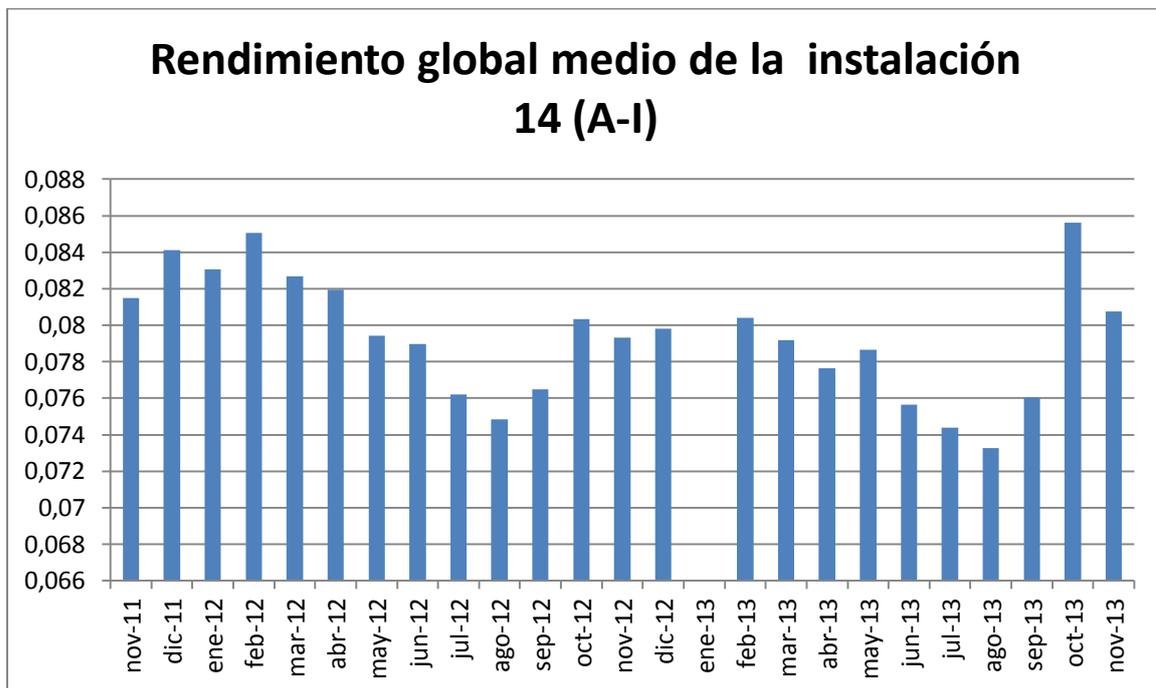
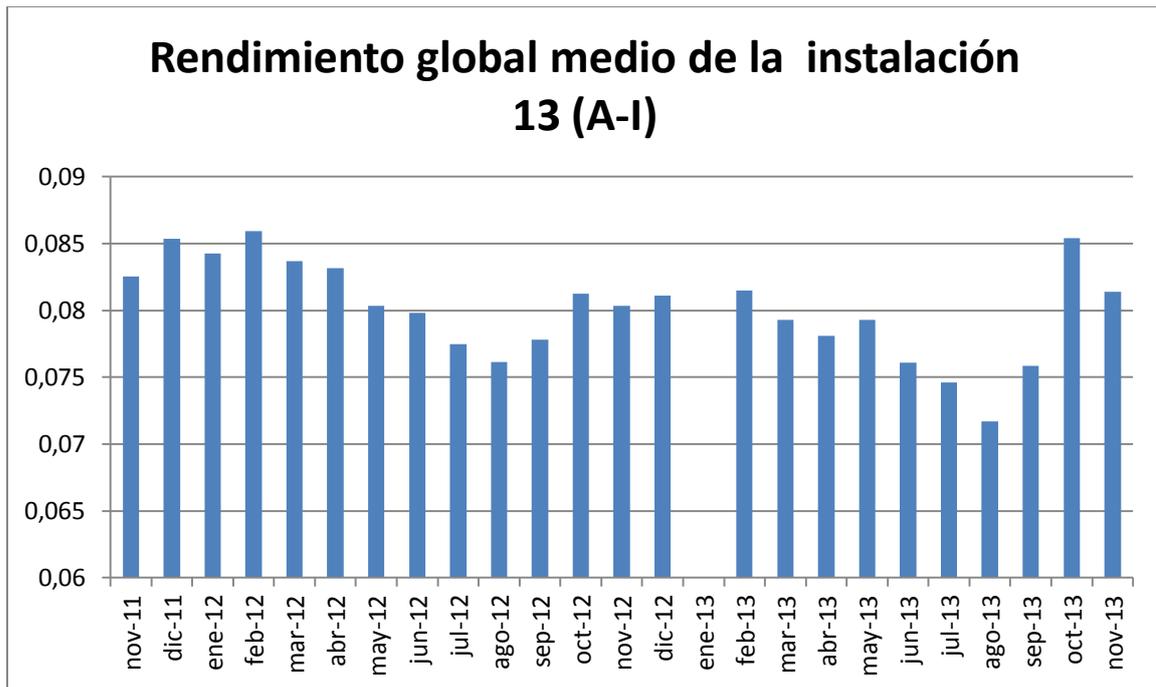


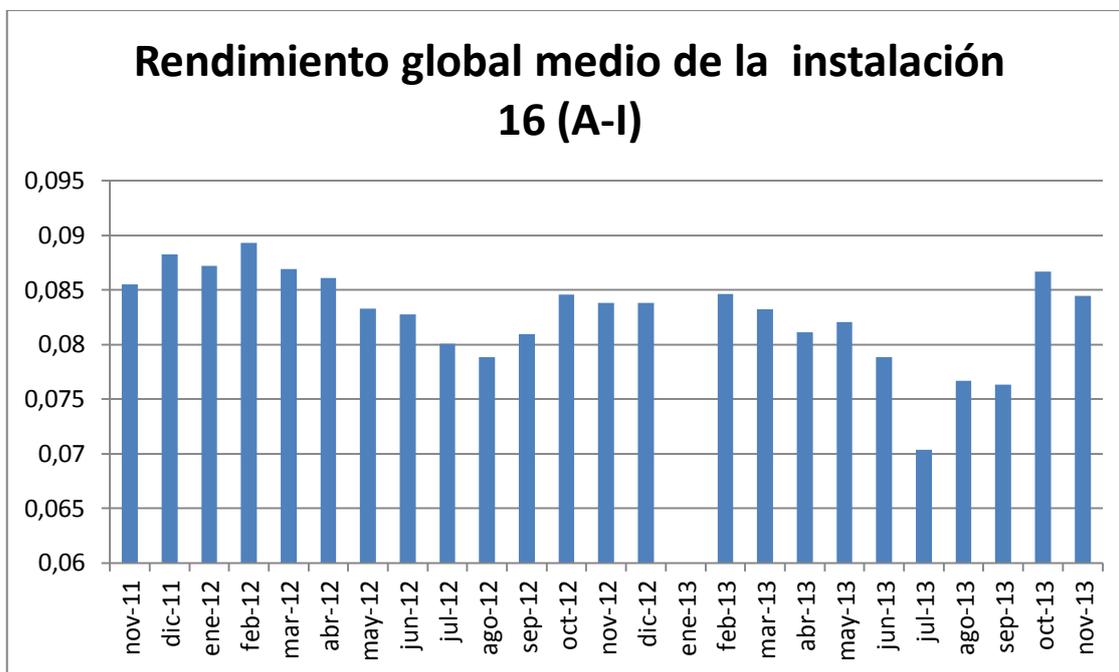
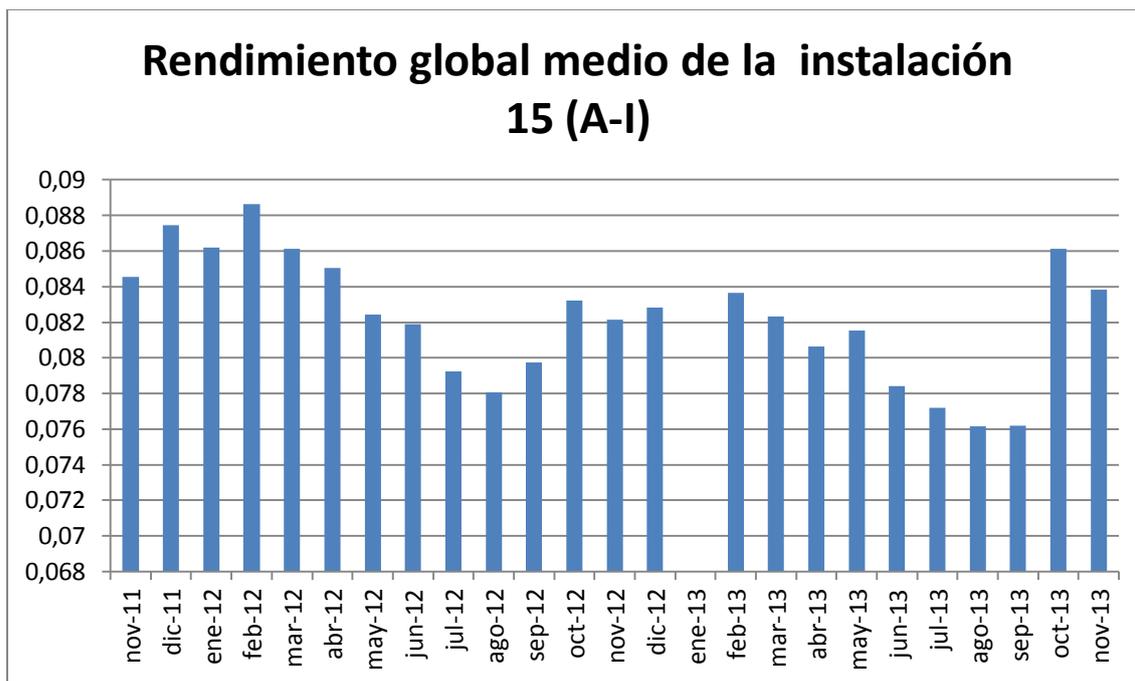


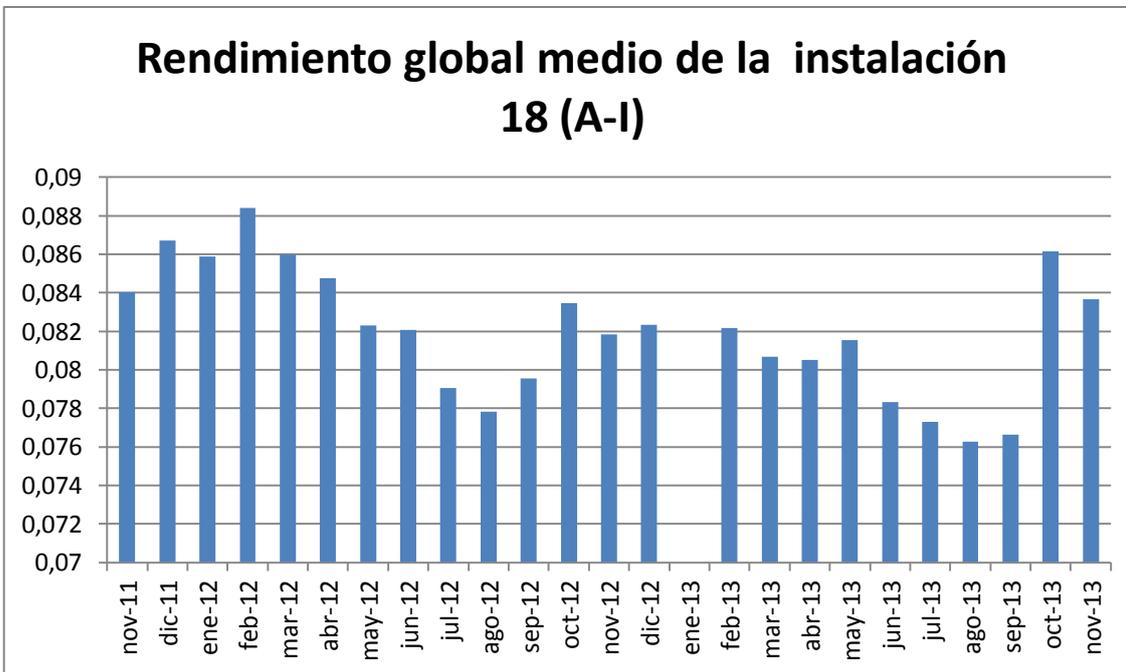
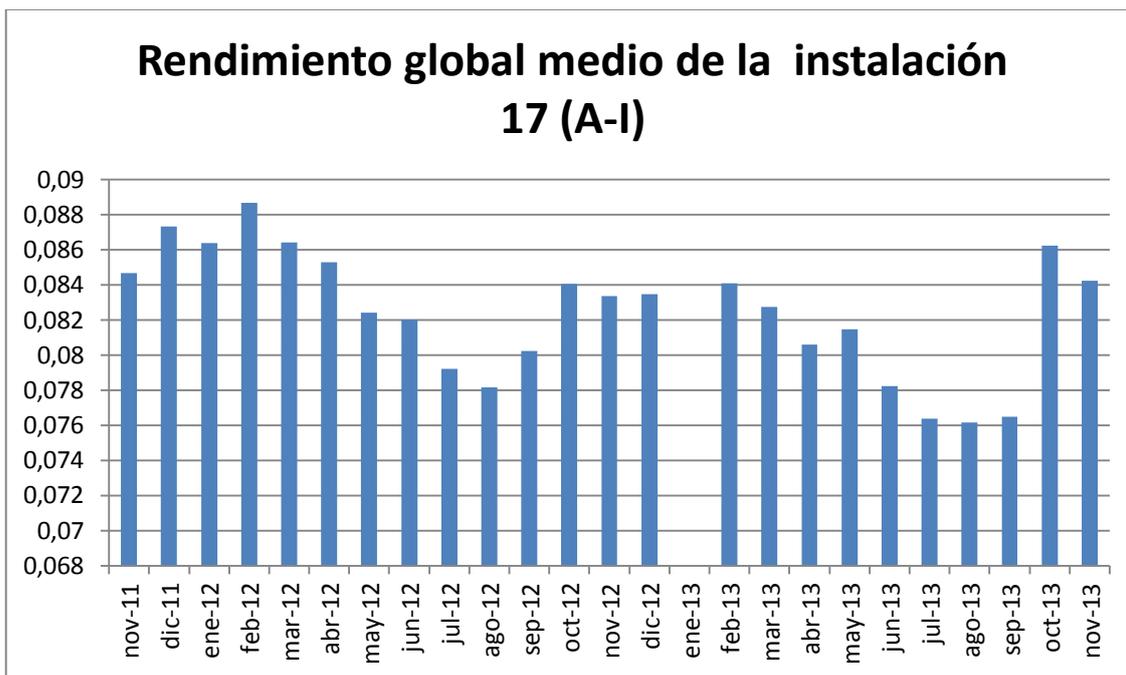


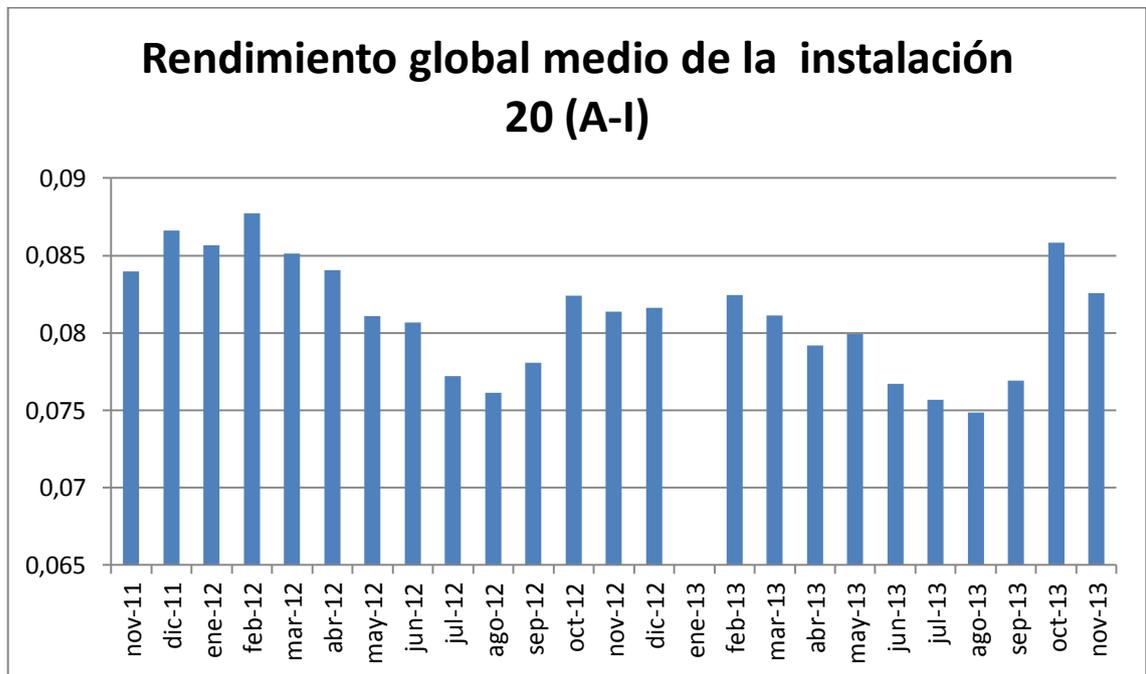
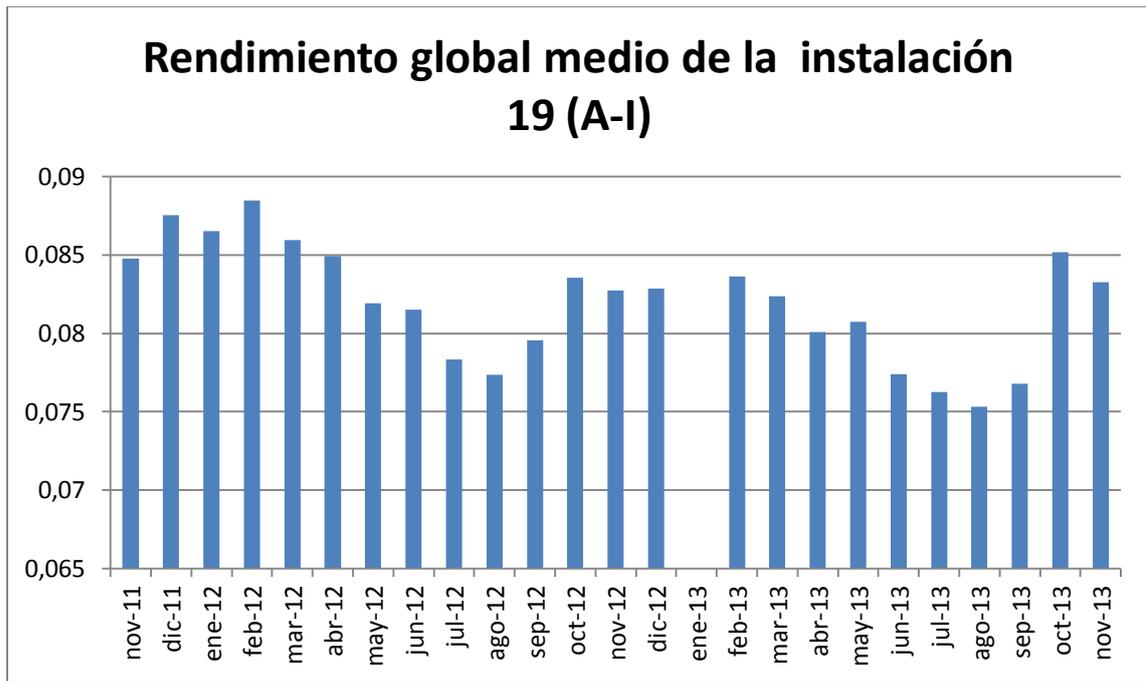


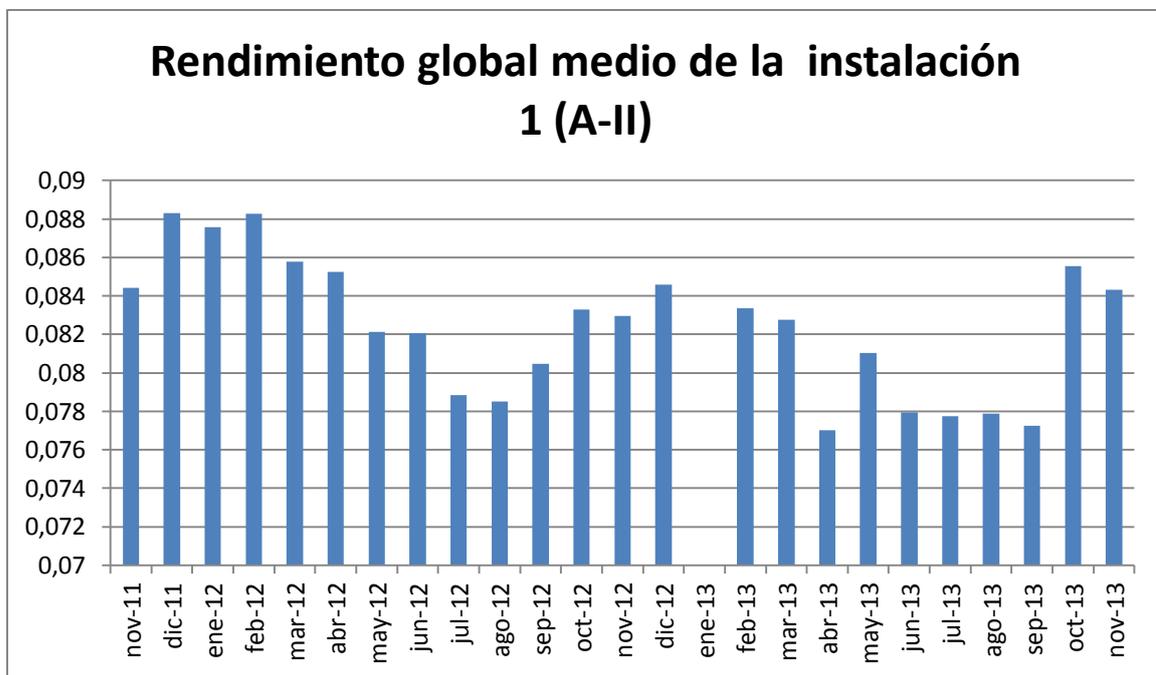
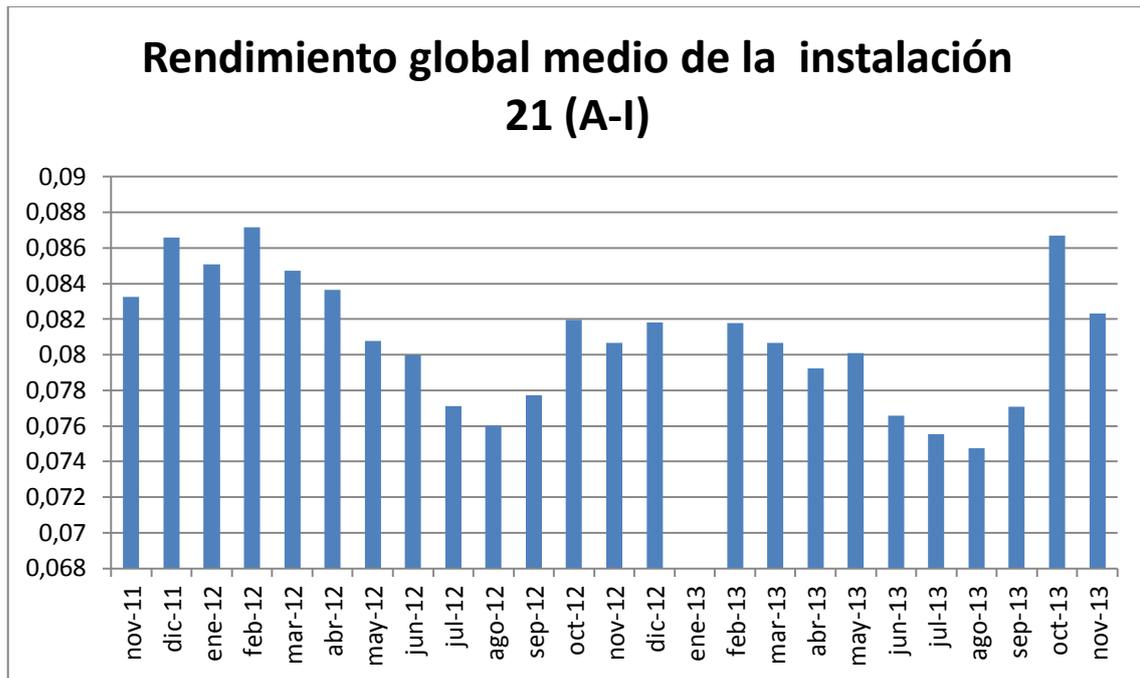


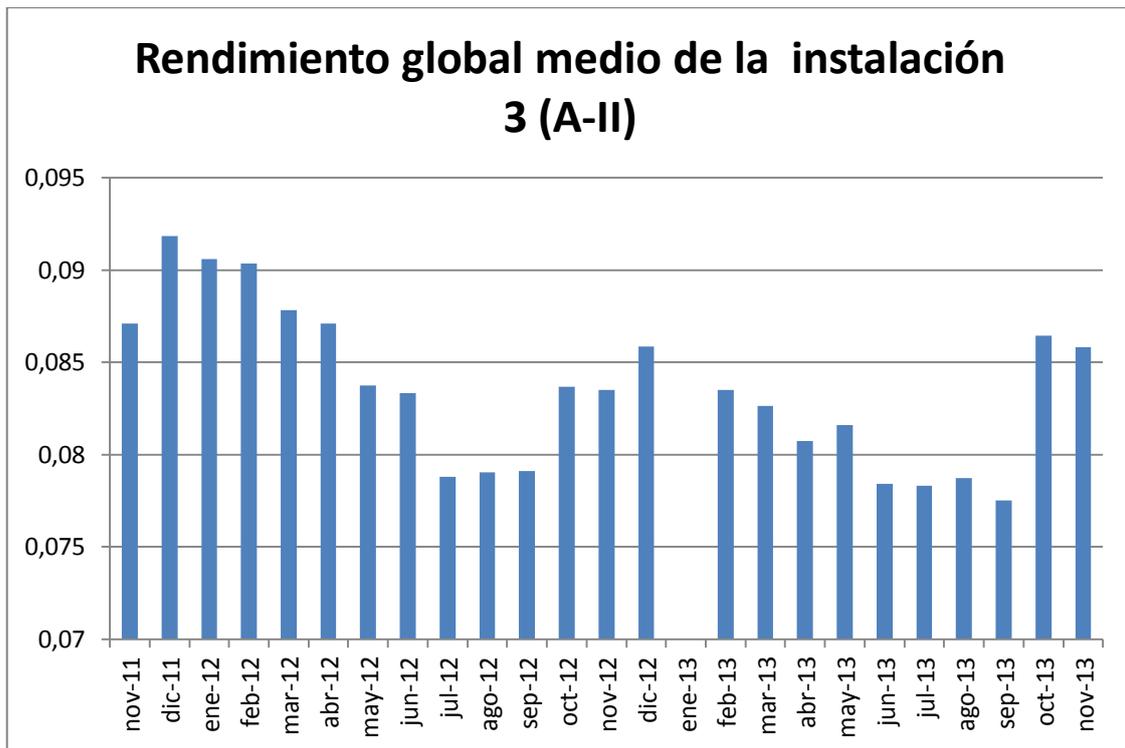
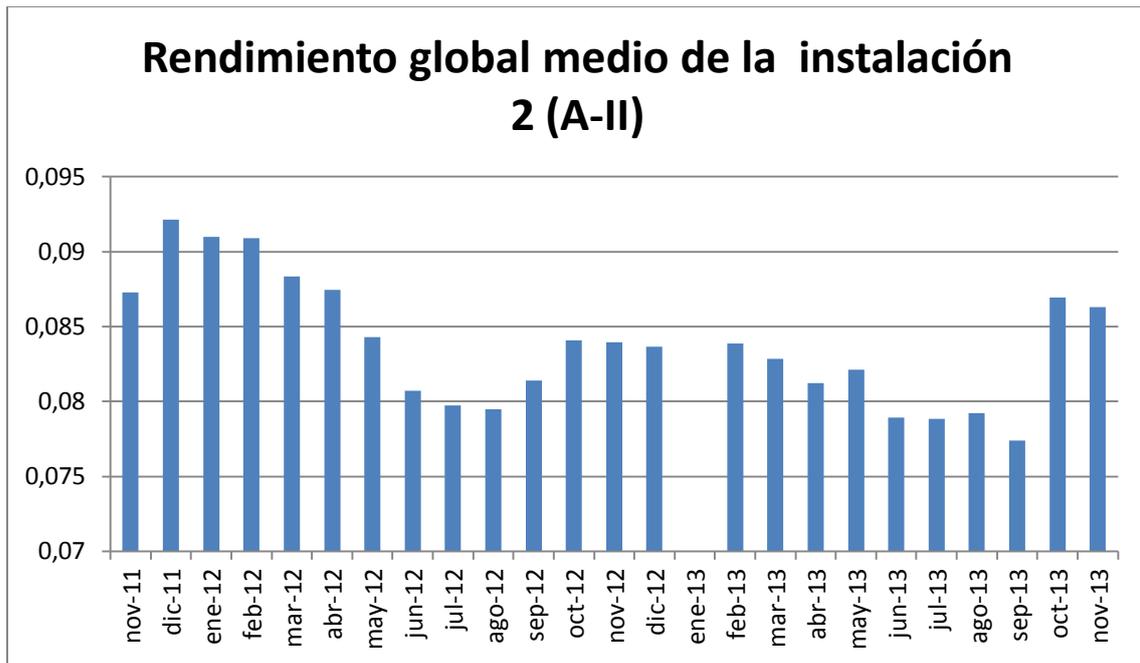


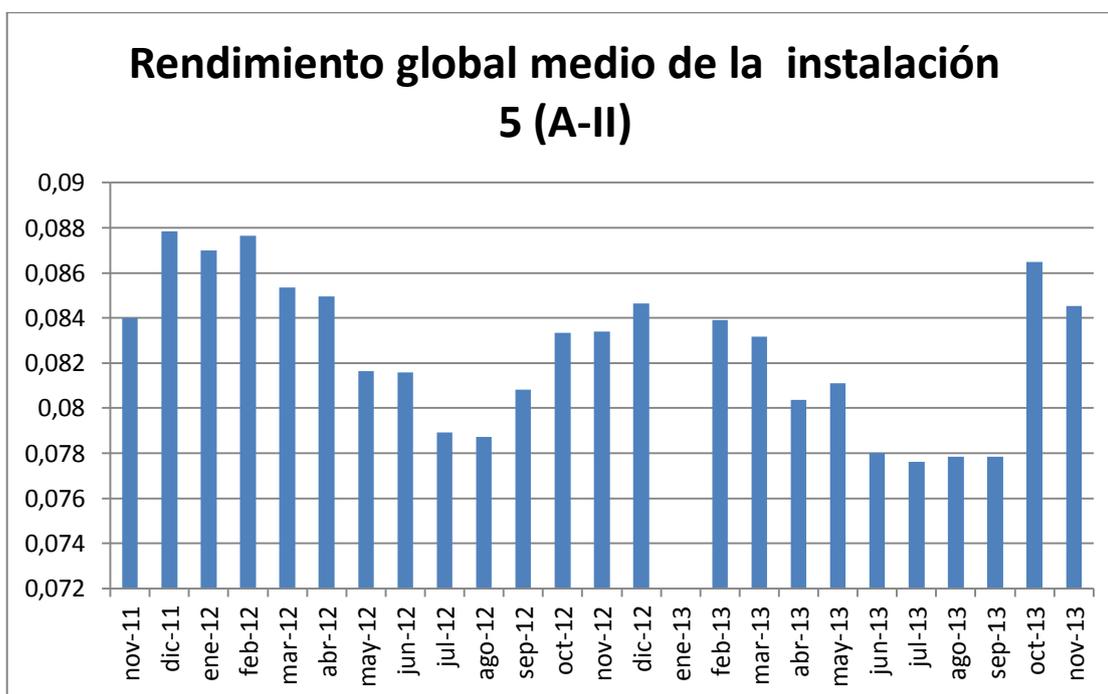
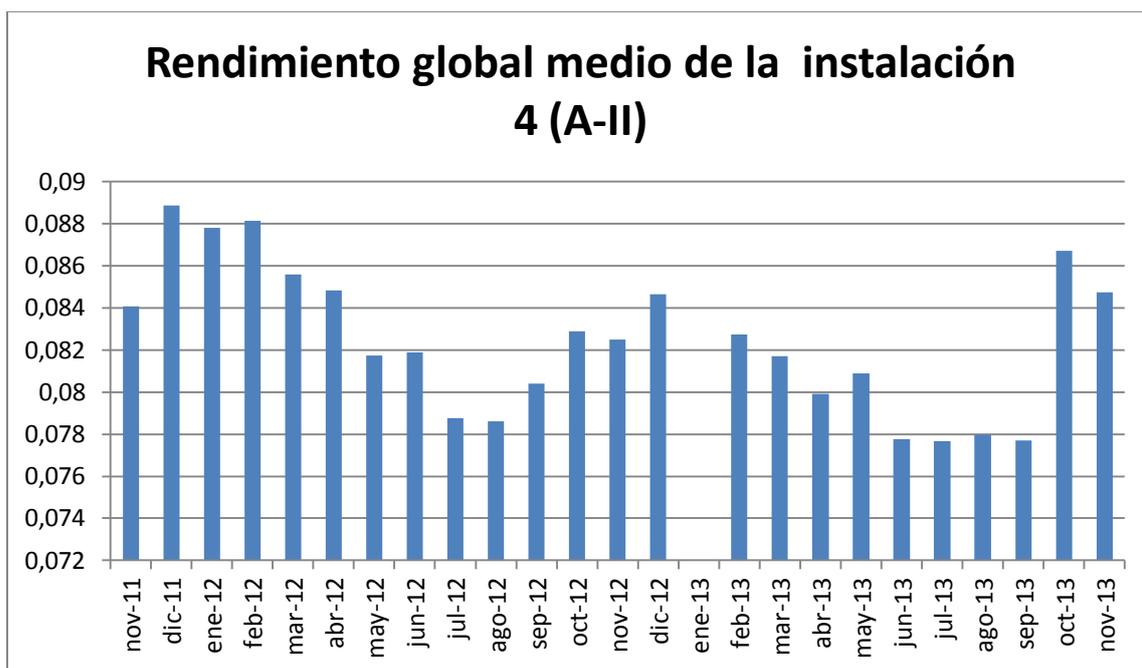


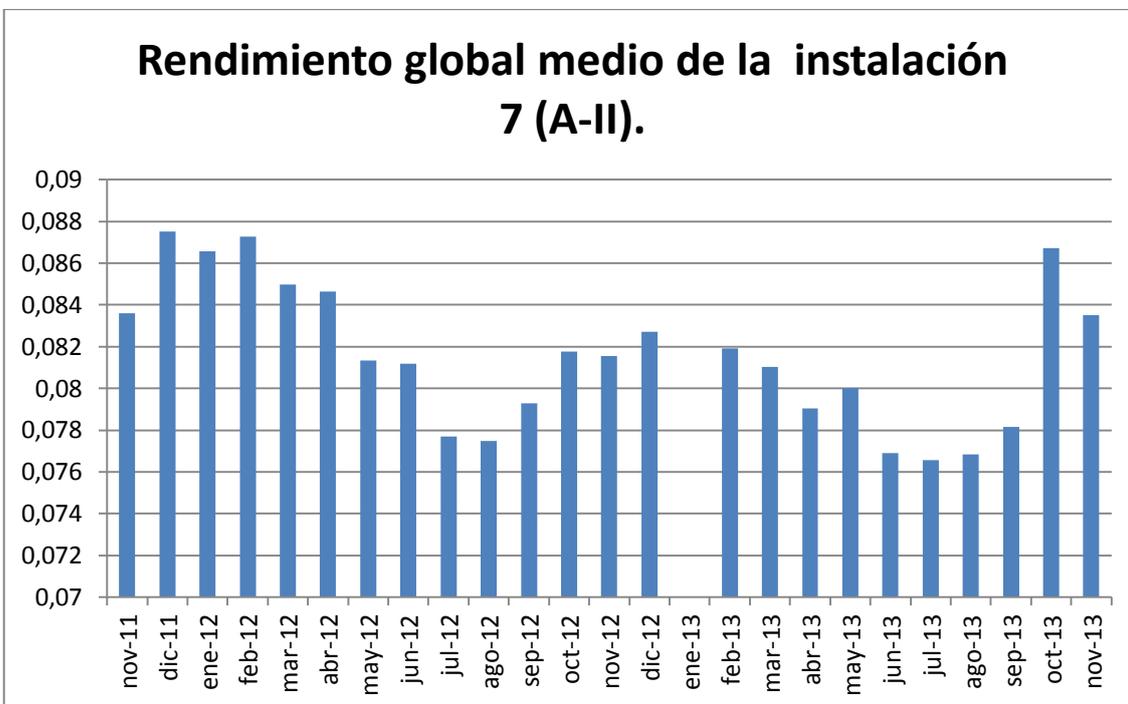
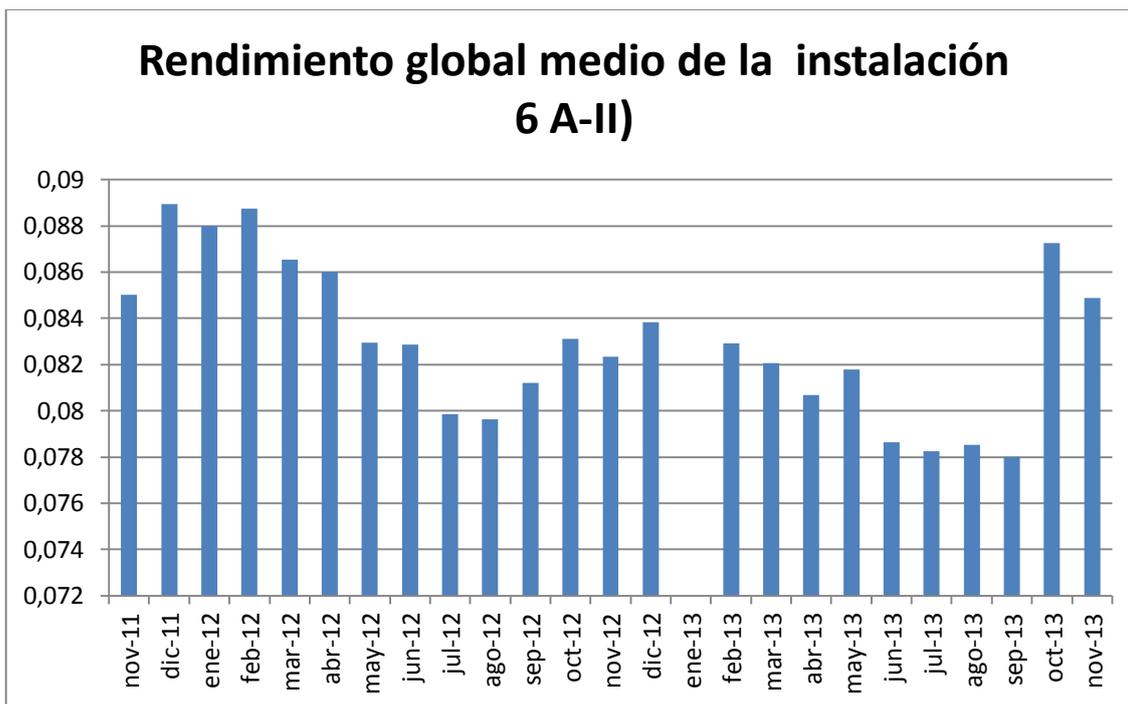


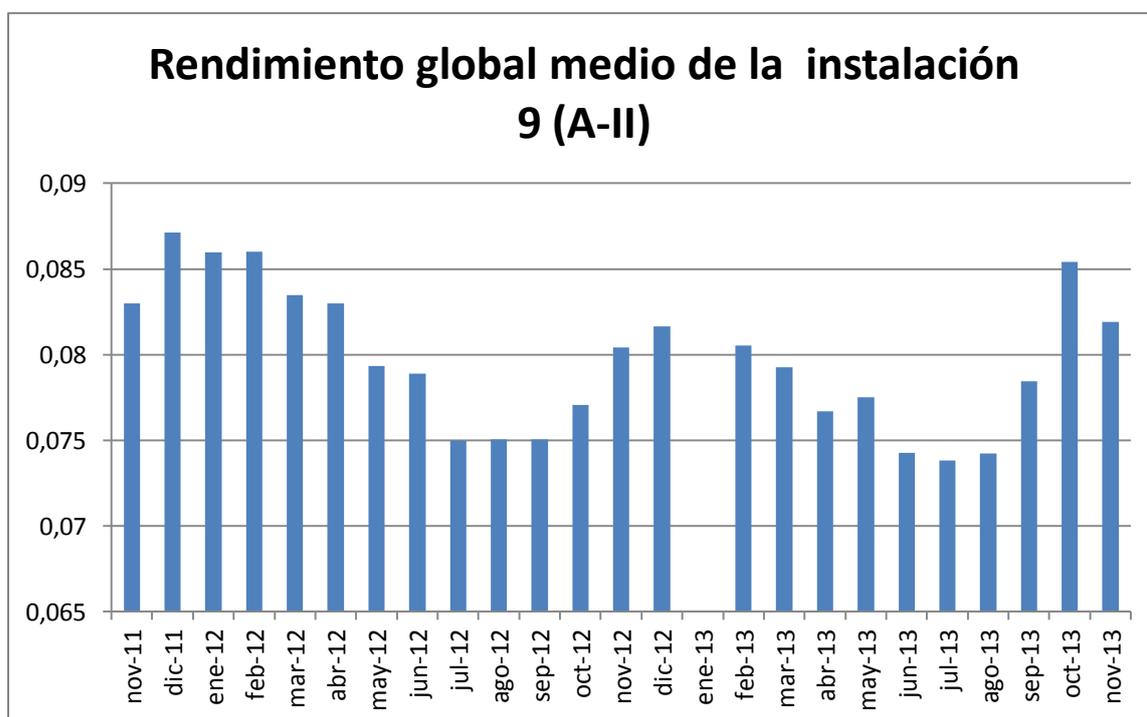
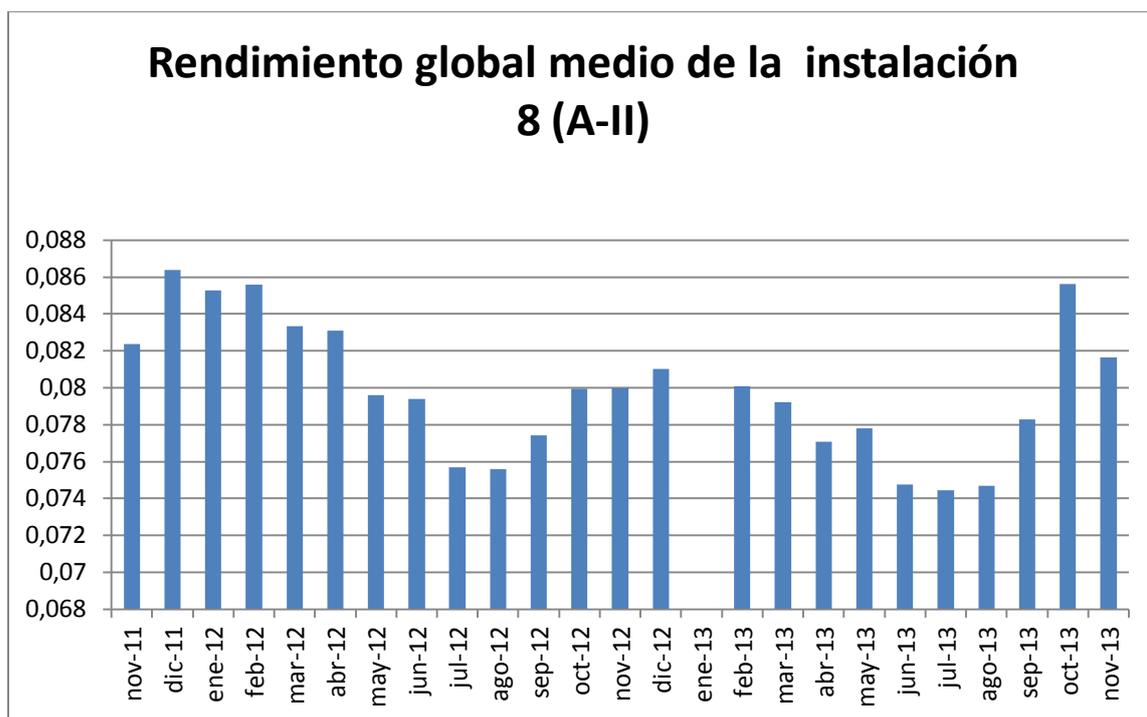


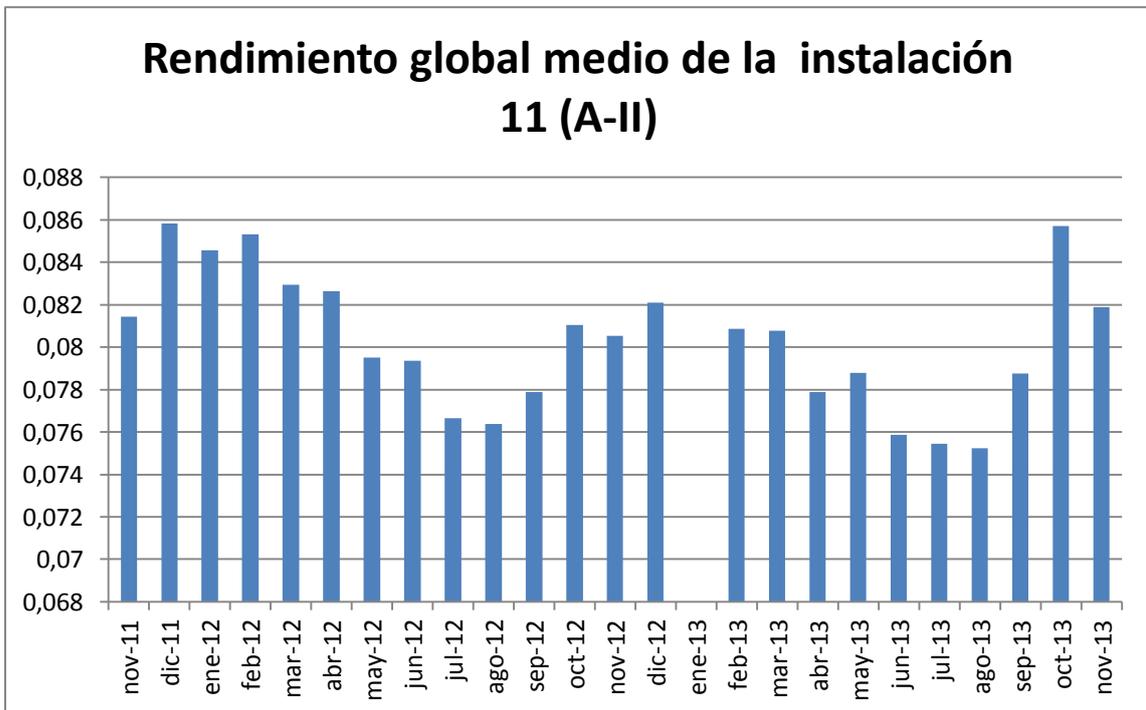
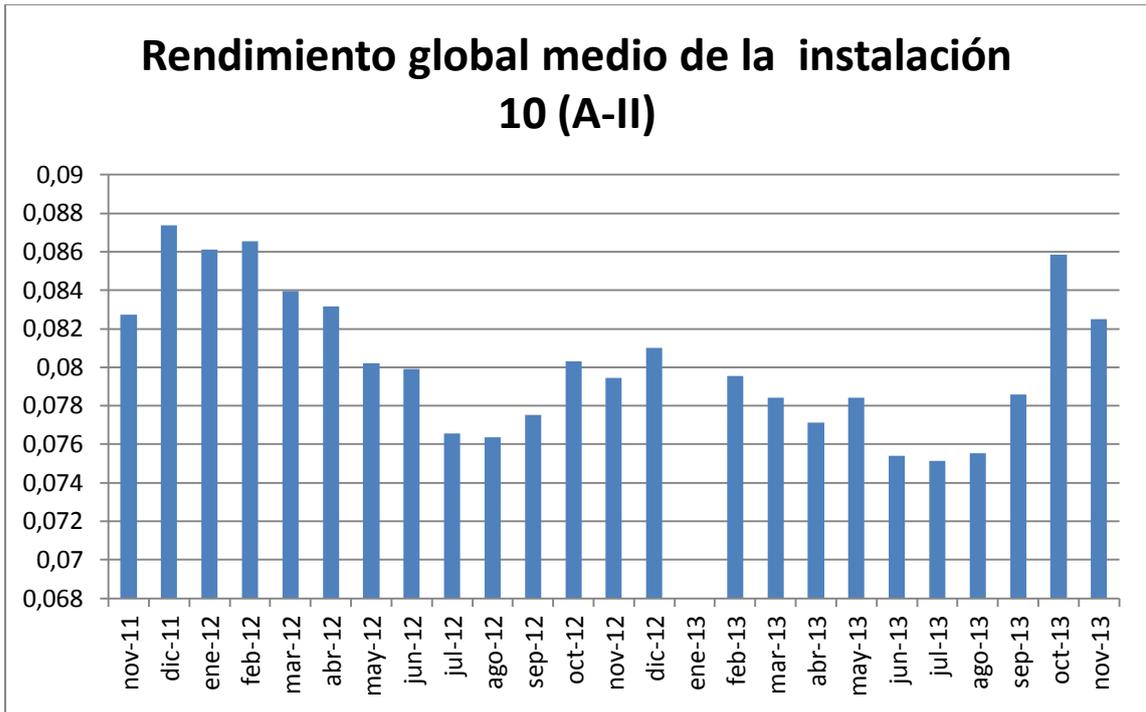


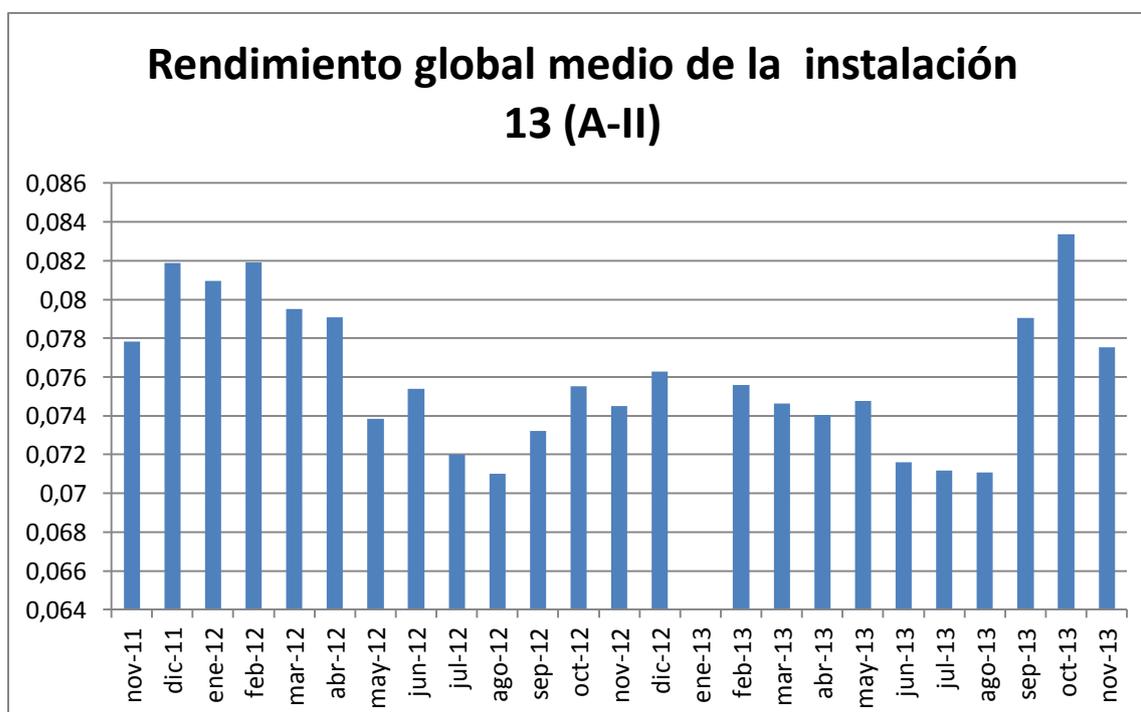
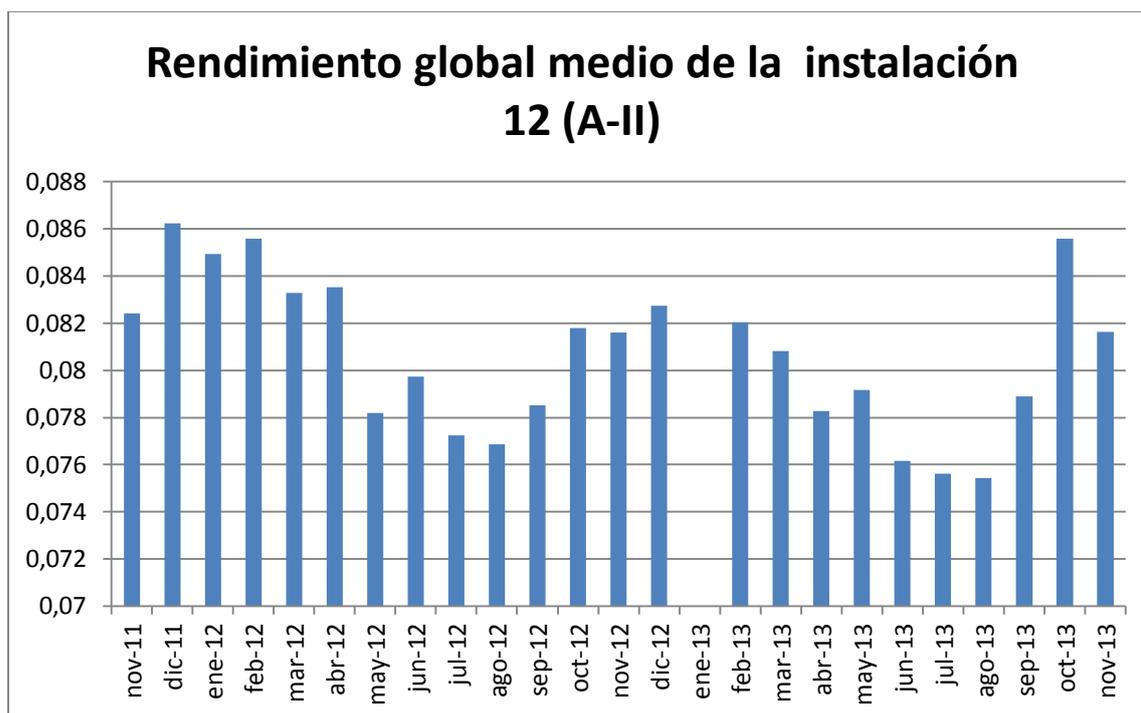


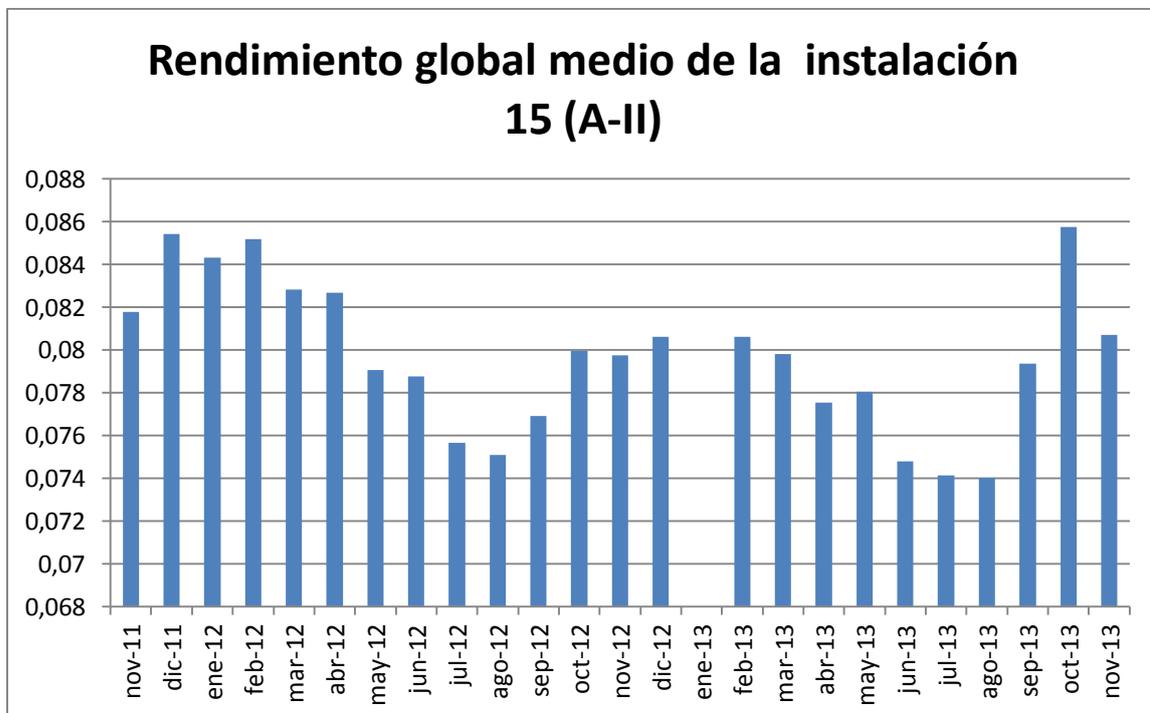
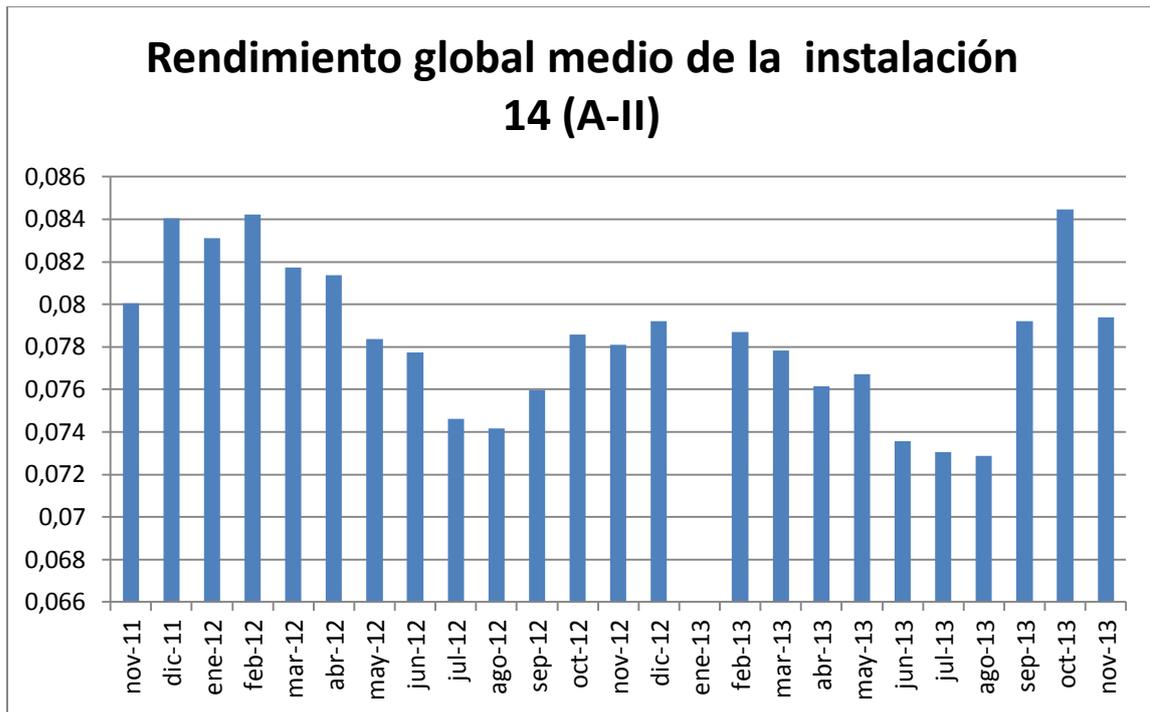


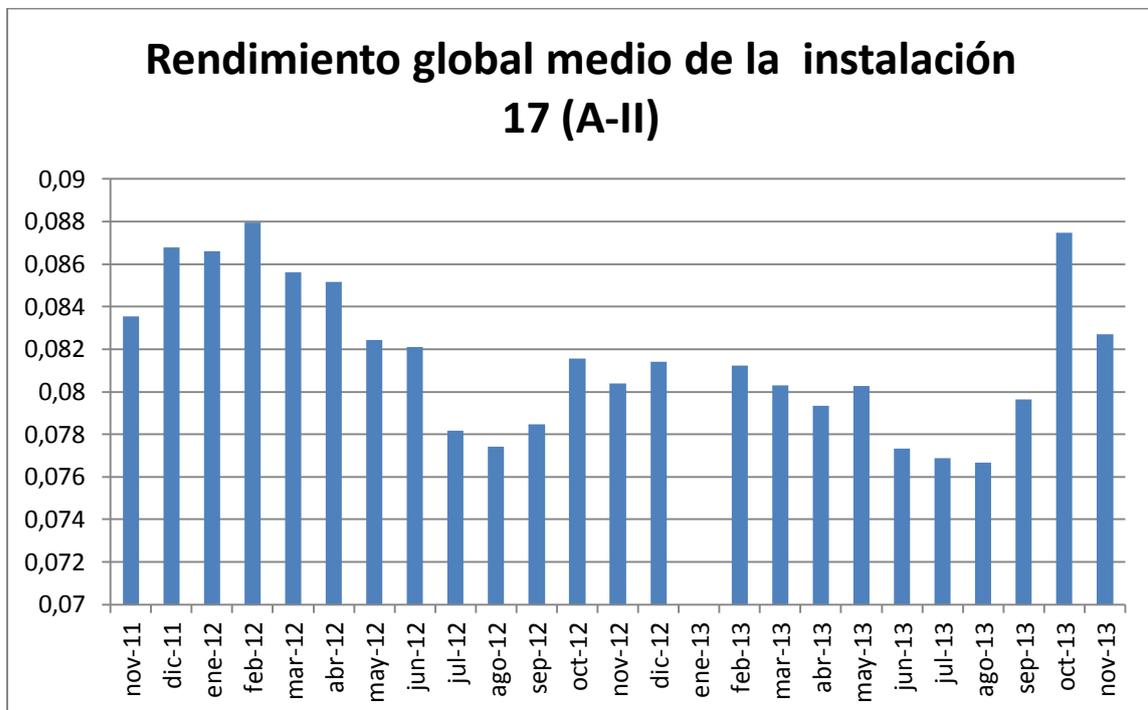
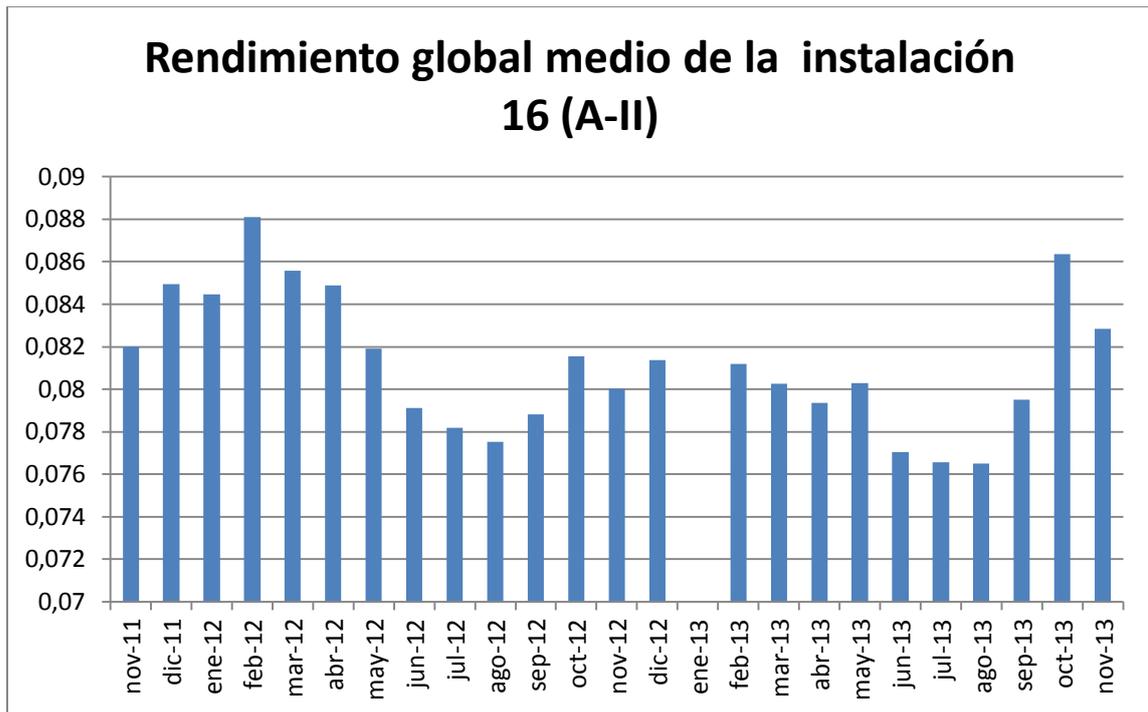


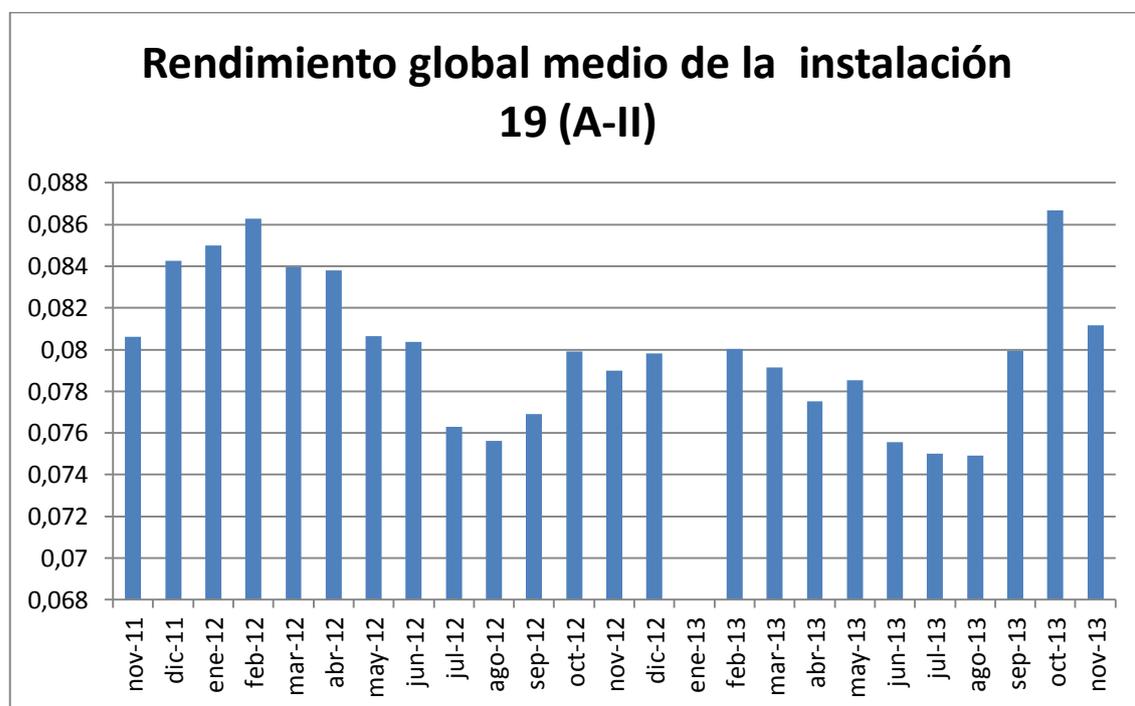
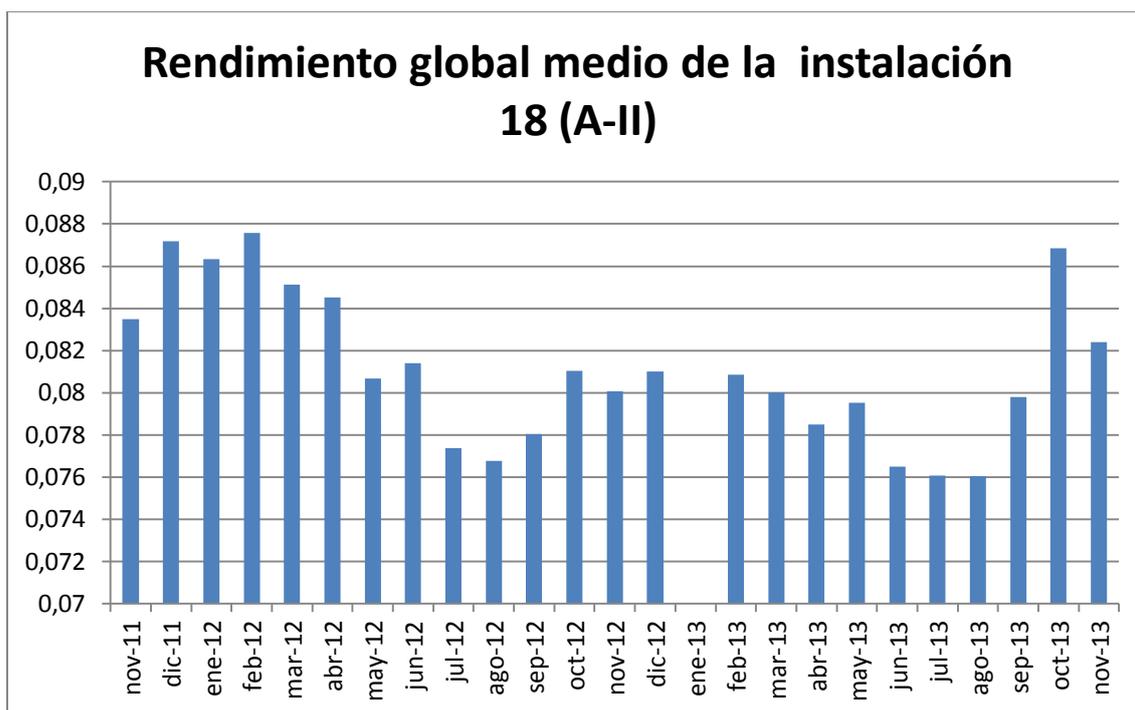


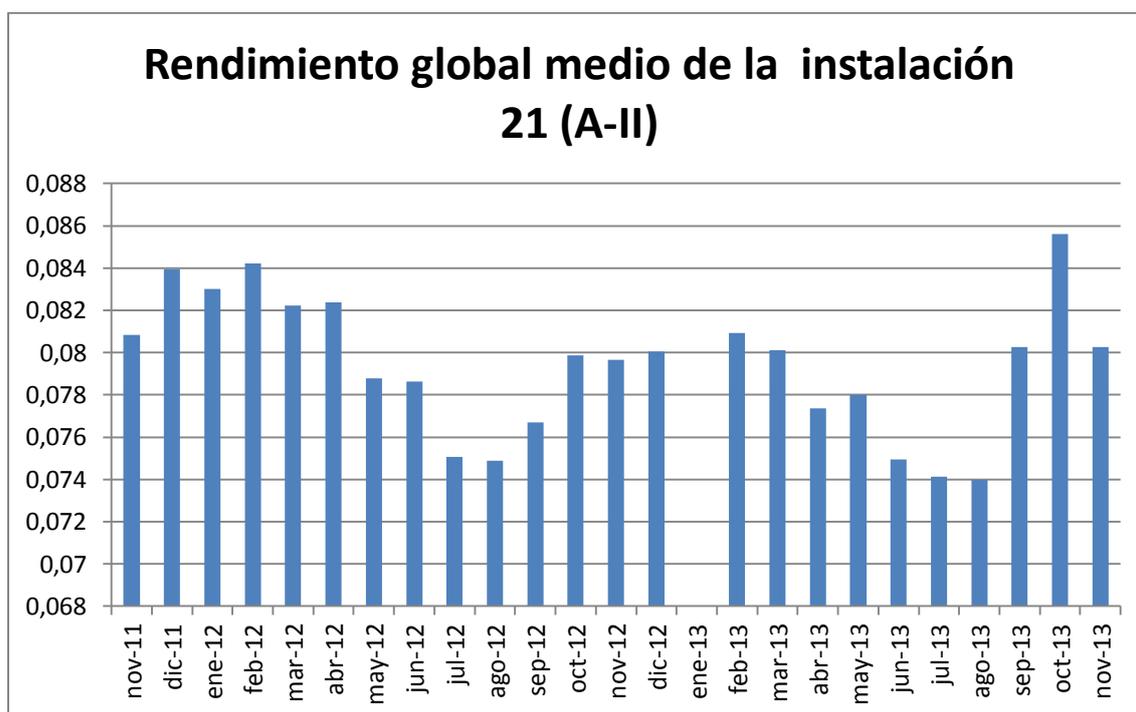
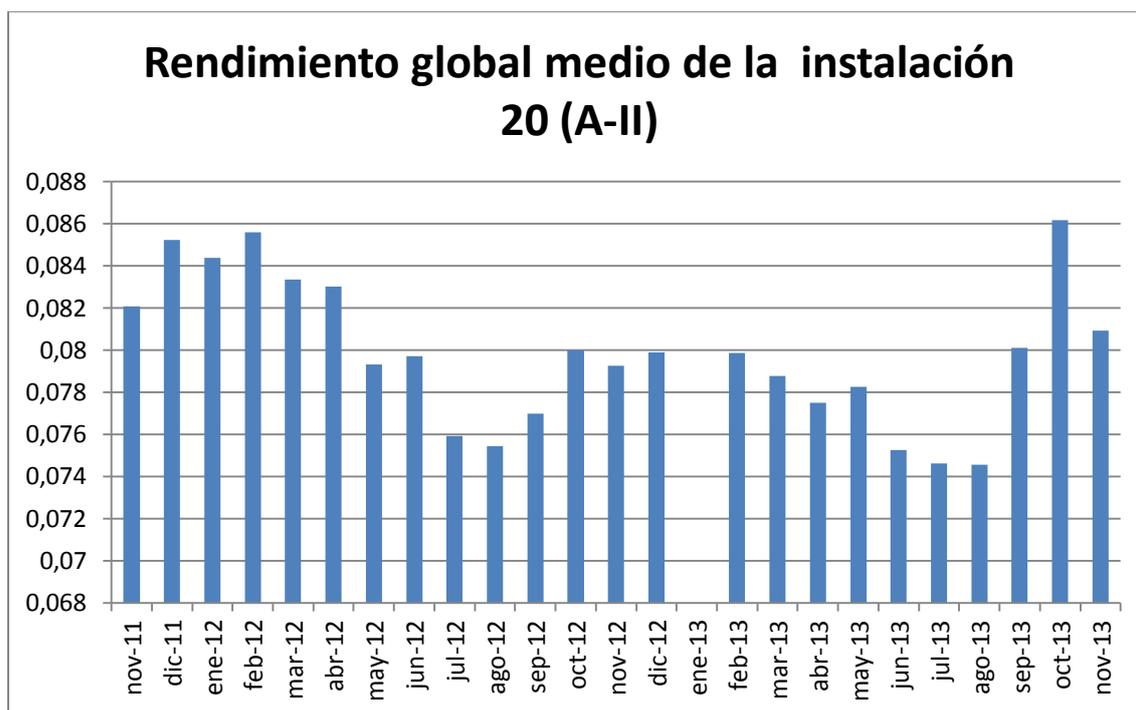


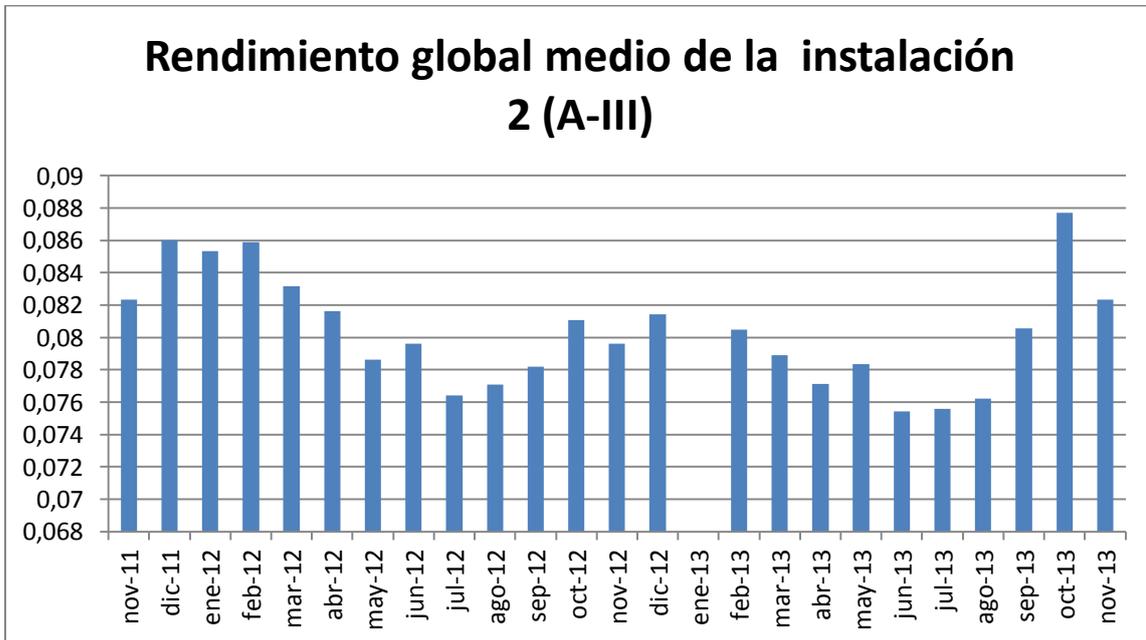
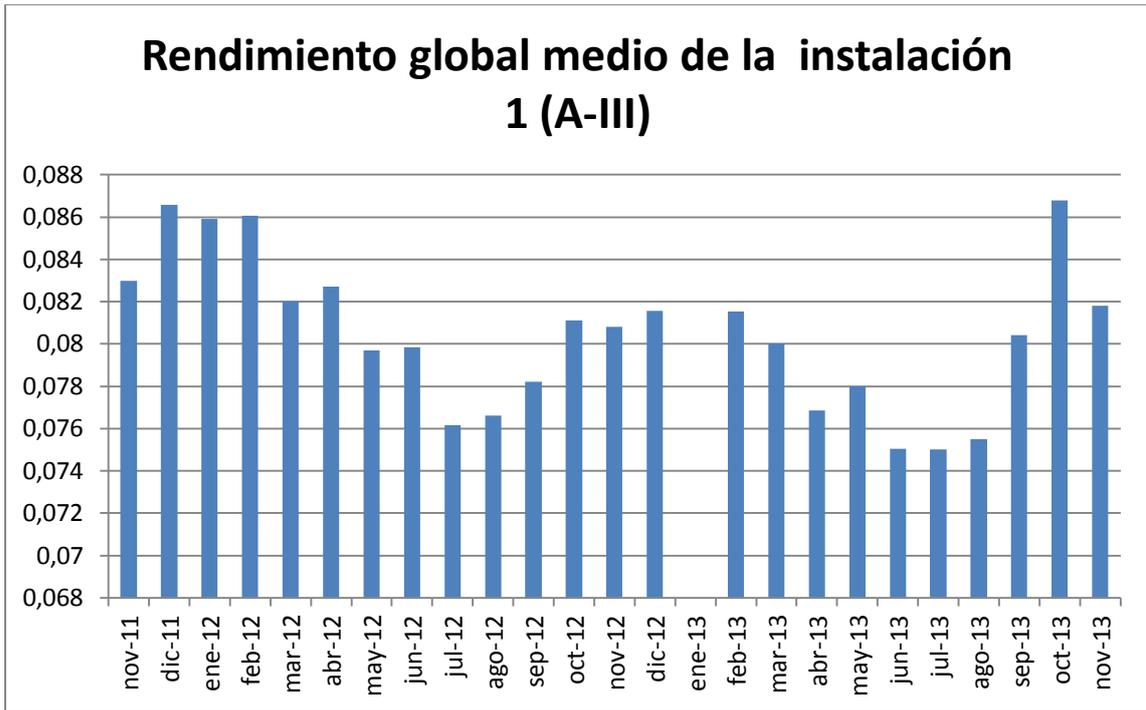


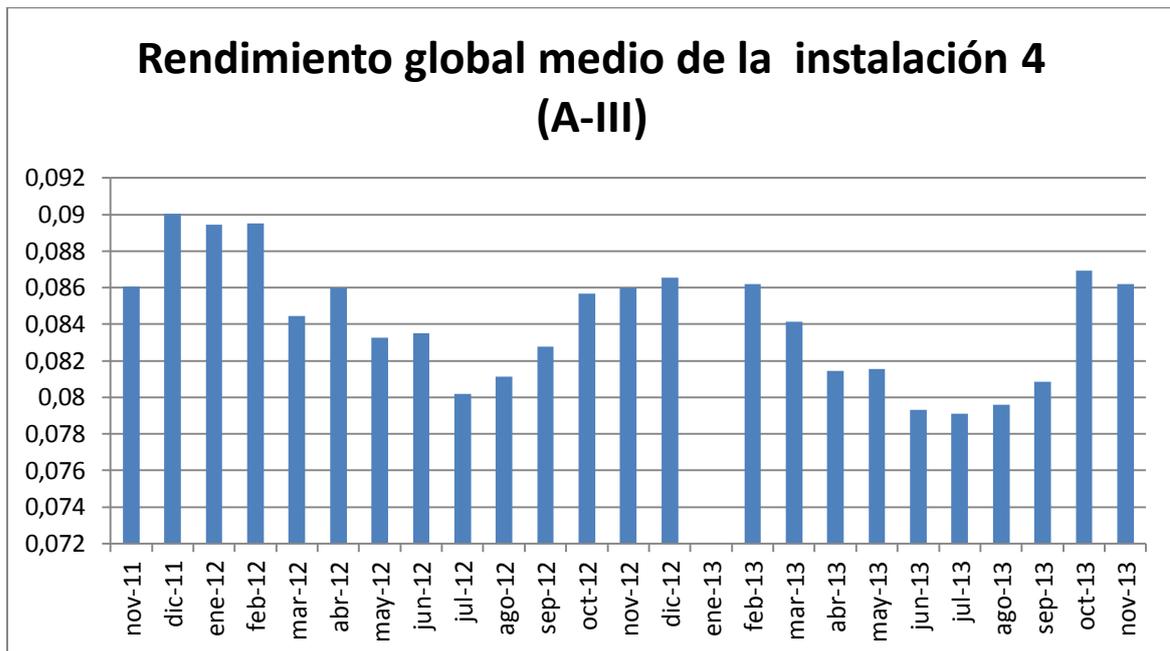
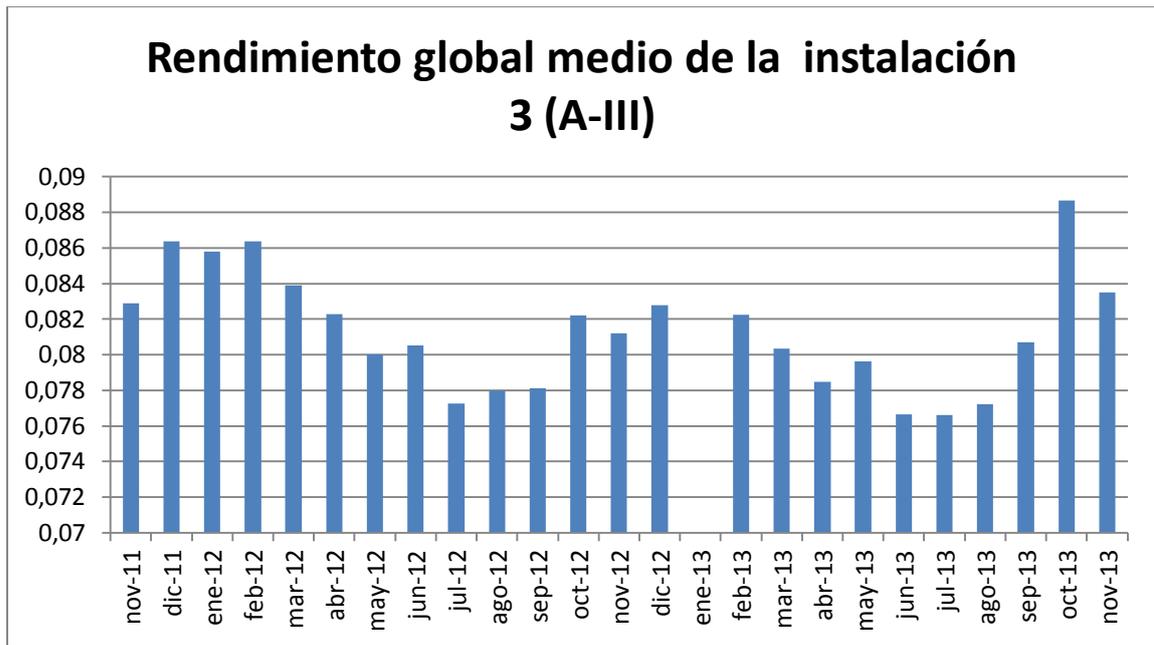


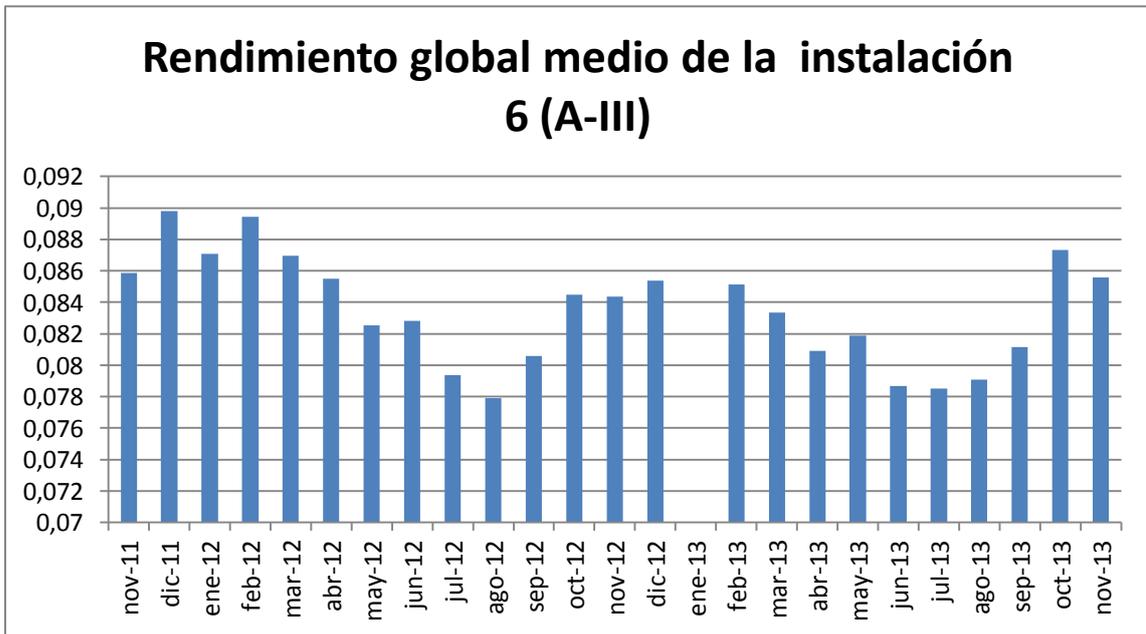
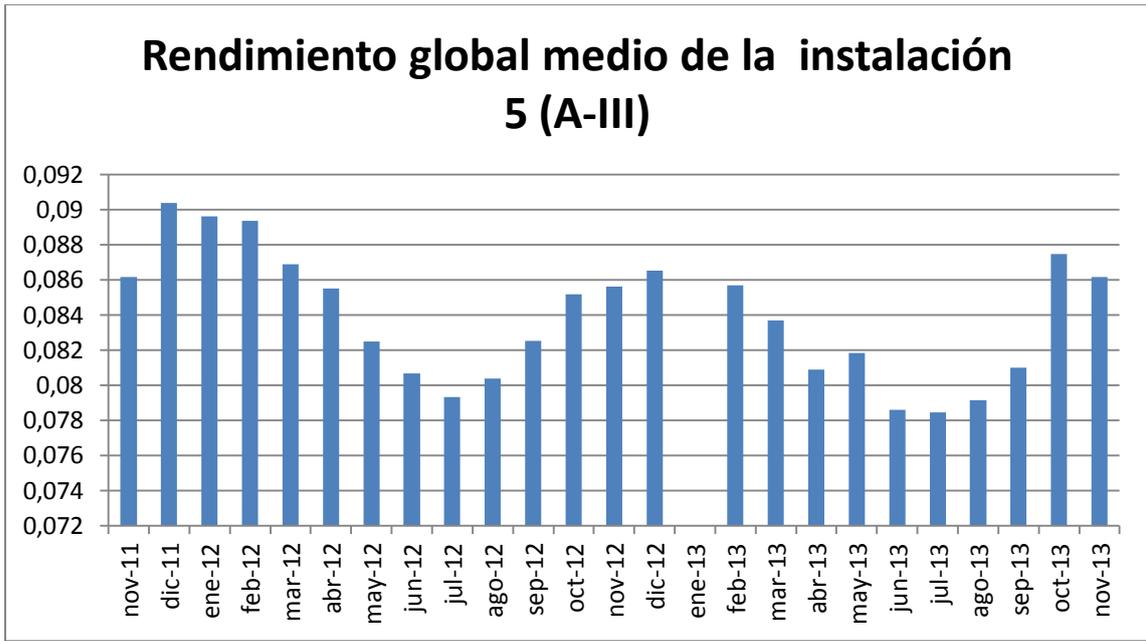


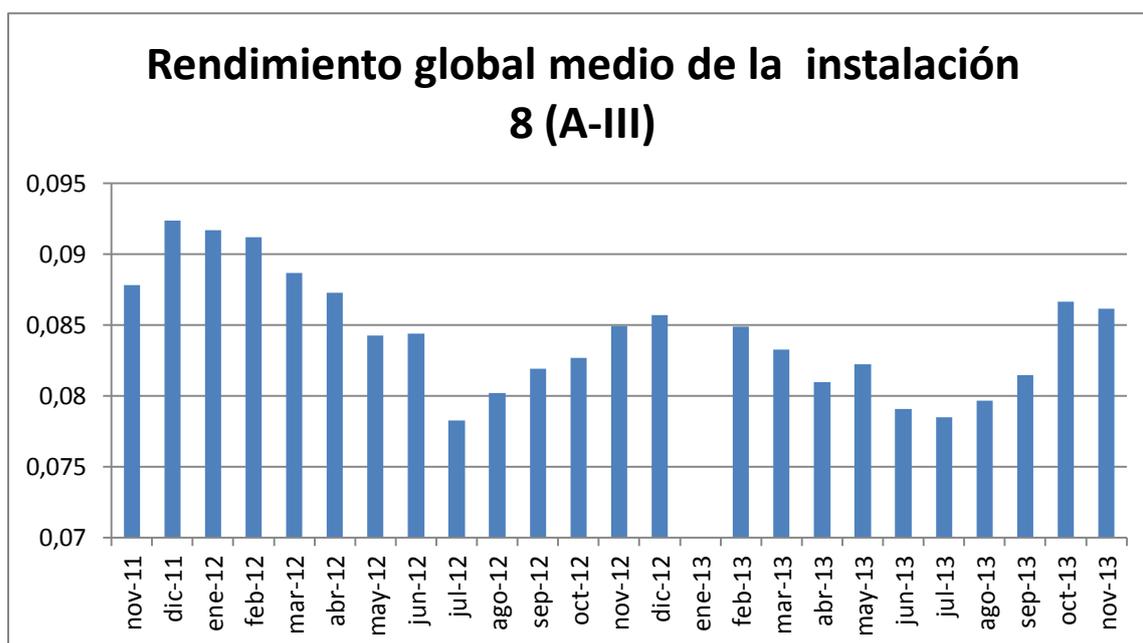
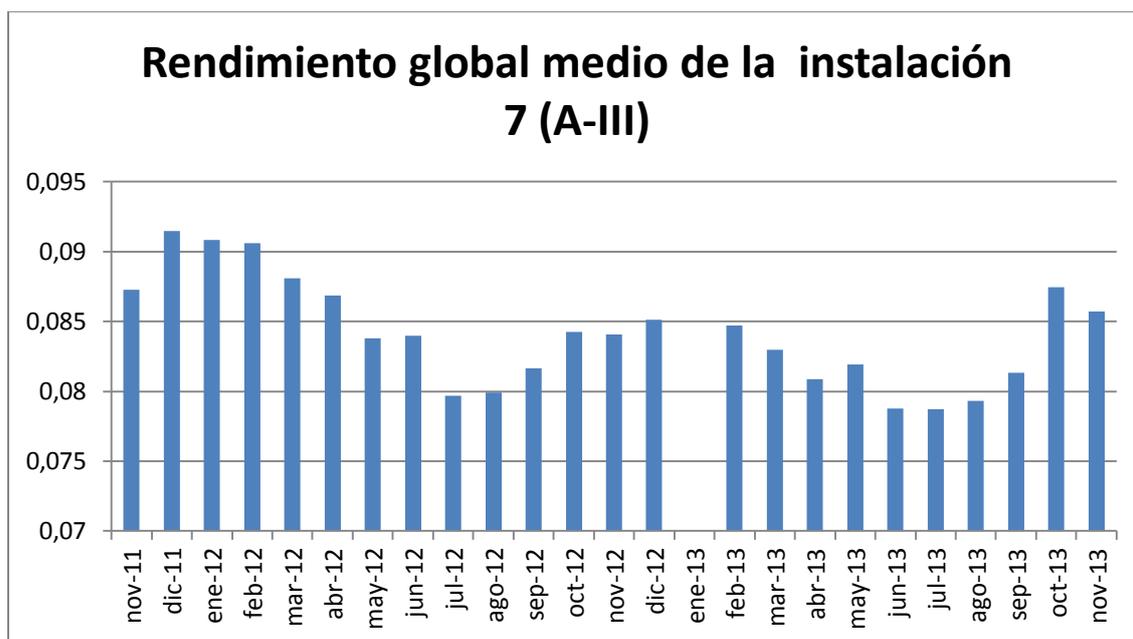


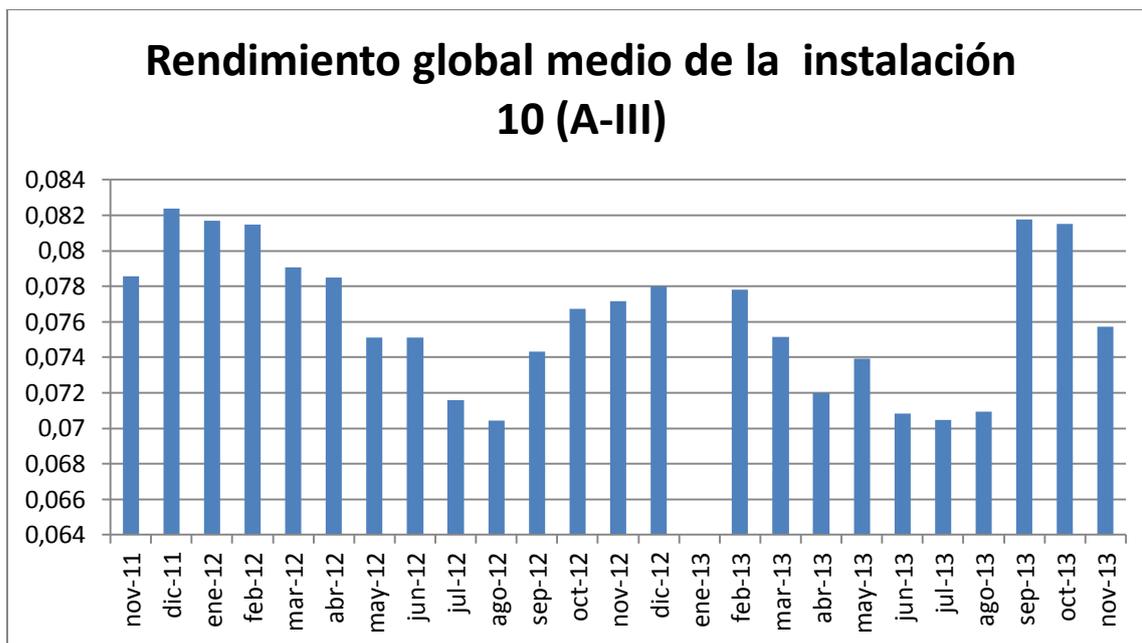
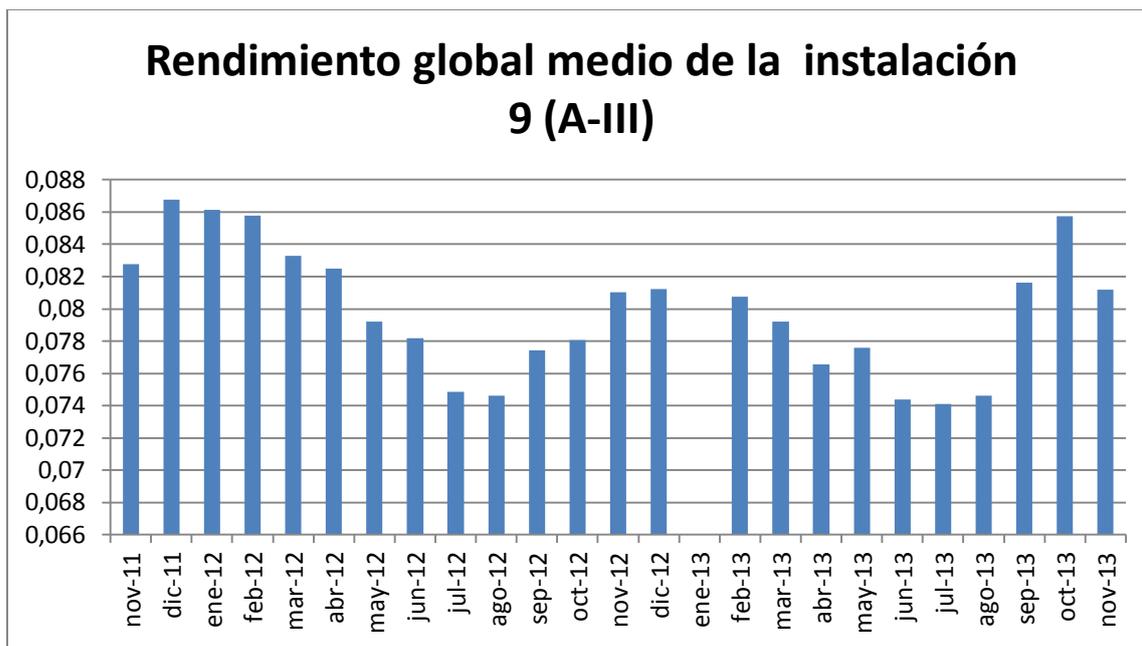


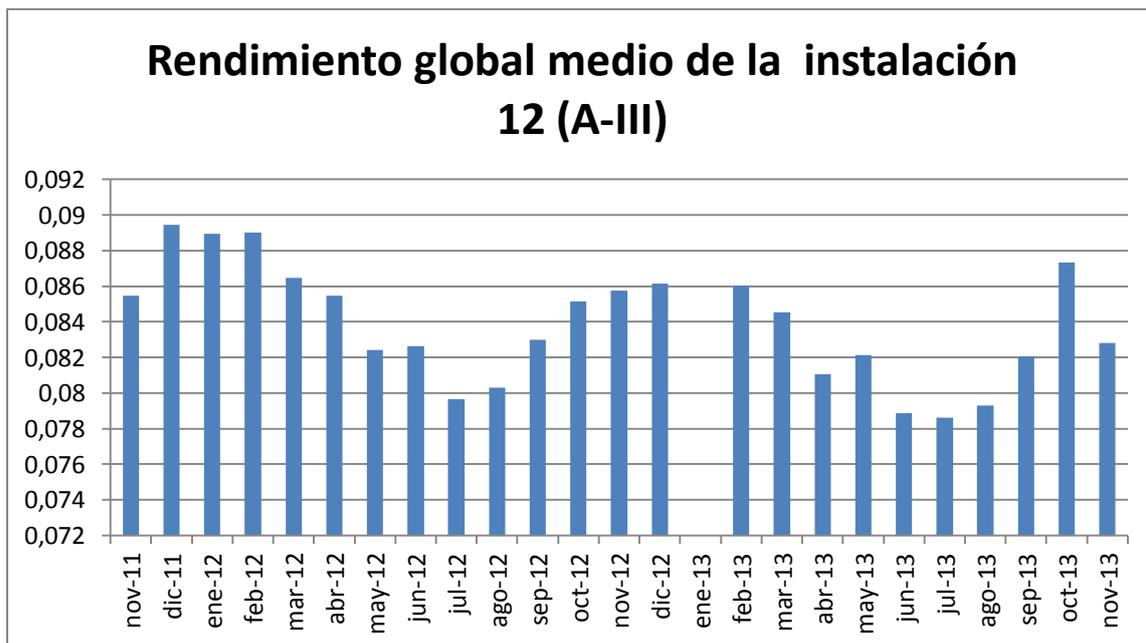
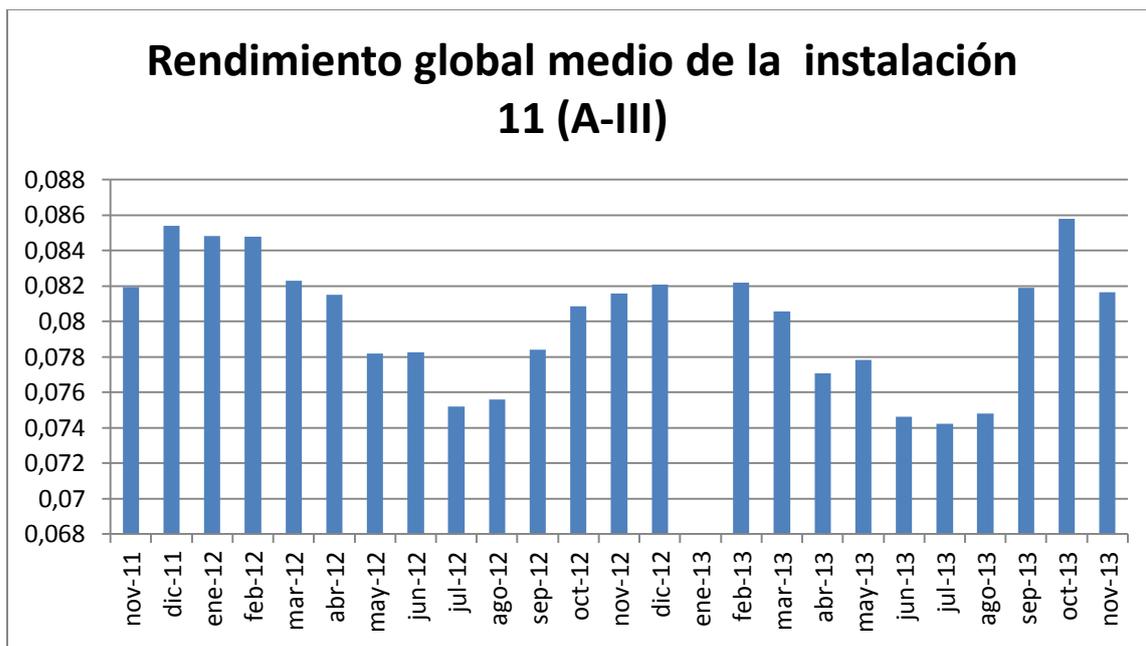


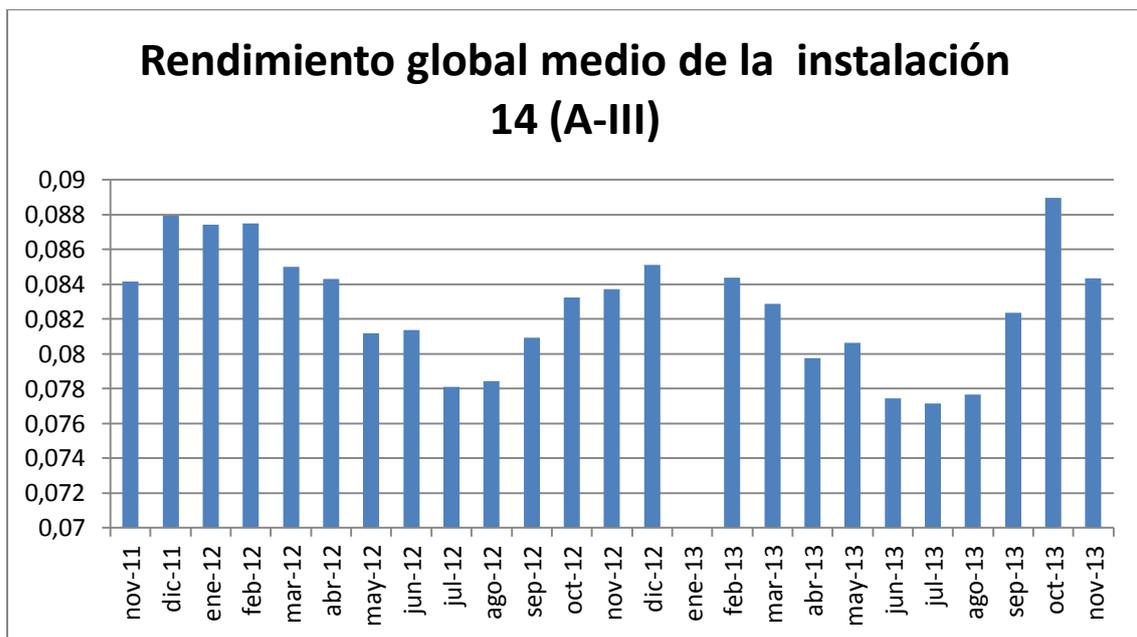
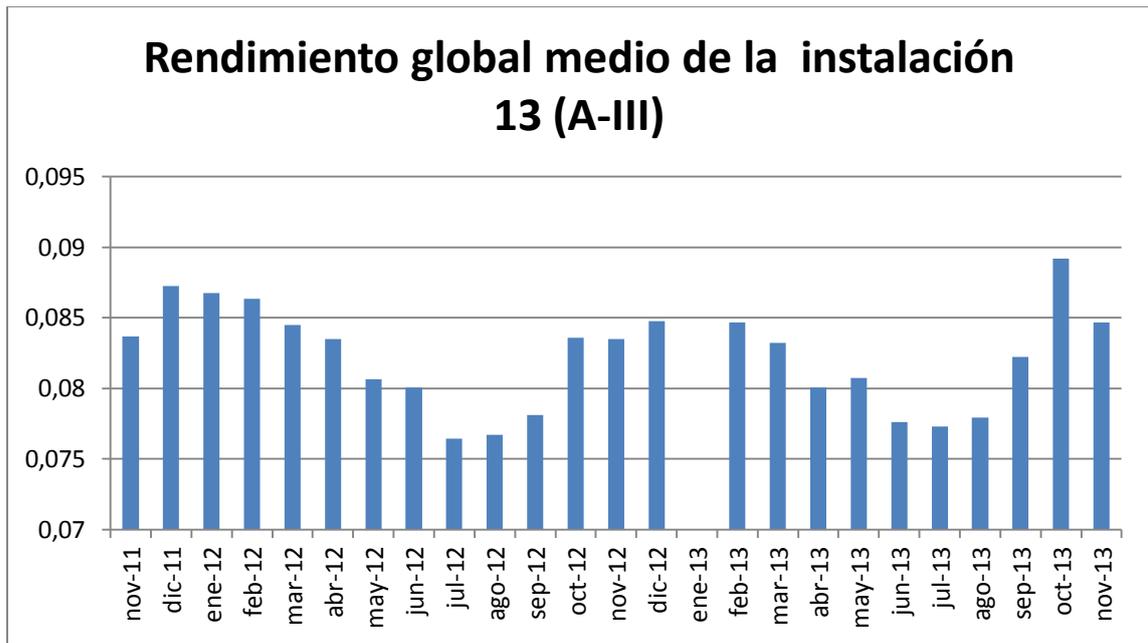


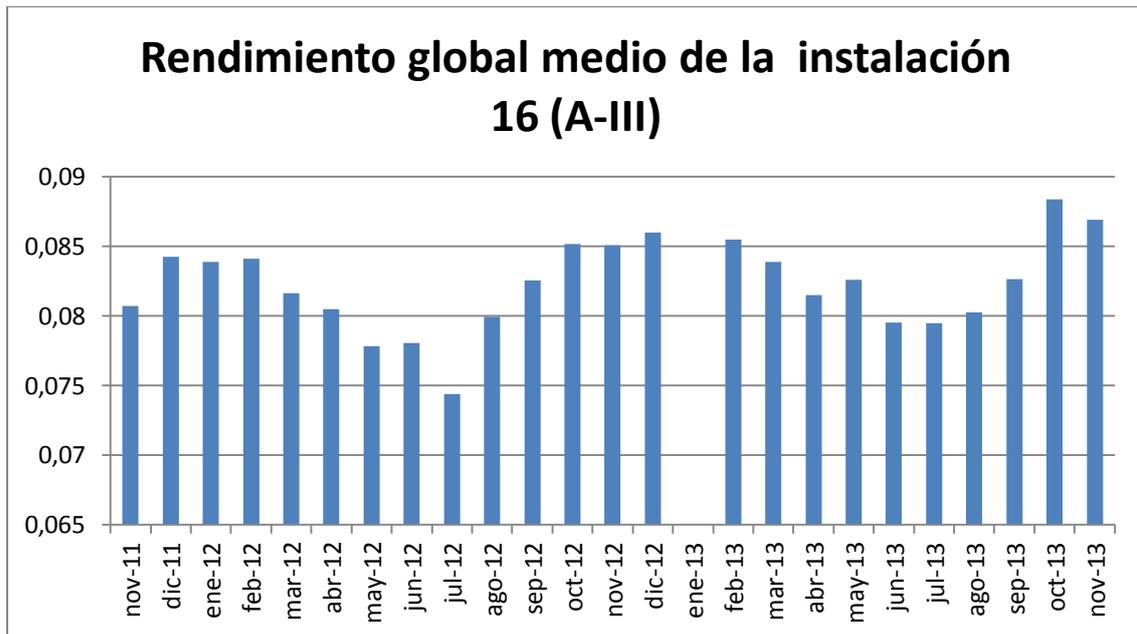
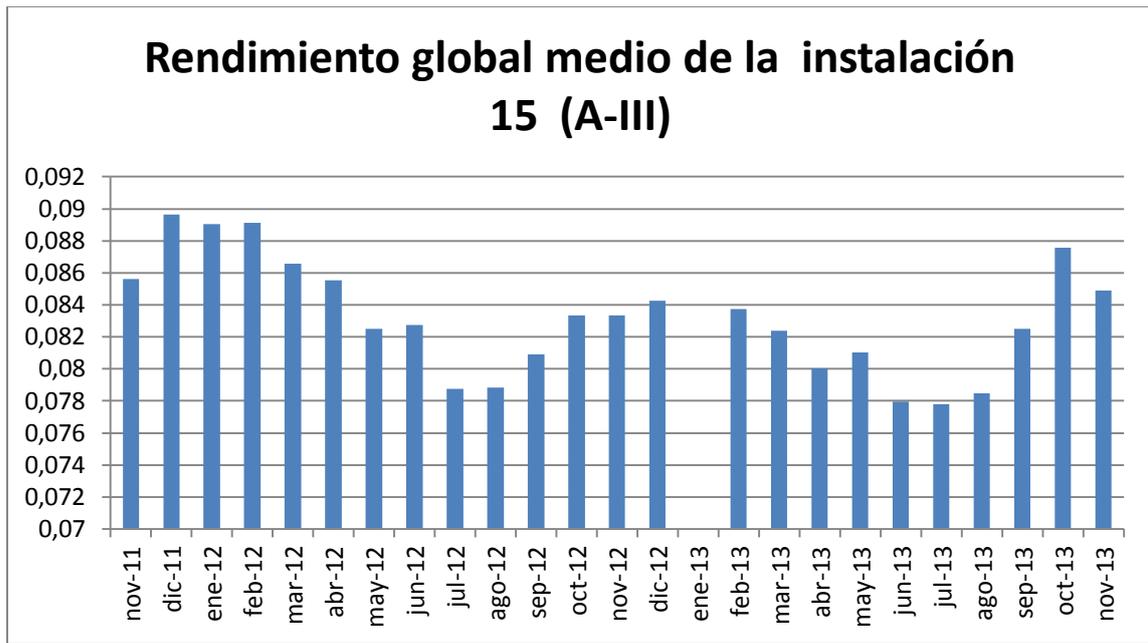


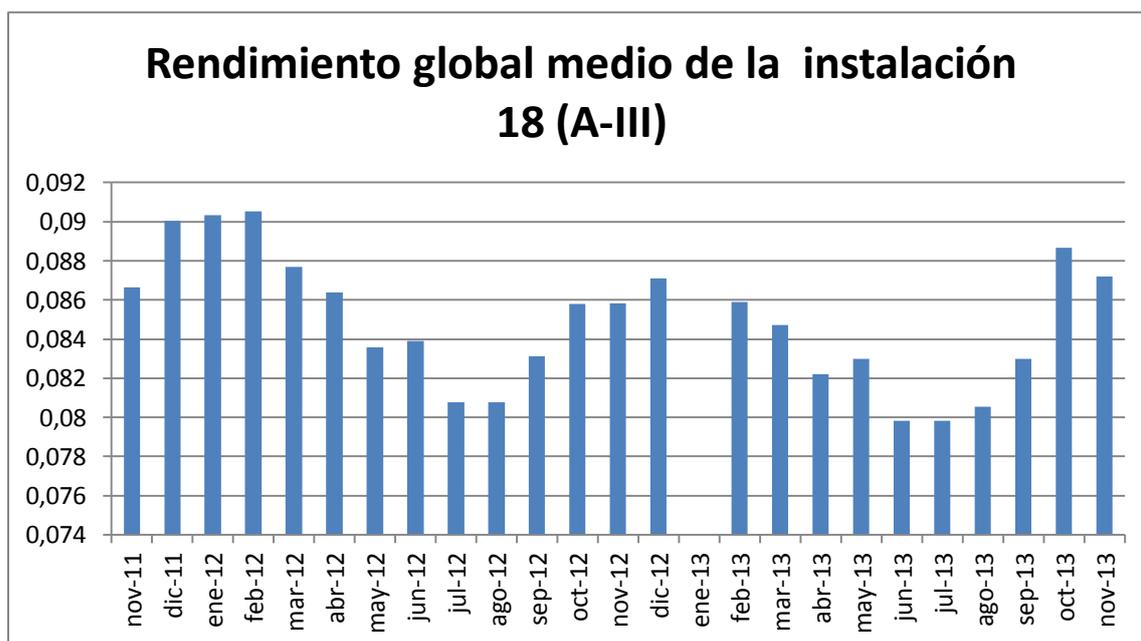
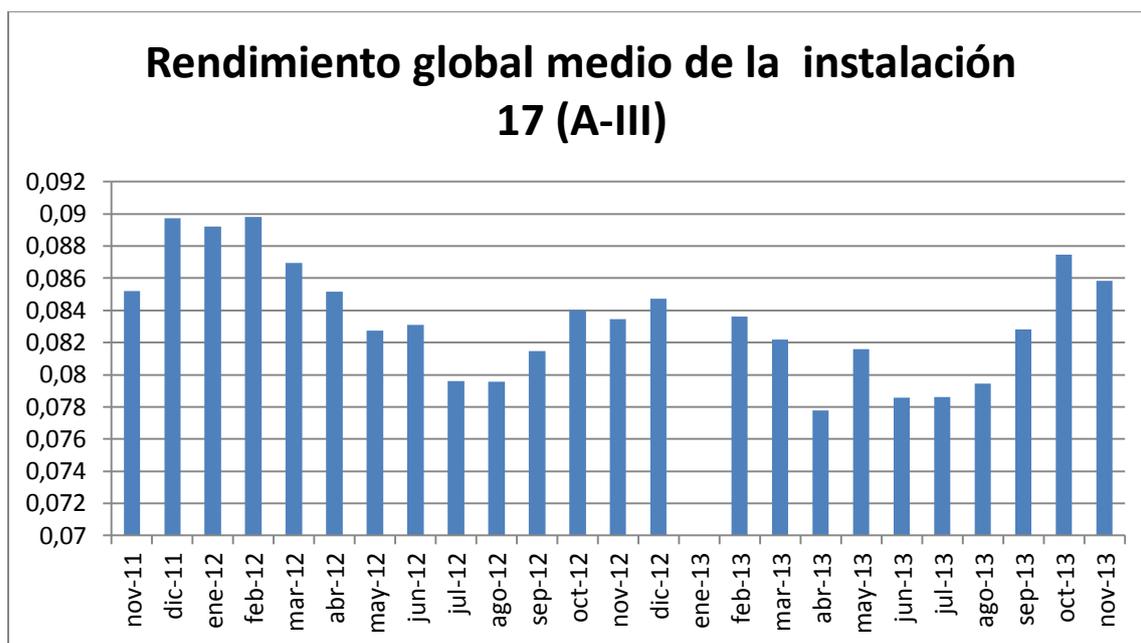


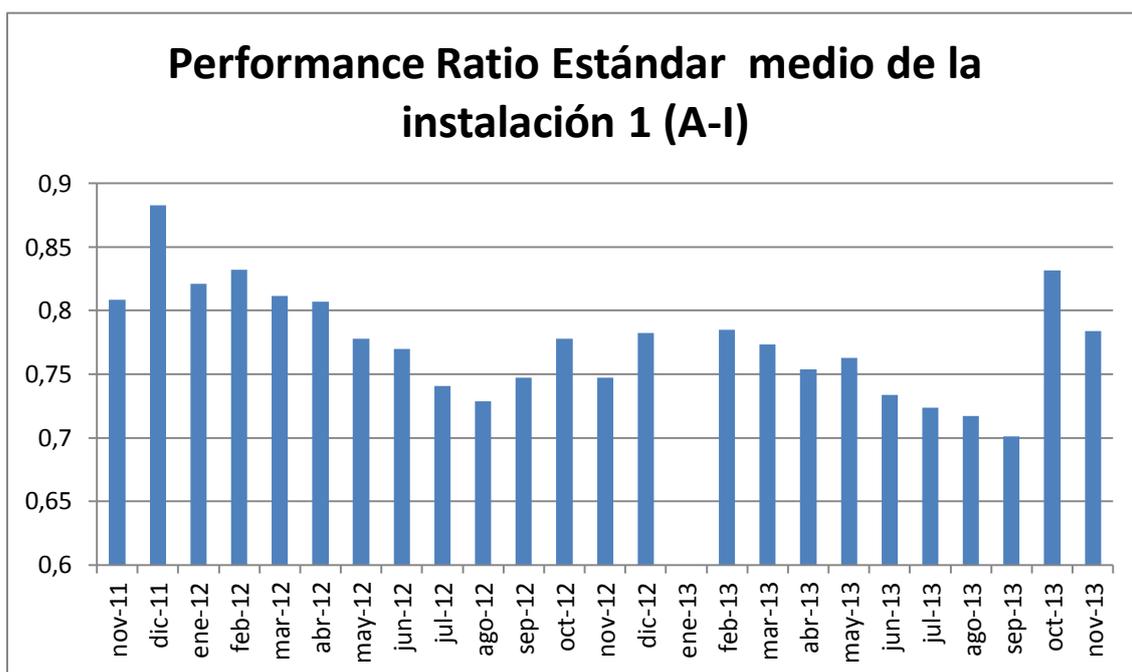
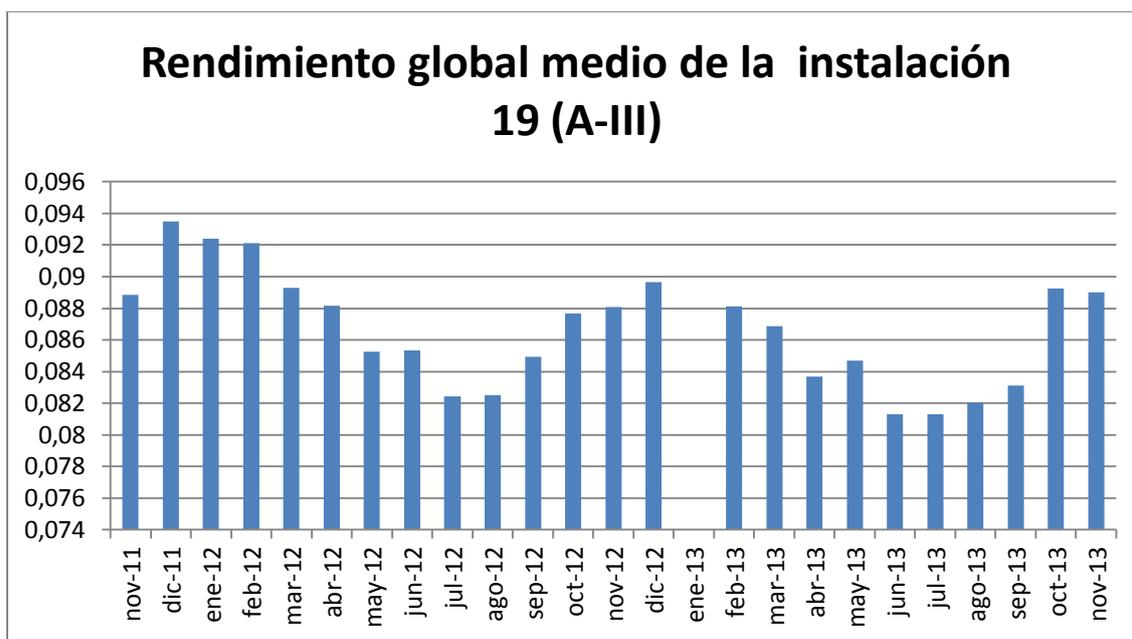


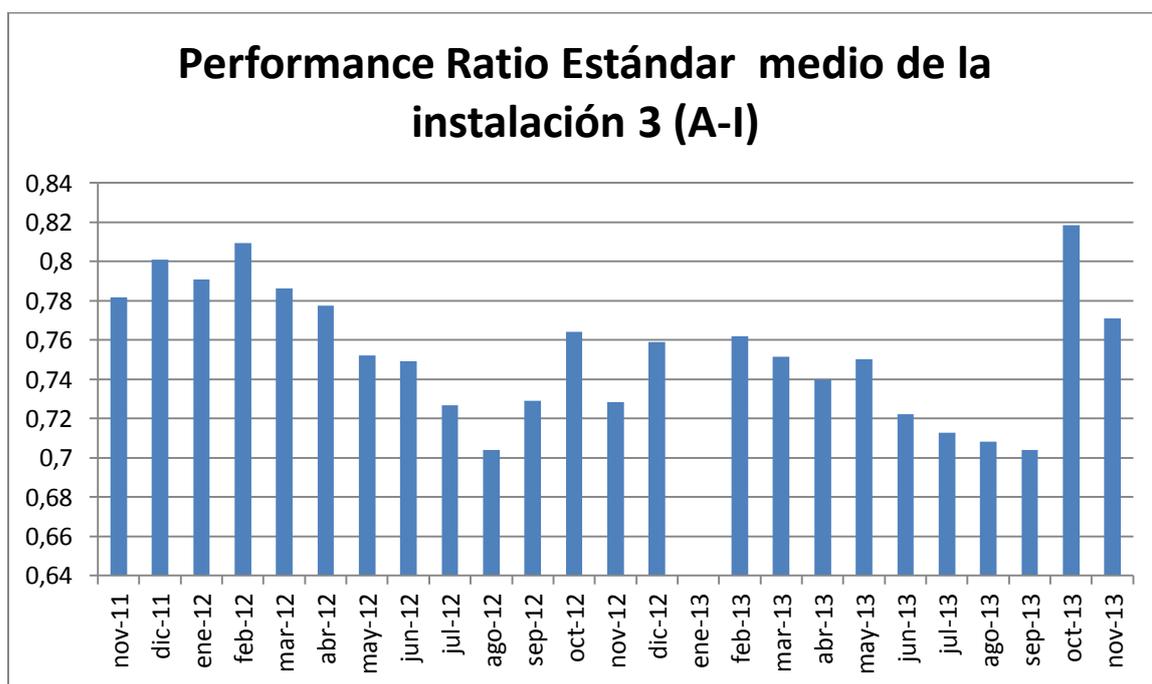
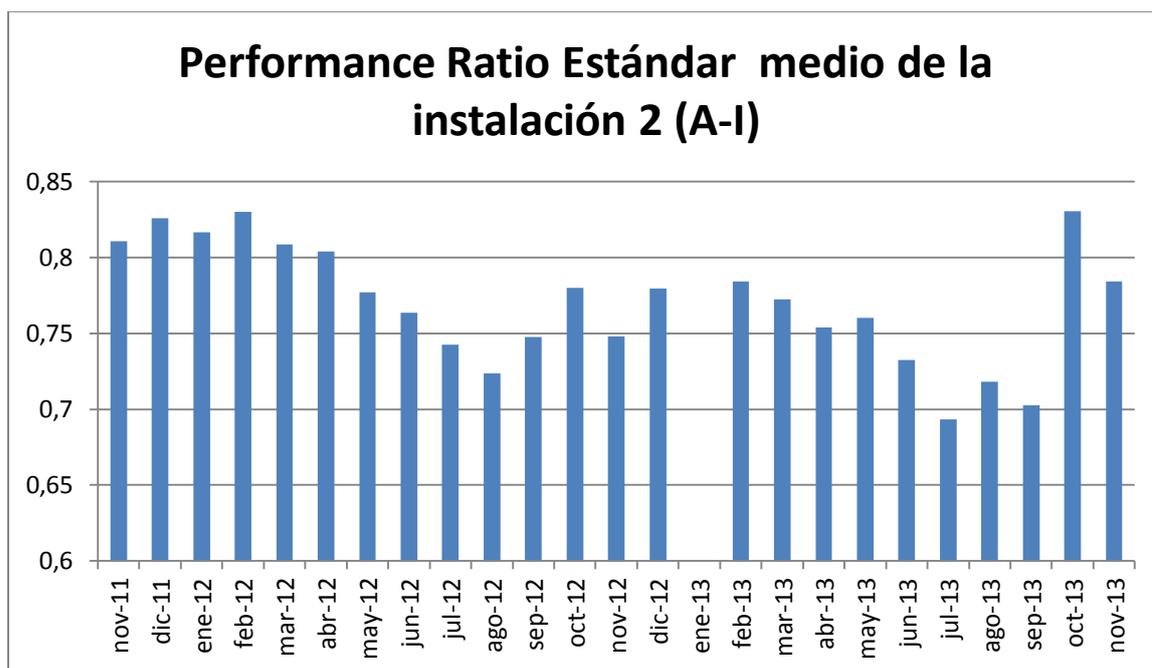


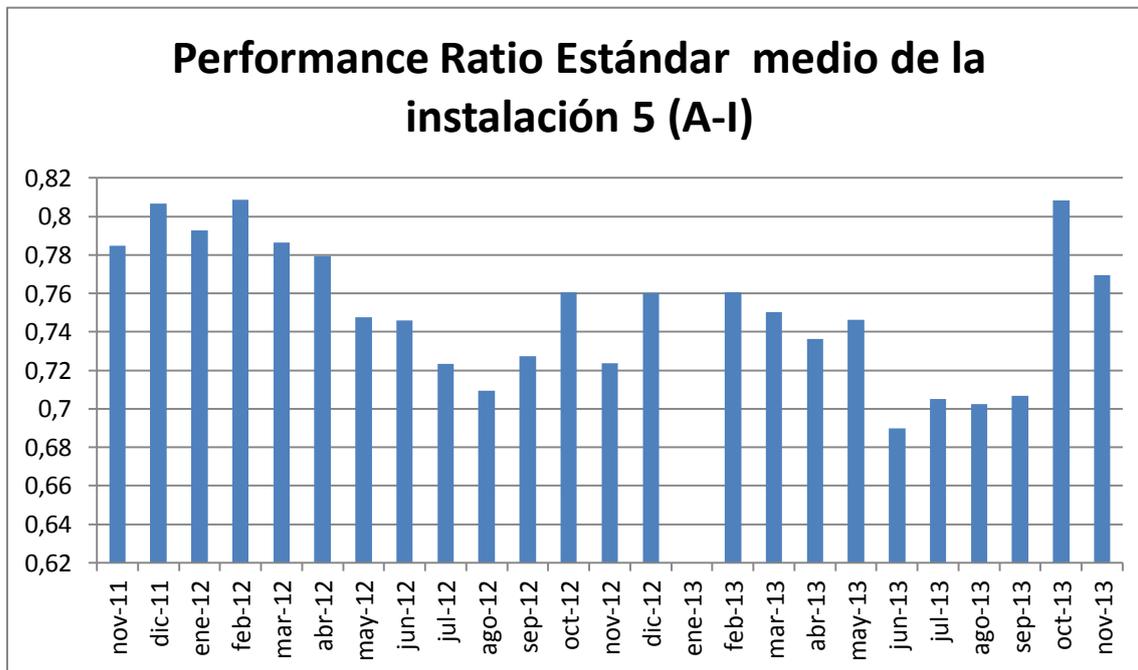
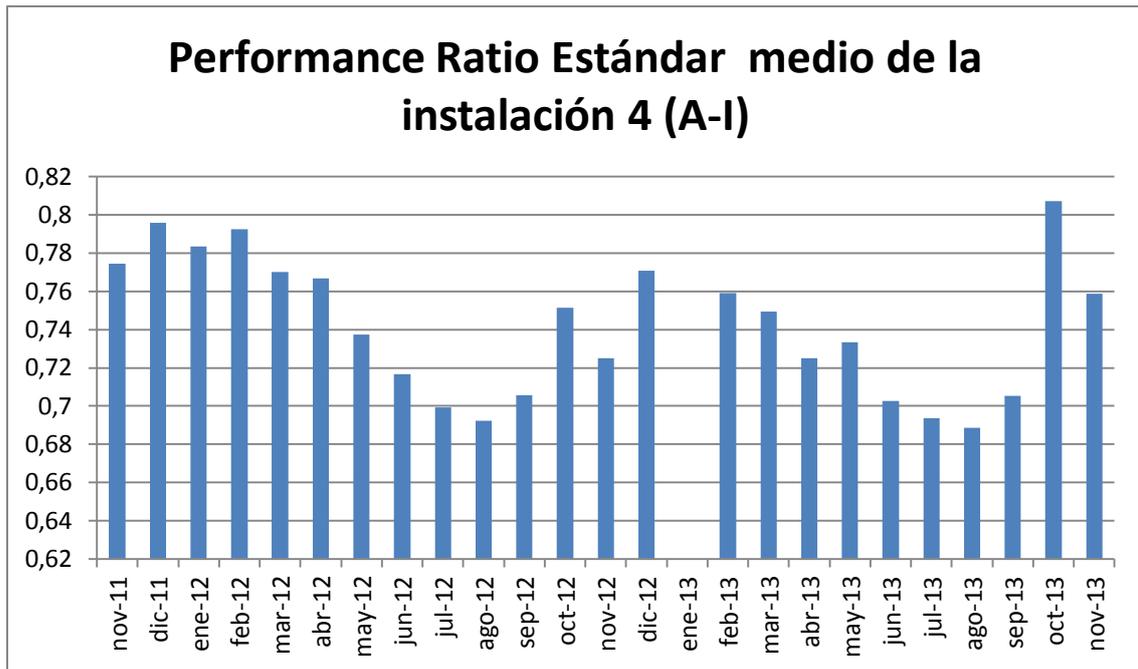


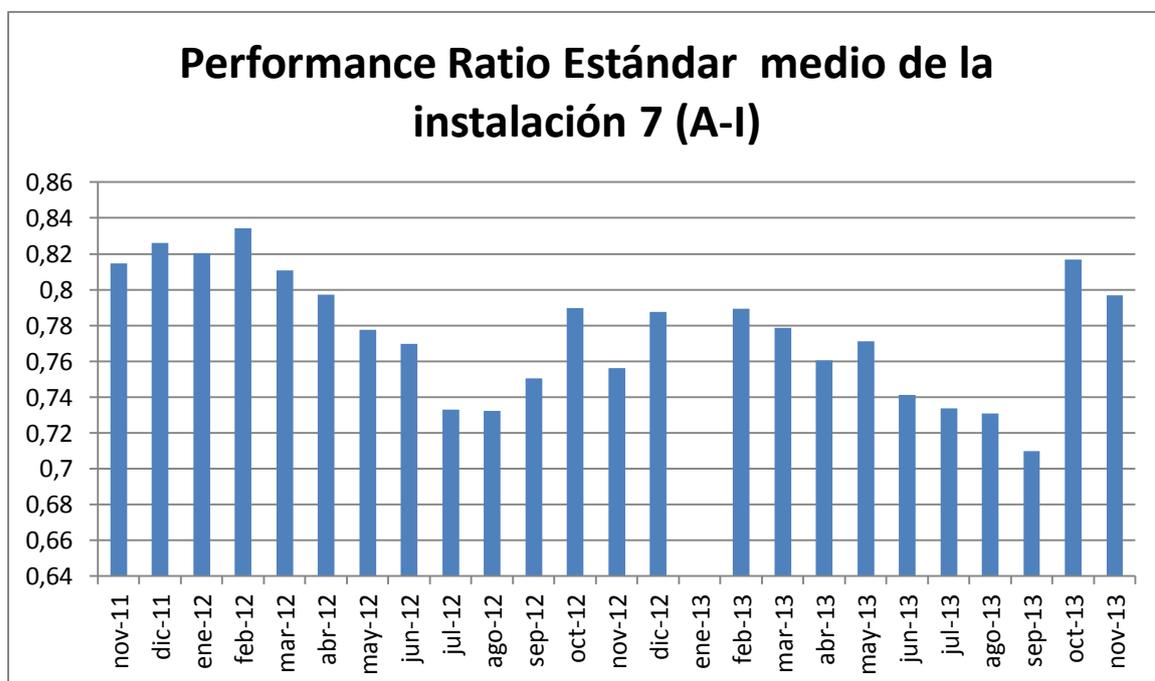
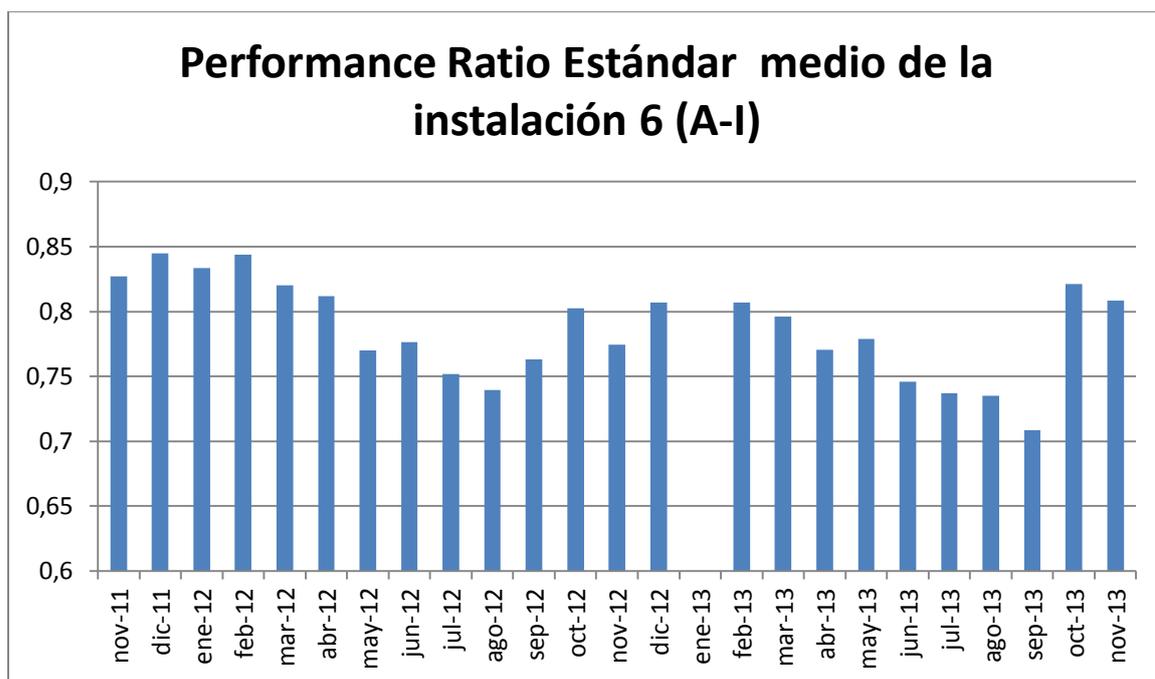




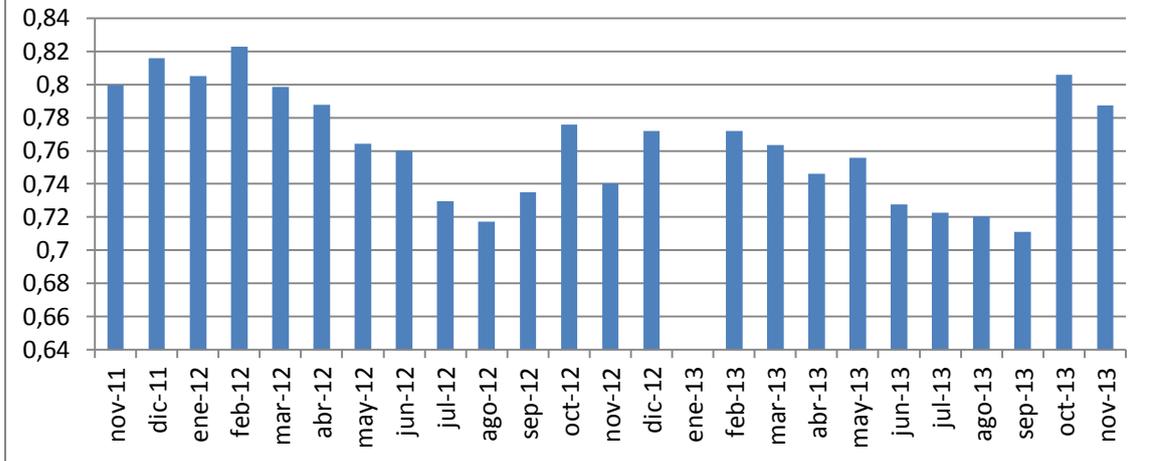




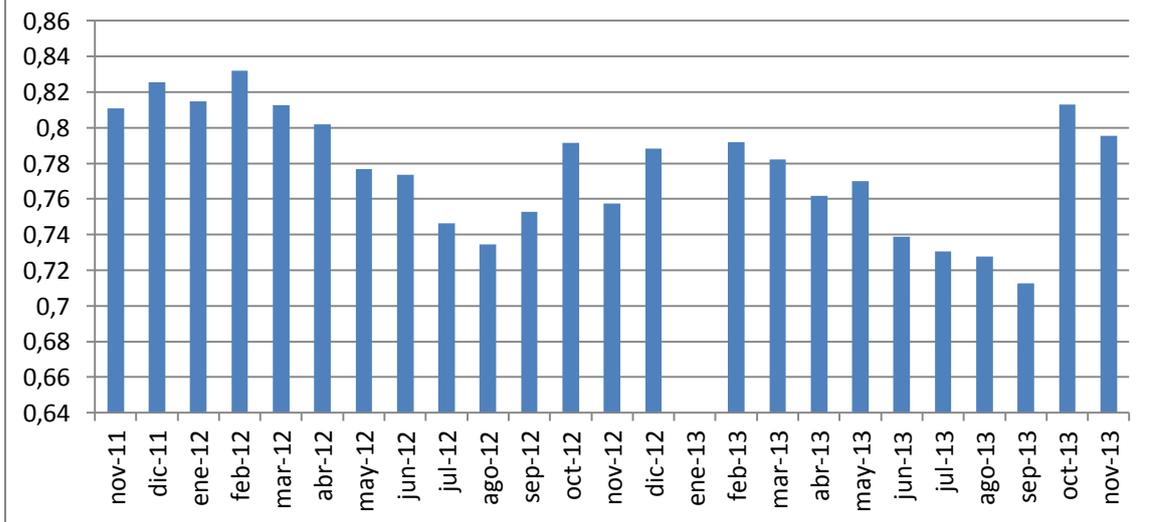


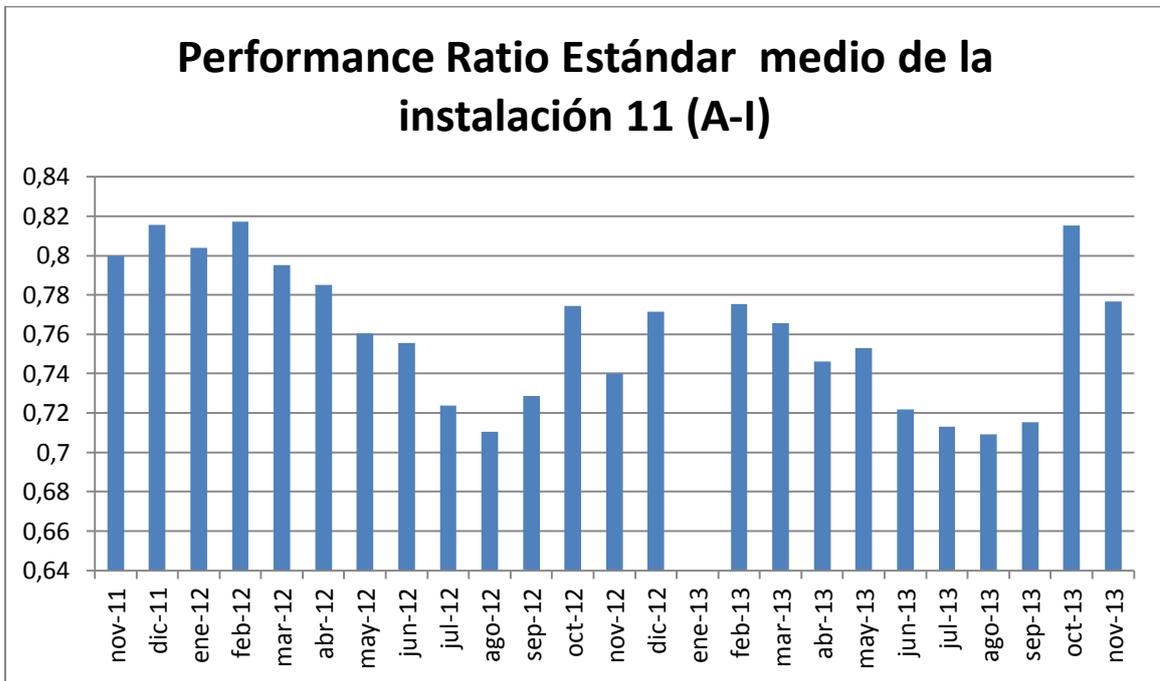
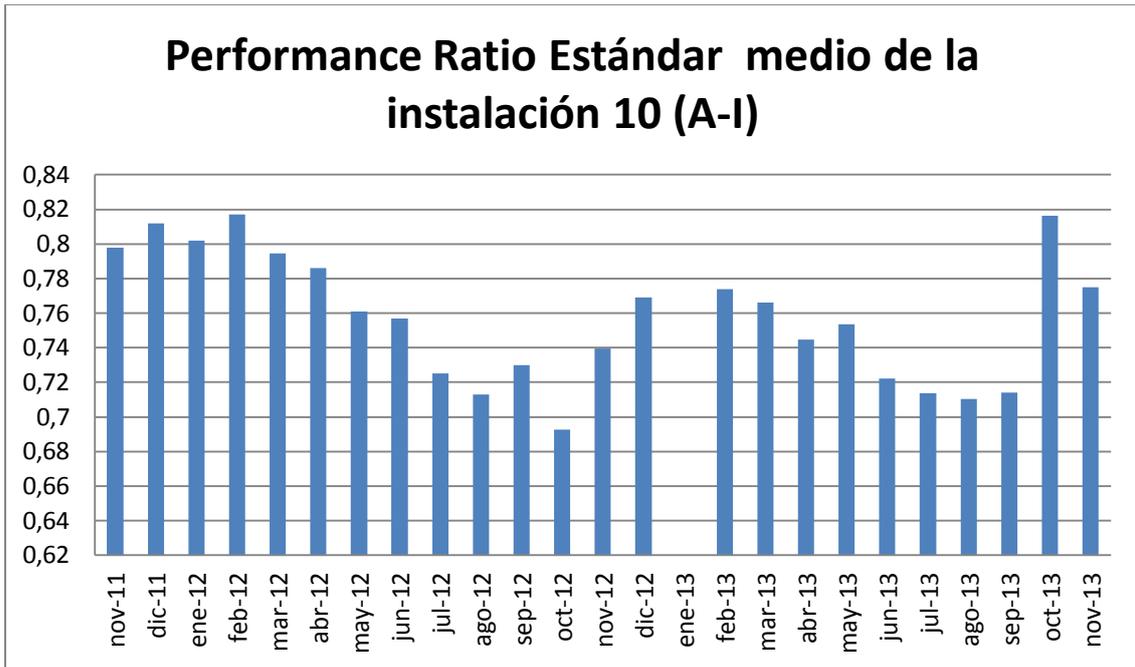


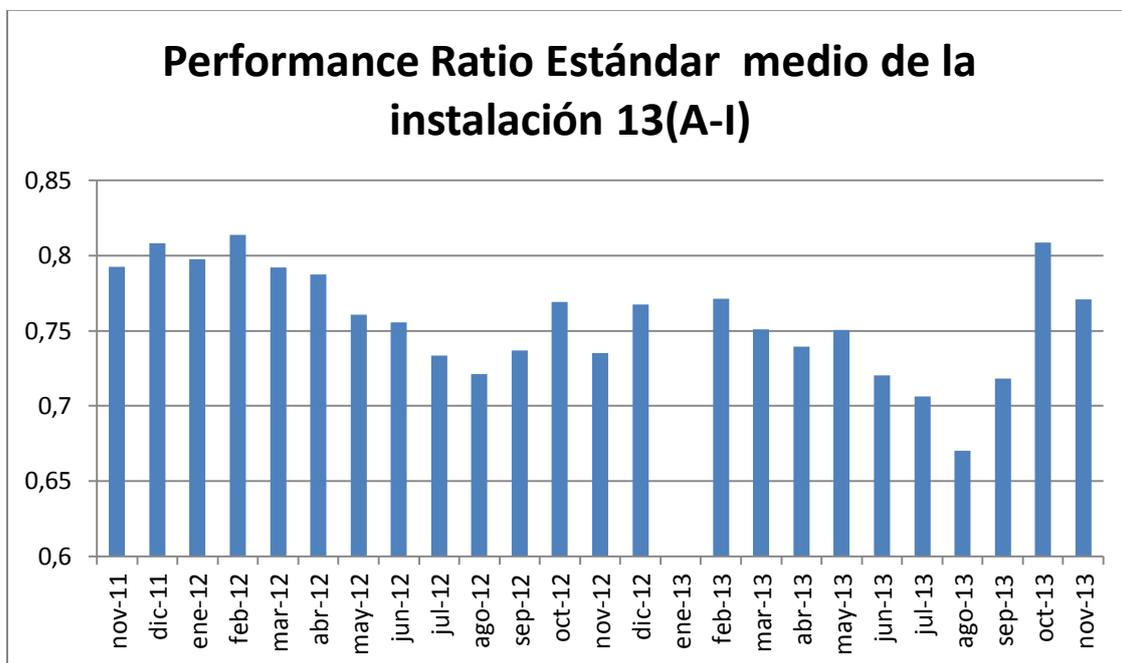
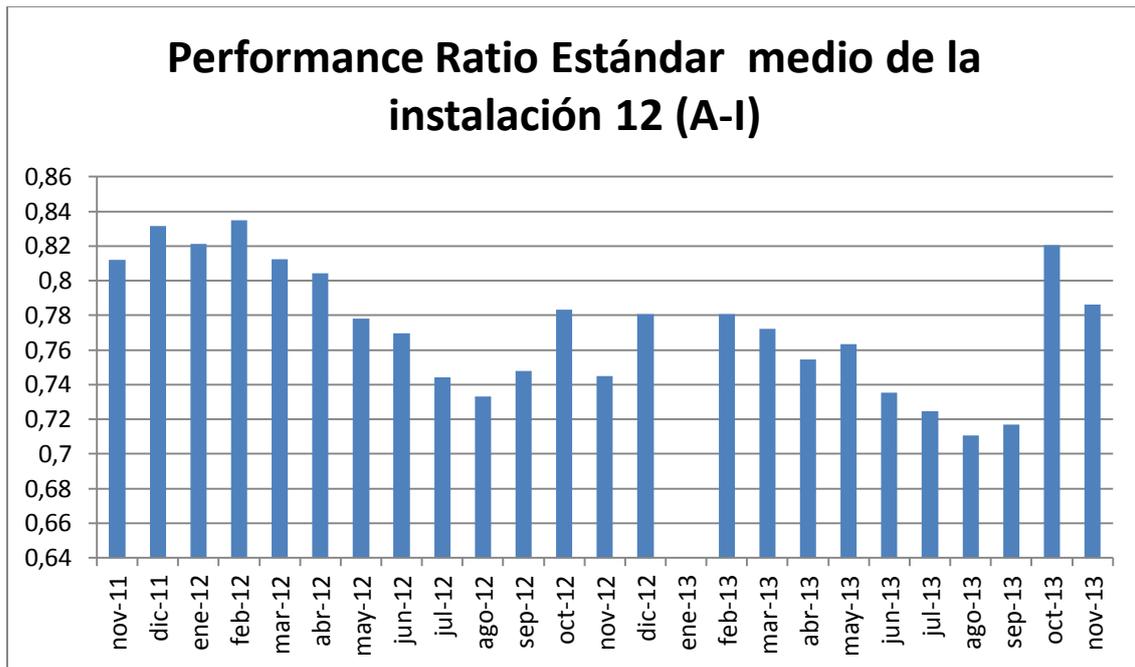
Performance Ratio Estándar medio de la instalación 8 (A-I)

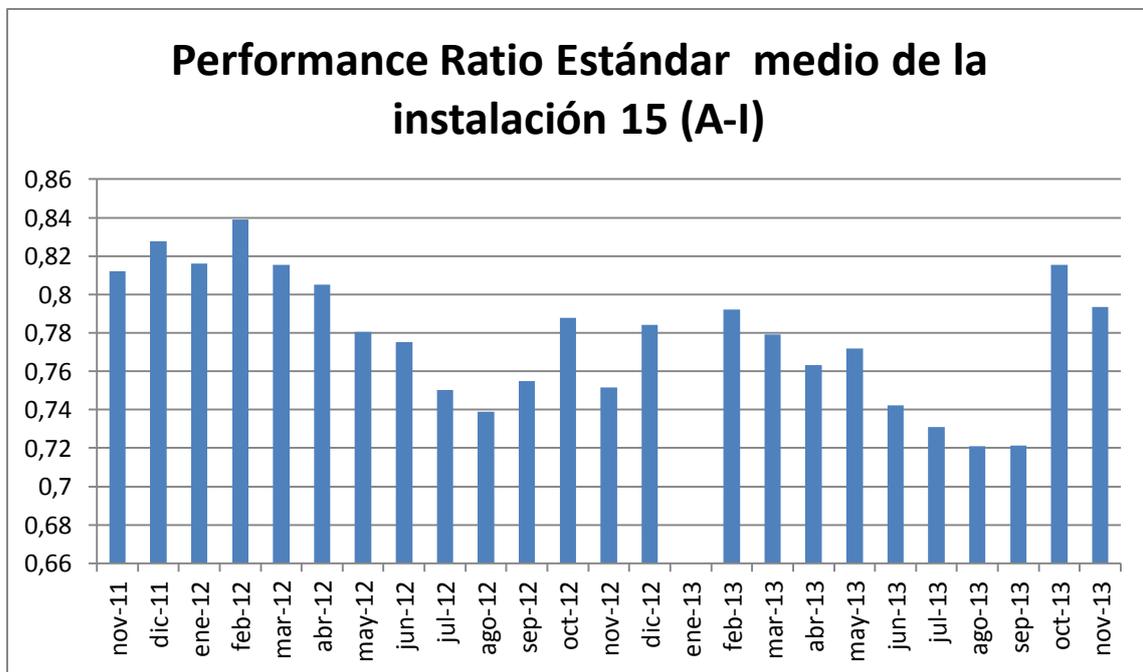
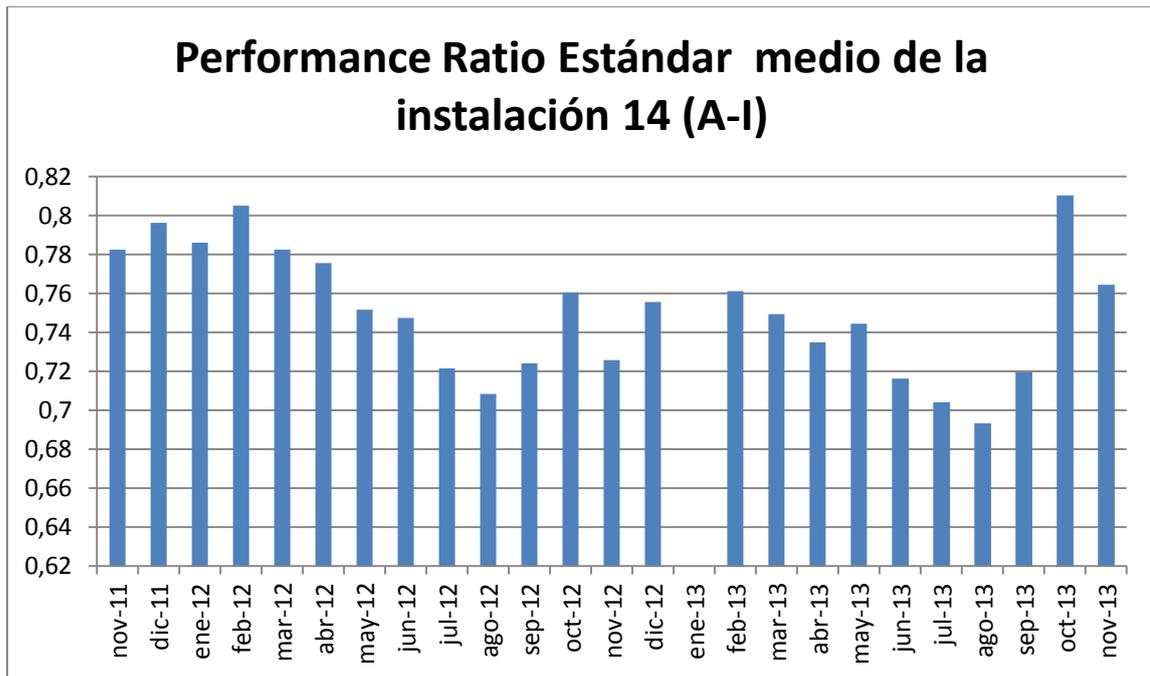


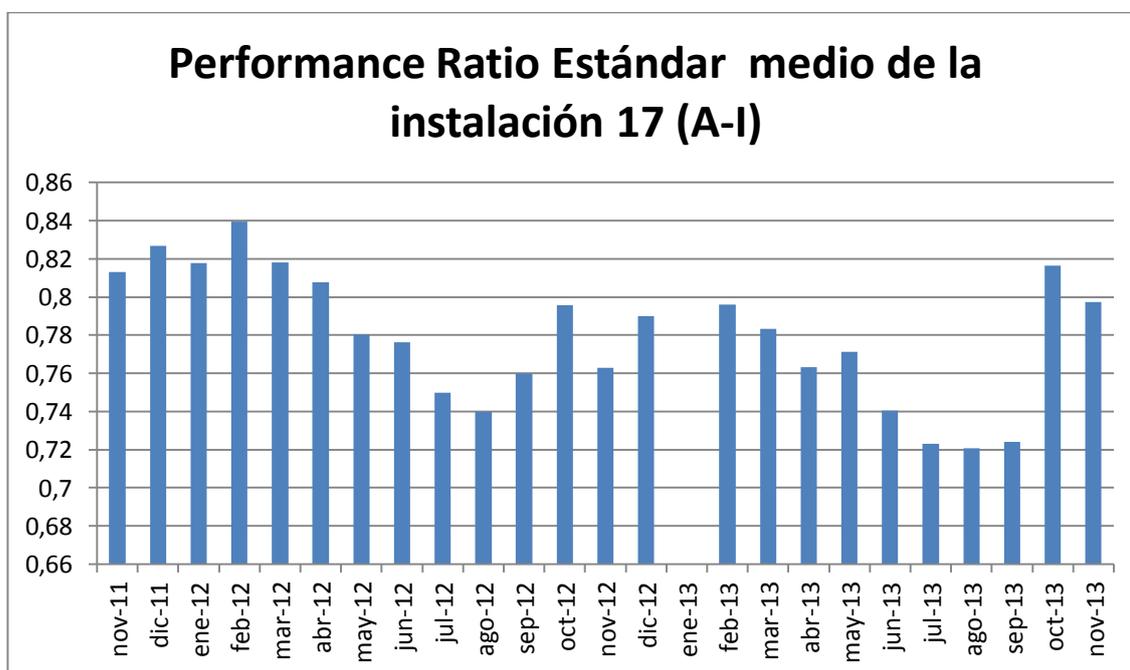
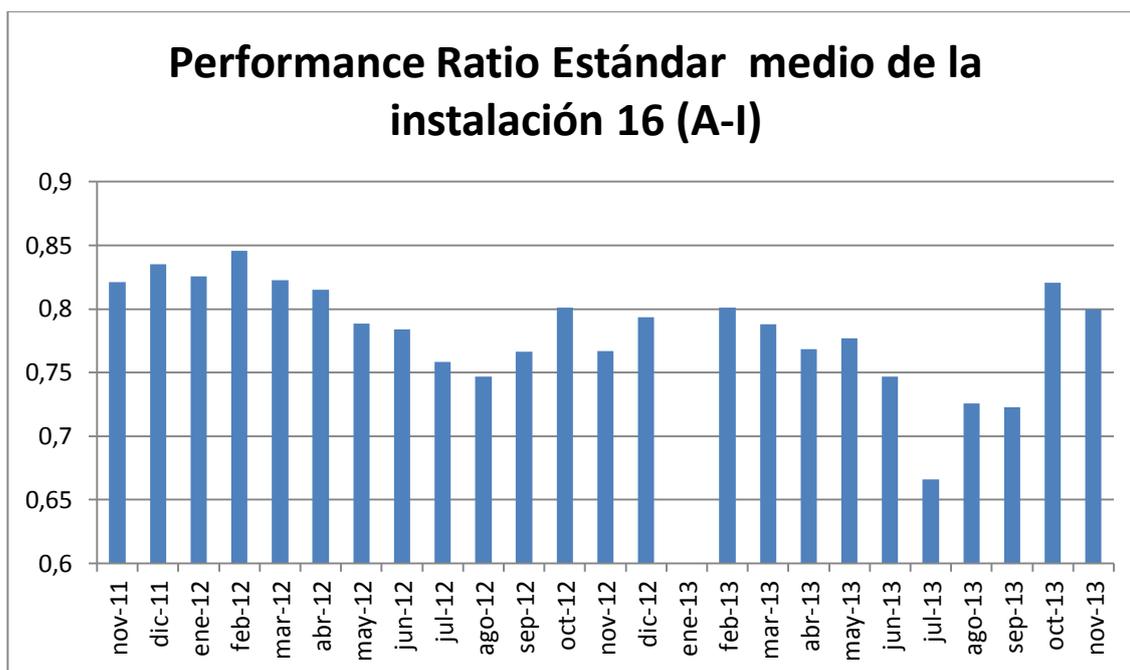
Performance Ratio Estándar medio de la instalación 9 (A-I)

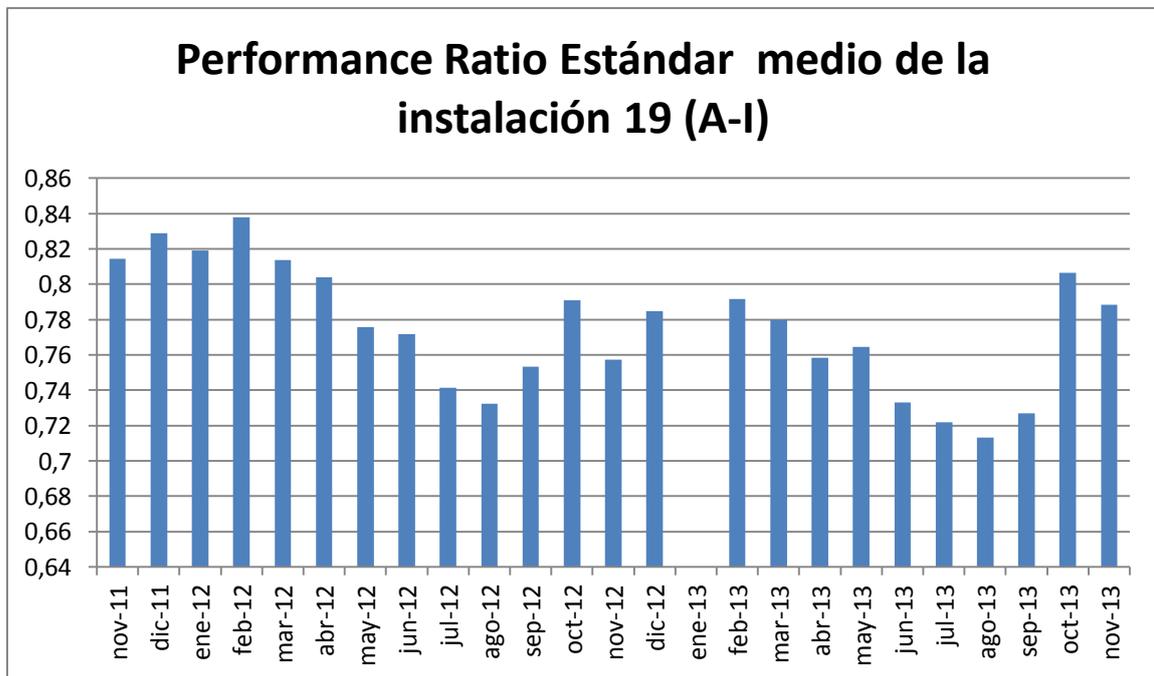
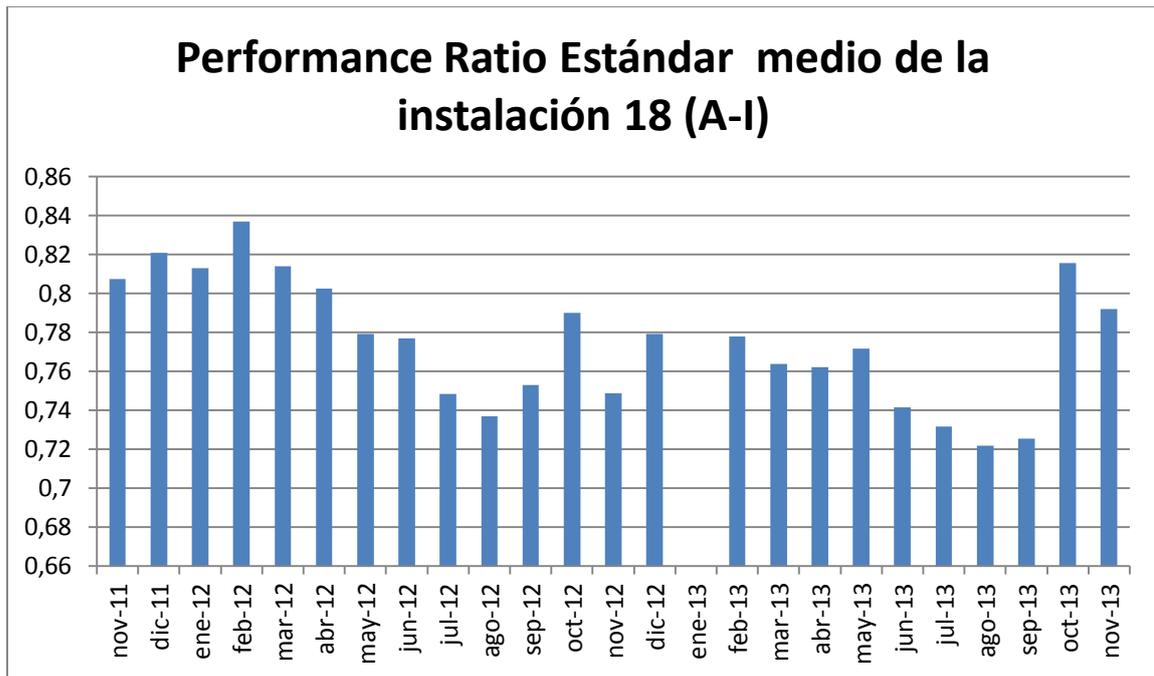


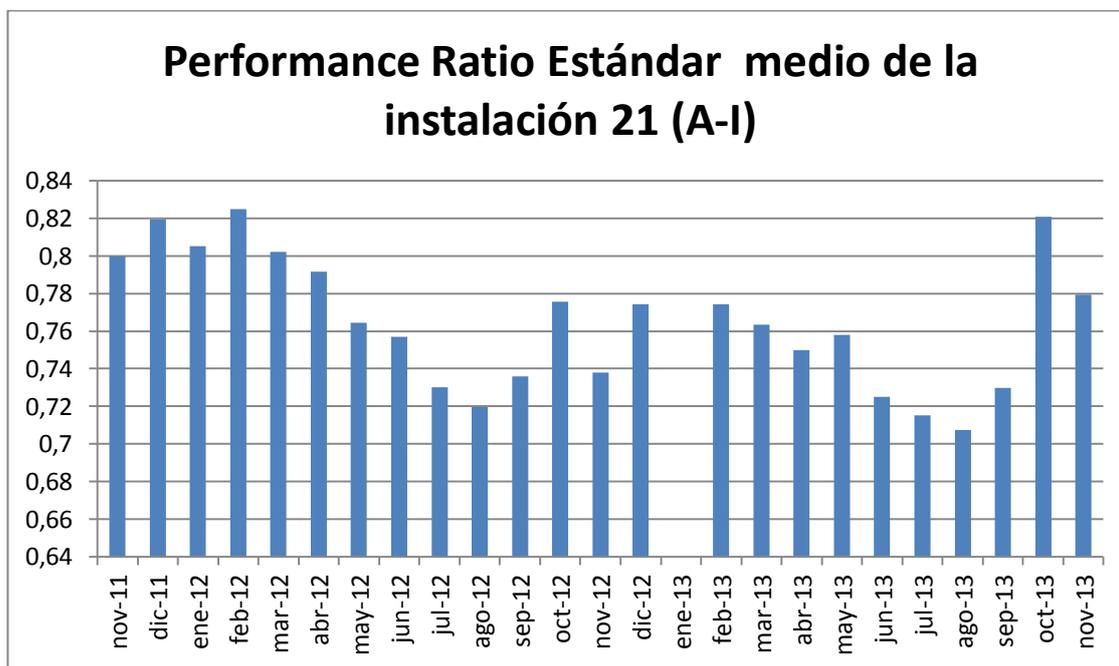
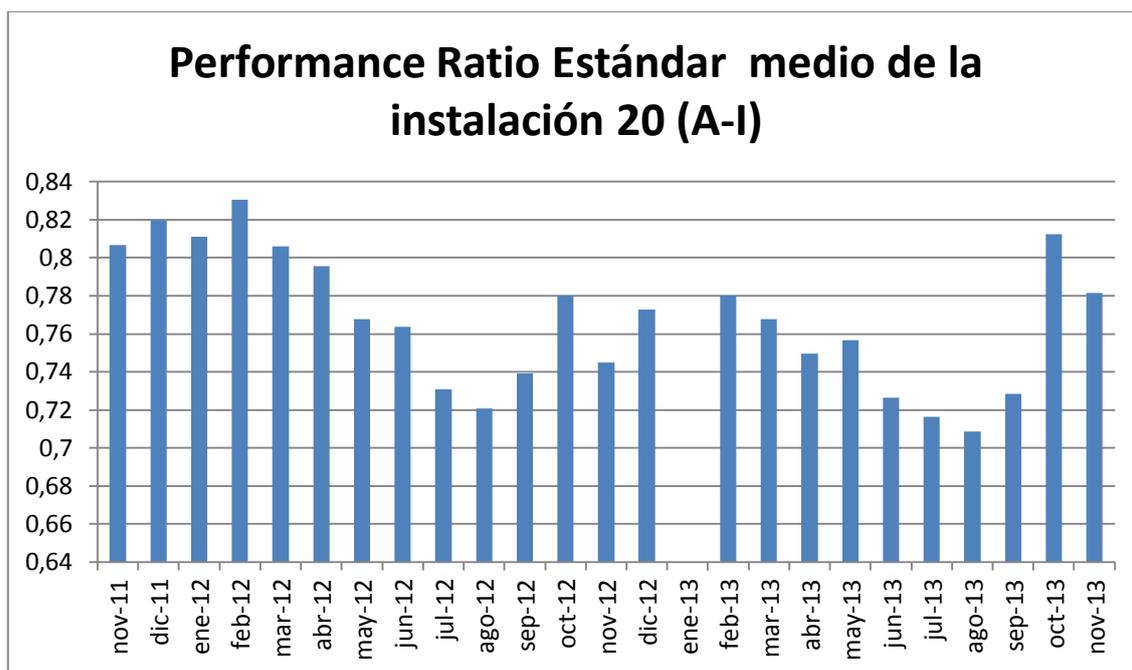


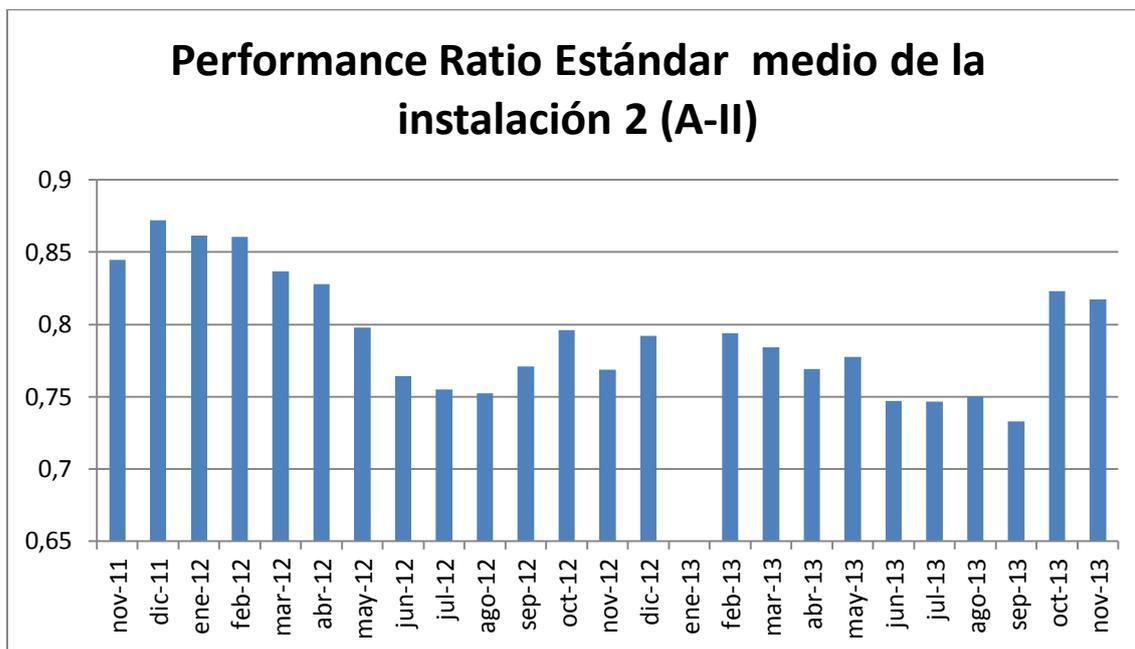
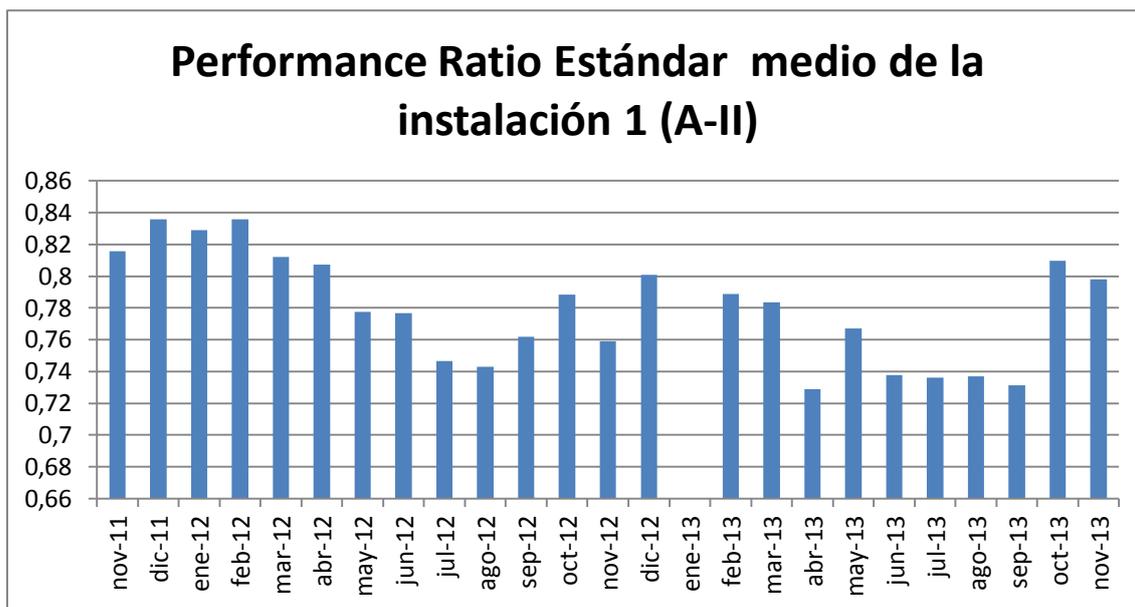


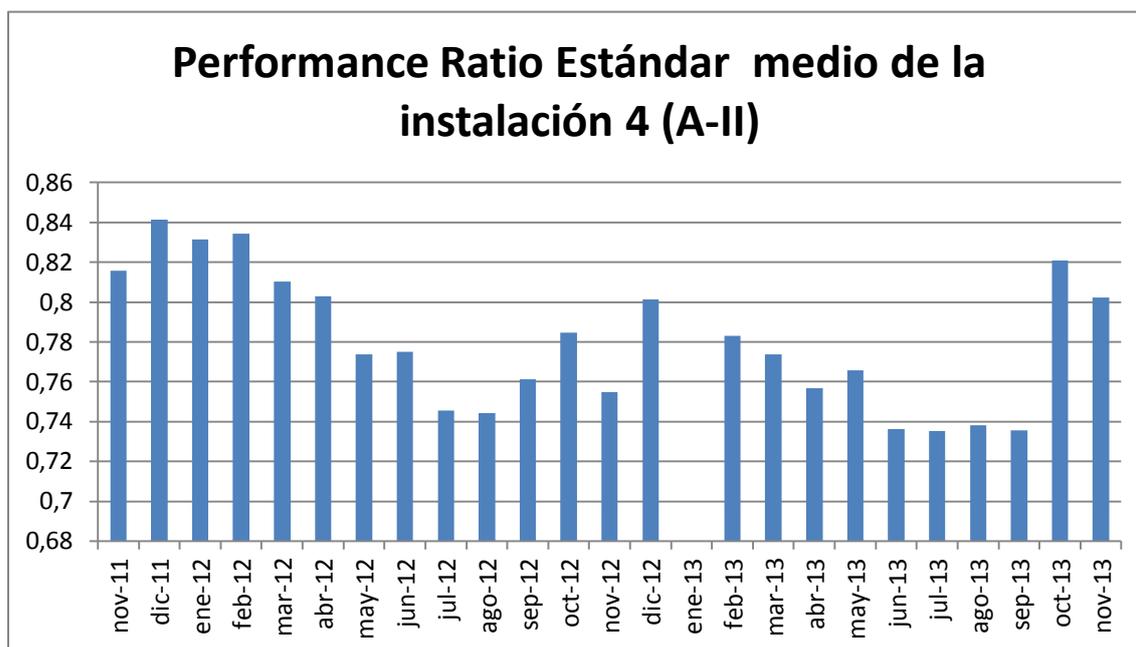
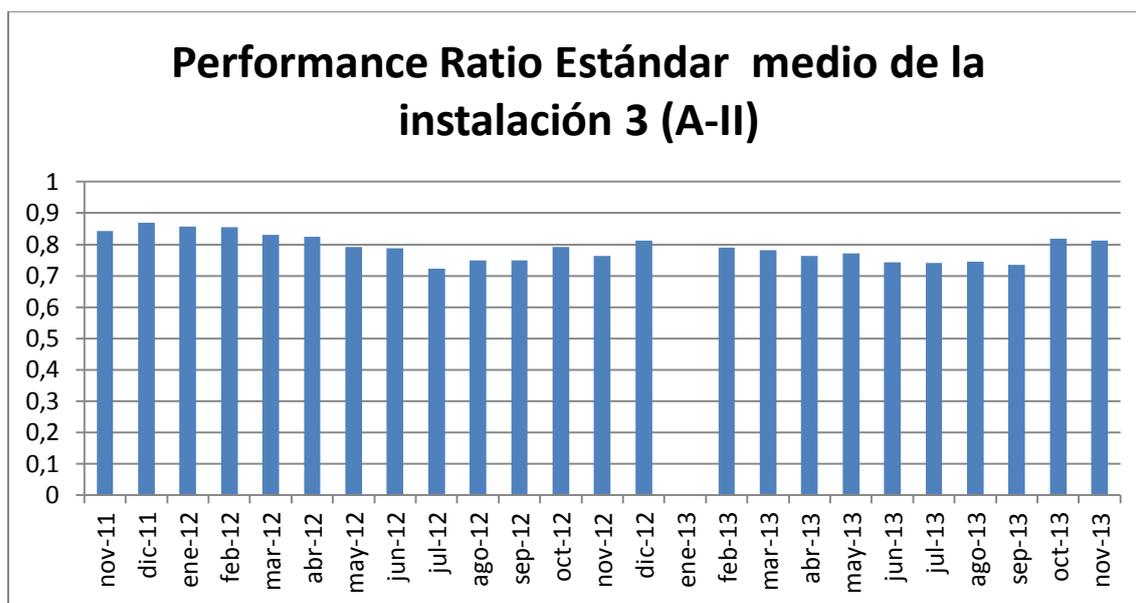


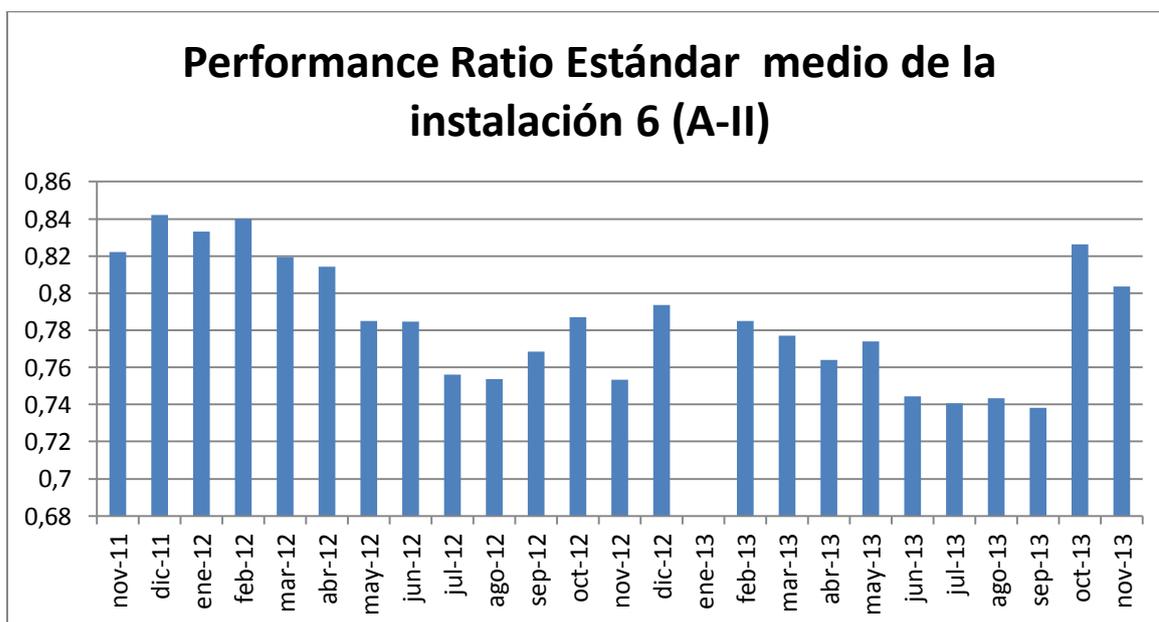
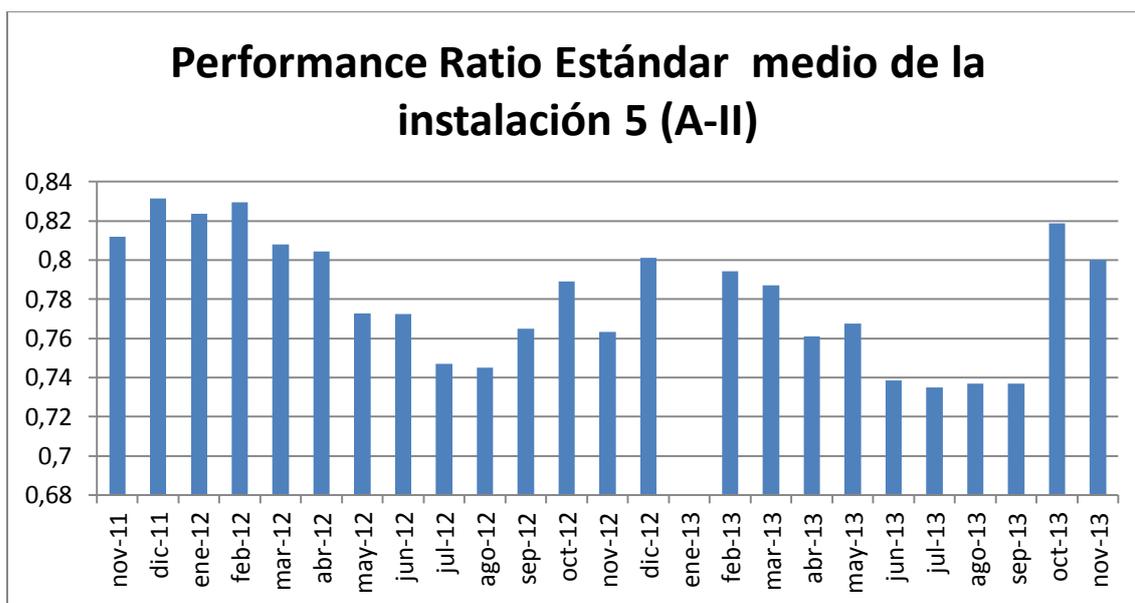


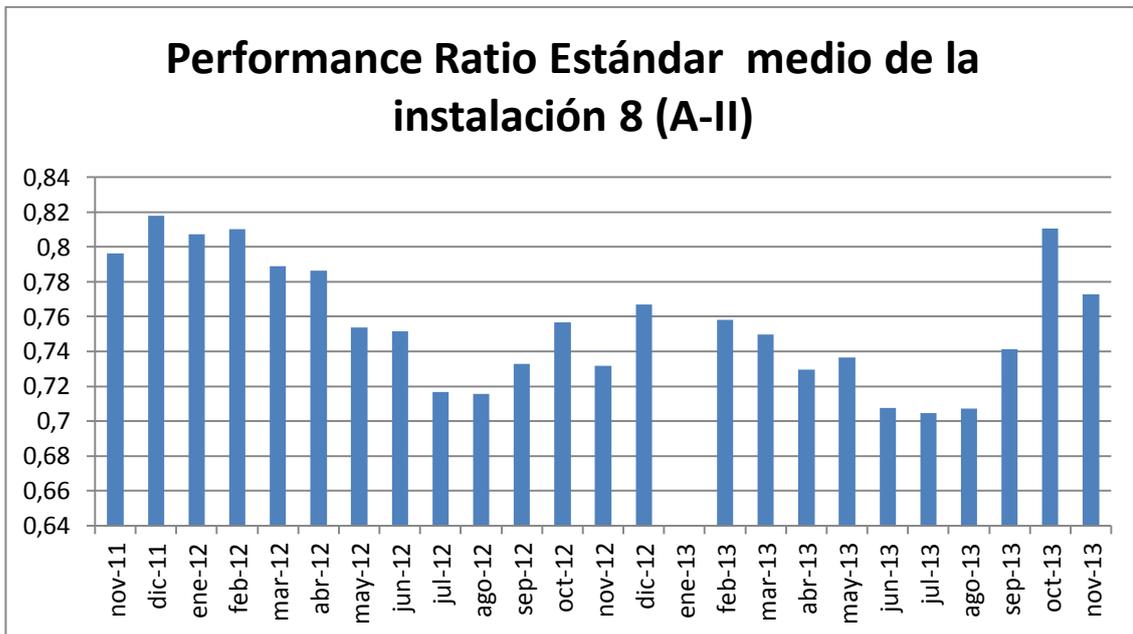
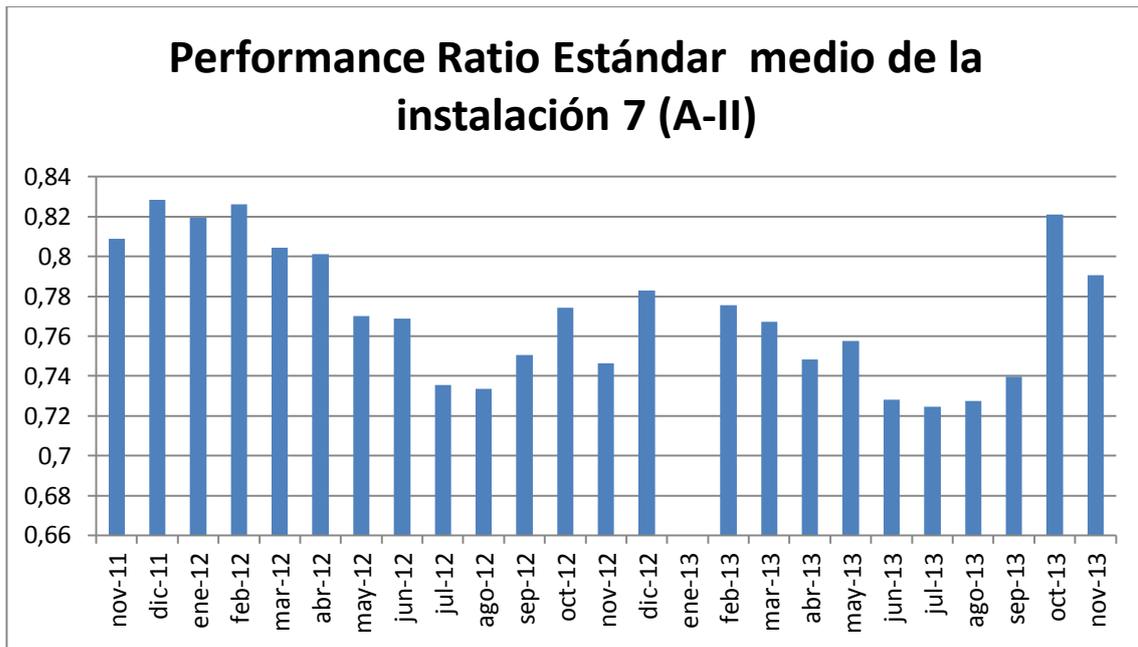


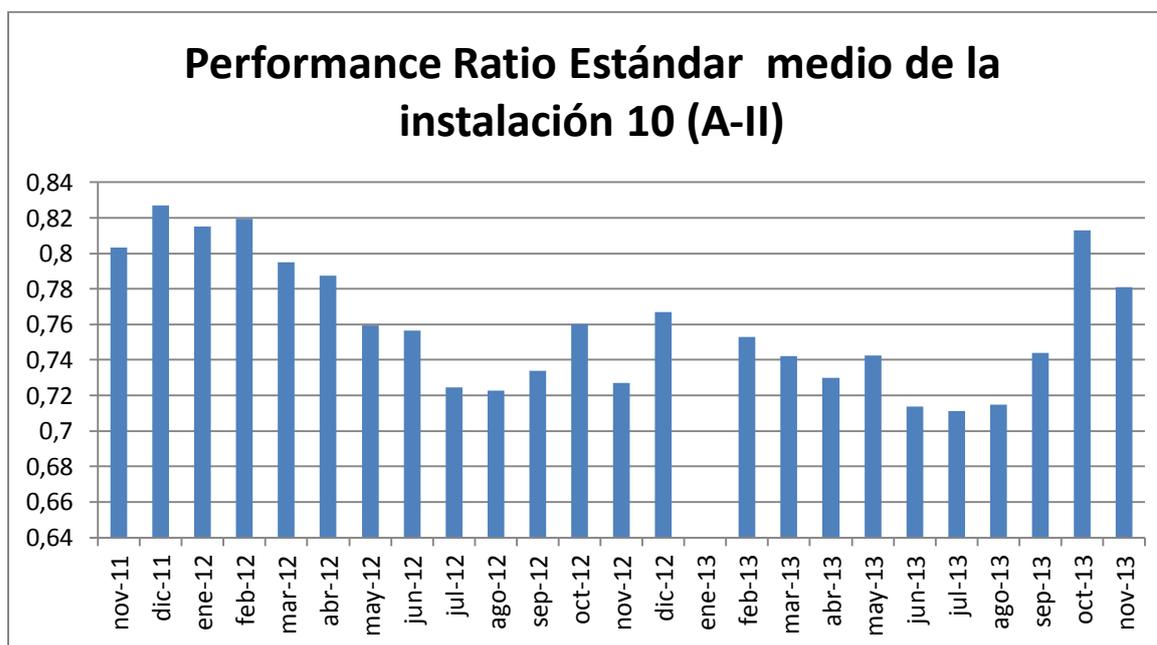
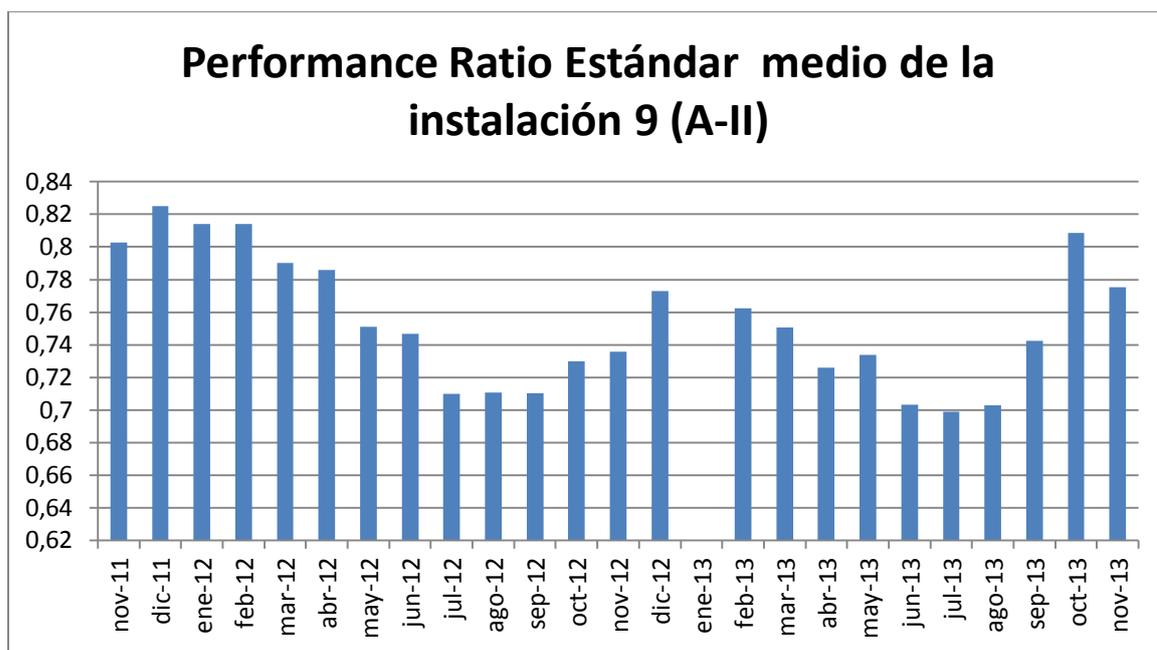


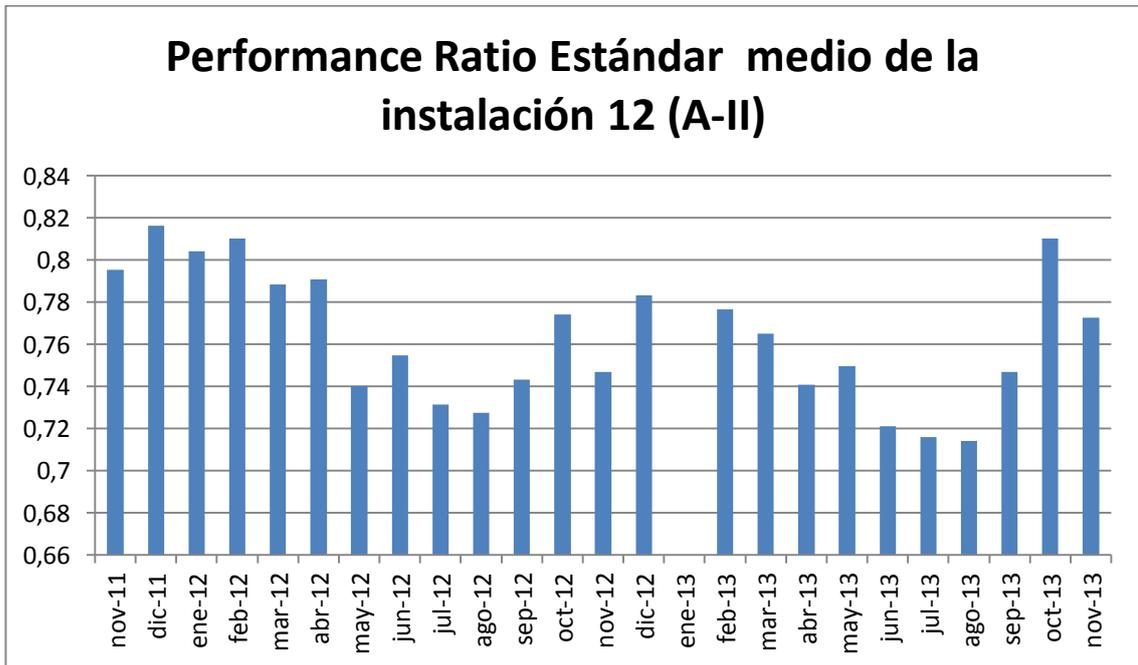
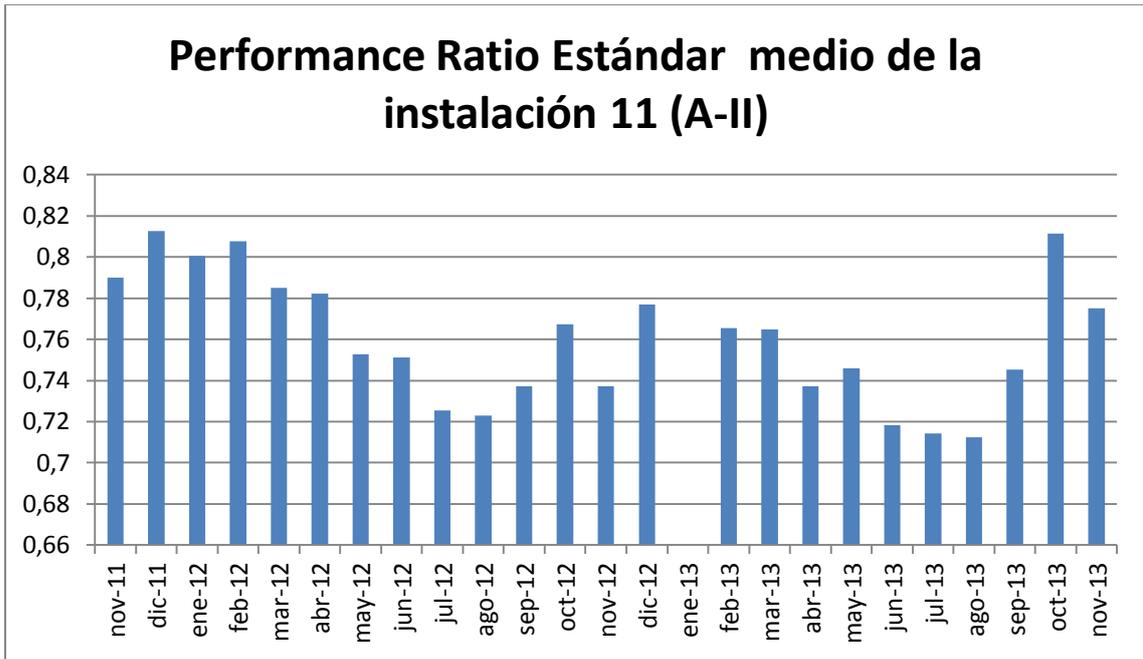


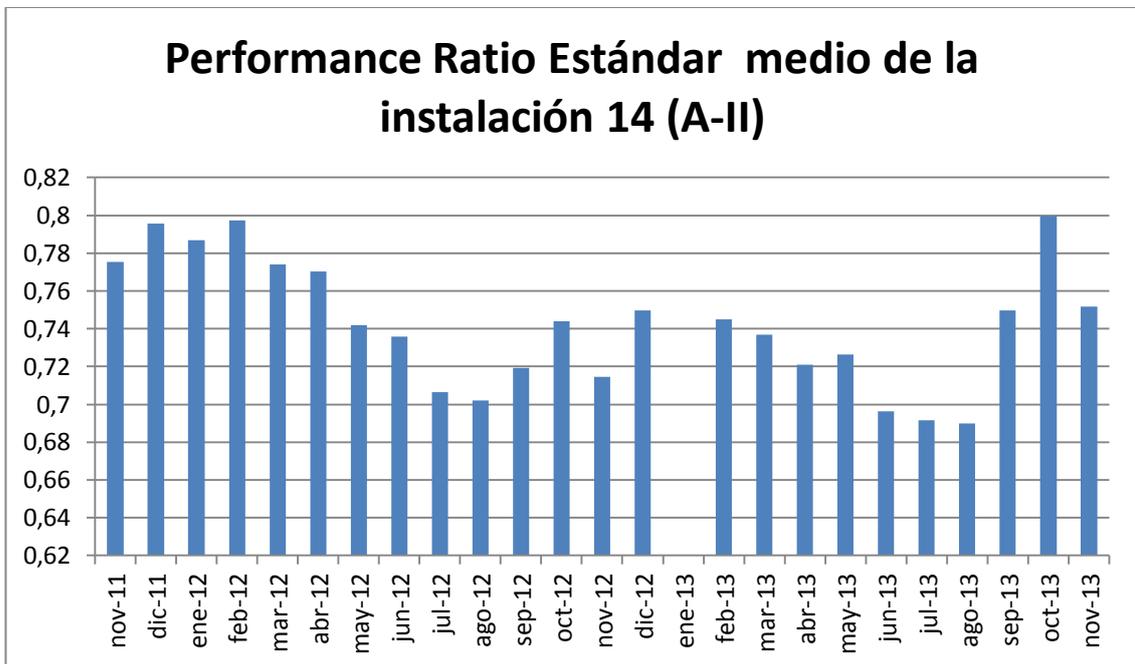
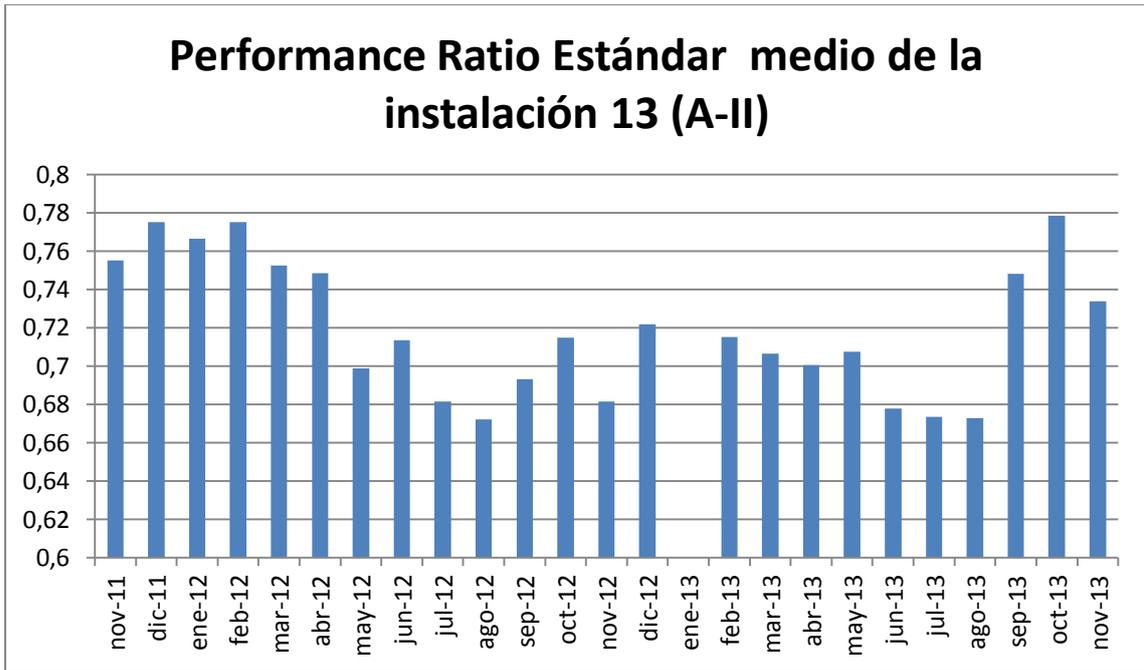


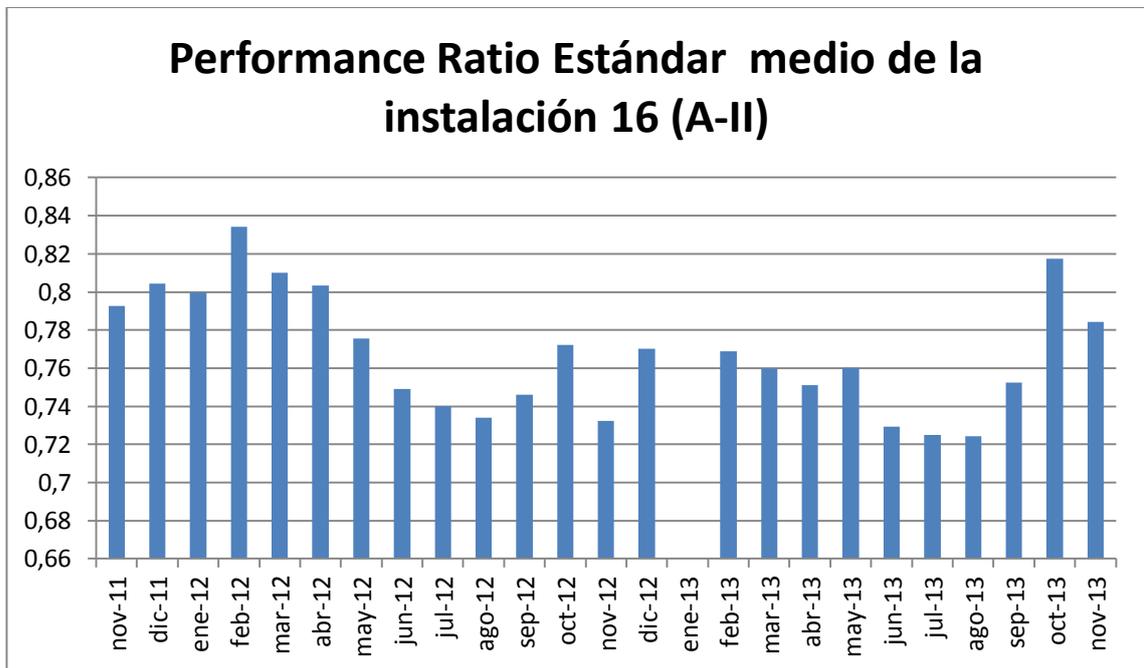
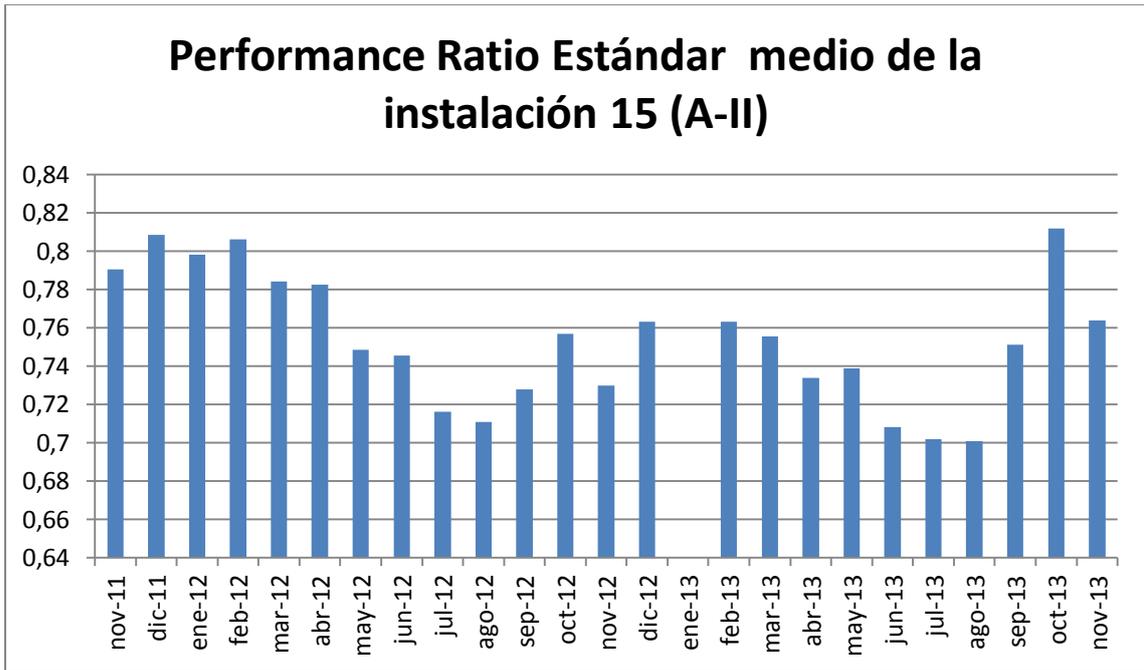


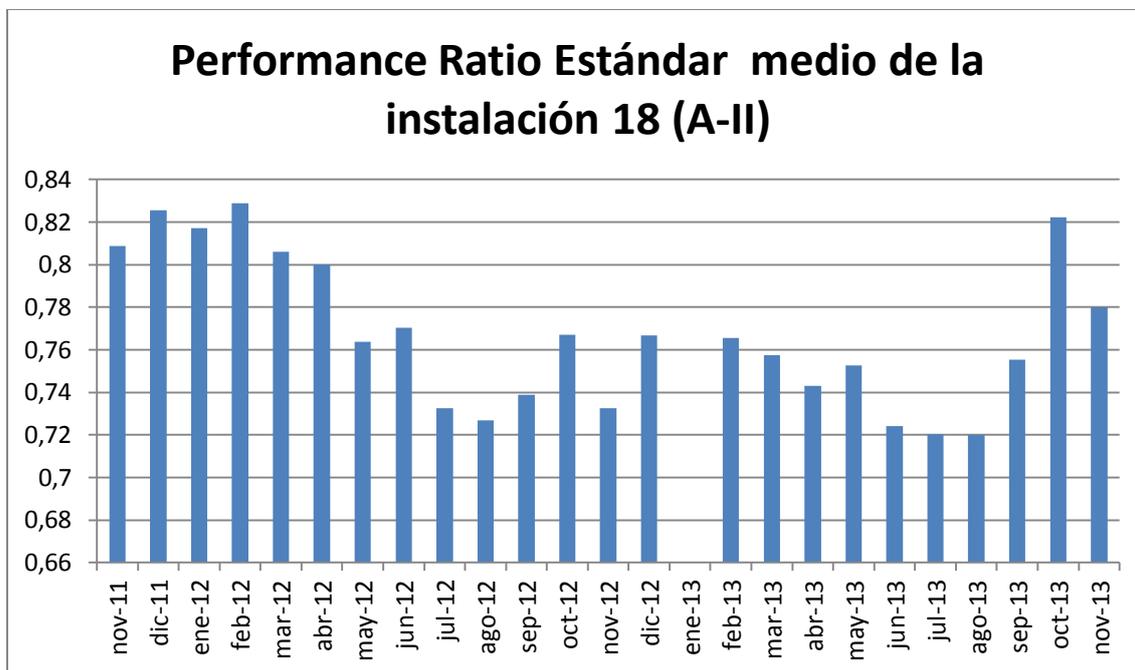
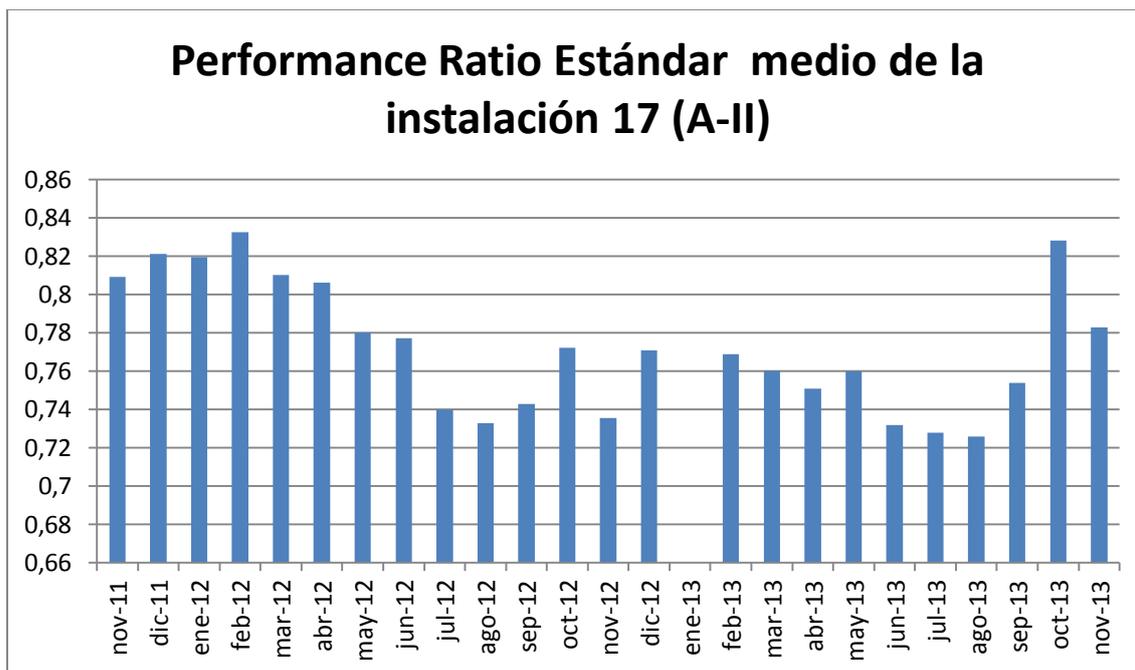


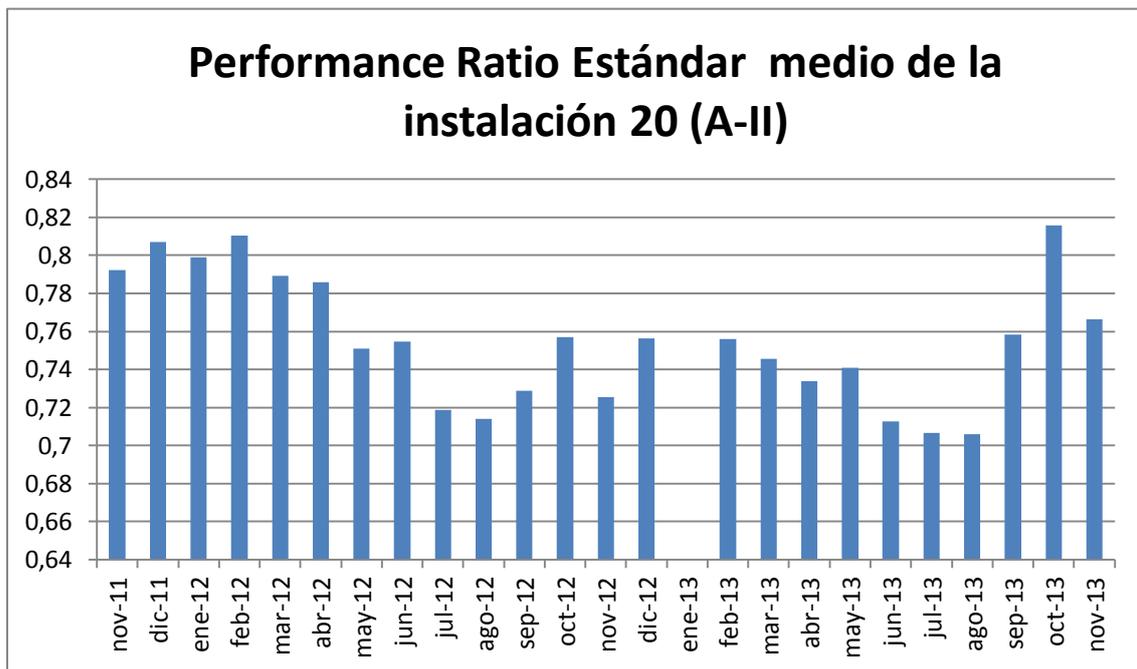
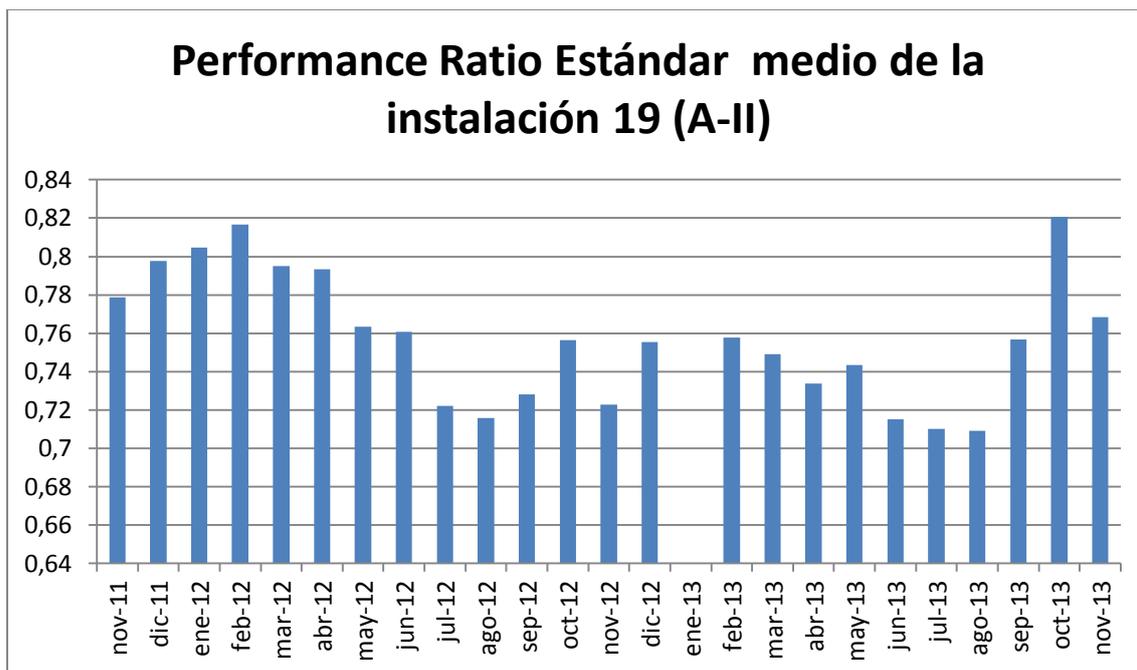


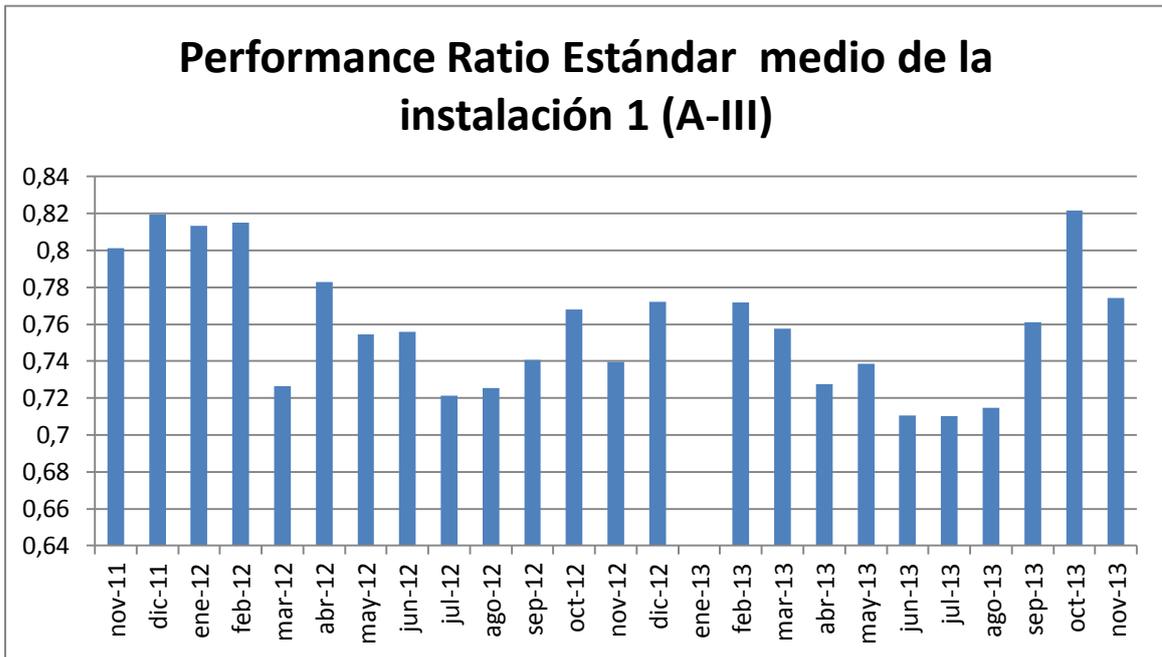
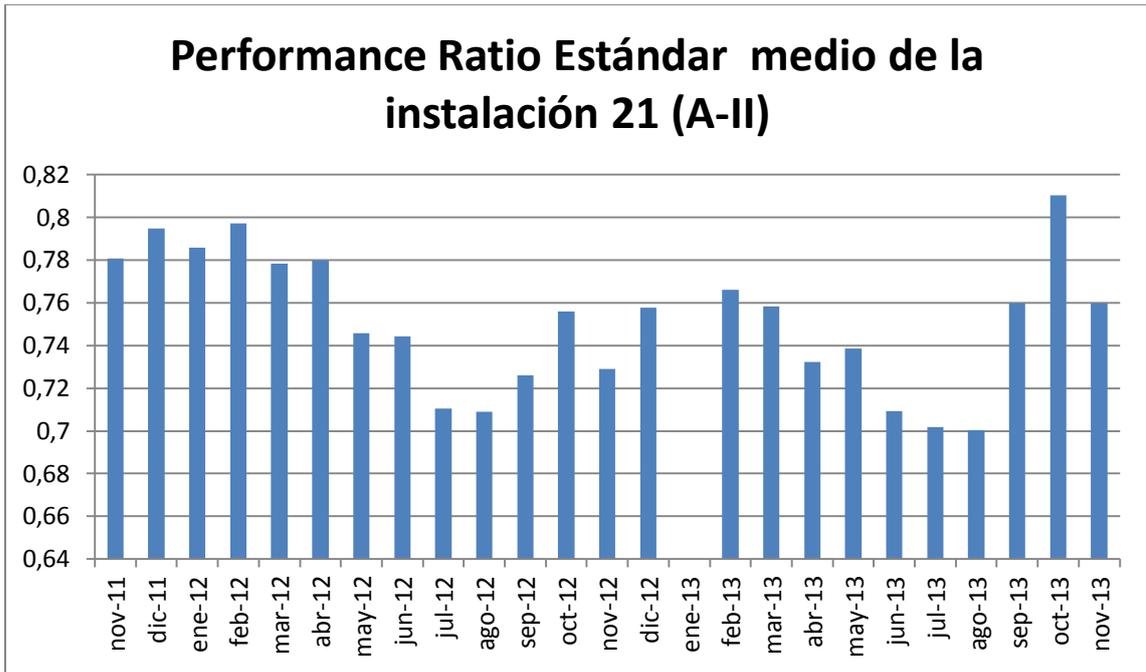


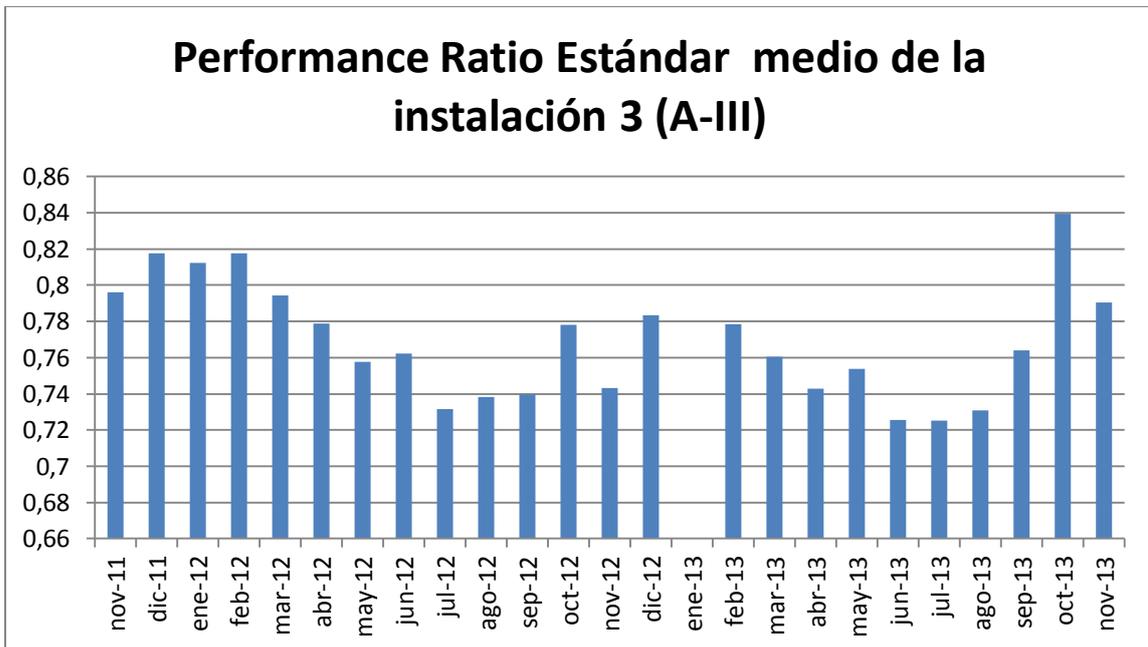
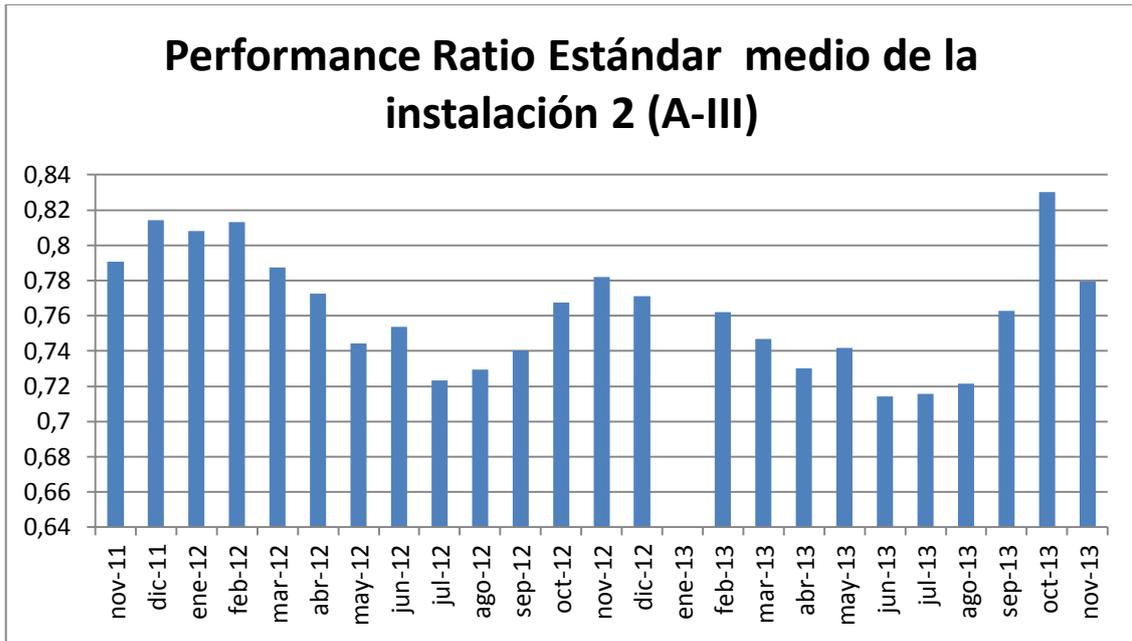


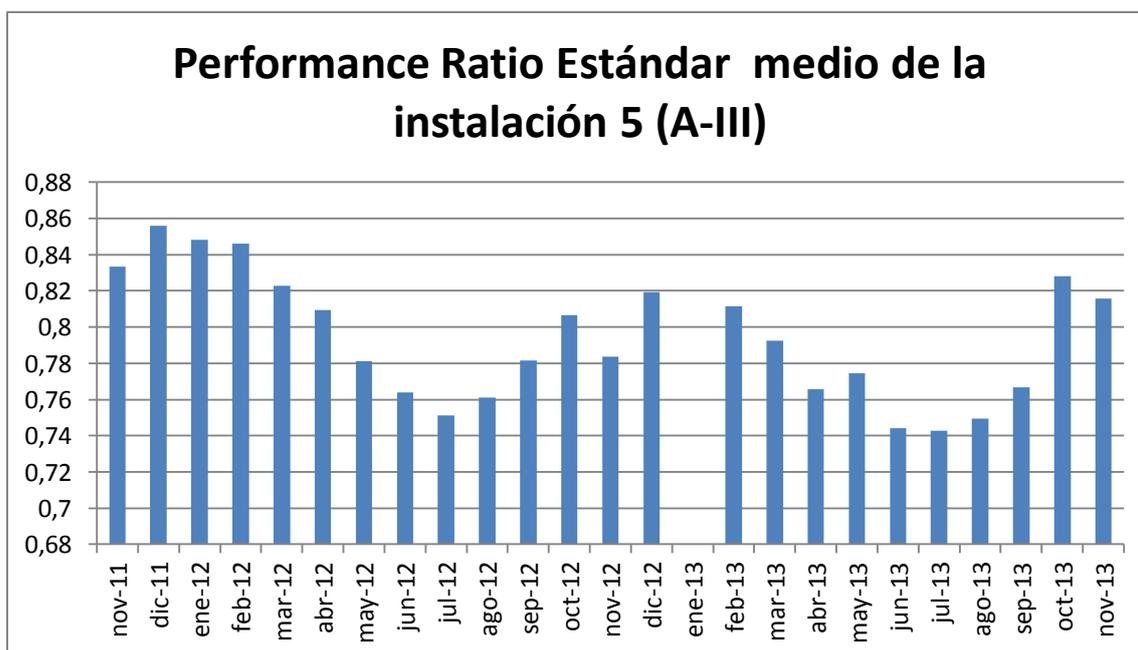
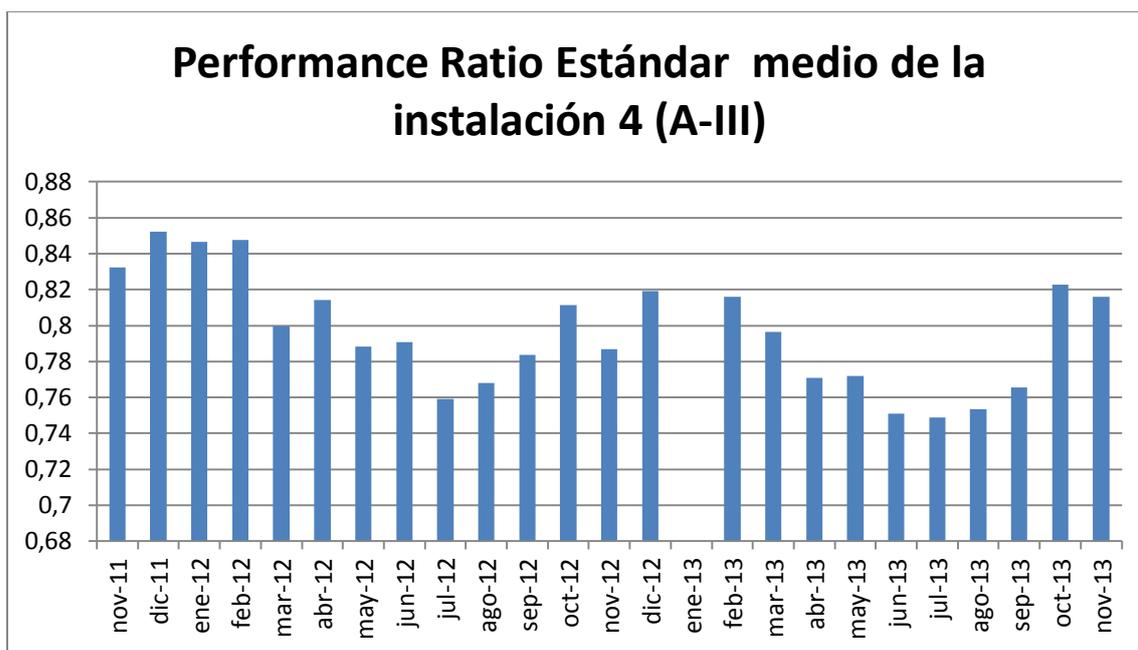


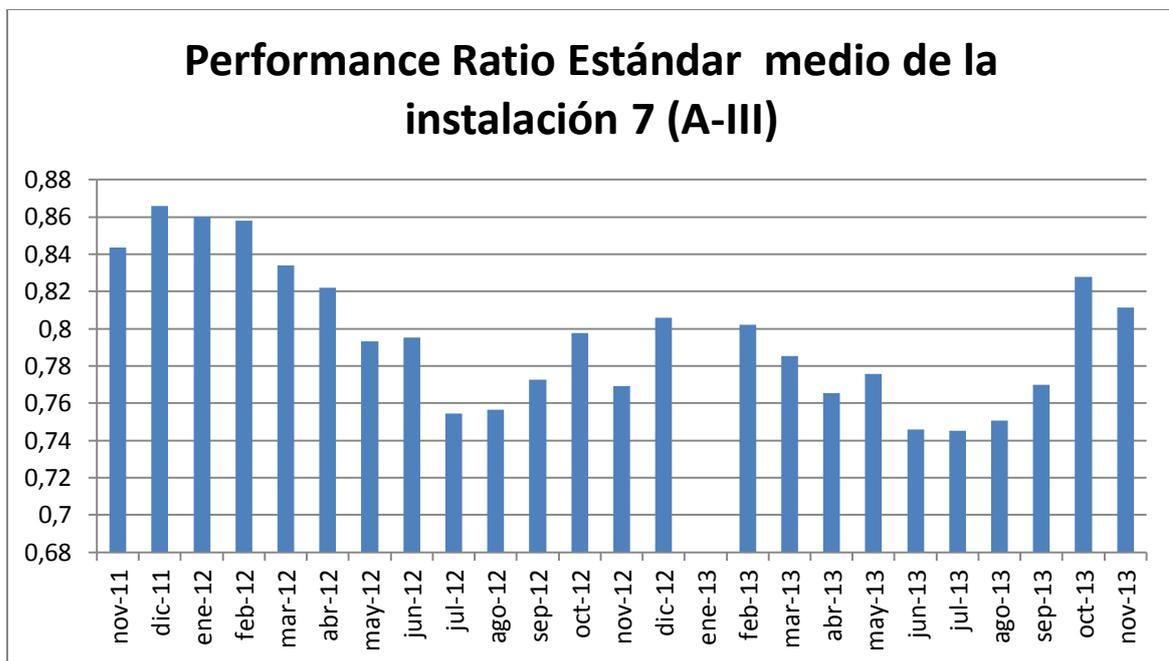
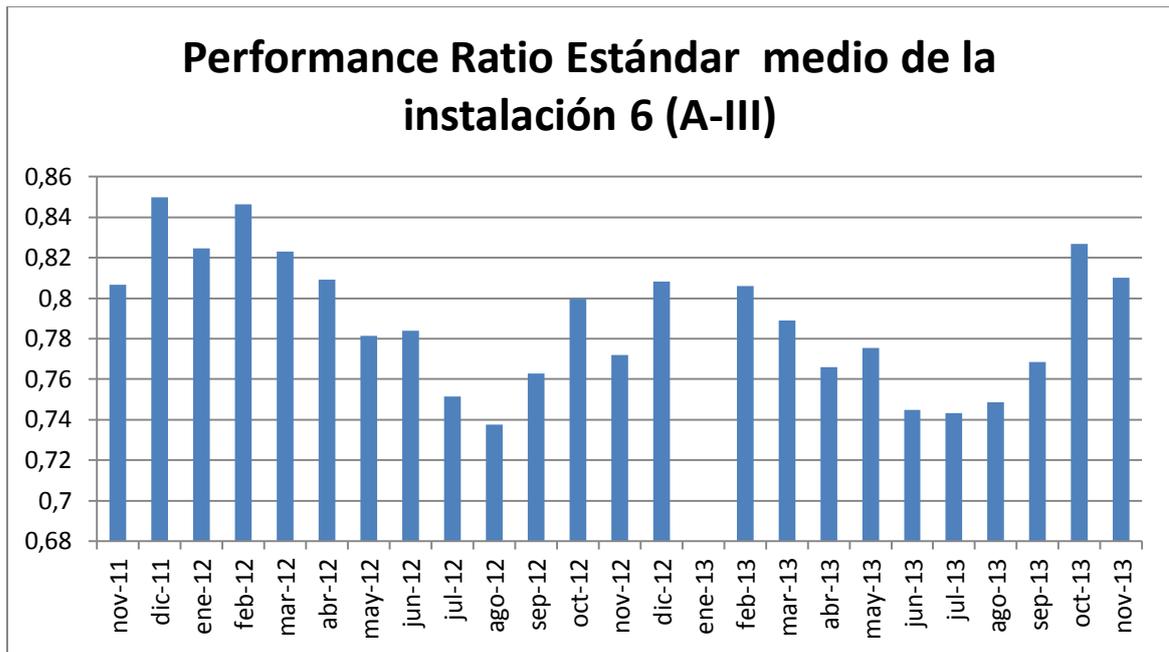


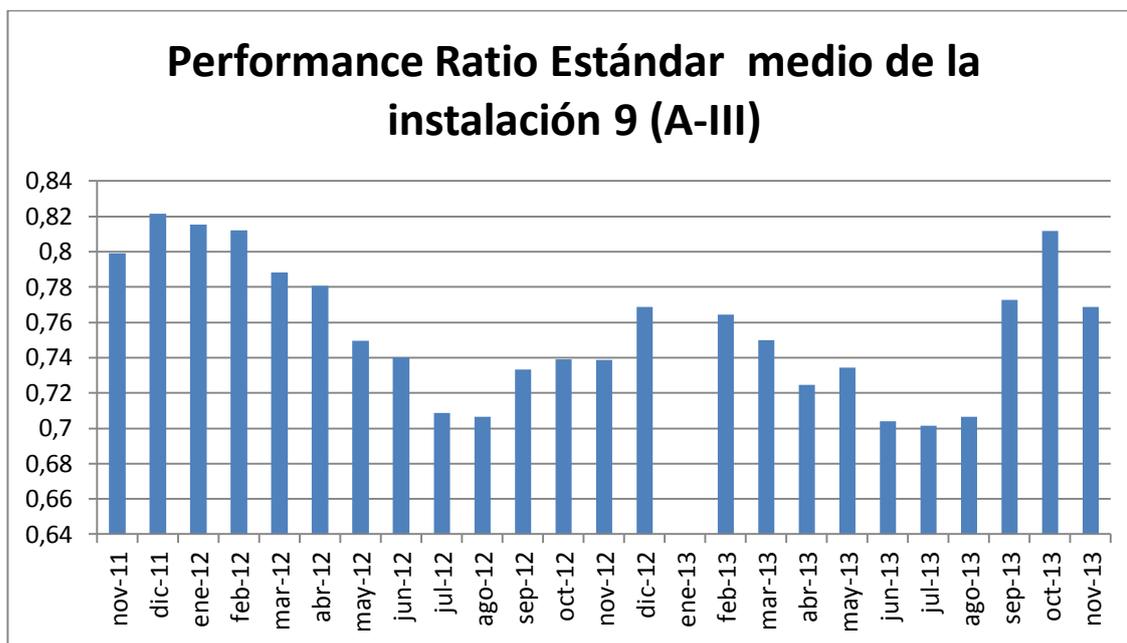
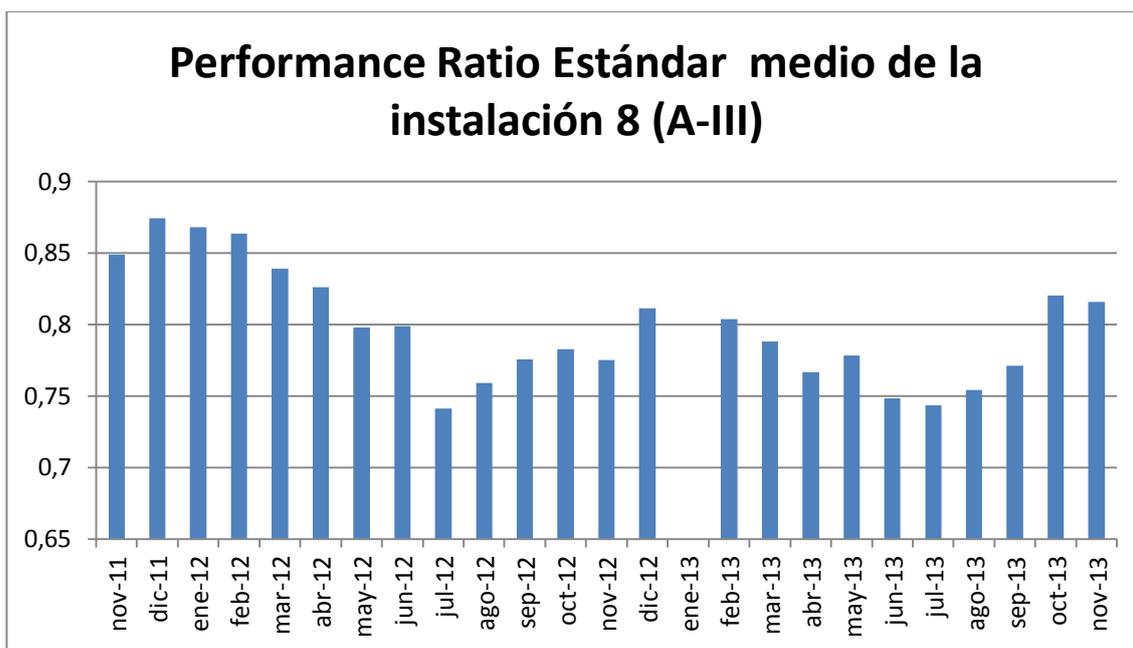


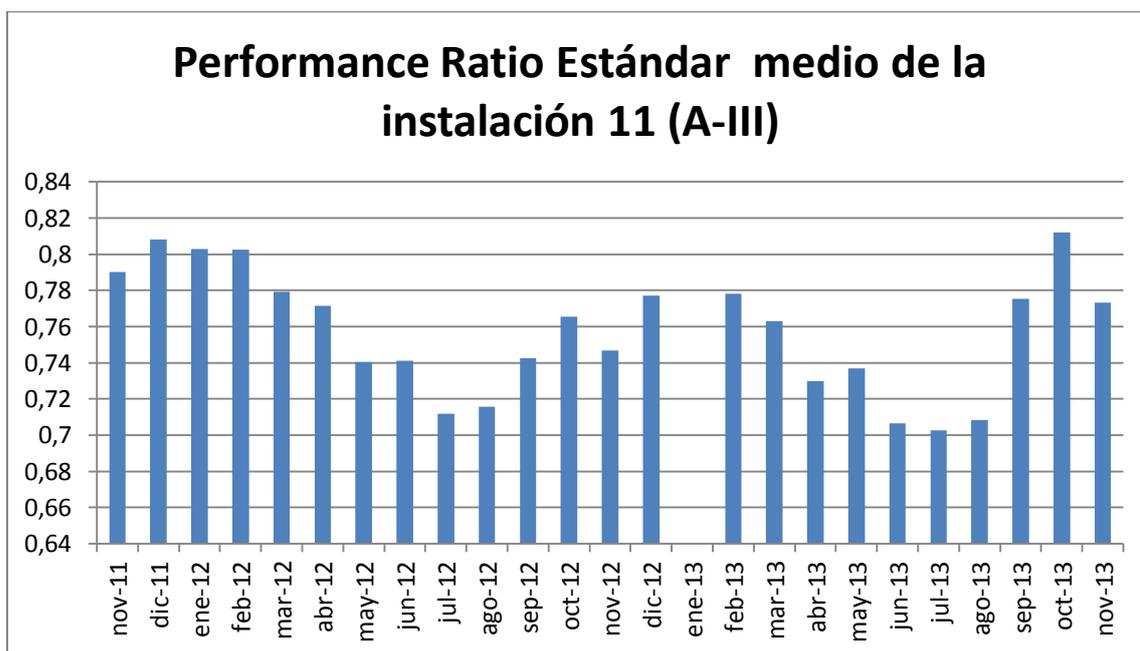
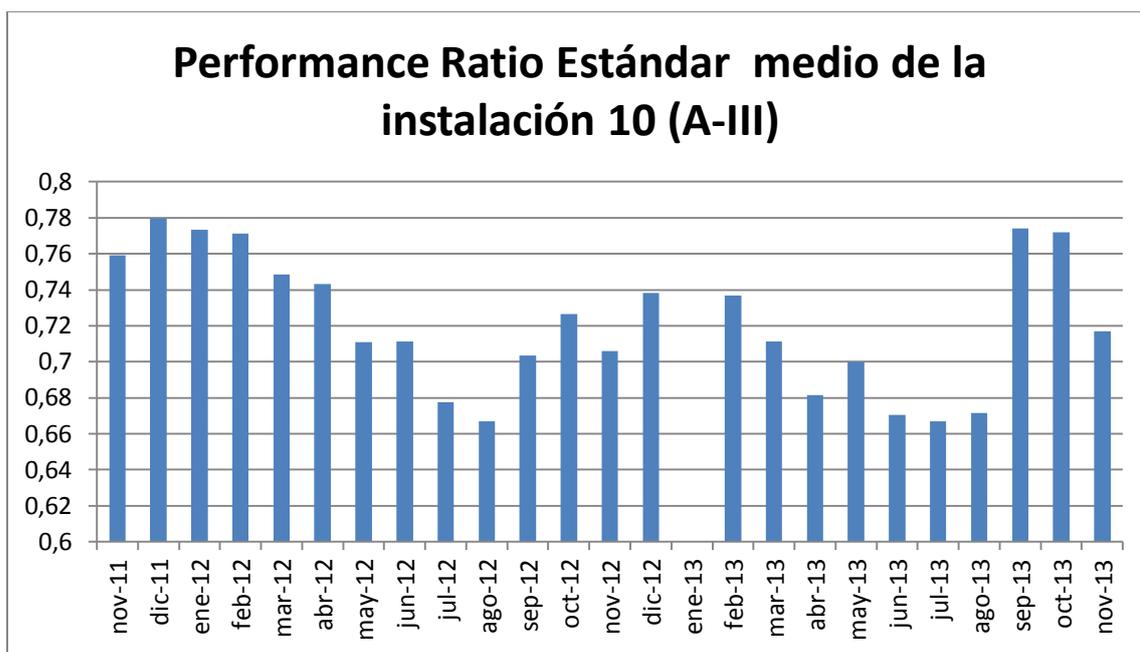


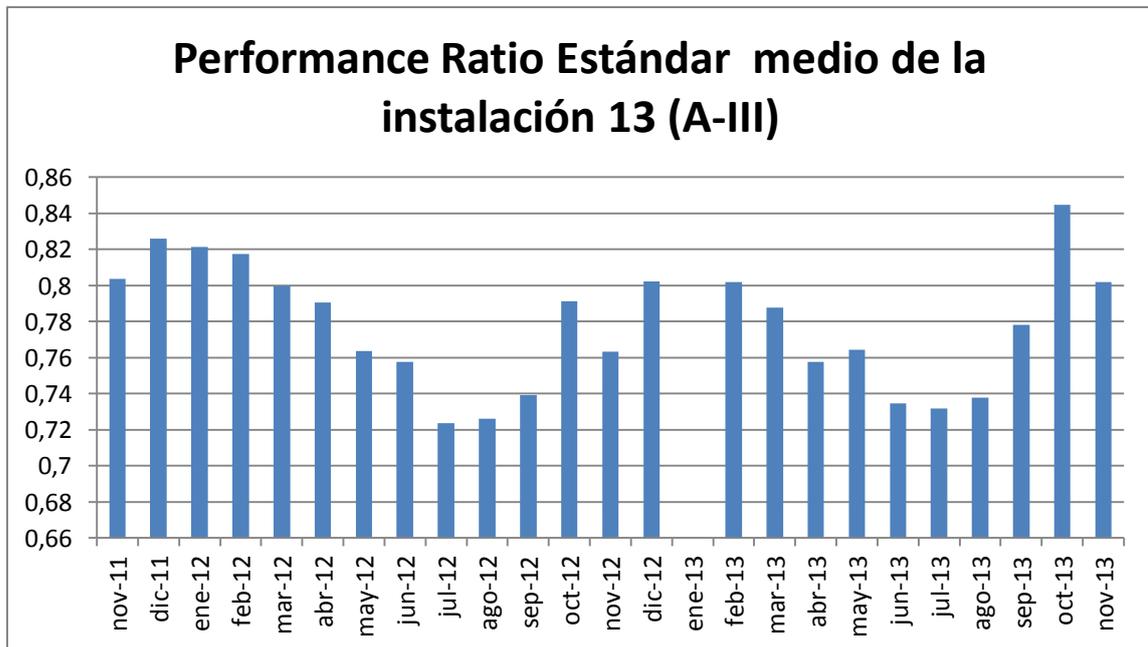
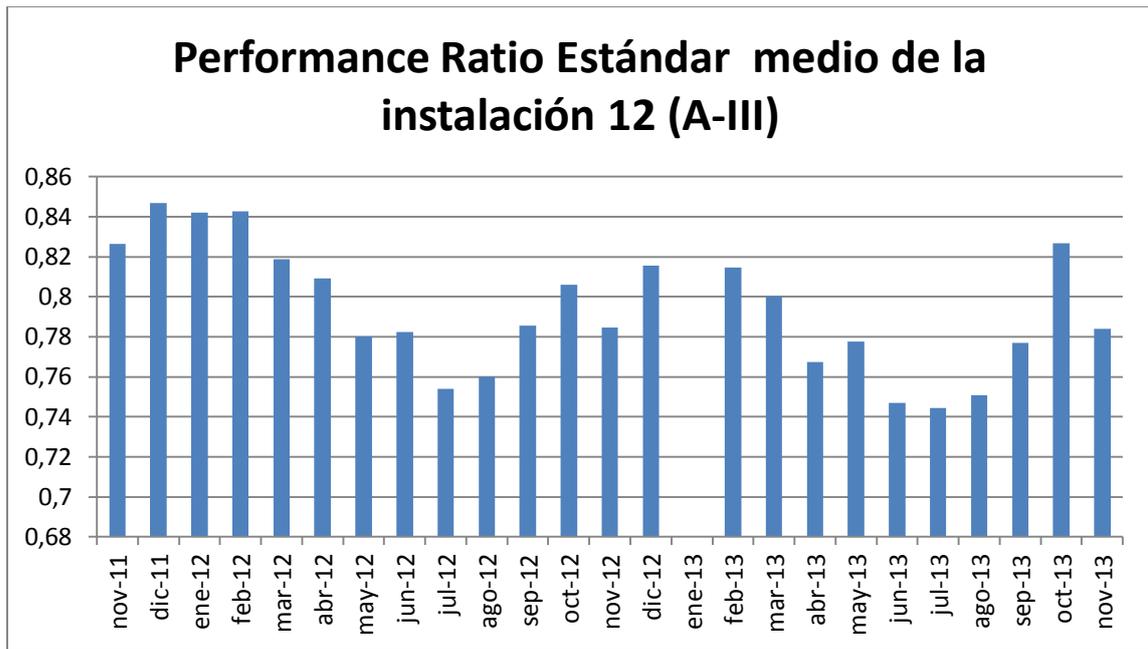


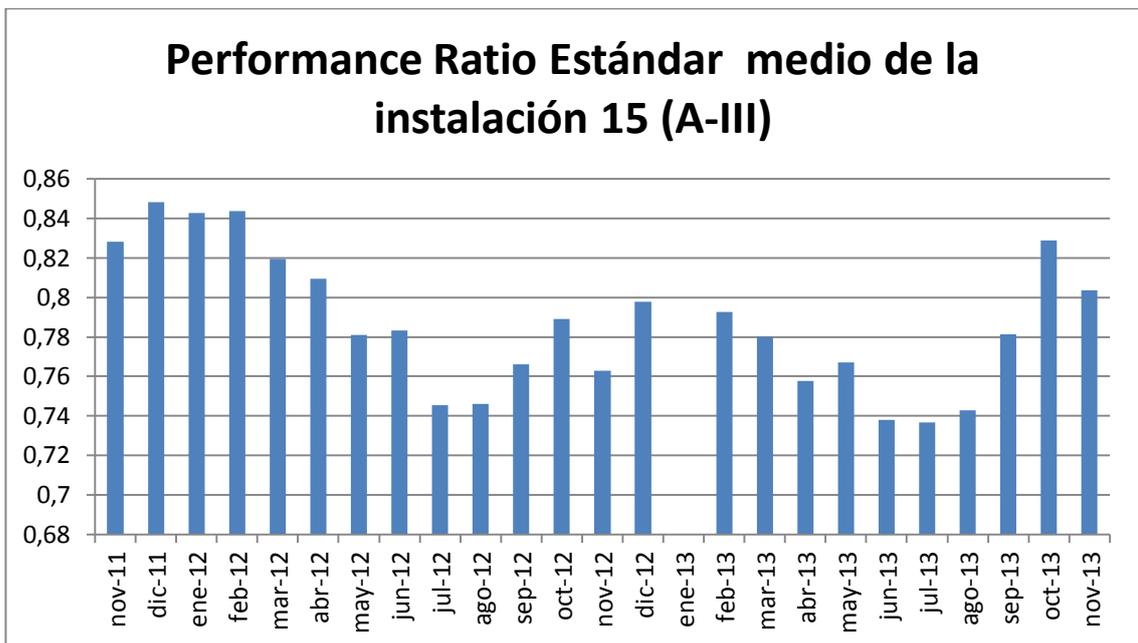
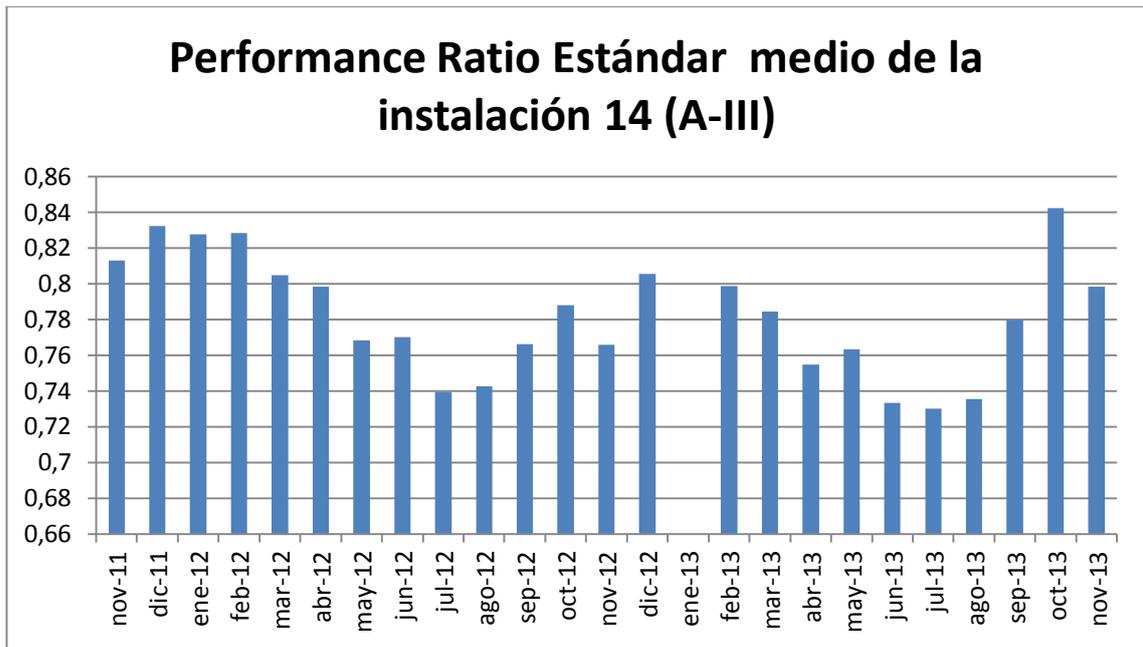


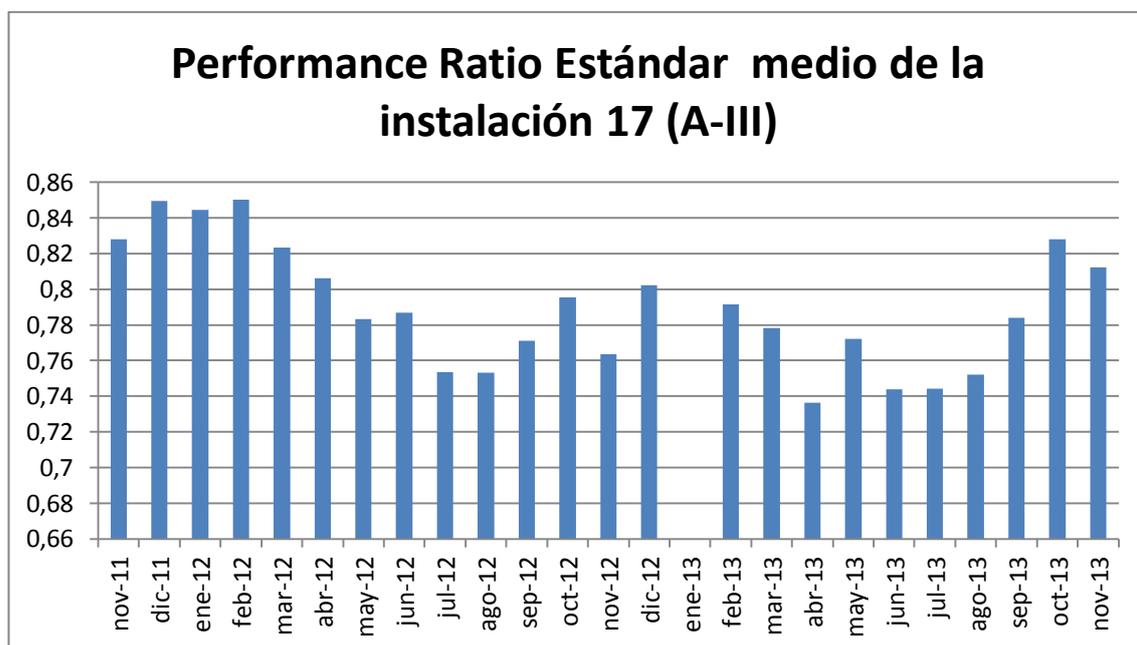
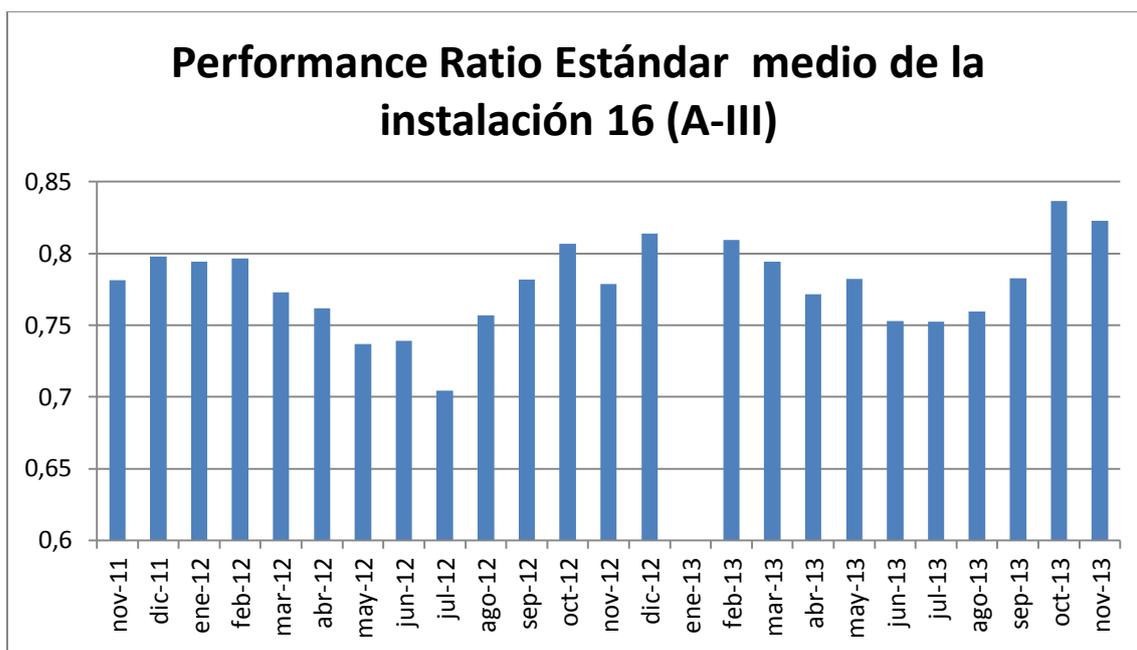


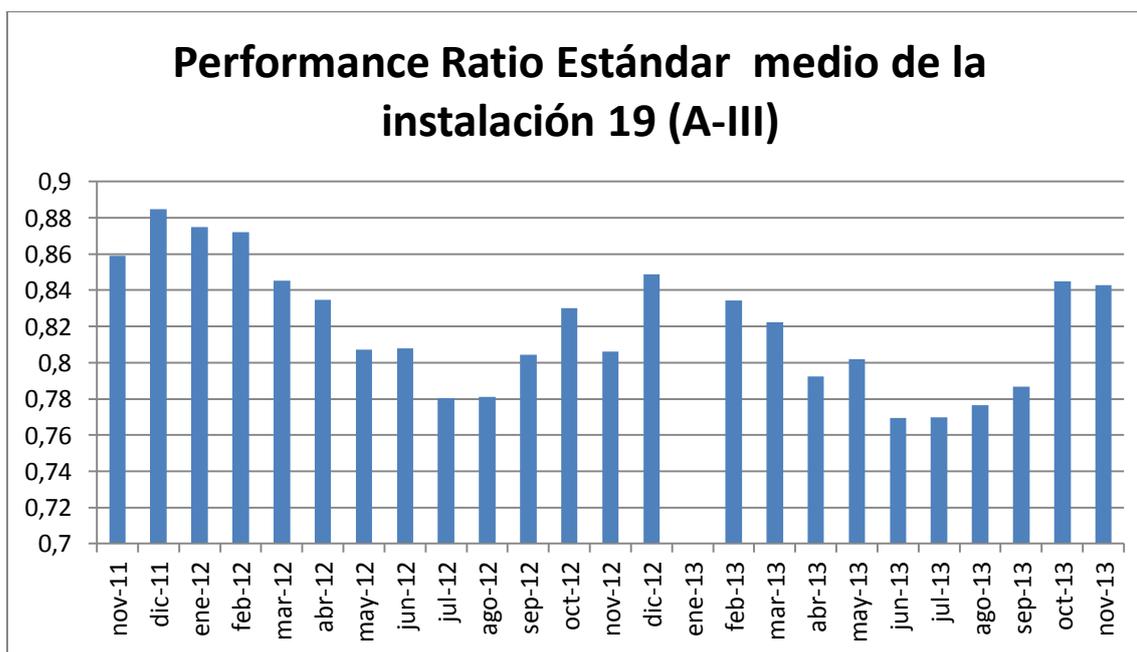
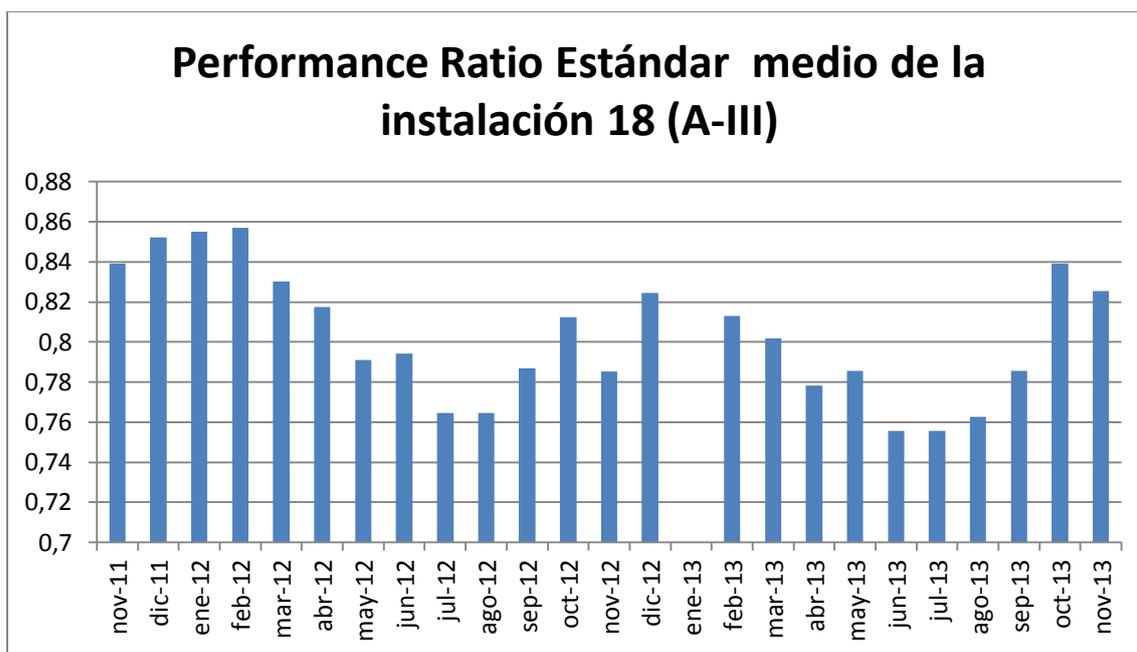


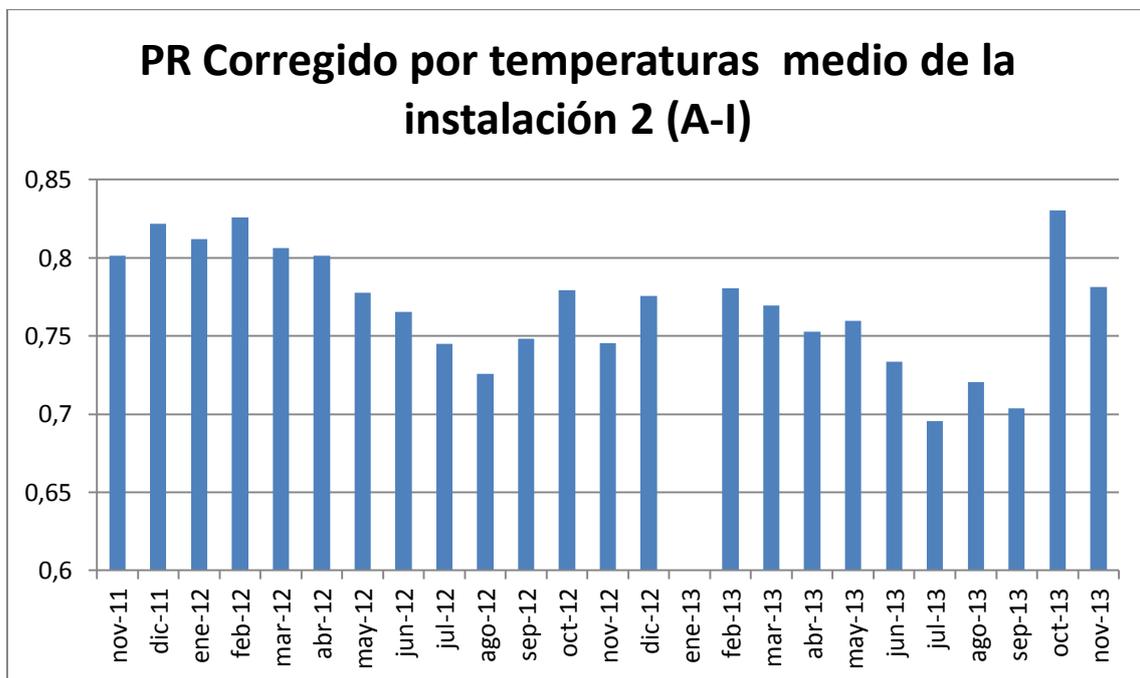
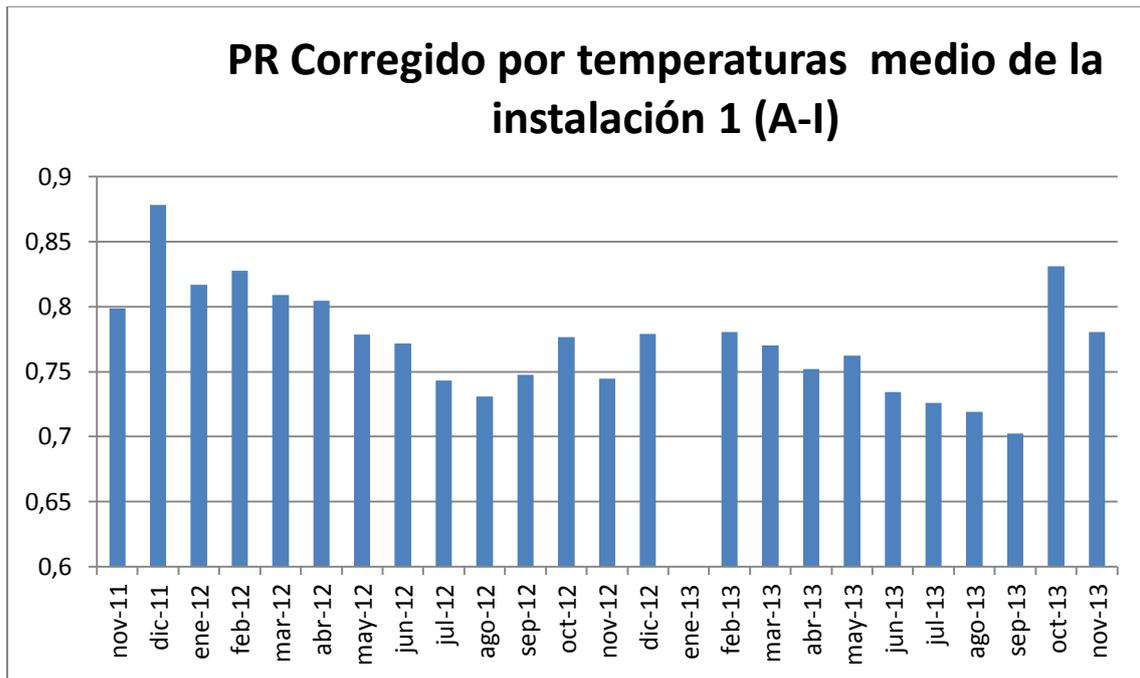


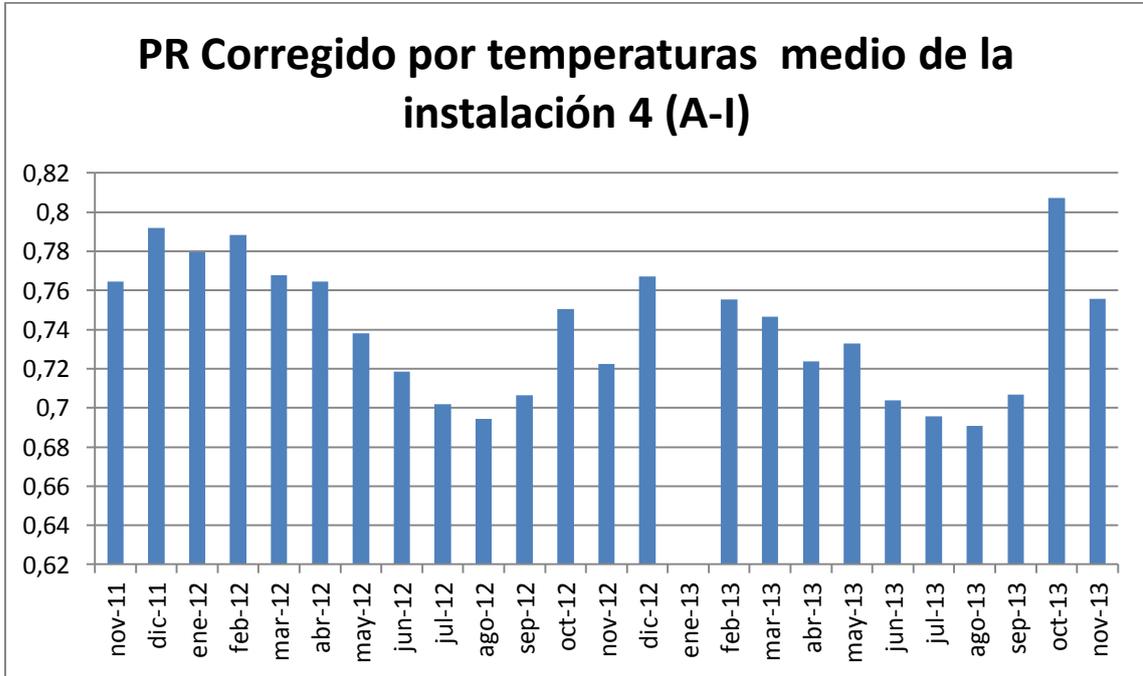
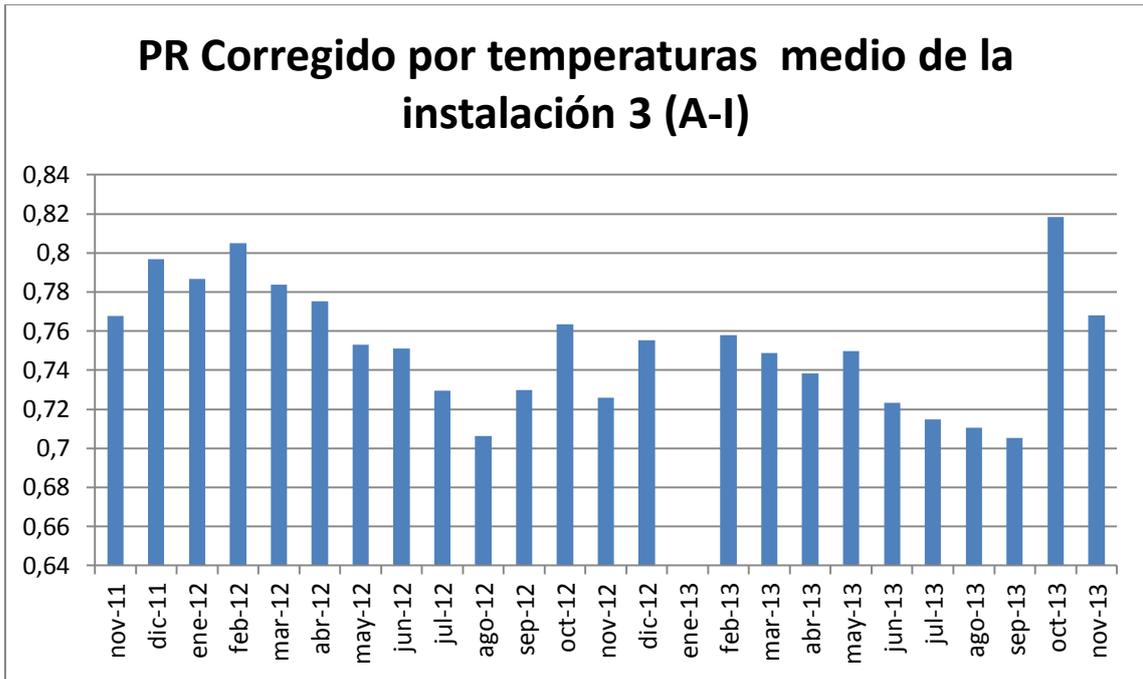


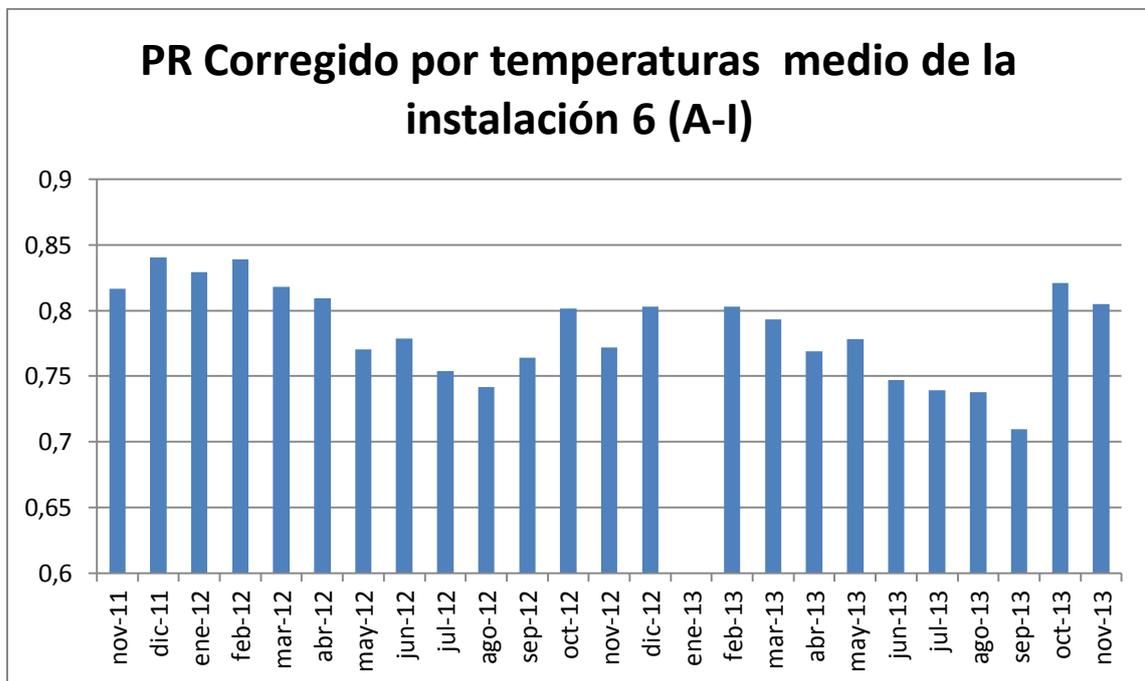
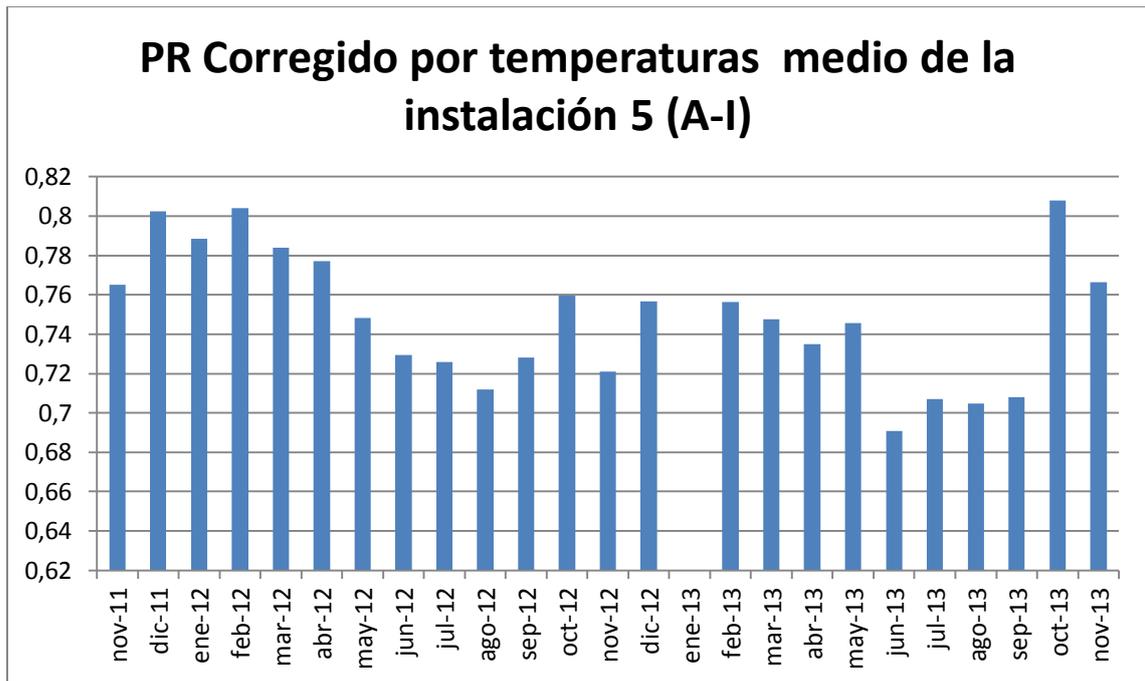


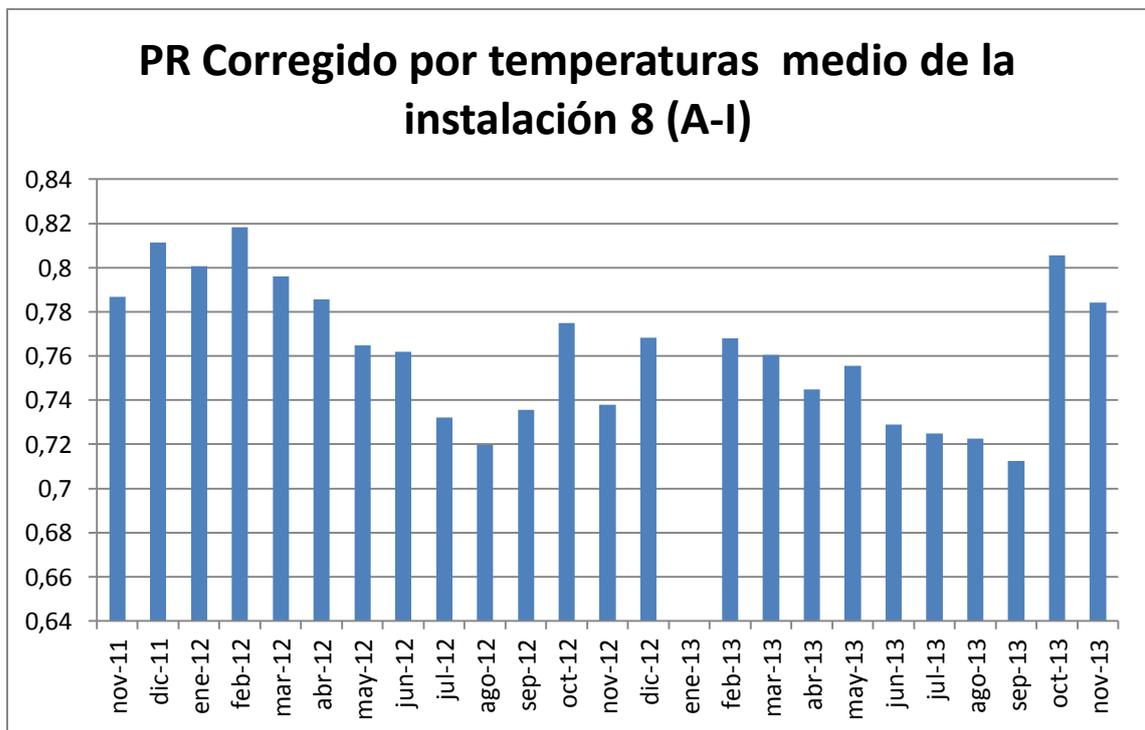
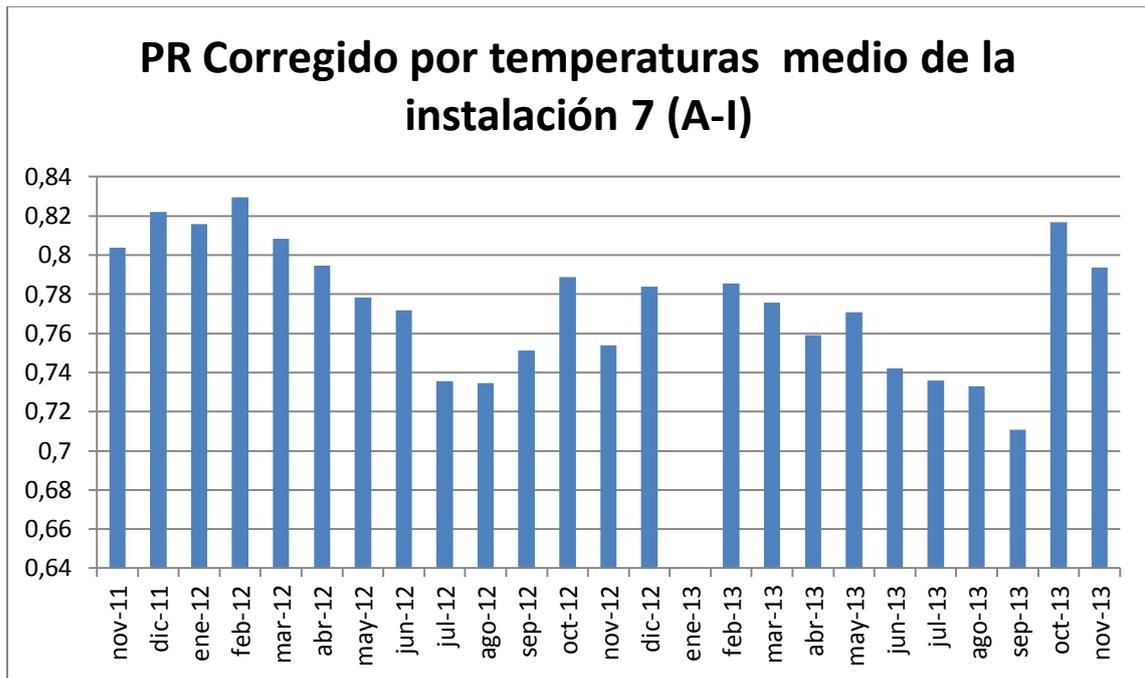




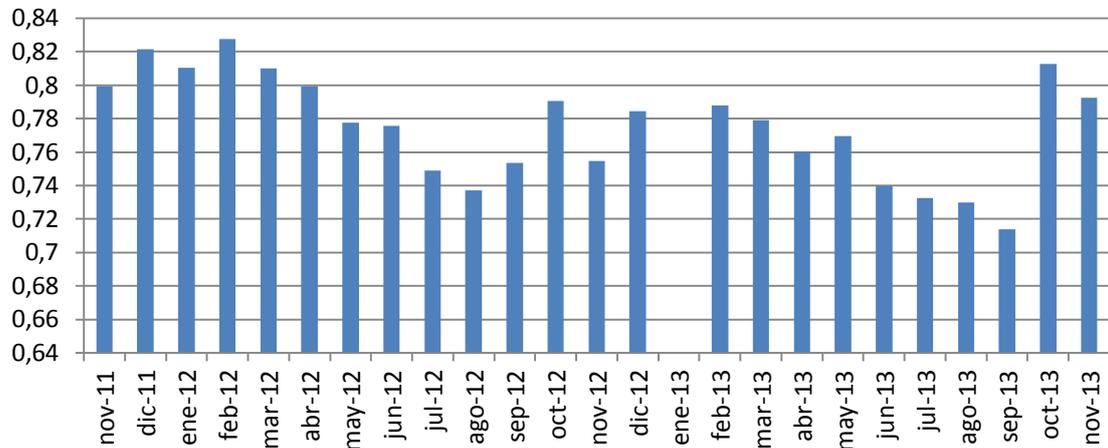




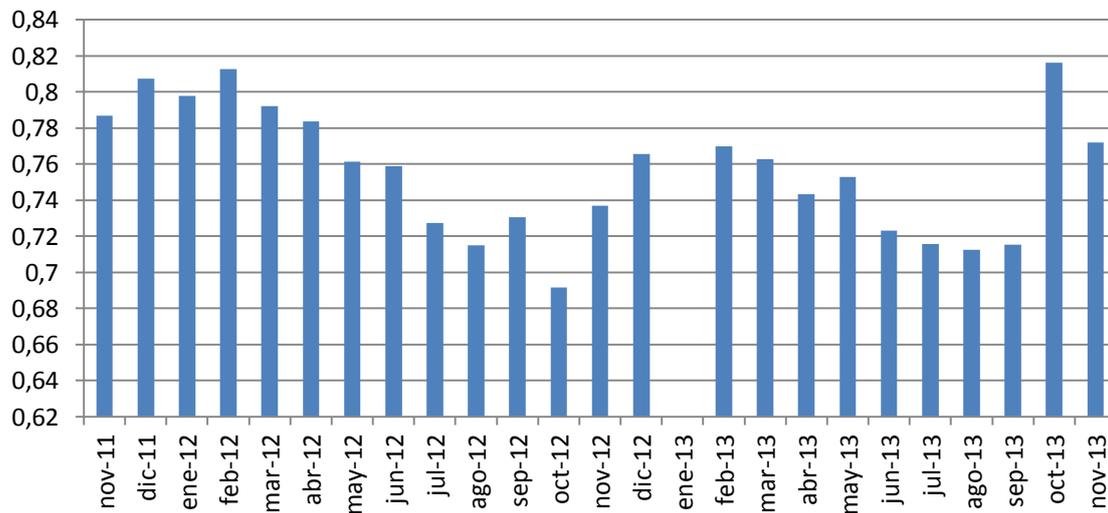


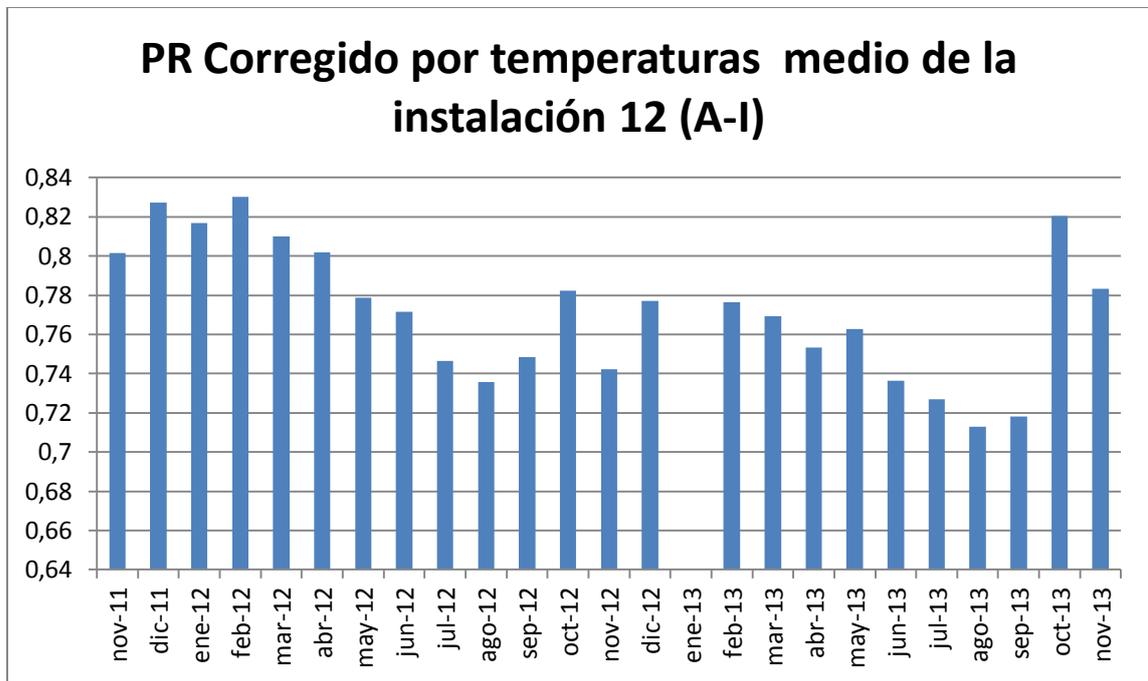
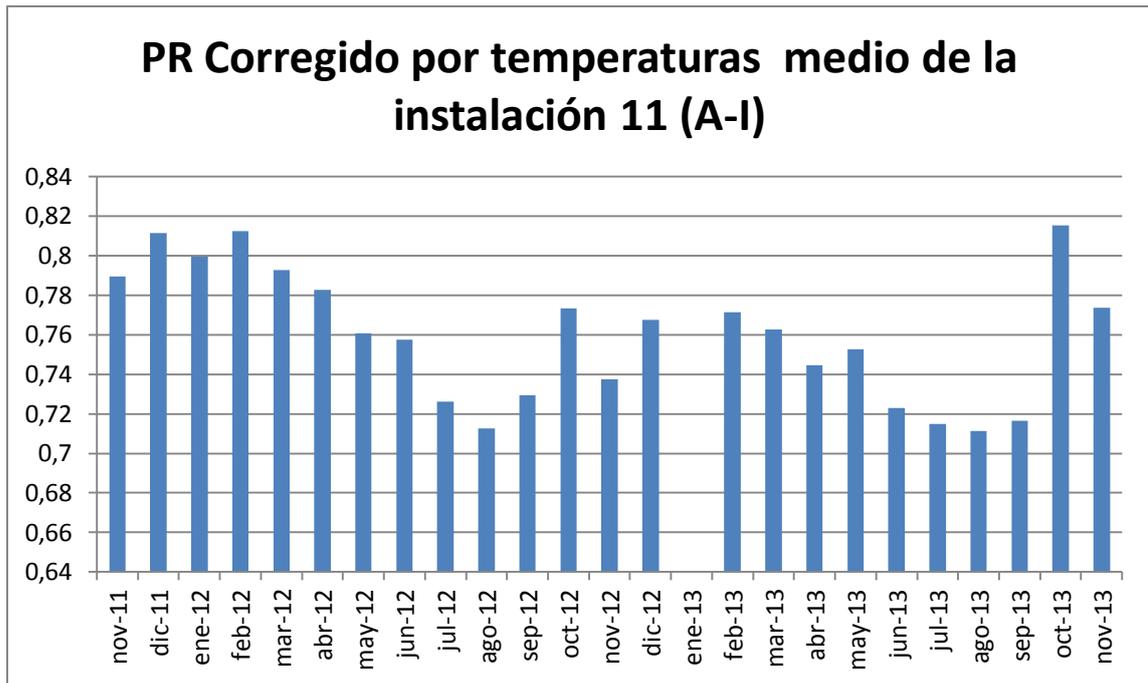


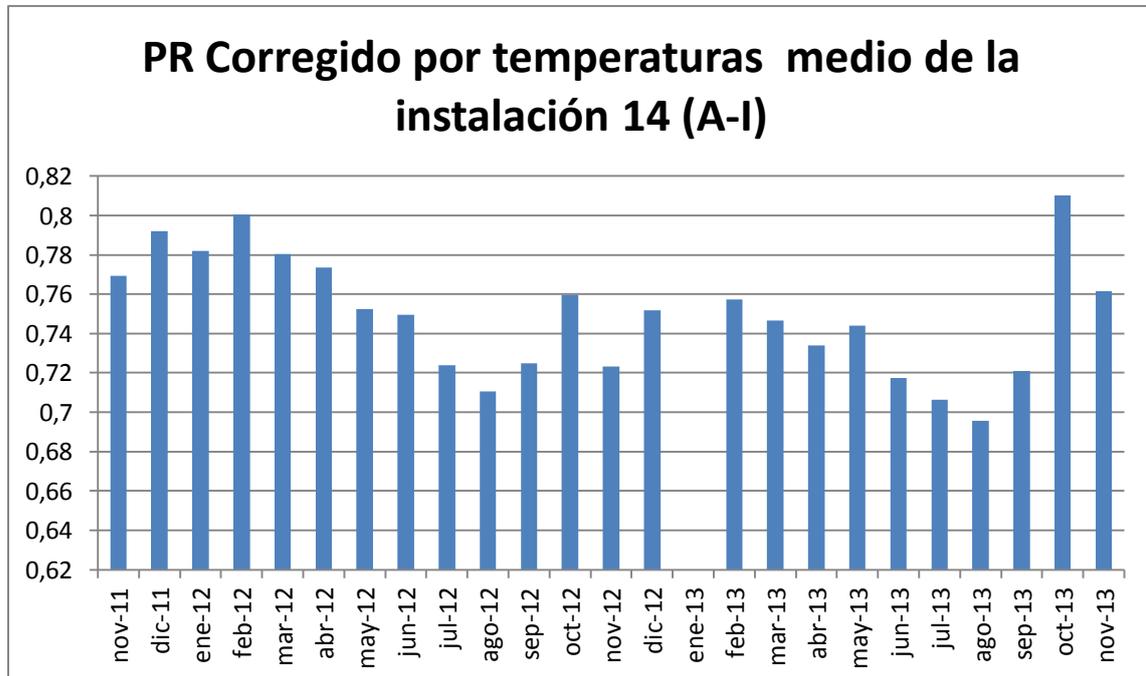
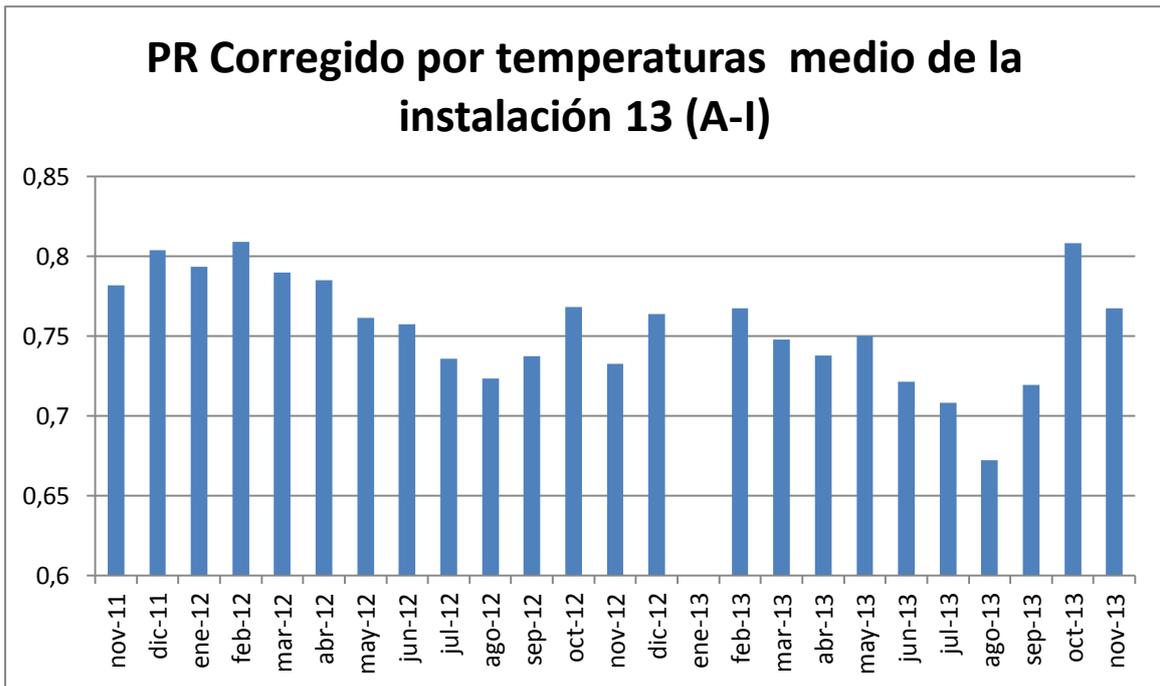
PR Corregido por temperaturas medio de la instalación 9 (A-I)

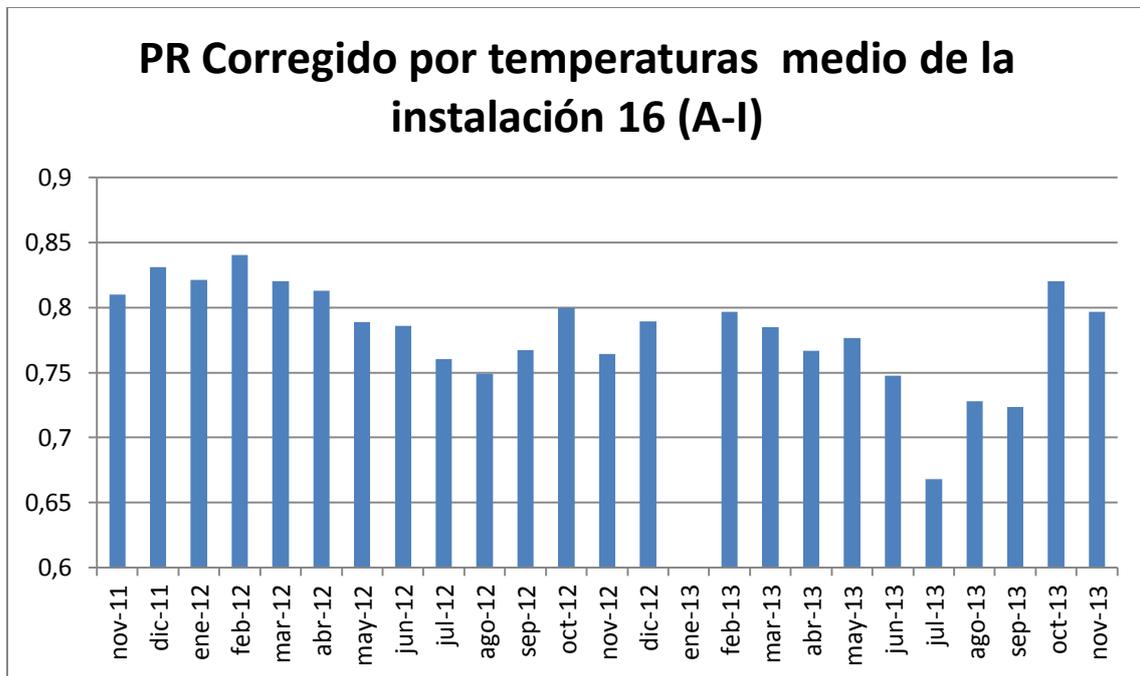
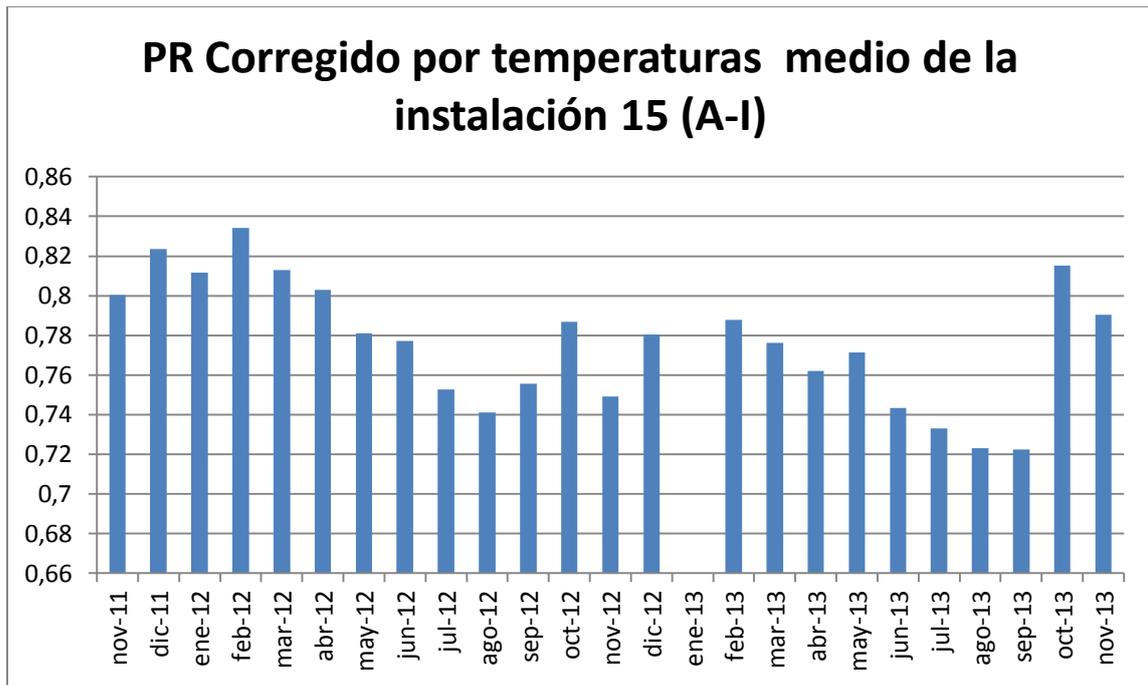


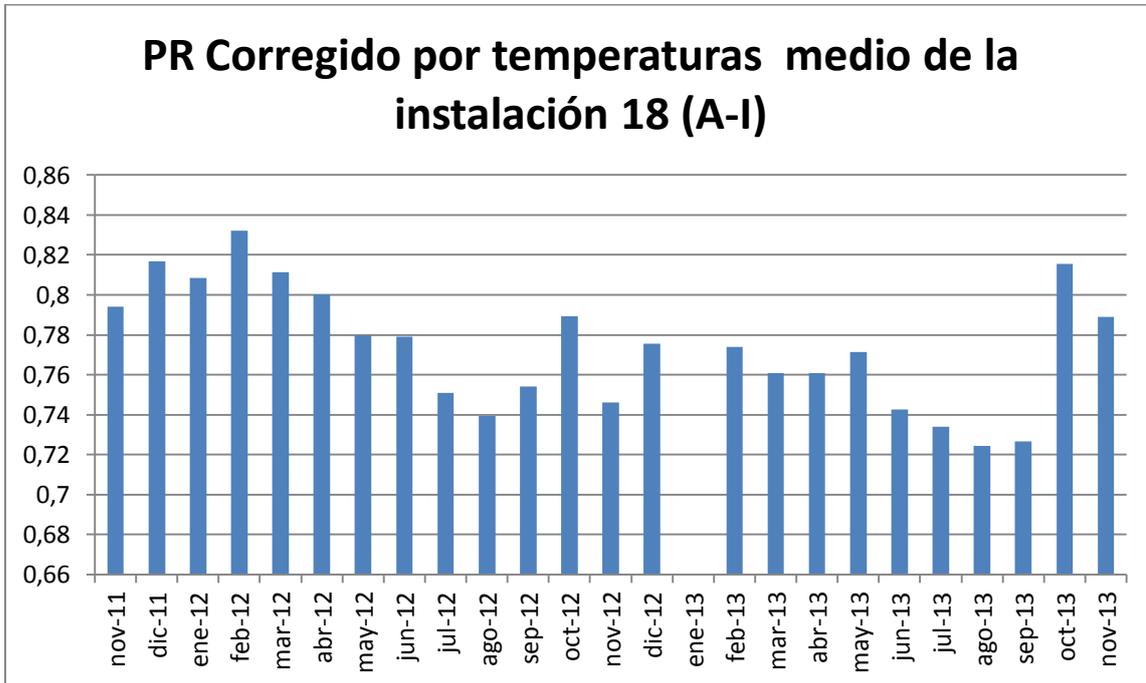
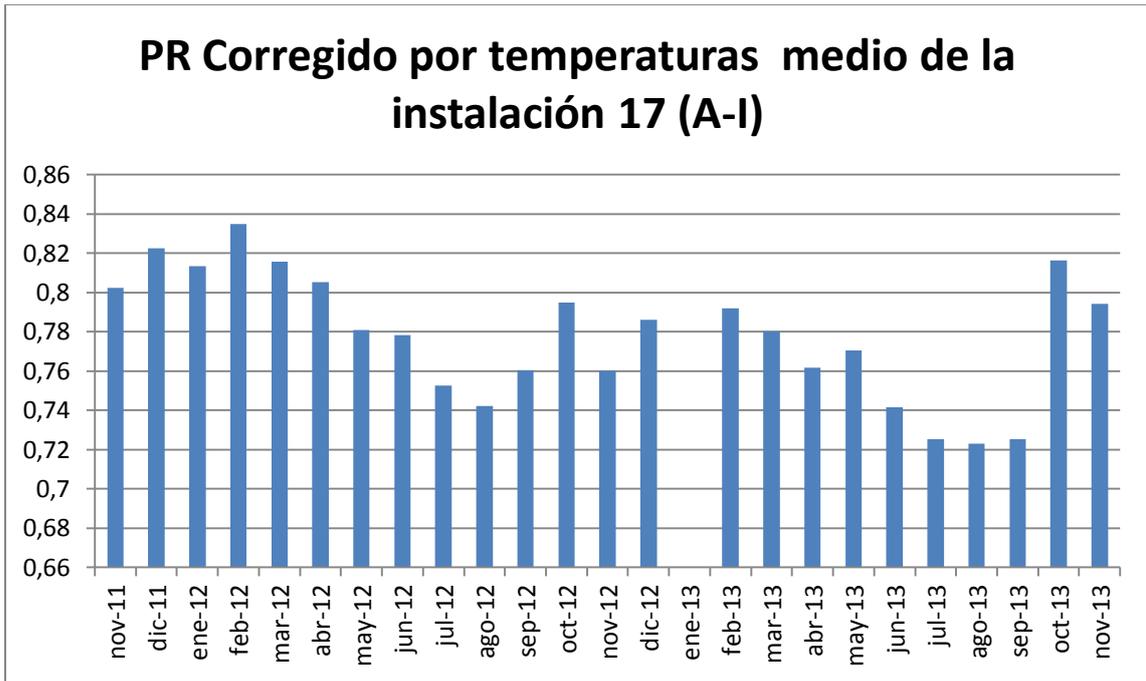
PR Corregido por temperaturas medio de la instalación 10 (A-I)

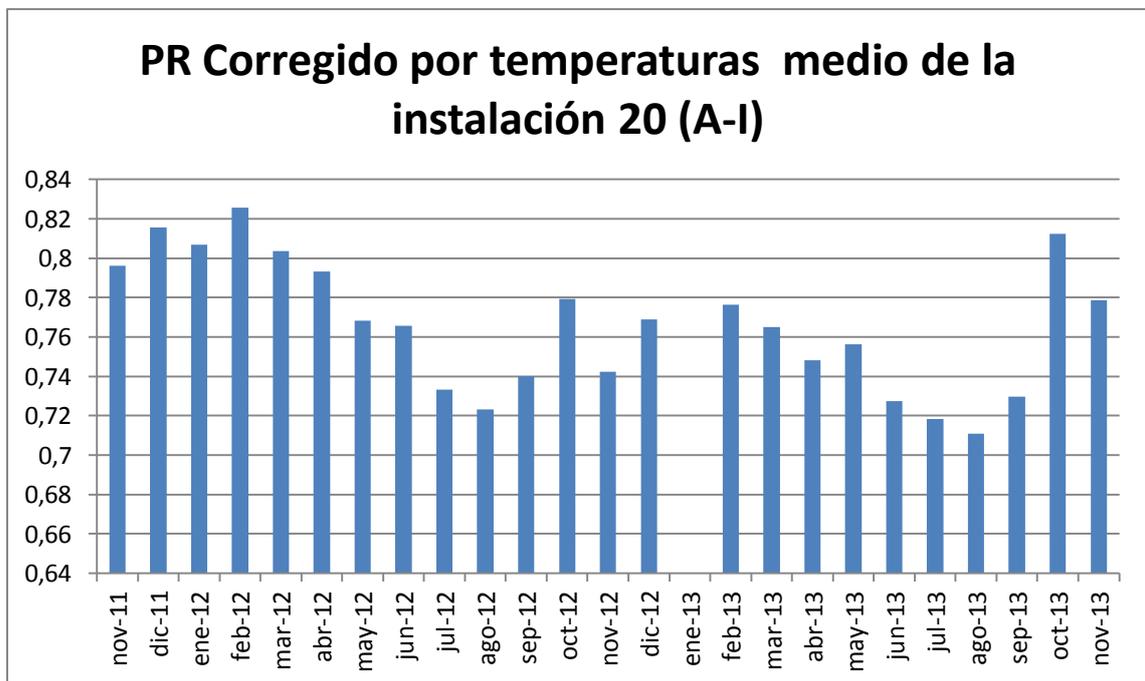
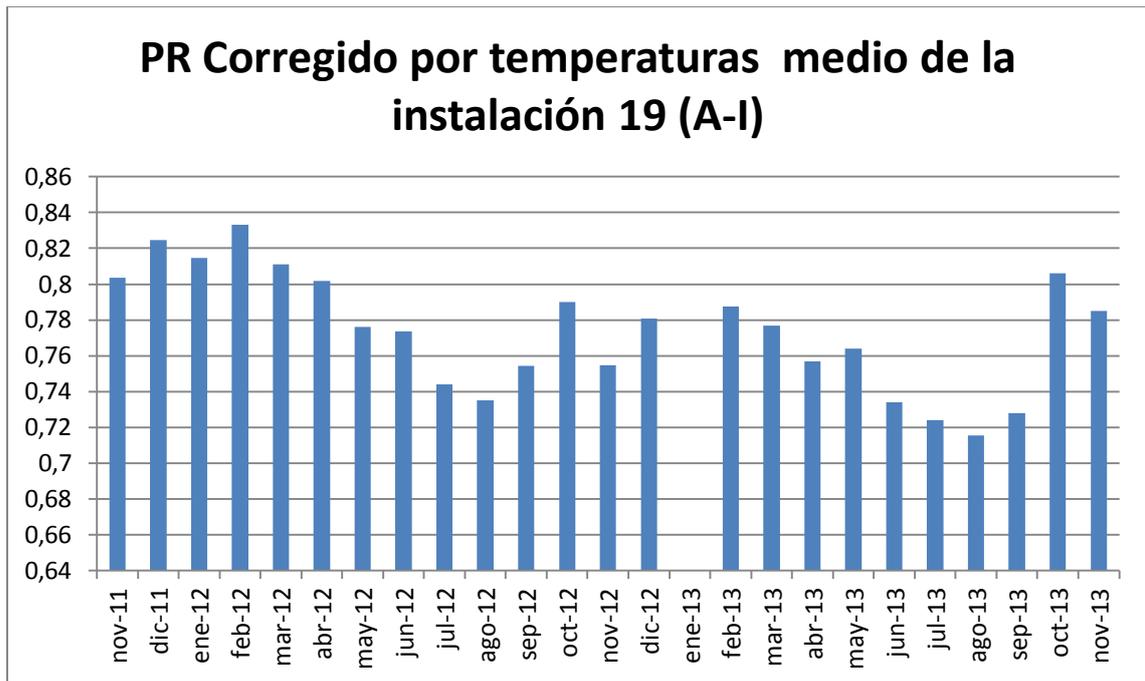


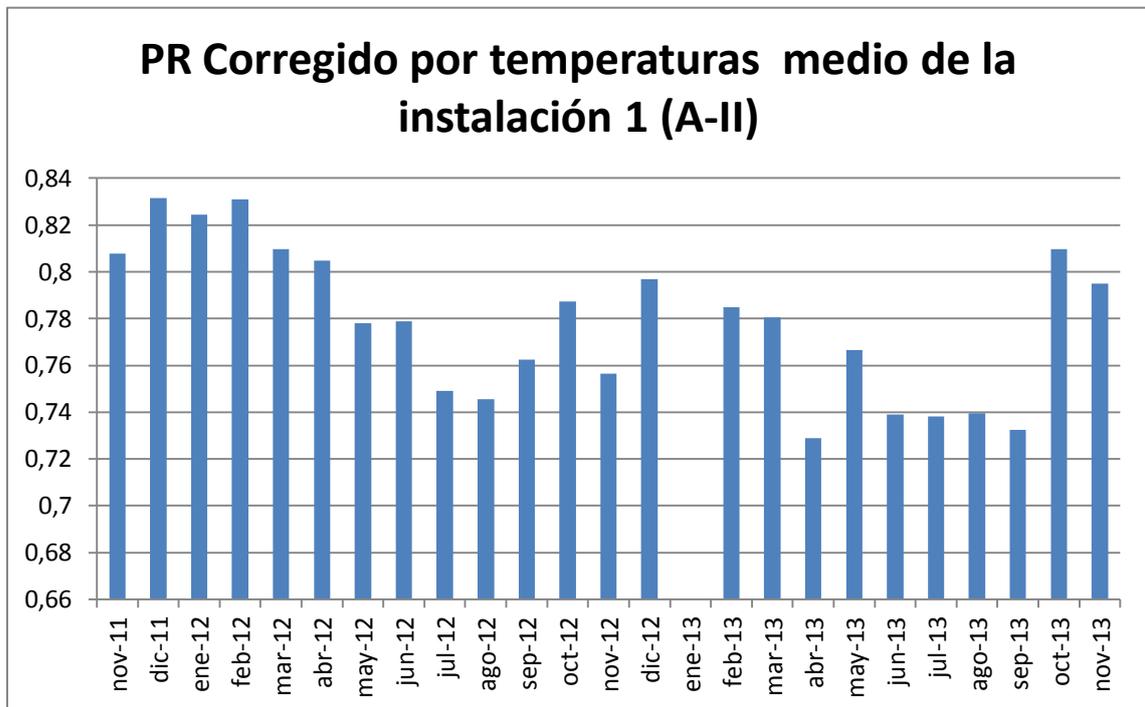
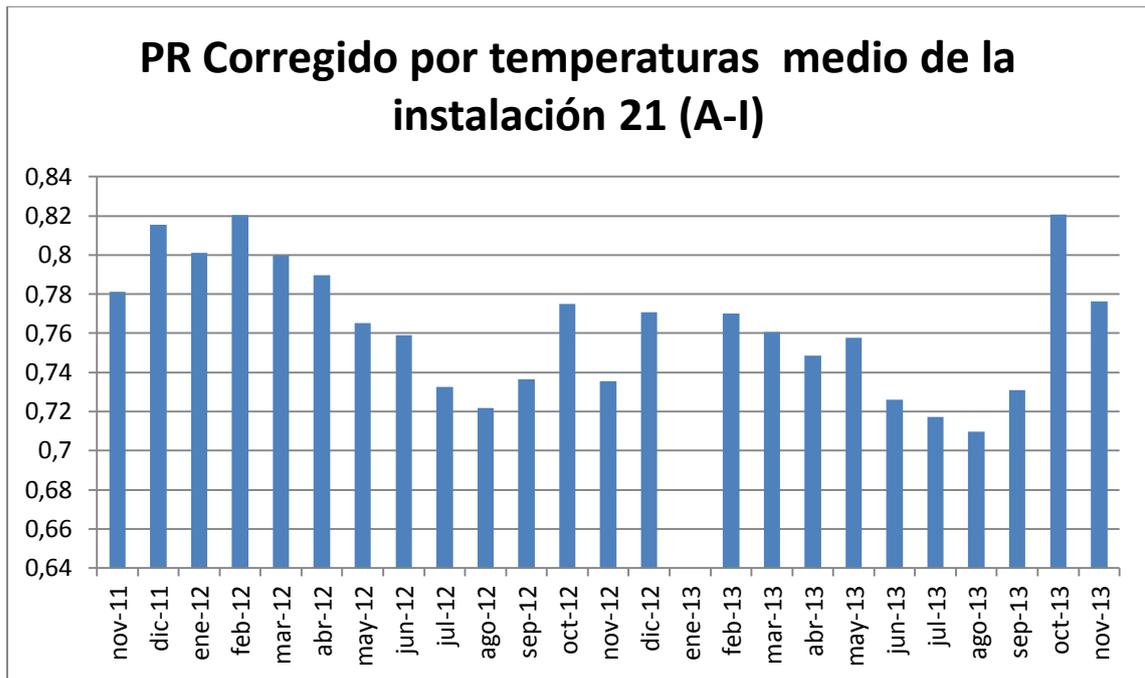


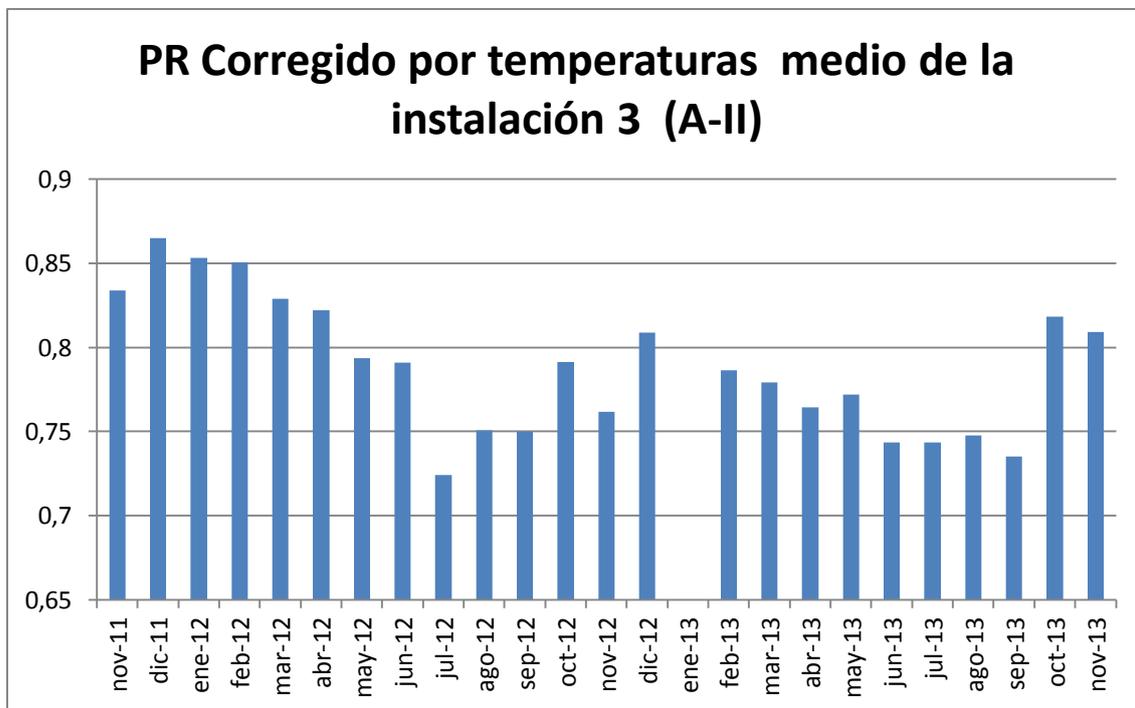
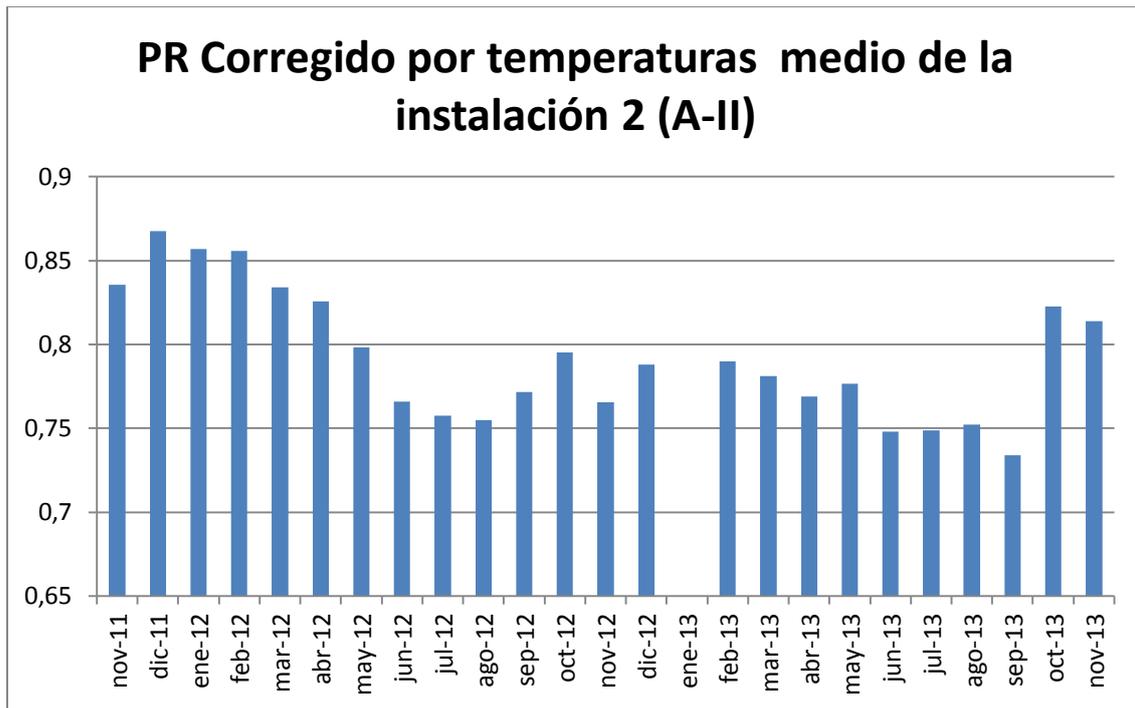


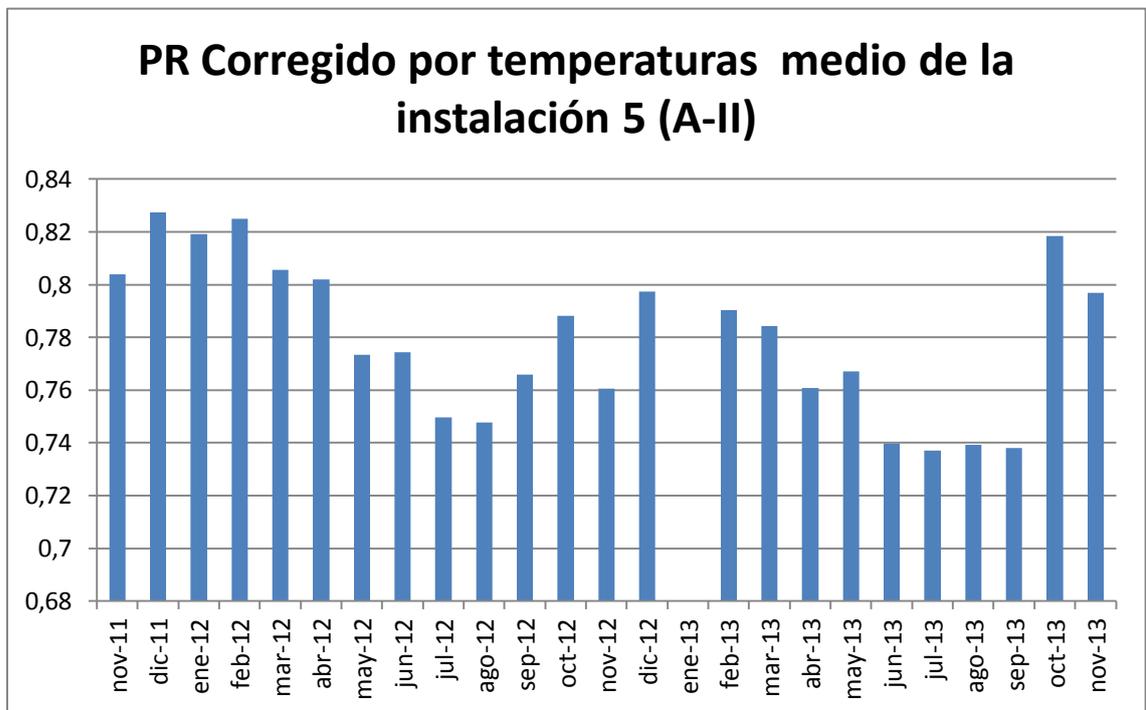
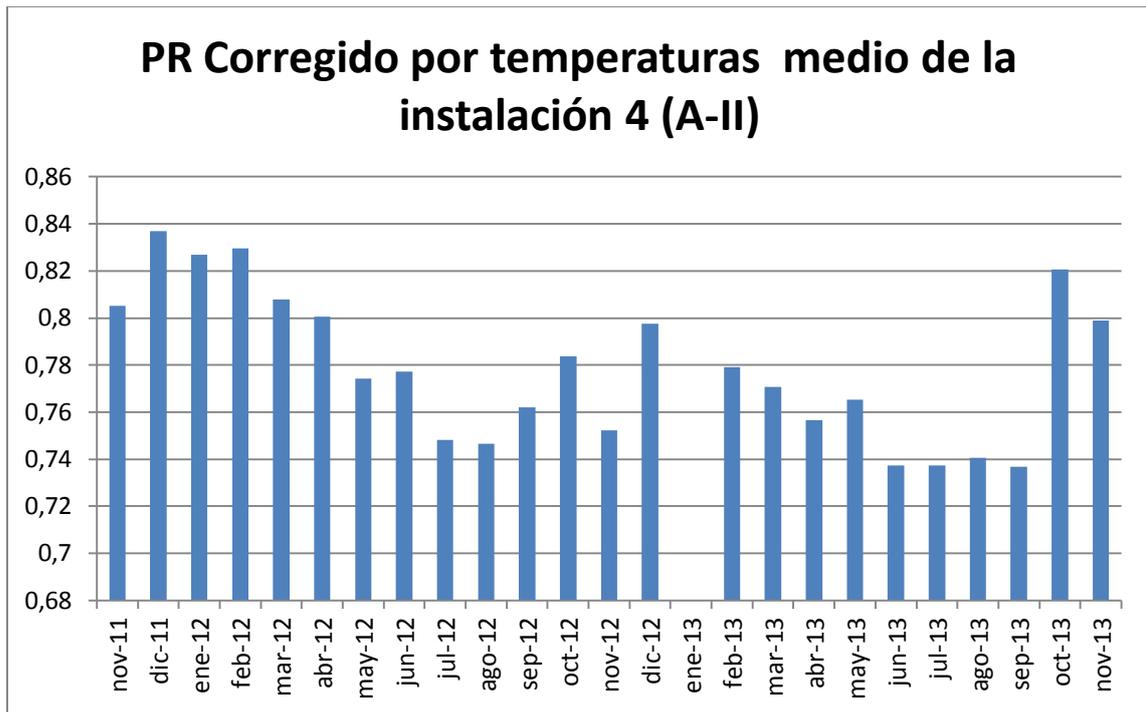


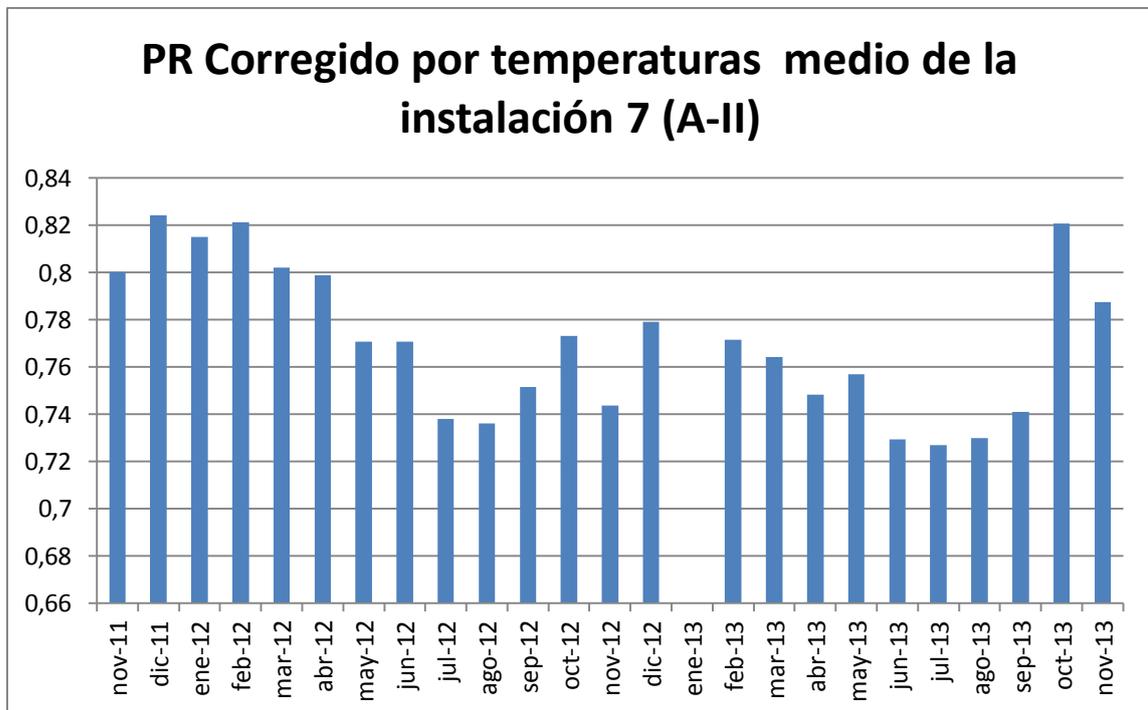
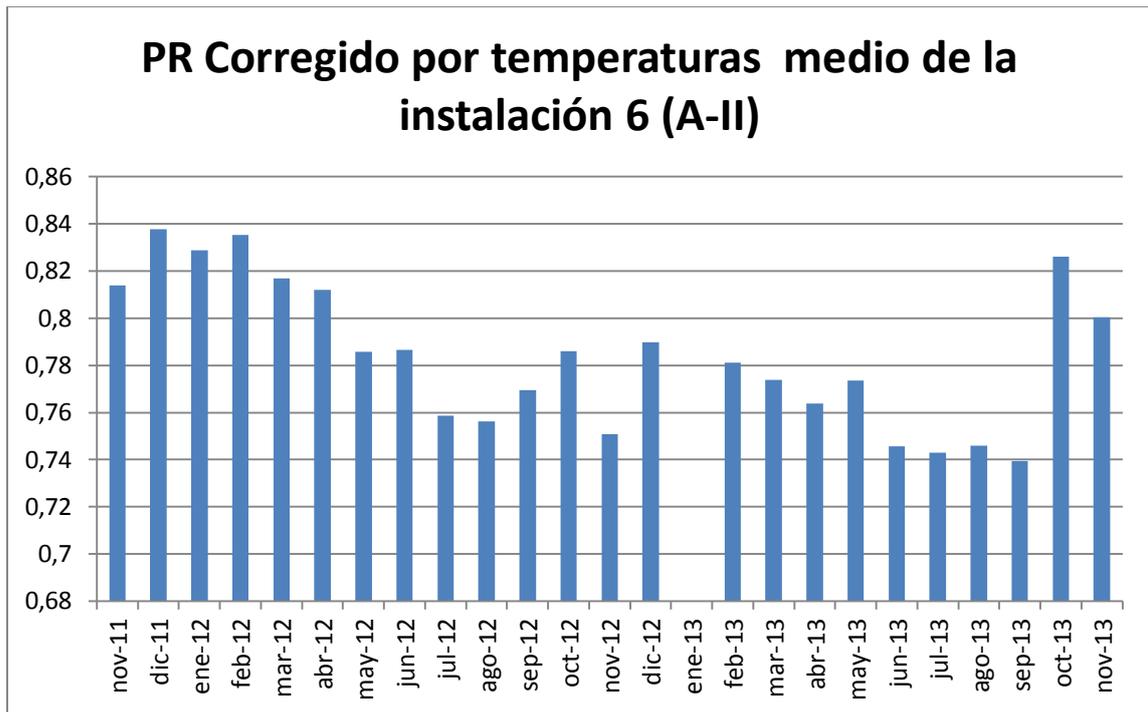


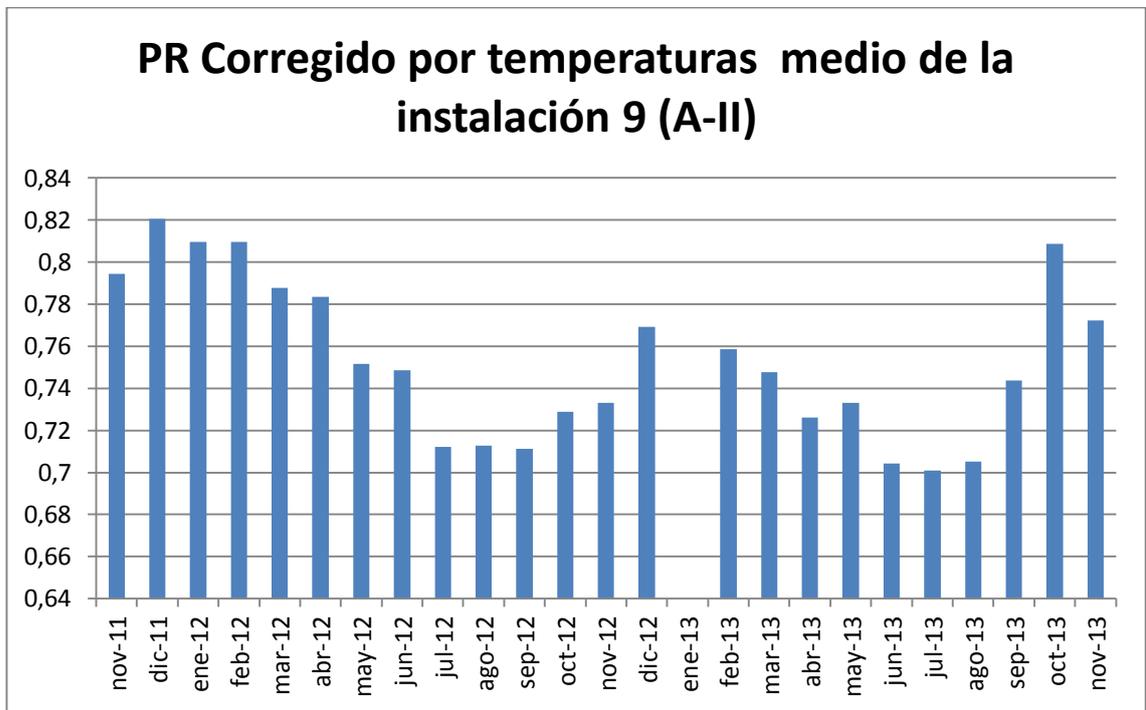
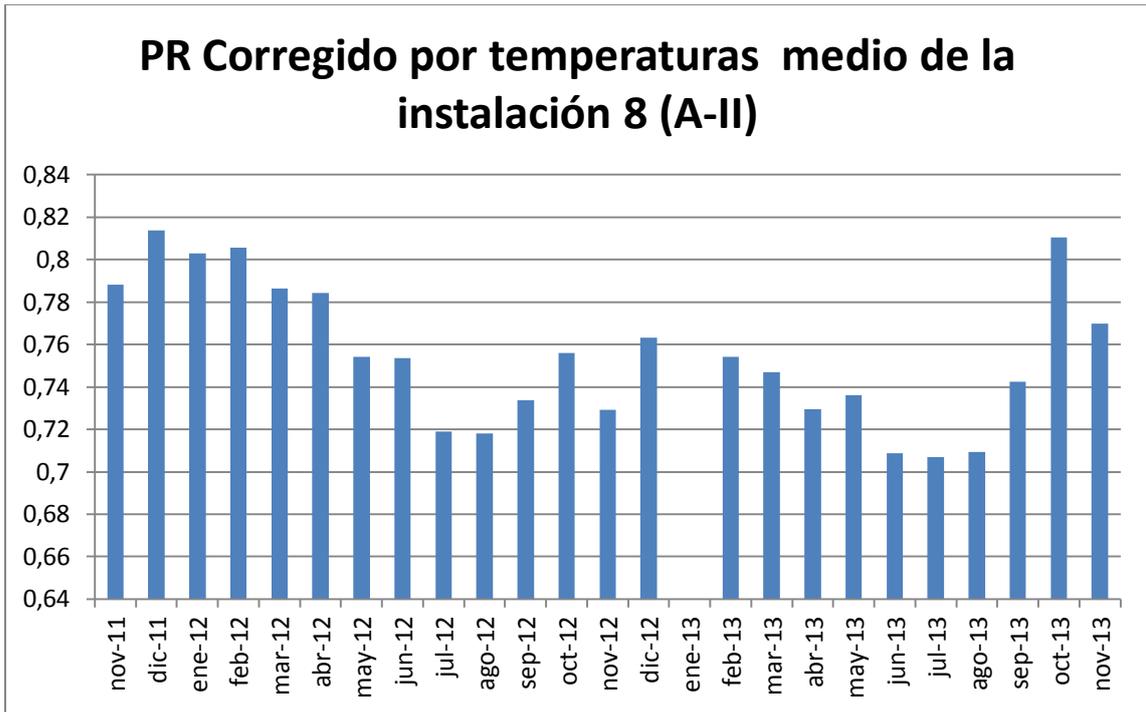


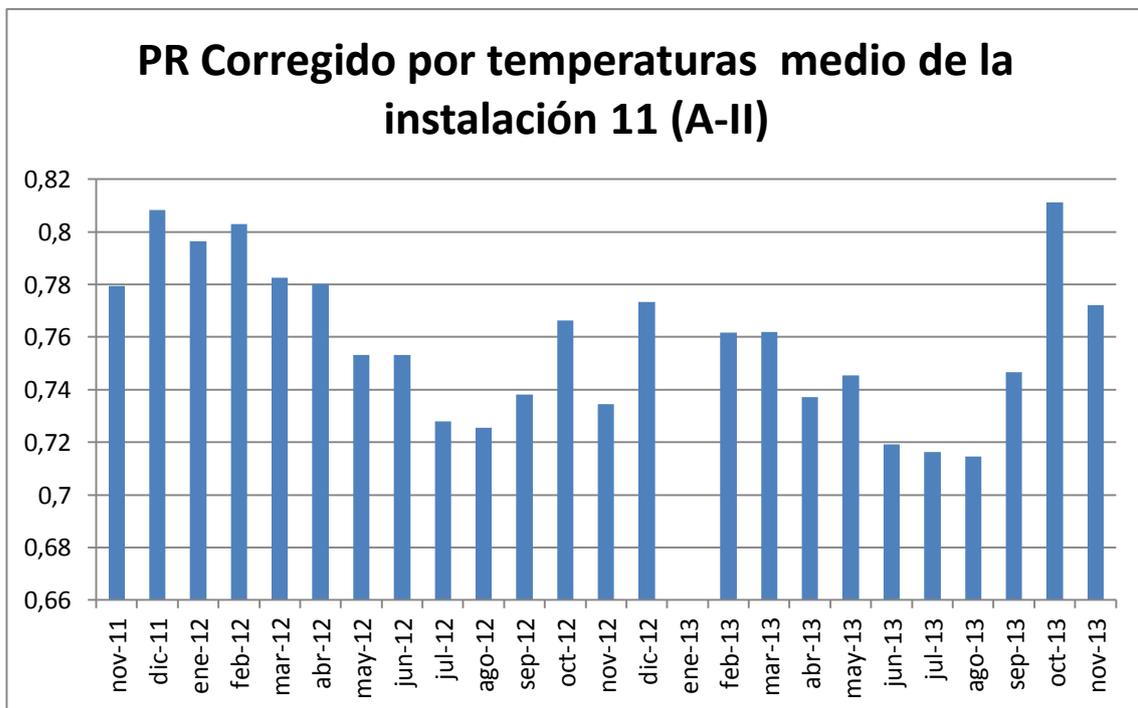
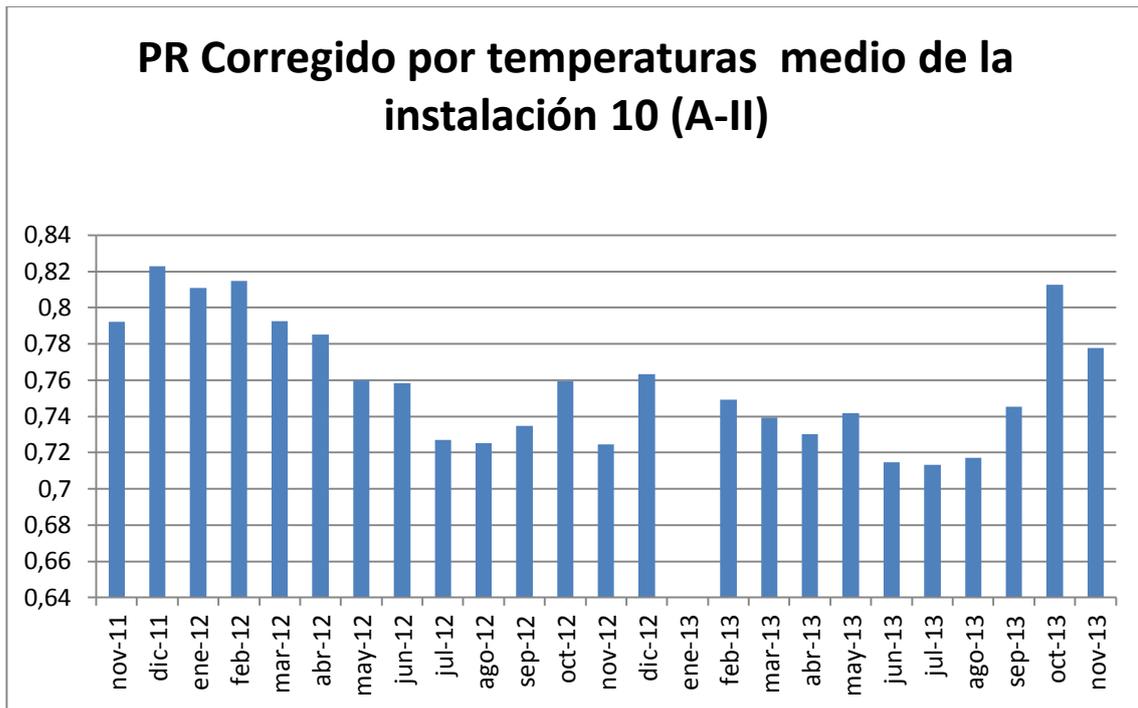


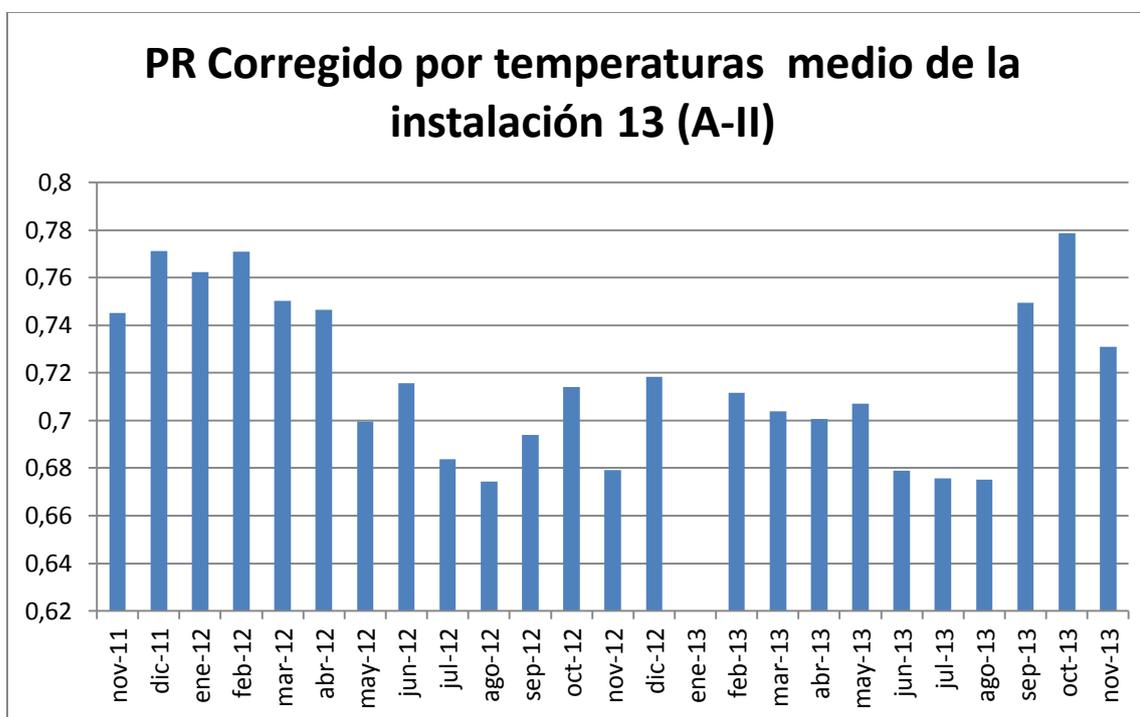
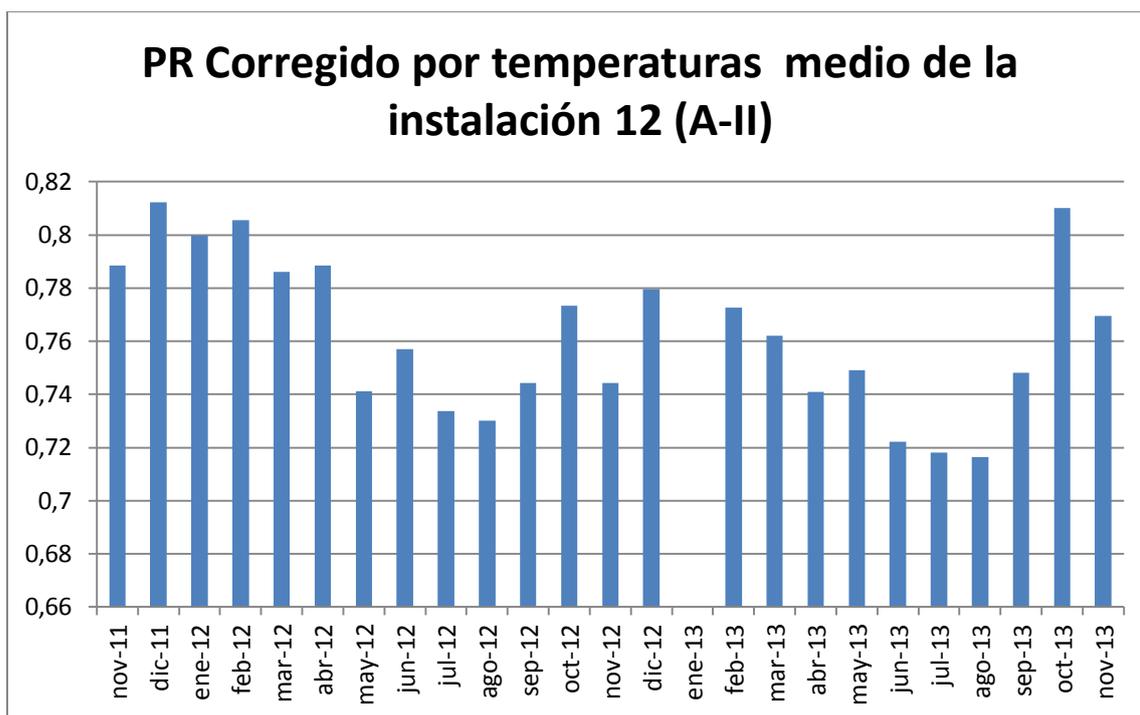


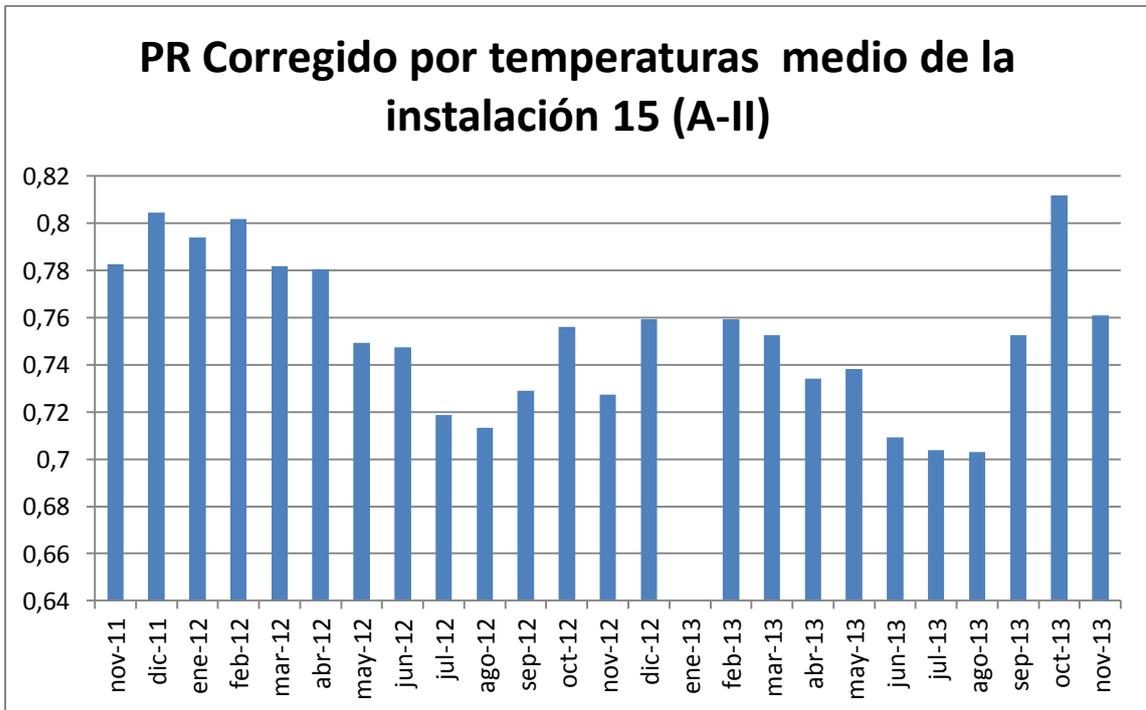
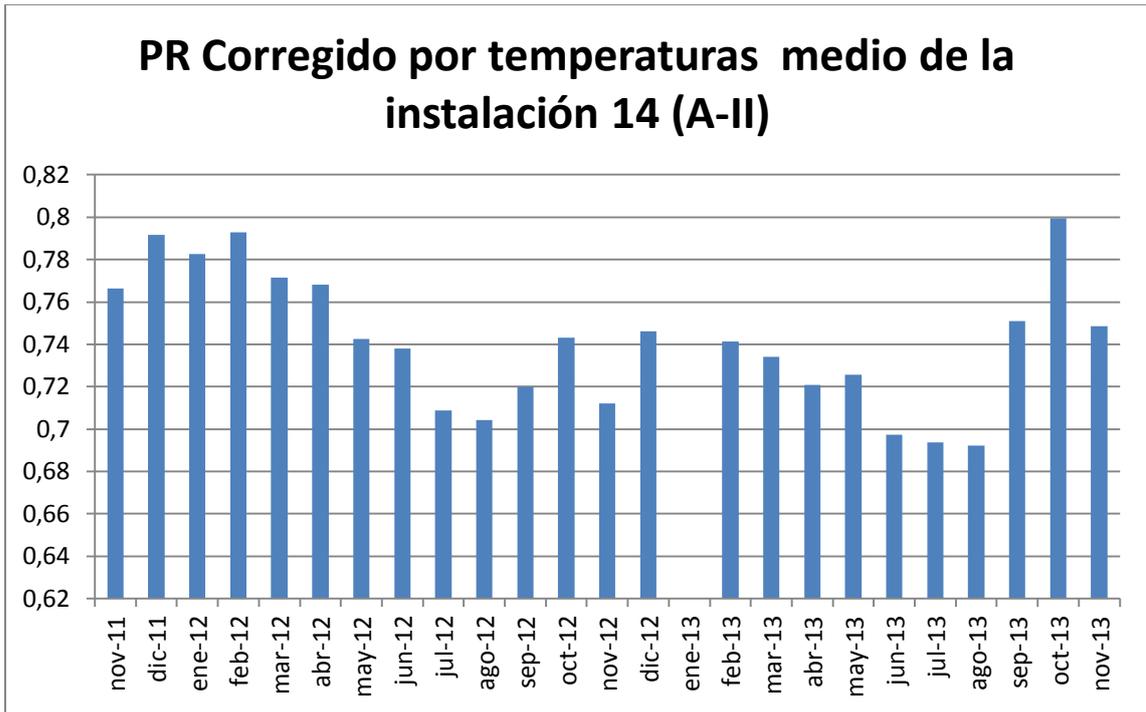


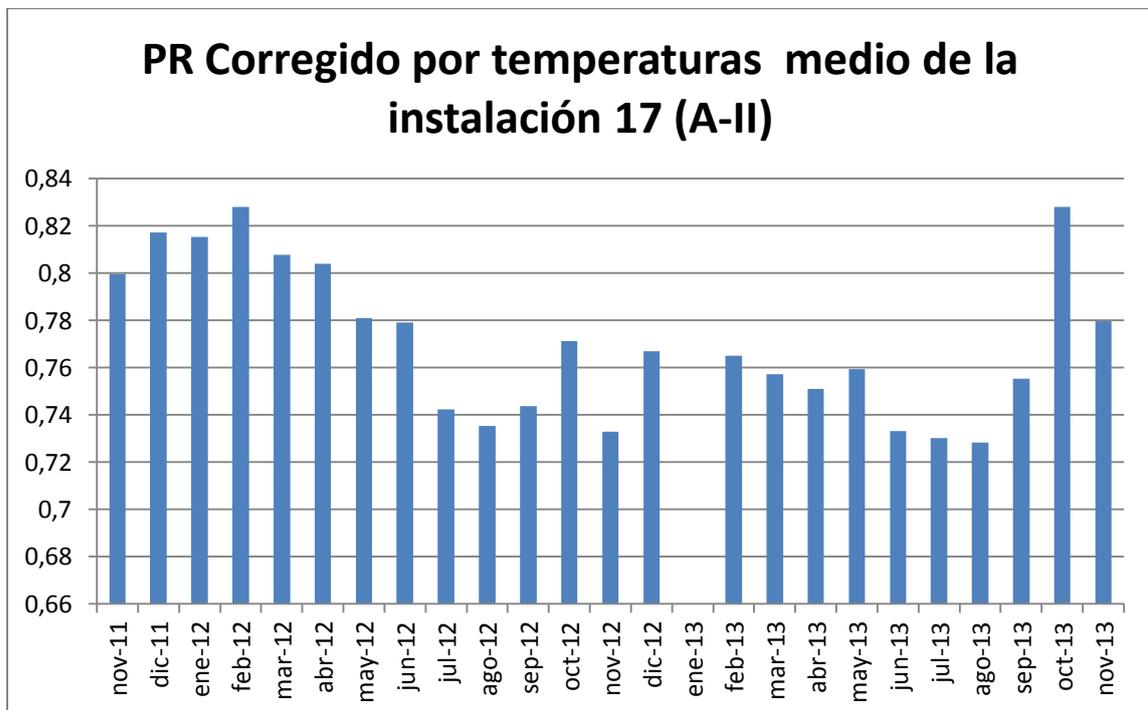
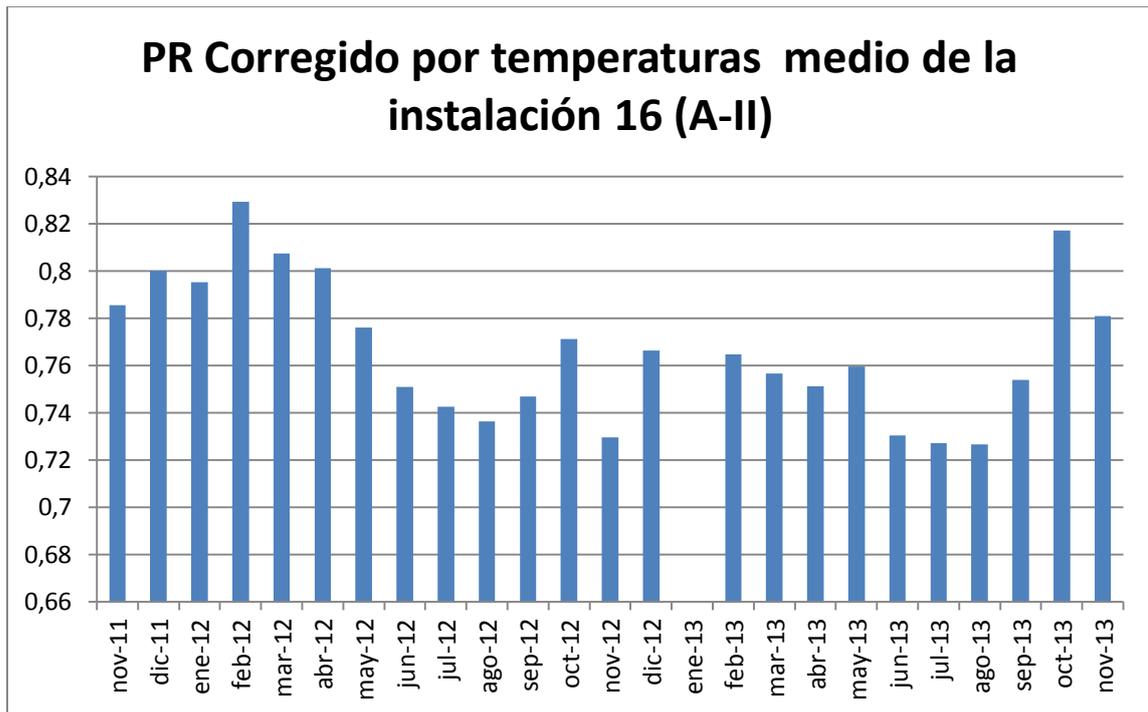


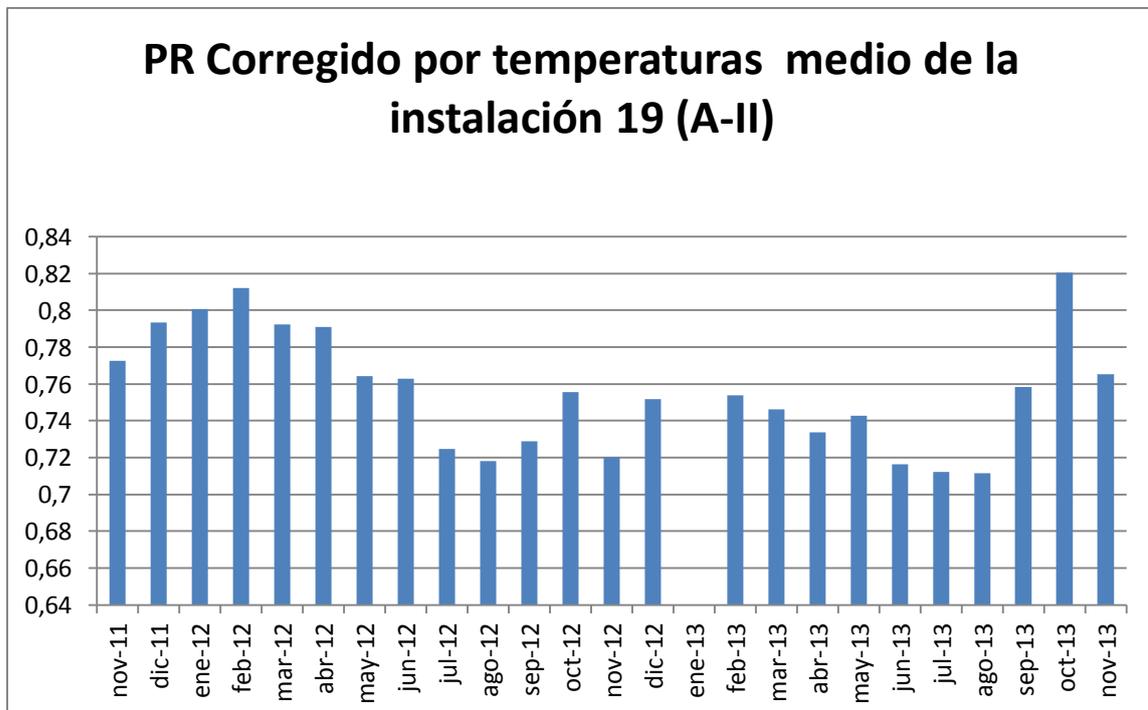
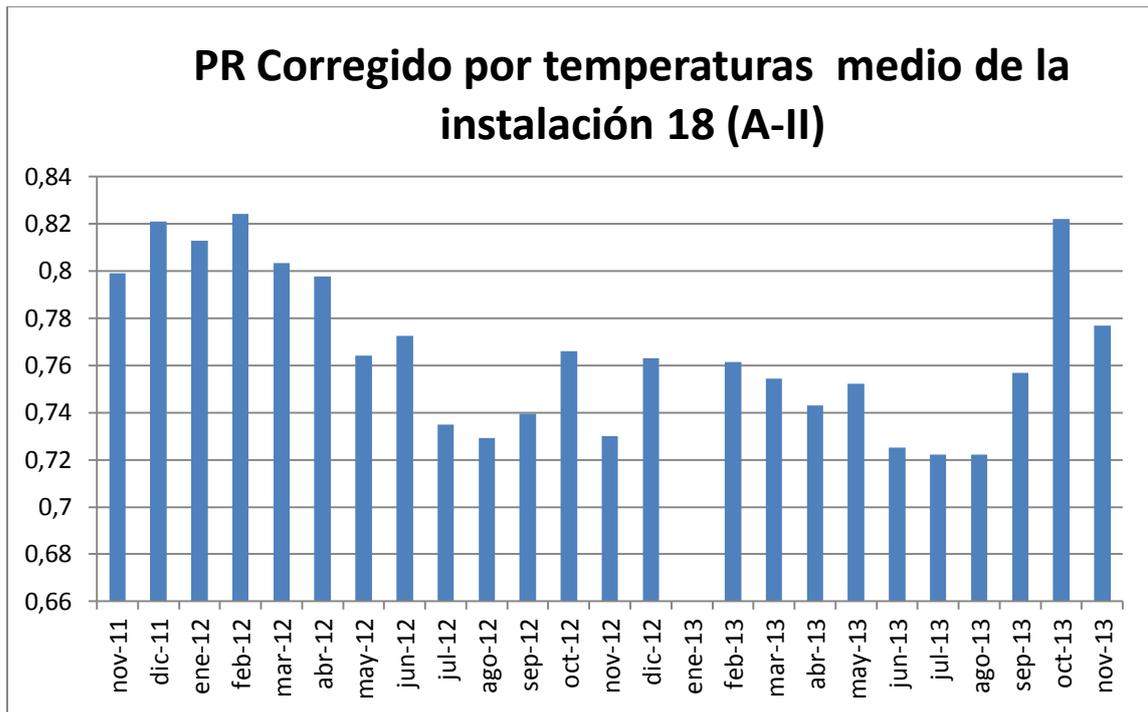


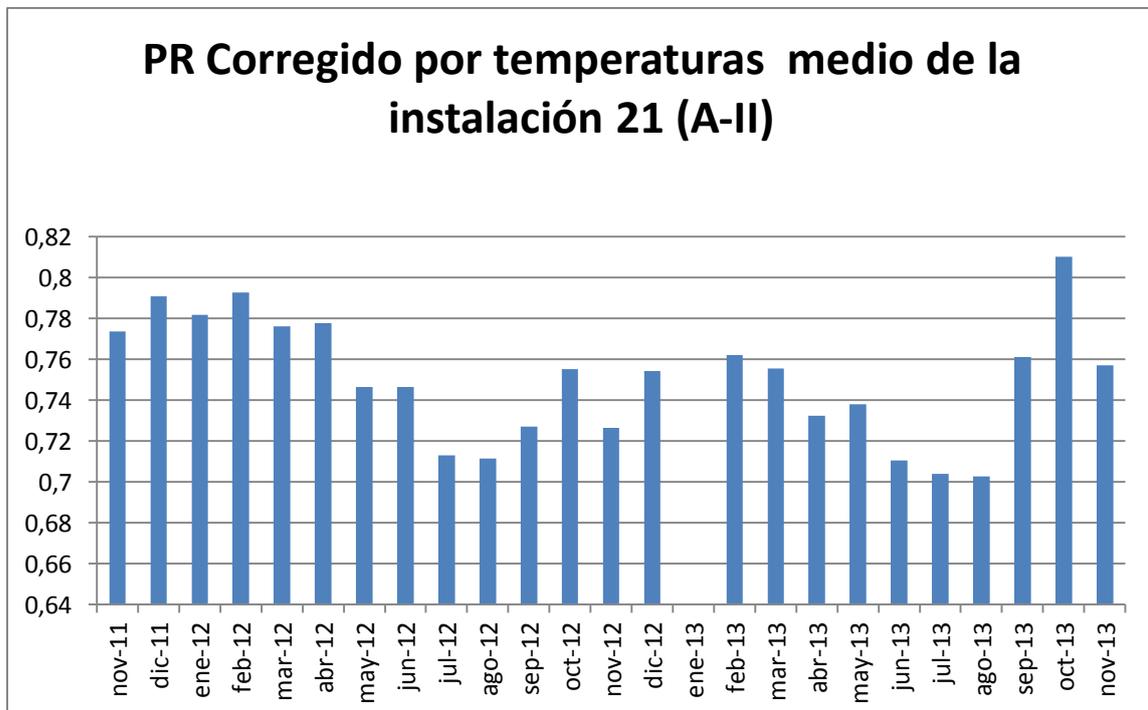
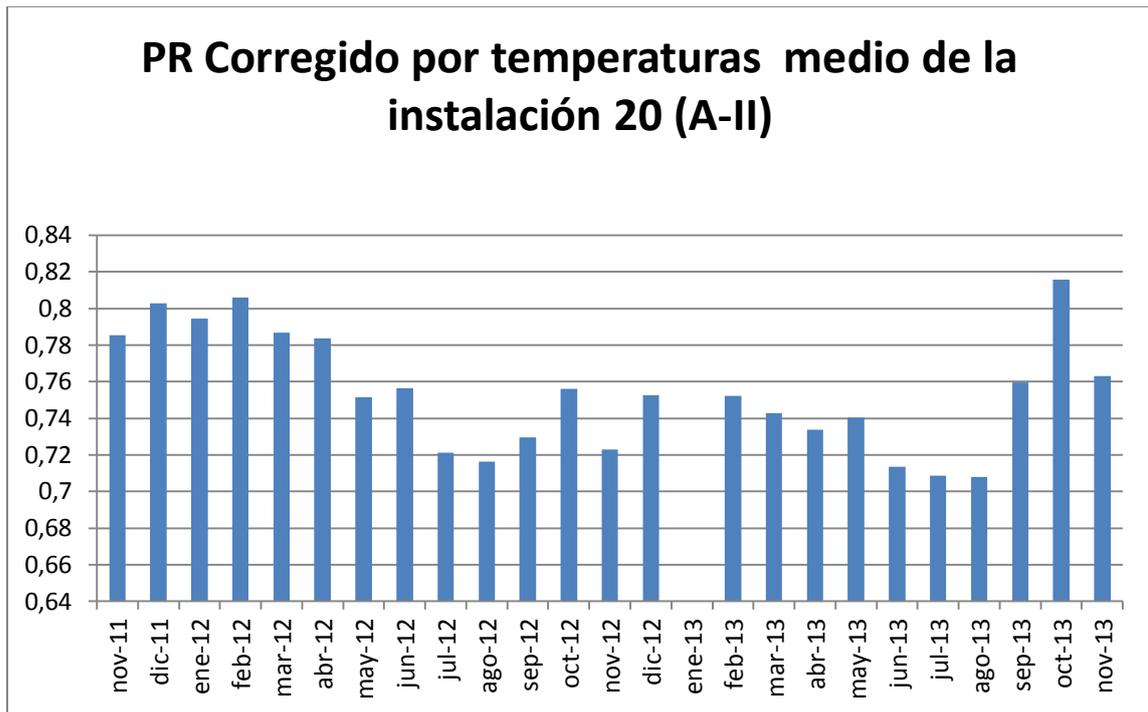


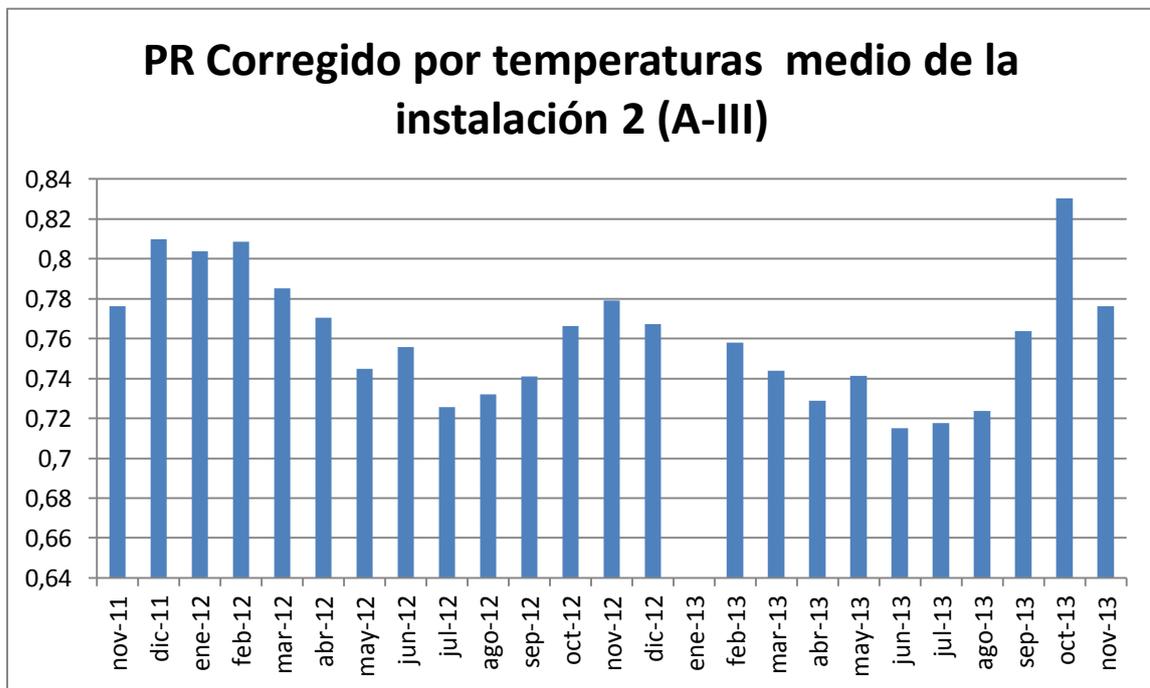
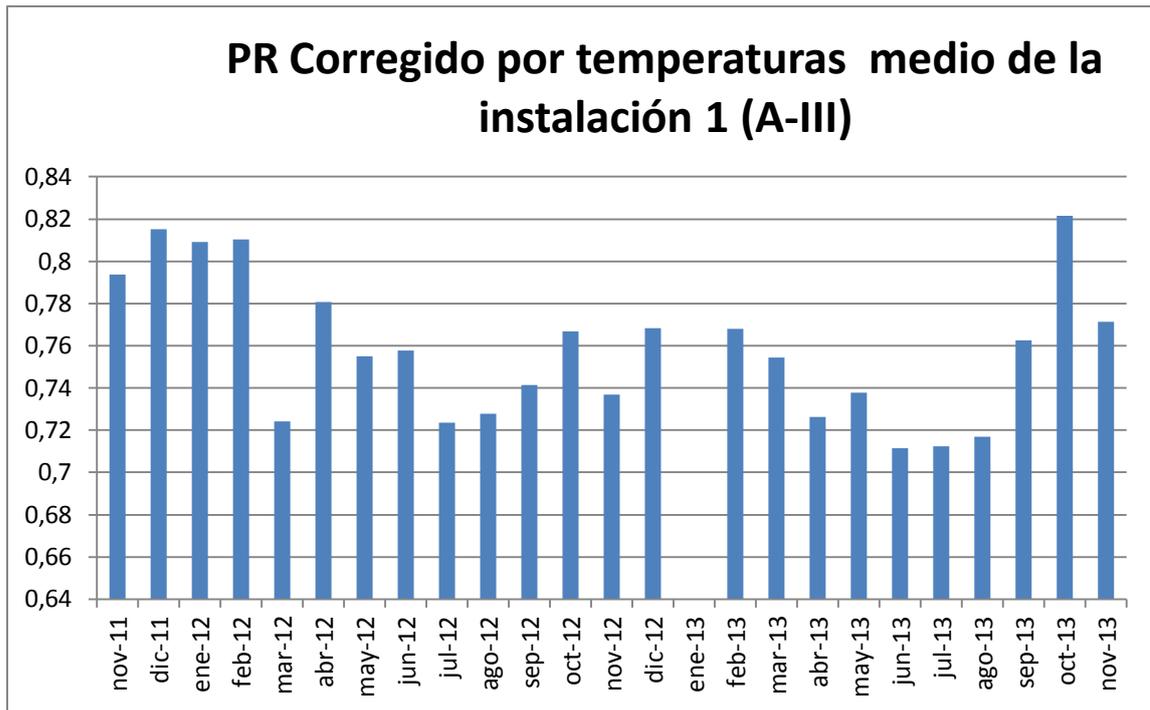


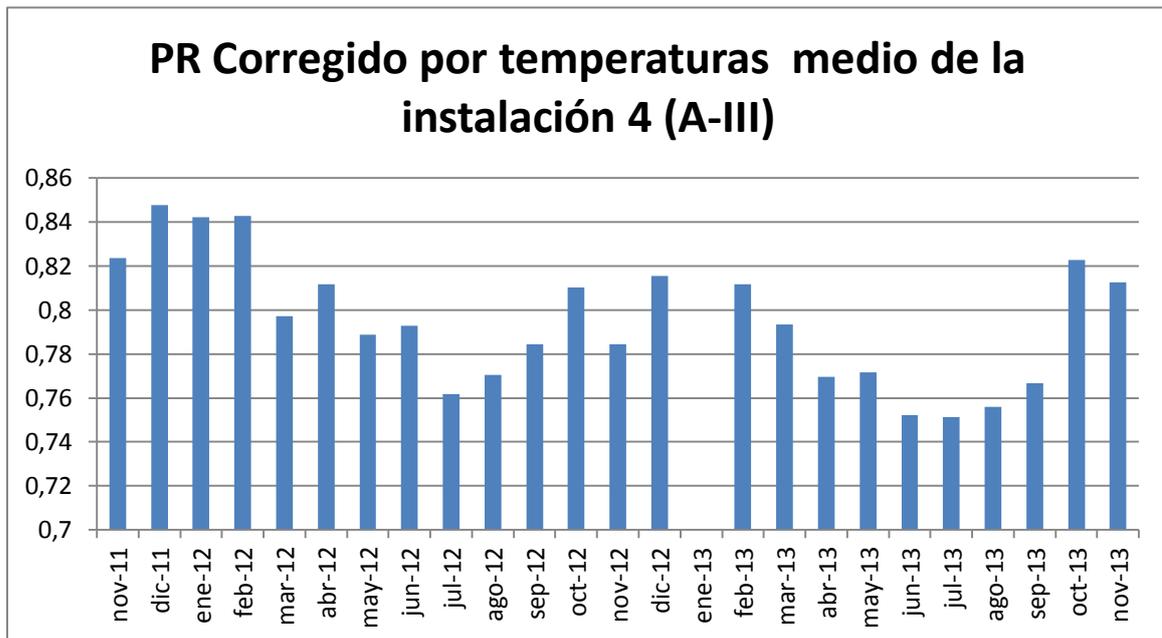
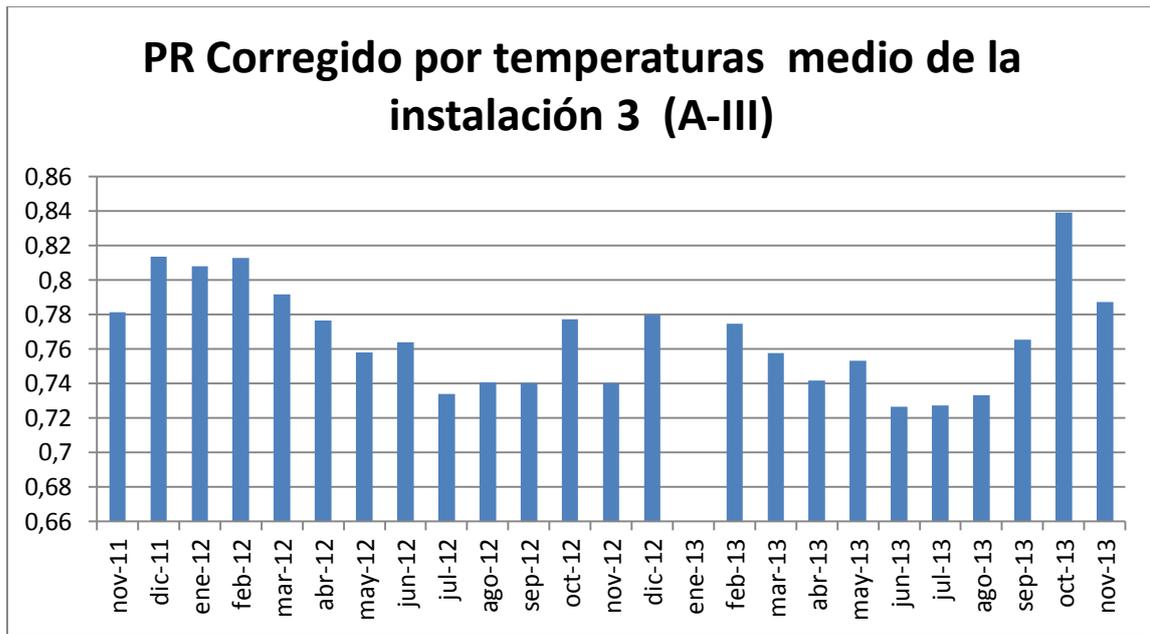


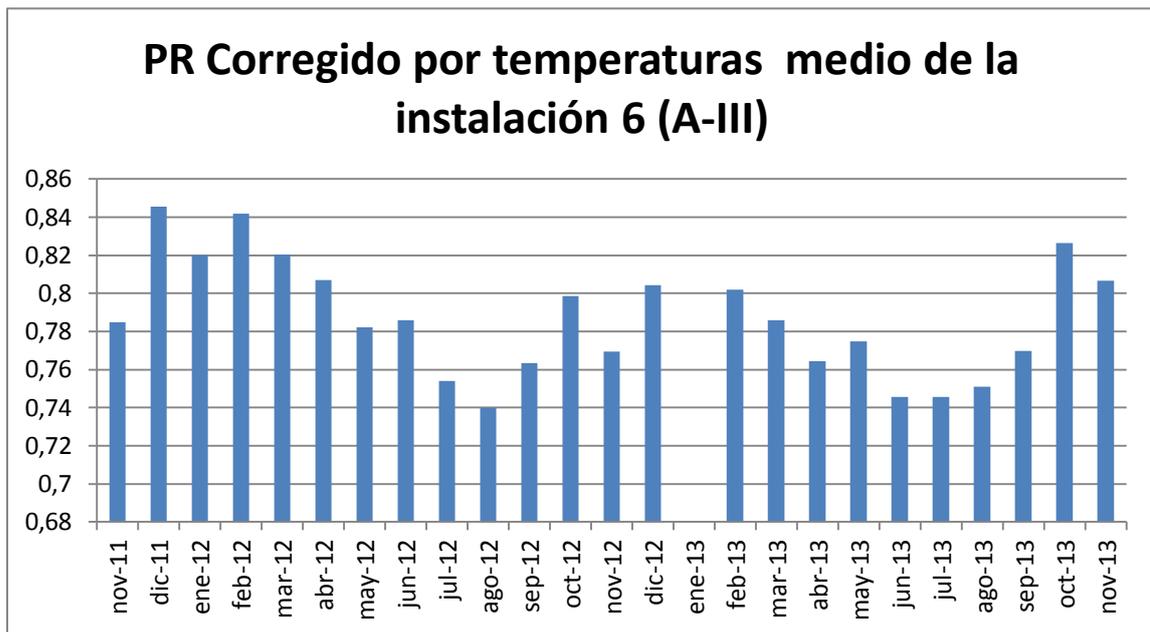
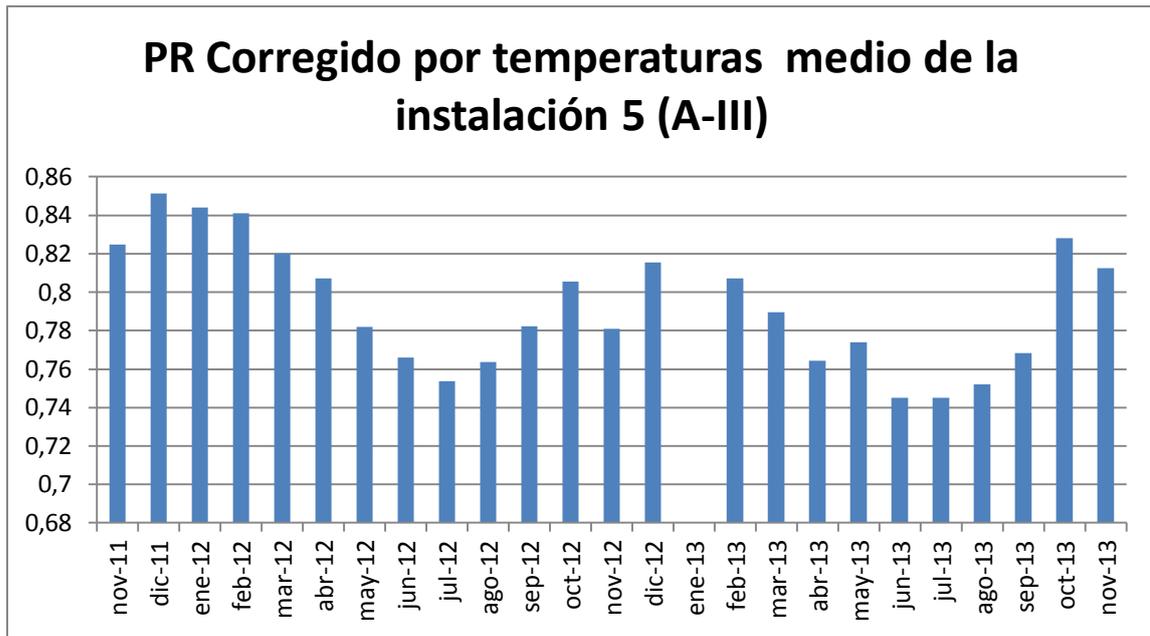


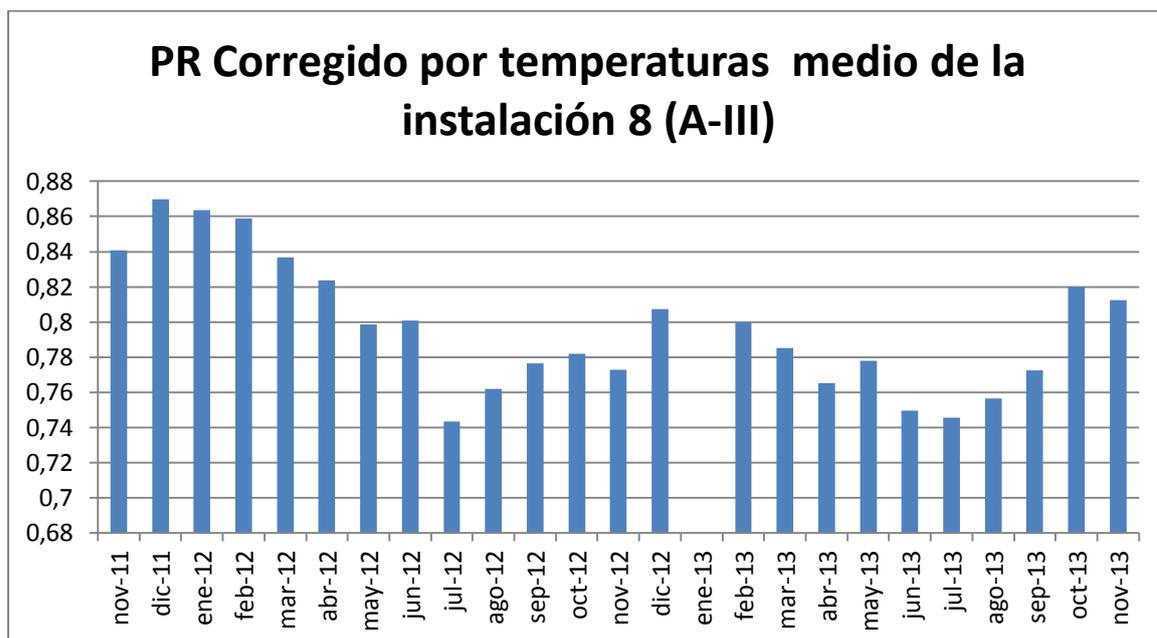
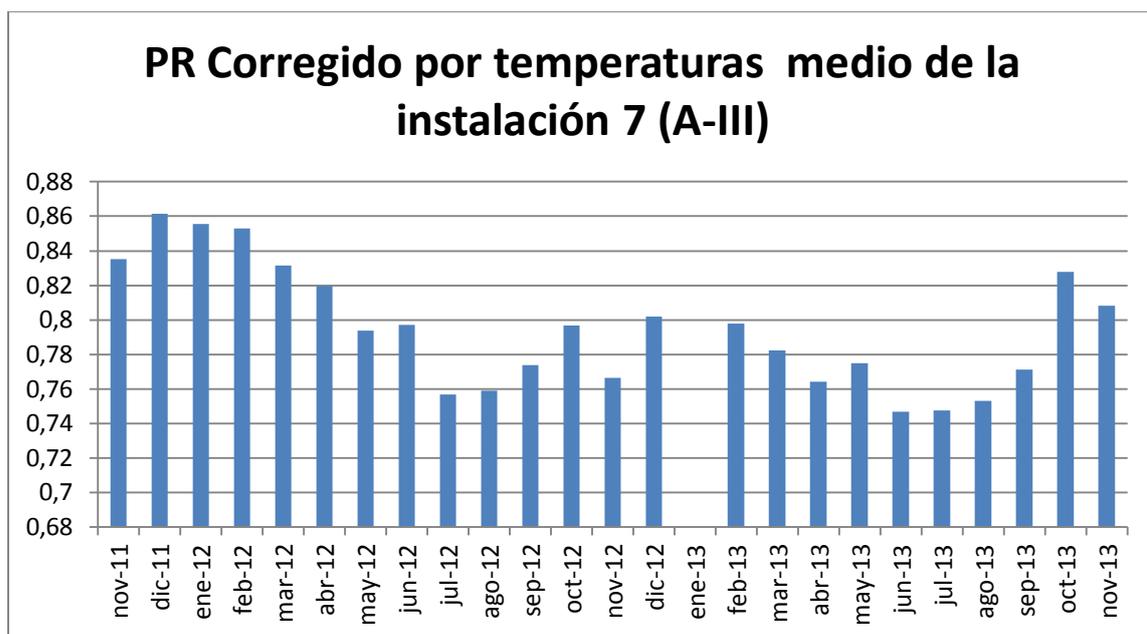


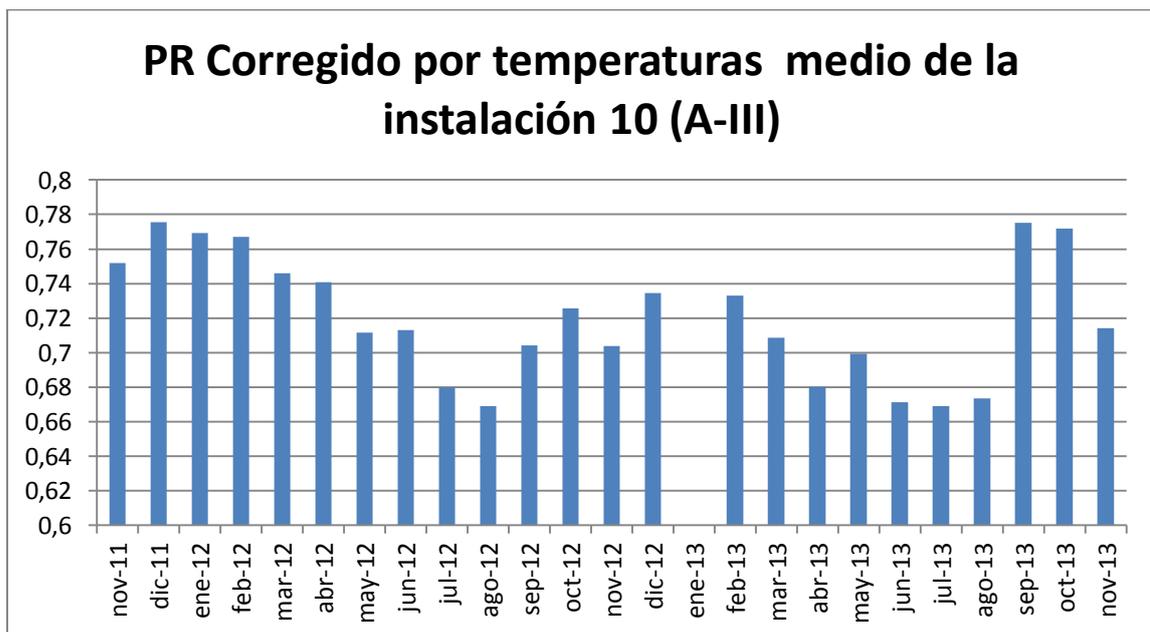
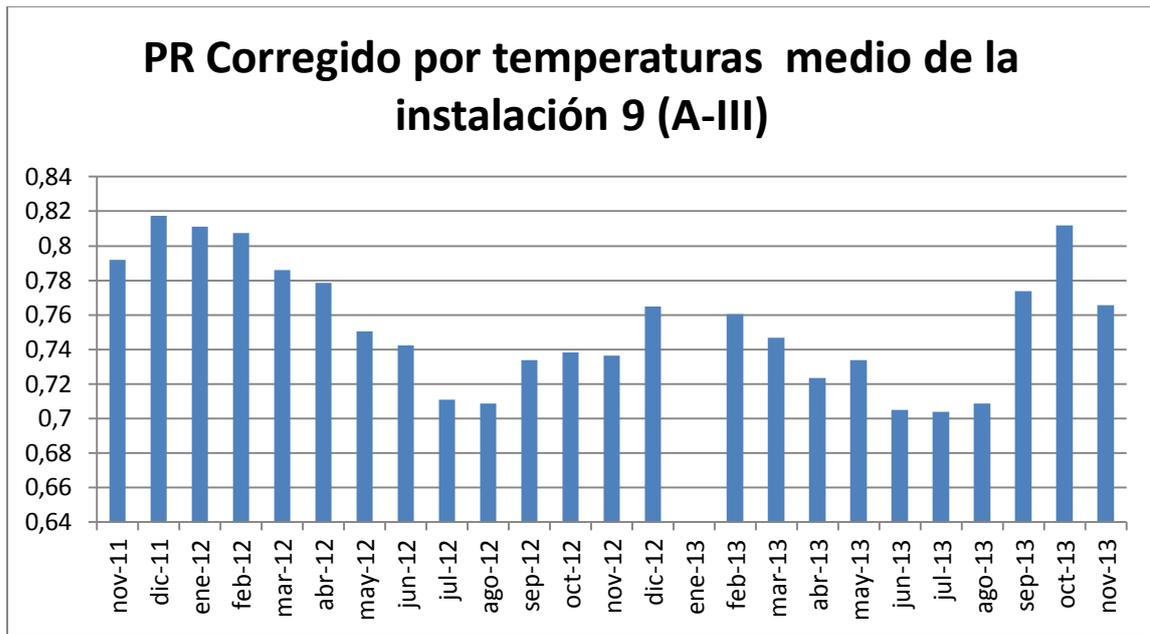


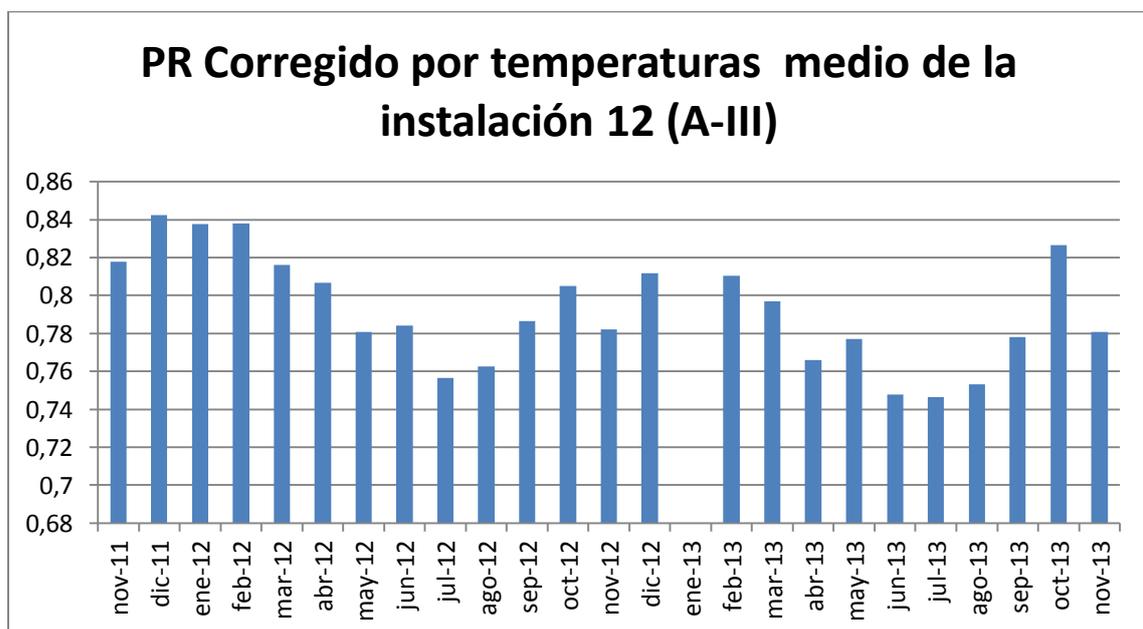
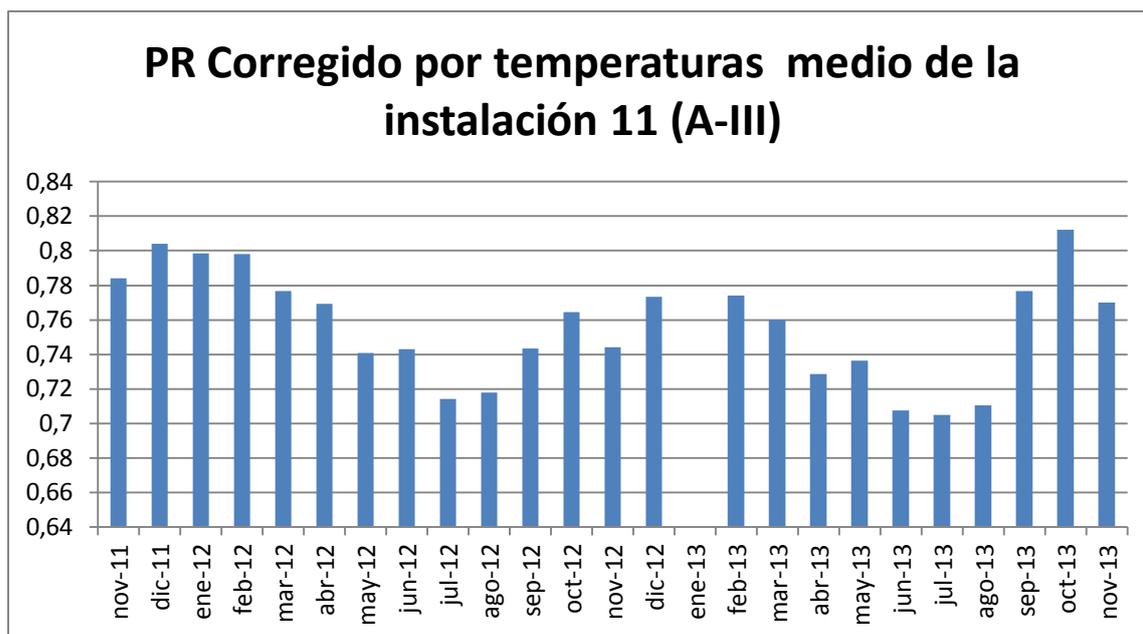


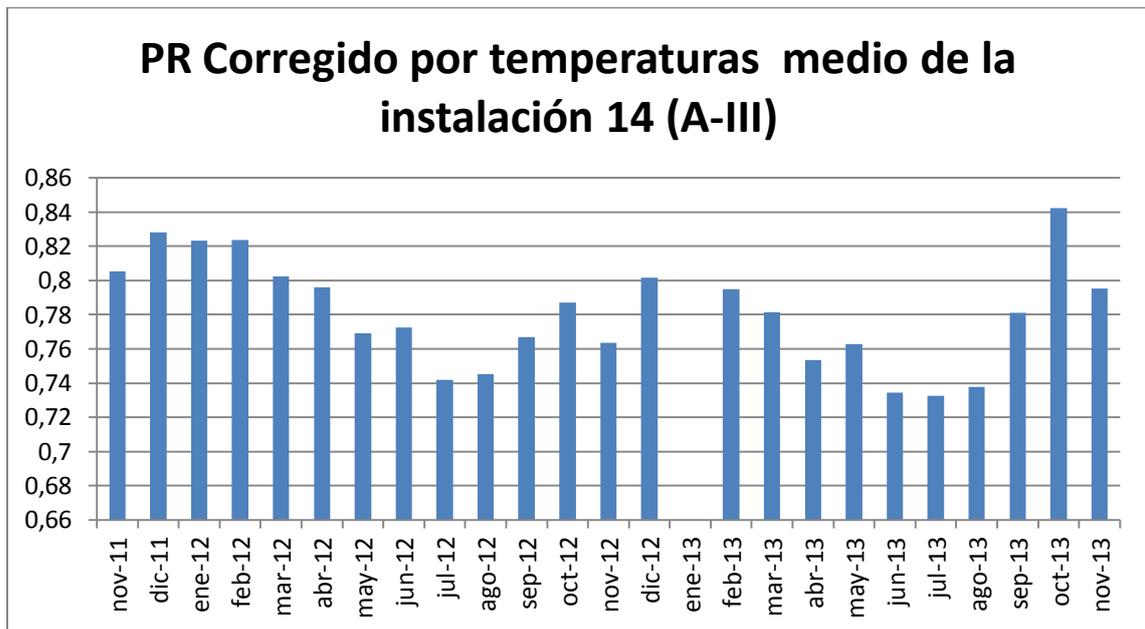
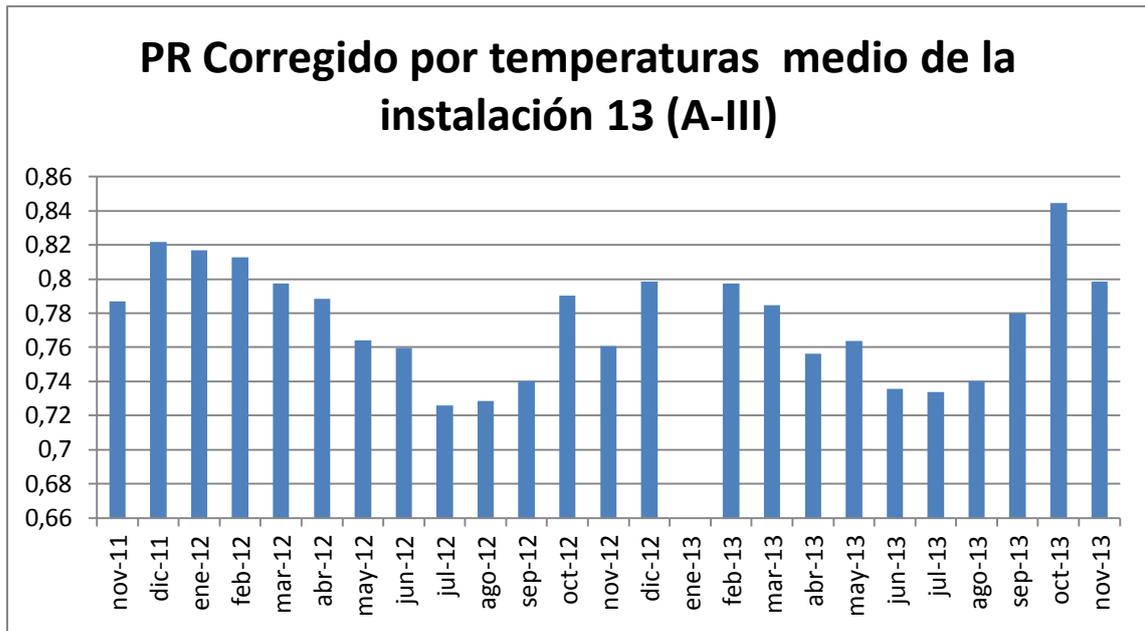


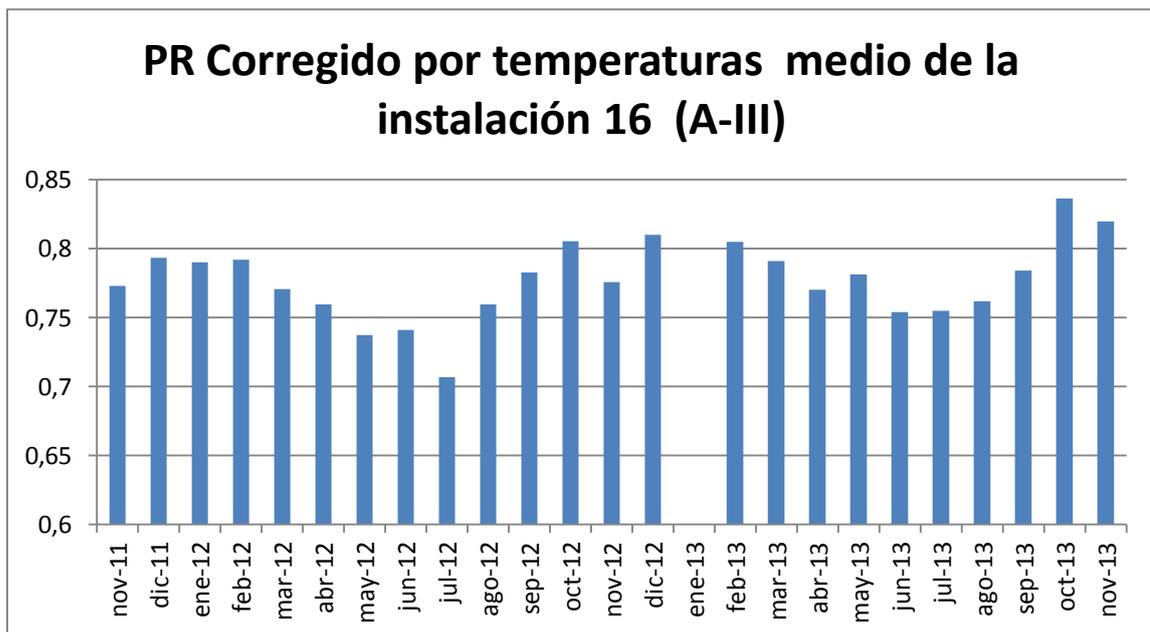
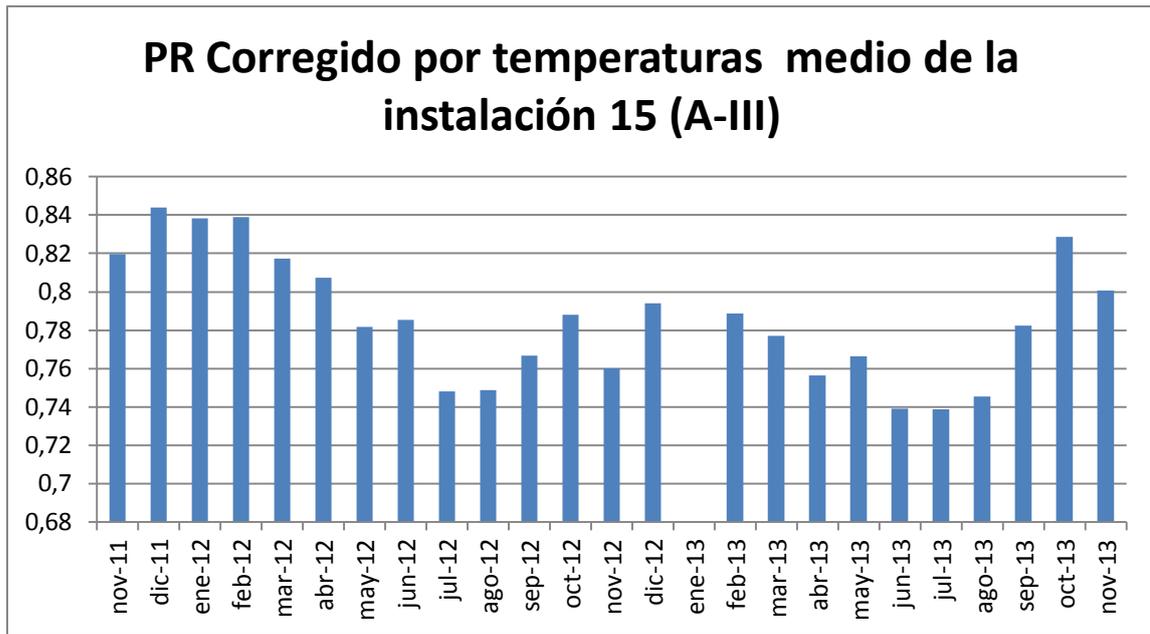


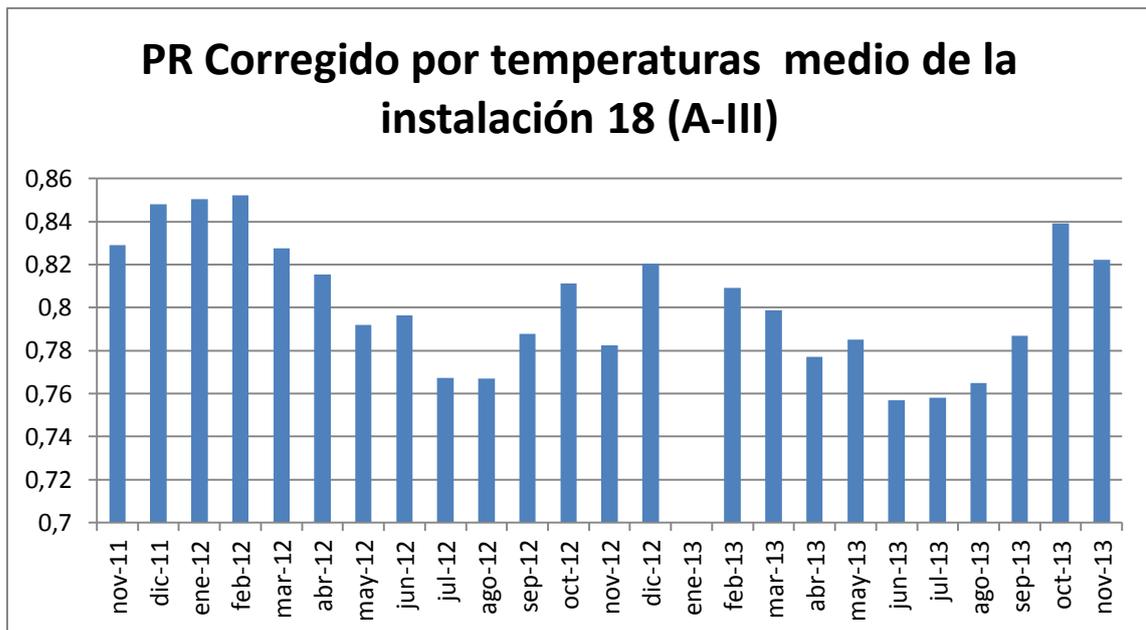
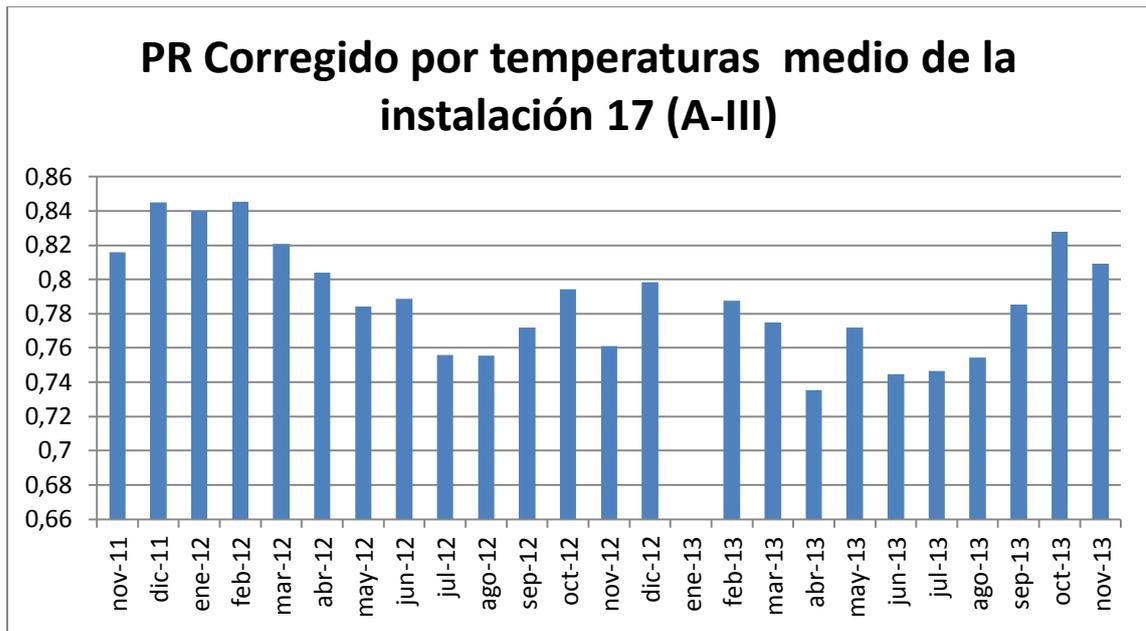


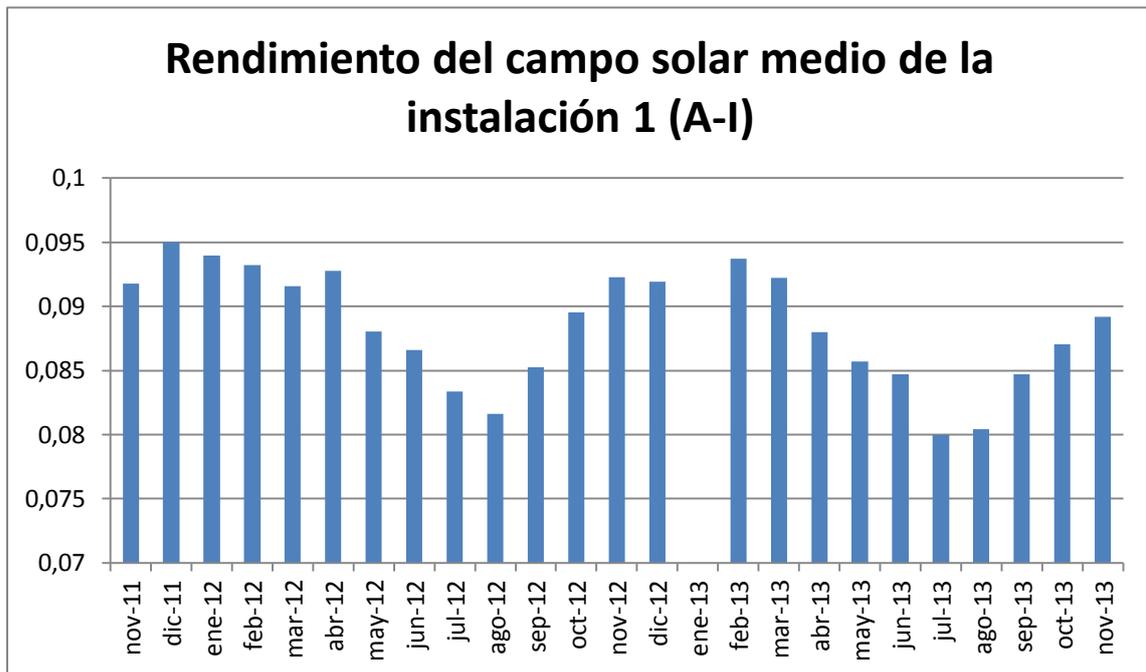
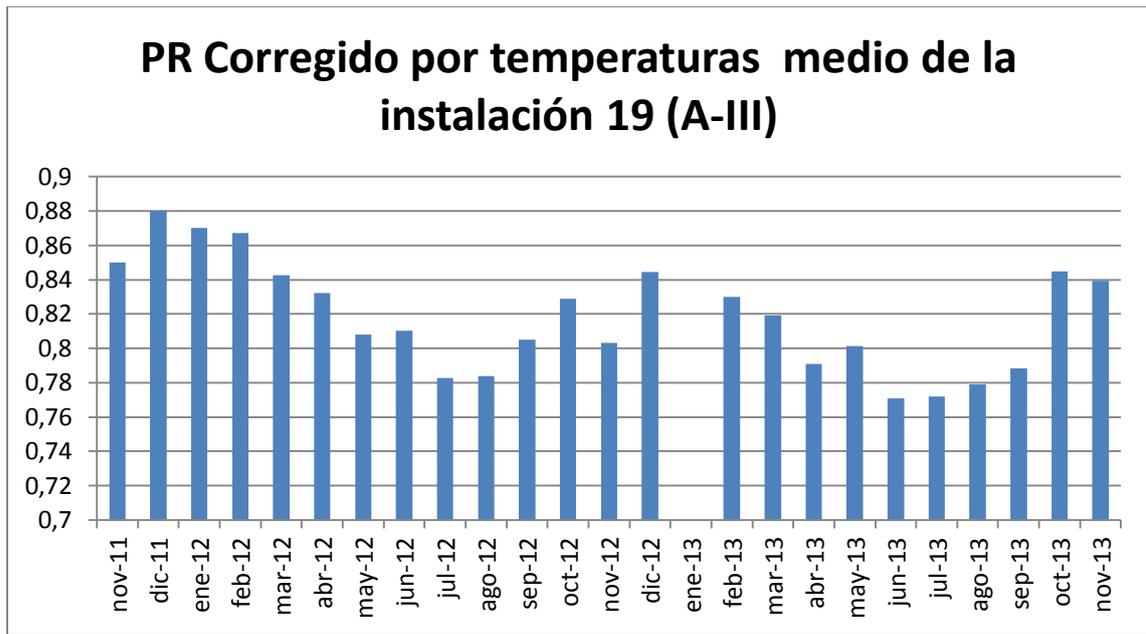


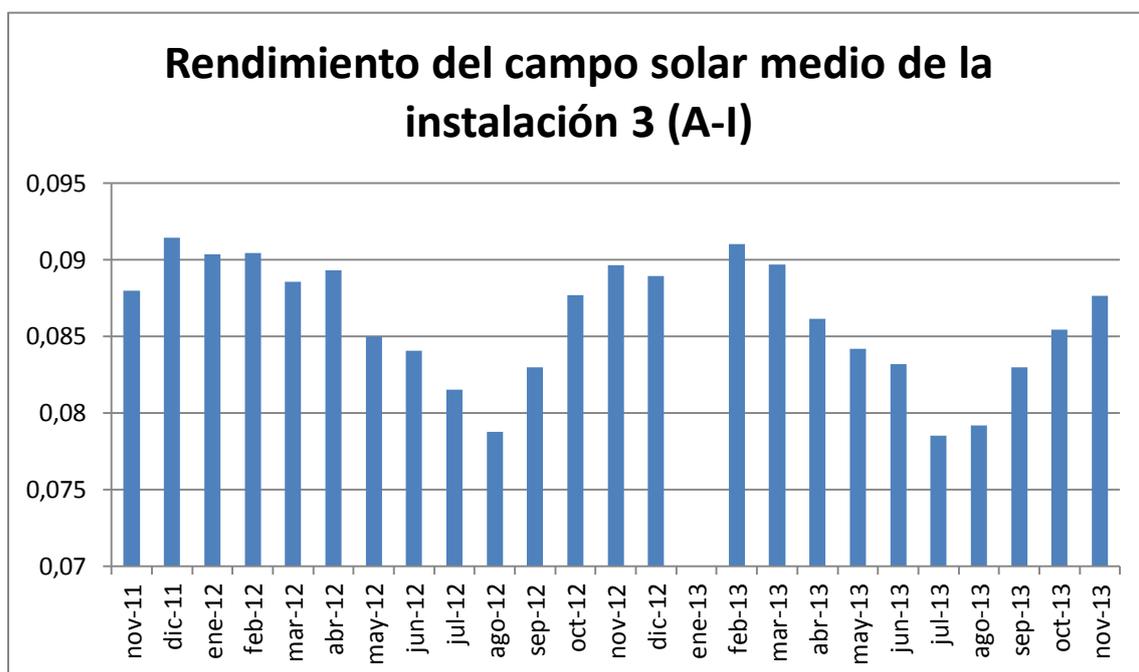
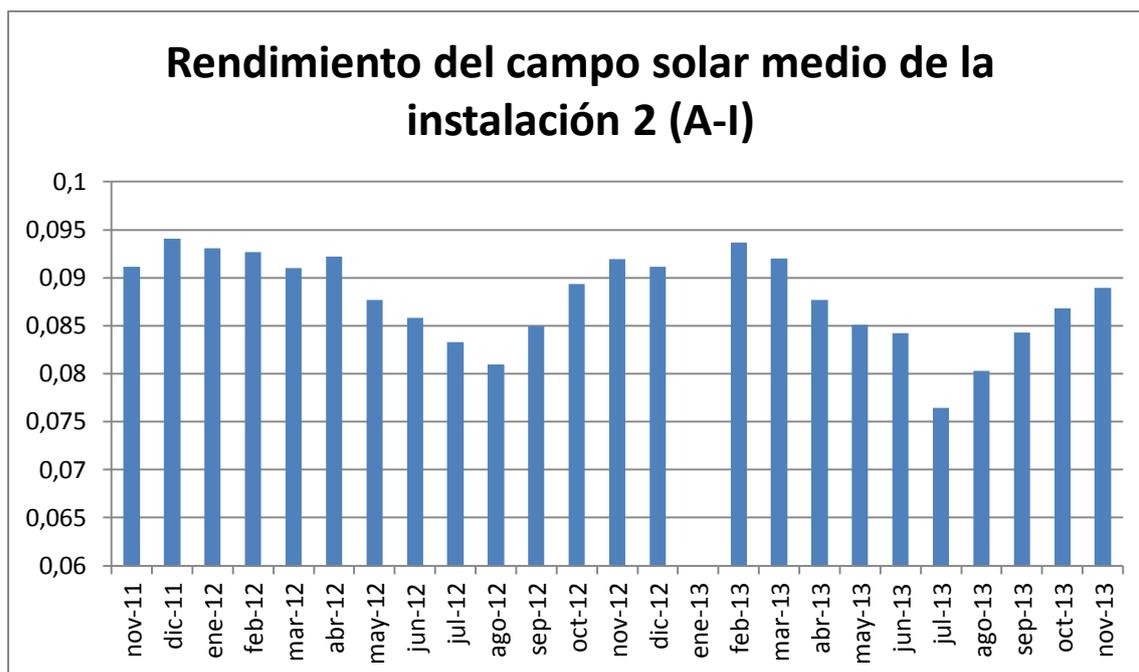


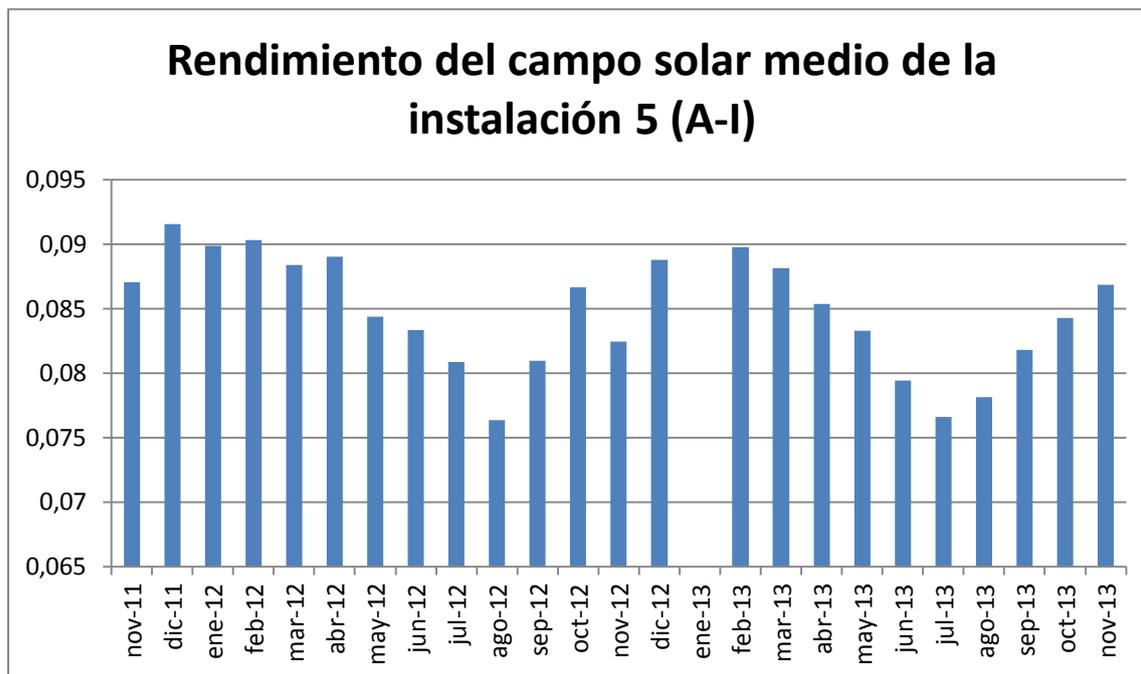
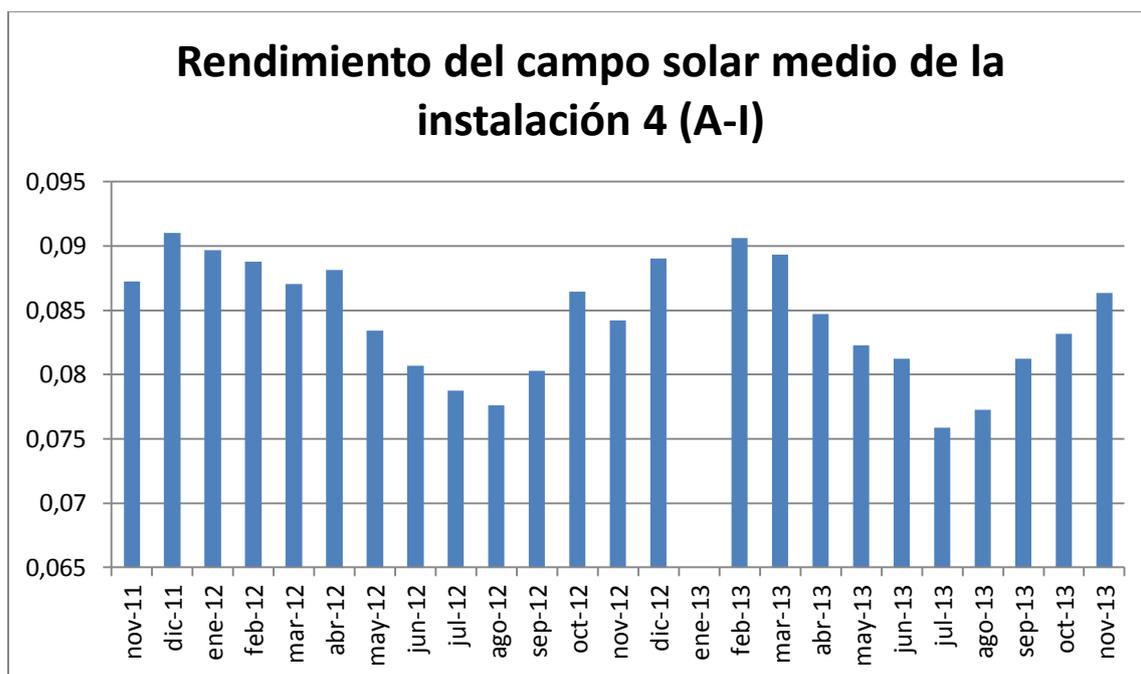


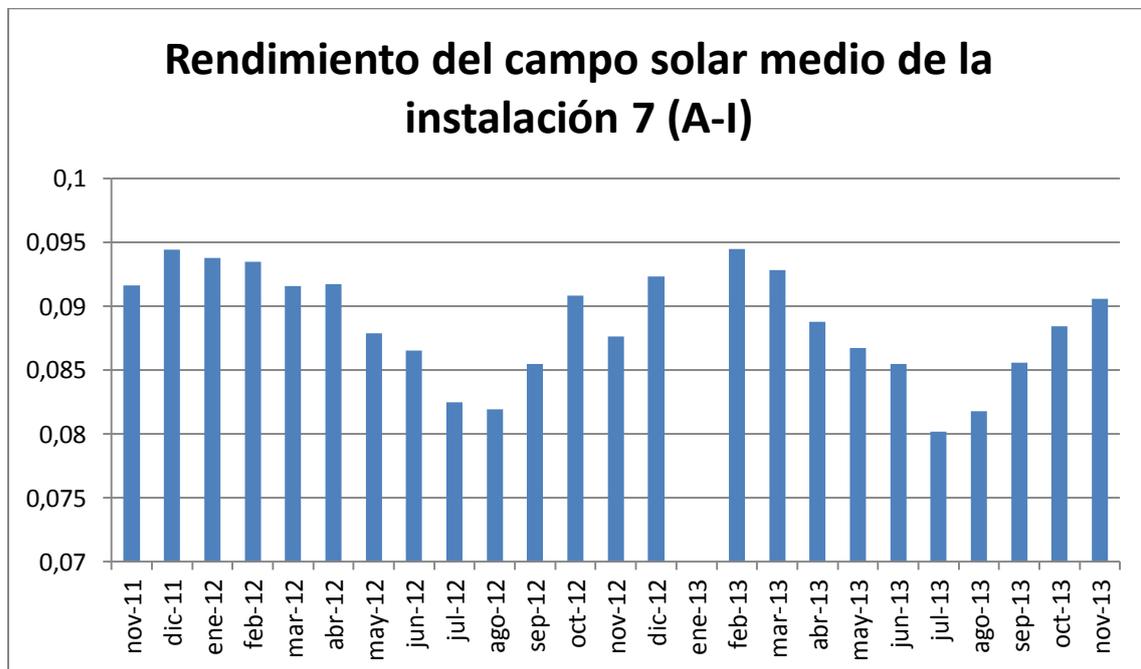
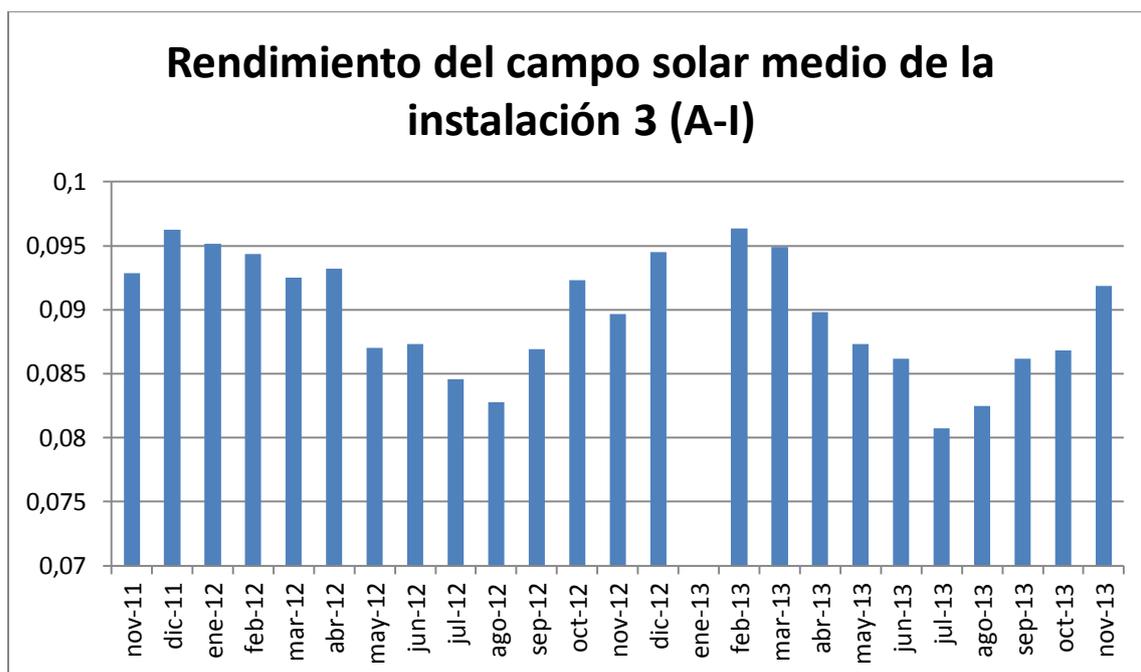


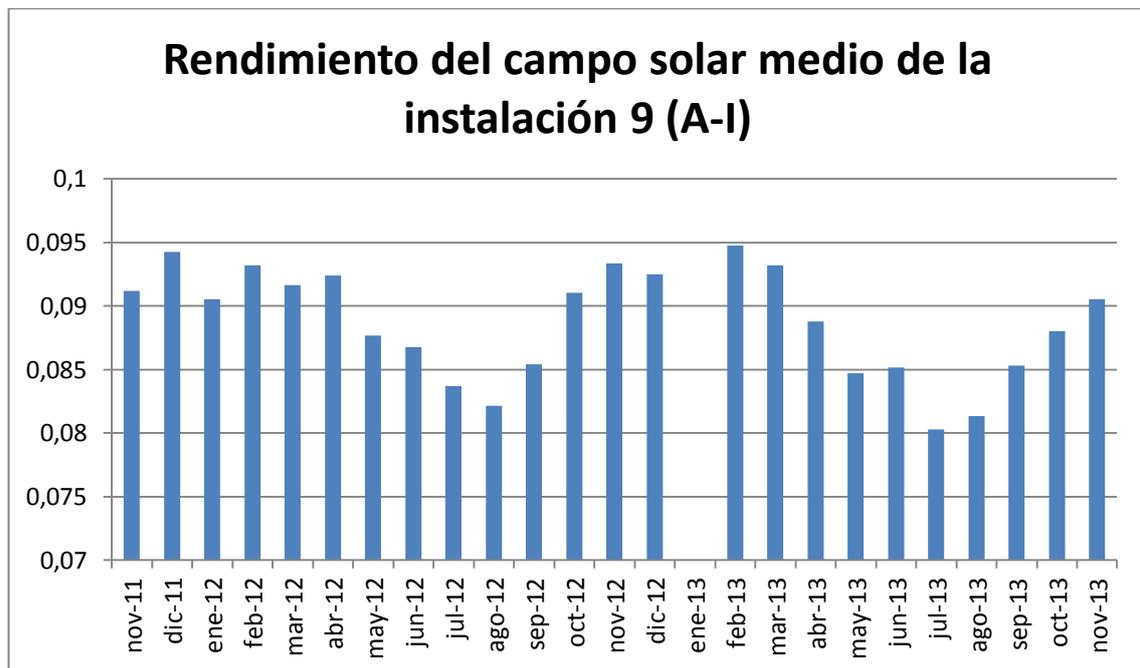
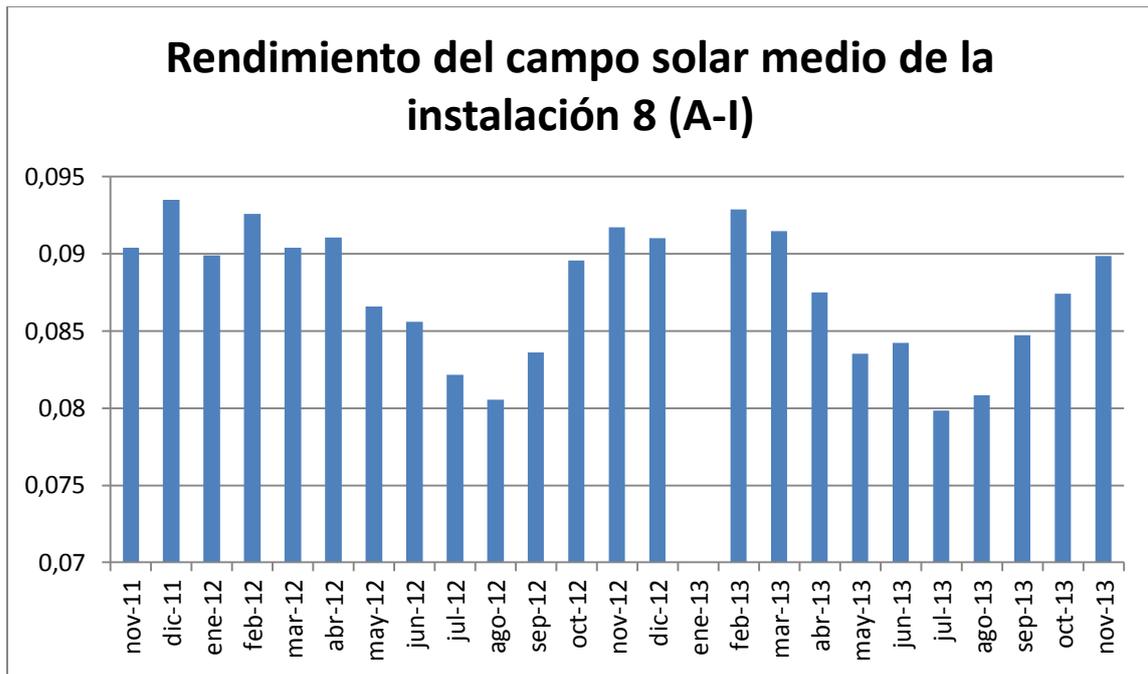


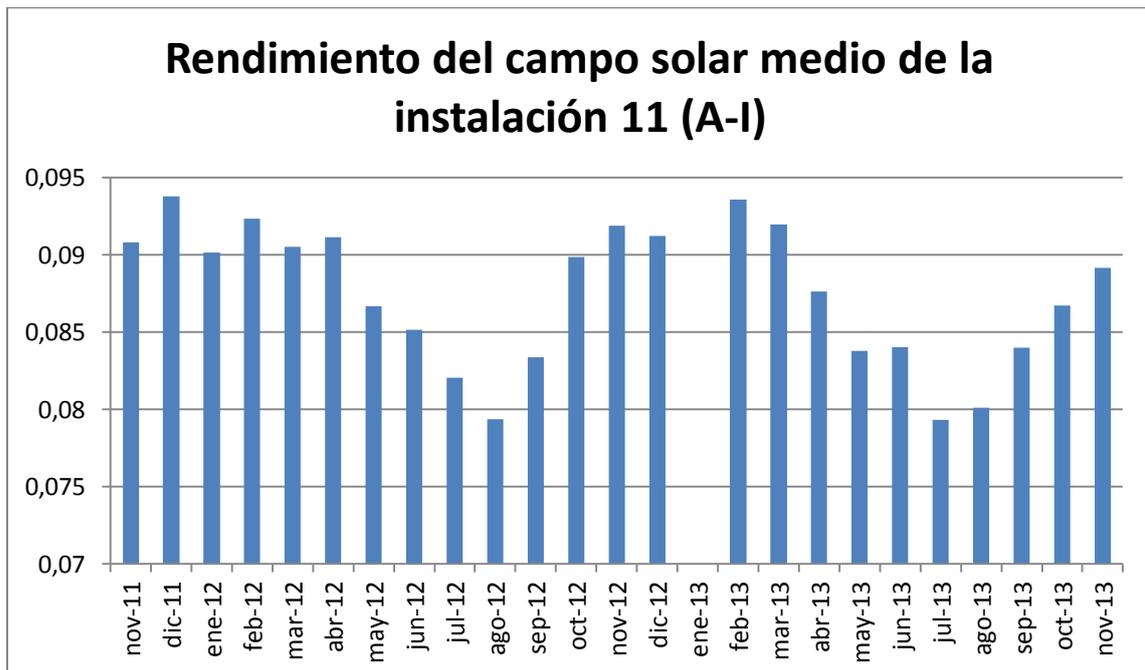
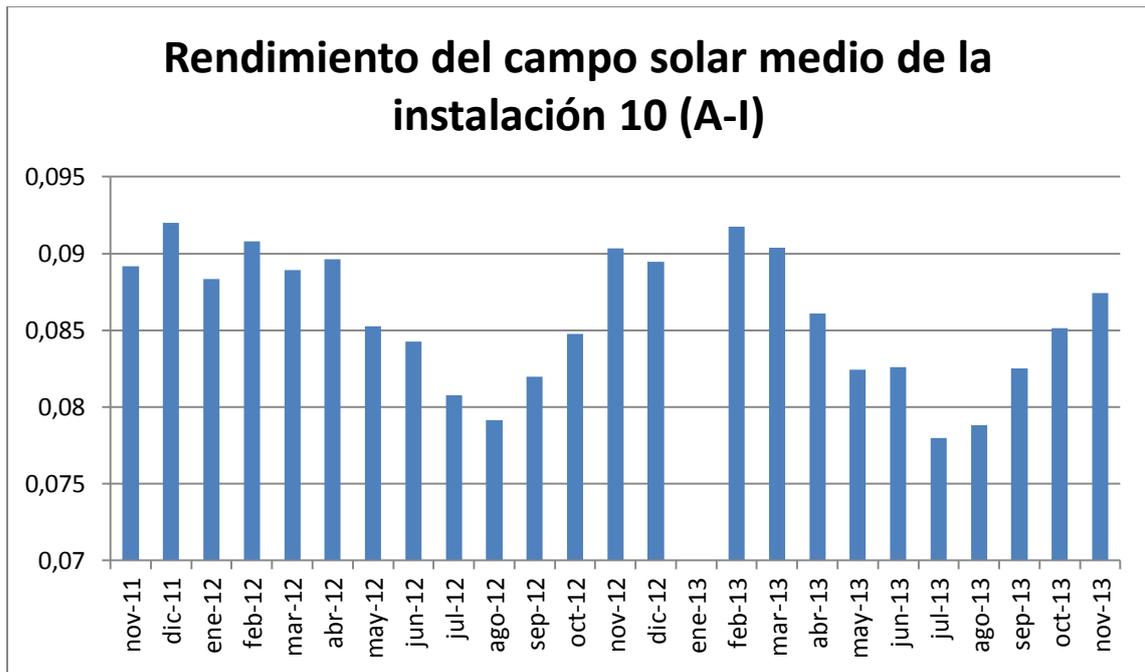


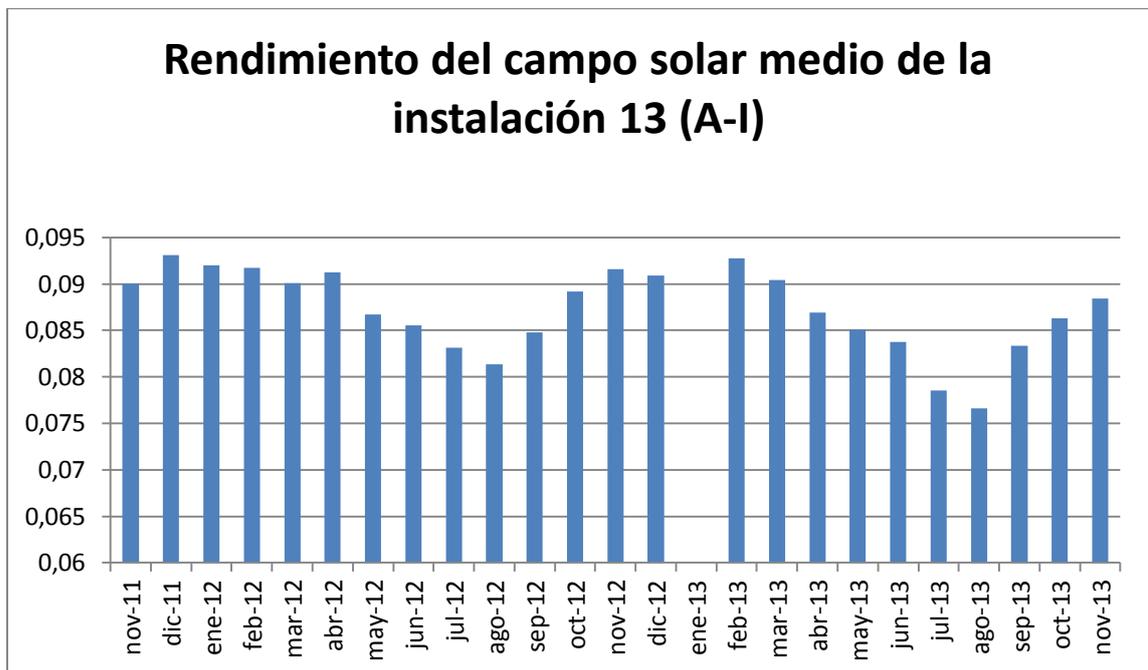
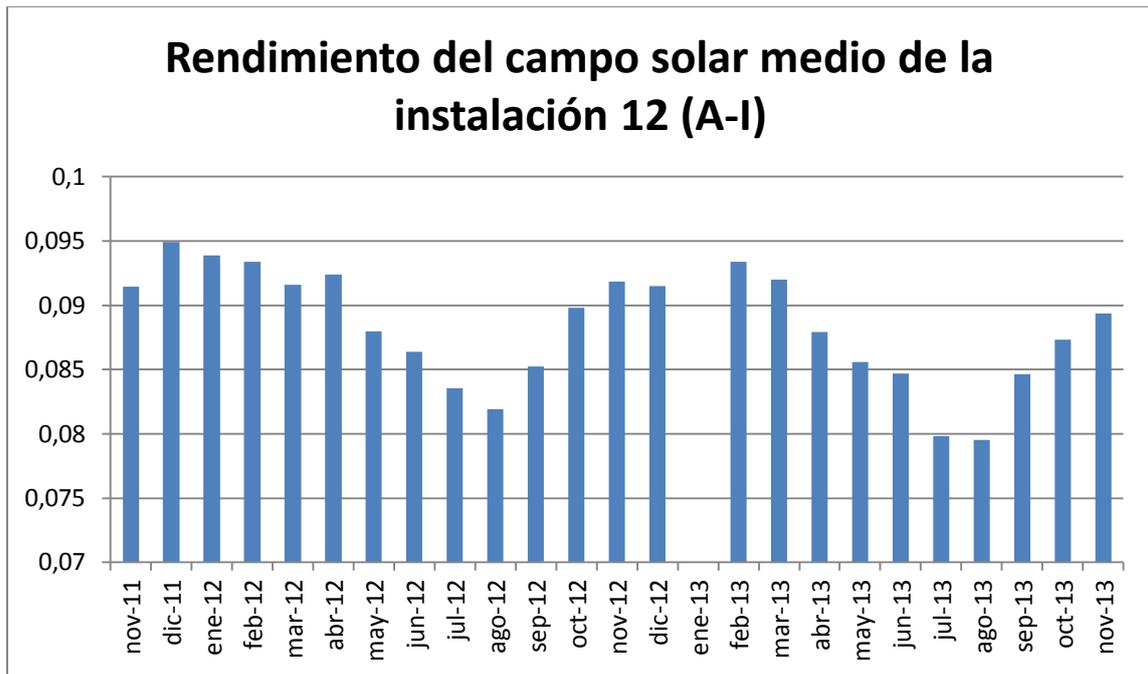


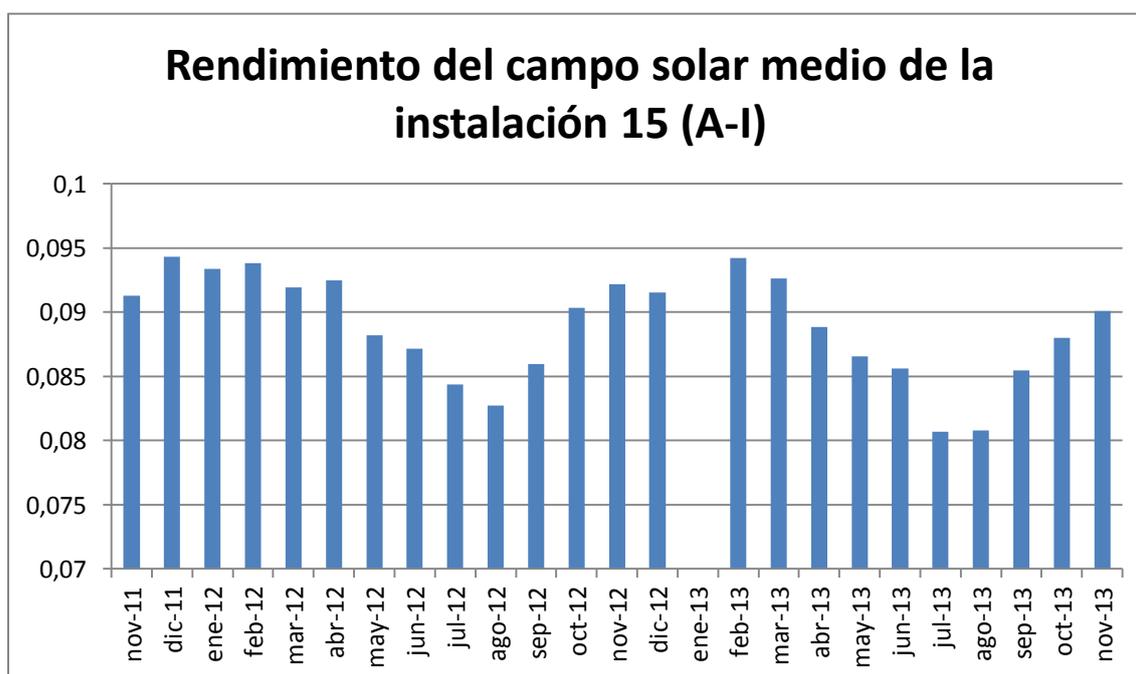
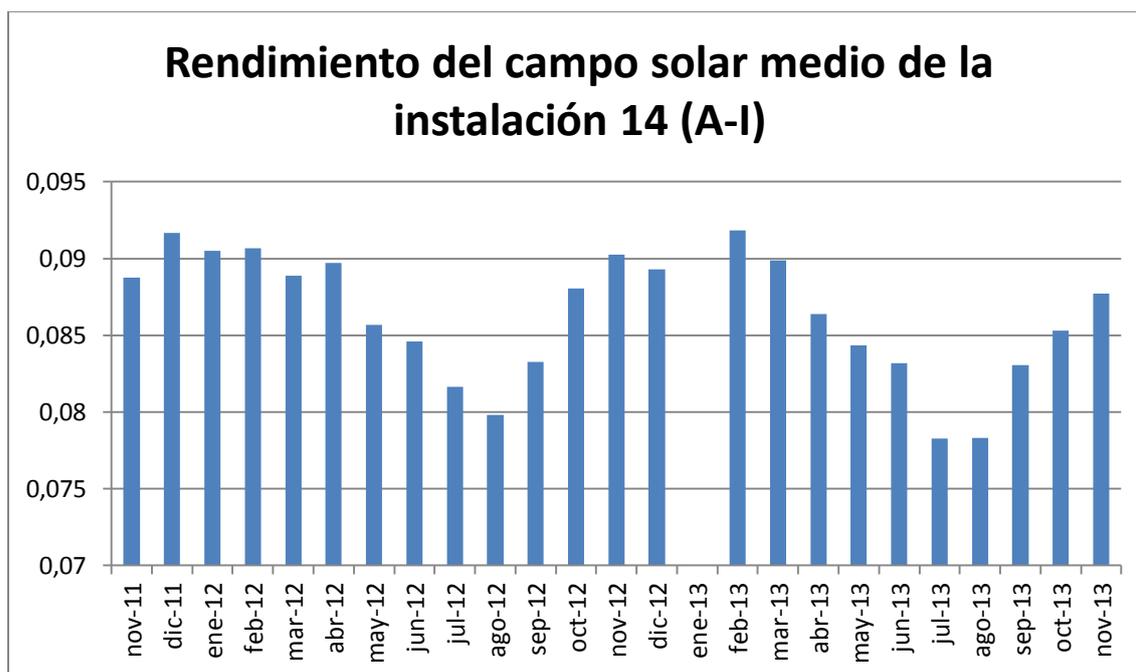


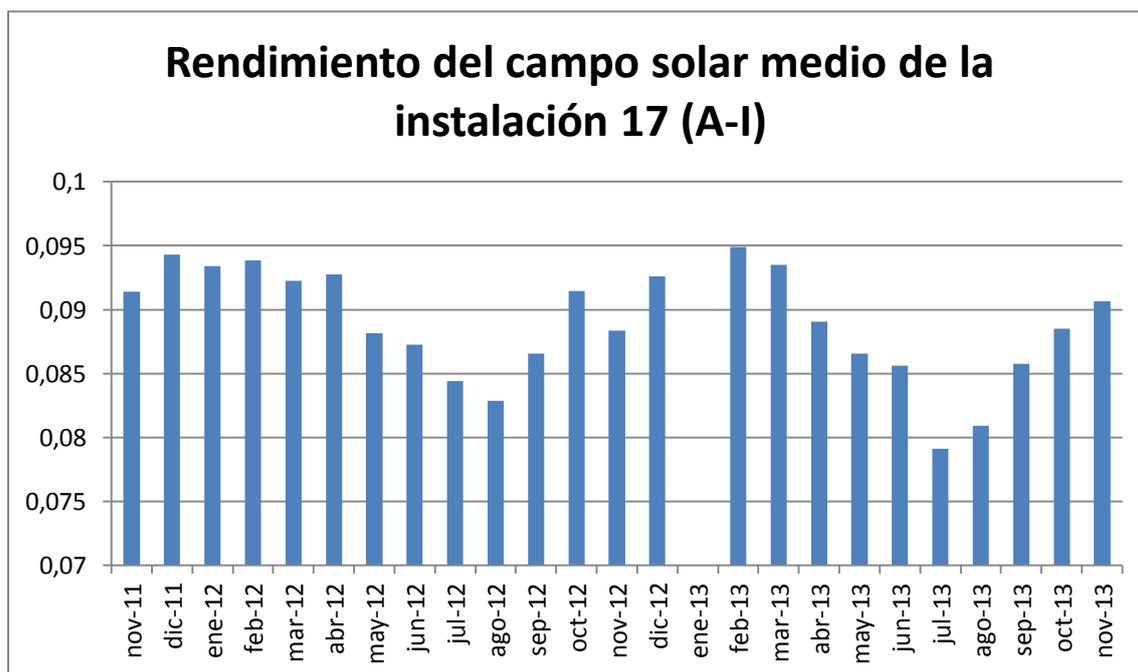
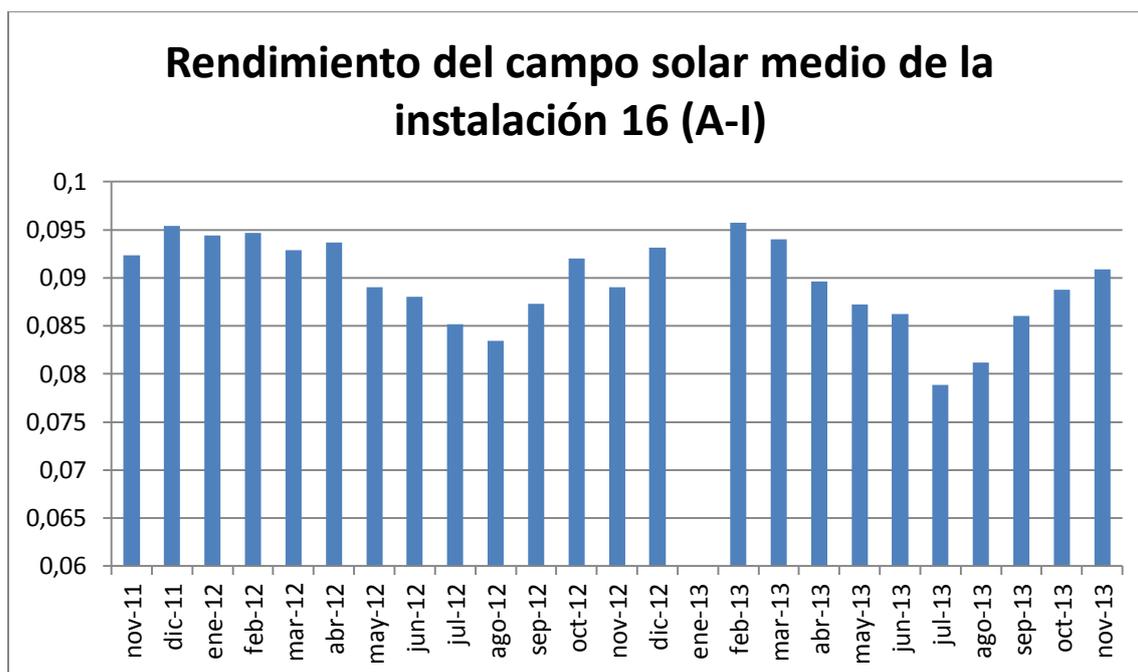


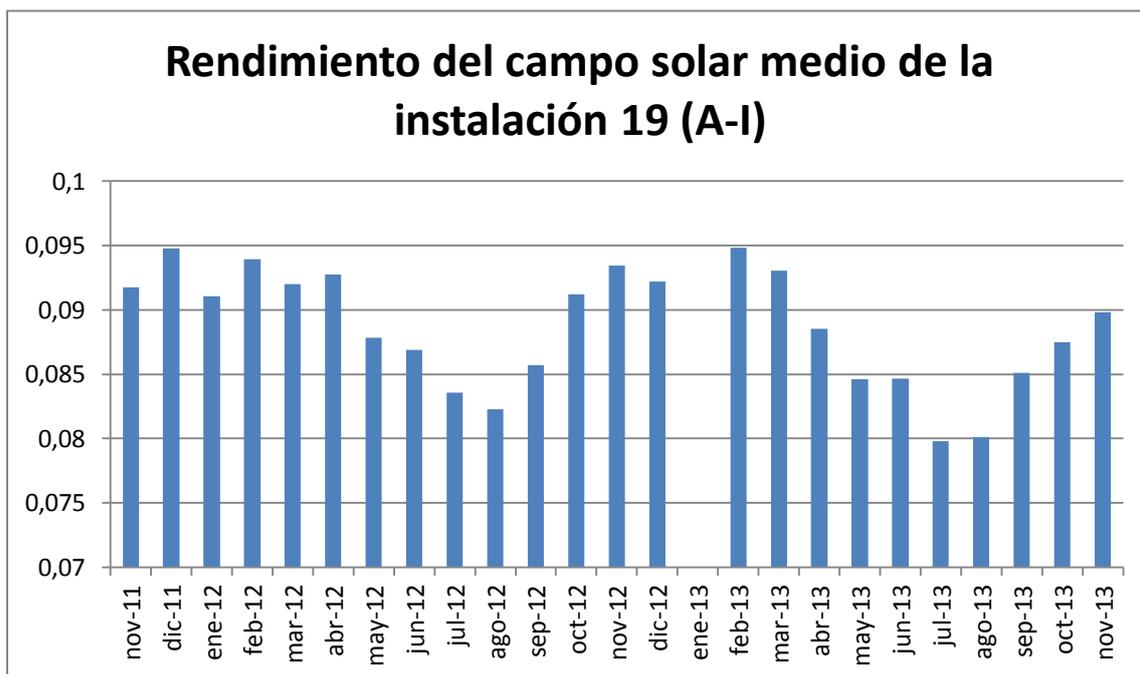
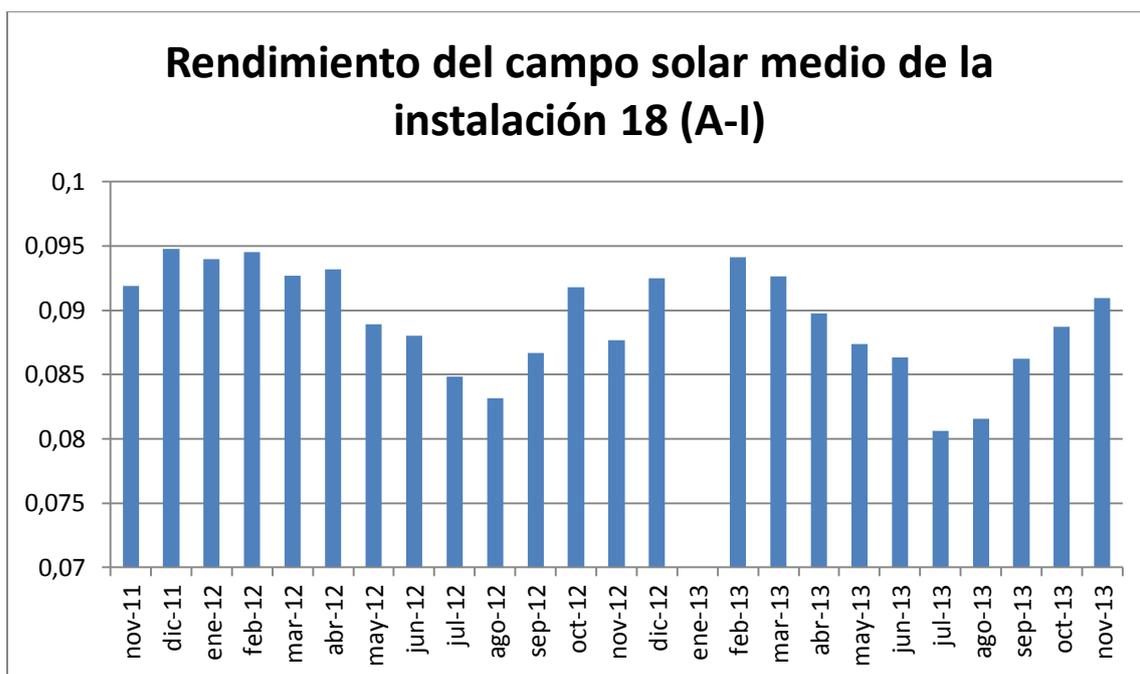


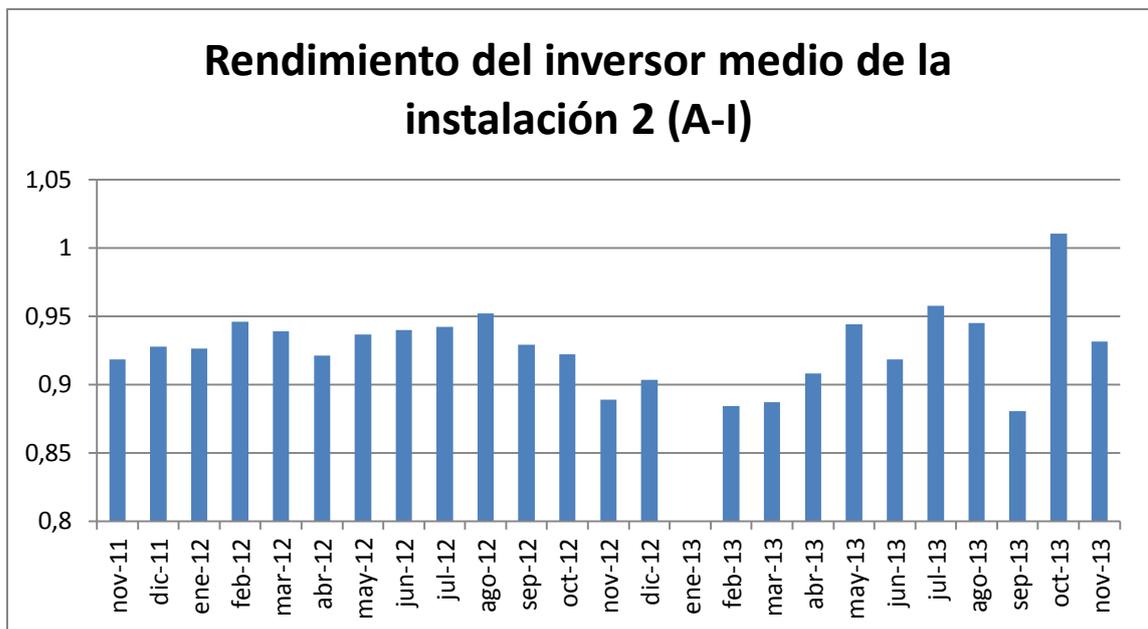
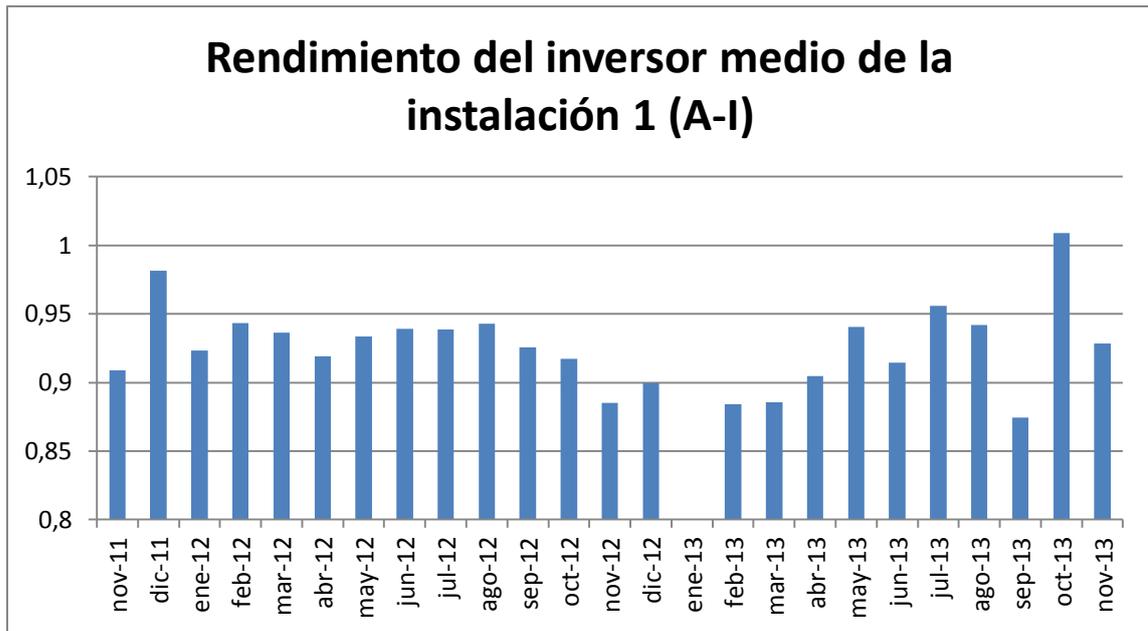


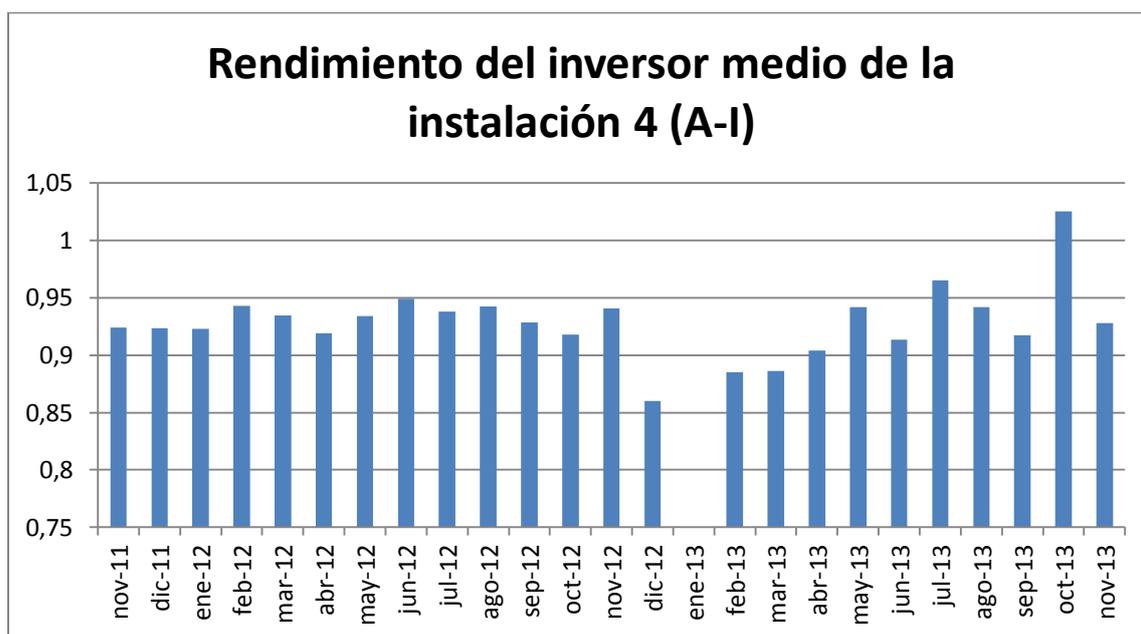
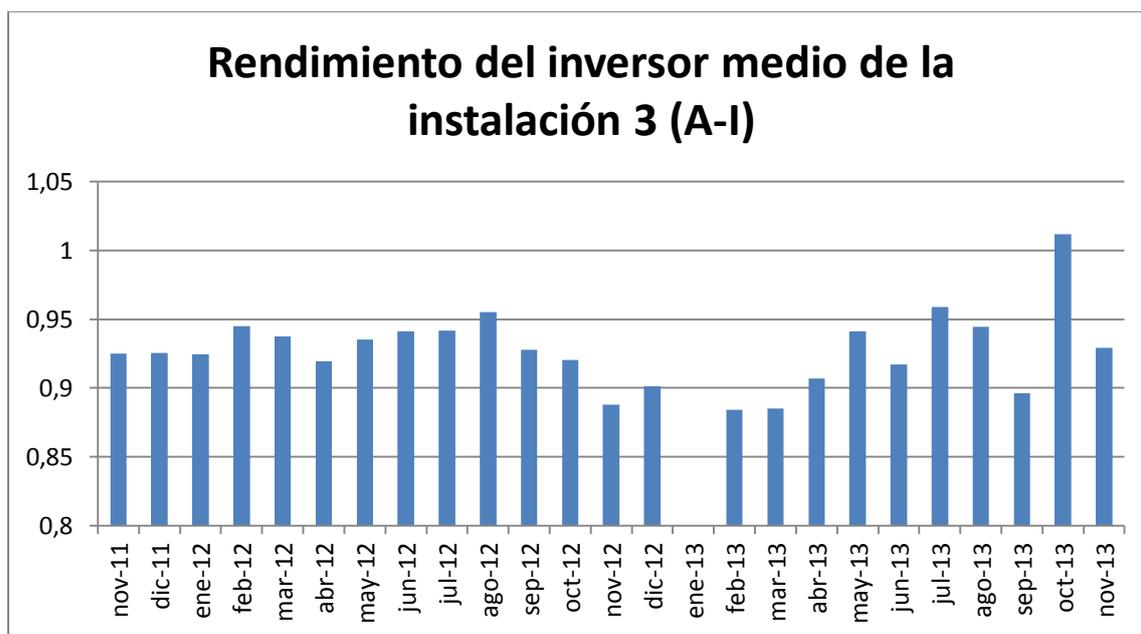


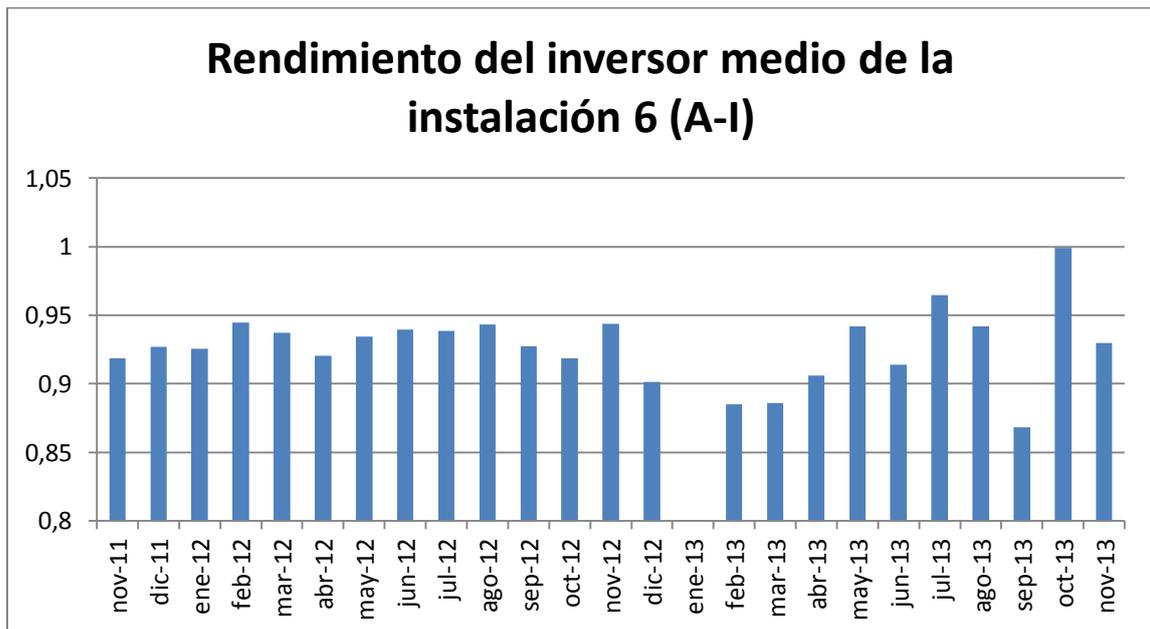
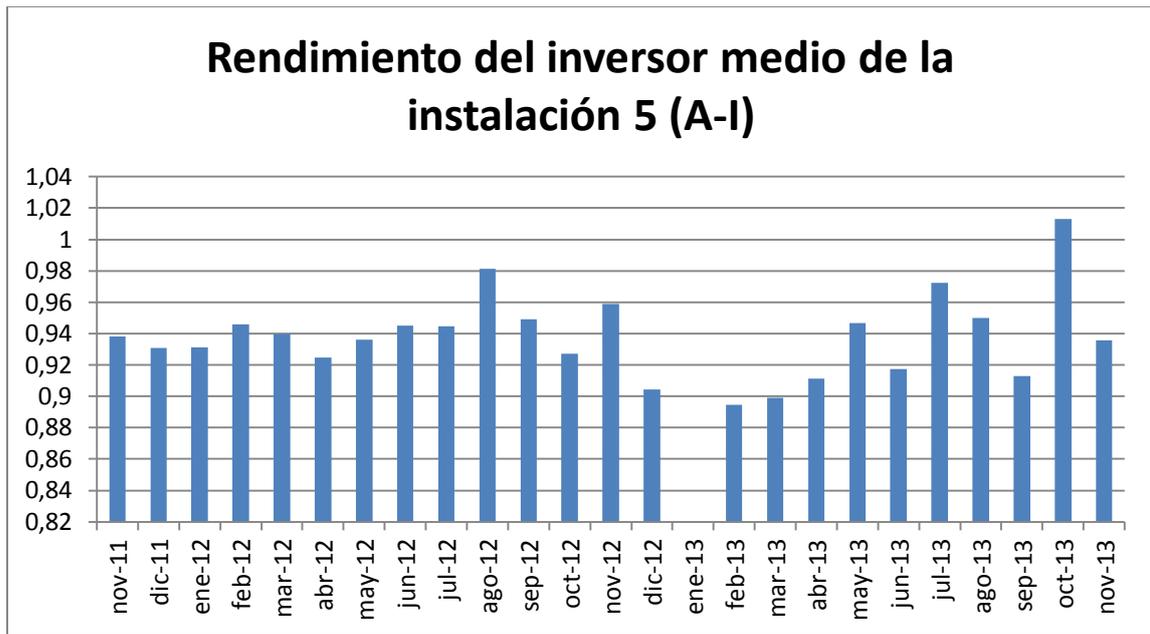


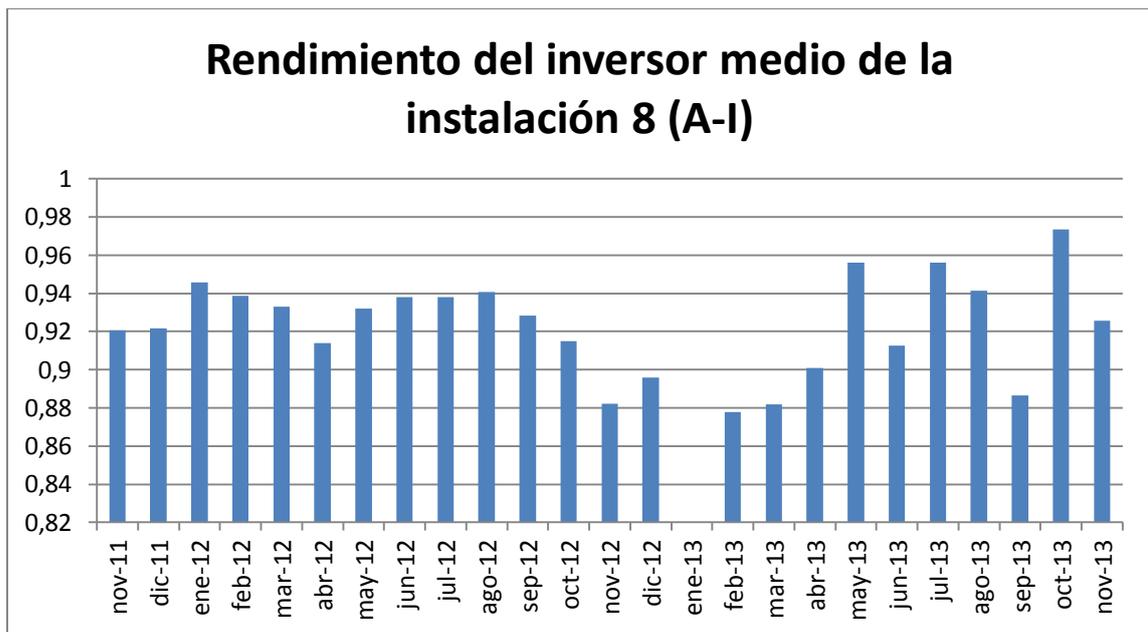
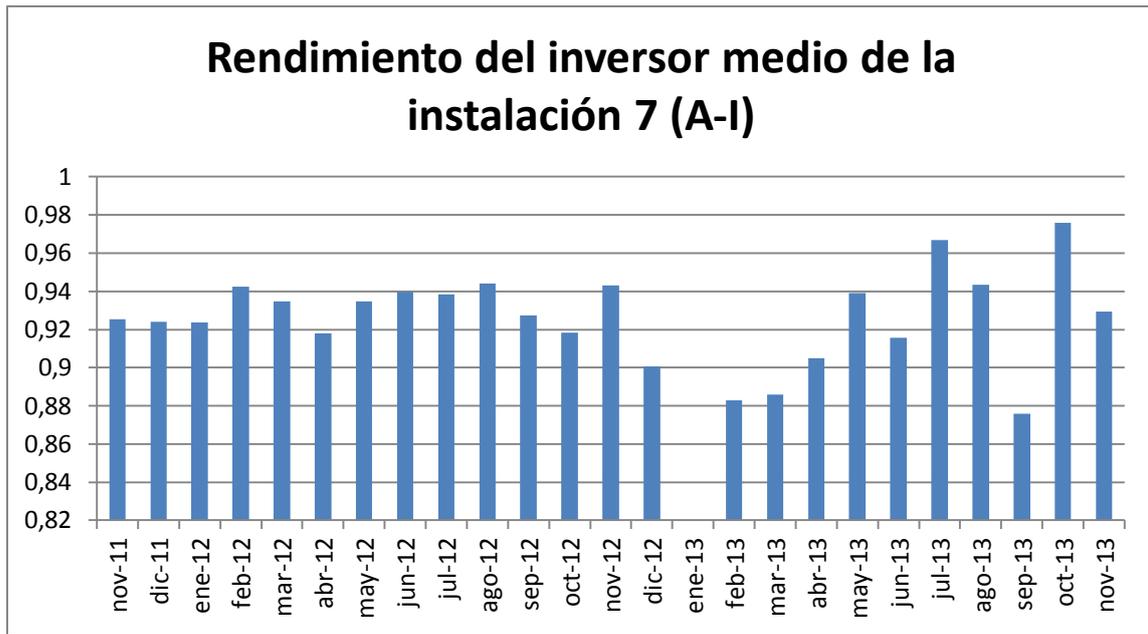


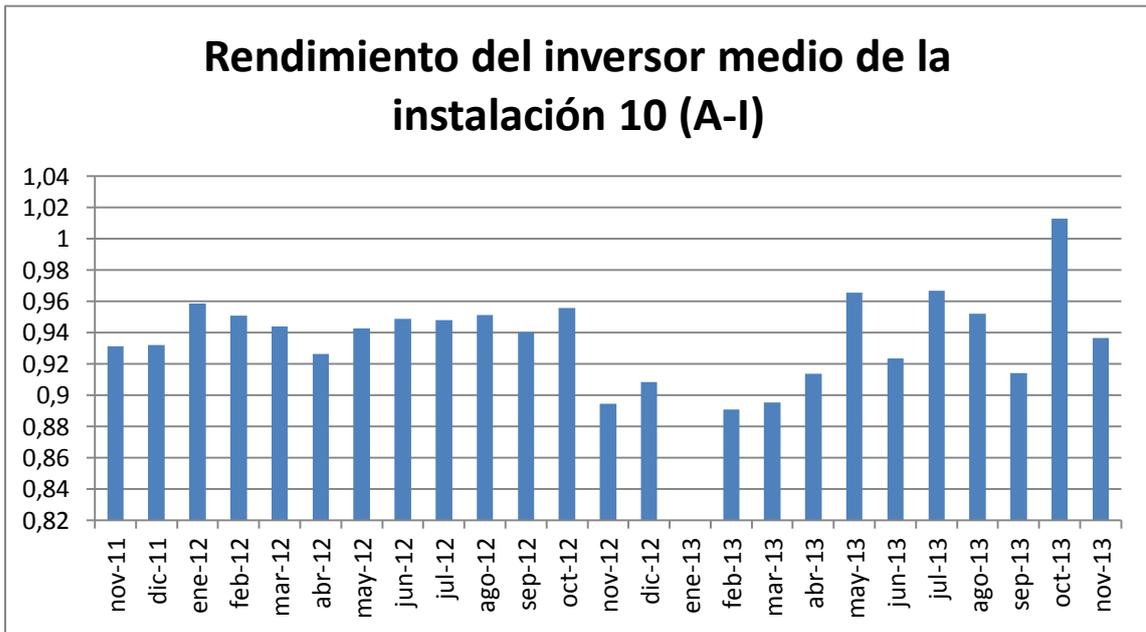
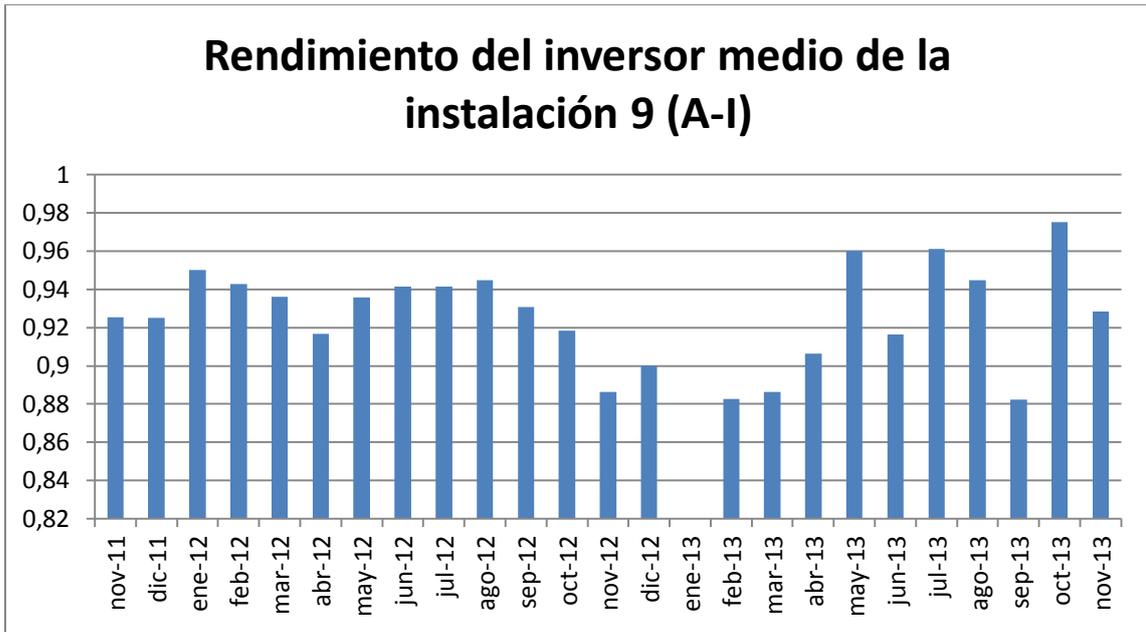


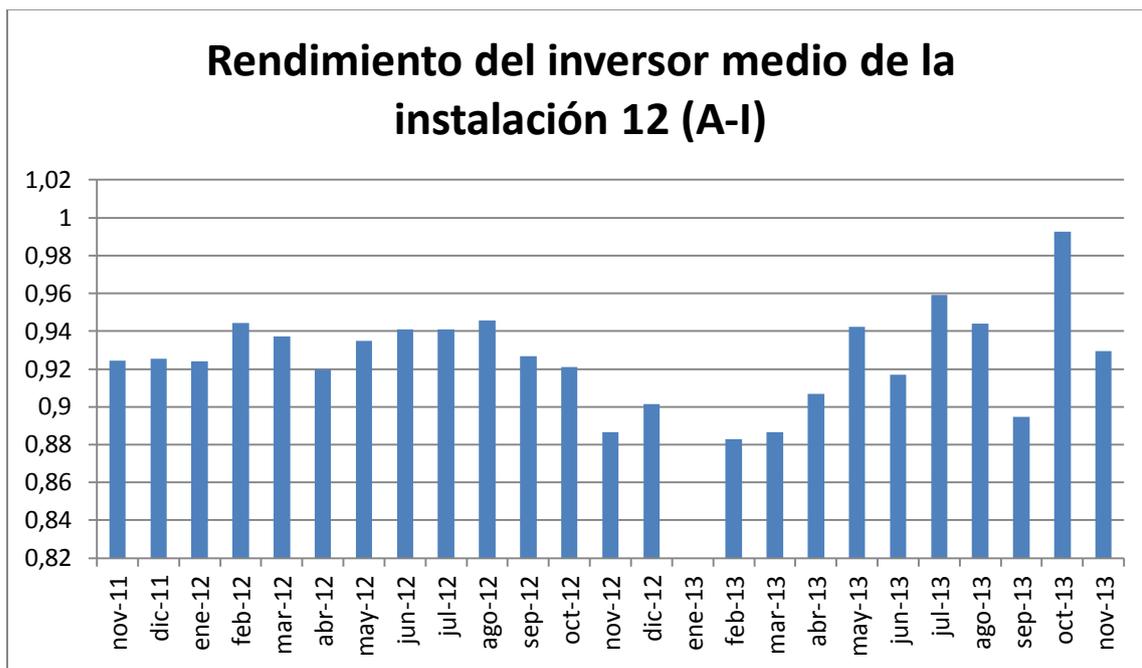
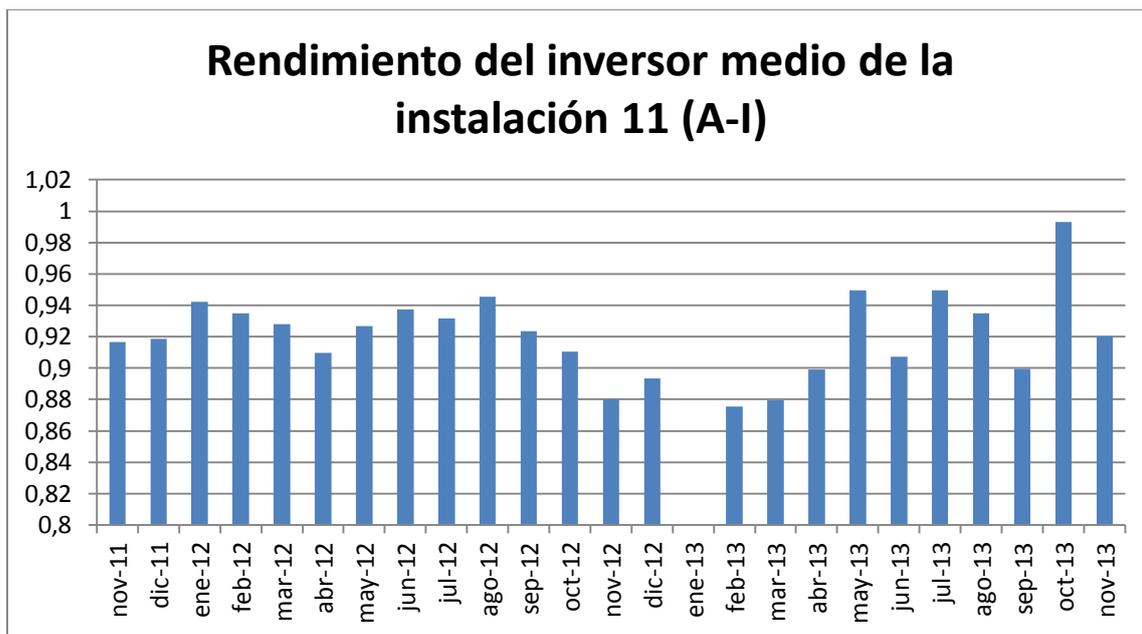


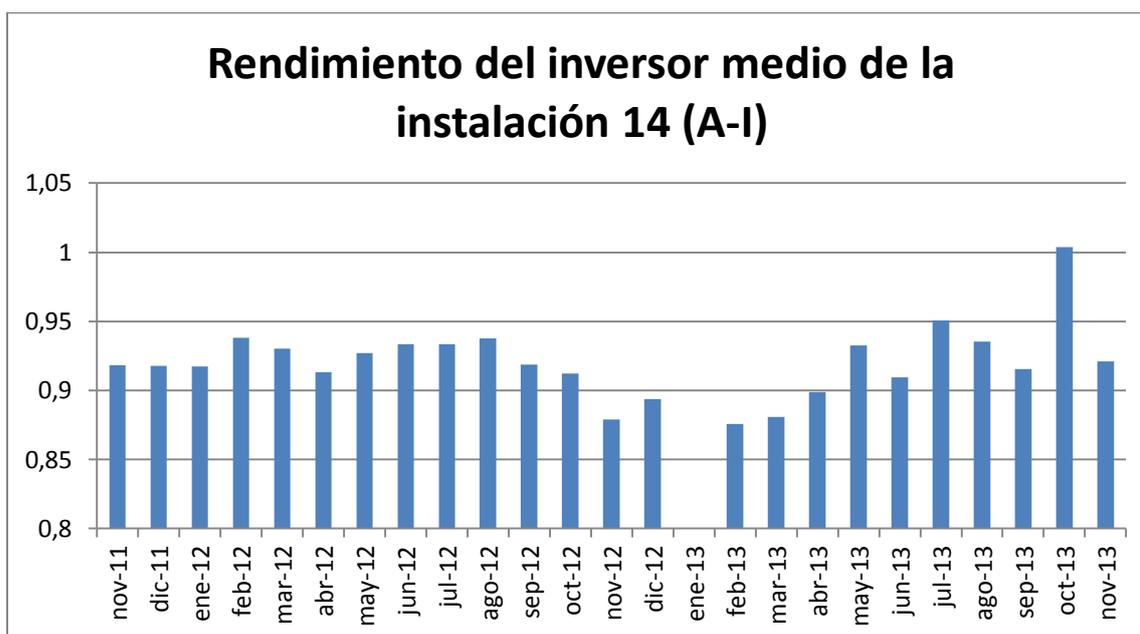
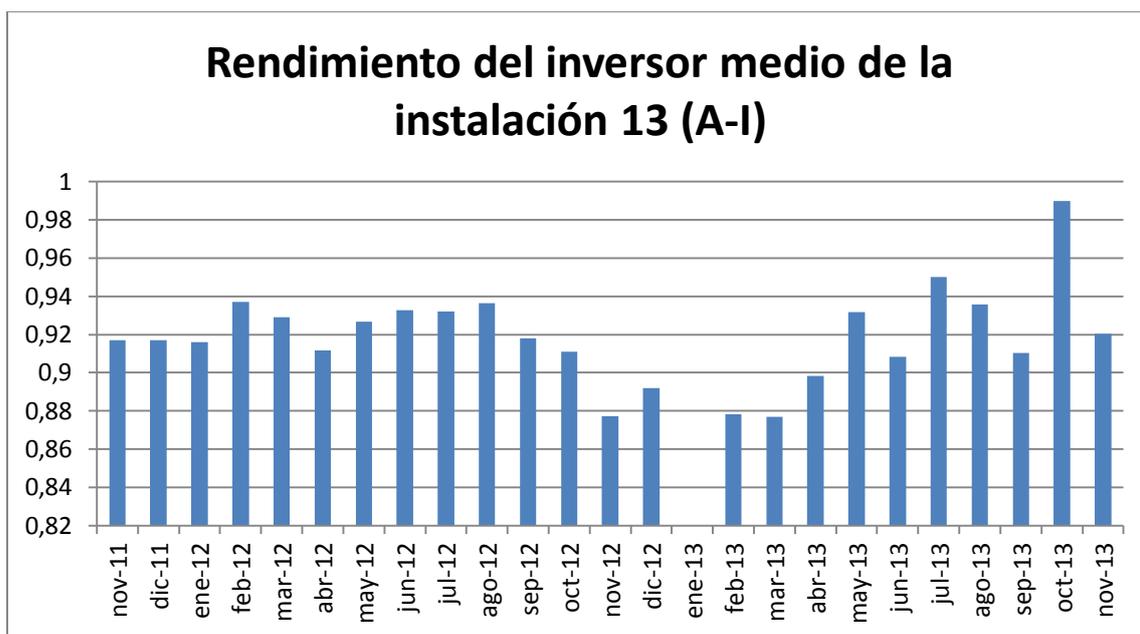


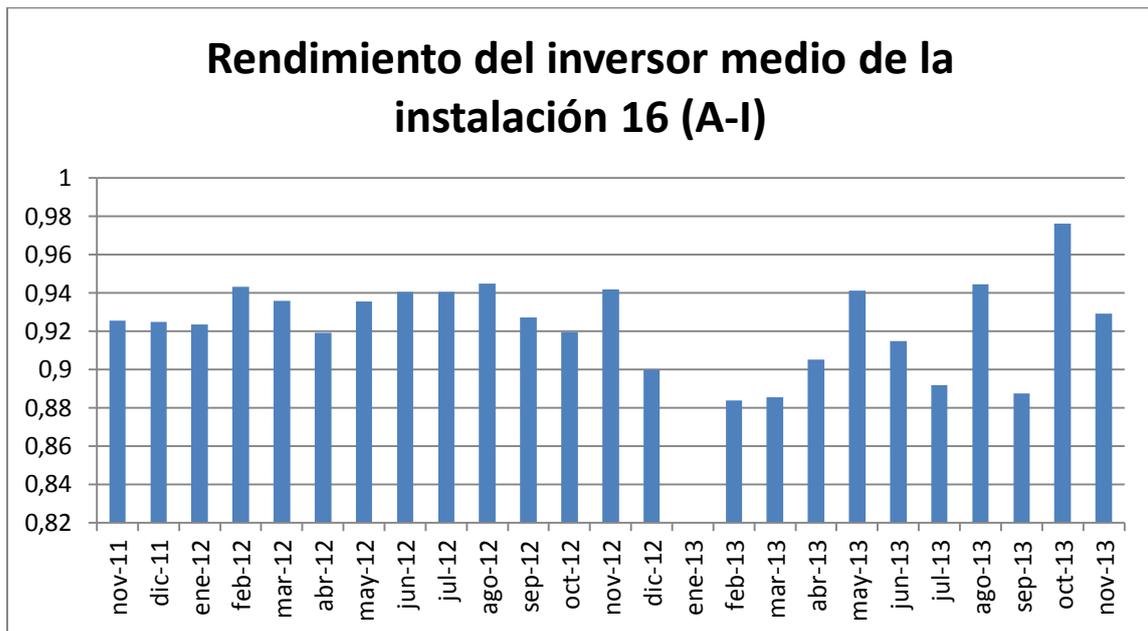
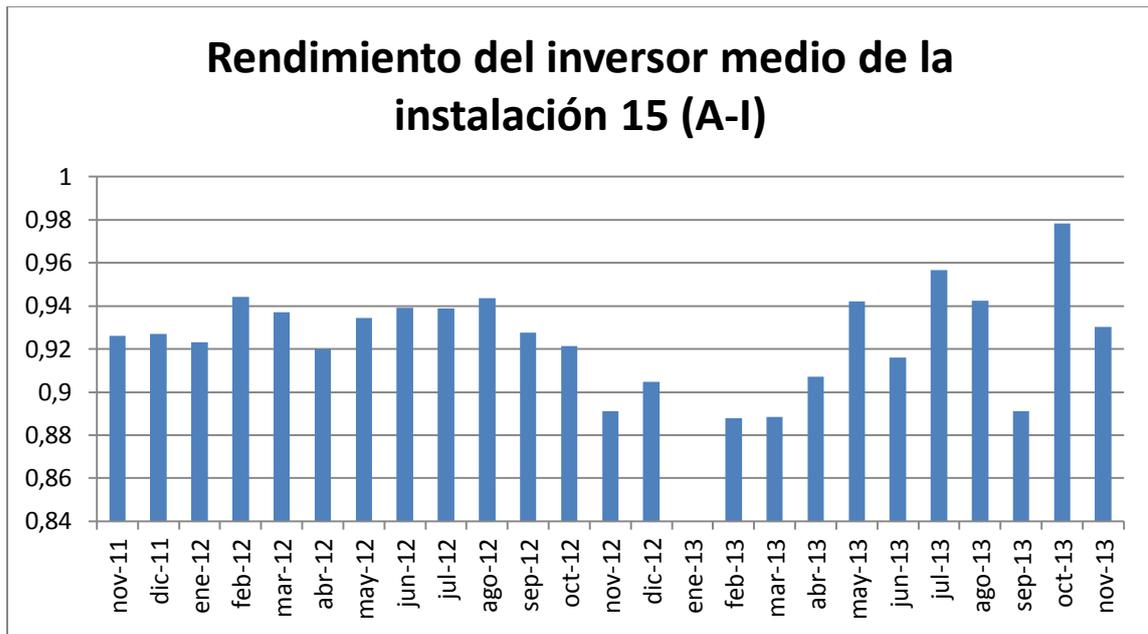


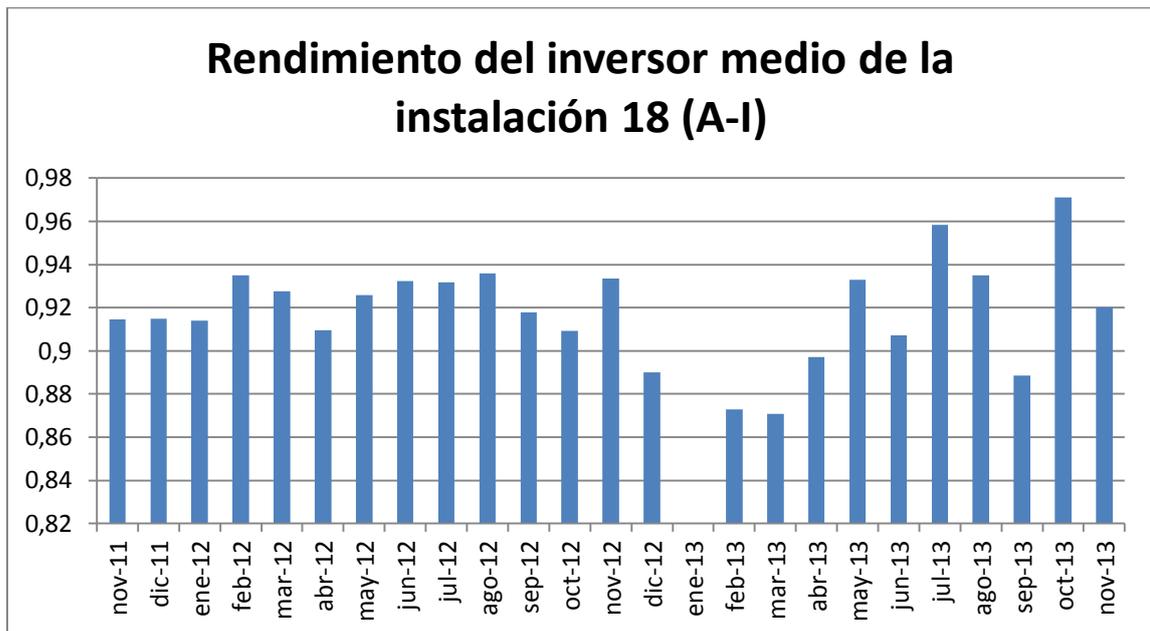
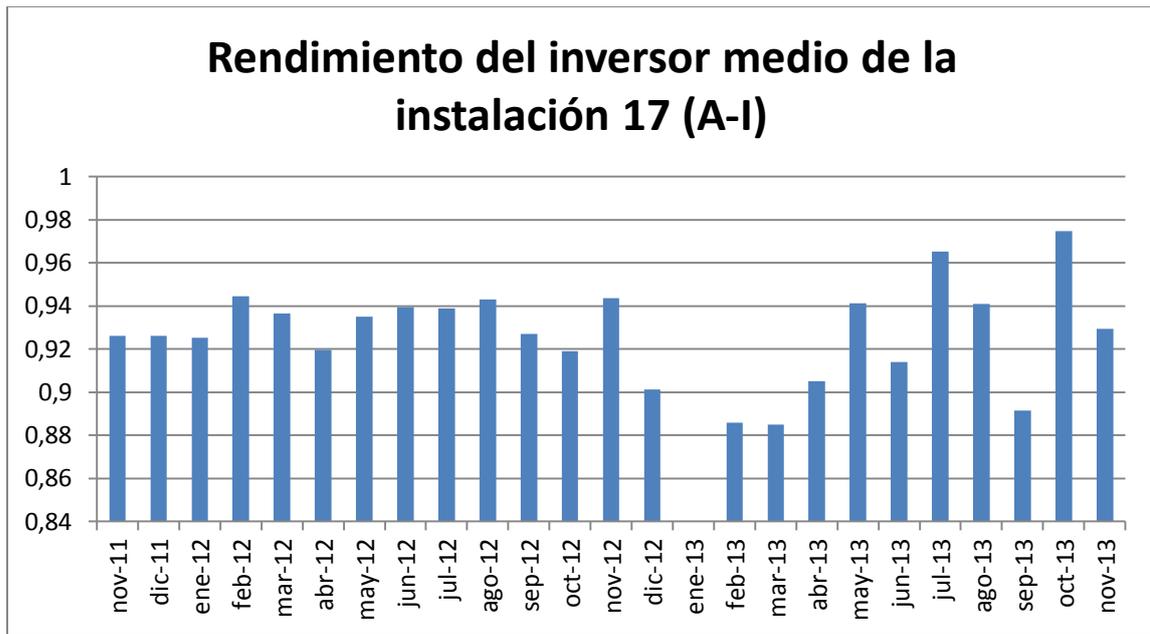


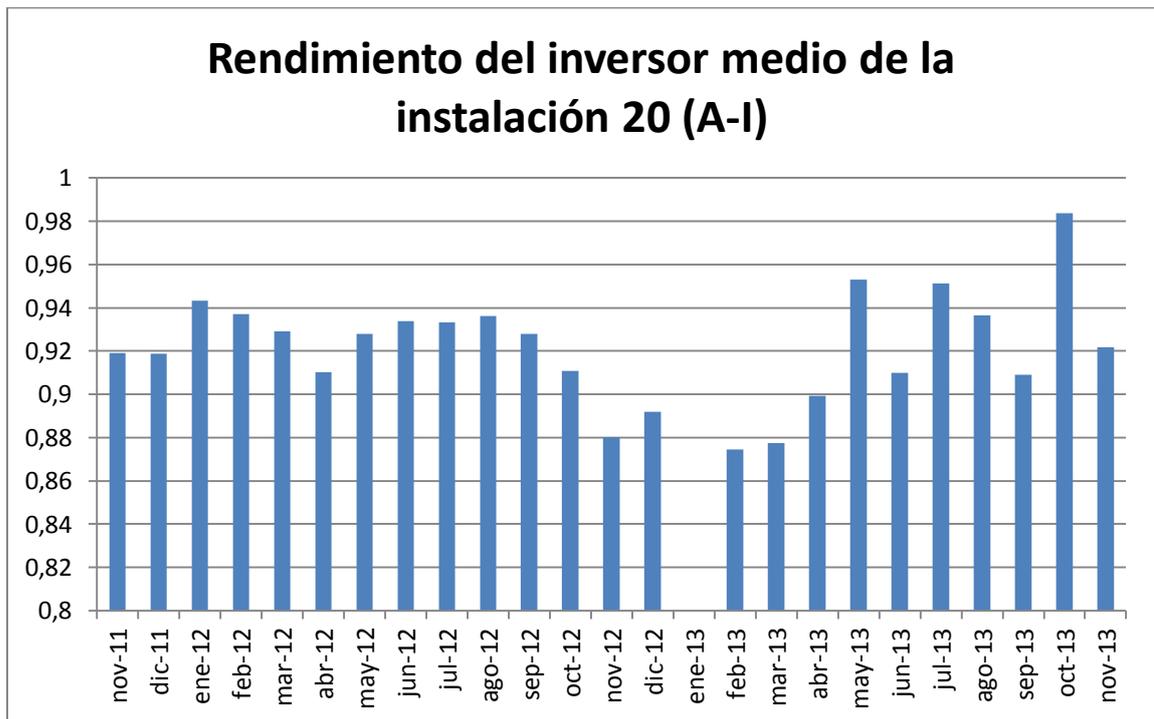
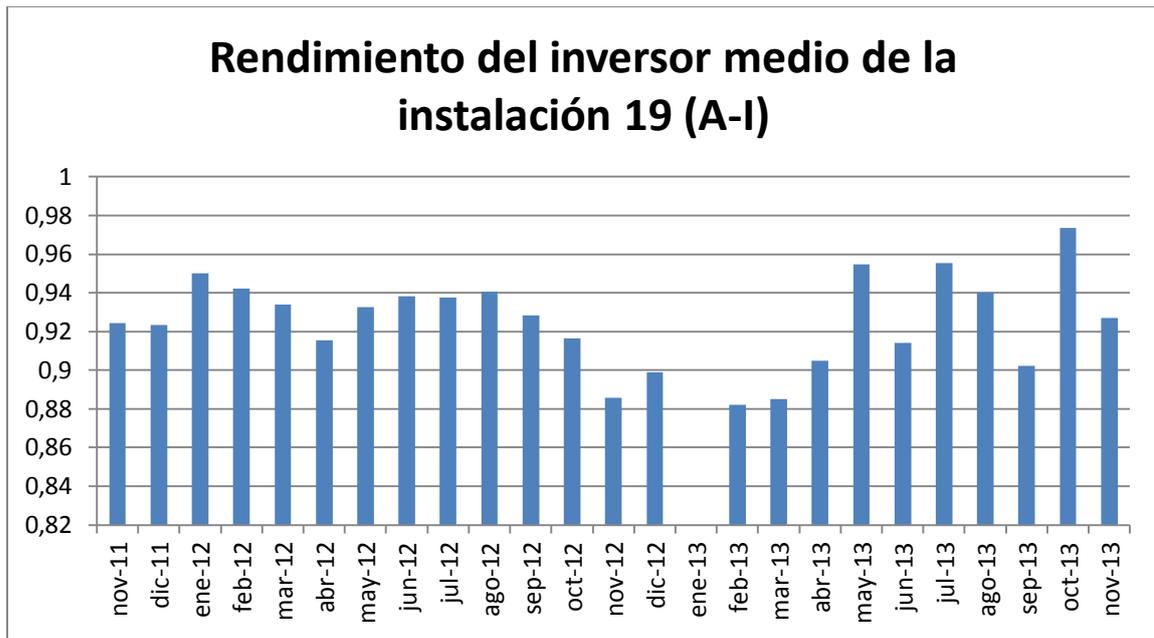


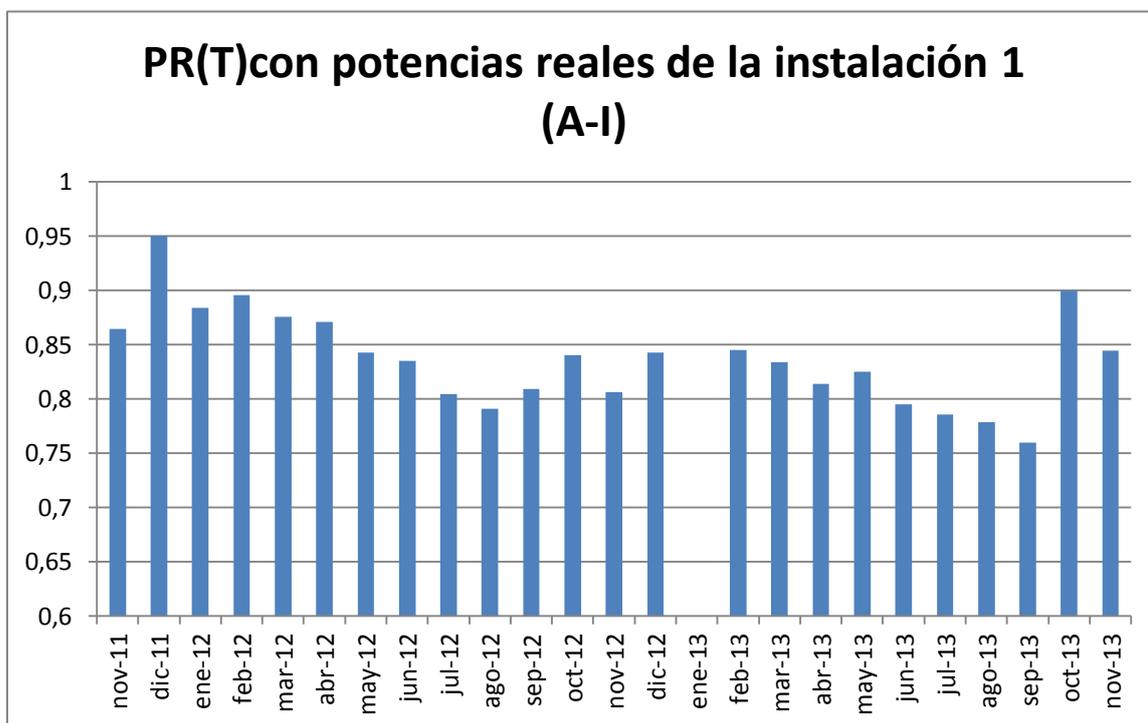
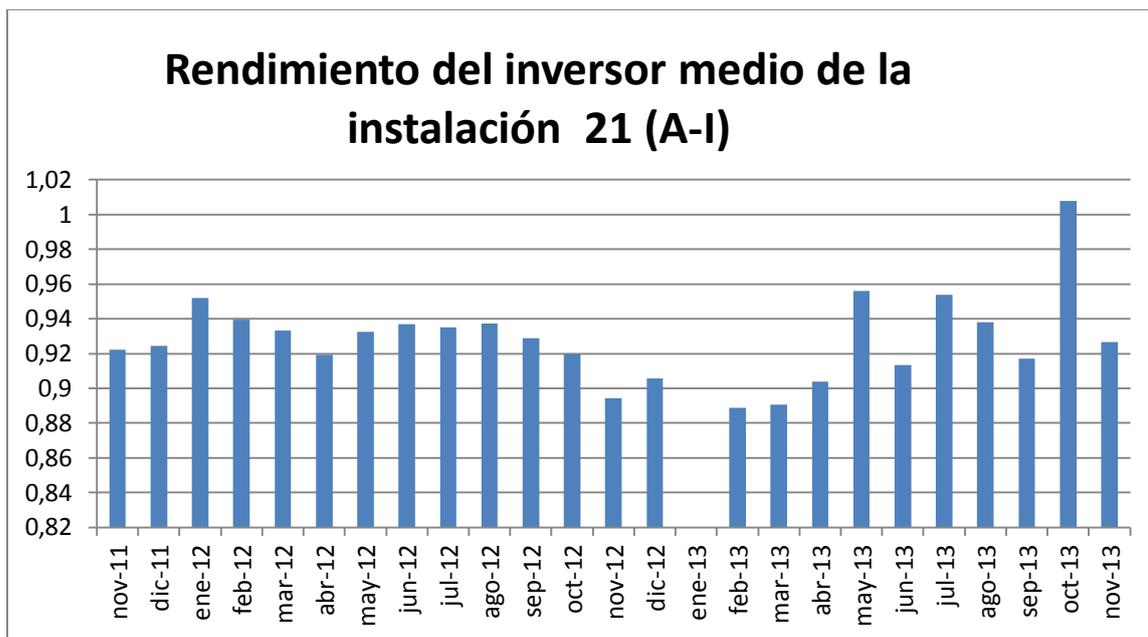


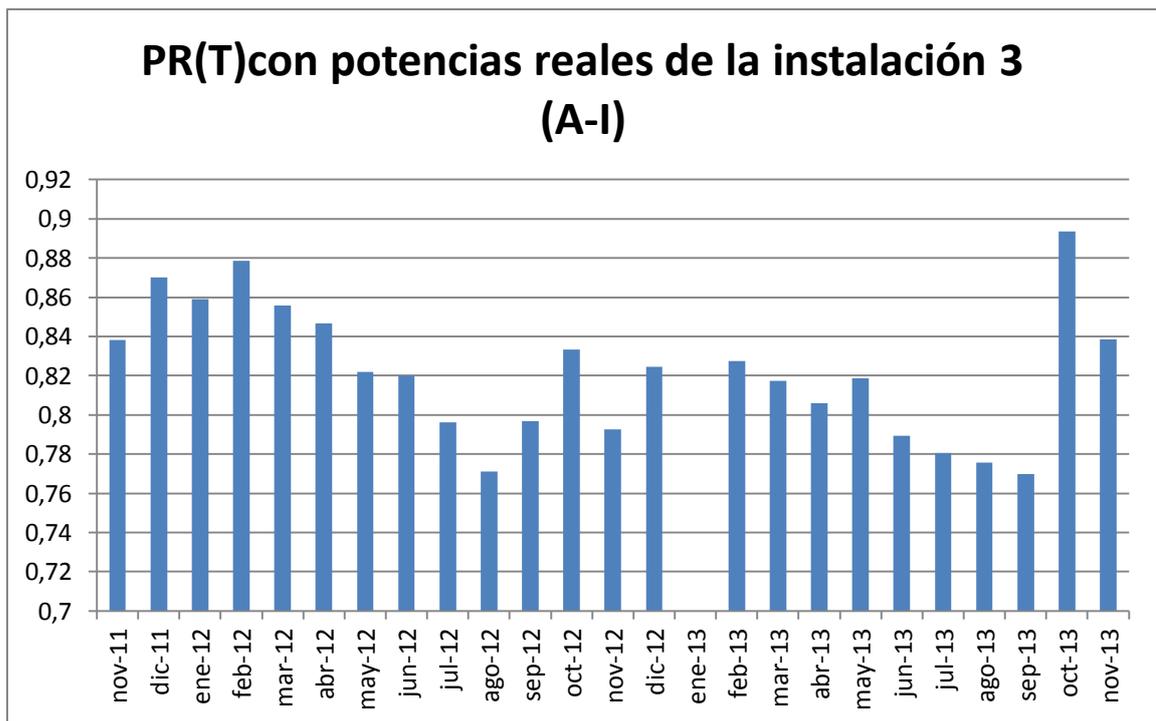
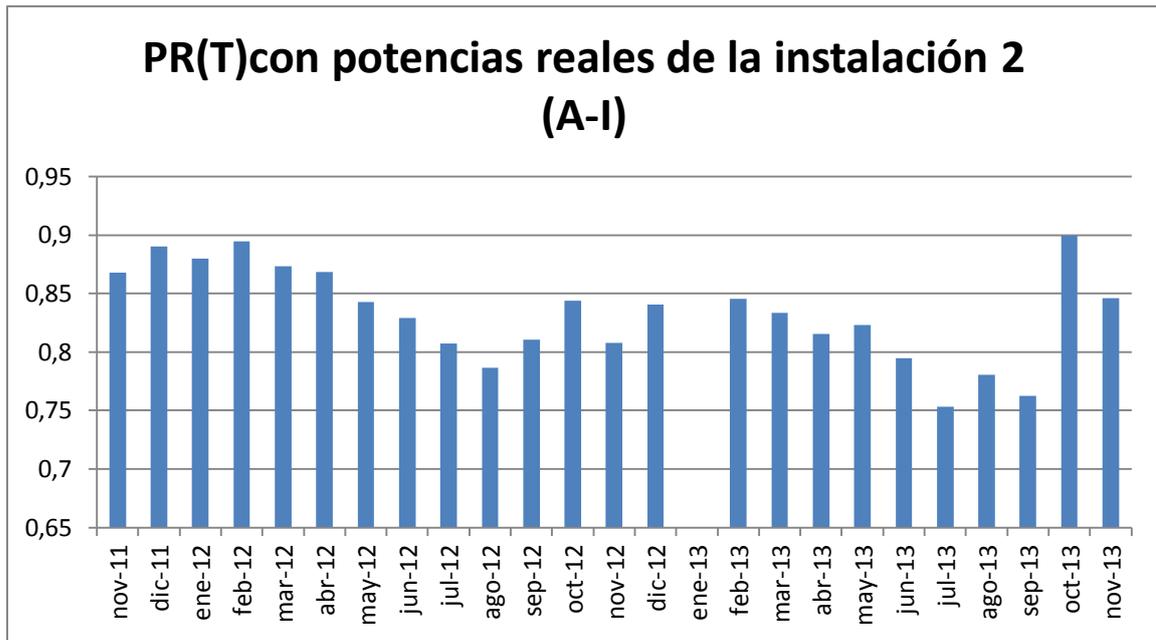


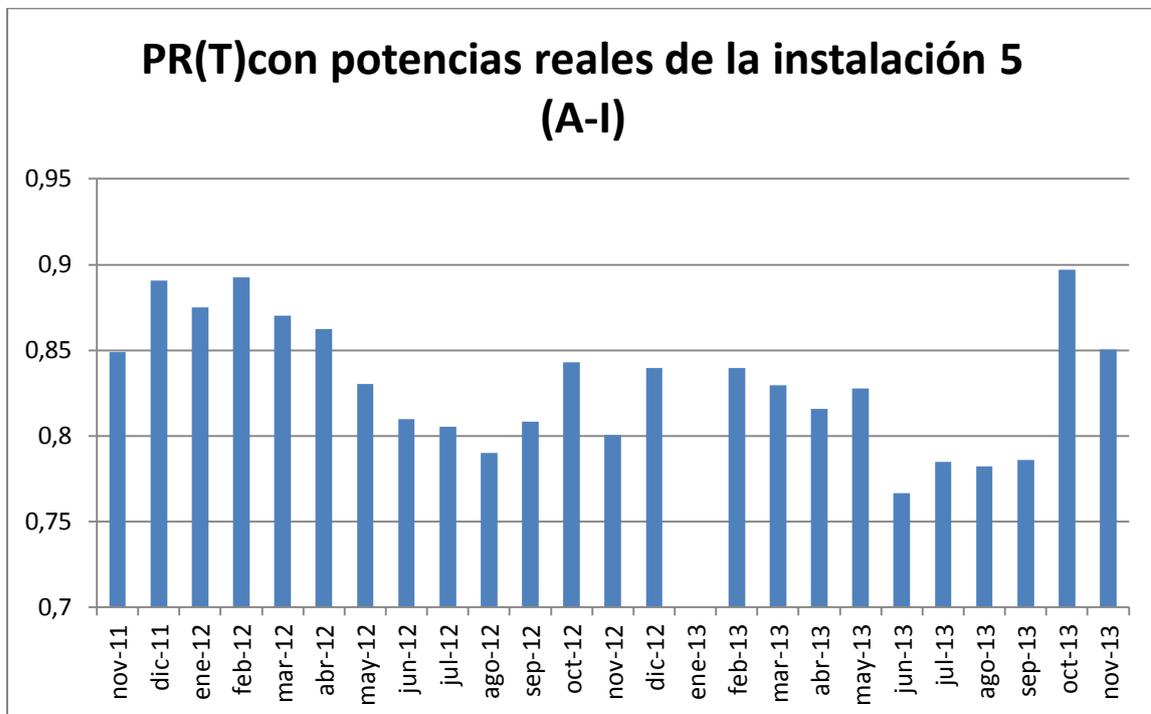
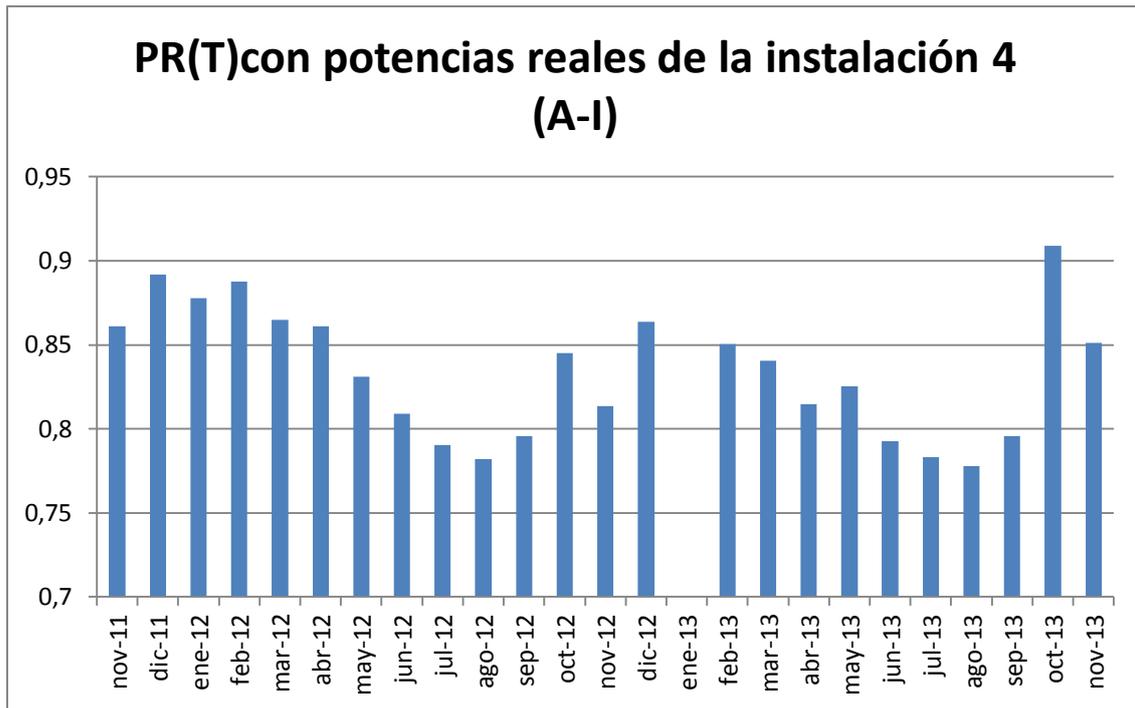


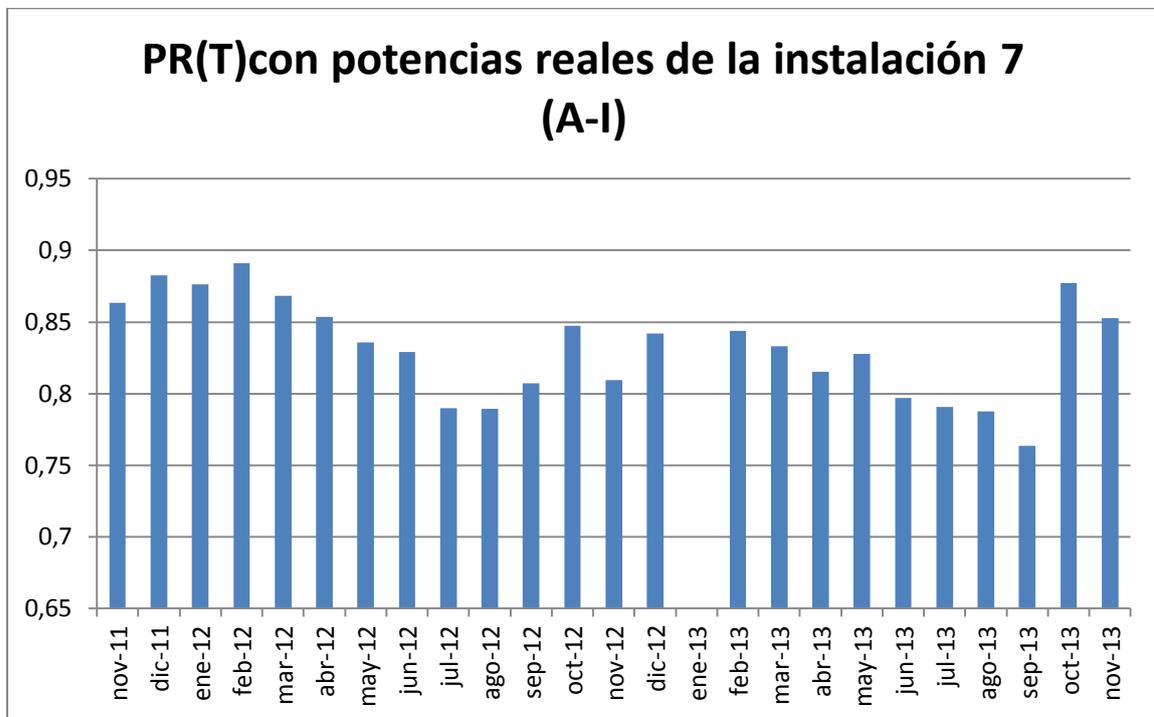
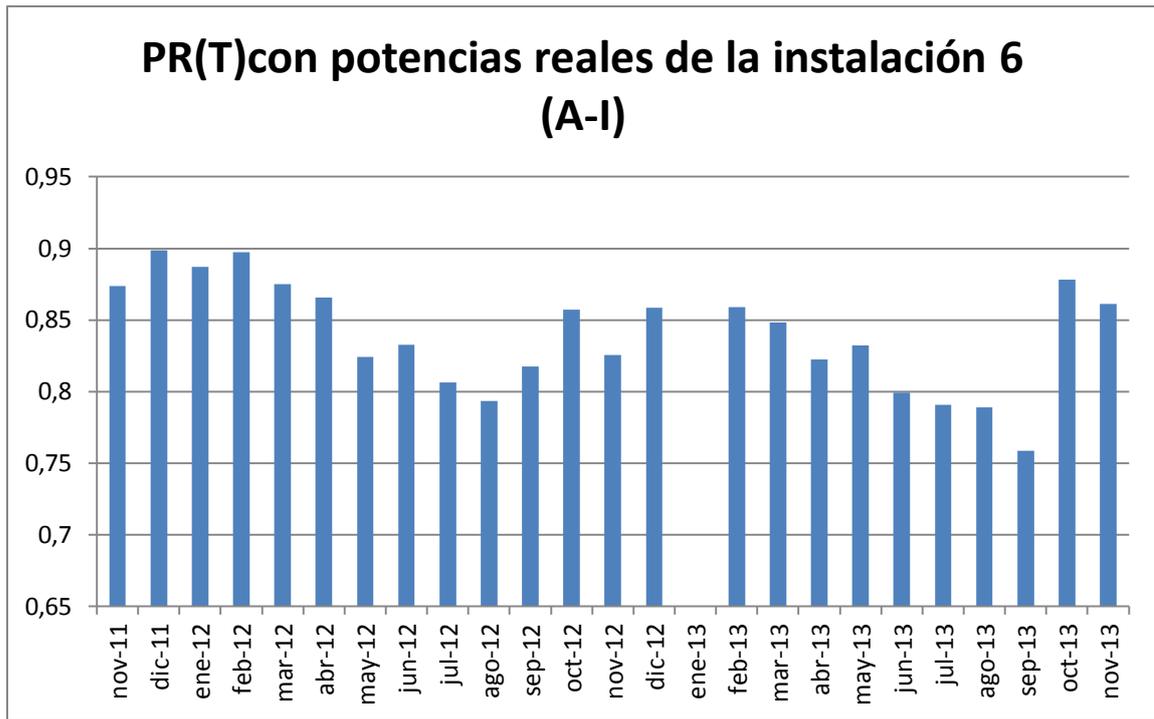


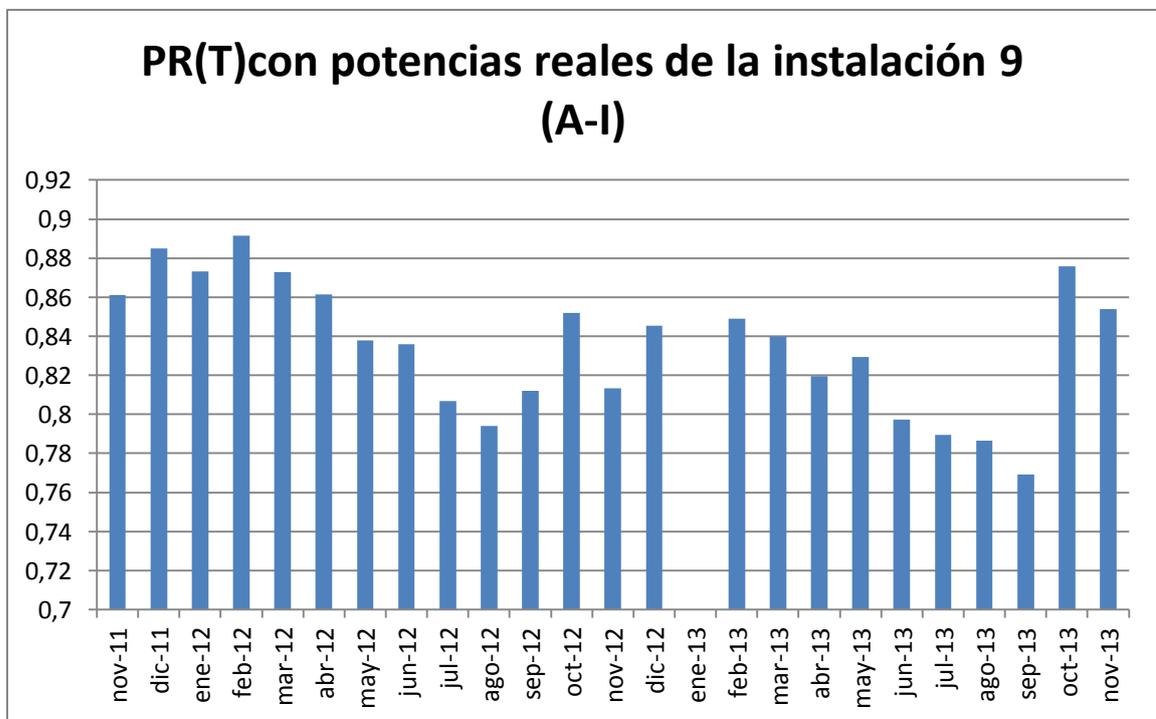
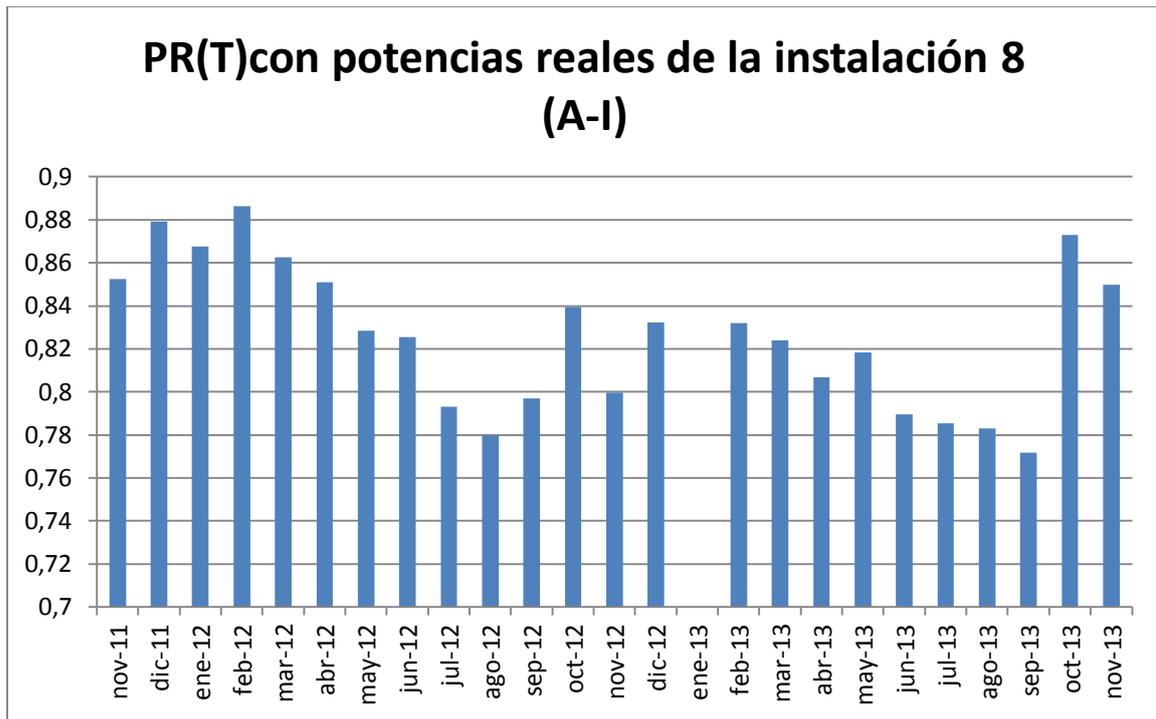


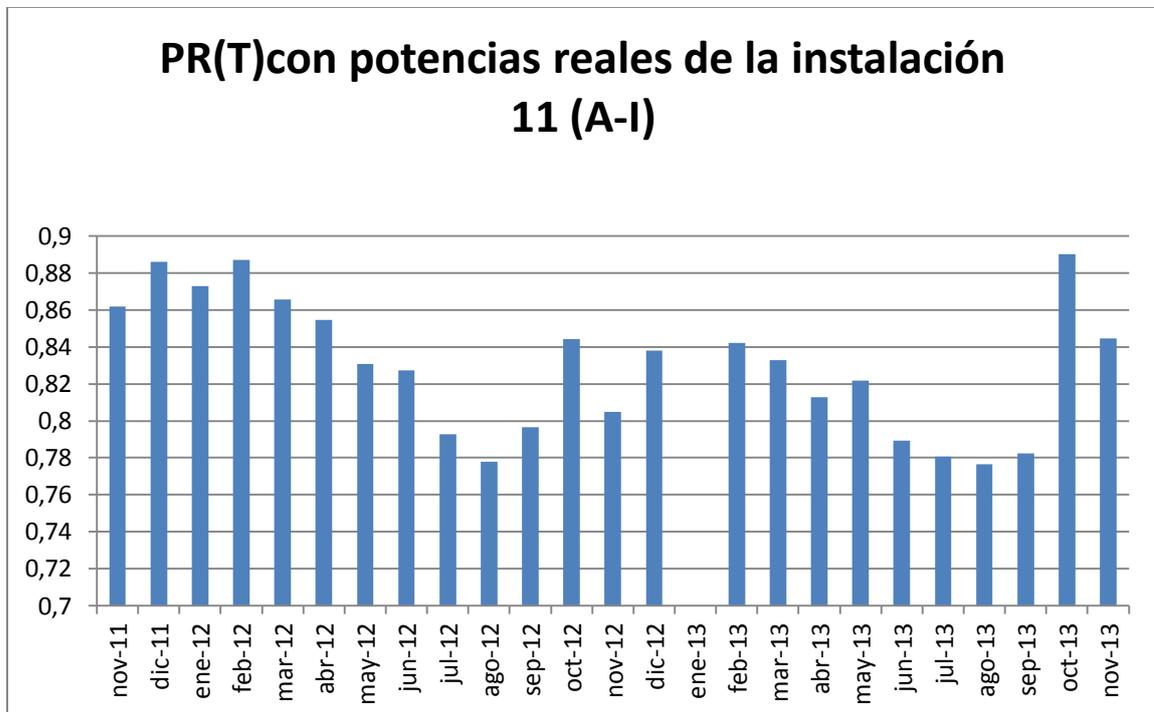
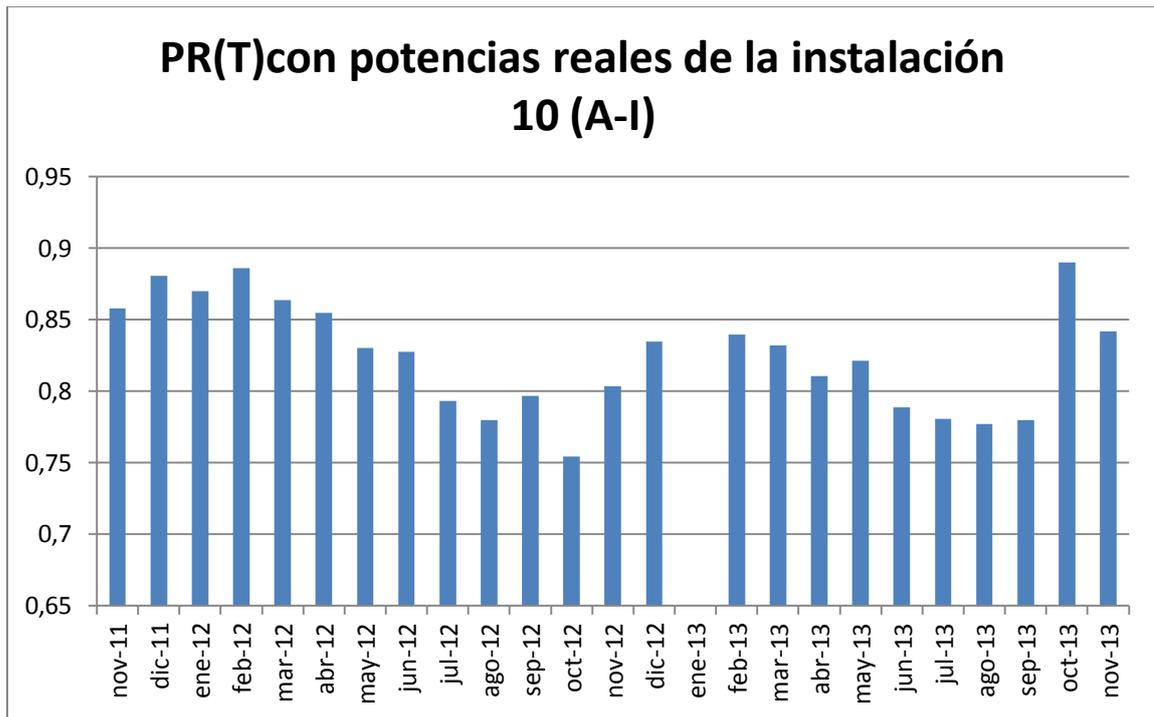


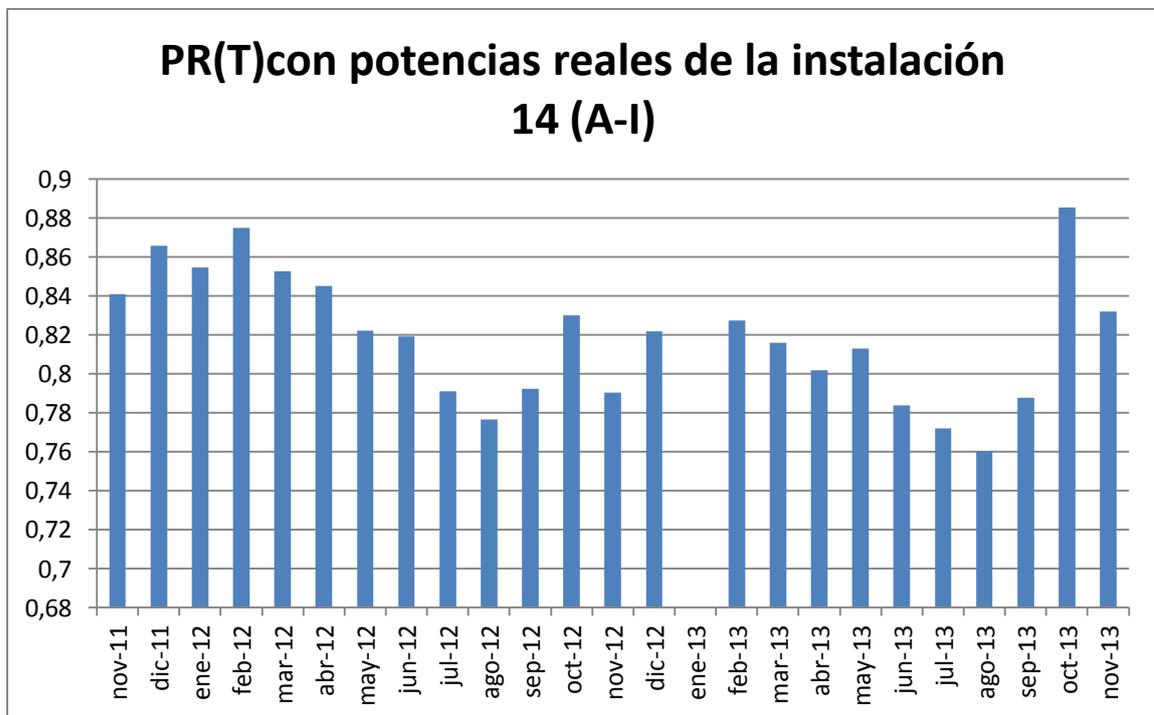
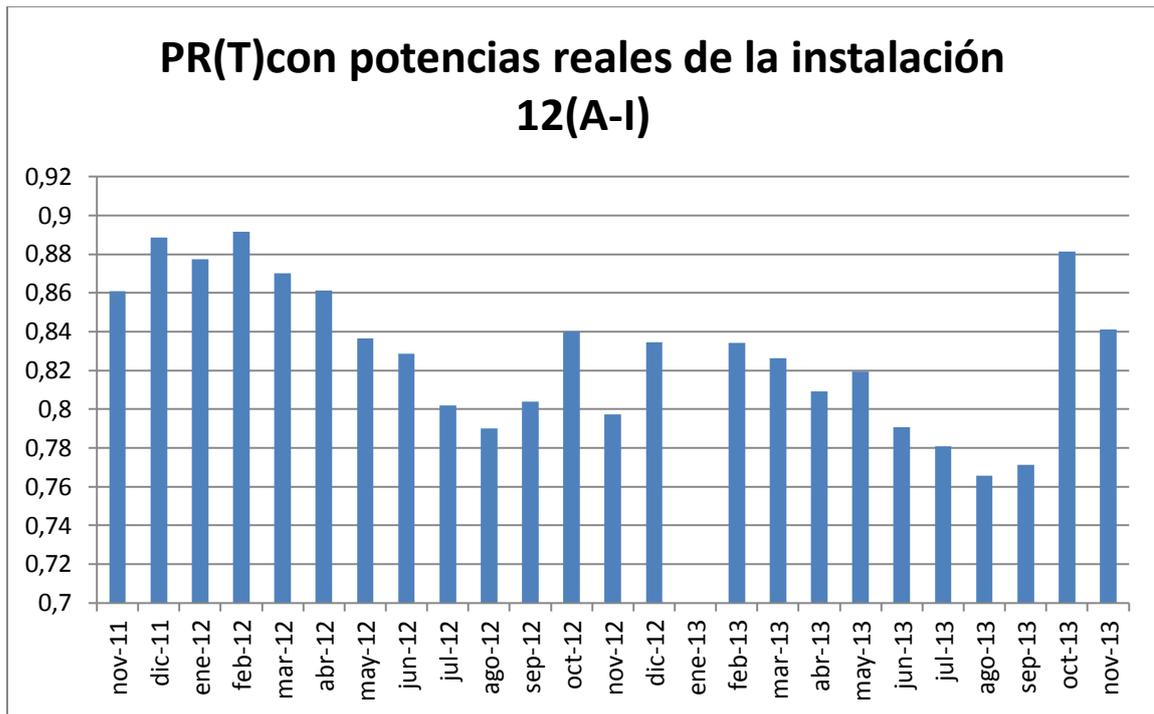


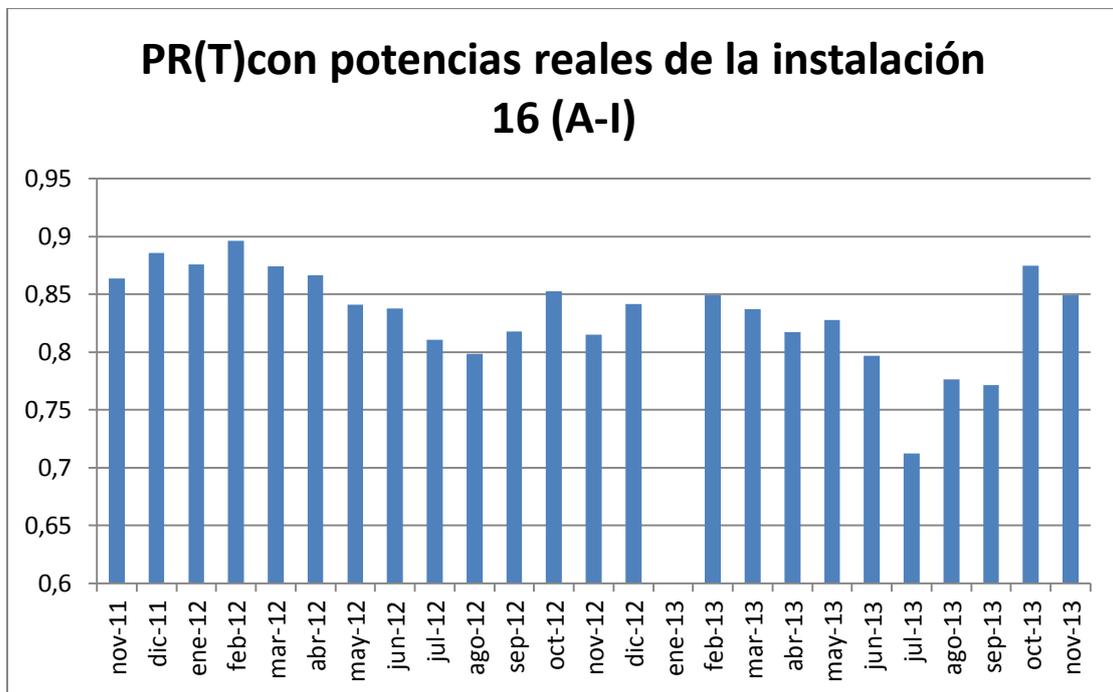
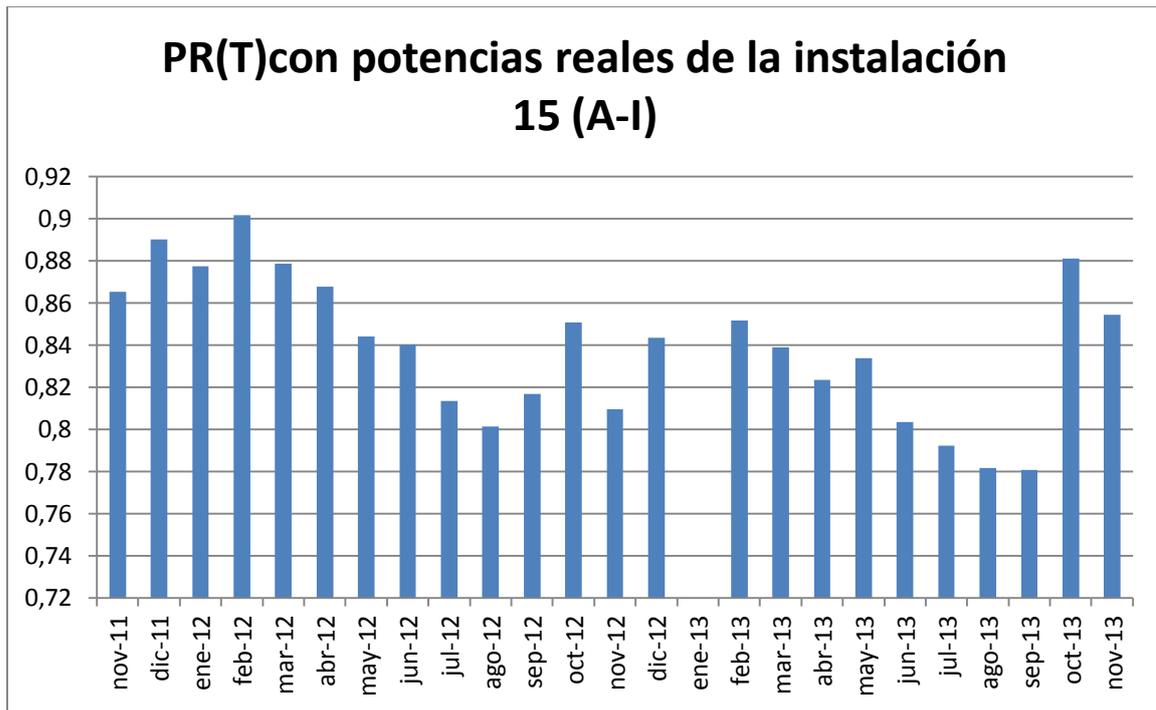


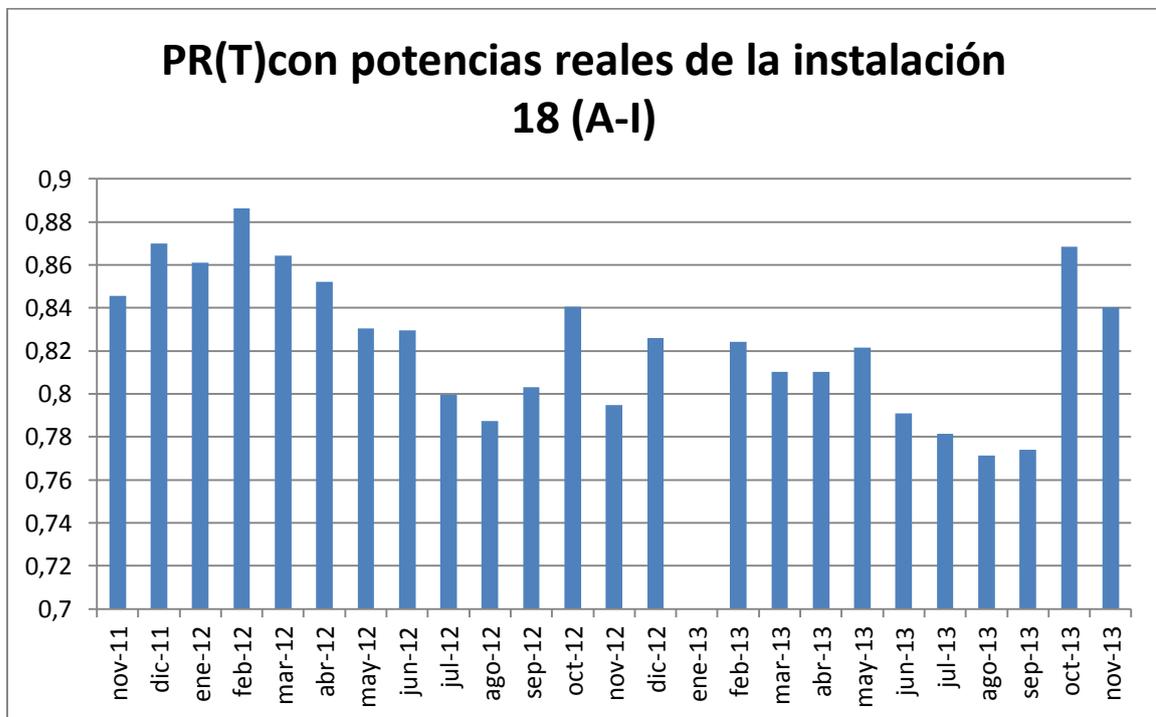
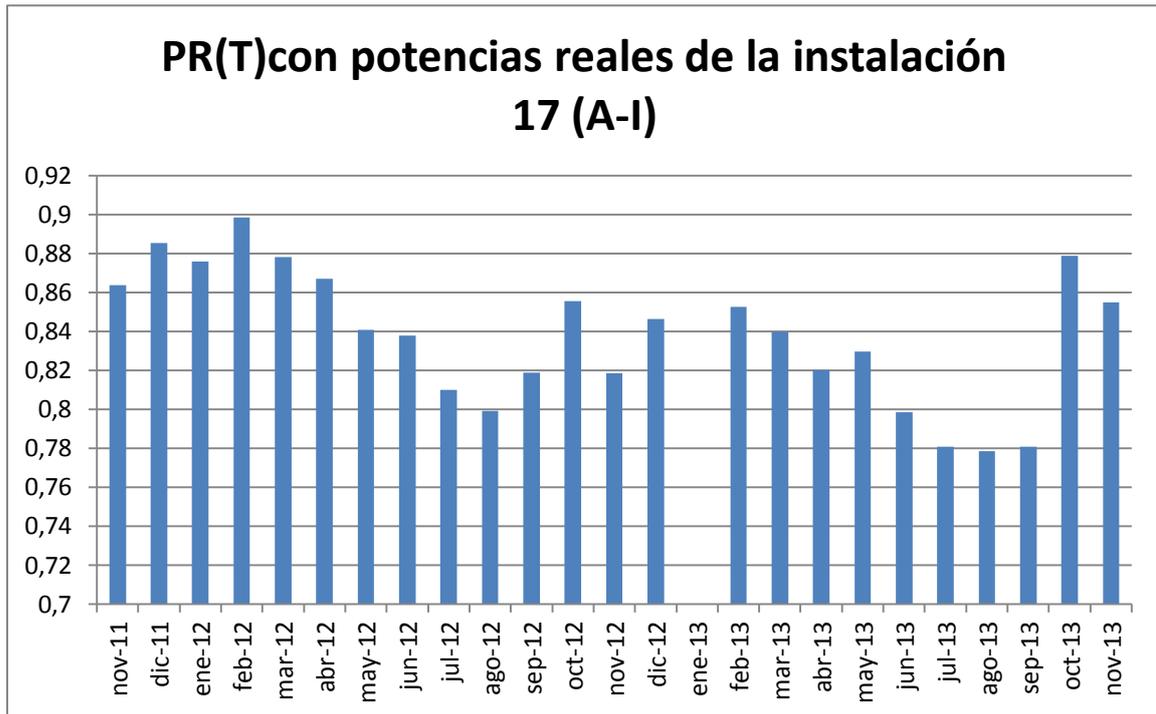


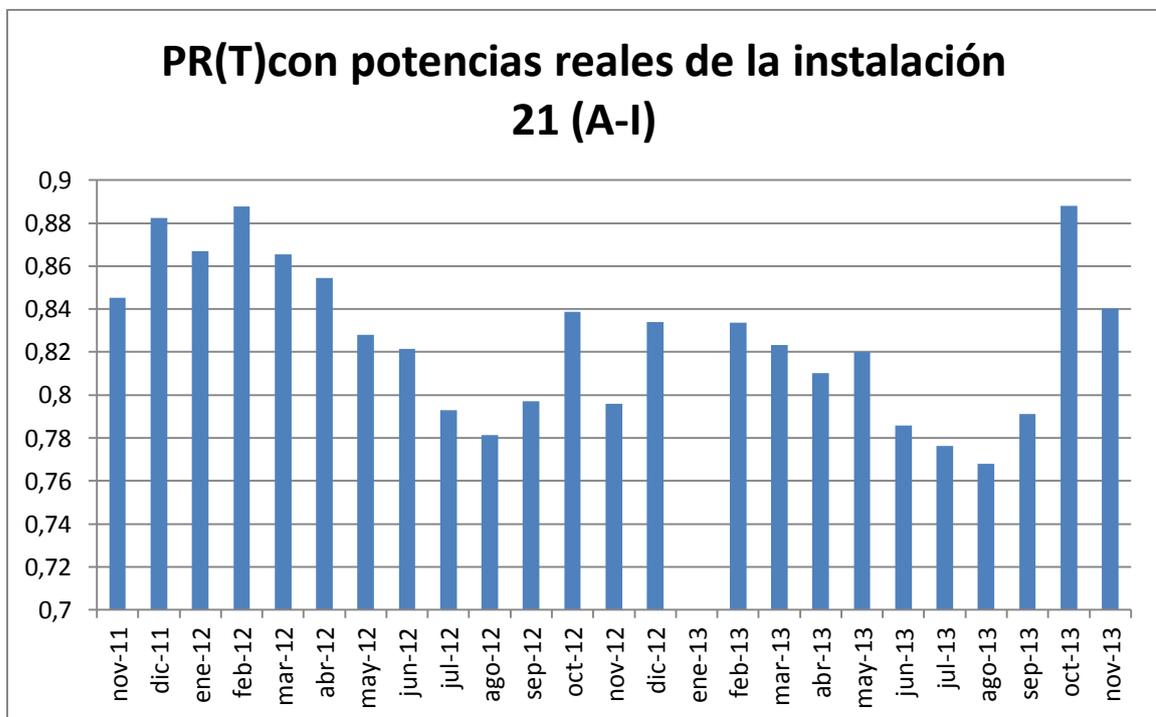
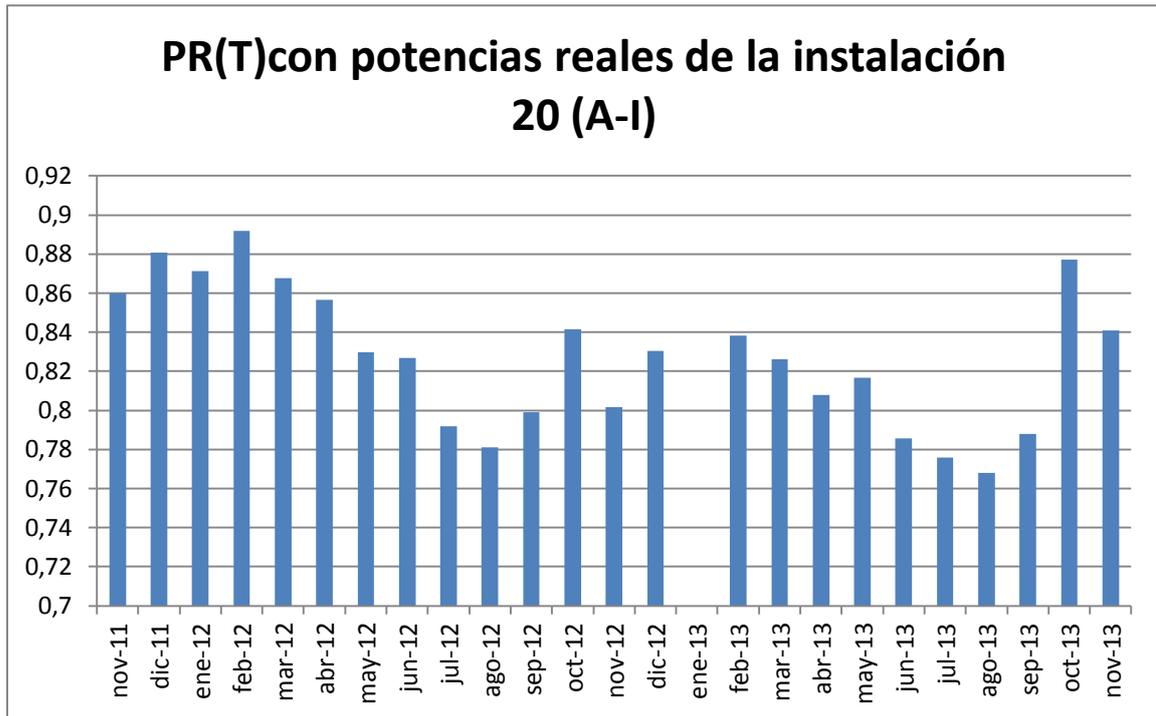


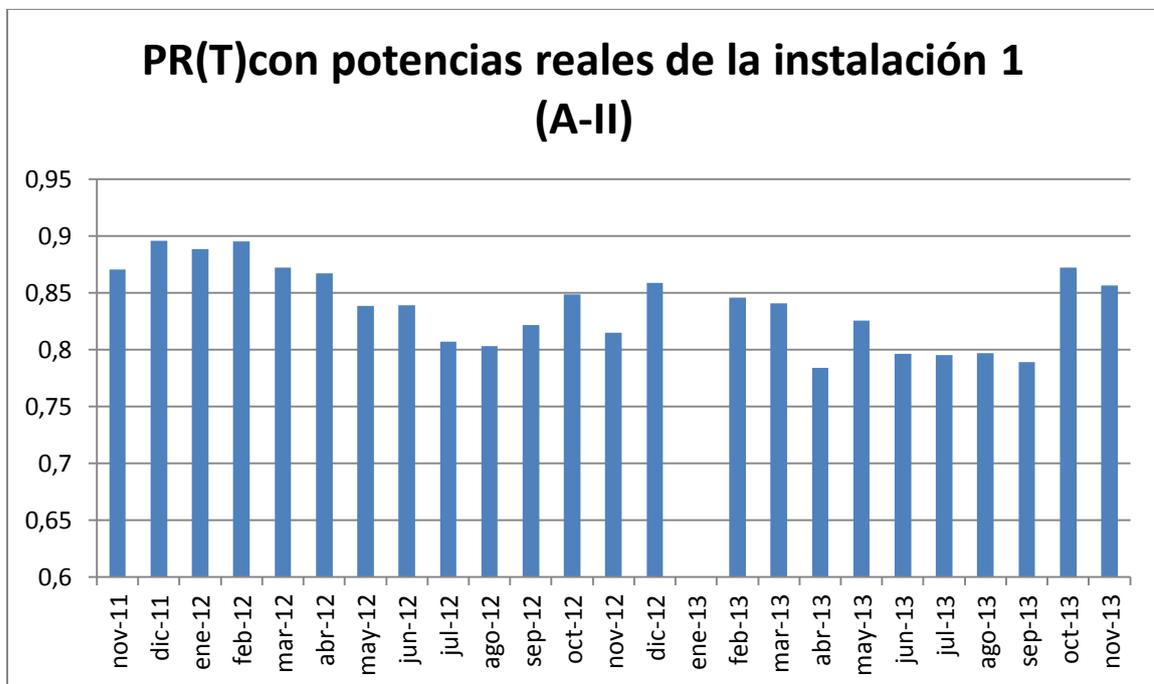
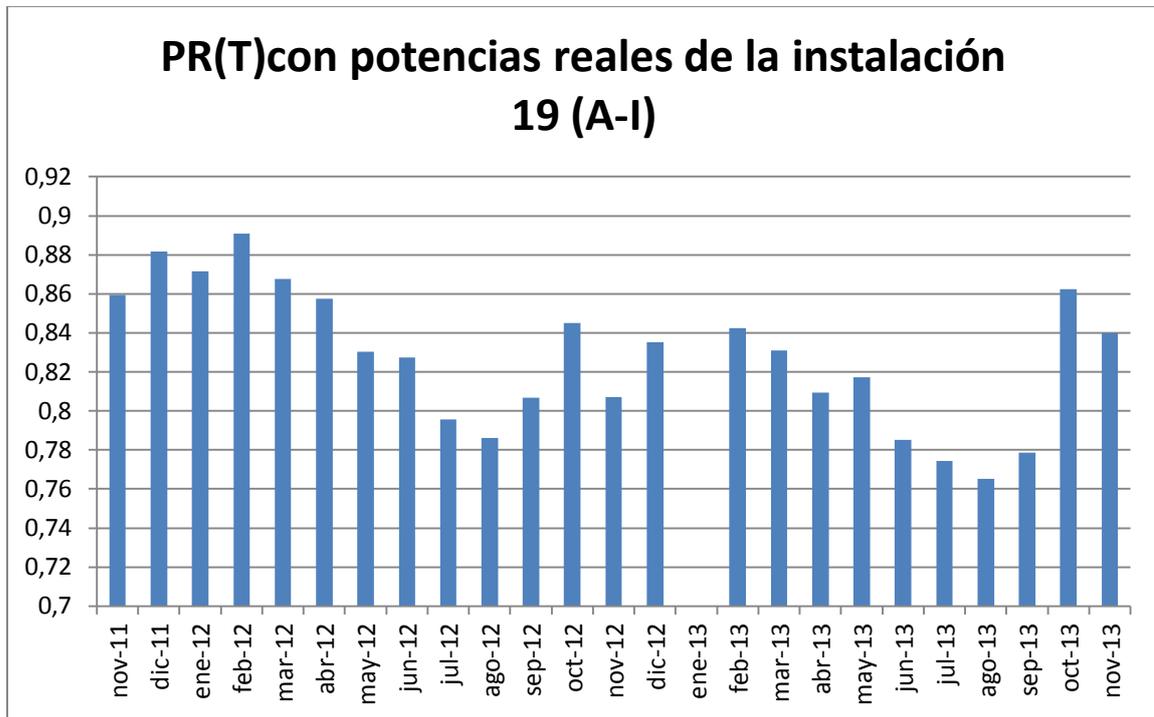


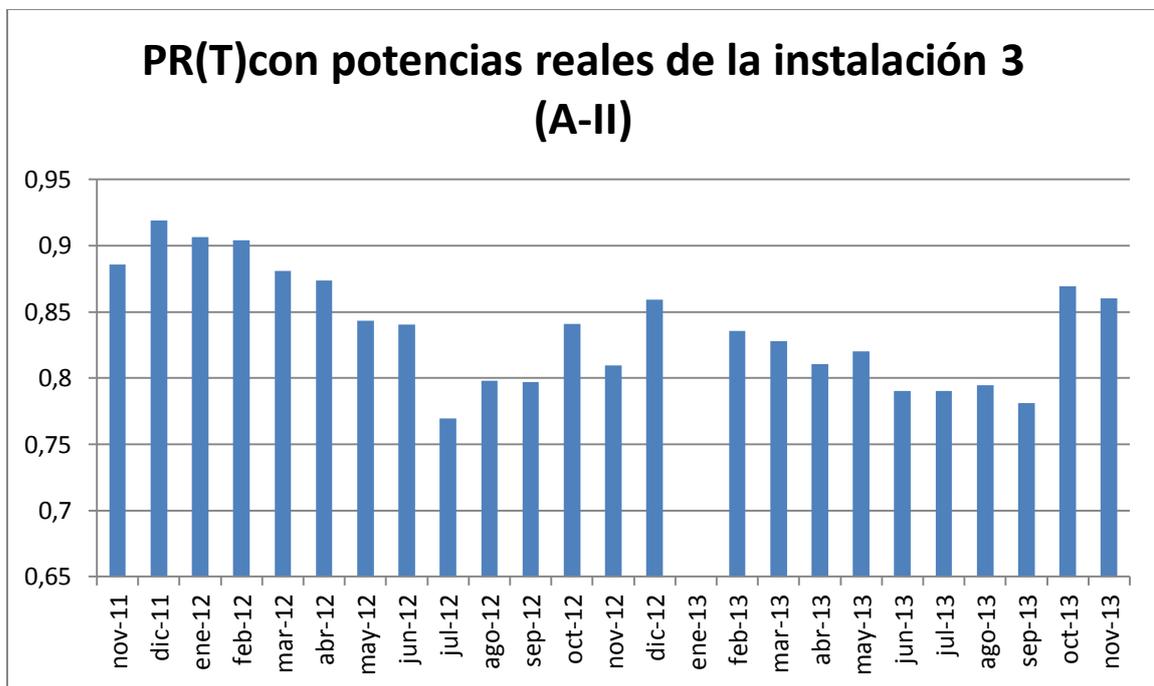
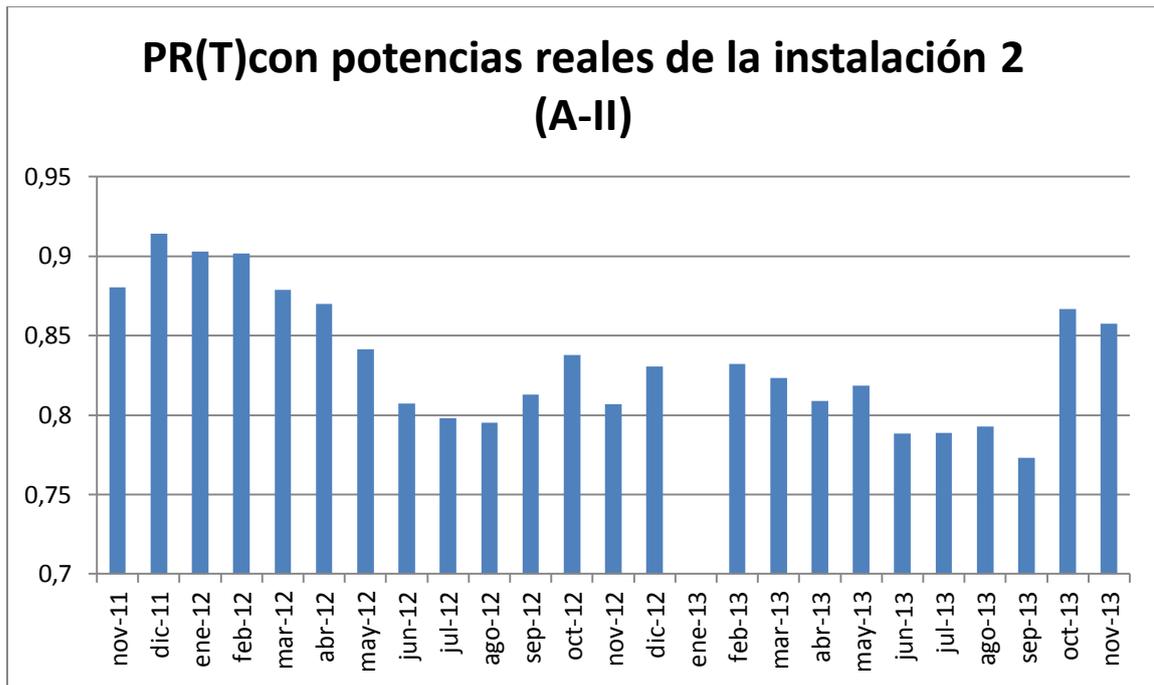


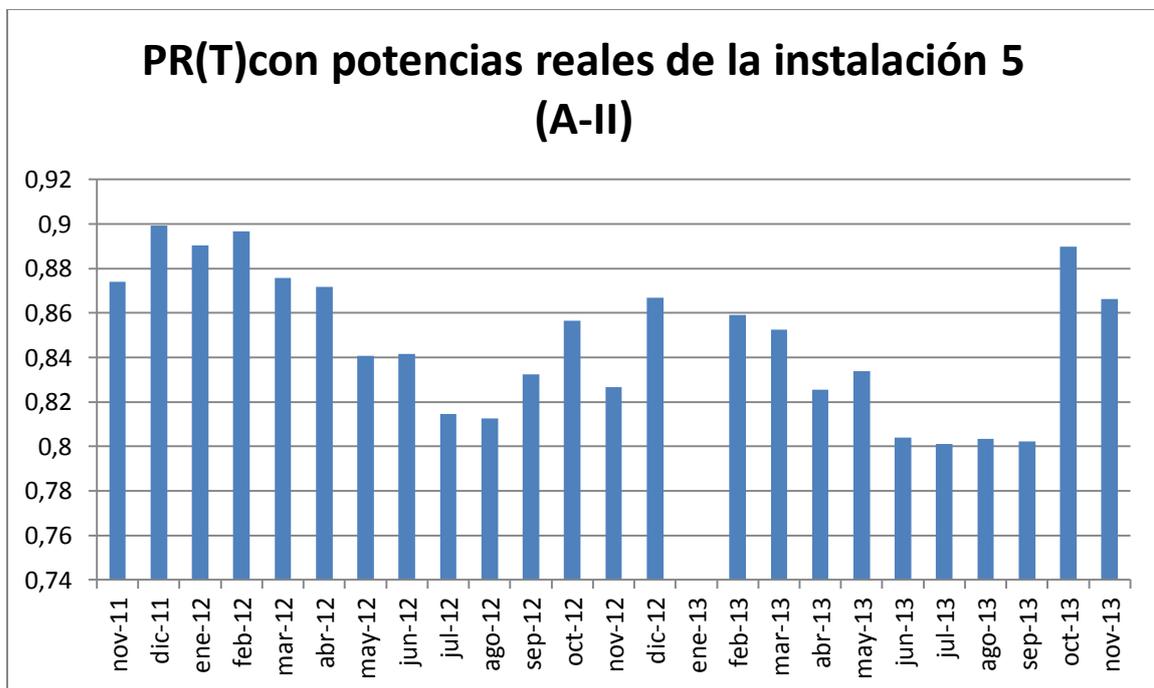
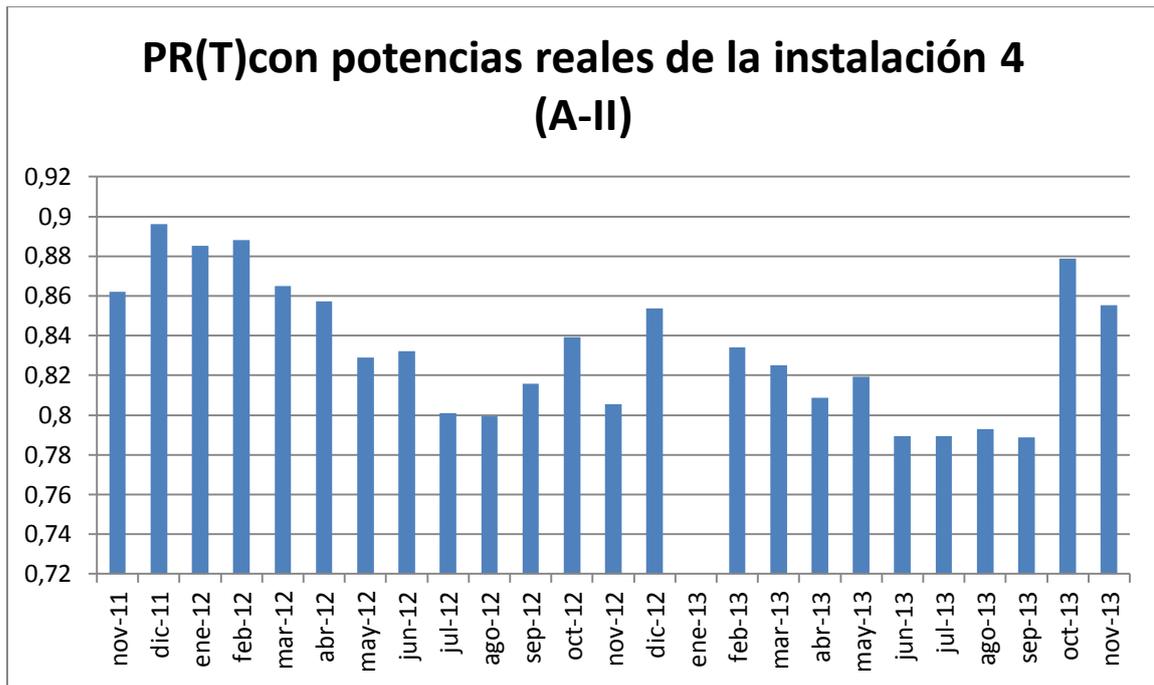


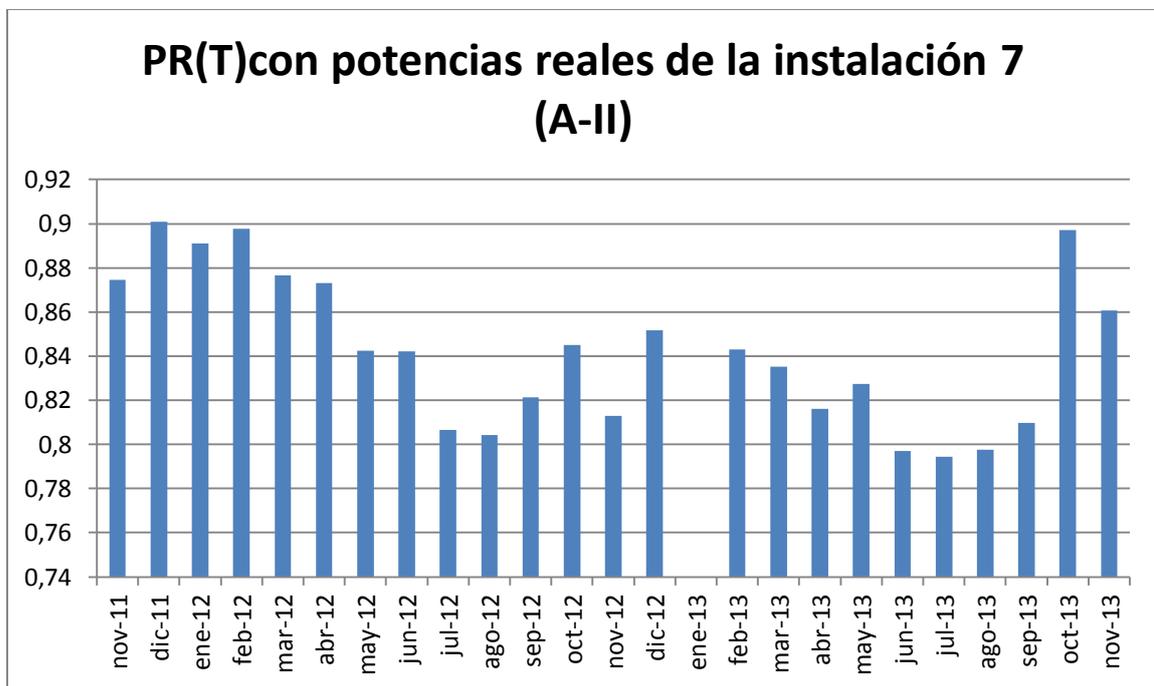
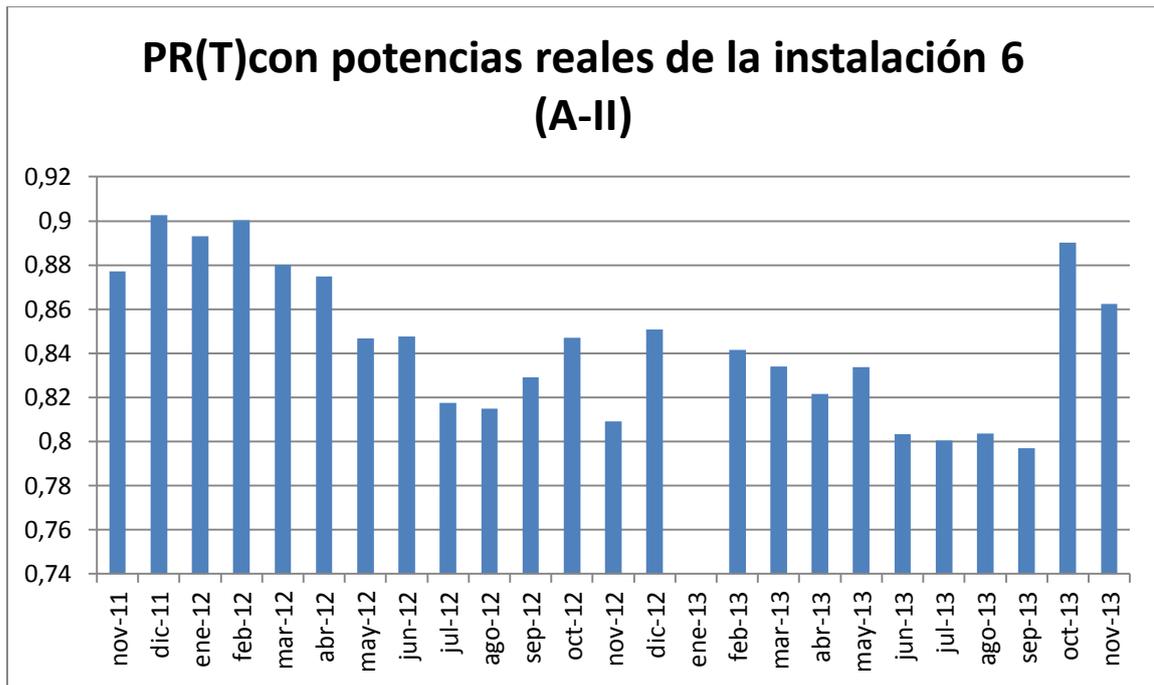


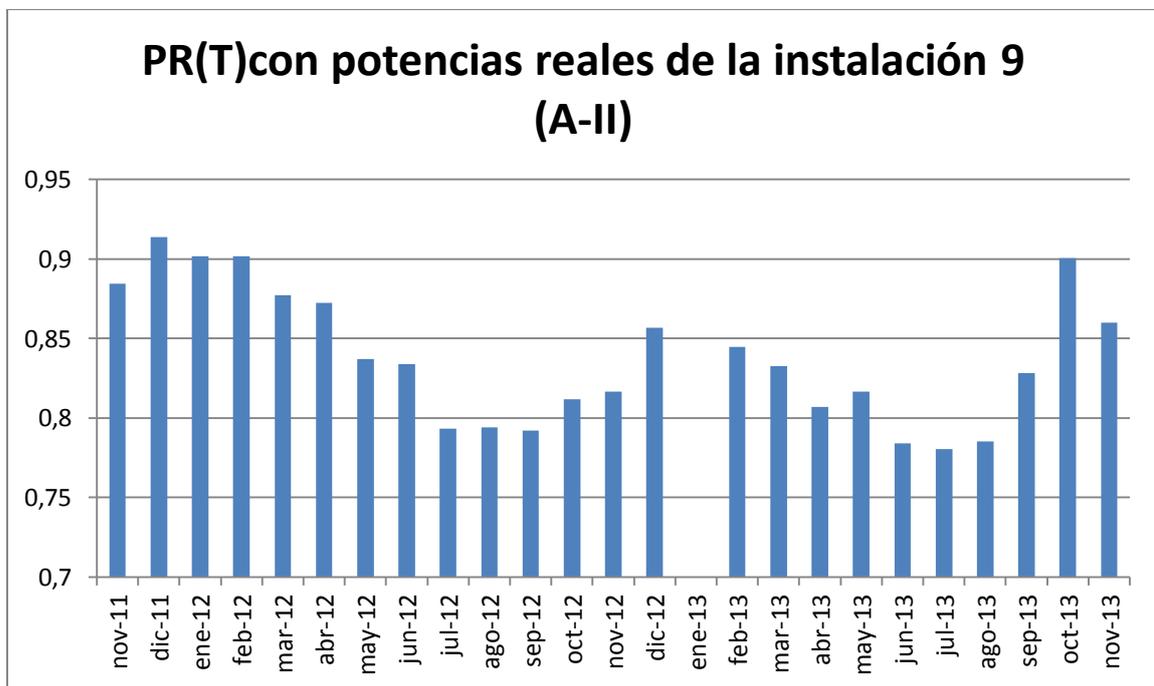
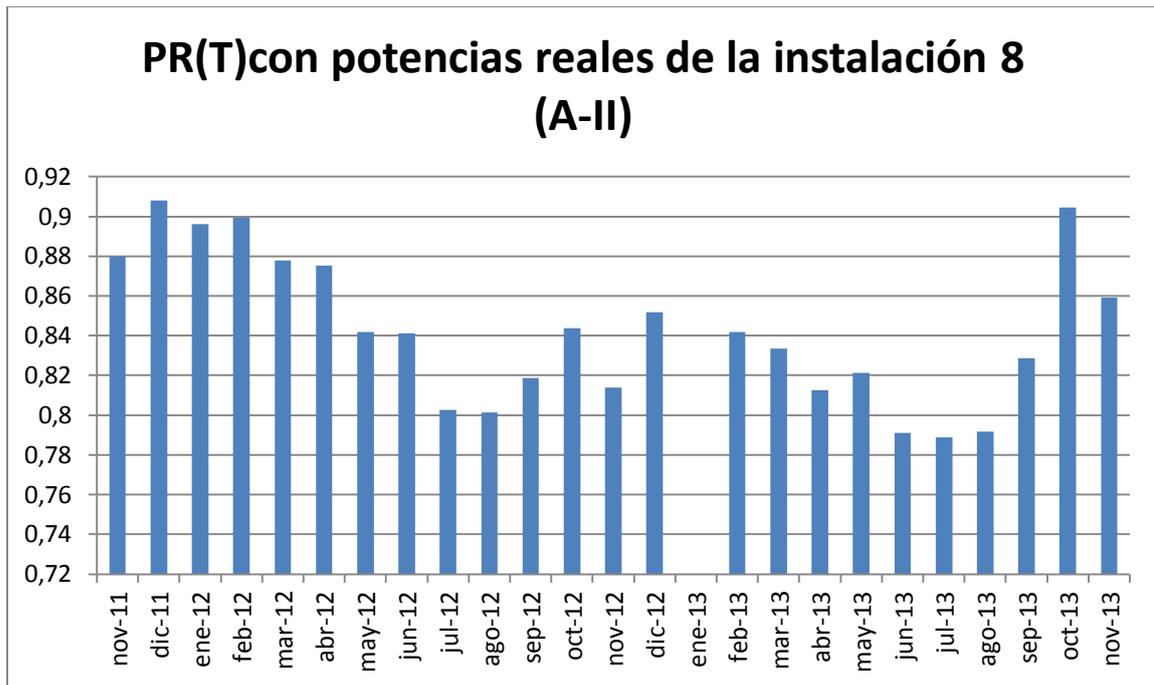


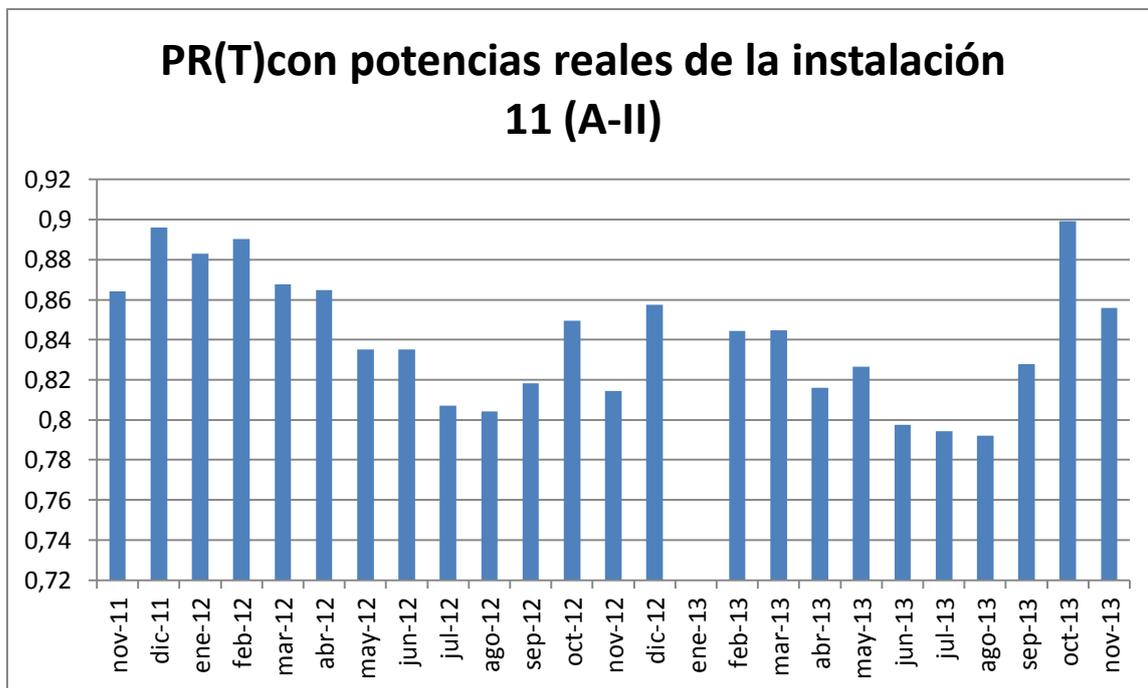
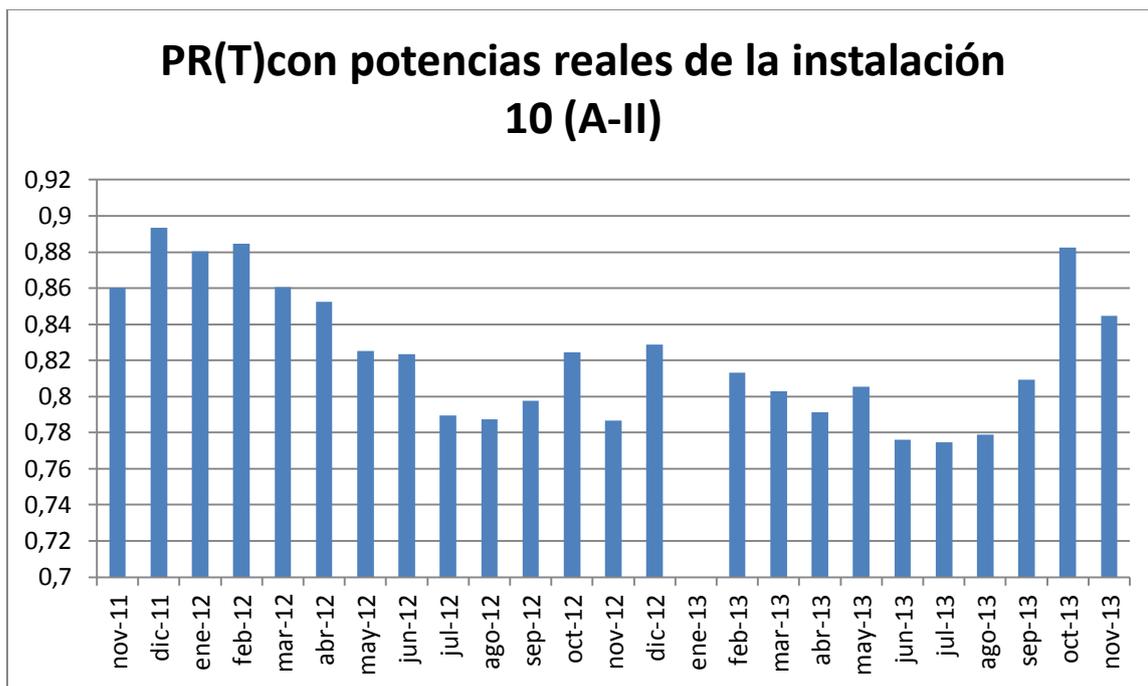


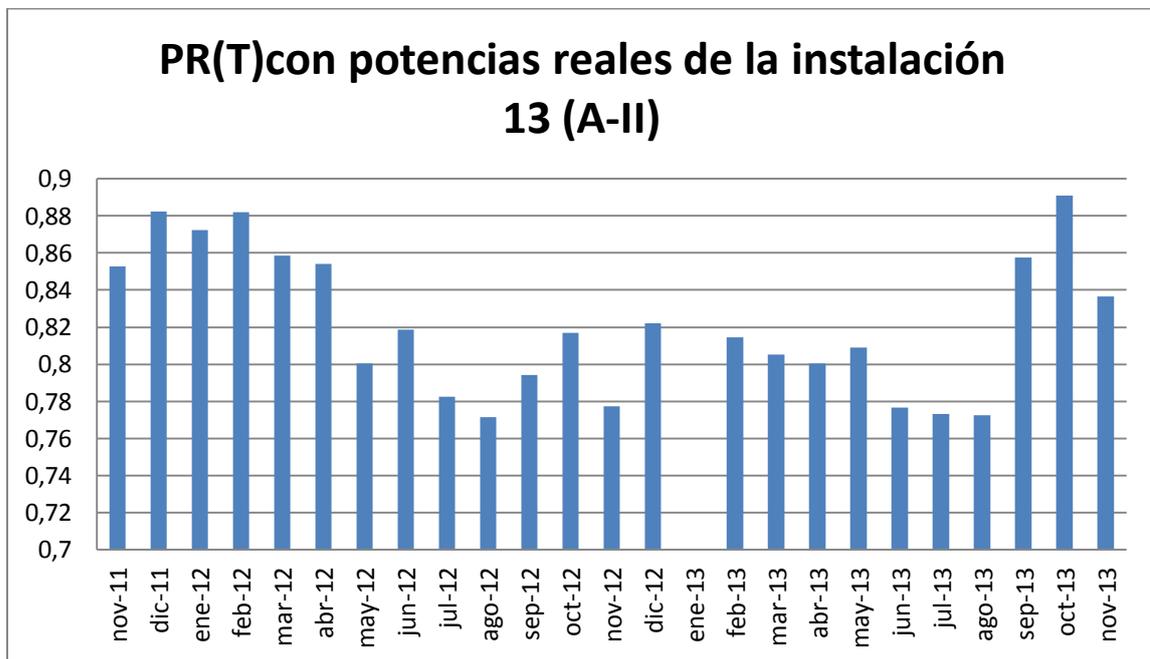
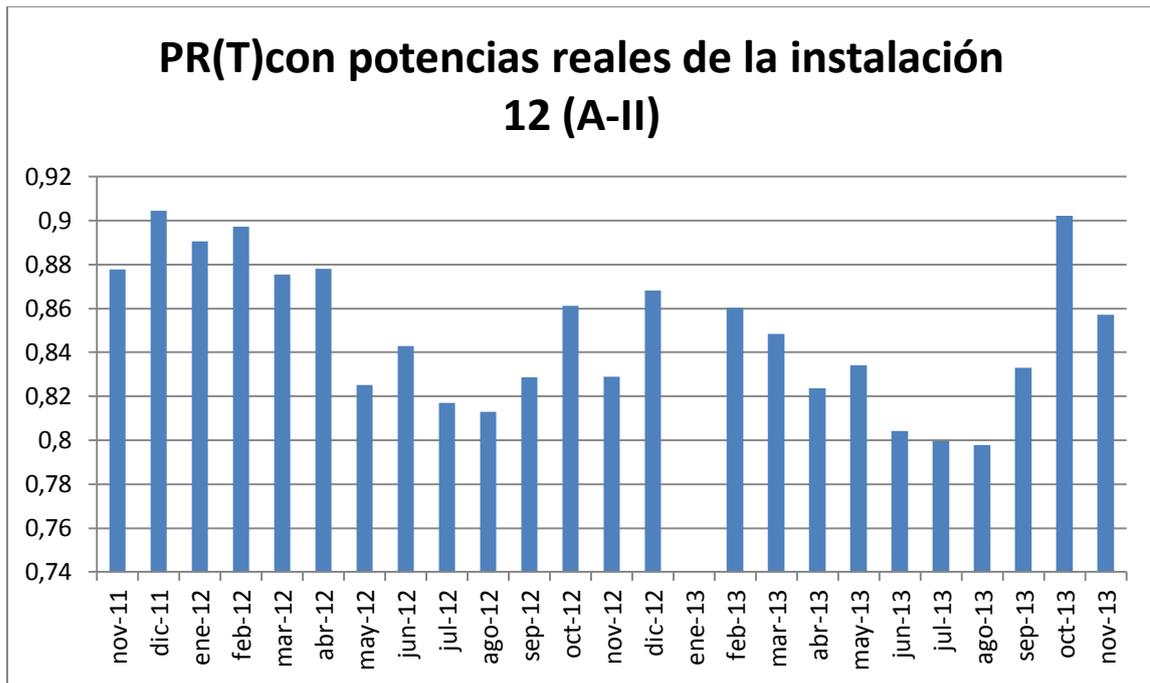


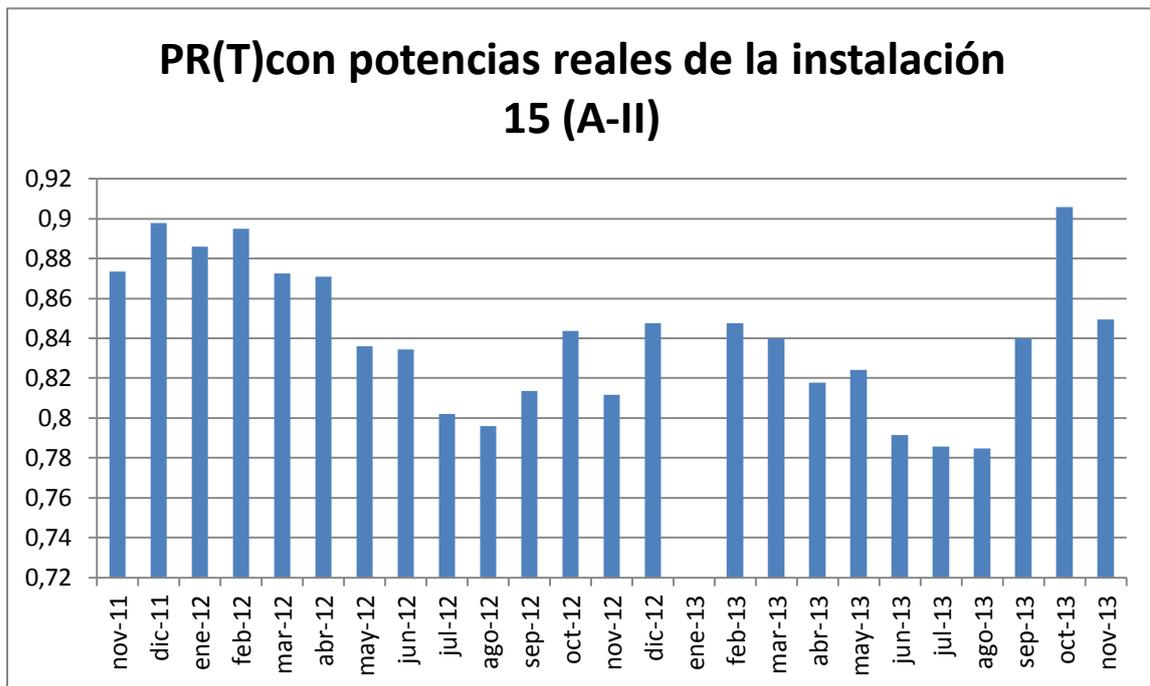
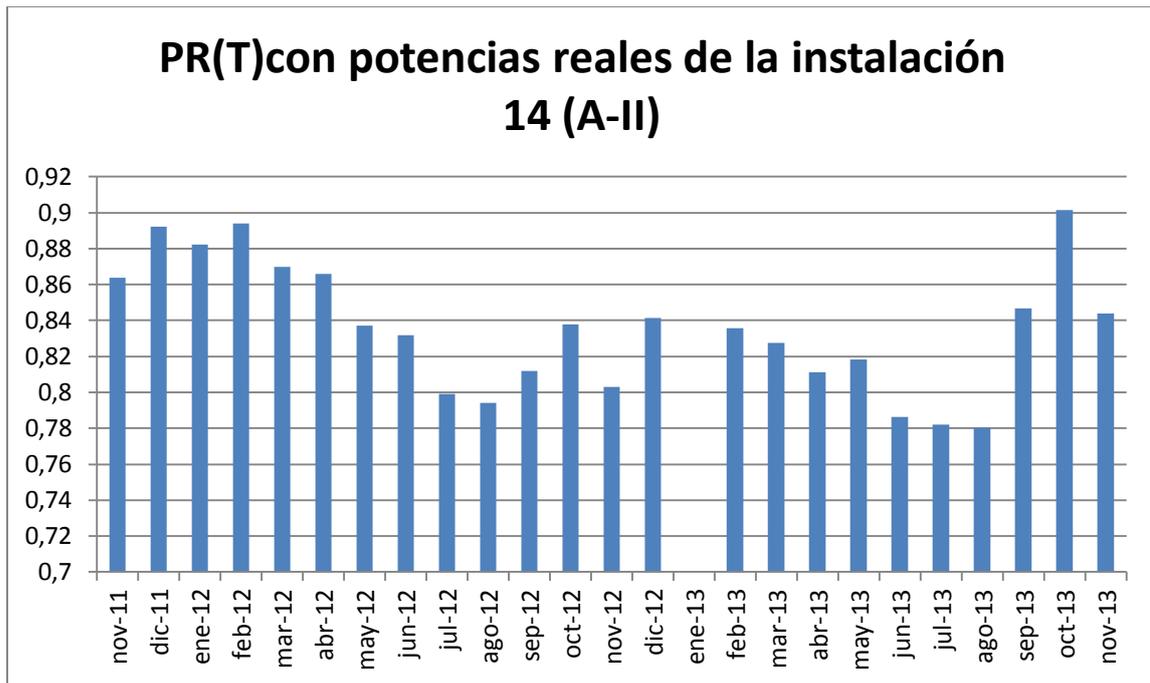


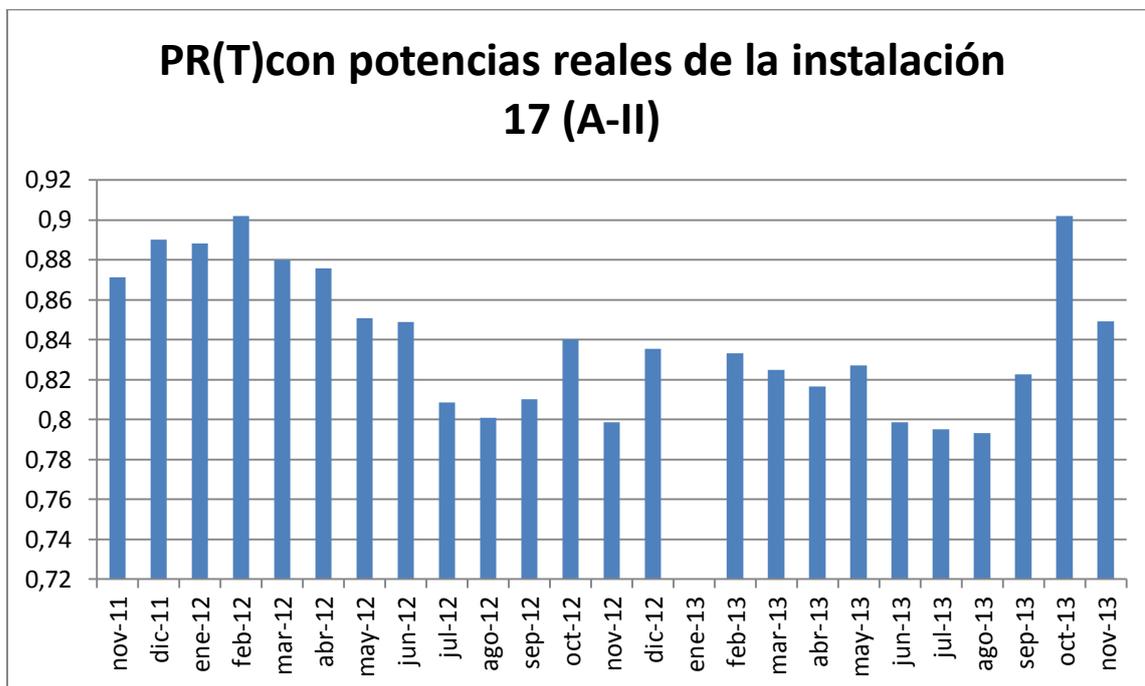
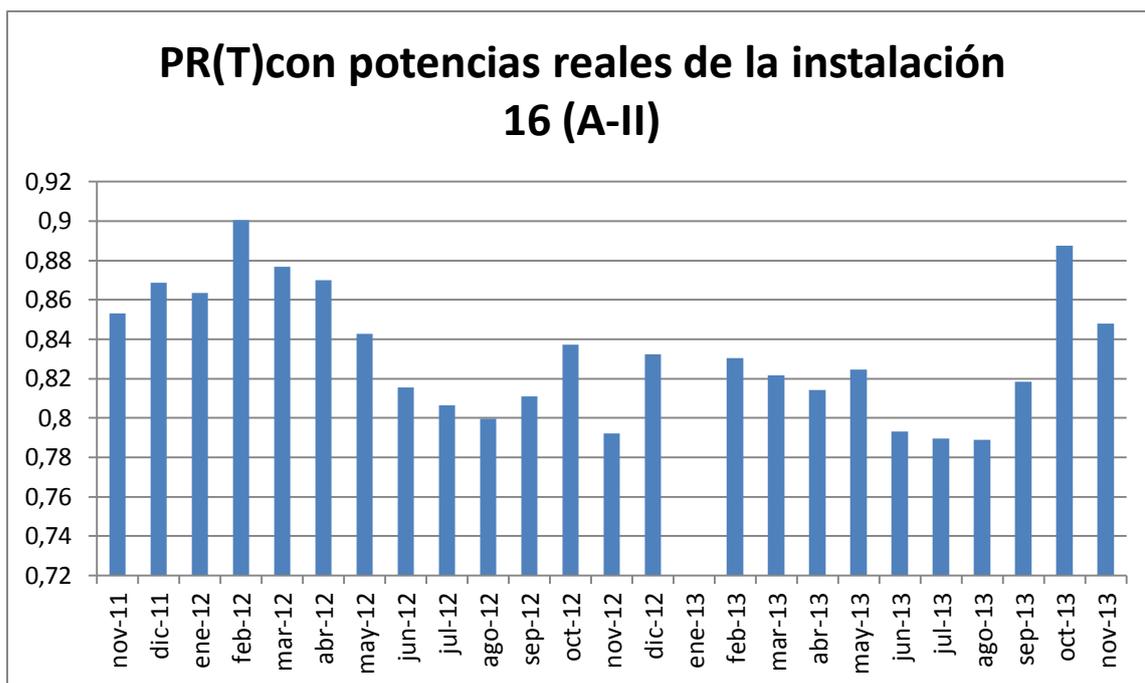


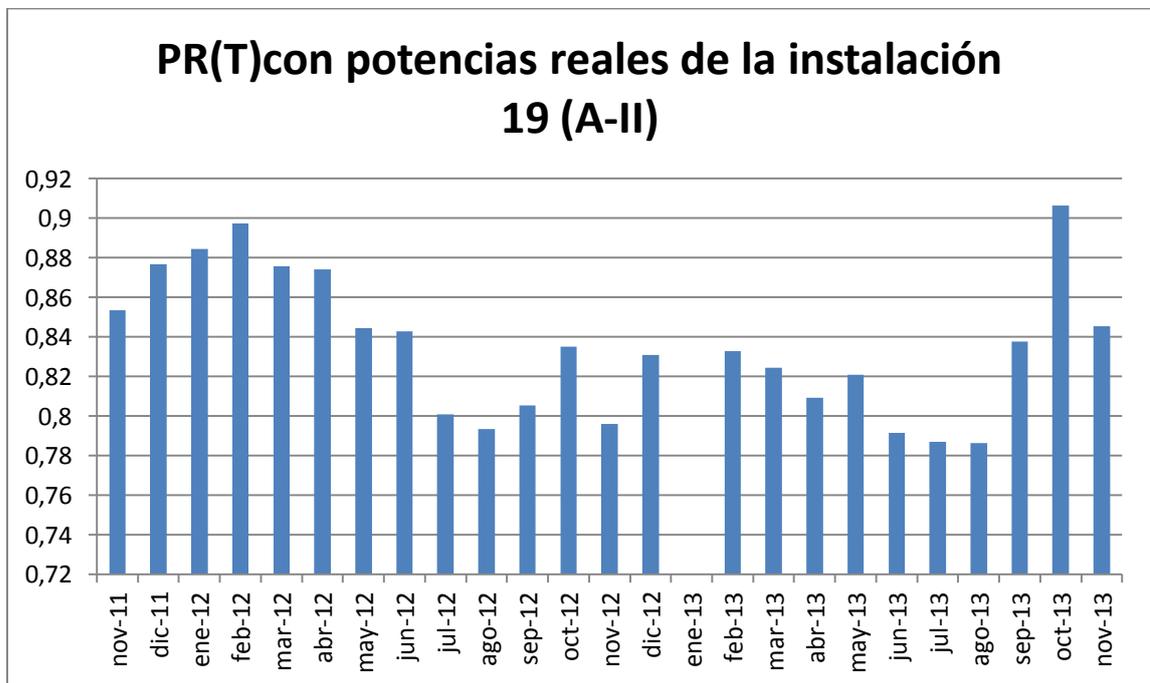
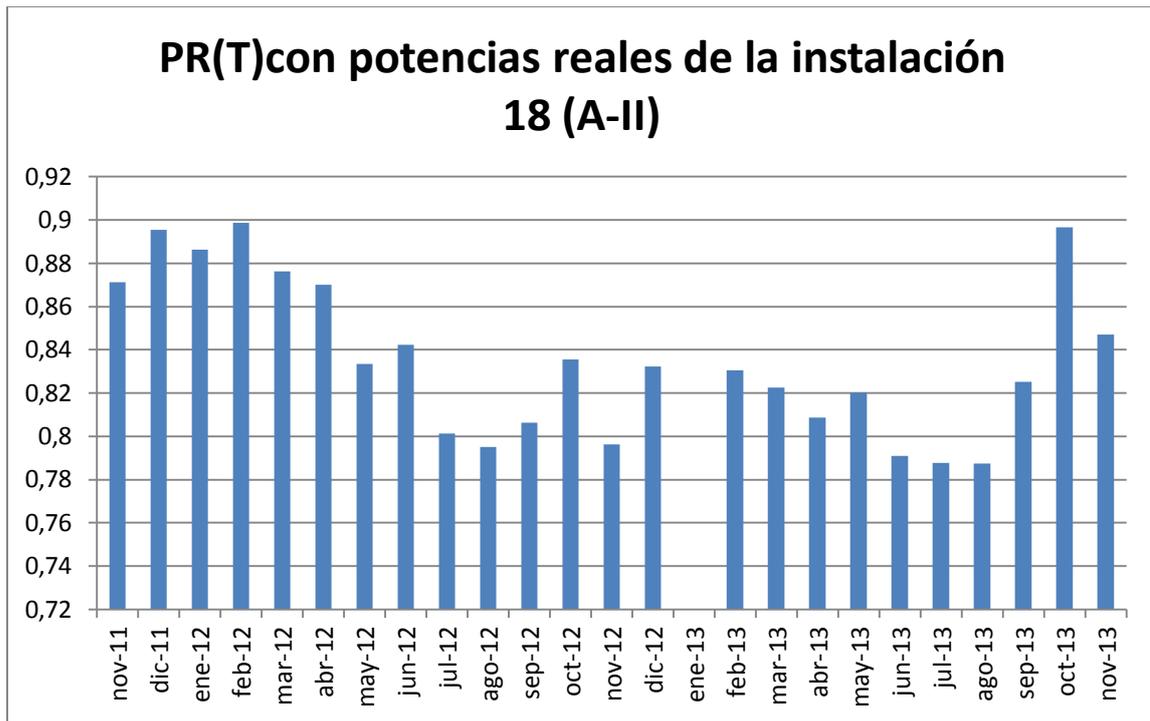


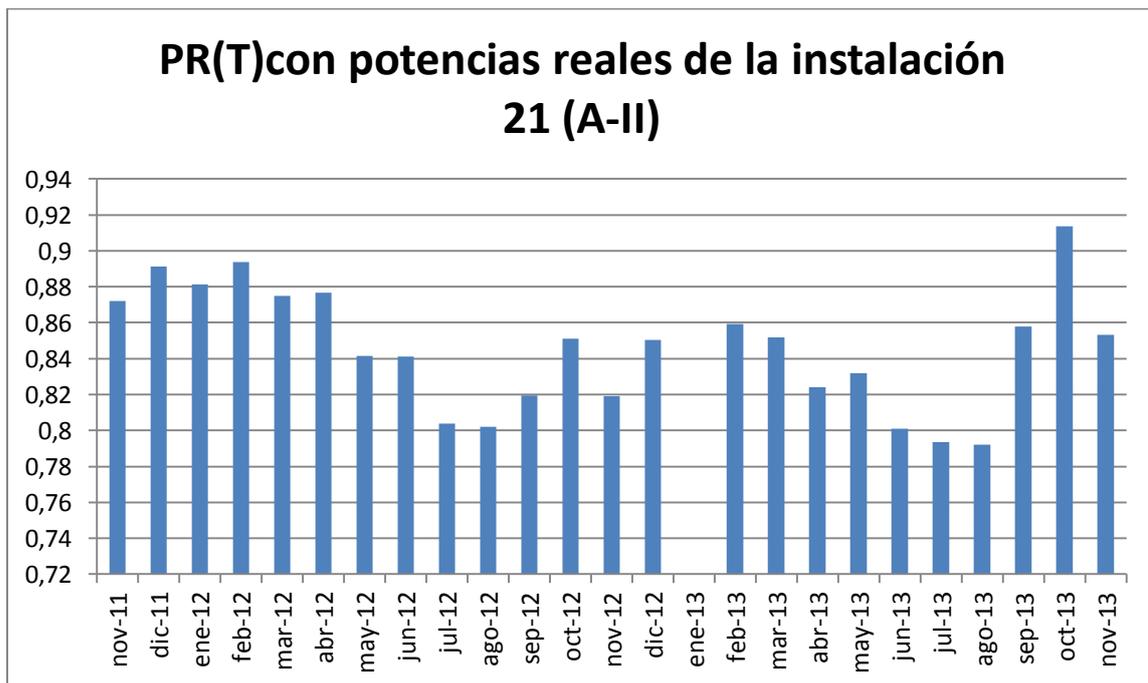
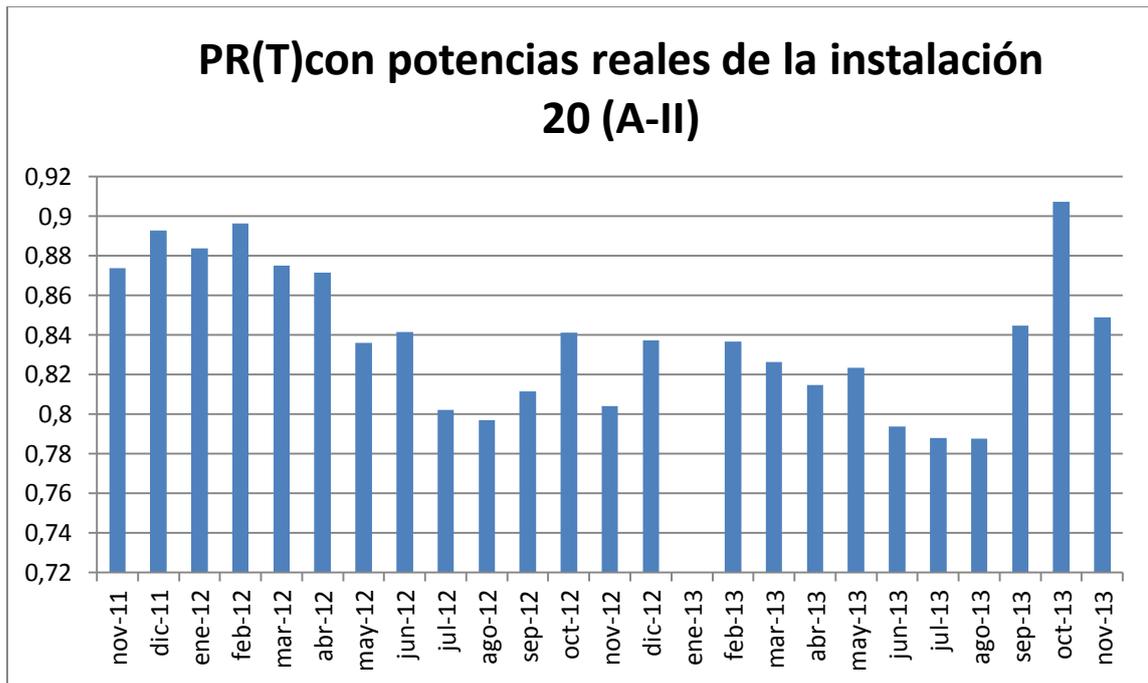




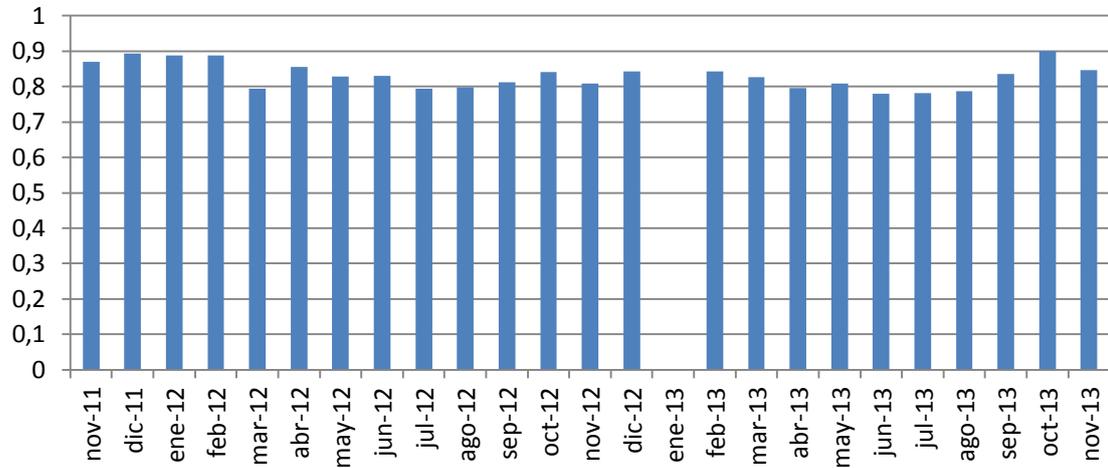








PR(T)con potencias reales de la instalación 1 (A-III)



PR(T)con potencias reales de la instalación 2 (A-III)

