



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

TRABAJO FINAL DE MÁSTER

TRABAJO FINAL
DE MÁSTER

“Estudio experimental del comportamiento de un módulo fotovoltaico en condiciones de sombreado con distintas configuraciones de diodos bypass.”

Joaquín Borja Galán
Octubre 2013

TRABAJO FINAL DE MÁSTER

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DE MATERIALES
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA



UNIVERSIDAD
POLITECNICA
DE VALENCIA

“ESTUDIO EXPERIMENTAL DEL COMPORTAMIENTO DE
UN MÓDULO FOTOVOLTAICO EN CONDICIONES DE
SOMBREADO CON DISTINTAS CONFIGURACIONES DE
DIODOS BYPASS.”

Joaquín Borja Galán

Octubre 2012

Director: Dr. Javier Orozco Messana
Dr. Salva Ponce Alcántara

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

Índice

Parte Teórica

1 - Objetivos.....	7
2. Introducción.....	9
3. La célula fotovoltaica	13
3.1. Principio de funcionamiento: “Efecto fotoeléctrico y la unión tipo PN”	13
3.2. Tipos de células	16
3.3. Contactos de una célula.....	18
3.4. Parámetros de caracterización de una célula solar	19
3.5. Circuito equivalente	22
4. El módulo fotovoltaico.....	25
4.1. Encapsulado de un conjunto de células en un módulo	28
4.1.1. Las distintas capas que conforman los módulos.	29
4.2. Densidad de empaquetamiento	31
4.3. Conexiones entre células y módulos.....	32
4.4. Pérdidas energéticas de un módulo	34
4.4.1. Pérdidas por efecto de intensidad de Iluminación (irradiancia)	34
4.4.2. Desviaciones presentes en la potencia nominal del módulo	35
4.4.3. Pérdidas por temperatura.....	36
4.4.4. Pérdidas de conexión (Mismatch)	36
4.4.5. Pérdidas por sombreado	36
4.4.6. Pérdidas por suciedad acumulada.....	37
4.5. Funcionamiento de un módulo sombreado.....	38
5. Diodos Bypass.....	41
5.1. Estructura de un diodo	41
5.2. Tipos de diodos empleados en fotovoltaica	44
5.3. Curva de un diodo bypass y terminología	45
5.4. Diodo bypass en un módulo fotovoltaico.	46

Parte Experimental

<i>1. Objetivos experimentales.....</i>	<i>51</i>
<i>2. Minimódulo de estudio.....</i>	<i>53</i>
<i>3. Equipo empleado para el estudio.....</i>	<i>55</i>
<i>4. Selección de los diodos bypass del estudio</i>	<i>57</i>
<i>4.1. Caracterización de las curvas IV de los diodos</i>	<i>64</i>
<i>5. Estudio realizado con células monocristalinas.....</i>	<i>67</i>
<i>5.1. Caracterización de las células monocristalinas.....</i>	<i>67</i>
<i>5.2. Módulo 9 células solares sin diodos de protección</i>	<i>69</i>
<i>5.3. Módulo con diodos bypass.....</i>	<i>79</i>
5.3.1. Configuración en serie.....	79
5.3.2. Configuración Redundante	108
5.3.3. Configuración de un Diodo por célula solar	129
5.3.4. Configuración con diodos en paralelo.....	153
<i>6. Estudio realizado con células solares multicristalinas.....</i>	<i>157</i>
<i>6.1. Caracterización de las células solares multicristalinas.....</i>	<i>157</i>
<i>6.2. Módulo 8 células (sin diodo).....</i>	<i>161</i>
<i>6.3. Módulo con diodos bypass.....</i>	<i>167</i>
6.3.1. Configuración en serie.....	167
<i>7. Extrapolación de los datos obtenidos a un módulo industrial.</i>	<i>175</i>
<i>8. Conclusión</i>	<i>179</i>
<i>9. Bibliografía y referencias.</i>	<i>183</i>

BLOQUE I. Parte Teórica.

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

1 - Objetivos

Durante la última década e incluso en estos años de crisis mundial, el número de instalaciones de energía solar fotovoltaica ha crecido notablemente. Atendiendo a la modularidad de esta fuente de energía, no es difícil encontrar instalaciones cuyas potencias varían desde pocos kilovatios a varios megavatios, instalaciones destinadas al autoconsumo o conectadas a la red eléctrica, ubicadas en campos abiertos o en edificios dentro de las ciudades. En todas ellas se cumple que la potencia generada depende principalmente de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, de la calidad de la instalación, de la radiación solar recibida en el tiempo y de las posibles sombras que pueden aparecer en los mismos. En este sentido, el factor que más afecta a la producción de una instalación fotovoltaica es la sombra generada en ella. Según el área de la sombra y de cómo estén configuradas y protegidas las células solares dentro del módulo y éste dentro de la instalación, su efecto en la potencia final entregada puede ser más o menos notable.

La forma más extendida de proteger un módulo fotovoltaico frente a condiciones de sombreado se basa en el uso de diodos en antiparalelo con las células solares. Las comentadas pérdidas de potencia ante un sombreado dependen de la superficie ocupada por la misma, del número de diodos, de su situación dentro del módulo y de las características eléctricas del diodo de protección. Así, el principal objetivo de este proyecto es el estudio de todas estas situaciones.

Las pruebas se realizarán sobre un mini módulo fotovoltaico de laboratorio, si bien los resultados obtenidos son totalmente extrapolables a los módulos que se fabrican en la actualidad a nivel industrial.

Se tratará en primer lugar el efecto del sombreado sobre la potencia en un módulo sin ninguna protección. A continuación se estudiarán la configuración más utilizada en la actualidad a nivel mundial: la de diodos en serie. En este punto también se tratará las variaciones encontradas en la respuesta del módulo ante un sombreado según las características eléctricas del diodo de protección utilizado. Tras analizar las ventajas e inconvenientes de este diseño se estudiará el uso de diodos en configuración redundante. Éste diseño fue utilizado en los primeros módulos que salieron al mercado, si bien en la actualidad su uso es bajo. Al igual que en la configuración anterior, se realizará un análisis señalando sus puntos débiles.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, se estudiará la configuración que a priori se presenta como la más adecuada desde el punto de vista asociado a la

minimización de las pérdidas de potencia por sombreado: el uso de un diodo de protección por cada célula solar. Tras un análisis de la misma se demostrará que incluso esta configuración posee limitaciones. Para compensarlas se presenta una última configuración, denominada con diodos en paralelo. Con ésta, las pérdidas debidas al sombreado del módulo son las más bajas, si bien su compleja implementación hace que no sea viable su uso a corto plazo.

Antes de pasar al desarrollo experimental para llegar a entender todo el estudio realizado y los distintos factores que lo conforman, se ha desarrollado una introducción. En esta se nos muestra el estado actual de esta tecnología y todos los factores que la envuelven, empezando por definir una célula fotovoltaica y acabando por explicar la conexión entre módulos y sus variaciones en el rendimiento.

2. Introducción

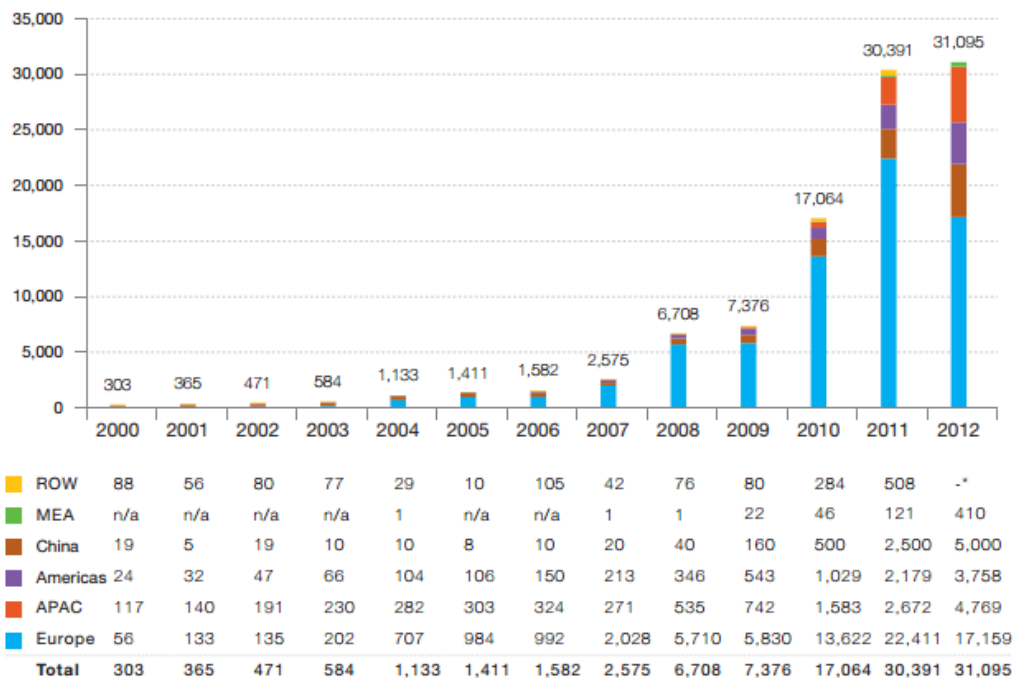
Las reservas de energía en el mundo se han convertido en un problema crucial, tanto para los países en vías de desarrollo como para los países industrializados. Estos se ven colapsados por las altas demandas de energía requeridas para satisfacer sus metas económicas y sociales, y se ven obligados a buscar nuevas fuentes de energía.

En estos últimos años, se ha admitido como inevitable que la oferta de energía debe sufrir una transición desde su actual dependencia de los hidrocarburos hacia aplicaciones energéticas más diversificadas, lo que implica el aprovechamiento de la variedad de fuentes de energía renovables que se disponen.

Una de las principales fuentes de energía es el sol, que se considera una fuente inagotable de recursos para el hombre. Se estima que la energía solar es tan abundante, que en solo 20 días toda la energía solar que llega a la tierra es superior al de la energía que se puede producir por todos los sectores del petróleo, carbón, gas en la corteza terrestre en un año. Ésta proporciona energía limpia, abundante y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre y puede, por lo tanto, liberarlo de los problemas ambientales generados por los combustibles convencionales, como el petróleo, y de otras alternativas energéticas, como las centrales nucleares. Sin embargo, a pesar de los avances tecnológicos de las últimas décadas, el aprovechamiento de esta alternativa ha sido insignificante, comparándolo con el consumo global de energía en el mundo.

En los últimos años, el mercado solar fotovoltaico ha estado creciendo de forma espectacular. Puntos responsables de ello son las subvenciones concedidas años atrás y que en la actualidad, debido a que la investigación asociada a la mejora de los células solares y de los módulos fotovoltaicos han conseguido aumentar su eficiencia y reducir sus costes de fabricación, han hecho que la energía solar fotovoltaica sea cada vez más competitiva.

Evolution of global PV annual installations 2000-2012 (MW)



* From 2012 onwards, these figures are directly integrated into those of the relevant regions.

Fig. 1 - Crecimiento del mercado fotovoltaico en a nivel mundial.[i]

Llegado este punto cabe destacar que este crecimiento se ha basado en tecnologías de silicio cristalino. En los últimos años, entre el 85% y el 90% de las células comercializadas son de silicio cristalino, tanto en su forma monocristalina como multicristalina.

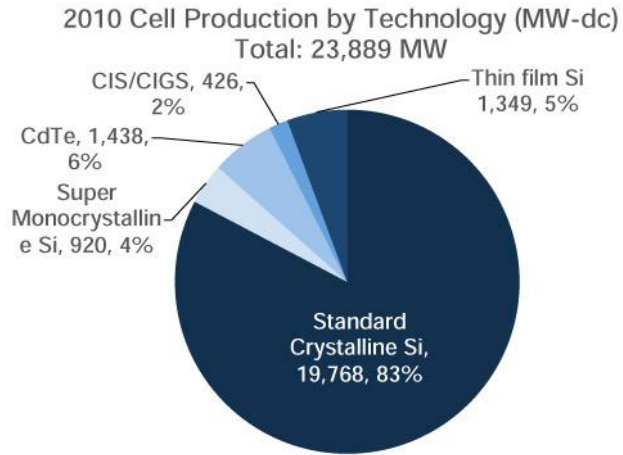


Fig. 2 - Células solares producidas durante el año 2010 según la tecnología empleada. [ii]

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

3. La célula fotovoltaica

Una célula fotovoltaica (también llamada célula solar, fotocélula o célula fotoeléctrica) es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres), mediante el efecto fotovoltaico o efecto fotoeléctrico.

El silicio es el segundo elemento más abundante en la Tierra. Tanto por su disponibilidad como por su estudio y uso en la industria de los semiconductores, fue en los inicios y aún sigue siendo el substrato más empleado para la fabricación de células solares. Según el tipo de substrato y el proceso de fabricación realizados, una célula solar de silicio puede proporcionar densidades de corriente superiores a los 37 mA/cm² y tensiones por encima de los 560 mV en el punto de máxima potencia. De acuerdo con ello, cuanto mayor es el área de la célula solar más alta será también la corriente proporcionada. Así, ya se comercializan células solares con corrientes en el punto de máxima potencia por encima de los 8,5 A. En cambio, y principalmente por sus bajas tensiones, las células solares han de agruparse generalmente en serie para formar un módulo fotovoltaico con características eléctricas apropiadas.

3.1. Principio de funcionamiento: “Efecto fotoeléctrico y la unión tipo PN”

El efecto fotovoltaico (FV) es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones poseen distintas energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula FV, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden atravesarla. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Para poder recircular esa energía se generará la unión Tipo p-n, que es la unión de dos capas de materiales semiconductores, en este caso de silicio con diferentes dopantes, que creará una diferencia de potencial, permitiendo así la transmisión de la corriente en una sola dirección. Seguidamente se explicarán las distintas capas y su unión:

Tipo n.

El silicio en la configuración del cristal se sustituirá por átomos de fósforo, elemento el cual contiene 5 electrones de valencia. Así que 4 de estos serán utilizados para llevar a cabo los enlaces químicos con átomos adyacentes de silicio, mientras que el quinto podrá separarse del átomo de fósforo mediante una estimulación aportada por una fuente externa de energía térmica, con lo que pasará así a tener libertad de movimiento.

Tipo p.

Por el contrario, si sustituimos estos átomos por átomos de boro, el cual sólo tiene 3 electrones de valencia, necesitaríamos un electrón adicional para completar los enlaces químicos con el silicio. Este electrón que falta para completar los enlaces se llama "hueco" y produce el efecto opuesto, es como un electrón positivo.

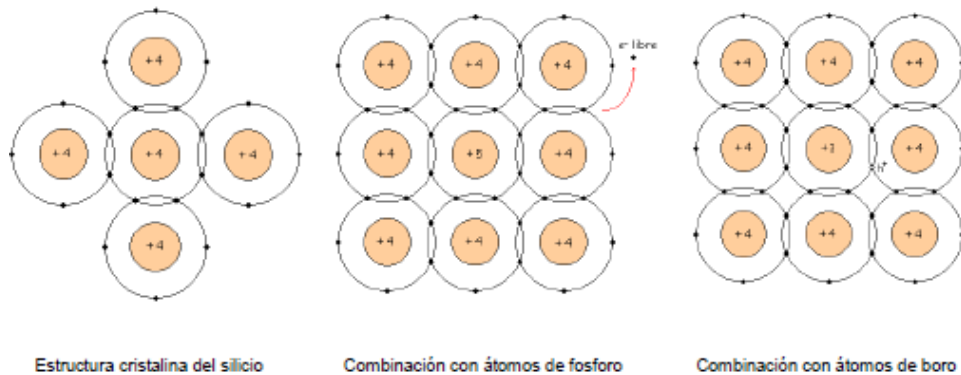


Fig. 3 - Dopado de capas de silicio

La unión de estos producirá movimientos de las cargas positivas y negativas hacia zonas contrarias, como consecuencia del intento de restablecer el equilibrio. Debido al avance de este proceso de difusión en el área de unión de los dos

materiales se origina un campo eléctrico que se hace cada vez mayor a medida que huecos y electrones se siguen difundiendo.

Este proceso no finalizará hasta que el potencial eléctrico de este campo alcance un valor que impida la posterior difusión. Evidentemente cuanto mayor sea la radiación solar mayor será el número de campos que pasen a anularse el uno al otro, hasta que se alcance un valor umbral en el que ya no haya un campo interno que separe cada pareja electrón hueco, esta condición se denomina circuito abierto

Una vez alcanzado este equilibrio, tendremos la denominada unión p-n que nos permitirá obtener un campo eléctrico permanente sin ayuda de elementos externos. Seguidamente podemos observar lo comentado en los párrafos anteriores además de las distintas regiones que forman una célula fotovoltaica.

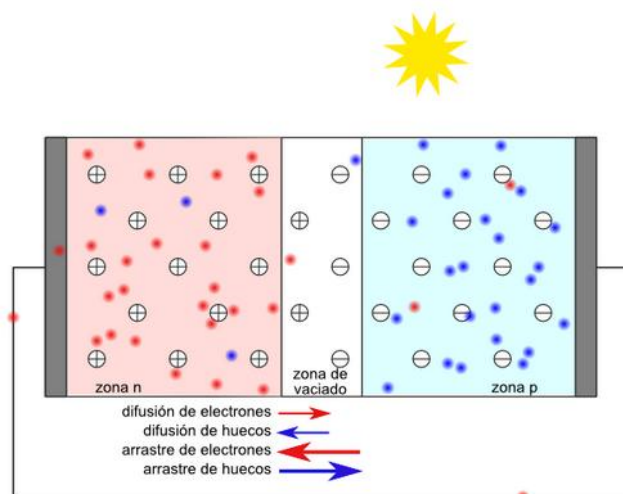


Fig. 4 - Unión tipo p-n

Como conclusión se puede afirmar que una célula solar está constituida por dos zonas de silicio dopadas, una tipo n en contacto con una tipo p. Cuando se ilumina la célula solar, la zona dopada tipo n recogerá los electrones, mientras que la de tipo p recogerá los huecos de los pares creados, generando una diferencia de potencial que nos permite obtener corriente eléctrica.

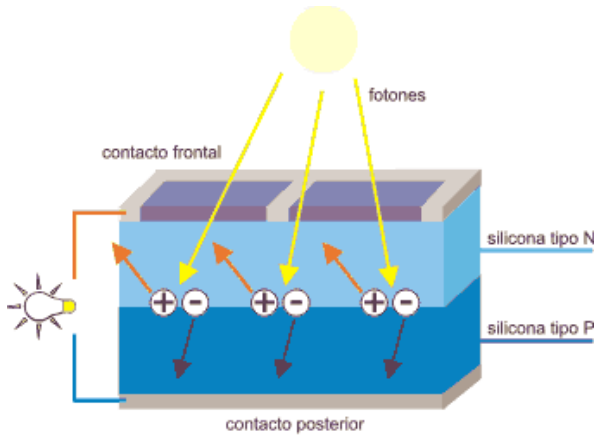


Fig. 5 - Estructura interna: célula FV

3.2. Tipos de células

En primer lugar, cabe destacar que las células que hemos empleado en este proyecto son de silicio monocristalinas y multicristalinas. Por ello, podremos determinar las diferencias existentes entre ambas para las principales configuraciones y sombreados.



Fig. 6 - Célula solar monocristalina y multicristalina

La diferencia básica entre una célula solar monocristalina y una multicristalina es la estructura cristalina de la oblea de silicio. Las células monocristalinas están formadas por un único tipo de cristal de silicio, es decir, que durante el proceso de

fabricación del cristal se ha controlado el crecimiento para que sólo se forme en una dirección, consiguiendo un alineamiento bastante perfecto de todos los componentes del cristal. En cambio, en el caso de las células multicristalinas no se controla el crecimiento del cristal de silicio, con lo que el cristal crece en todas direcciones creando un conjunto de cristales diferentes unidos entre sí.

Inicialmente, aunque el sistema de fabricación obleas monocristalinas era más caro que el de las multicristalinas, esta técnica se utilizaba porque así se obtenía una mayor eficiencia en las células solares. Atendiendo a la demanda del mercado, al abaratamiento de los costes de fabricación de los módulos fotovoltaicos y a que cada vez se consiguen mejores relaciones coste – eficiencia, en la actualidad las células solares de silicio multicristalino son las más empleadas. En lo que respecta a la eficiencia, es mayor en las células solares monocristalinas, alcanzándose el 25,0% [iii] frente al 20,3% obtenido con las multicristalinas[iv]. Sin embargo, a nivel industrial donde el proceso de fabricación es limitante en las características eléctricas de las células solares, dicha diferencia en la eficiencia se ve reducida de una forma notable.

Las eficiencias comentadas se obtienen en condiciones estándares de medida (espectro AM1,5G, radiación de 1000 W/m² y a 25°C de temperatura). En base a estos datos, los fabricantes nos dan información sobre la potencia de sus módulos fotovoltaicos, pero sin embargo el día a día es muy distinto, ya que las células trabajan con una mayor temperatura, con distintos valores de irradiancia y con sombreados.

De acuerdo con la figura 2, también se emplean en la actualidad otros tipos de células solares, son las denominadas Células de láminas delgadas. Seguidamente serán comentadas:

- Silicio amorfo (TFS)

Compuesto hidrogenado de silicio, no cristalino, depositado sobre un soporte con un espesor del orden de 1 micrómetro. No existe una estructura cristalina ordenada, y el silicio se ha depositado sobre un soporte transparente en forma de una capa fina. Presentan un color marrón y gris oscuro. Las células de silicio amorfo (no cristalino) parecen tener unas perspectivas de futuro muy esperanzadoras. Esta tecnología permite disponer de células de muy delgado espesor y fabricación más simple y barata, aunque con eficiencia del 13% en laboratorios y 8% en módulos comerciales.

- Teluro de cadmio (CdTe).

Es un compuesto cristalino formado por cadmio y teluro. Por lo general se intercala con sulfuro de cadmio para formar una célula fotovoltaica de unión p-n. Es importante destacar que se empezó a utilizar por el bajo precio de este con respecto al del silicio.

La eficiencia de éstas en el laboratorio está en torno al 16% y en los módulos comerciales 8%.

- Arseniuro de Galio.

Es uno de los substratos más eficientes. Presenta unas eficiencias en laboratorio del 25.7%, siendo los comerciales del 20%, pero no puede competir con el silicio ya que el coste es muy superior.

También se está innovando en la combinación de varias uniones que permitan un mejor aprovechamiento el espectro solar. En este caso se asocian distintos semiconductores con el fin de que cada uno de ellos aproveche una parte del espectro. Con este tipo de células solares se han alcanzado eficiencias de entre el 35% a nivel industrial y del 50% en laboratorios.

Es importante mencionar que la mayoría de los módulos comercializados actualmente están realizados de silicio monocristalino, multicristalino y amorfo. El resto de substratos se emplean para aplicaciones más específicas y son más difíciles de encontrar en el mercado por su mayor complejidad a la hora de producirlos a grandes escalas.

3.3. Contactos de una célula

Las células solares están contactadas por dos conectores eléctricos que se realizan por medio de contactos de rejilla intentando que, principalmente si está situado en la cara frontal de la célula solar, la superficie ocupada por la misma sea baja para perjudicar al mínimo el área de irradiación. La rejilla está unida a unas cintas conectoras (buses) que permitirán recolectar la corriente producida por esta célula solar y facilita su conexión con otras dentro de un módulo fotovoltaico.

Cabe destacar que, en general, la cara de la oblea expuesta a la luz solar corresponderá al contacto negativo, mientras que la cara posterior será el contacto positivo.

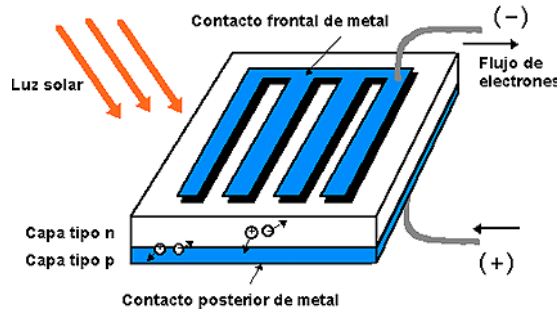


Fig. 7 - Esquema de las conexiones de una célula

Como información relevante en la siguiente figura se pueden apreciar las dos caras de las células empleadas en nuestro estudio con las conexiones ya soldadas.

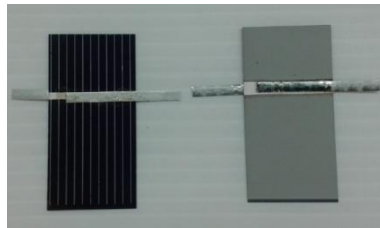


Fig. 8 - Contactos célula del estudio.

3.4. Parámetros de caracterización de una célula solar

Para caracterizar nuestras células se realiza la medida de la curva I-V. Es aquella que representa la corriente generada por una célula en función de su voltaje. En la siguiente gráfica se representan todos los parámetros a tener en cuenta para la caracterización de las células.

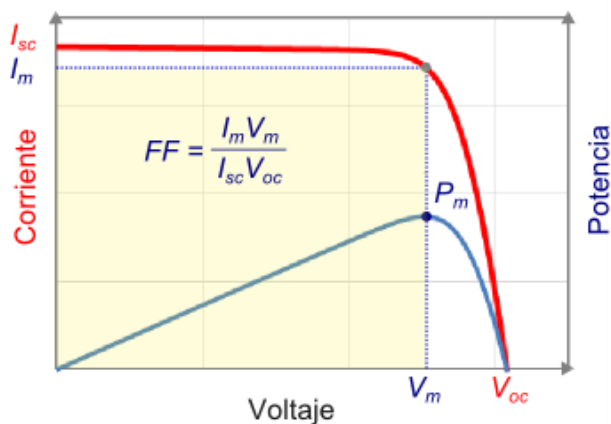


Fig. 9 - Parámetros Curva IV.

A continuación se exponen los parámetros que se representa en la gráfica anterior:

Sabemos que si a una célula solar iluminada se le conectan dos electrodos, fluye una corriente formada por electrones, esta corriente se denomina **corriente de cortocircuito**, y se representa por I_{sc} . También cabe destacar que cuanto mayor sea la irradiancia solar que incide en la célula mayor será el número de fotones que llega a la misma y por lo tanto, mayor será también la corriente de cortocircuito. Dicha relación es lineal.

Por otro lado, si no conectamos los dos electrodos de la célula, tendremos un circuito abierto. Hemos visto que la acumulación de cargas produce una tensión entre los electrodos que también será mayor cuanto mayor sea la irradiancia. A esta tensión se le denomina **de circuito abierto** y se denota como V_{oc} . Constituye la máxima tensión que puede extraerse de una célula solar y es una característica del material con el que está construida la célula. En las células de silicio se sitúa en torno a los 620 mV.

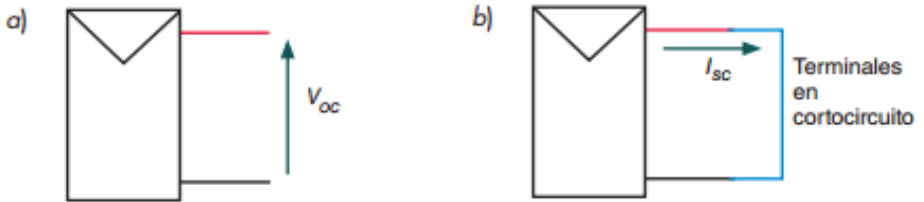


Fig. 10 –a) Medida de la tensión de circuito abierto B) corriente de cortocircuito.

También cabe destacar otro parámetro como es la potencia. Para cada punto de la curva tenemos una corriente y una tensión, el producto de estas presenta la potencia de salida de una célula. Denominamos P_m , a la potencia máxima que podemos obtener de una célula que va determinada por **la tensión de máxima potencia** (V_m), y por **la corriente de máxima potencia** (I_m).

$$P_m = V_m \cdot I_m$$

Esto nos permite definir un parámetro de la célula solar que recibe el nombre de factor de forma (Fill Factor o factor de llenado, FF) y que se calcula mediante la ecuación:

$$FF = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

Así pues, el factor de forma es el cociente de entre la máxima potencia que puede entregar la célula solar a la cargar y el producto de tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. En las células más habituales, los valores típicos de FF se sitúan entre 0,7 y 0,8.

El FF está influenciado por los valores de la resistencia serie y paralelo de la célula solar. Ambas disminuyen la potencia de la célula solar, y por lo tanto su eficiencia.

3.5. Circuito equivalente

Una célula solar real se puede representar por el circuito de la **Figura 11**, donde se incluye al circuito ideal una resistencia en serie y otra en paralelo.

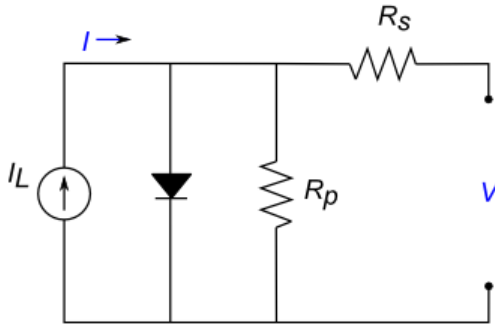


Fig. 11 - Circuito equivalente célula. La resistencia en paralelo puede ser debido a factores como la fuga de corriente por la superficie de los bordes de la célula (mal aislamiento entre las zonas n y p); caminos de difusión a lo largo de dislocaciones o fronteras de grano, etc.

Y la resistencia en serie puede ser debido a la resistencia de los contactos metálicos con el semiconductor, la resistencia ofrecida por las capas semiconductoras de la célula y la resistencia de la rejilla o malla de metalización.

Destacar que una curva IV puede ajustarse con bastante precisión utilizando el modelo del circuito equivalente de la célula, teniendo en cuenta los efectos de la resistencia en serie y en paralelo. En las siguientes imágenes se observa la variación de estas en función a las resistencias.

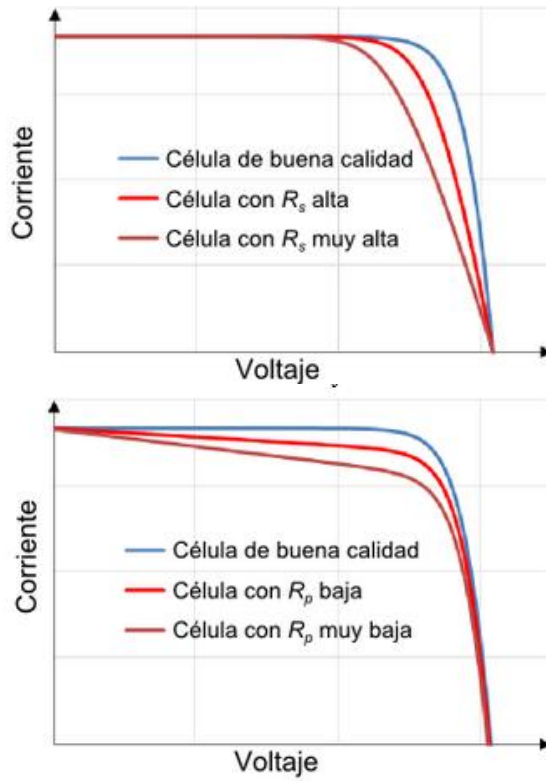


Fig. 12 - Impacto de resistencia en serie o paralela en funcionamiento de una célula.

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

4. El módulo fotovoltaico.

Los paneles o módulos fotovoltaicos, llamados comúnmente paneles solares, están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (electricidad solar). El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estándares de medida:

- Espectro AM1,5 G.
- Radiación de 1000 W/m^2
- Temperatura de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (no temperatura ambiente).

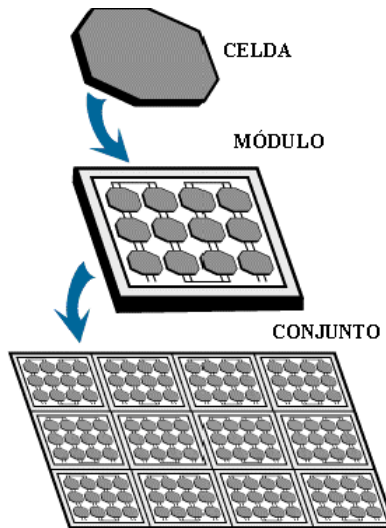


Fig. 13 - Esquema del paso desde una célula solar hasta una instalación fotovoltaica.

Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente, la tensión de un módulo fotovoltaico se elige generalmente para que sea al menos compatible con la de una batería de 12V. Una célula solar de silicio tiene una tensión de máxima potencia ligeramente

superior a los 500 mV a 25 ° C y una intensidad que depende de forma directa con el área activa de la misma y con la irradiancia recibida. Teniendo en cuenta una reducción esperada en el voltaje de módulo fotovoltaico debido a la temperatura y al hecho de que una batería puede recibir voltajes de 15V o incluso superiores, los módulos contienen al menos 36 células solares en serie. Esto da una tensión en circuito abierto de aproximadamente 20V bajo condiciones de prueba estándar, y una tensión de funcionamiento en el punto de máxima potencia alrededor de los 16 ó 17V. El exceso de voltaje restante se perderá por las caídas de tensión causadas por otros elementos de la instalación fotovoltaica.

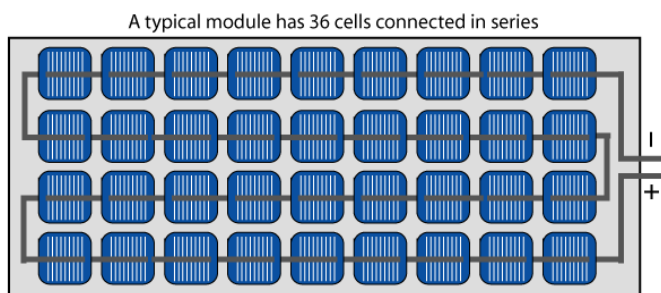


Fig. 14 - Esquema módulo FV.

Mientras que la tensión del módulo fotovoltaico está determinada por el número de células solares en serie, la corriente del módulo depende principalmente del tamaño de las células solares y también de su eficiencia. En condiciones óptimas de inclinación, la densidad de corriente en el punto de máxima potencia de una célula comercial se sitúa aproximadamente entre 34 y 37mA/cm². Las células solares monocristalinas son a menudo de 239 cm², pudiendo proporcionar corrientes por encima de los 8,4 A.

En relación con los módulos realizados con células solares de silicio multicristalino, por un lado se tiene que su área activa es mayor (243,36 cm²), pero dado a que la calidad del material es inferior, la corriente se sitúa ligeramente por debajo de la comentada en el párrafo anterior para las células solares monocristalinas.

La corriente de un módulo no se ve afectada por la temperatura de la misma manera que el voltaje, sino que depende en gran medida el ángulo de orientación del módulo.

Todas las células solares en un módulo han de poseer idénticas características eléctricas, recibir la misma radiación solar y estar a la misma temperatura. Así, todas las células proporcionarán la misma corriente y voltaje. En este caso, la curva IV del módulo fotovoltaico tiene la misma forma que la de las células individuales, excepto que el voltaje y la corriente se incrementa al total, que viene dado por la siguiente formula.

$$I_T = M \cdot I_L - M \cdot I_0 \left[\exp \left(\frac{q \frac{V_T}{N}}{nkT} \right) - 1 \right]$$

donde:

- N es el número de células en serie;
- M es el número de células en paralelo;
- I_T es la corriente total del circuito;
- V_T es la tensión total del circuito;
- I_0 es la corriente de saturación de una sola célula solar;
- I_L es la corriente de corto-circuito de una sola célula solar;
- n es el factor de idealidad de una sola célula solar
- y Q, K, y T son la carga del electrón, la constante de Boltzmann y la temperatura.

-

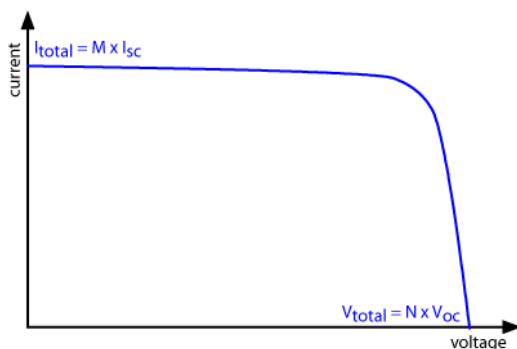


Fig. 15 – Curva IV módulo FV.

4.1. Encapsulado de un conjunto de células en un módulo

Un módulo fotovoltaico consta de un número de células solares interconectadas (normalmente 60 conectadas en serie) encapsuladas en un formato que posea una de larga duración y que forman unidad estable.

El propósito fundamental de encapsular un conjunto de células solares conectadas eléctricamente es proteger las células y sus conexiones de las condiciones ambientales. Por ejemplo, las células solares, al ser relativamente finas, son propensas a sufrir daños mecánicos. Además, la rejilla metálica sobre la superficie superior de la célula solar y la interconexión entre las células solares individuales pueden ser corroídas por vapor de agua.

Por lo tanto, las dos funciones principales del encapsulado son para dar rigidez, estabilidad y prevenir el posible daño mecánico de las células solares, y para evitar que el agua o vapor de agua corroan los contactos eléctricos. Seguidamente observamos lo que sería un módulo FV.

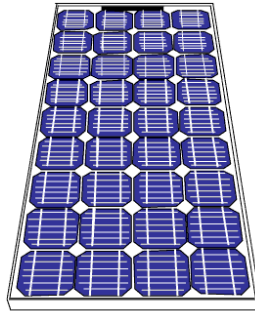


Fig. 16 –Módulo FV.

4.1.1. Las distintas capas que conforman los módulos.

La mayoría de módulos fotovoltaicos de silicio consta de una capa superior transparente, un encapsulante, una capa posterior y un marco alrededor del borde exterior. En la mayoría de los módulos, la superficie superior es de vidrio, el encapsulante es EVA (acetato de etil vinilo) y la capa posterior es de PET o Tedlar, como se muestra a continuación.

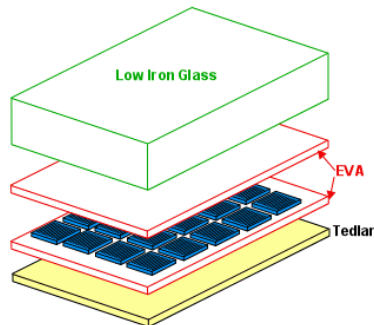


Fig. 17 – Capas que conforman un módulo FV.

- *Superficie frontal*

La superficie frontal de un módulo fotovoltaico debe tener una alta transmisión de fotones para longitudes de onda de 350 nm a 1200 nm. Además, para conseguir aprovechar mejor la luz incidente, su reflexión debe ser baja. Si bien, teóricamente esta reflexión se podría reducir mediante la aplicación de un recubrimiento anti-reflectantes en la superficie superior, en la práctica estos revestimientos se emplean solo en módulos de muy alta eficiencia debido a su mayor coste. Una técnica alternativa para reducir la reflexión es emplear una superficie texturada. Sin embargo, en este caso el polvo y la suciedad es más probable que se adhiera a la superficie. Estos módulos por lo tanto no se consideran de, "auto-limpieza", y las ventajas asociadas a la disminución de la reflexión son rápidamente reducidas y superadas por las pérdidas sufridas debido a la suciedad acumulada.

Además de su reflexión y propiedades de transmisión, la superficie superior debe ser impermeable al agua, tener buena resistencia ante impactos, ser estable bajo la exposición a rayos UV prolongada y debe tener una baja resistividad térmica. Como ya se ha adelantado, el agua o la entrada de vapor de agua en un módulo fotovoltaico, lleva a que se corroan los contactos metálicos y las interconexiones, afectando de forma directa en la potencia y por lo tanto reduciendo drásticamente la vida útil del módulo fotovoltaico. En la mayoría de los módulos, la superficie frontal se utiliza para proporcionar resistencia mecánica y rigidez. Por lo tanto, ya sea la superficie superior o la superficie posterior debe ser mecánicamente rígida con el fin de soportar las células solares y el cableado.

Hay varias opciones de materiales que podrían cumplir estas premisas como son: acrílicos, polímeros y vidrio.

- *Encapsulante*

Un encapsulante se utiliza para proporcionar adhesión entre las células solares, la superficie superior y la superficie posterior del módulo fotovoltaico. El encapsulante debe ser estable a temperaturas elevadas y a la exposición UV. También debe ser ópticamente transparente, debe tener una baja resistencia térmica y ser un buen aislante eléctrico. El EVA (acetato de etilo vinilo) es el más comúnmente utilizado. Éste viene en forma láminas finas entre las cuales se embeben las células solares entre la superficie frontal y la trasera del módulo. Posteriormente, el conjunto se calienta a unos 150 °C para polimerizar el EVA y formar el módulo.

- *Superficie trasera*

Las superficies traseras tienen que cumplir los siguientes requisitos: deben tener una baja resistencia térmica, evitar la entrada de agua o vapor de agua y poseer una alta resistencia eléctrica. En la mayoría de los módulos, una hoja delgada de polímero, típicamente PET o Tedlar, es la que se emplea con este fin.

- *Marco*

El último componente estructural del módulo es el marco que nos permitirá ensamblar todas las capas y formar una estructura sólida. En los módulos convencionales se suelen utilizar marcos de aluminio. Gracias a ellos se facilita la colocación de los módulos en una instalación determinada.

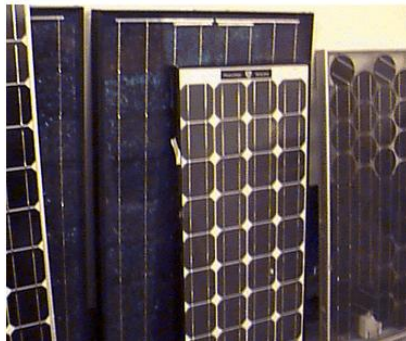


Fig. 18 - Módulo encapsulado.

4.2. Densidad de empaquetamiento

La densidad de empaquetamiento de las células solares en un módulo fotovoltaico se refiere al área del módulo que está cubierta con células solares en comparación con el área total del mismo. La densidad de compactación afecta a la potencia de salida del módulo, así como su temperatura de funcionamiento. La densidad de empaquetamiento depende de la forma de las células solares utilizadas. Por ejemplo, sólo las células solares cristalinas son redondas o pseudo

cuadradas, mientras que las obleas de silicio multicristalino son generalmente cuadradas, se ilustran a continuación.

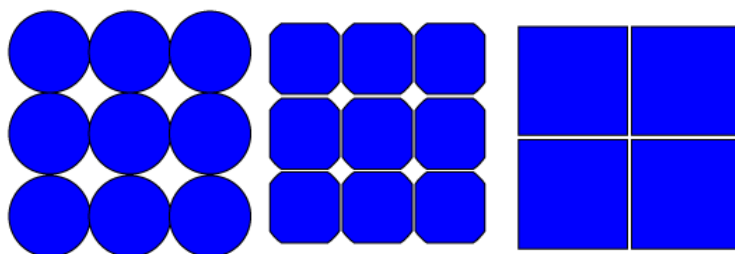


Fig. 19 - Densidades de células.

Por lo tanto la eficiencia de un módulo dependerá en parte de su área activa, que es el área cubierta por las células solares.

4.3. Conexiones entre células y módulos

La potencia que proporciona una célula solar de tamaño estándar (15.6 x 15.6 cm) es pequeña (en la actualidad se sitúa por encima de los 4 W). Esto es por lo que, generalmente, será necesario asociar varias de ellas conformando módulos FV, y posteriormente conectar dichos módulos con el fin de proporcionar la potencia necesaria para suplir la demanda de electricidad deseada.

Según la configuración eléctrica que empleemos para conectar nuestras células, podemos obtener distintos resultados, en función a nuestras necesidades.

Seguidamente se observan las posibles conexiones y sus características:

- *Las conexiones en serie*

En estas suman las tensiones de cada célula manteniendo la corriente, es decir, permiten aumentar la tensión final del módulo fotovoltaico.

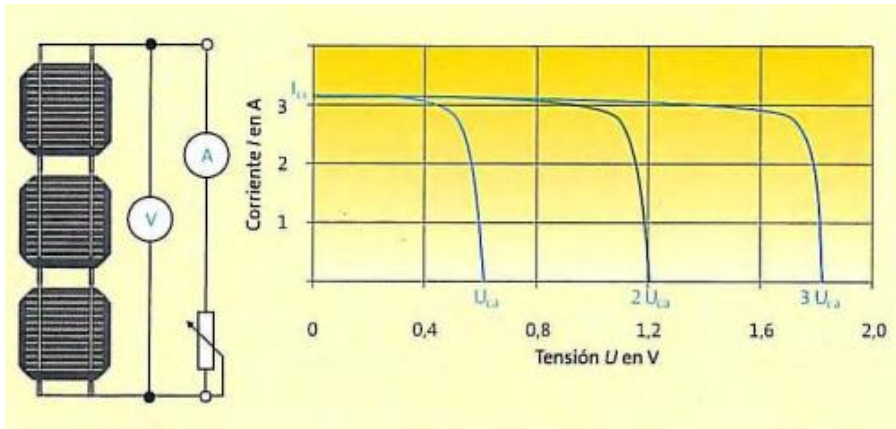


Fig. 20 - Conexión de células en serie.

- Conexión en paralelo

En éstas se suma la corriente de cada una de sus células manteniendo la tensión, es decir, permitirán aumentar la corriente del conjunto.

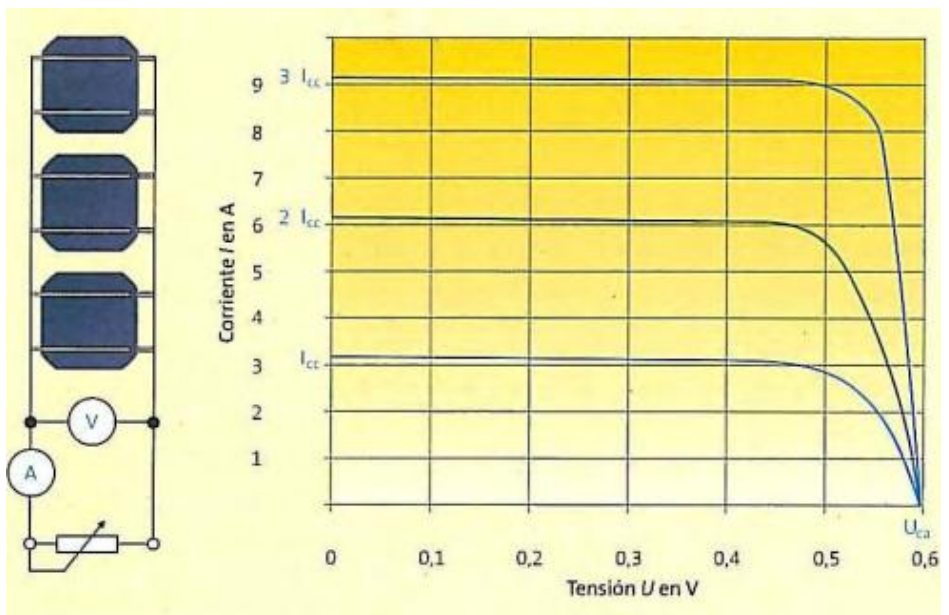


Fig. 21 - Conexión de células en paralelo.

Como ya se ha comentado, en función a la potencia de salida que necesitemos se empleará una configuración u otra, o se asociarán. Si se necesita aumentar la corriente se realiza la asociación en paralelo y si lo que se busca es aumentar la tensión, se lleva a cabo la asociación en serie.

4.4. Pérdidas energéticas de un módulo

Hay factores que impiden obtener la potencia máxima en las instalaciones de generación de electricidad, y estos hay que tenerlos en cuenta para posteriormente evaluar los rendimientos de los equipos utilizados.

En un principio resulta muy fácil pensar que la energía producida por una instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiación incidente en el módulo. Así por ejemplo un sistema con un generador fotovoltaico de potencia nominal 1 kWp instalado con unas condiciones meteorológicas tales que reciba una irradiación anual de 1800 kWh/m², dicho generador en ausencia de pérdidas produciría 1800 kWh.

Pero en la realidad, la experiencia y distintos estudios muestran que la eficiencia obtenida por un módulo es menor. Esta disminución de la eficiencia de los módulos FV se produce debido a una serie de pérdidas energéticas, que son debidas a unos factores concretos que se presentan a continuación.

4.4.1. Pérdidas por efecto de intensidad de Iluminación (irradiancia)

La intensidad de corriente que genera una célula aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje aproximadamente constante.

Con esto nos referimos a que la corriente de la célula solar es directamente proporcional a la cantidad de luz que recibe. Esto se puede ver en la **Fig. 22**, en la que se presenta una curva IV para unas condiciones de temperatura constante y con distintos niveles de iluminación.

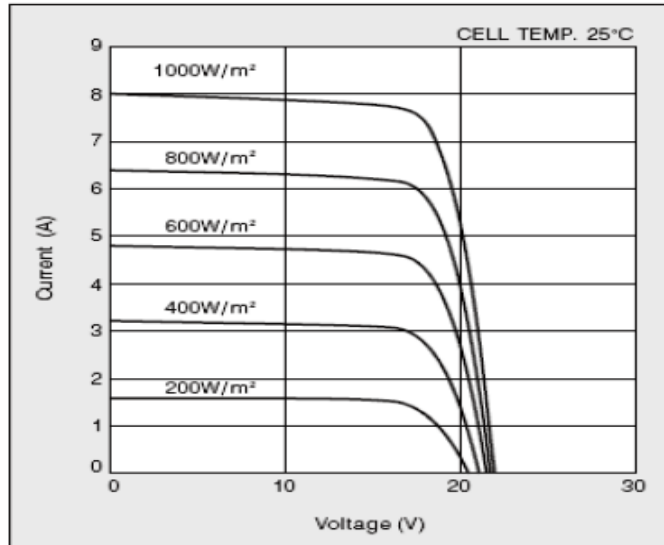


Fig. 22 - Curva IV de un módulo para distintos niveles de irradiación.

En este sentido tendrá mucha importancia la colocación de los módulos y su orientación, ya que los valores de irradiación varían a lo largo del día y a lo largo del año.

4.4.2. Desviaciones presentes en la potencia nominal del módulo

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no tienen características idénticas. Suelen presentar una pequeña dispersión en su potencia nominal.

En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo fotovoltaico está dentro de un intervalo que oscila entre $\pm 3\%$ o $\pm 5\%$. En la actualidad y como estrategia de marketing, los fabricantes garantizan que la potencia del módulo fotovoltaico se sitúa entre el 0% y el +3% de la potencia nominal.

Lamentablemente, en algunas ocasiones suele darse el caso de que la potencia de cada uno de los módulos fotovoltaicos se sitúa dentro de la banda inferior de

potencias garantizadas por el fabricante, viéndose afectada de forma negativa la potencia generada por la instalación fotovoltaica.

4.4.3. Pérdidas por temperatura

Durante su funcionamiento, como la mayoría de los dispositivos electrónicos y dado a que está expuesto al sol, el módulo fotovoltaico tiende a calentarse. La temperatura que alcance depende principalmente de la tecnología empleada para la fabricación del módulo y de factores ambientales como la velocidad del viento, la temperatura ambiente, la irradiación.

4.4.4. Pérdidas de conexión (Mismatch)

Las pérdidas por desajuste son causadas por la interconexión de las células solares o módulos que no tienen características eléctricas idénticas. Estas son un grave problema en los módulos fotovoltaicos, porque se obtendrá menos energía a la salida del módulo. La peor célula solar limitará la potencia final del módulo. Del mismo modo, el peor módulo limitará la potencia final de la instalación.

El impacto y la pérdida de potencia es debido a la desigualdad, la cual dependerá de:

- el punto de funcionamiento del módulo PV.
- la configuración del circuito.

4.4.5 Pérdidas por sombreado

En línea con el punto anterior, el sombreado de una célula solar hará que la potencia producida por la misma sea inferior al del resto de células solares iluminadas. El exceso de potencia de éstas se disipará en la célula sombreada, pudiendo dar lugar a la disipación de potencia localizada en la misma y a generar calentamientos que conlleven a daños irreversibles en el módulo (hot spots).

4.4.6. Pérdidas por suciedad acumulada

Estas pérdidas tienen su origen en la disminución de la potencia de un módulo fotovoltaico por la presencia de polvo y suciedad en su superficie.

Cabría destacar dos aspectos. Por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución principalmente de la corriente y en menor medida de la tensión entregada por el generador fotovoltaico. Por otro lado, la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de Mismatch y a la posible formación de puntos calientes (Hot spots).

Generalizando en el concepto de puntos calientes, cuando en un conjunto de células en serie se tiene una que no está expuesta totalmente a la luz solar (esta sombreada), se puede producir este fenómeno.

Se tendrá una disminución de la corriente en la serie. Esta es producida porque la célula sombreada restringirá al resto, llegando incluso a polarizarse en inversa, pasando por ello a disipar potencia.

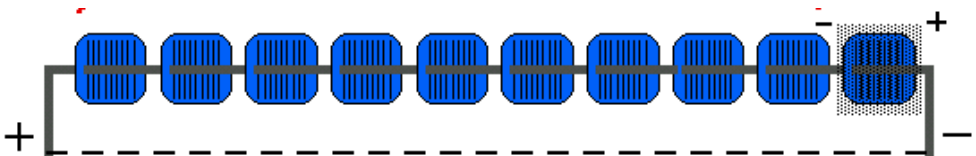


Fig. 23 - Cadena sombreada.

Concretando la disipación de mucha potencia en un área pequeña genera un punto caliente. Si este fenómeno se extiende en el tiempo puede producirse eventos tales como la ruptura de los contactos hasta la de la célula misma. Estas son algunas imágenes del fenómeno del punto caliente.

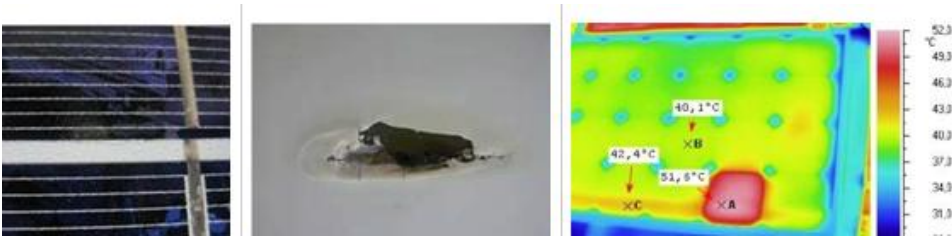


Fig. 24 - Diferentes perspectivas del punto caliente.

4.5. Funcionamiento de un módulo sombreado

Es importante tener en cuenta como se ha dicho anteriormente el efecto que va a tener el sombreado en nuestro módulo. Destacar que, como sucede en una amplia mayoría de módulos fotovoltaicos industriales, se ha empleado una conexión en serie para unir las células en nuestro módulo.

En la siguiente imagen se observa cómo trabajan las células en serie.

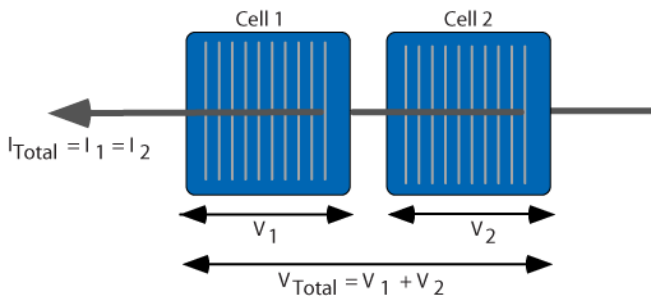


Fig. 25 - Células en serie.

Como ya sabemos, la corriente del circuito es la misma para todas las células, mientras que el voltaje total producido es la suma de los voltajes de células individuales.

Destacar que podemos encontrar dos acciones cuando tenemos una conexión en serie:

- *Cuando las células trabajan en la mismas condiciones*

Como se muestra en la **Fig.26**, la corriente total del módulo fotovoltaico no se ve afectada. Como las dos células están conectadas en serie, la corriente a través de estas es la misma, y el voltaje total se calcula sumando las dos tensiones.

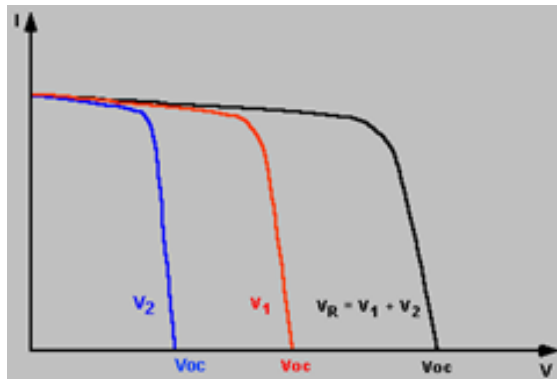


Fig. 26 – Células en las mismas condiciones en serie.

- *Cuando hay un desajuste por culpa del sombreado*

En general, en una configuración conectada en serie, bien por desajustes en sus características eléctricas y/o por efecto de sombreado, la célula que produce menor corriente será la limitante. Estos efectos se ilustran en la siguiente imagen.

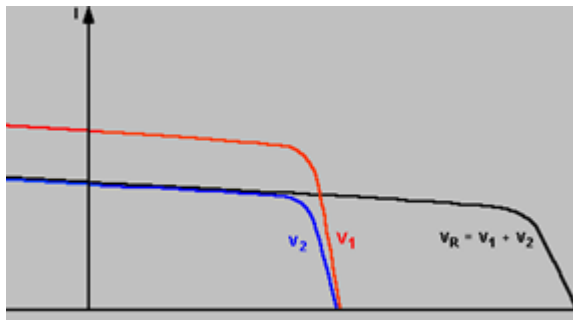


Fig. 27 – Células en desajuste.

Por lo tanto, resumiendo se tiene que el sombreado es un problema que aparece en módulos fotovoltaicos y que puede llegar a reducir la potencia de salida del módulo a cero.

El sombreado puede ser debido a una rama de un árbol, a polvo presente en el módulo etc. Estos factores disminuyen la eficiencia de la célula, como ya se ha comentado anteriormente.

5. Diodos Bypass

Los diodos son componentes electrónicos que permiten el paso del flujo de corriente en una única dirección. Como se verá a lo largo de este trabajo, éstos protegen individualmente a cada módulo de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en paralelo en asociaciones de células solares en serie. La potencia disipada en la célula solar sombreada depende principalmente de sus características en inversa y del número de células solares presentes en la serie protegida por el diodo.

5.1. Estructura de un diodo

Se denomina diodo de unión p-n al dispositivo constituido mediante una unión de dos materiales semiconductores extrínsecos tipos p y n. Su objetivo, en general, será conducir la corriente eléctrica en un solo sentido. El terminal del extremo positivo se denomina ánodo, y el del negativo cátodo. Generalmente el cátodo de un diodo está marcado con una banda de color.

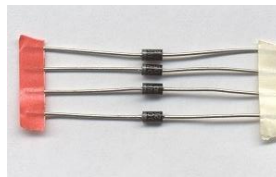


Fig. 28 - Diodos bypass.

También cabe destacar, como información general, que el símbolo esquemático de un diodo señala con la punta del triángulo el sentido en el que puede conducir la corriente.



Fig. 29 - Información general diodo bypass.

Al unir ambos semiconductores, se manifiestan dos procesos:

1. La difusión de huecos desde la zona p al n.
2. Una corriente de electrones de la zona n al p.

Al establecerse estas corrientes aparecen cargas fijas en una zona a ambos lados de la unión. Dicha zona recibe diferentes denominaciones, como zona de carga espacial, de agotamiento, de deflexión, de vaciado, etc.

A medida que progresa el proceso de difusión, la zona de carga espacial va incrementando su anchura profundizando en los cristales a ambos lados de la unión. Sin embargo, la acumulación de cargas induce una diferencia de tensión (V) que actuará sobre los electrones con una determinada fuerza de desplazamiento que se opondrá a la difusión de huecos y a la corriente de electrones y terminará deteniéndolos.

Esta diferencia de tensión de equilibrio se sitúa en torno a los 0,7 V en el caso del silicio y 0,3 V si los cristales son de germanio.

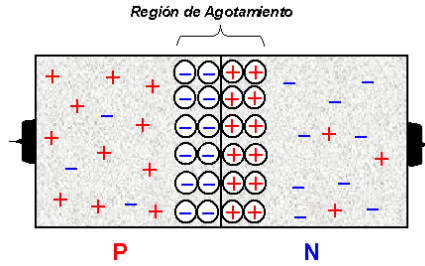


Fig. 30 - Áreas de una unión p-n.

Si polarizamos el diodo en directa, disminuye la barrera de potencial en la zona de carga espacial. Esto permite el paso de corriente de electrones y huecos a través de la unión.

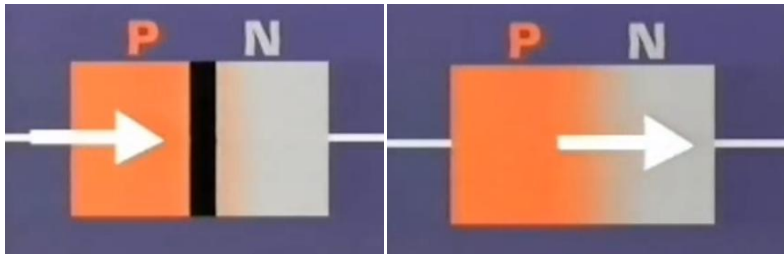


Fig. 31 - Evolución de la corriente venciendo la barrera neutral.

5.2. Tipos de diodos empleados en fotovoltaica

En los sistemas FV generalmente se utilizan dos tipos de diodos: los de bloqueo y los de bypass. Se describen seguidamente:

- *Los diodos de bloqueo*

Impiden que la batería se descargue a través de los módulos FV en ausencia de luz solar. Por lo tanto, evita que la corriente retorne de la batería hacia los módulos. Evitan también que el flujo de corriente se invierta entre bloques de módulos conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce sombra.

- *Los diodos de bypass*

Estos protegen individualmente a cada módulo de posibles daños ocasionados por sombras parciales, reduciendo la disipación de potencia en los mismos.

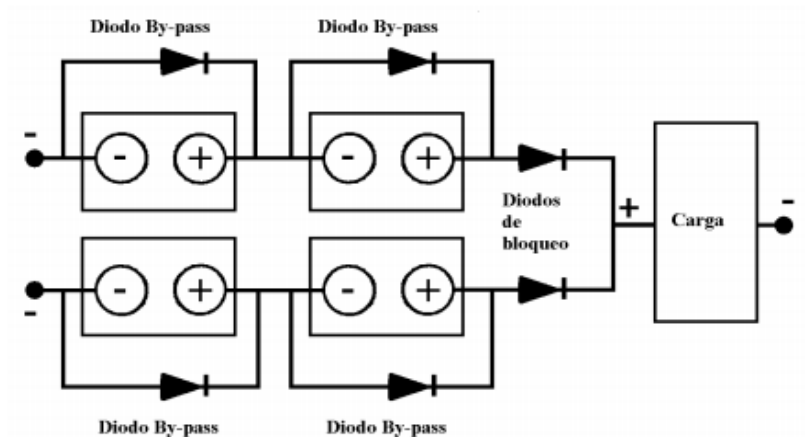


Fig. 32 – Esquema de una instalación con diodos bypass y de bloqueo.

5.3. Curva de un diodo bypass y terminología

Para conocer mejor los diodos, debemos tener en cuenta distintos factores que nos permitirán seleccionar el modelo correcto para nuestra instalación, en función a los datos que nos da el fabricante. A continuación se presentan las partes de la curva IV de un diodo.

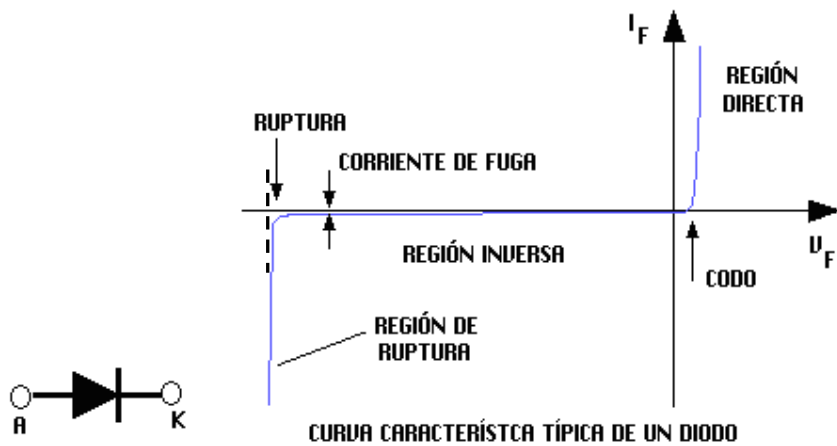


Fig. 33 – Curva IV de un diodo bypass.

En primer lugar y para un diodo polarizado en directa ($V_p > V_n$), se denomina tensión umbral del diodo, V_F , a la tensión a partir de la cual desaparece la barrera de potencial. Ésta suele situarse en torno a 0,5 – 0,7 V para diodos de silicio, y 0,2 – 0,4 V para los de germanio.

Cuando se polariza en inversa ($V_p < V_n$), se considera como un circuito abierto ($I=0$). Esta región representa la situación en el que el diodo se encuentra abierto y no conduce la corriente.

El codo observado en esta región indica la tensión de ruptura del diodo, que es la máxima tensión que puede soportar en inversa. Si la tensión en inversa es elevada, los electrones se aceleran e incrementan su energía cinética de forma que pueden

saltar de la banda de valencia a la de conducción. Estos electrones liberados a su vez se aceleran por efecto de la tensión, chocando y liberando más electrones de valencia. El resultado es una avalancha de electrones, dando lugar a altas corrientes.

Cuando usamos un diodo en un circuito se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones, las cuales vendrán adjuntas en los folletos del fabricante.

1. **La tensión inversa máxima aplicable al componente** ($V_{R\text{máx}}$). Esta debe ser siempre del orden de dos o tres veces mayor que la tensión de salida del conjunto de células en serie. De este modo se minimizan o evitan las posibles pérdidas de corriente por el diodo cuando no está polarizado en directa.
2. **La corriente máxima en directa** ($I_{F\text{máx}}$). Es la corriente máxima que puede atravesar el diodo. Esta ha de ser mayor que la máxima corriente suministrada por las células solares que se desean proteger.
3. **La potencia máxima**. Es la máxima potencia nominal que puede soportar un diodo. Debe ser mayor del doble de la potencia que va a tener que soportar.
4. **Tensión umbral del diodo** (V_F). Esta es la tensión a la que el diodo empieza a conducir corriente evitando así la pérdida de potencia en el módulo.

5.4. Diodo bypass en un módulo fotovoltaico.

Como se ha comentado anteriormente, para evitar la posible formación de puntos calientes, se instalan en los módulos fotovoltaicos diodos bypass. Esta medida limita la tensión de polarización de una célula sombreada y por lo tanto la potencia disipada.

Para poder razonar el principio de funcionamiento de un diodo bypass y sus efectos cuando se instala en una modulo fotovoltaico, se va a ilustrar un ensayo con una serie de 10 células en el cual tendremos una célula parcialmente sombreada. Se representa la curva IV según si la serie dispone o no de diodo de protección.

En primer lugar observamos la pérdida de potencia teórica que sufriría la serie, si no se emplearan diodos bypass.

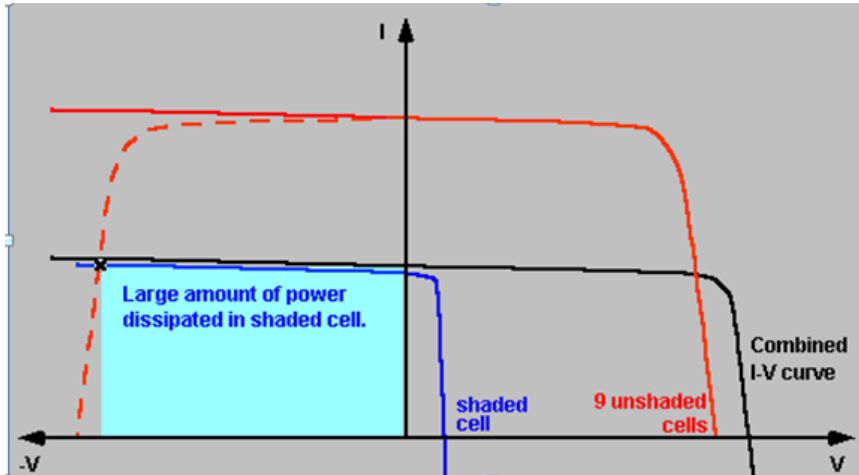


Fig.34 - String de 10 células sin diodo.

Pasamos a describir la gráfica anterior. En color rojo tenemos la curva IV de las células solares no sombreadas. Al estar en serie, la célula sombreada tratará de conducir la misma corriente que el resto de las células, polarizándose para ello en inversa.

Cabe destacar que como no se ha empleado ningún diodo de protección, la célula sombreada (curva IV azul), será la que nos restrinja la corriente y por lo tanto la potencia de salida del módulo (curva IV negra).

El rectángulo azul representa la potencia disipada por la célula solar sombreada. Para evitar que esta disipación de potencia pueda dañar esta célula y disminuir la pérdida de potencia del modulo, introduciremos un diodo bypass.

-Seguidamente se muestran las curvas IV de la serie de 10 células con un diodo bypass por célula.

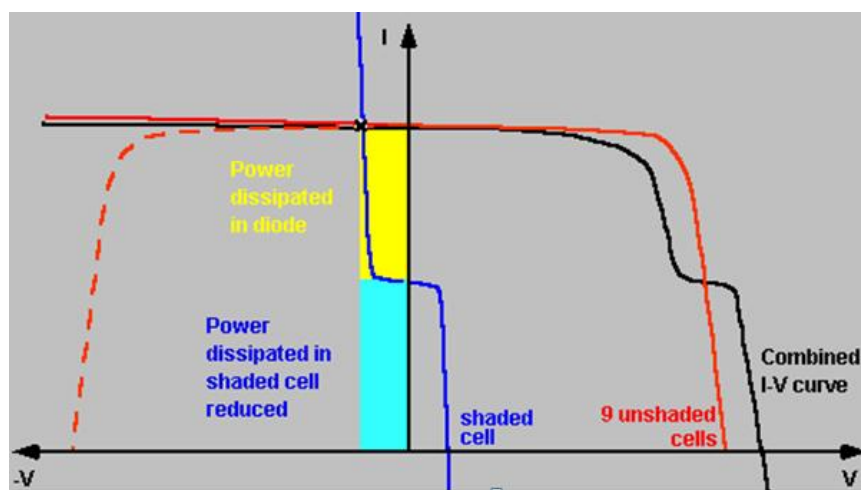


Fig.35 – String de 10 células con diodo bypass por célula.

A continuación se presenta una explicación de las curvas obtenidas con el uso del diodo bypass:

- Atendiendo a la célula sombreada (gráfica azul), su corriente está limitada por el área de la célula solar que no es activa debido al efecto del sombreado. Para tratar de suministrar una corriente similar a la del resto de las células solares de la serie, la célula sombreada se polarizará en inversa, activando el diodo de protección. De este modo, la disipación de potencia por parte de la célula sombreada se reduce de una forma notable. Además, y dado a que el diodo proporciona un camino alternativo para la corriente de las células solares no sombreadas, la pérdida de potencia de la serie también se ve minimizada.

Como conclusión se puede decir que el uso del diodo permitirá proteger el módulo frente a la posible aparición de puntos calientes y minimizar las pérdidas de potencia. En el estudio que se presenta a continuación se tratarán también otros factores como puede ser, cuantos diodos es conveniente utilizar en cada módulo, su disposición y sus ventajas e inconvenientes.

BLOQUE II. Parte experimental

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

1. Objetivos experimentales

El objetivo del proyecto es el análisis de distintas configuraciones de diodos de protección para módulos fotovoltaicos, con el fin de tener las menores pérdidas posibles en la potencia frente al sombreado del mismo.

Se ha realizado un estudio de la pérdida de potencia por sombreado, considerando distintas posibilidades (0%, 25%, 50%, 75% y 100%) en:

1. *Módulo sin diodos de protección.*
2. *Módulo con diodos en serie.*
3. *Módulo con diodos en configuración redundante.*
4. *Módulo con un diodo por cada célula del módulo.*
5. *Módulo con diodos en paralelo.*

Los puntos 2 y 3 son las configuraciones que más se han estado utilizando en los módulos comerciales. Para ambos casos, el estudio se realizará con dos diodos con características diferentes. Esto permitirá observar el efecto sobre la curva IV del módulo de emplear dos diodos con tensiones umbrales muy distintas (un diodo con baja y otro con alta tensión umbral respectivamente). Comparando cada uno de los puntos anteriores se conocerán las pérdidas de potencia en cada caso, y cuál es la configuración más adecuada para tener una instalación con el mejor comportamiento ante sombreados. En los puntos 4 y 5 se realizaran los estudios solo con el diodo con menor tensión umbral, ya que es con el que mejores resultados se han obtenido en el punto 2.

Los puntos 1 y 2 se realizarán también con células solares de silicio multicristalino, para ver las diferencias en el comportamiento ante sombreados con este tipo de células, las cuales son las más utilizadas en la actualidad a nivel industrial.

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

2. Minimódulo de estudio.

En este apartado se van a estudiar las variaciones de la potencia de un módulo para distintas configuraciones comentadas empleando diodos bypass, exponiéndolo a diferentes situaciones de sombreado. Para ello se ha montado un mini módulo fotovoltaico que nos permitirá realizar estas configuraciones.

Destacar que se han empleado células solares industriales de silicio monocristalinas y multicristalinas, con un área de 8.2 cm^2 . Tal y como se muestra en la siguiente figura, las células han sido soldadas a un soporte gracias al cual se podrá tener versatilidad para realizar las configuraciones de nuestro estudio.

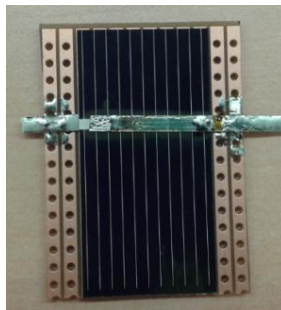


Fig. 36 - Célula del estudio.

Gracias a una placa board se han conectado en serie las células solares junto con los diodos necesarios según la configuración estudiada.

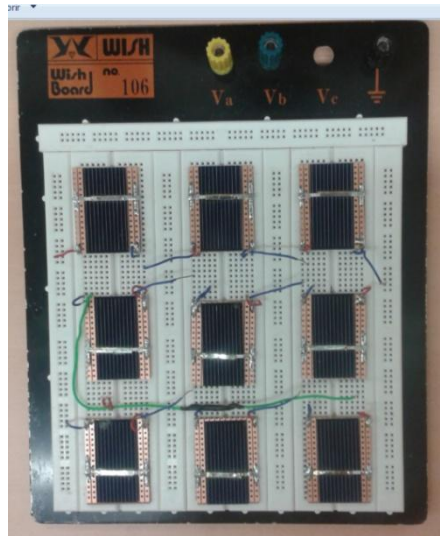


Fig. 37 - Módulo del estudio

3. Equipo empleado para el estudio

Para realizar el estudio de un módulo con distintas configuraciones, en primer lugar se han creado un conjunto de células, que nos permitirán simular el comportamiento de un módulo solar comercial, como se ha comentado anteriormente.

Para determinar las características eléctricas de estas hemos empleado un simulador solar clase A, que proporciona una irradiancia de un sol (1000 W/m^2). Las medidas se han realizado a 25°C .



Fig. 38. - Simulador solar empleado

En cambio, para poder iluminar de una forma uniforme todo el mini módulo, se utilizó una lámpara halógena cuya potencia emitida en forma de radiación luminosa era menor. La corriente de cortocircuito de una célula solar es directamente proporcional a la cantidad de luz recibida. Dividiendo la corriente de cortocircuito de una célula de referencia medida en el simulador solar (a un sol) y con la lámpara halógena conocemos la irradiancia que incide sobre el mismo.

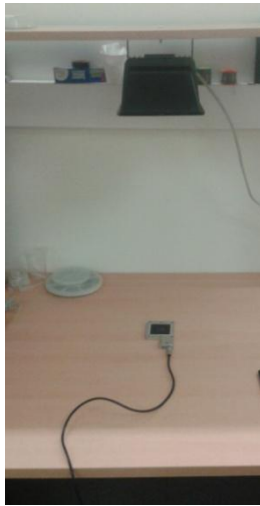


Fig. 39 - Lámpara halógena utilizada

Cabe destacar que nuestras células monocristalinas tiene una I_{sc} de 270 mA aprox. que corresponde a una irradiancia de 1 sol. Teniendo en cuenta que la I_{sc} de la misma célula obtenida con la lámpara halógena es 106 mA aprox. podremos obtener el nivel de iluminación exacto que utilizaremos para el estudio es de 0,38 soles

Finalmente comentar que tanto para definir un área en la que se situará el mini módulo objeto del estudio y asegurar que el nivel de iluminación es constante, como para realizar una medida inicial y conocer el nivel de iluminación que incidirá sobre el mini módulo, se ha utilizado una célula de referencia calibrada.



Fig. 40 - Célula de referencia.

4. Selección de los diodos bypass del estudio

Hoy en día en el mercado existen muchos tipos de diodos. Atendiendo a la tensión umbral, el mejor diodo para aplicaciones fotovoltaicas, es el diodo Schottky. Éste, tiene la característica de tener una tensión umbral muy baja, del orden de 0,2 V frente a los 0,6 V de los diodos comunes. Gracias a ello y como estudiaremos a continuación, las pérdidas de potencia disipada en el diodo son menores.

A la hora de seleccionar estos debemos de tener en mente las características eléctricas de nuestras células FV prestando principal atención a la corriente de las mismas, y el número de ellas que serán protegidas por un diodo., En nuestro se demostrara en los siguientes puntos las características de nuestras células tanto monocristalinas como muticristalinas.

Las características de la célula monocristalina de 8.2 cm^2 iluminadas con la lámpara halógena son $I_{sc} = 0,106 \text{ A}$ y $V_{oc} = 0,5\text{V}$.

Uno de los diodos empleados es el **diodo 95SQ015**. Éste es el diodo de mejores características que hemos seleccionado, ya que posee la menor tensión umbral. Será denominado como diodo D9.

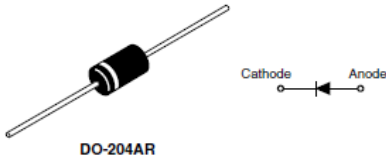
Seguidamente observamos la hoja de características del fabricante:



95SQ015

Vishay High Power Products

Schottky Rectifier, 9 A



FEATURES

- 125 °C T_J operation ($V_R < 5$ V)
- Optimized for OR-ing applications
- Ultralow forward voltage drop
- High frequency operation
- Guard ring for enhanced ruggedness and long term reliability
- High purity, high temperature epoxy encapsulation for enhanced mechanical strength and moisture resistance
- Lead (Pb)-free plating
- Designed and qualified for industrial level



PRODUCT SUMMARY

$I_{F(AV)}$	9 A
V_R	15 V
I_{RM}	348 mA at 100 °C

DESCRIPTION

The 95SQ015 axial leaded Schottky rectifier has been optimized for ultralow forward voltage drop specifically for the OR-ing of parallel power supplies. The proprietary barrier technology allows for reliable operation up to 100 °C junction temperature. Typical applications are in parallel switching power supplies, converters, reverse battery protection, and redundant power subsystems.

MAJOR RATINGS AND CHARACTERISTICS

SYMBOL	CHARACTERISTICS	VALUES	UNITS
$I_{F(AV)}$	Rectangular waveform	9	A
V_{RRM}		15	V
I_{FSM}	$t_p = 5 \mu\text{s}$ sine	2900	A
V_F	9 Apk, $T_J = 75$ °C	0.25	V
T_J	Range	- 55 to 100	°C

VOLTAGE RATINGS			
PARAMETER	SYMBOL	95SQ015	UNITS
Maximum DC reverse voltage	V_R	15	V
Maximum working peak reverse voltage	V_{RWM}	25	

ABSOLUTE MAXIMUM RATINGS					
PARAMETER	SYMBOL	TEST CONDITIONS		VALUES	UNITS
Maximum average forward current See fig. 5	$I_{F(AV)}$	50 % duty cycle at $T_C = 55\text{ }^\circ\text{C}$, rectangular waveform		9	A
Maximum peak one cycle non-repetitive surge current See fig. 7	I_{FSM}	5 μs sine or 3 μs rect. pulse	Following any rated load condition and with rated V_{RWM} applied	2900	
		10 ms sine or 6 ms rect. pulse		400	
Non-repetitive avalanche energy	E_{AS}	$T_J = 25\text{ }^\circ\text{C}$, $I_{AS} = 1\text{ A}$, $L = 9\text{ mH}$		4.5	mJ
Repetitive avalanche current	I_{AR}	Current decaying linearly to zero in 1 μs Frequency limited by, T_J maximum $V_A = 3 \times V_R$ typical		1	A

ELECTRICAL SPECIFICATIONS					
PARAMETER	SYMBOL	TEST CONDITIONS		VALUES	UNITS
Maximum forward voltage drop See fig. 1	$V_{FM}^{(1)}$	9 A	$T_J = 25\text{ }^\circ\text{C}$	0.31	V
		18 A		0.37	
		9 A	$T_J = 75\text{ }^\circ\text{C}$	0.25	
		18 A		0.31	
Maximum reverse leakage current See fig. 2	$I_{RM}^{(1)}$	$T_J = 100\text{ }^\circ\text{C}$	$V_R = 12\text{ V}$	310	mA
			$V_R = 5\text{ V}$	190	
		$T_J = 25\text{ }^\circ\text{C}$	$V_R = \text{Rated } V_R$	7	
$T_J = 100\text{ }^\circ\text{C}$	348				
Maximum junction capacitance	C_T	$V_R = 5\text{ V}_{DC}$, (test signal range 100 kHz to 1 MHz) $25\text{ }^\circ\text{C}$		1300	pF
Typical series inductance	L_S	Measured lead to lead 5 mm from body		10.0	nH
Maximum voltage rate of change	dV/dt	Rated V_R		10 000	V/ μs

Note(1) Pulse width < 300 μs , duty cycle < 2 %

THERMAL - MECHANICAL SPECIFICATIONS					
PARAMETER	SYMBOL	TEST CONDITIONS		VALUES	UNITS
Maximum junction temperature range	T_J			- 55 to 125	$^\circ\text{C}$
Maximum storage temperature range	T_{Stg}			- 55 to 150	
Maximum thermal resistance, junction to lead	R_{thJL}	DC operation; see fig. 4 1/8" lead length		8.0	$^\circ\text{C/W}$
Typical thermal resistance, junction to air	R_{thJA}			44	
Approximate weight				1.4	g
				0.049	oz.
Marking device		Case style DO-204AR (JEDEC)		95SQ015	

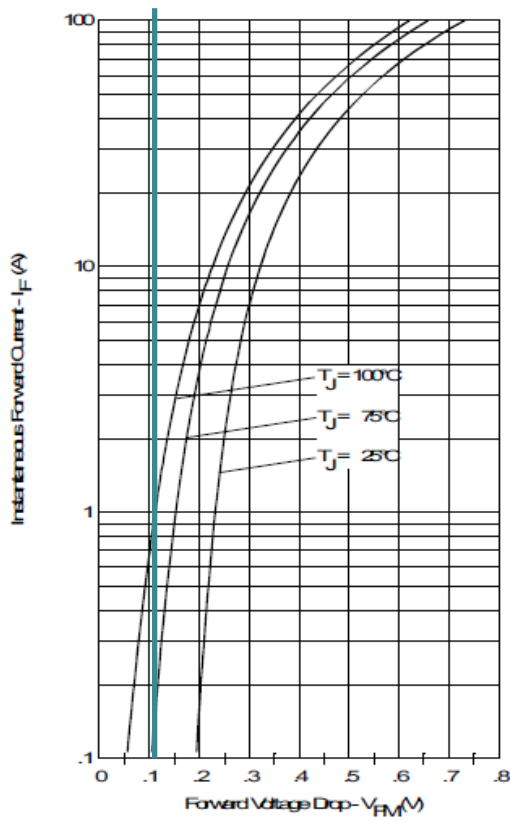


Fig. 1 - Maximum Forward Voltage Drop Characteristics

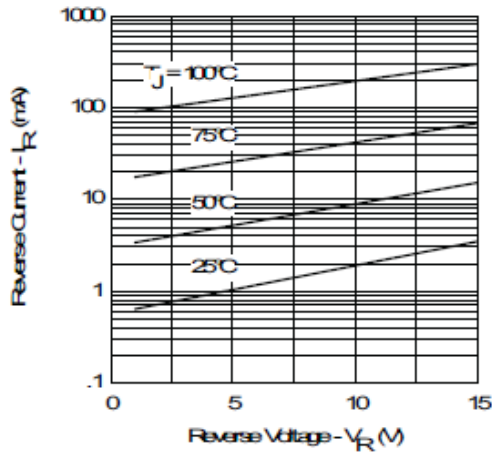


Fig. 2 - Typical Values of Reverse Current vs. Reverse Voltage

Cabe destacar que módulo posee una intensidad en cortocircuito de 0,106 A ya que todas sus células solares están conectadas en serie. Teniendo en cuenta este dato, podemos desplazarnos a la gráfica anterior Fig.1. En esta podremos determinar la máxima caída sufrida en el voltaje para dicha corriente. Para el diodo D9 será de 0,20 V considerando que el estudio se ha realizado a una temperatura de 25 °C.

Otros datos a tener en cuenta son:

- La corriente máxima en sentido directo que puede circular por el diodo (I_F), será de 9 A.

La tensión inversa máxima aplicada este diodo es de 15V. Este dato es muy importante, ya que el diodo podría a empezar a conducir en inversa si el número de células solares que está protegiendo es elevado (admitiendo que la tensión en el punto de máxima potencia de una célula solar es de 0,5 V, el número máximo de ellas que pueden protegerse con seguridad con un diodo D9 ha de ser inferior a 30).

En lo que respecta al segundo diodo seleccionado, **el 1N5817**, el cual lo llamaremos D17, teniendo en cuenta que su objetivo es proteger el módulo fotovoltaico, éste posee peores características que el diodo D9: su tensión umbral será mayor (V_F), por lo que tendremos mayores pérdidas de potencia en el módulo ante sombreados.

Destacar que a la hora de realizar el estudio, para marcar más las diferencias entre ambos se han colocado tres diodos D17 en serie, y se ha supuesto que es uno con peores características.

Esto nos permitirá ver las pérdidas de nuestro módulo para dos casos extremos.

Seguidamente observamos la hoja de características suministrada por el fabricante:

SCHOTTKY BARRIER RECTIFIERS

REVERSE VOLTAGE - **20 to 40** Volts
FORWARD CURRENT - **1.0** Ampere

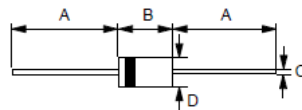
FEATURES

- Metal-Semiconductor junction with guard ring
- Epitaxial construction
- Low forward voltage drop
- High current capability
- The plastic material carries UL recognition 94V-0
- For use in low voltage,high frequency inverters,free wheeling,and polarity protection applications

MECHANICAL DATA

- Case : JEDEC DO-41 molded plastic
- Polarity : Color band denotes cathode
- Weight : 0.012 ounces, 0.34 grams
- Mounting position : Any

DO-41



Dim.	DO-41	
	Min.	Max.
A	25.4	-
B	4.10	5.20
C	0.71 \varnothing	0.86 \varnothing
D	2.00 \varnothing	2.70 \varnothing

All Dimensions in millimeter

MAXIMUM RATINGS AND ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Ratings at 25°C ambient temperature unless otherwise specified.

Single phase, half wave, 60Hz, resistive or inductive load.

For capacitive load, derate current by 20%

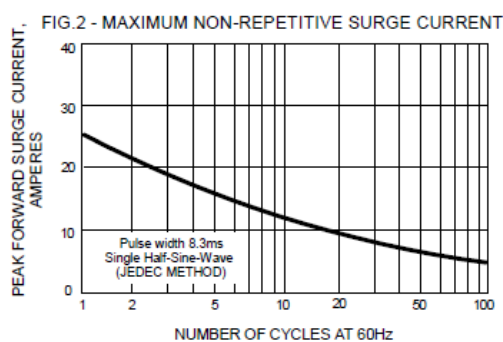
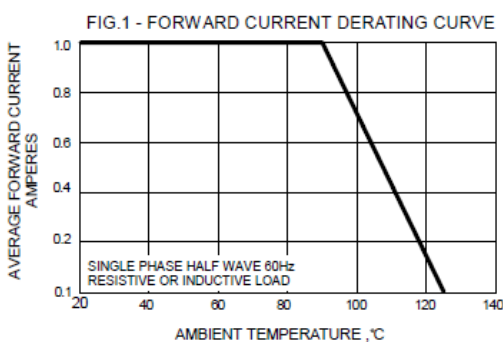
CHARACTERISTICS	SYMBOL	1N5817	1N5818	1N5819	UNIT
Maximum Recurrent Peak Reverse Voltage	VRRM	20	30	40	V
Maximum RMS Voltage	VRMS	14	21	28	V
Maximum DC Blocking Voltage	VDC	20	30	40	V
Maximum Average Forward Rectified Current @TA=90°C	I(AV)	1.0			A
Peak Forward Surge Current 8.3ms single half sine-wave super imposed on rated load (JEDEC Method)	IFSM	25			A
Maximum forward Voltage at 1.0A DC	VF	0.450	0.550	0.600	V
Maximum forward Voltage at 3.0A DC	VF	0.750	0.875	0.900	V
Maximum DC Reverse Current at Rated DC Blocking Voltage @TJ=25°C @TJ=100°C	IR	1 10			mA mA
Typical Junction Capacitance (Note 1)	CJ	110			pF
Typical Thermal Resistance (Note 2)	RθJA	80			°C/W
Operating Temperature Range	TJ	-55 to +125			°C
Storage Temperature Range	TSTG	-55 to +150			°C

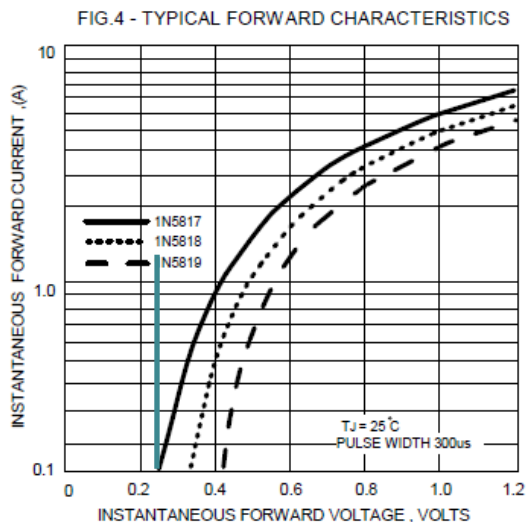
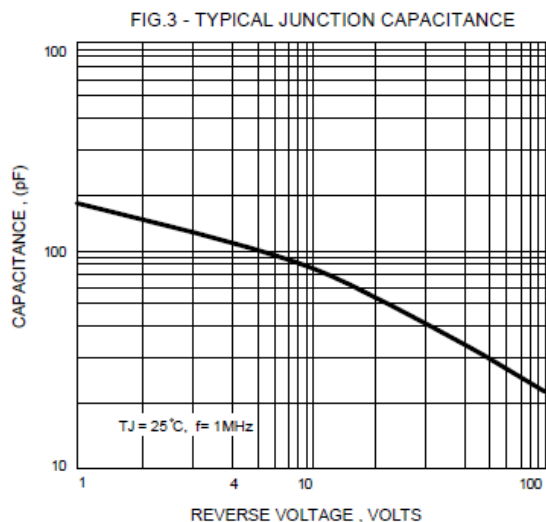
NOTES : 1.Measured at 1.0MHz and applied reverse voltage of 4.0V DC.

2.Thermal Resistance Junction to Ambient.

REV. 2, 01-Dec-2000, KDHC01

RATING AND CHARACTERISTIC CURVES
1N5817 thru 1N5819





Como se ha comentado nuestro módulo posee una intensidad en cortocircuito de 0,106 A. Teniendo en cuenta este dato, podemos desplazarnos a la gráfica anterior Fig.4. En esta podremos determinar la caída de tensión debida al diodo al conducir dicha corriente. Para el diodo D17 será de 0,23 V considerando que el estudio se ha realizado a una temperatura de 25 °C.

También cabe destacar otros datos como:

- La corriente máxima en sentido directo que puede atravesar el componente (I_F), será de 1 A.
- La tensión inversa máxima (V_{RM}) aplicada este diodo es de 20V. Como se adelantó con el diodo D9, este dato es muy importante para determinar el número de células solares que pueden protegerse con seguridad por el diodo.

Recordar que para nuestro estudio emplearemos 3xD17, por la caída de tensión asociada se sitúa en torno a:

$$V_D = V_F = 0,69 V$$

4.1. Caracterización de las curvas IV de los diodos

En la siguiente gráfica se observa la característica en directa de los diodos utilizados.

En este caso se van a comparar diodos que tengan características bastante diferentes. Por eso se han empleado 3 diodos D17 en serie. Como se observa la curva tensión - corriente al polarizar este diodo en directa es completamente diferente al resto. Tiene una mayor tensión umbral y la variación de la corriente con la tensión es menor, lo que causa mayores pérdidas de potencia como vemos a lo largo de este estudio.

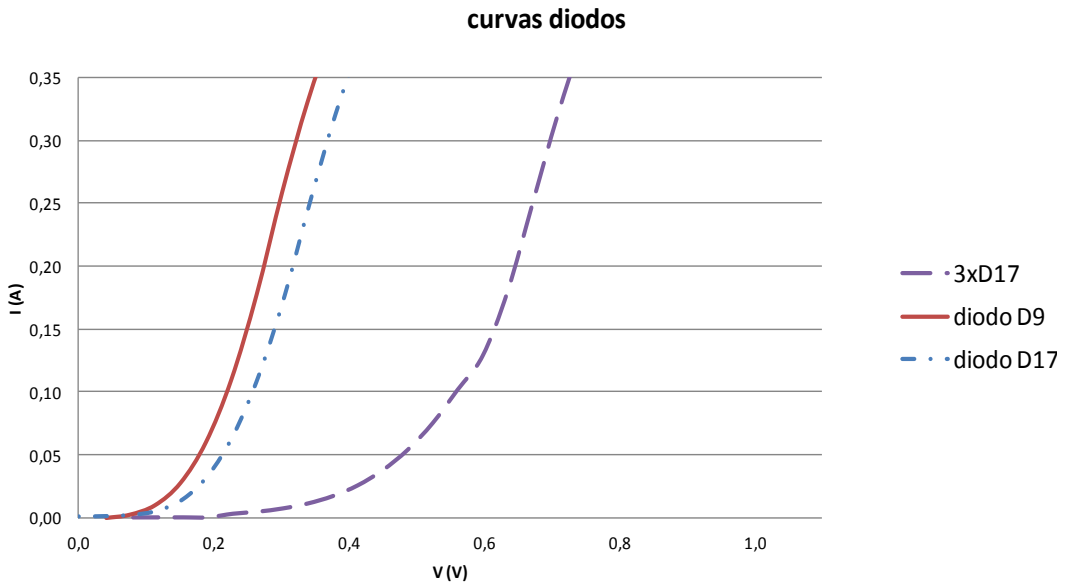


Fig. 41 - Curvas diodos empleados.

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

5. Estudio realizado con células monocristalinas

5.1. Caracterización de las células monocristalinas

A partir de una célula industrial de silicio monocristalino, se han cortado una serie de células monocristalinas de $8,2 \text{ cm}^2$, para montar distintas configuraciones de diodos sobre una placa board, simulando el comportamiento de un módulo fotovoltaico.

Destacar que, dado a que todas las células proceden de una mayor, en la siguiente gráfica todas las células que empleamos tienen similares propiedades (las pequeñas variaciones son debidas a ligeras irregularidades y faltas de uniformidad presentes en la célula solar inicial, así como a posibles daños producidos durante el corte y la soldadura de las mismas).

Seguidamente se muestran las características de las 9 células monocristalinas empleadas, para una irradiancia solar de 1 sol.

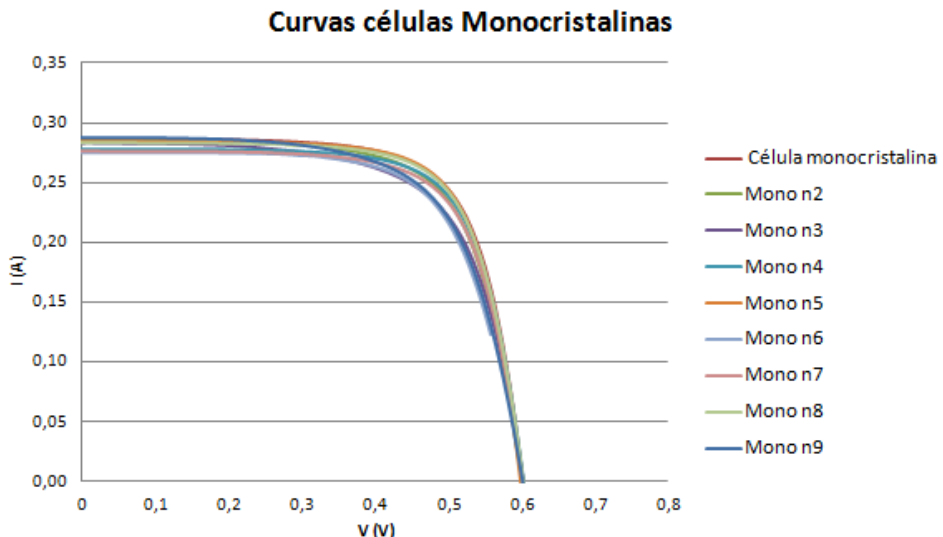


Fig. 42 - Curvas IV de las células solares monocristalinas.

Se observa en la gráfica anterior que las características de las células empleadas es de 0,6 V de tensión de circuito abierto y 0,27 A de corriente de cortocircuito a 1 sol y a 25°C.

Seguidamente podemos observar la curva de potencia de una de las células monocristalinas.

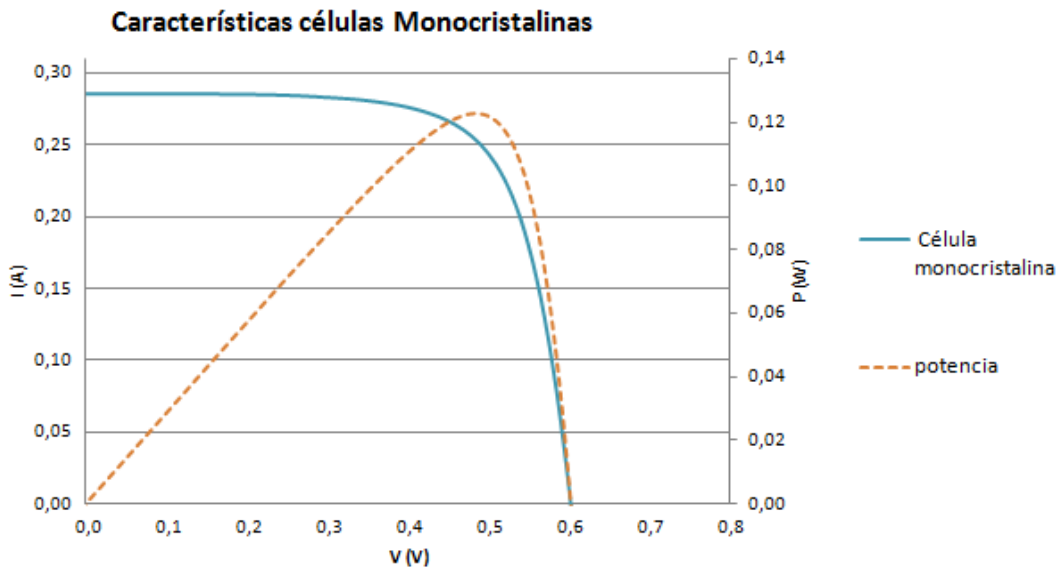


Fig. 43 - Curva de potencia de una célula monocristalina

Para las células monocristalinas la potencia máxima obtenida para una irradiancia de un sol y a 25°C se sitúa en torno a los 0,12 W.

5.2. Módulo 9 células solares sin diodos de protección

En un principio se ha realizado un estudio del comportamiento de un módulo fotovoltaico, sin el uso del diodo de protección, para ver cómo se comporta frente a distintos sombreados.

Para ello, se ha empleado una placa de pruebas en la cual se han distribuido y conectado las células solares en serie. A continuación se observa el esquema de dicho módulo.

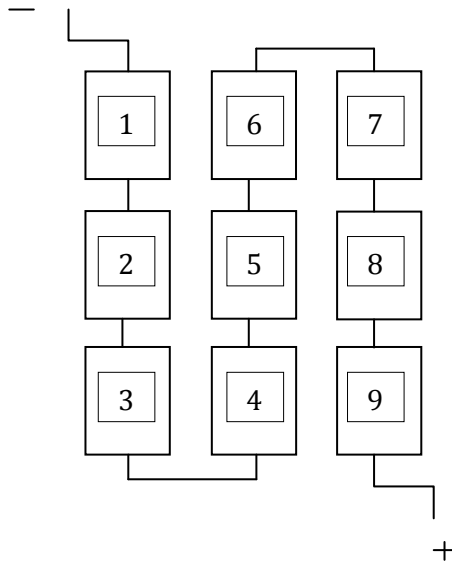


Fig. 44 - Esquema Módulo 9 células en serie.

A partir del esquema anterior, podemos estimar cómo se comporta un módulo en condiciones reales de operación.

A continuación aparecen los datos obtenidos sombreado el mini módulo experimental en todas las formas posibles:

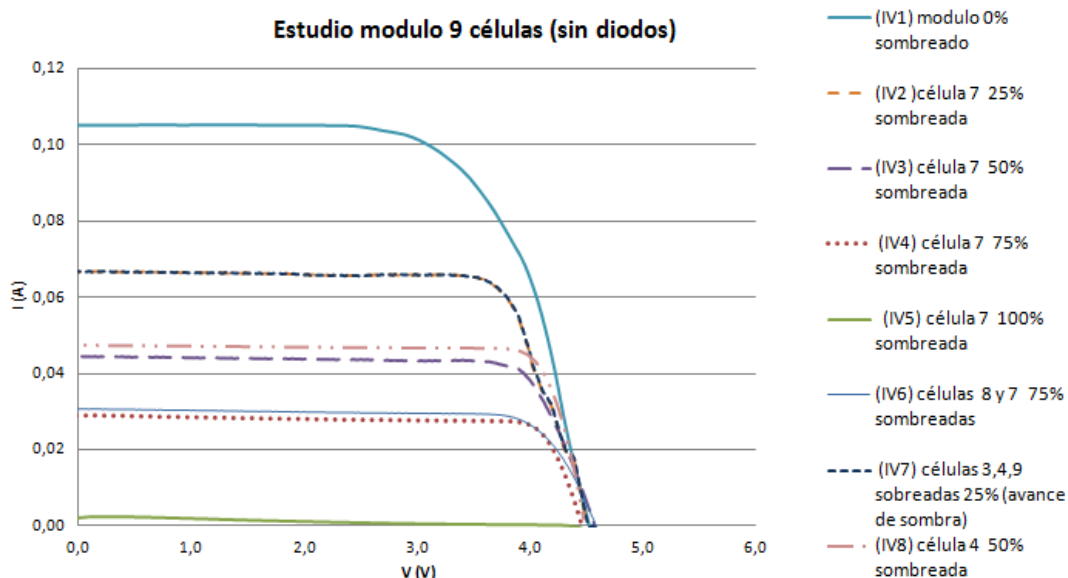


Fig. 45 - Curvas IV módulo 9 células (sin diodos).

Sin sombrear, la corriente de cortocircuito se ve reducida de 0,270 A obtenidos con una irradiancia de un sol a 0,106 A medidos iluminando con una lámpara halógena.

En cuanto a la tensión, su relación con la luz recibida por la célula solar es logarítmica. De ahí que varíe desde aproximadamente 0,6V que se tiene en una única célula medida a un sol, a 0,5V (4,5V /9 células en serie) a 0,38 soles.

Sombreando un 25%, la Isc del módulo ha de ser un 25% inferior que la Isc del módulo sin sombrear. Si la Isc sin sombrear es de 0,106 A, sombreando un 25% ha de situarse en torno a 0,08A. Por lo tanto, el sombreado realizado era superior. Dichos sombreados se han realizado de forma manual.

Destacar que se han realizado estos estudios para ver las pérdidas que tiene un módulo cuando no se emplean diodos bypass. Estas pérdidas se producen por el sombreado del módulo.

Seguidamente se explican las distintas posibilidades que tiene un módulo de sombreado en la realidad.

- *Módulo sin sombreado*

La IV1 es la curva que representa el módulo sin sombreado, en este se obtiene una corriente de cortocircuito $I=0,106$ A y tensión de circuito abierto $V=4,9$ V.

- *Sombra local*

Se emplea el término sombra local para aquella que sombrea a una o dos células por separado. Éstas pueden ser producidas por sombras opacas que ocupasen parte o toda el área de la célula solar. Como se muestra en el siguiente esquema.

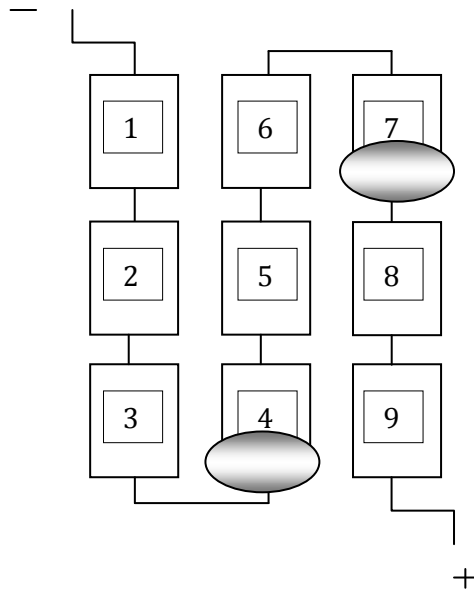


Fig. 46 - Esquema Módulo 9 células sombra local.

Vemos que el módulo al estar conectado en serie, la célula mas sombreada será la que restrinja el módulo entero, repercutiendo de forma directa en su pérdida de potencia.

Haciendo referencia a la **Fig.46**, no importa la célula que se sombree para observar este fenómeno, se han sombreado por igual dos células en primer lugar la célula 4 al 50% y en segundo lugar la célula 7 al 50%. Siempre que se sombreen un mismo tanto por ciento las pérdidas que se producirán serán las mismas como se ha comentado, ya que las células están en serie. Lo explicado, se observa en la (IV3) y

(IV8), las cuales tienen las mismas características (las pequeñas diferencias observadas son debidas a ligeras diferencias en las características eléctricas de las células solares utilizadas y a que la forma de sombrearlas se realizó de forma manual y por ello no es del todo exacta).

También podemos observar en la curva (IV4) y (IV6) que la pérdidas son las mismas ya que aunque se sombreen una o dos células, siempre la más sombreada será la más restrictiva.

Mediante las curvas de potencia se certifica la validez de lo dicho. Seguidamente se afianza la información, graficando las curvas de potencia.

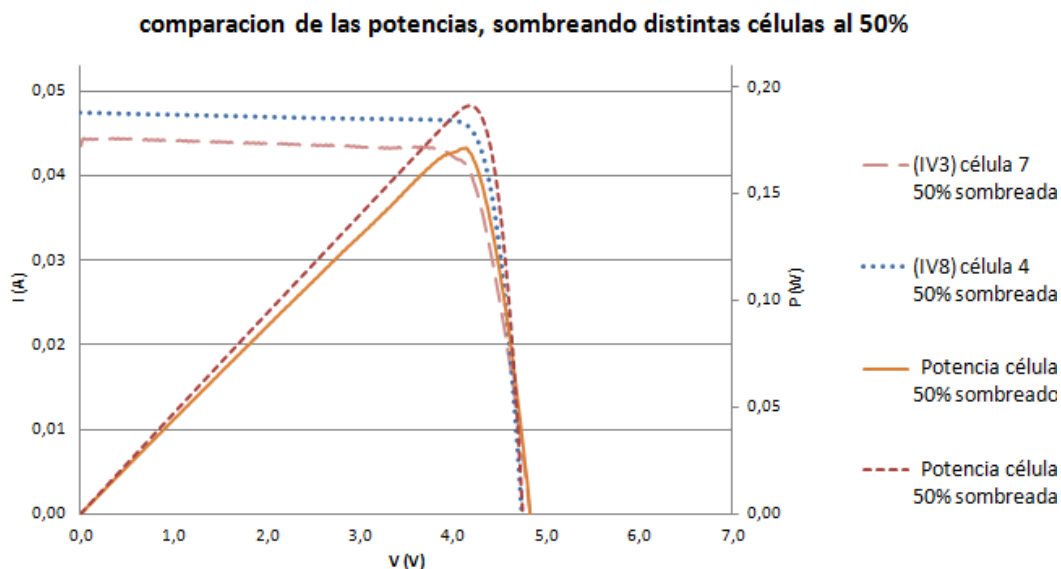


Fig. 47 - Comparación de potencias, distintas células sombreadas al 50%.

comparacion de las potencias, sombreando una o varias células al 75%.

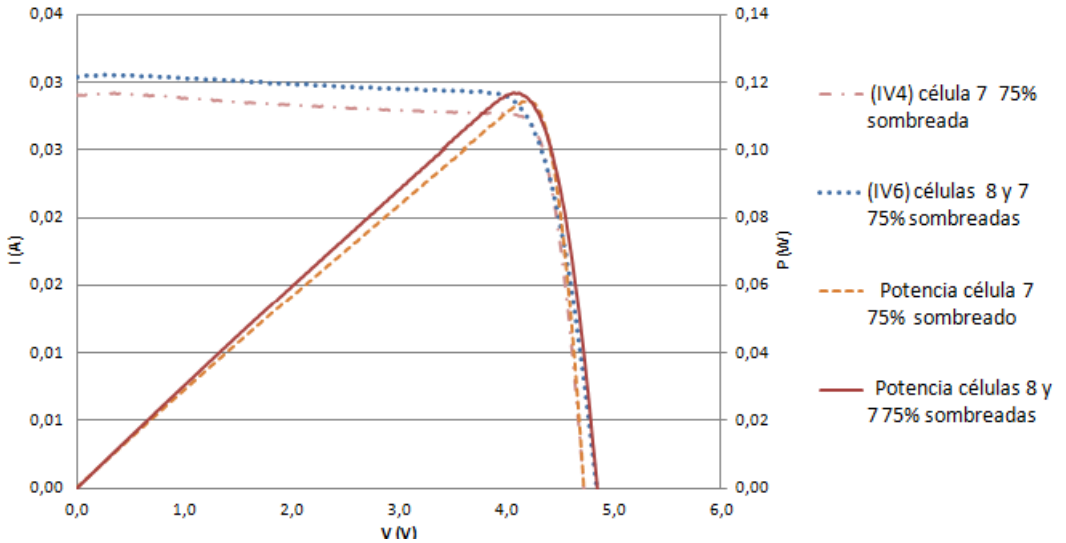


Fig. 48 -Comparación de potencias, distintas células sombreadas al 75%.

- Avance de sombra

Defino el avance de sombra cuando se sombrea por barrido y con los mismos % unas células situadas en la parte más baja del módulo, como se muestra en el siguiente esquema. Dicho sombreado tiene lugar por ejemplo en huertos solares, donde una serie de módulos sombrea a la que se sitúan tras ella principalmente durante las primeras y últimas horas del día.

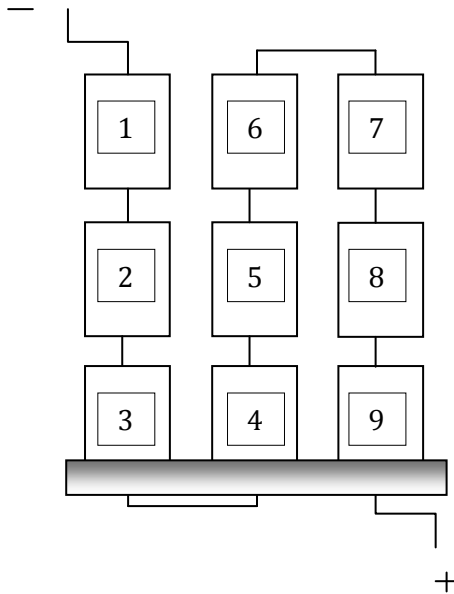


Fig. 49 - Esquema módulo sin diodos con sombra de avance.

Representando el esquema anterior, también llegamos la misma conclusión que en el estudio previo: no importa que se sombreen 3 o 4 células, siempre la más restrictiva es la que va a restringir el comportamiento de nuestro módulo.

En la figura 45, la (IV2) representa el módulo con una célula sombreada al 25% y por otra parte la curva (IV7), representa el avance de sombra que representa el sombreado de las células 3, 4, 9 por igual (de forma equilibrada).

Para reafirmar la información expuesta mostramos las curvas de potencias de éstas:

Comparación de las potencias de una única célula 25% sombreada frente al sombreado de una serie de células 25% sombreadas (avance de sombra).

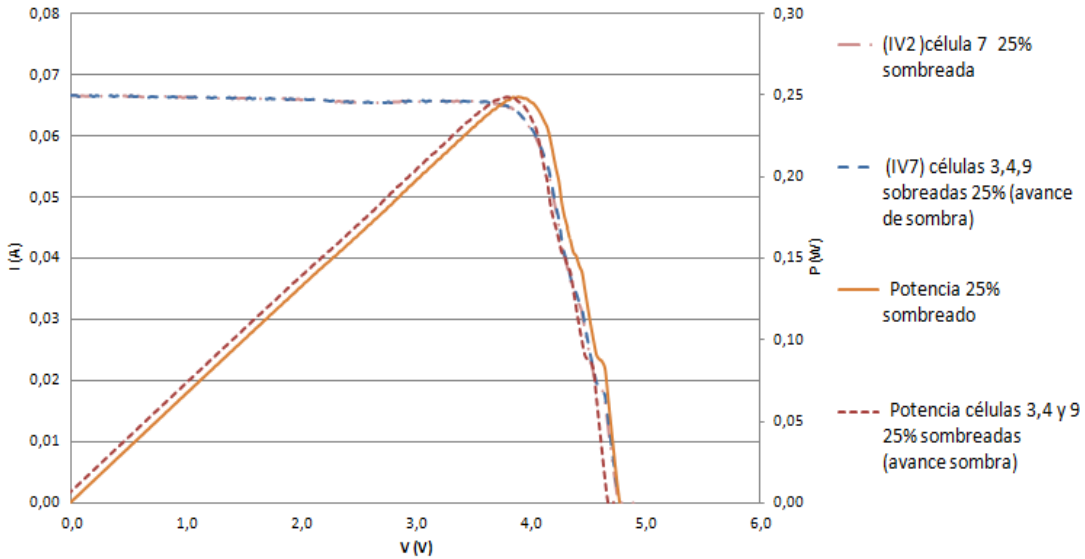


Fig. 50 - Comparación de potencias, de una célula sombreada al 25% frente al avance de sombra.

Destacar que las variaciones que se observan son debidas a errores introducidos en la conexión de las células, y al calentamiento de las mismas.

Ahora se van a mostrar los datos obtenidos de las pérdidas para distintos % de sombreado de una célula. Así podemos observar que sólo por una sombra opaca que ocupase toda el área de la célula solar como hemos dicho anteriormente, al no poseer nuestro módulo diodos bypass, puede perderse toda la potencia suministrada por el mismo.

Seguidamente graficamos las pérdidas de potencia frente al sombreado del módulo.

Sombreado	Pérdida de Potencia
0%	0%
25%	21%
50%	46%
75%	71%
100%	99%

Tabla 1: Pérdida de potencia de un módulo sin diodos de protección frente al sombreado del mismo.

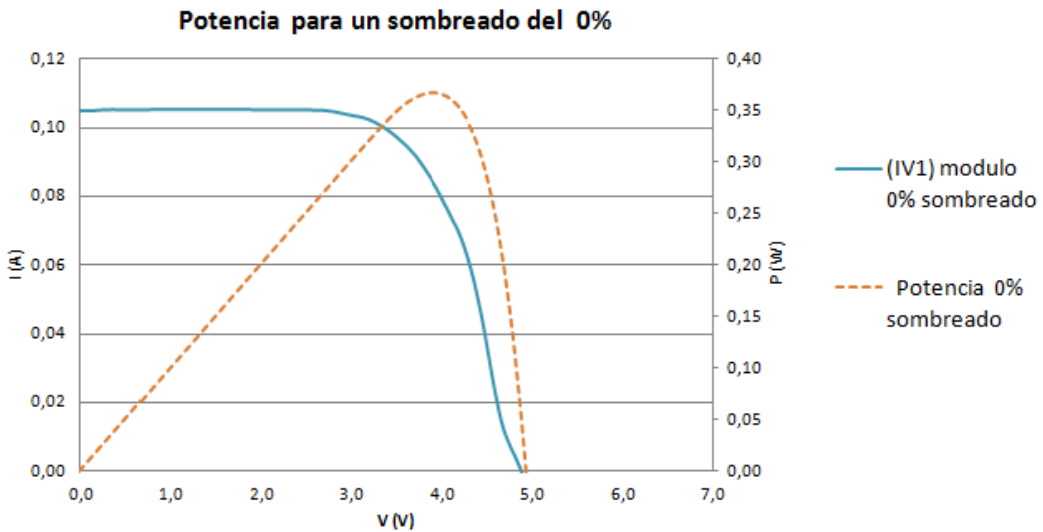


Fig. 51 - Potencia para sombreado de 0%, (Módulo sin diodos bypass)

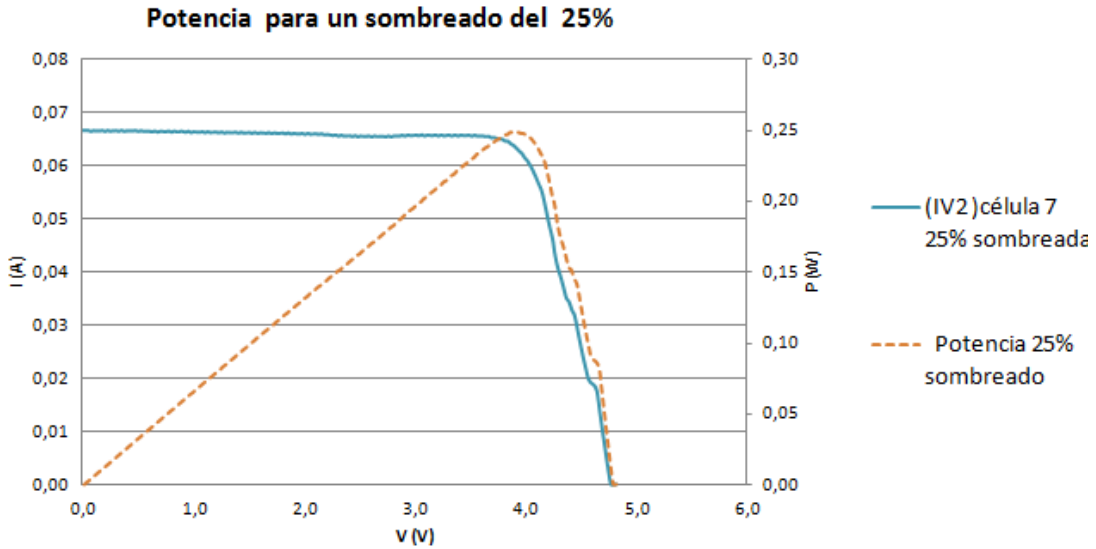


Fig. 52 - Potencia para sombreado de 25% de una célula (Módulo sin diodos bypass)

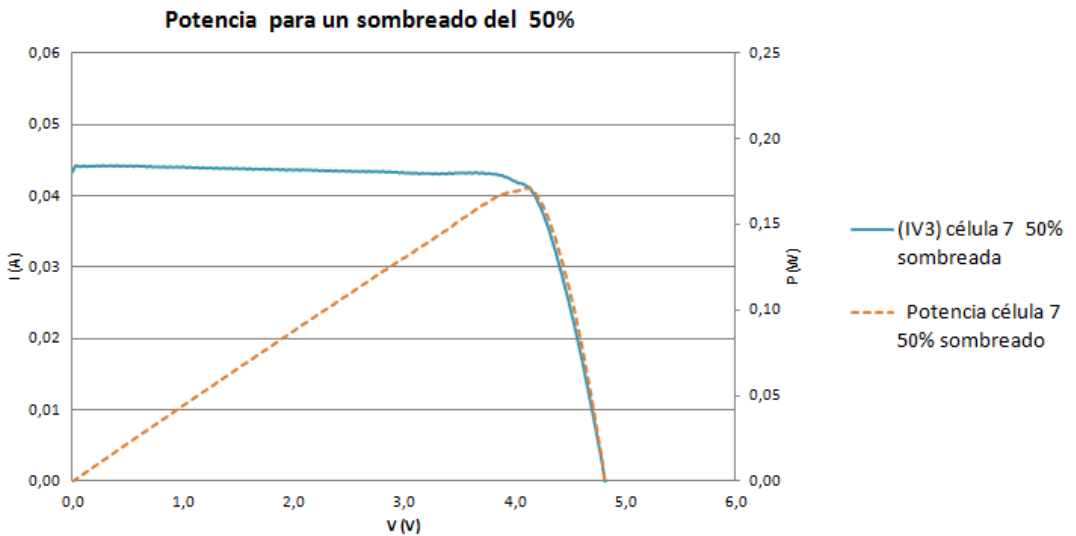


Fig. 53 - Potencia para sombreado de 50% de una célula (Módulo sin diodos bypass)

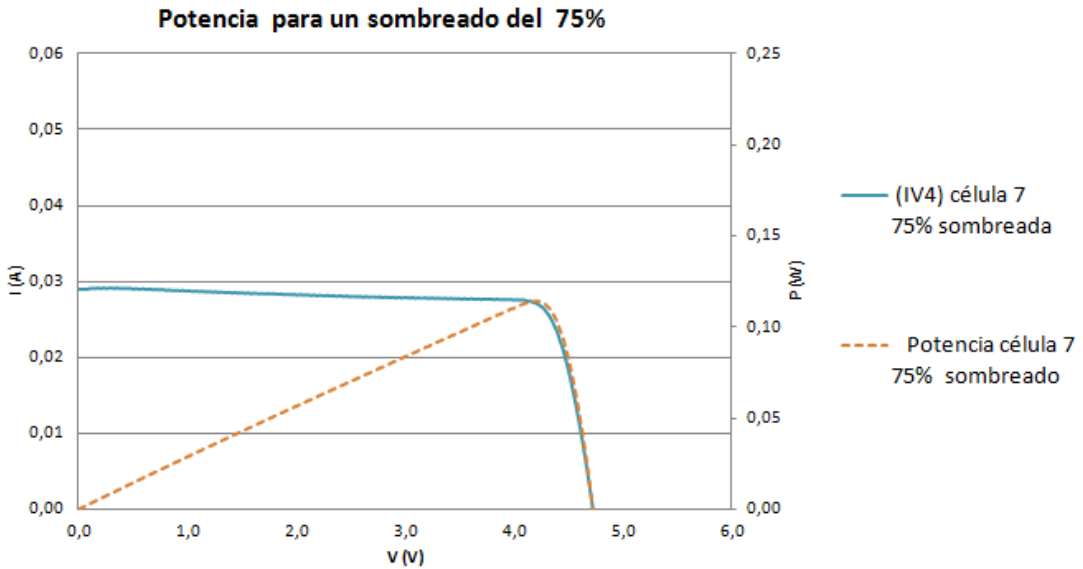


Fig. 54 - Potencia para sombreado de 75% de una célula (Módulo sin diodos bypass)

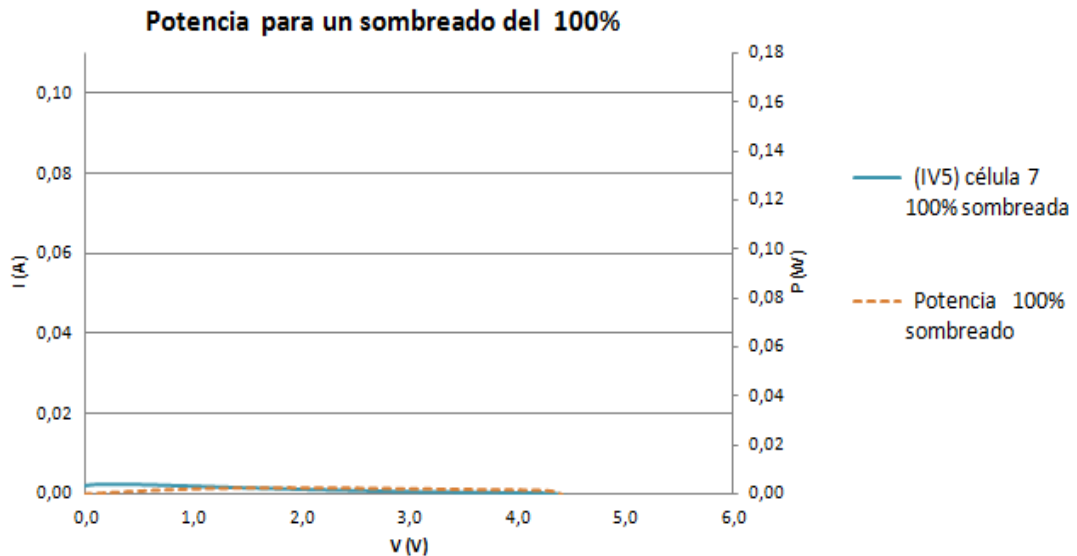


Fig. 55 - Potencia para sombreado de 100% de una célula (Módulo sin diodos bypass)

La relación entre el sombreado y la pérdida de potencia es aproximadamente lineal. En nuestro caso no ha sido del todo así, porque las sombras se realizaban de forma manual, por lo que el área asociada a la misma difería en ocasiones de la deseada.

5.3. Módulo con diodos bypass

A continuación se presenta un estudio empleando distintos diodos de protección y para distintas configuraciones, con el fin de determinar las pérdidas de potencia de nuestro módulo.

Se comparará un diodo de mejores características que en nuestro caso será el diodo 9, frente a uno de peores características que serán 3 diodos 17 en serie. Esto nos permitirá ver las diferencias entre ambos y sus repercusiones en la pérdida de potencia del módulo.

5.3.1. Configuración en serie

Pasamos a explicar las distintas posibilidades que tiene un módulo de sombreado en condiciones reales de operación, teniendo en cuenta también las distintas configuraciones de los diodos en un módulo formado por 8 células.

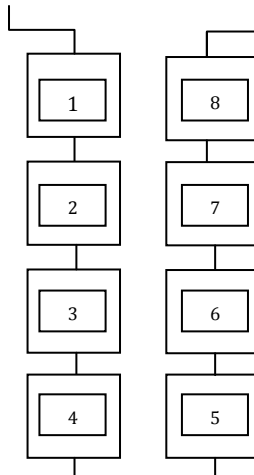


Fig. 56 Configuración en serie.

Se han realizado los distintos estudios centrándonos en las posibles sombras:

- *Sombra local*

En primer lugar obtenemos las características de un módulo de 8 células sin emplear diodos, para poder compararlos seguidamente.

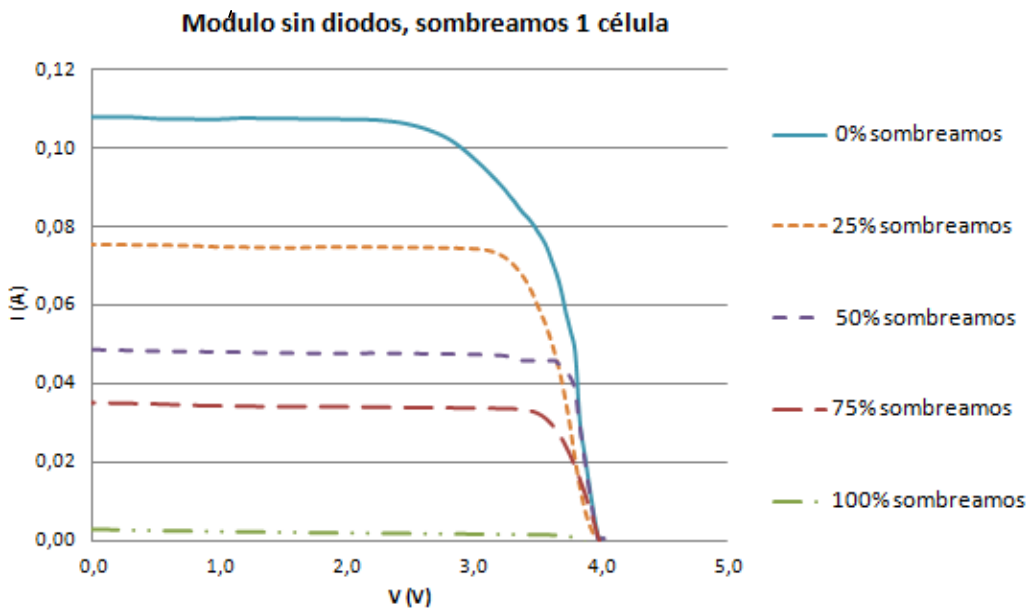


Fig. 57 - Módulo sin diodos, sombreamos 1 célula

Se aprecia que la corriente de cortocircuito varía de forma lineal con el sombreado.

Siguiendo los estudios realizados:

5.3.1.1. Un diodo para todo el módulo

Mostramos los datos obtenidos utilizando este esquema.

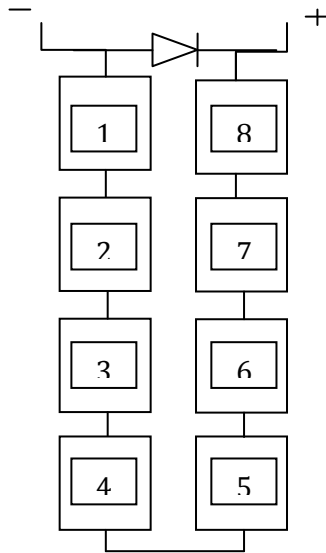


Fig. 58 -Módulo con un diodo.

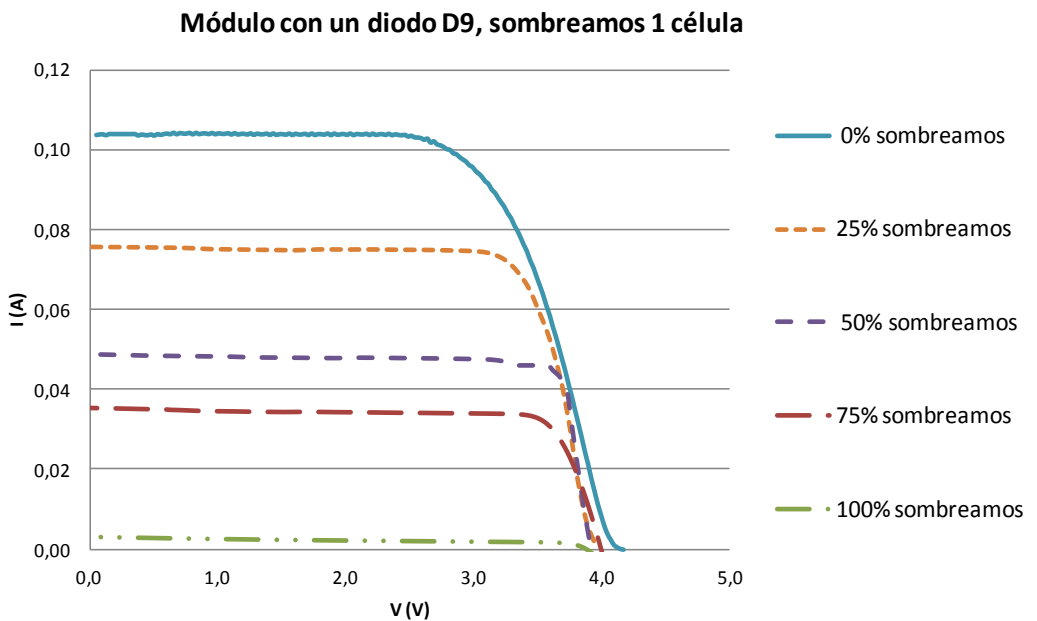


Fig. 59 - Módulo con diodo D9, sombreamos una célula.

Si observamos el diagrama anterior vemos que es igual que el del diagrama que

representa un módulo sin diodo de paso. La ventaja de disponer de éste diodo está a la hora de tener varios módulos conectados en serie, pero en este caso al tener un solo módulo con un diodo para el mismo, no se produce ninguna diferencia con el caso sin diodo. Con lo cual el diodo no entra en conducción, produciéndose así, las mismas pérdidas que cuando no se tiene diodo.

5.3.1.2. Módulo con dos diodos (un diodo cada 4 células)

En segundo lugar se ha realizado el estudio para un módulo de 8 células, utilizando un diodo cada 4 células solares. El modelo resultante se muestra en el siguiente esquema. Una configuración similar es la que emplean en la actualidad la mayoría de los módulos fotovoltaicos comerciales.

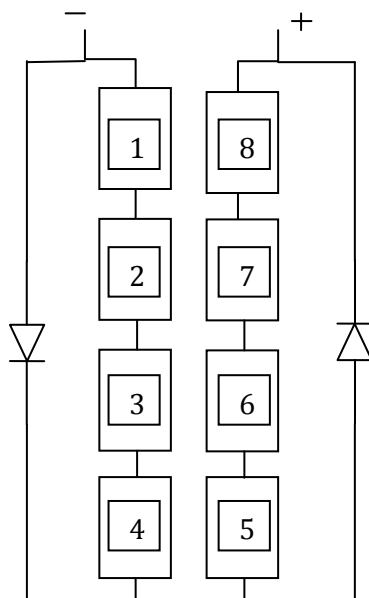


Fig. 60 – Módulo con dos diodos.

5.3.1.2.1. Caracterización de las partes de una curva IV

Vamos a mostrar las distintas partes de una curva IV del módulo siguiente, el cual está formado por 8 células y emplea un diodo cada 4 células. Una rama de este módulo tendrá una célula sombreada un % cualquiera. Mediante el principio de superposición, la curva IV del modulo se corresponde con las curvas IV de cada una de las ramas (la sombreada y la sin sombrear).

En el siguiente punto se observan las curvas obtenidas.

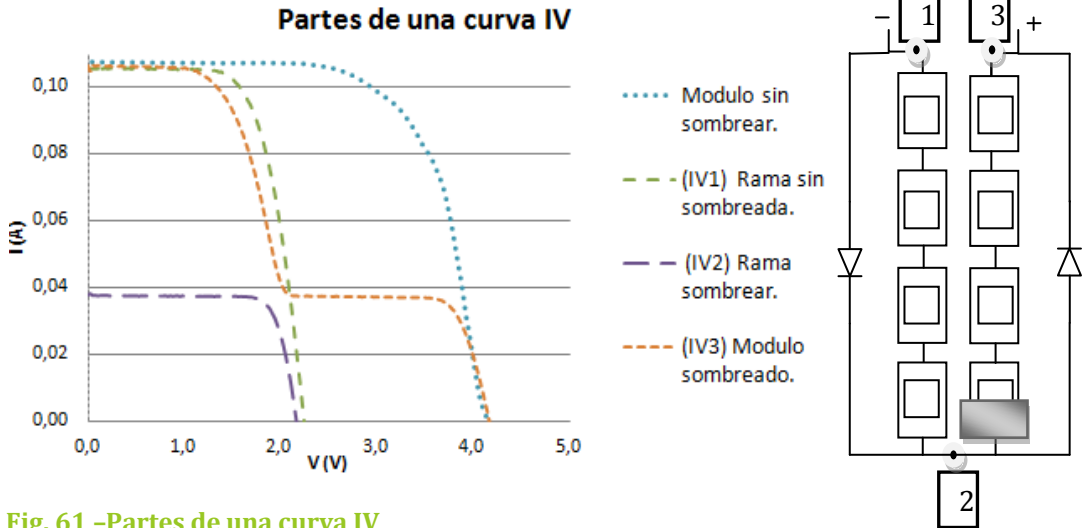


Fig. 61 -Partes de una curva IV

Observamos:

- La curva (IV1), representa la rama (1-2), en la que se toma la curva IV de la rama de 4 células sin sombreado. Como es de esperar, se tiene que la corriente de cortocircuito es igual a la del módulo sin sombreado, mientras que la tensión es la mitad, ya que la serie posee la mitad de las células solares del módulo.

- La curva (IV2), representa la rama de (2-3), en la que se toma la curva IV de una rama de 4 células con una célula sombreada un % cualquiera. Su diodo es el que se activa, y no el de la rama sin sombreado.

-La curva (IV3), representa la unión de las dos curvas IV anteriores, se suman tanto la rama de 4 células sin sombreado, como la rama con una célula sombreada más su diodo.

-El escalón que aparece en medio de dicha curva se debe a la entrada en conducción del diodo.

Las conclusiones obtenidas son que mediante la aplicación del principio de superposición, las características eléctricas de las distintas ramas se suman. Por otro lado se aprecia un desplazamiento en torno a la tensión de 2V entre las curvas IV1 y IV3. Esa pequeña diferencia en tensión y la variación en la pendiente en el eje

de la corriente se deben a las características del diodo, y es responsable de una ligera pérdida de potencia, que es será mayor cuanto peores sean las características eléctricas del mismo.

5.3.1.2.2. Efecto de la célula solar con un mayor sombreado sobre la curva IV del módulo

En primer lugar se va a representar el módulo de 8 células con un diodo D9 (con baja tensión umbral) cada 4 células, pero en este caso se sombrearán siempre 2 células de la misma rama por igual., Así se comprobará que cuando tenemos dos, tres o más células sombreadas dentro de una misma rama, siempre que tenga un mismo % de sombreado, las pérdidas serán las mismas.

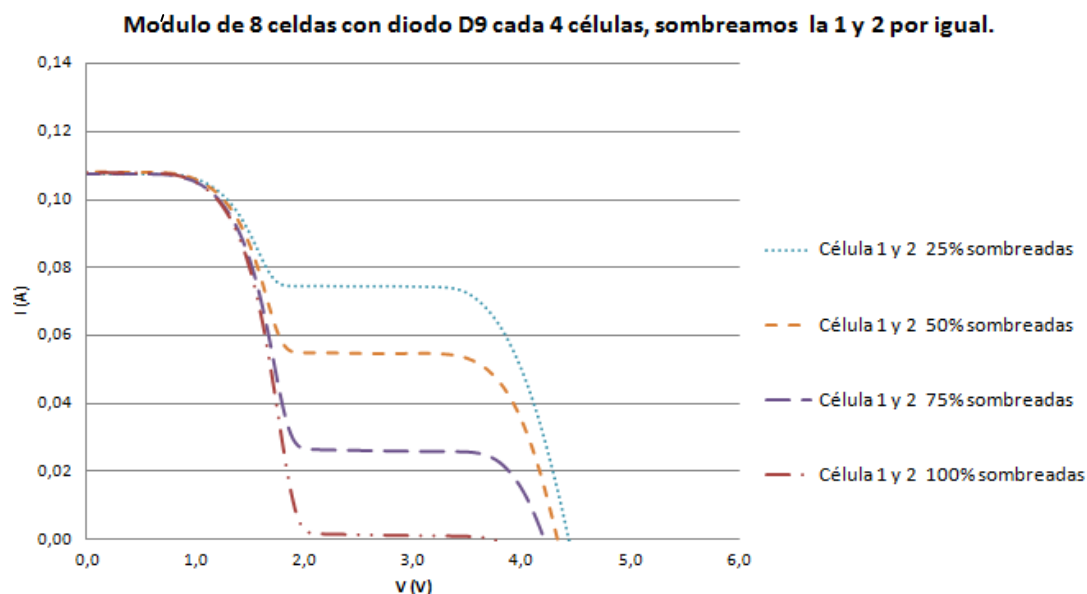


Fig. 62 - Curvas IV efecto de la célula restrictiva.

Observamos que la célula con mayor sombreado es la que marca las pautas, ya que es la más restrictiva. Destacar que el diodo conducirá cuando ésta se polarice inversamente. Activado el diodo, éste seguirá la respuesta de la rama sin sombrear.

Ahora pasamos a sombrear esa misma rama del módulo pero con distintos % como se muestra en el esquema siguiente:

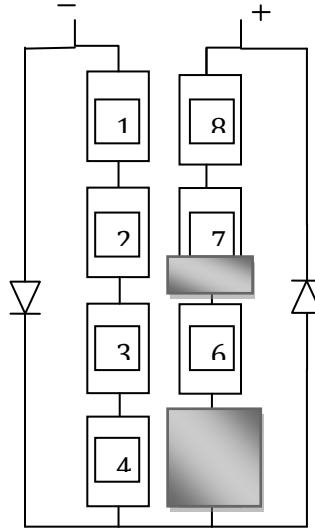


Fig. 63 -Esquema distintos sombreados.

Módulo con diodo D9 cada 4 cel , sombreados la 1 y la 2 con distintos %.

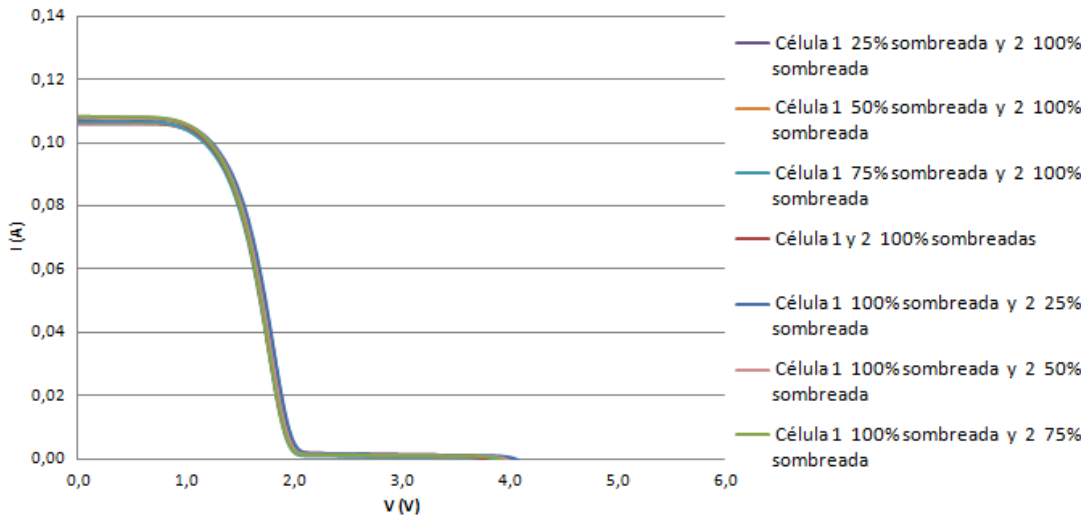


Fig. 64 -Módulo con diodo D9 cada 4 células, efecto célula más restrictiva.

En el diagrama anterior, observamos claramente que la más restrictiva es la que definirá el comportamiento del módulo. Al tener en una rama de 4 células siempre una sombreada al 100%, esta anula totalmente la respuesta de toda la rama. Por otra parte destacar, que gracias a la existencia del diodo se puede conservar la potencia de la segunda rama, la cual no se modifica.

Así mismo, este punto estudiado se puede extrapolar al caso en el que la sombra afecte al módulo de forma lateral. Queda demostrado que, con independencia de que se sombreen una o más células de la misma serie protegida por un mismo diodo, la pérdida de potencia vendrá influenciada principalmente por la célula más sombreada.

5.3.1.2.3. Comparación del uso del diodo D9 (con baja tensión umbral) con el 3XD17 (con alta tensión umbral), con esta configuración.

Con este estudio podemos observar el efecto de la tensión umbral del diodo sobre las pérdidas en el módulo ante sombreados.

Seguidamente se representan los módulos empleando los diodos con baja y alta tensión umbral. En primer lugar nos centramos en los datos obtenidos para este esquema con el diodo D9, de baja tensión umbral. Las curvas IV obtenidas son las siguientes.

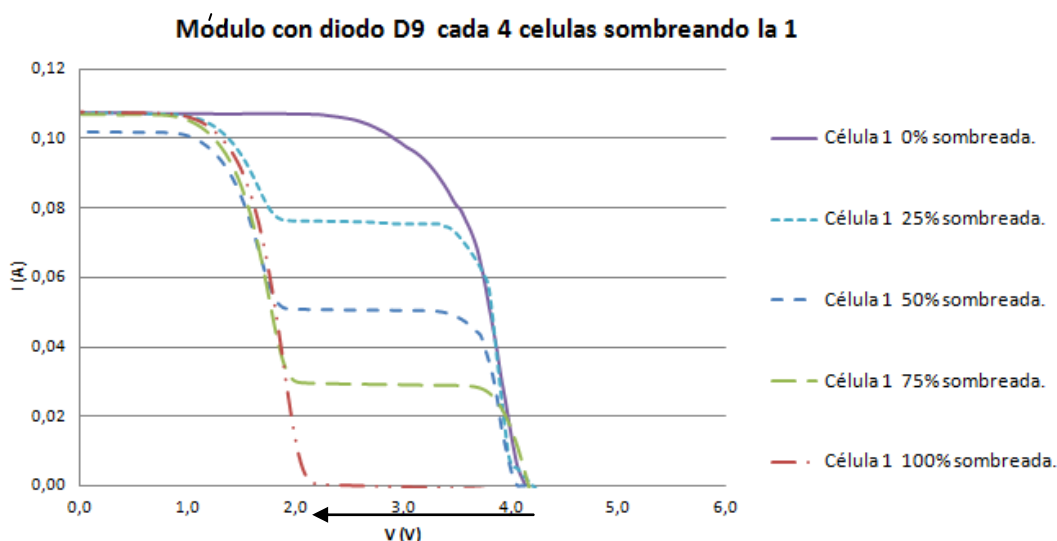


Fig. 65 - Módulo con diodo D9 cada 4 células.

En función del número de células que esté protegidas por el mismo diodo, y del tipo de diodos que empleados (de mayor o menor tensión umbral), se tendrán mayores o menores pérdidas.

Estas pérdidas serán superiores cuanto mayor sea el desplazamiento del codo de la curva IV hacia tensiones inferiores, que es el punto donde el diodo se polariza en directa y empieza a conducir permitiendo que la potencia de la segunda rama se conserve.

Para determinar esta pérdida de voltaje, se emplea la siguiente fórmula.

$$N \cdot V_{OC} + V_D = \text{tensión a la que el diodo se activa (1)}$$

V_{OC} = tensión de circuito abierto de cada célula solar

N = número de células por diodo

V_D = tensión umbral del diodo

Por lo tanto teniendo en cuenta que la rama sombreada está formada por 4 células y un diodo D9, el diodo entrará en conducción para una tensión de 2,20 V inferior a la de circuito abierto del módulo sin ningún sombreado.

$$N \cdot V_{OC} + V_D = 4 \cdot 0,5v + 1 \cdot 0,20v = \mathbf{2,20v}$$

Para complementar el diagrama anterior se han obtenido las curvas de potencias para un módulo de 8 células con un diodo D9 cada 4 células.

Sombreado	Pérdida de Potencia
0%	0,0%
25%	25,1%
50%	52,2%
75%	56,2%
100%	56,6%

Tabla 2: Pérdida de potencia de un módulo con 8 células solares y dos diodos D9 frente al sombreado del mismo.

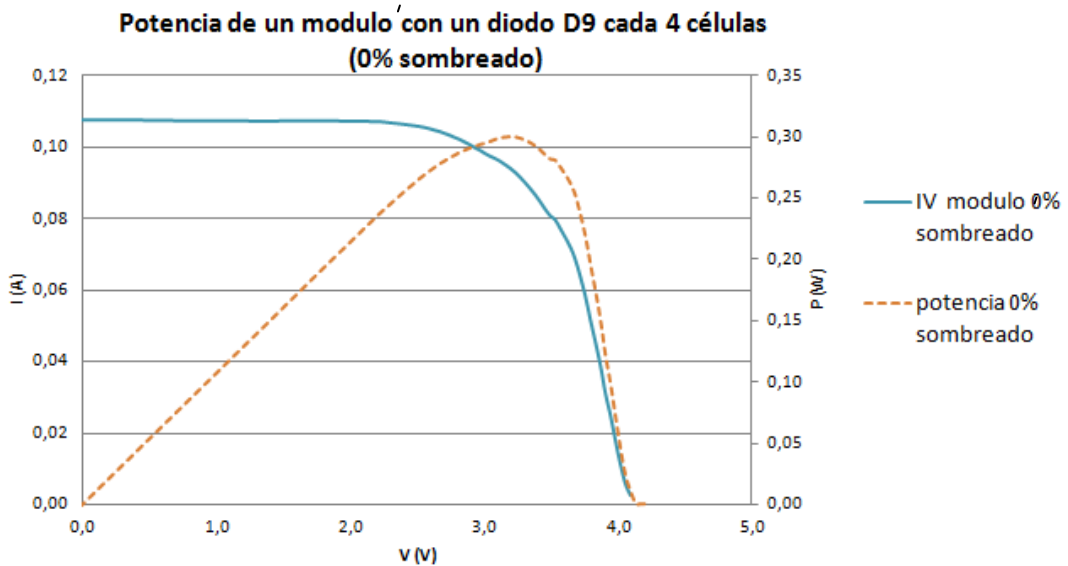


Fig. 66 - Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (0% sombreado)

Potencia de un módulo con diodo D9 cada 4 células , célula 1 25% sombreada

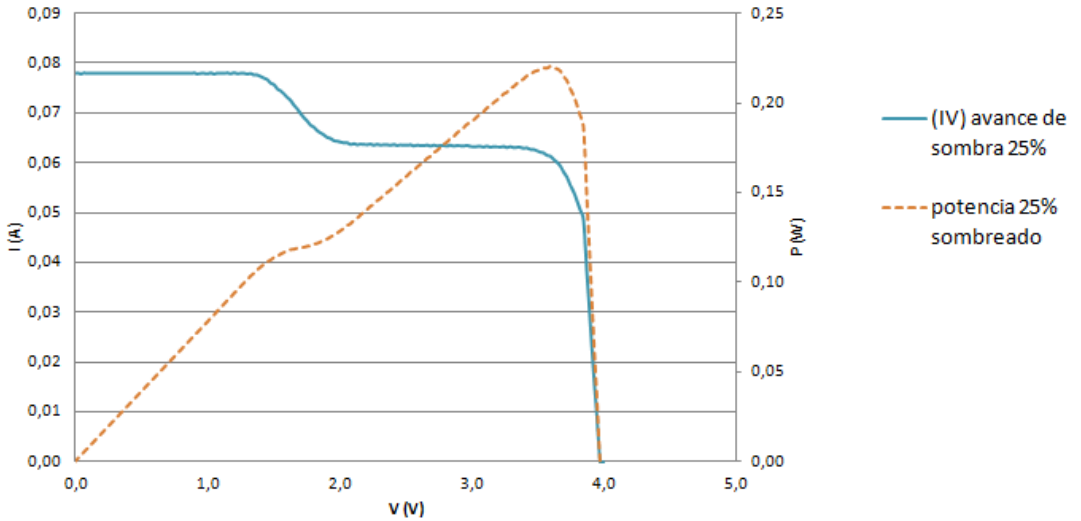


Fig. 67 - Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (25% sombreado)

Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 4 células, célula 1 50% sombreada

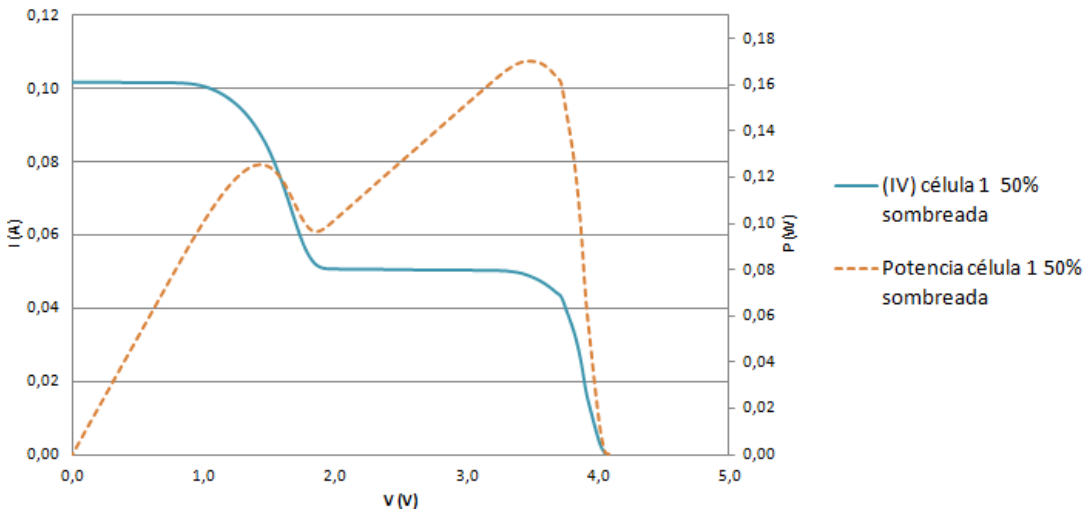


Fig. 68 - Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (50% sombreado)

**Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 4 células,
célula 1 75% sombreada**

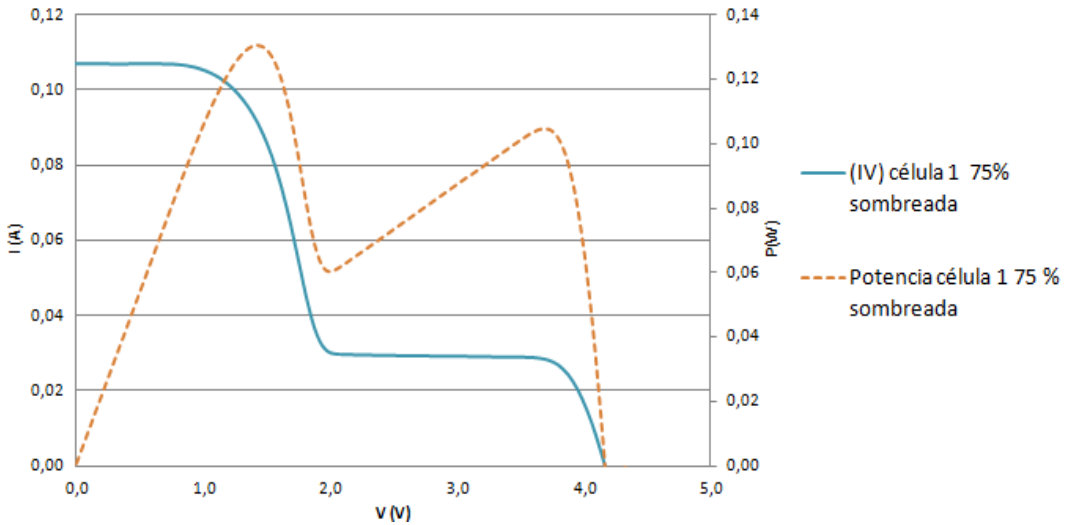


Fig. 69 – Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (75% sombreado)

**Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 4 células,
célula 1 100% sombreada**

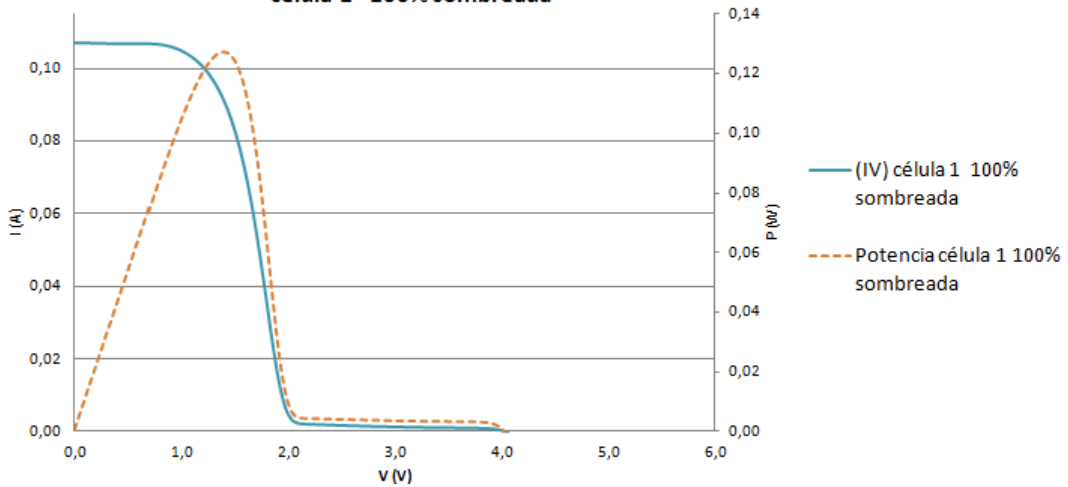


Fig. 70 – Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (100% sombreado)

Se observa que ya con un sombreado de un 25%, el diodo de paso asociado a la rama donde está la célula sombreada entra en funcionamiento dando lugar a la

aparición de un codo en la curva IV. Como consecuencia, aparecen dos puntos de máxima potencia en la curva P-V. A medida que aumenta el porcentaje de sombreado en la célula en cuestión, disminuye la potencia máxima absoluta, situada al lado derecho de la curva P-V. Mientras, el máximo relativo situado a la izquierda de la curva P-V se incrementa. Para un sombreado del 75% la potencia máxima absoluta se encuentra en el lado izquierdo de la curva P-V. A partir de este sombreado, la potencia máxima dependerá de las características eléctricas de las células solares de la rama no sombreada y del diodo, y ésta prácticamente no variará al hacerlo el sombreado de la célula en cuestión.

Repetimos la experiencia con el diodo con mayor tensión umbral (3xD17).

Se muestra a continuación las Curvas IV, de nuestro módulo para esta configuración.

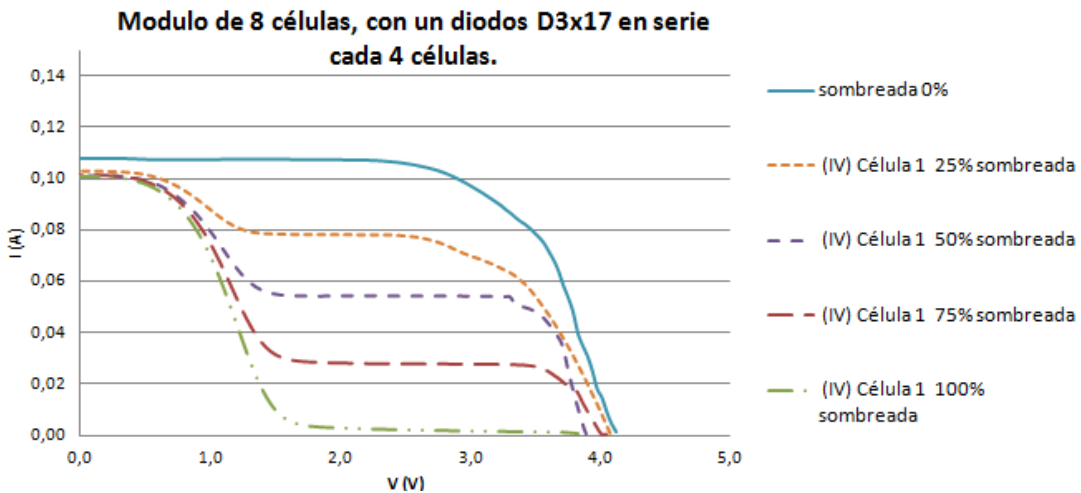


Fig. 71 – Módulo con diodos D3x17 cada 4 células

Observamos que el codo asociado a la entrada en conducción de los diodos aparece para una tensión del módulo inferior que en el caso anterior. El desplazamiento se puede determinar mediante la fórmula de la **figura 2**.

$$N \cdot V_{oc} + N_D \cdot V_D = 4 \cdot 0,5v + 3 \cdot 0,23v = 2,69v$$

Tenemos que la pérdida de voltaje para la curva IV empleando el diodo D9 será de 2,20 V, mientras que si se emplea un diodo 3xD17 el desplazamiento será de 2,69 V. Las pérdidas del módulo serán mayores.

Por lo tanto, si representamos las curvas de potencia tenemos que, en las mismas condiciones de sombreado, la potencia del módulo es inferior si la tensión umbral del diodo es mayor.

El escalón que aparece en el centro de la curva representa que el diodo entra en conducción. Así, según las condiciones de sombreado ganamos potencia en el módulo, ya que si el diodo no se encontrase, la potencia máxima estaría limitada por la célula más restrictiva, es decir la más sombreada.

En este caso, debido a la mayor tensión umbral del diodo, la activación del mismo sucede para menores tensiones del módulo.

Por lo tanto en función a los diagramas anteriores podemos afirmar que el diodo con menor tensión umbral, el D9, es más apropiado que el D3x17, ya cuando más se desplace el codo de la curva IV del módulo sombreado hacia la izquierda serán mayores las pérdidas de potencia en el mismo.

A continuación se presentan las curvas IV y los porcentajes de pérdidas de potencia con el sombreado si se utiliza el diodo con mayor tensión umbral (3xD17):

Sombreado	Pérdida de Potencia
0%	0,0%
25%	25%
50%	52%
75%	72%
100%	73%

Tabla 3: Pérdida de potencia de un módulo con 8 células solares y dos diodos D3x17 frente al sombreado del mismo.

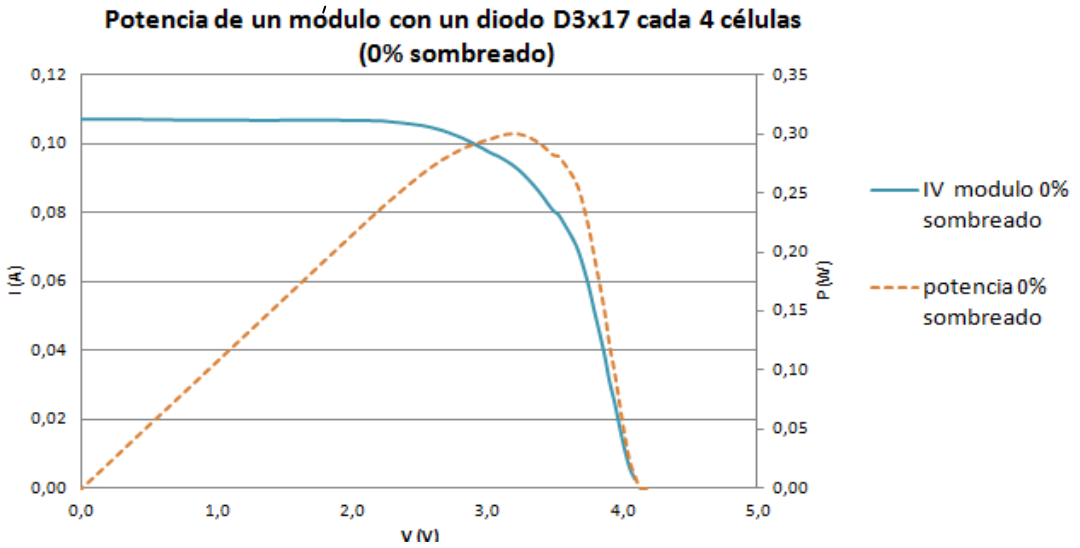


Fig. 72 - Potencia de un módulo con diodos D3x17 cada 4 células (0% sombreado)

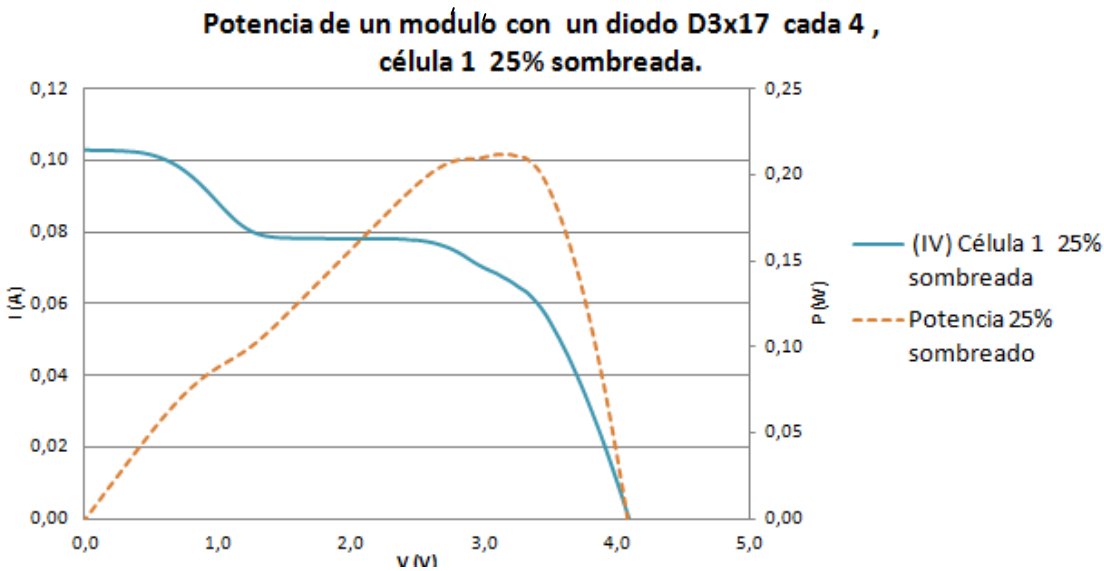


Fig. 73 - Potencia de un módulo con diodos D3x17 cada 4 células (25% sombreado)

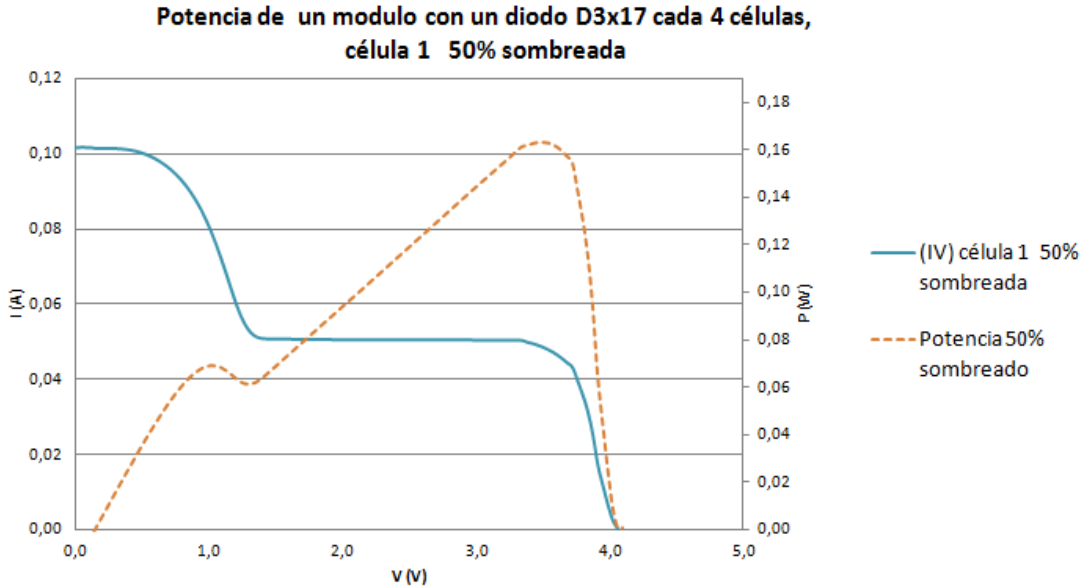


Fig. 74 - Potencia de un módulo con diodos D3x17 cada 4 células (50% sombreado)

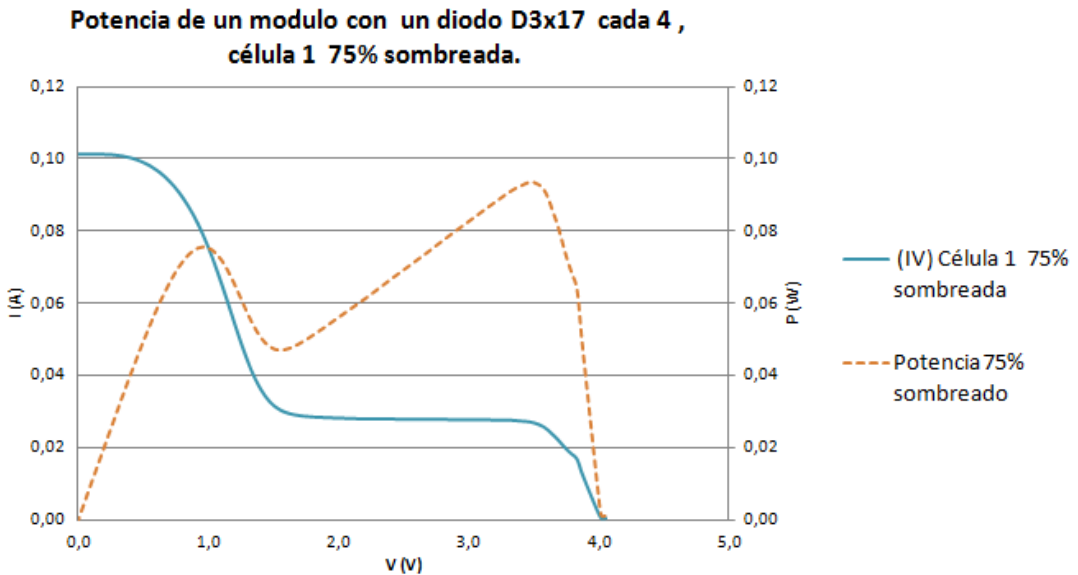


Fig. 75 - Potencia de un módulo con diodos D3x17 cada 4 células (75% sombreado)

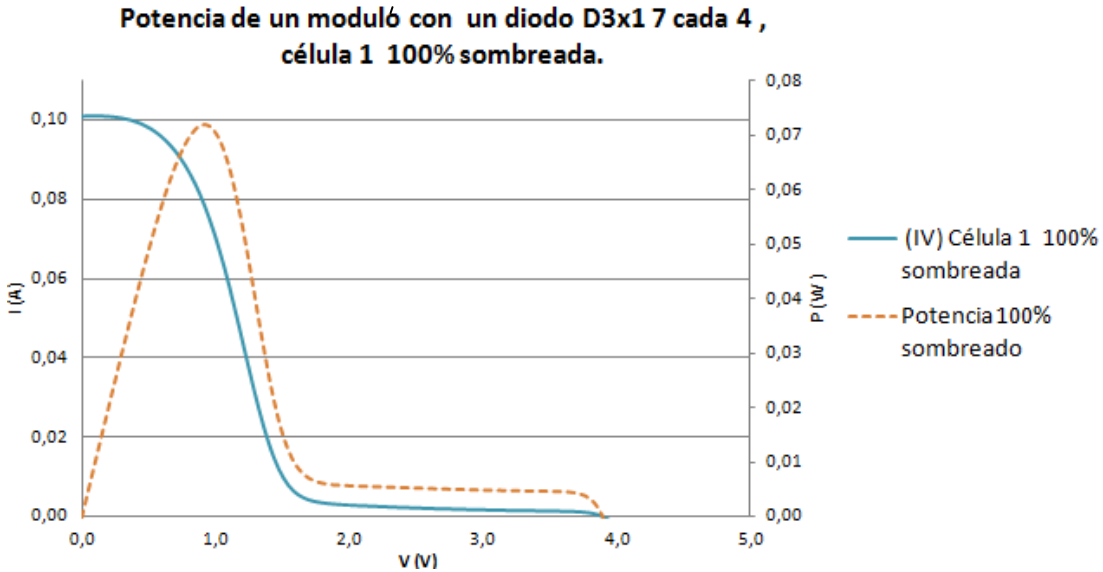


Fig. 76 - Potencia de un módulo con diodos D3x17 cada 4 células (100% sombreado)

En lo que respecta a las gráficas de potencias, cabe destacar que para el D9 se observa claramente que en torno al 75% de sombreado se estabilizan las pérdidas de potencia.

Por el contrario observamos que cuando se emplea el diodo D3x17, se pierde más potencia que cuando usamos el D9.

Seguidamente se representan las pérdidas de potencia que se tienen con respecto al porcentaje de sombreado para el uso de los diodos en distintas configuraciones y sin el uso de éste.

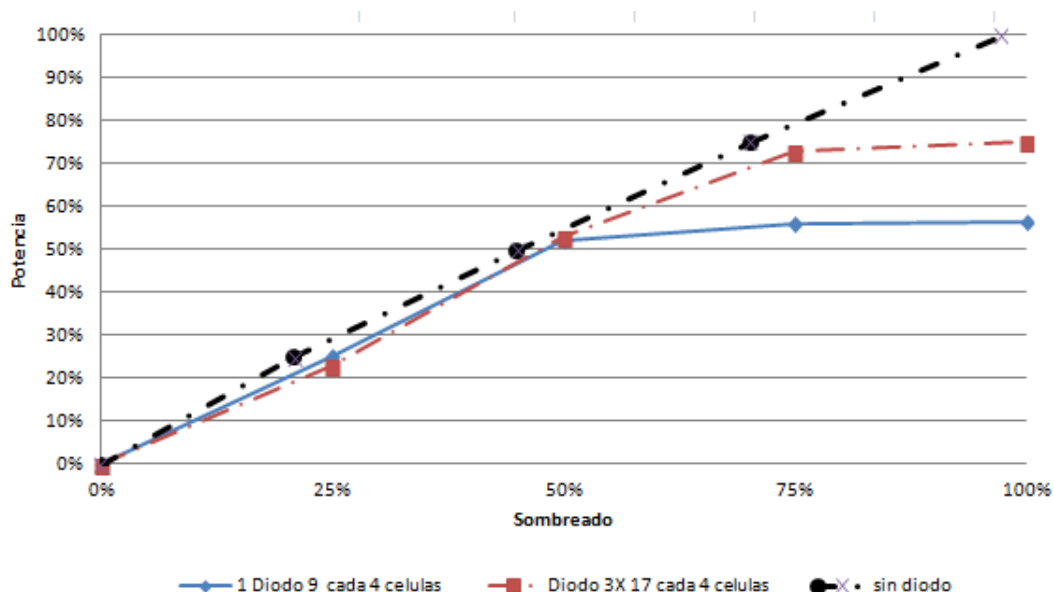


Fig. 77 - Comparación entre las pérdidas de potencia en las distintas configuraciones estudiadas.

La pérdida de potencia es aproximadamente lineal con el % de sombreado si el diodo no está activado. Para los módulos con protección, el comportamiento es similar a la del módulo sin diodos hasta que se activen los diodos de paso y el punto de máxima potencia asociado a la rama sin sombrear sea mayor que el de la rama sombreada. Se observa que cuando tenemos un módulo sin diodos y cuando empleamos un diodo para todo el módulo (sin estar unido a otros módulos), las pérdidas de potencia con el sombreado son iguales.

La explicación de que el diodo no entre en conducción cuando se emplea un único diodo para todo un módulo, es que la célula sombreada no llega a polarizarse en inversa. Para el caso expuesto, la caída de tensión entre sus extremos es aproximadamente de $-4V$ (el diodo está en inversa y con una tensión inferior a la de su ruptura, por lo que no conduce).

Cabe destacar que en instalación tradicional suele emplear un conjunto de módulos dispuestos normalmente en serie. En este caso el diodo sí que se accionaría, minimizando la pérdida de potencia del conjunto de módulos.

Por otra parte, cuando empleamos un diodo cada 4 células, en función del tipo de diodo que empleemos tendremos unas pérdidas u otras. Para el mini módulo que se está estudiando, si utilizamos el diodo 9, la pérdida de potencia se detiene en torno a un 60% de sombreado como se observa en la gráfica. Esto quiere decir que perdemos menos potencia en el módulo, ya que si el diodo no estuviese la pérdida de potencia máxima sería la que se obtiene por la célula más restrictiva, es decir la más sombreada, como se ha comprobado anteriormente.

Cuando se emplea el diodo D3x17 observamos que las pérdidas de potencia son mayores para mayores sombreados que en el caso anterior, ya que se requieren mayores diferencias de potencial entre los extremos del diodo para que éste se active. Esto se traduce en un desplazamiento del codo de la curva IV hacia tensiones menores dando lugar a mayores pérdidas de potencia.

- *Avance de sombra*

Como ya hemos dicho anteriormente, entendemos como avance de sombra cuando se sombrea por barrido y con los mismos % unas células, situadas como se muestra en el siguiente esquema.

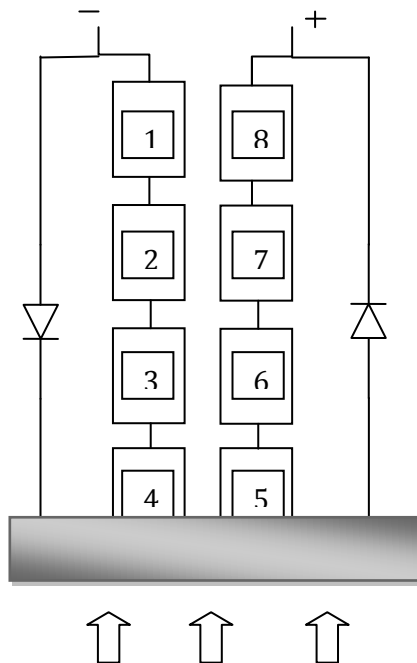


Fig. 78 - Módulo 2 diodos avance de sombra.

Por lo tanto sombrearemos las células 4 y 5, al mismo tiempo para cada %, empleando el diodo D9 y el D3x17 para ver las diferencias en las pérdidas de potencia de cada módulo.

Estos son los datos obtenidos en lo que respecta al Diodo 3x17.

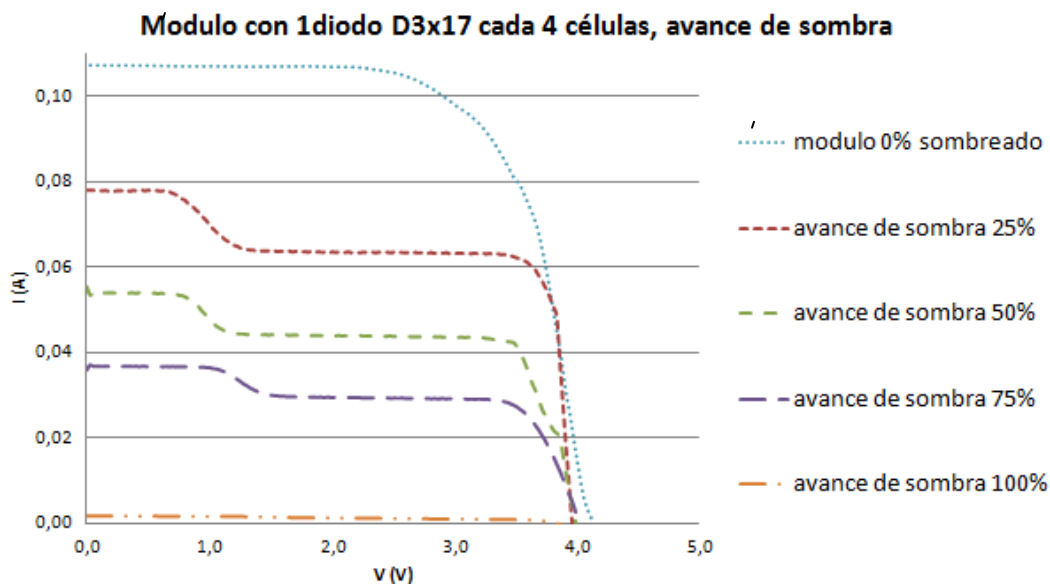


Fig. 79 - Módulo 2 diodos D3x17 avance de sombra.

El gráfico debería ser plano, esto es, sin apreciarse el codo, ya que las células de ambas ramas poseen un mismo sombreado por lo tanto, la corriente que circula por las mismas será igual. El escalón encontrado se debe a que, al realizarse todo de forma manual, una rama estaba ligeramente más sombreada que la otra.

Seguidamente se representan las curvas de potencia. La pérdida de potencia tendría que ser igual al sombreado realizado, por lo que se ha comentado.

Sombreado	Pérdida de Potencia
0%	0%
25%	28%
50%	49%
75%	64%
100%	99%

Tabla 4: Pérdida de potencia de un módulo con 8 células solares y dos diodos D3x17 frente al avance de sombra del mismo.

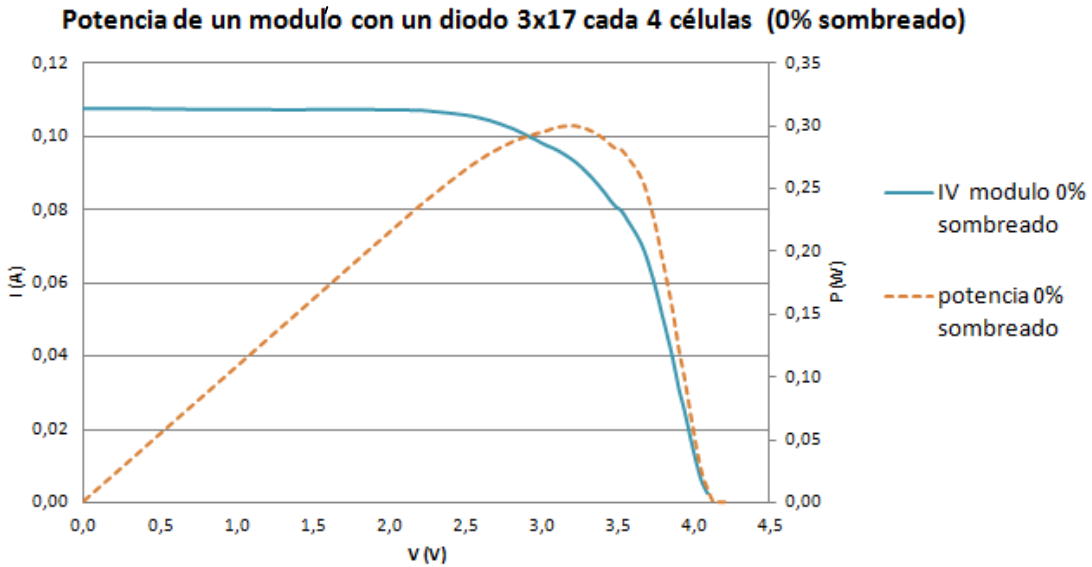


Fig. 80 – Potencia de un módulo con un diodo 3x17 cada 4 células (0% sombreado).

Potencia de un módulo con diodo D3x17 cada 4 células, Avance de sombra 25%

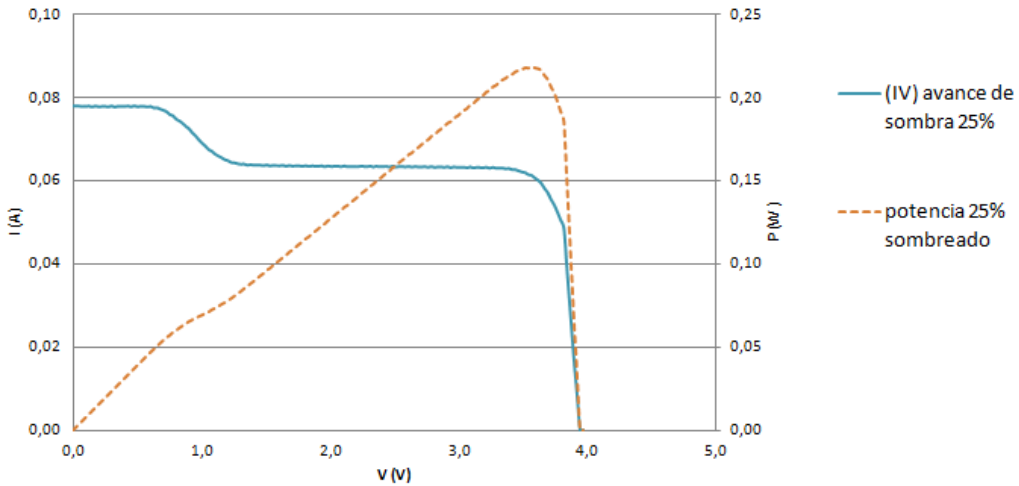


Fig. 81 - Potencia de un módulo con un diodo 3x17 cada 4 células (25% sombreado).

Potencia de un modulo con diodo D3x17 cada 4 células, Avance de sombra 50%

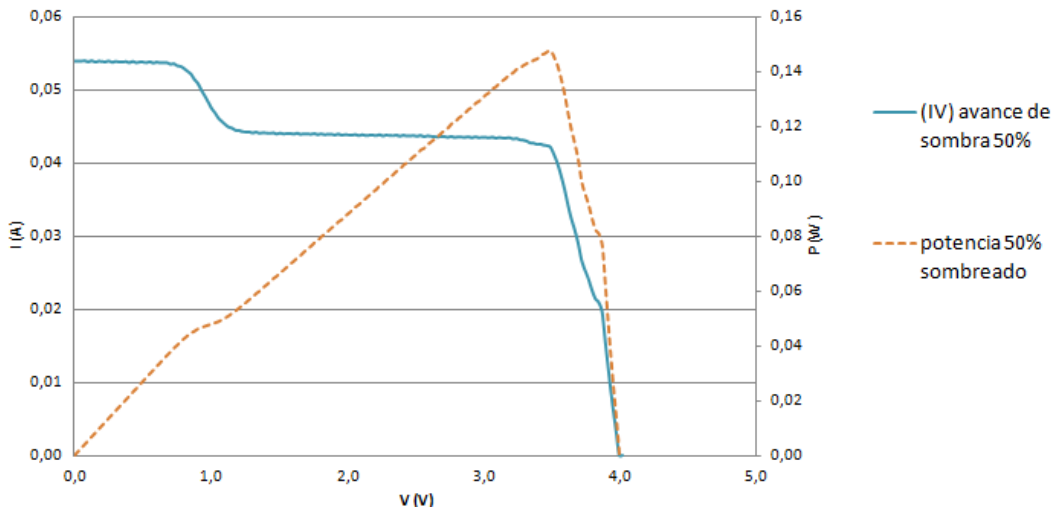


Fig. 82 - Potencia de un módulo con un diodo 3x17 cada 4 células (50% sombreado).

Potencia de un módulo con diodo D3x17 cada 4 células, Avance de sombra 75%

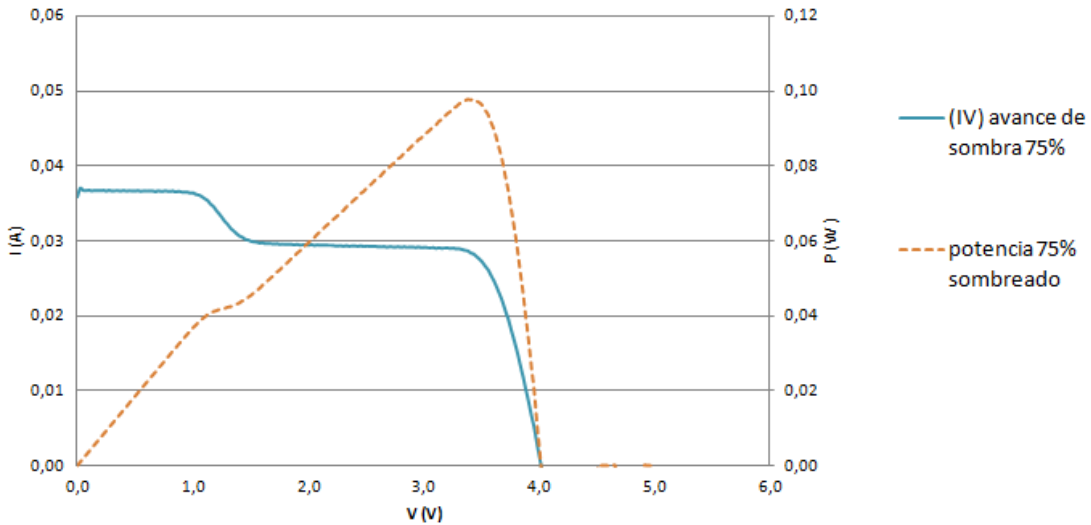


Fig. 83 – Potencia de un módulo con un diodo 3x17 cada 4 células (75% sombreado).

Potencia de un módulo con diodo D3x17 cada 4 células, Avance de sombra 100%

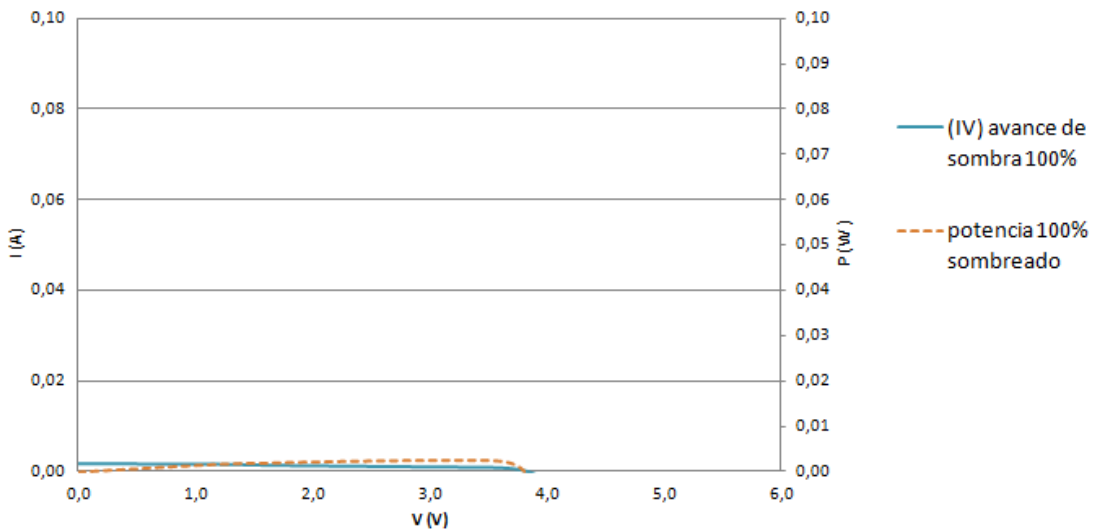


Fig. 84 – Potencia de un módulo con un diodo 3x17 cada 4 células (100% sombreado).

Seguidamente obtenemos los mismos datos utilizando el diodo D9.

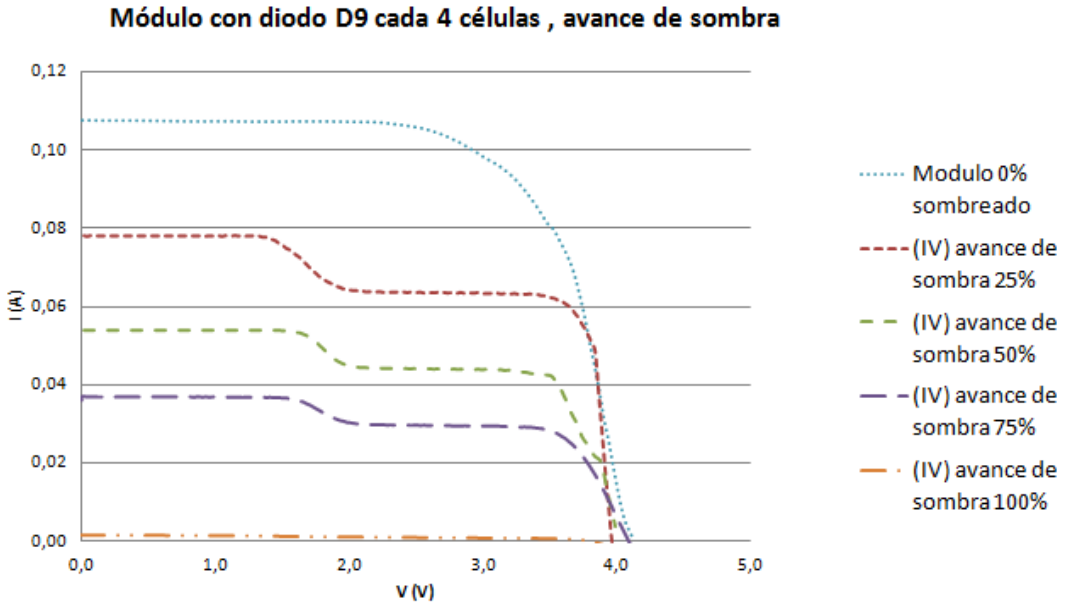


Fig. 85 - Módulo con diodo D9 cada 4 células, avance de sombra

En este caso sucede igual que en el caso anterior. La curva debería ser plana, pero se tiene ese pequeño escalón porque una rama se ha sombreado más que la otra. También es posible que hubiese variación entre las características eléctricas de las células solares de las distintas ramas (Mismatching).

Resumiendo se puede concluir que esta configuración en avance de sombra, debería de tener la misma curva IV de un módulo con el mismo sombreado sin diodos bypass, ya que ambas series se ven afectadas por la sombra y la corriente que circulara por ambos debería ser la misma.

5.3.1.3. Módulo con tres diodos de protección

Tras comprobar el mejor comportamiento del módulo protegido con diodos con menor tensión umbral, continuamos realizando el estudio con éste último.

Así, se va a presentar esta configuración con diodos con baja tensión umbral (**D9**) para ver las pérdidas de potencia cuando se sombrea una célula de una rama.

Seguidamente mostramos el esquema seguido:

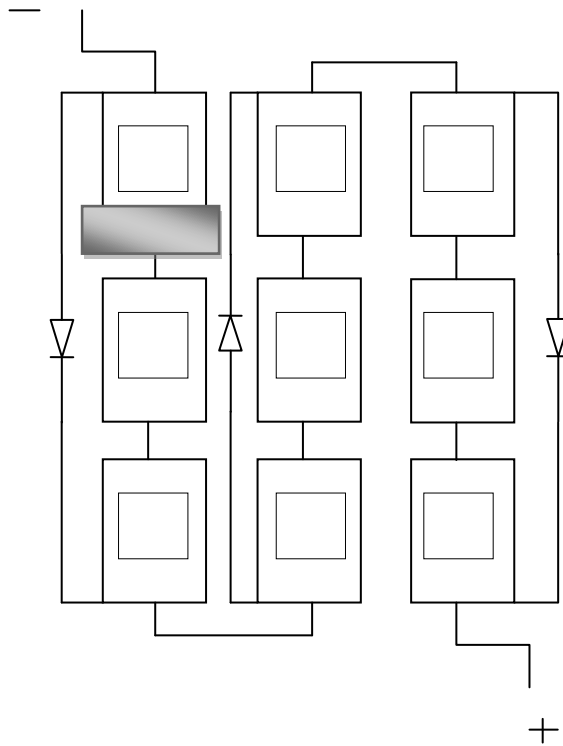


Fig. 86 - -Esquema Módulo de 3 diodos.

Obtenemos los siguientes resultados.

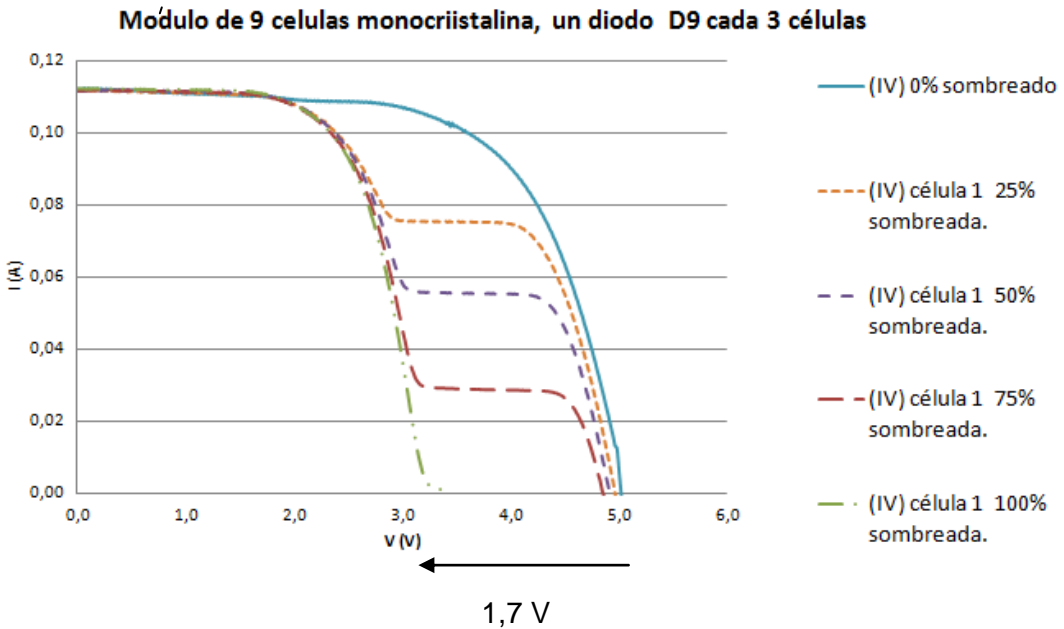


Fig. 87 - Curvas IV Módulo de 3 diodos.

En la gráfica anterior podemos observar las pérdidas producidas por el sombreado de una rama. Se aprecia cómo, de forma aproximada, la activación del diodo se produce a 2/3 de la tensión del módulo, mientras que en el caso anterior se producía a 1/2. El desplazamiento del codo de la curva IV se puede determinar mediante la fórmula de la **figura 2**.

$$N \cdot V_{oc} + V_D = 3 \cdot 0,5v + 0,20v = 1,7v$$

Se confirma lo dicho, ya que para el módulo de 8 células de diodo D9 cada 4 células el desplazamiento era de 2,20 V y para este es de 1,7 V. Por lo tanto, si el número de células solares protegidas por un diodo disminuye, las pérdidas de potencia serán menores. Esto apunta a que se puede obtener una mayor potencia ante sombreados con el uso de más diodos en cada módulo, y en particular de un diodo por cada célula solar.

Ahora podemos observar las pérdidas de potencia producidas por cada % de sombra.

Sombreado	Pérdida de Potencia
0%	0%
25%	14%
50%	45%
75%	50%
100%	54%

Tabla 5: Pérdida de potencia de un módulo con 9 células solares y tres diodos D9 frente al sombreado del mismo.

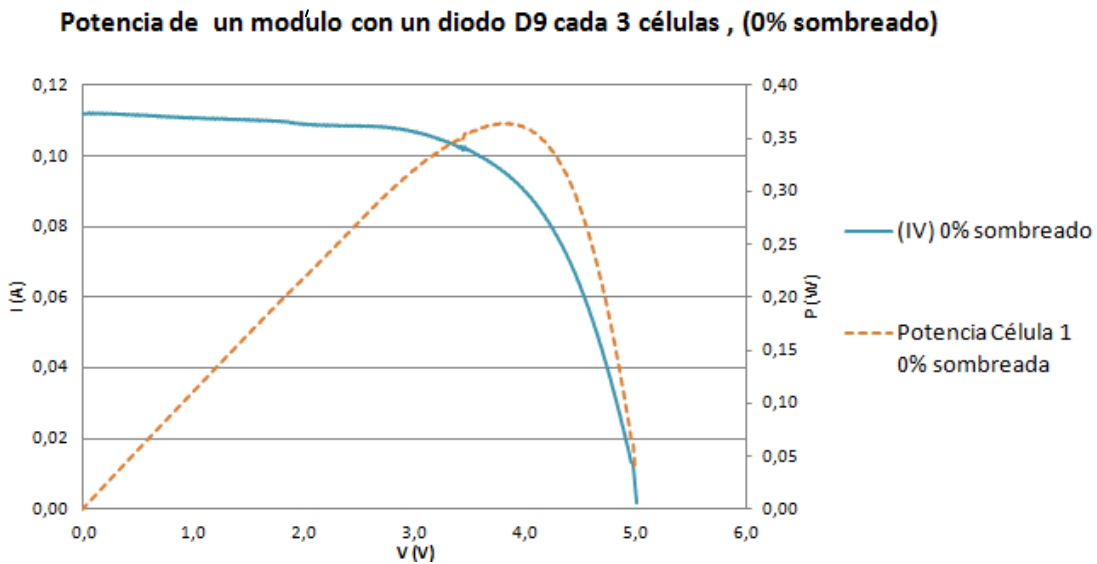


Fig. 88 - Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 3 células, (0% sombreado)

Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 3 células , célula 1 25% sombreada.

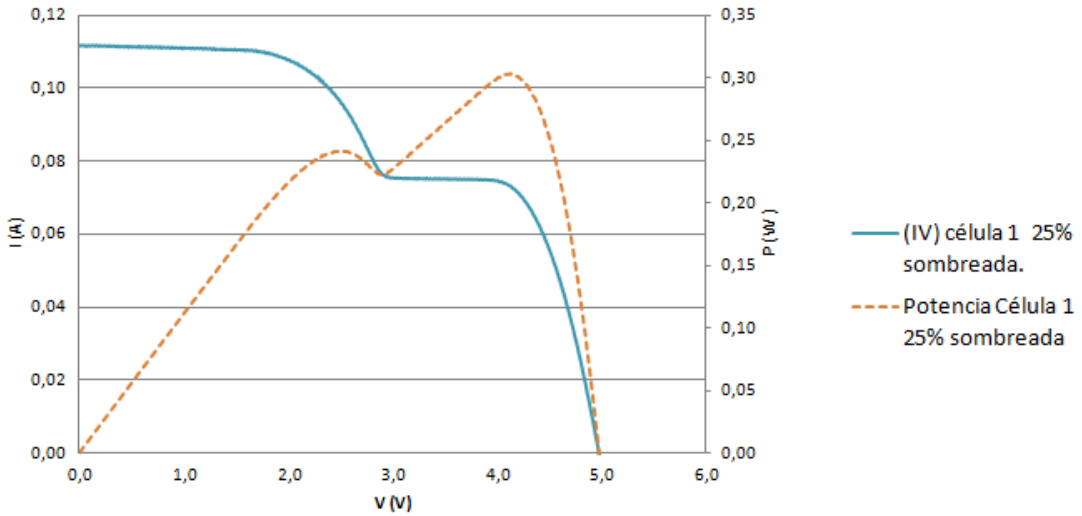


Fig. 89 - Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 3 células, (25% sombreado)

Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 3 células , célula 1 50% sombreada.

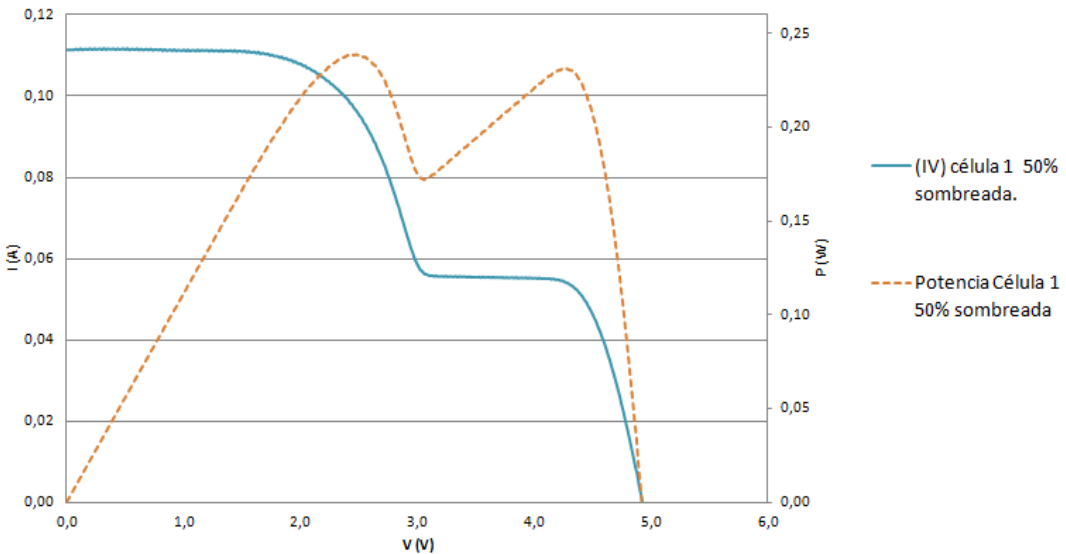


Fig. 90 - Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 3 células, (50% sombreado)

Ahora los dos picos asociados a las potencias de las distintas ramas se igualan prácticamente cuando sombreamos un 50% del módulo, mientras que en el caso anterior (8 células y dos diodos) se tenía en torno al 70%. Como cada diodo protege a menos células, la pérdida de potencia por sombreado es menor.

Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 3 células célula 1 75% sombreada.

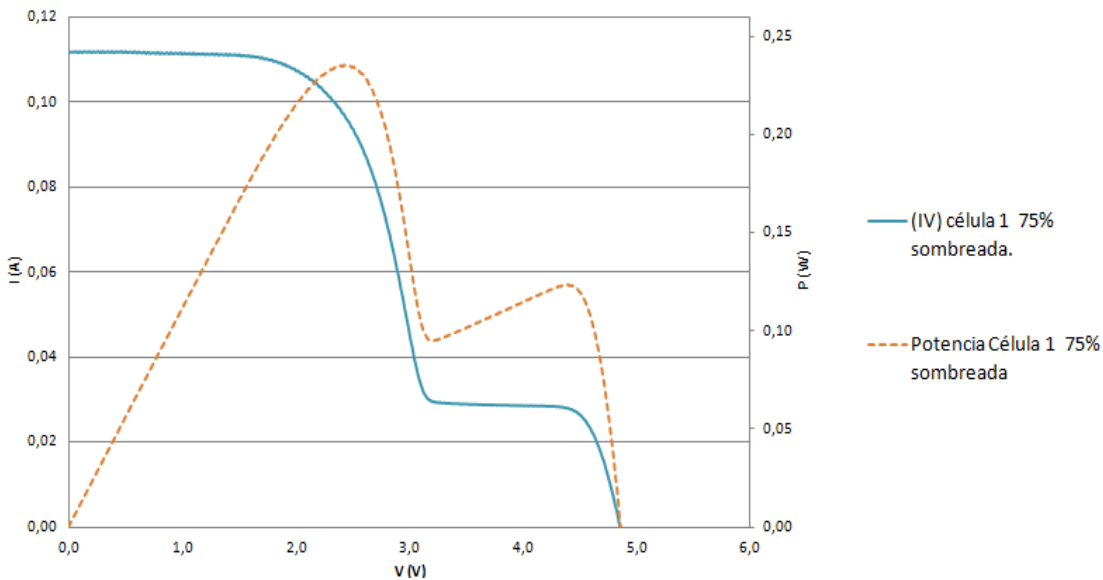


Fig. 91 - Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 3 células, (75% sombreado)

Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 3 células , célula 1 100% sombreada.

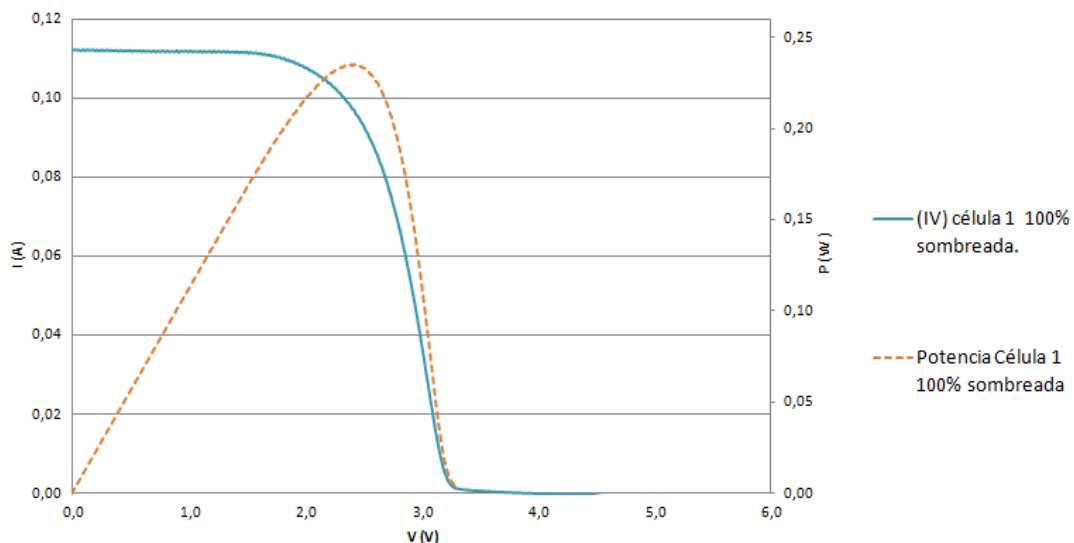


Fig. 92 - Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 3 células, (100% sombreado)

Por lo tanto se puede afirmar que después de los estudios realizados para la configuración en serie, se puede obtener un mejor rendimiento ante sombreados con el uso de más diodos en cada módulo, y en particular a diodo por célula solar.

5.3.2. Configuración Redundante

Se trata de una configuración utilizada en algunos de los primeros módulos fotovoltaicos que salieron al mercado. Si bien y atendiendo a sus limitaciones, en la actualidad prácticamente no se utiliza. De forma experimental, a continuación se presenta la configuración redundante para determinar su nivel de protección en un módulo de 9 células solares. Realizaremos los diferentes estudios siguiendo el siguiente esquema.

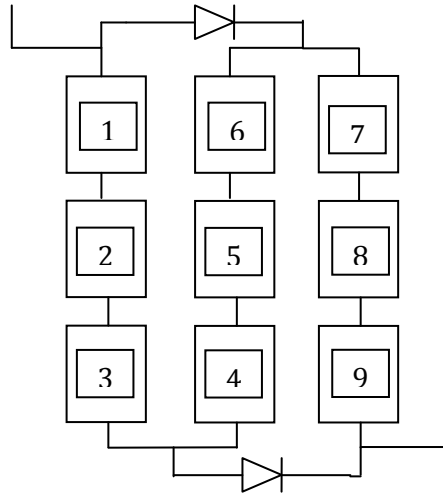


Fig. 93 - Esquema configuración redundante.

De forma similar a los casos estudiados con anterioridad, realizamos los distintos análisis centrándonos en las posibles sombras:

- *Sombra local*

Se van a realizar los siguientes estudios:

Uno sobre las pérdidas de potencia que se tienen a partir del uso de los diodos D9. Como ha quedado demostrado en el estudio anterior con la configuración de diodos en serie, con éste diodo se tienen menores pérdidas de potencia debidas al sombreado.

En primer lugar sombreamos con distintos porcentajes una célula de cada columna, empezando por la primera. Destacar que la columna 1 y 3 dan los mismos resultados, ya que el circuito es el mismo.

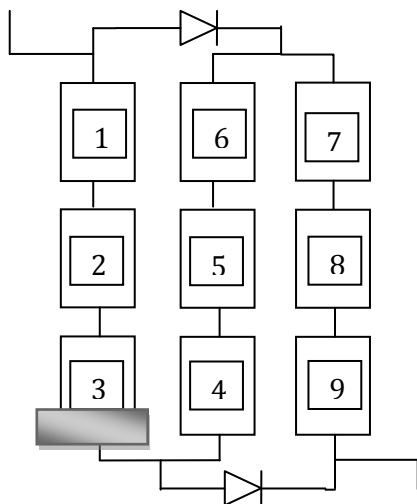


Fig. 94 - Esquema configuración redundante, célula sombreada.

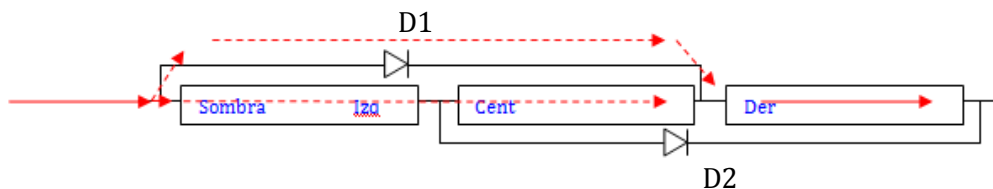


Fig. 95 - Esquema de la corriente, columna 1 sombreada.

Hay dos ramas que estarían afectadas por la sombra (la izquierda y la central). Debido al sombreado, parte de la corriente pasará por las ramas izquierda y central, mientras que el resto de la corriente hasta igualar a la de la rama derecha (no sombreada) pasará por el diodo D1. En el mini módulo que se está estudiando, entre los terminales del diodo hay seis células solares. De acuerdo con la ecuación (1), el punto donde se activa el diodo está a una tensión inferior a la obtenida con la configuración de diodos anterior.

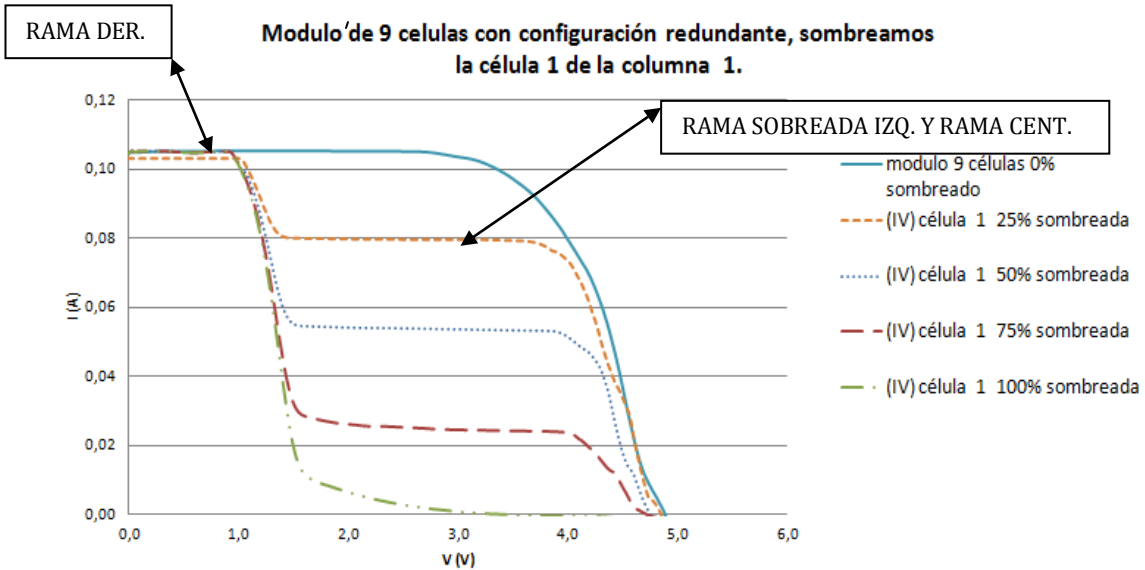


Fig. 96 - Módulo de 9 células, configuración redundante, sombreamos la columna 1.

Se observa que el codo de la curva se tiene aproximadamente a $1/3$ de V_{oc} de la curva original, por lo que se tienen mayores pérdidas de potencia. Esto es debido a que dos ramas están afectadas por la sombra. Considerando la ecuación (1) y para el diodo D9, el desplazamiento producido en la tensión del codo de la curva IV es el siguiente:

$$N \cdot V_{oc} + V_D = 6 \cdot 0,5v + 0,20v = 3,20v$$

También obtenemos las potencias para las curvas anteriores.

Sombreado	Pérdidas de Potencia
0%	0%
25%	13%
50%	40%
75%	69%
100%	70%

Tabla 6: Pérdida de potencia de un módulo con configuración redundante sombreando la columna 1.

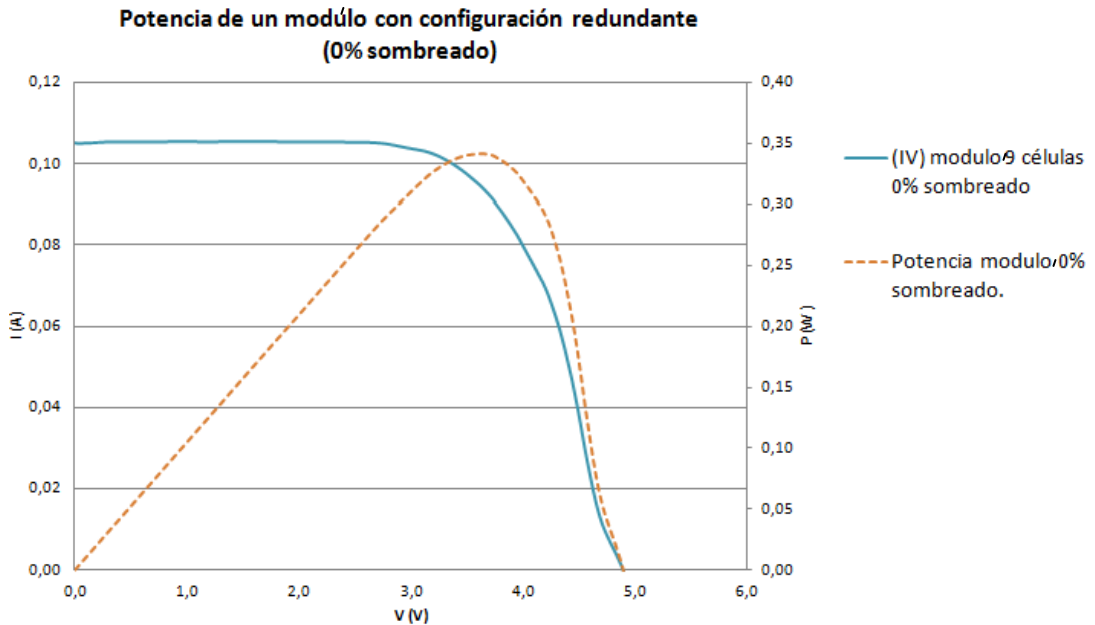


Fig. 97 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (0% sombreado).

Potencia de un módulo con configuración redundante , célula 1 de la columna 1 un 25% sombreada

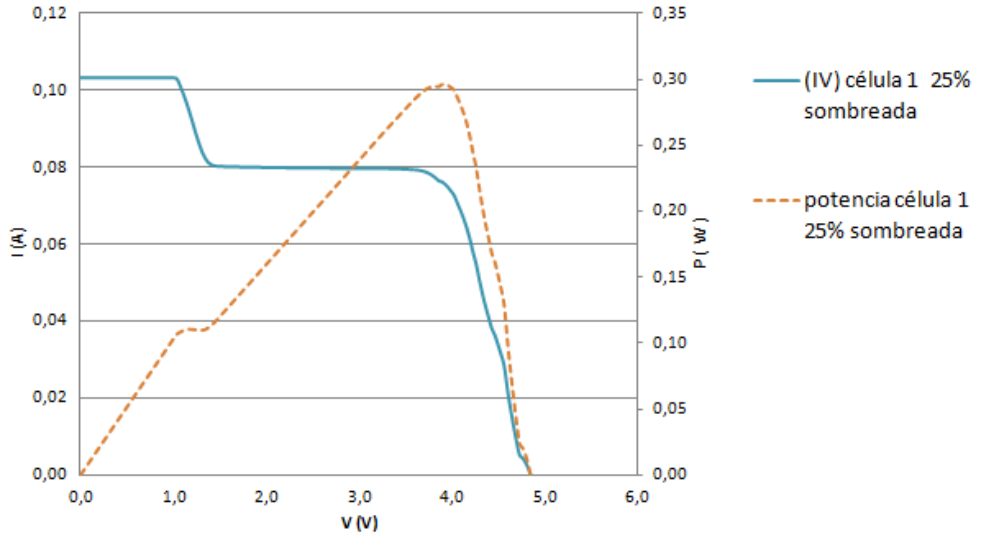


Fig. 98 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (25% sombreado).

Potencia de un módulo con configuración redundante , célula 1 de la columna 1 un 50% sombreada.

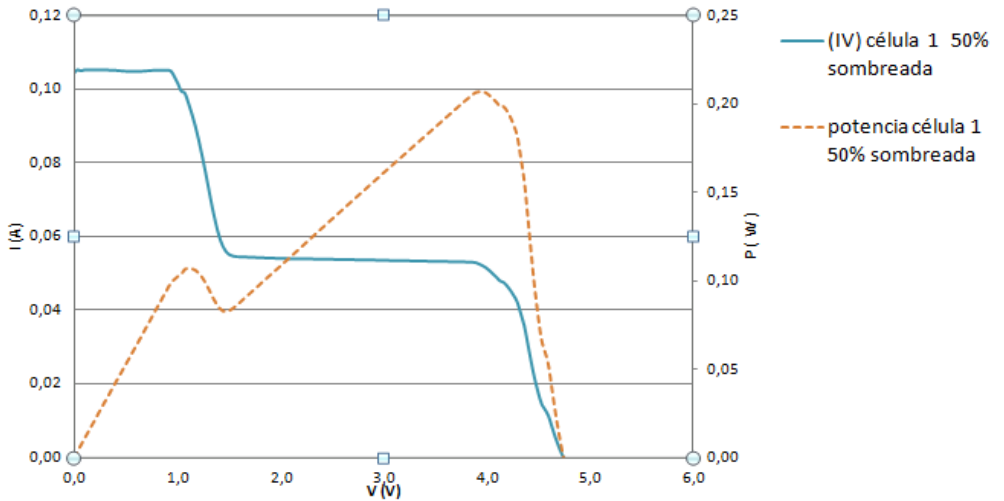


Fig. 99 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (50% sombreado).

Potencia de un módulo con configuración redundante , célula 1 de la columna 1 un 75% sombreada.

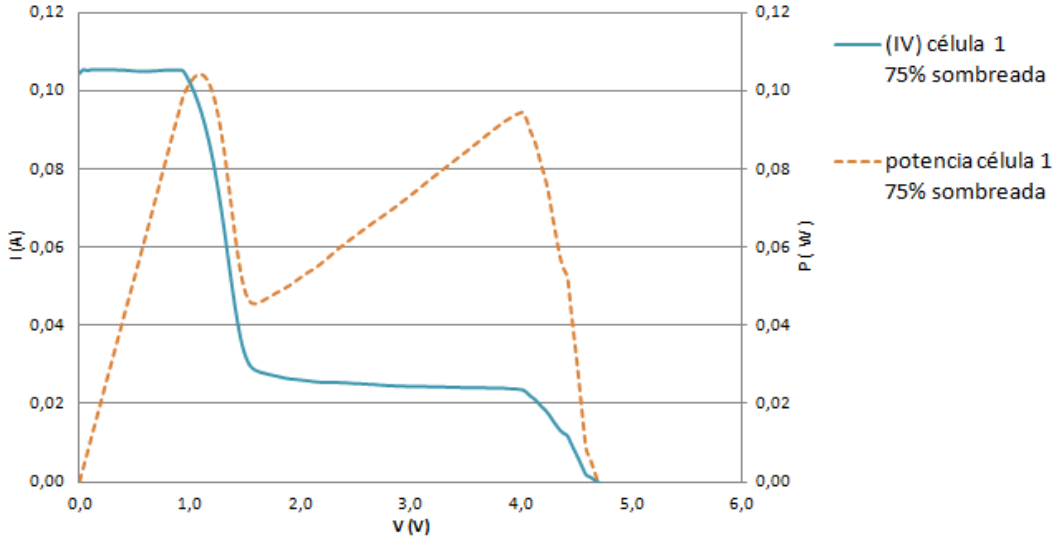


Fig. 100 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (75% sombreado).

Potencia de un módulo con configuración redundante , célula 1 de la columna 1 un 100% sombreada.

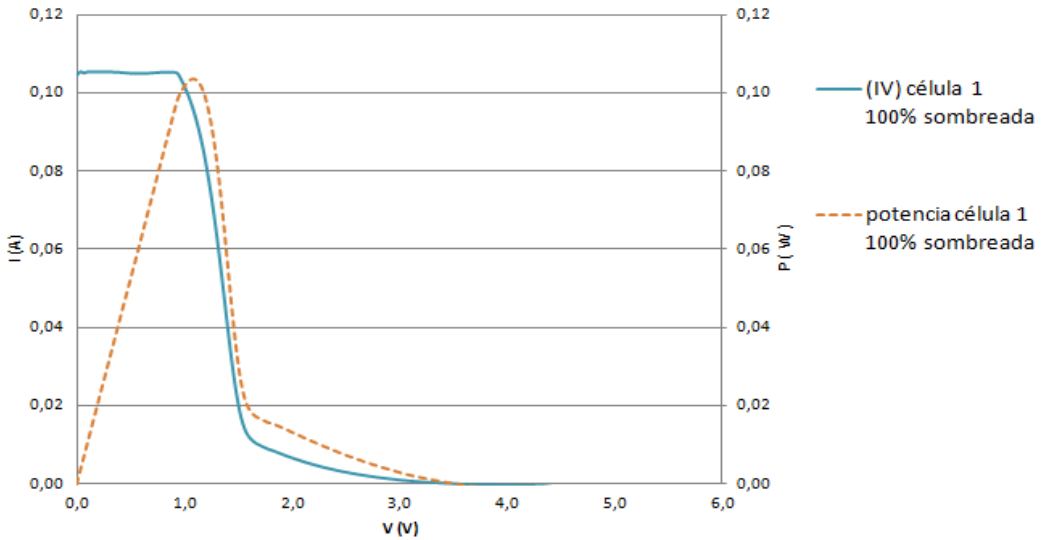


Fig. 101 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (100% sombreado).

Destacar que se observa claramente que a partir de un sombreado de un 75%, el pico de potencia presente a la izquierda, asociado a la rama sin sombreada, es mayor que el de la derecha. Por ello, a partir de dicho sombreado se estabiliza las pérdidas de potencia.

Seguidamente sombreando una célula solar de la segunda columna obtenemos.

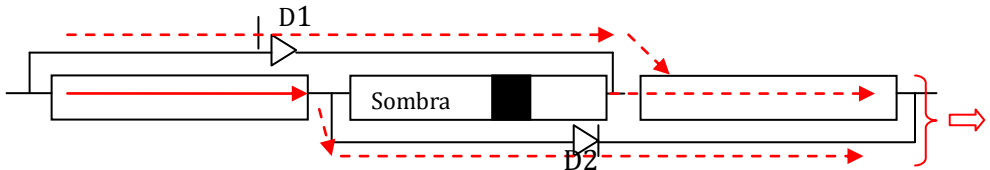


Fig. 102 - Esquema de la corriente, columna 2 sombreada.

Nuevamente hay dos ramas afectadas por la sombra. De ahí la baja tensión a la que entra a conducir el diodo. Lo que sucede ahora es que, cuando éste conduce, al final del módulo se suman las corrientes de la rama sombreada y la sin sombreada.

La siguiente figura presenta las curvas IV del mini módulo según el porcentaje de sombreado de una célula solar situada en la rama central.

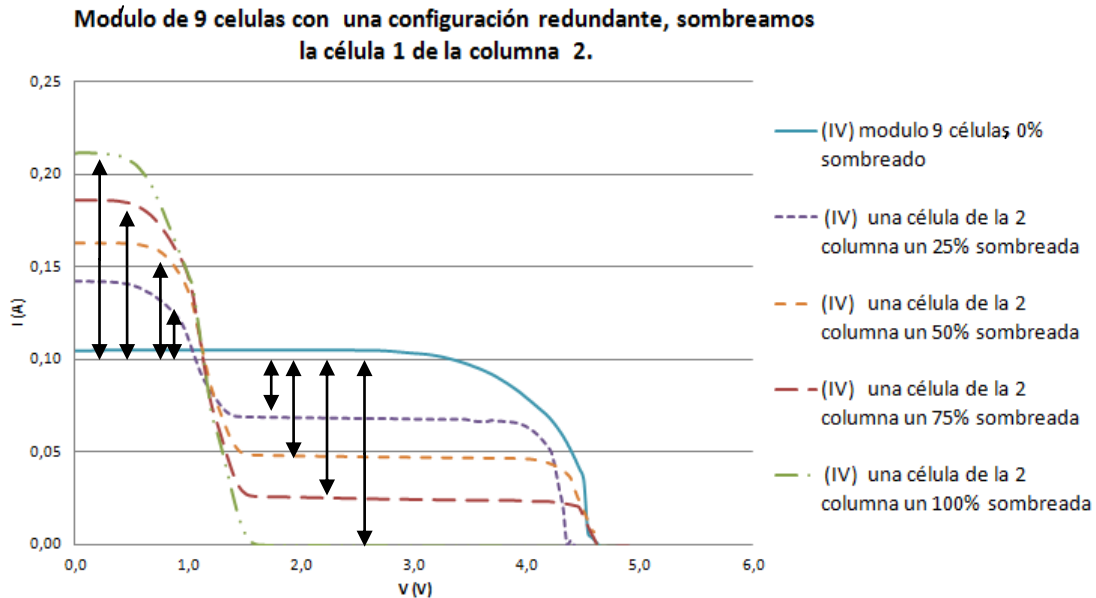


Fig. 103 - Módulo de 9 células, configuración redundante, sombreamos la columna 2.

Se puede observar en la gráfica anterior, una subida en la corriente de cortocircuito que depende del porcentaje de sombreado sobre la célula en cuestión y, por ello, de la corriente que pase por el diodo. Si está sombreada la célula, parte de la corriente pasará por la rama sombreada y parte por el diodo. Fijándonos en la gráfica, el incremento en la corriente es similar a la pérdida debida al sombreado.

Ese incremento de corriente por cortocircuito, se puede explicar mediante la ley de Kirchhoff, que dice que la suma de todas las corrientes que entran en un nudo de un circuito es igual a la suma de todas las corrientes que salen del mismo.

Seguidamente se puede observar un esquema del circuito que tenemos siguiendo dicha teoría.

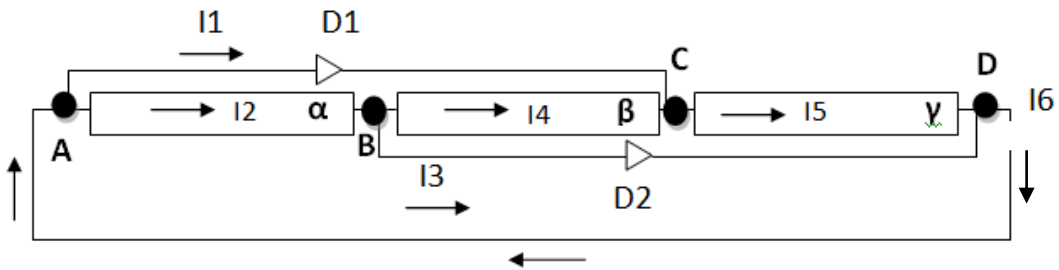


Fig. 104 - Esquema nudos corriente.

En cortocircuito tenemos que:

Nudo A: $I_6 = I_1 + I_2$

Nudo B: $I_2 = I_3 + I_4$

Nudo C: $I_1 + I_4 = I_5$

Nudo D: $I_5 + I_3 = I_6$

Suponemos distintos casos que se pueden tener cuando sombreamos una célula de

la rama central (serie (β)):

- **Si tenemos una célula solar de la segunda serie (β) sombreada al 100%**, $I_4 = 0$. Entonces, de acuerdo con las ecuaciones anteriores, en el nudo B tenemos que $I_2 = I_3$ (D2 ON). En el nudo C tenemos que $I_1 = I_5$ (D1 ON).

Por otro lado, al no estar sombreadas las células solares de la primera y tercera series (α, γ) la corriente es de $I_2 = I_{sc}$; $I_5 = I_{sc}$.

Así, finalmente en el nudo D tenemos que $I_{sc} + I_{sc} = I_6 \Rightarrow I_6 = 2 I_{sc}$. Por lo tanto, la corriente de cortocircuito del módulo es de dos veces la corriente de cortocircuito de una de sus ramas no sombreadas.

A modo de comprobación, en el nudo A tenemos que $I_6 = I_1 + I_2$. A partir de las ecuaciones anteriores nuevamente tenemos que $I_6 = 2I_{sc}$.

- **Supongamos ahora que el sombreado de una de las células solares de la segunda serie está sombreada un 50% $\Rightarrow I_4 = 0,5 \times I_{sc}$** . Al no estar sombreadas las células solares de la primera y tercera series, la corriente es de $I_2 = I_{sc}$; $I_5 = I_{sc}$.

Procediendo de igual manera que en el caso anterior, en el nudo B tenemos que $I_{sc} = I_3 + 0,5 \times I_{sc} \Rightarrow I_3 = 0,5 \times I_{sc}$ (D2 ON).

En el nudo C, $I_1 + 0,5 \times I_{sc} = I_{sc} \Rightarrow I_1 = 0,5 \times I_{sc}$ (D1 ON).

Y en el nudo D tendremos que: $I_{sc} + 0,5 \times I_{sc} = I_6 \Rightarrow I_6 = 1,5 \times I_{sc}$. En este caso, la corriente de cortocircuito del módulo es un 50% superior a la de una de sus ramas no sombreadas.

En resumen, toda la corriente que debido a un sombreado no pueda pasar por la segunda serie (β) lo hará a través del diodo D2. Ésta se sumará en el nudo D a la corriente de la tercera serie. Así, para este caso un mayor sombreado implicará una mayor corriente de cortocircuito para el módulo.

También obtenemos las pérdidas de potencia para ese sombreado en esa configuración.

Sombreado	Pérdida de Potencia
0%	0%
25%	24%
50%	47%
75%	57%
100%	57%

Tabla 7: Pérdida de potencia de un módulo con configuración redundante sombreado la columna 2.

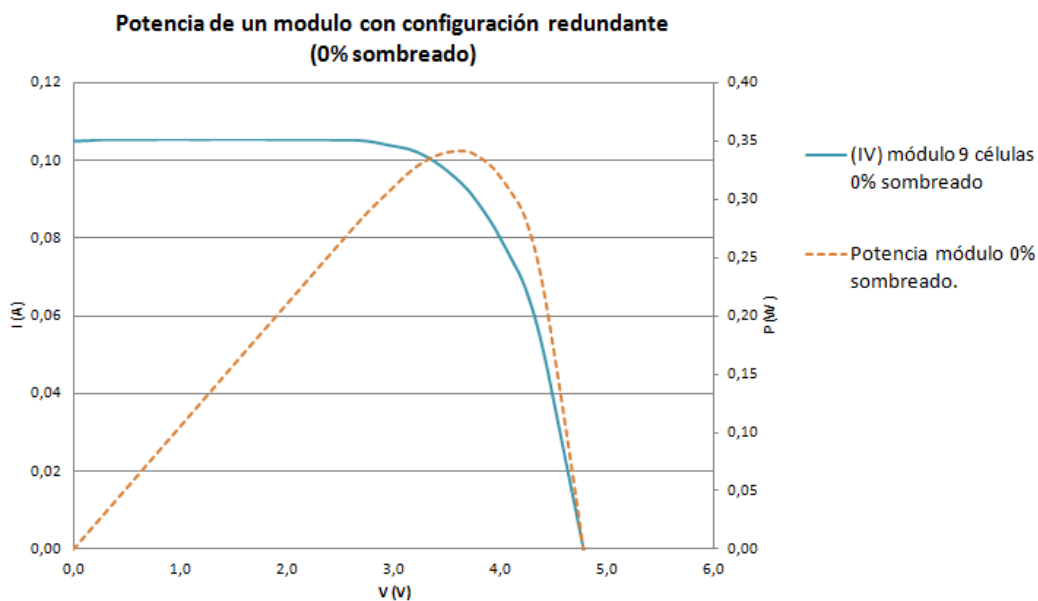


Fig. 105 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (0 % sombreado).

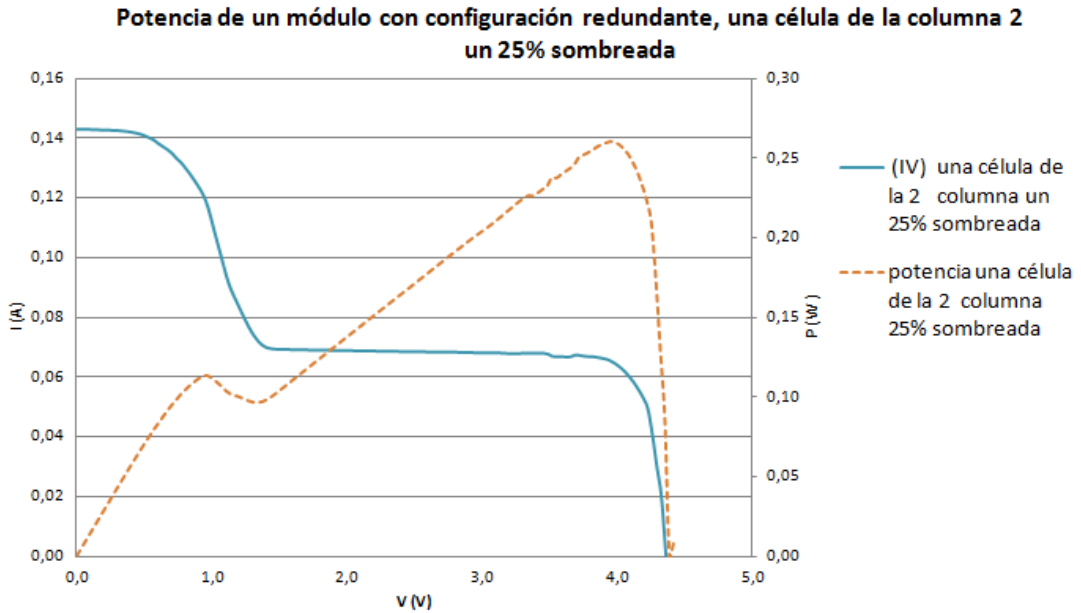


Fig. 106 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (25 % sombreado).

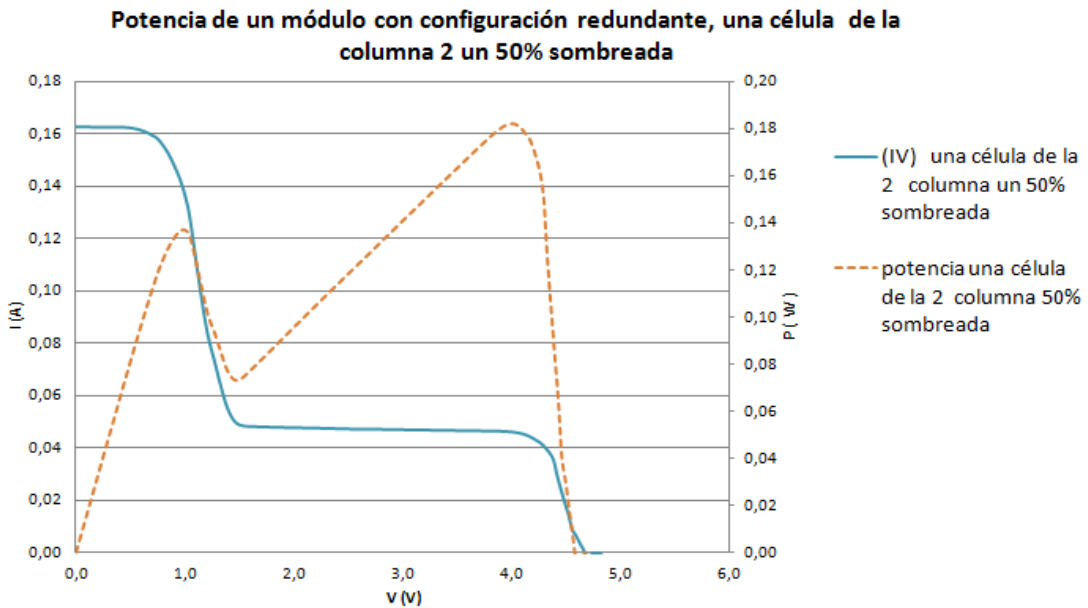


Fig. 107 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (50 % sombreado).

Potencia de un módulo con configuración redundante, una célula de la columna 2 un 75% sombreada

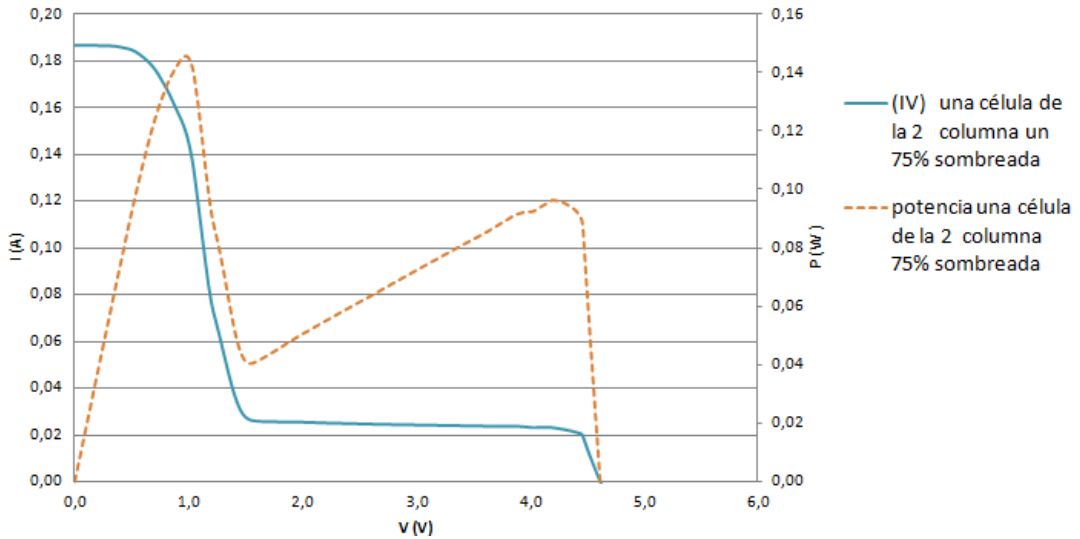


Fig. 108 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (75% sombreado).

Potencia de un módulo con configuración redundante, una célula de la columna 2 un 100% sombreada

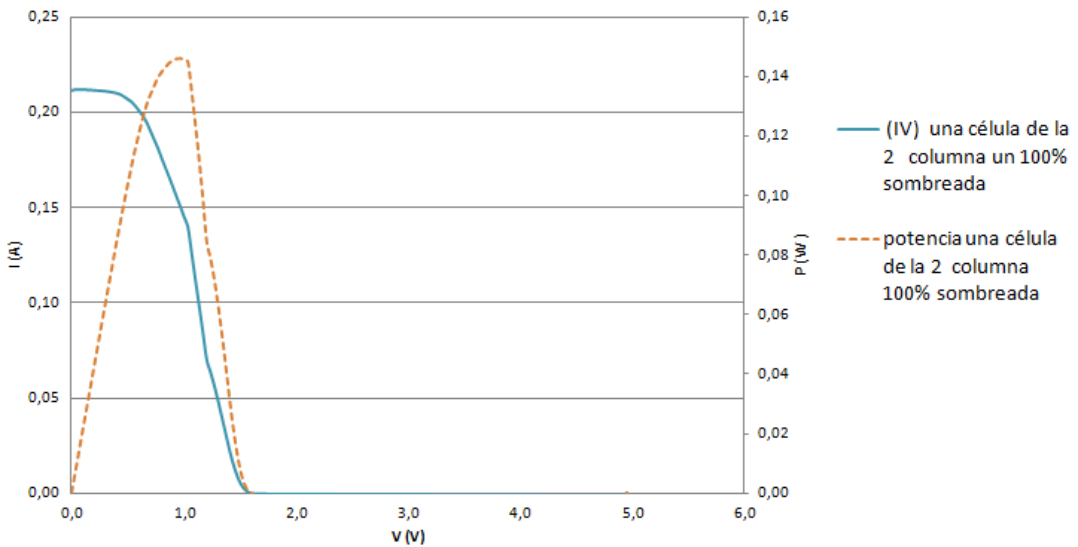


Fig. 109 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (100 % sombreado).

Destacar que se observa claramente, que para un 75% de sombreado se estabilizan las pérdidas de potencia.

- *Avance de sombra*

Como ya hemos dicho anteriormente, entendemos como avance de sombra cuando se sombrea por barrido y con los mismos % unas células, situadas como se muestra en el siguiente esquema.

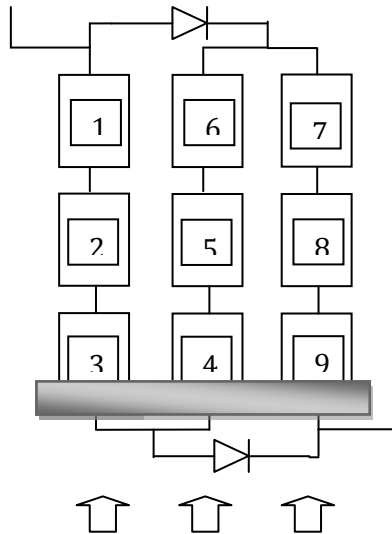


Fig. 110 - Esquema configuración redundante, avance de sombra.

Por lo tanto sombreamos las células 3, 4 y la 9, al mismo tiempo para cada %, empleando el diodo D9.

Estos son los datos obtenidos:

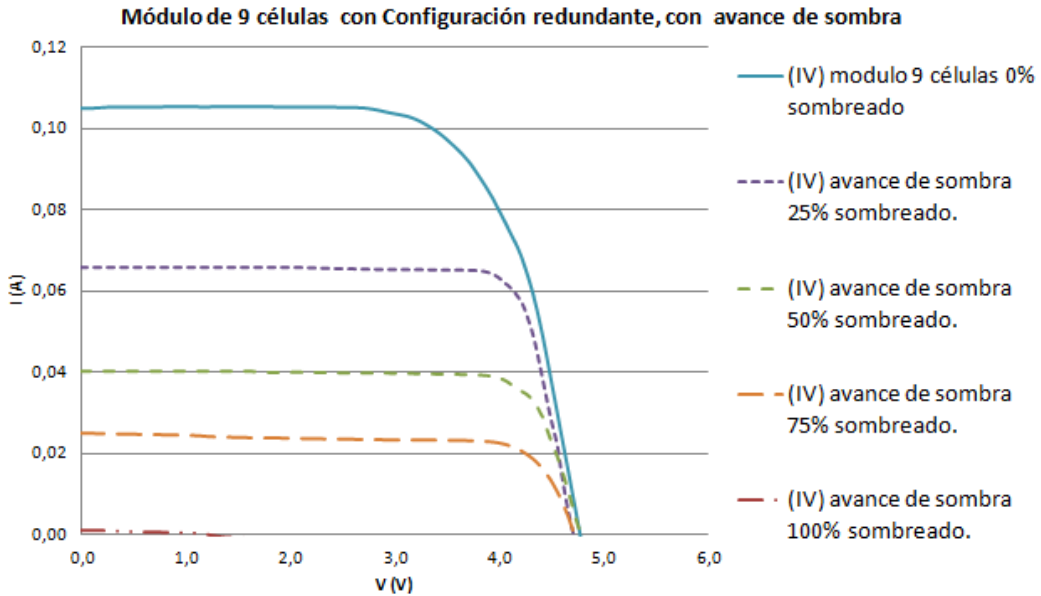


Fig. 111 - Curvas IV configuración redundante, avance de sombra.

También obtenemos los diagramas de pérdidas de potencias.

Sombreado	Pérdidas de Potencia
0%	0%
25%	26%
50%	53%
75%	73%
100%	100%

Tabla 8: Pérdida de potencia de un módulo con configuración redundante frente a avance de sombra.

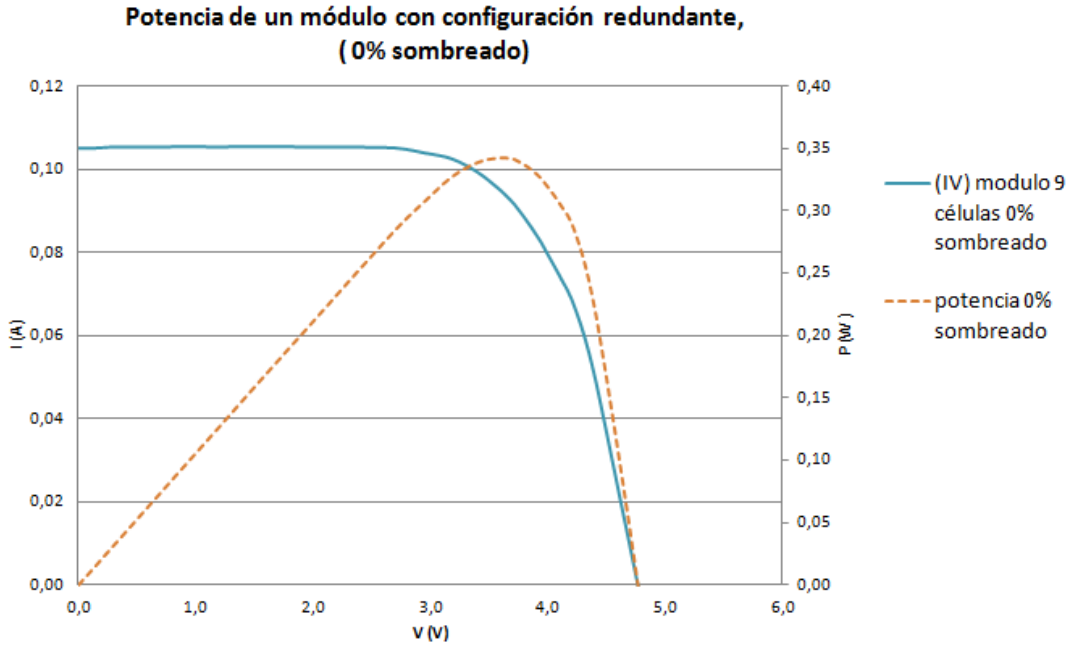


Fig. 112 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (0 % sombreado).

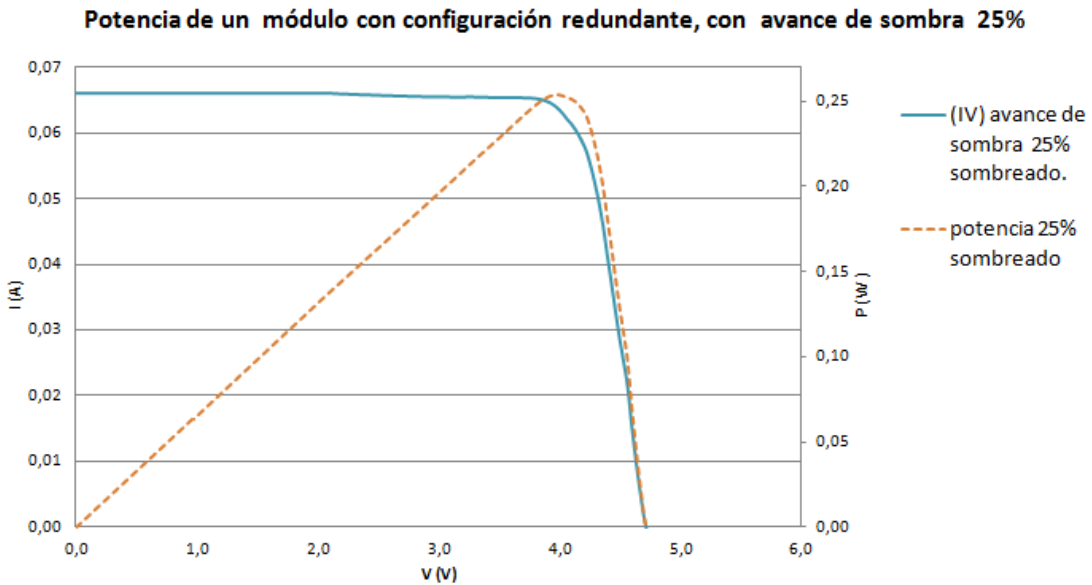


Fig. 113 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (25% sombreado).

Potencia de un módulo con configuración redundante , con avance de sombra 50%

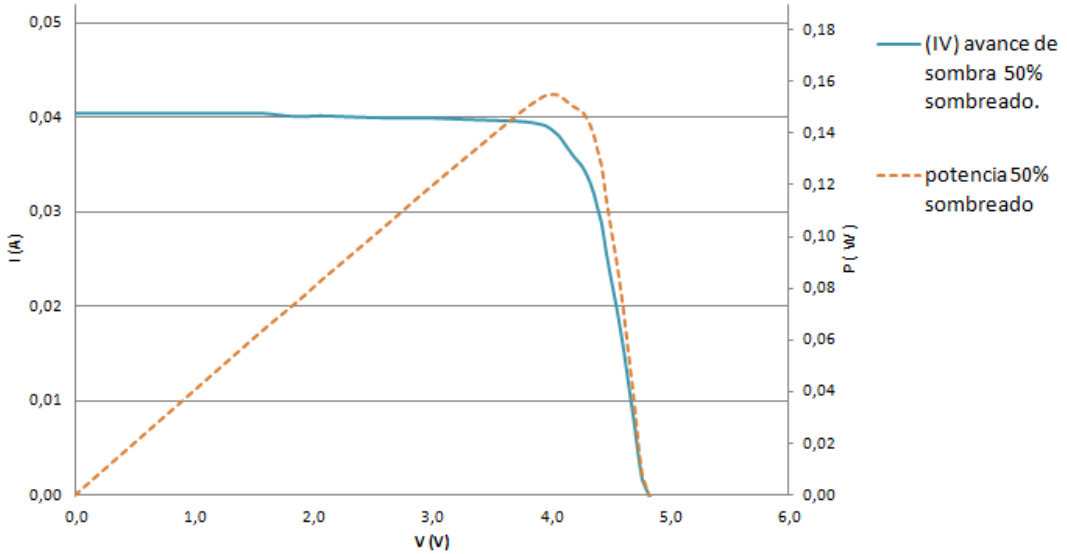


Fig. 114 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (50 % sombreado).

Potencia de un módulo con configuración redundante, con avance de sombra 75%

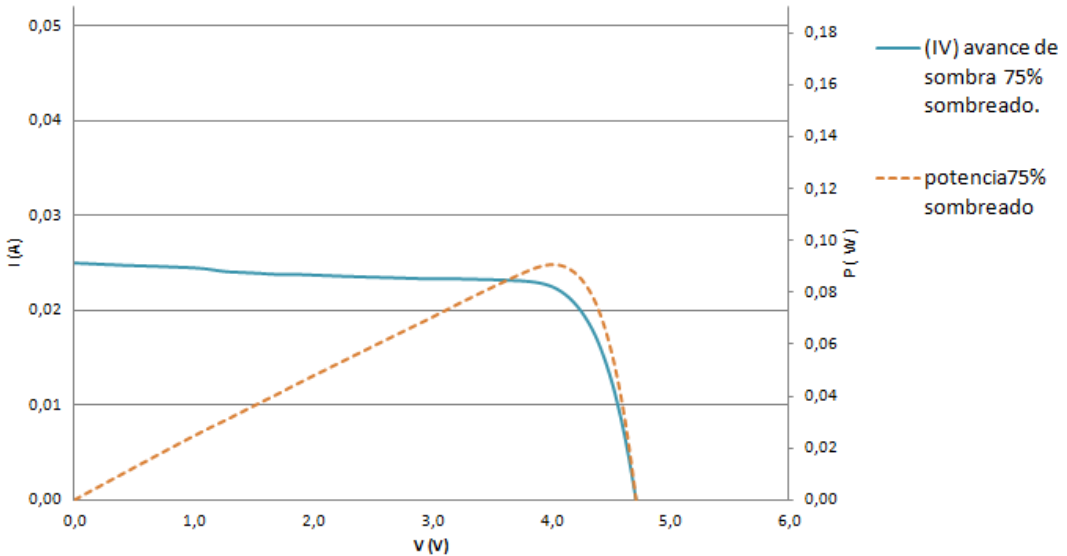


Fig. 115 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (75 % sombreado).

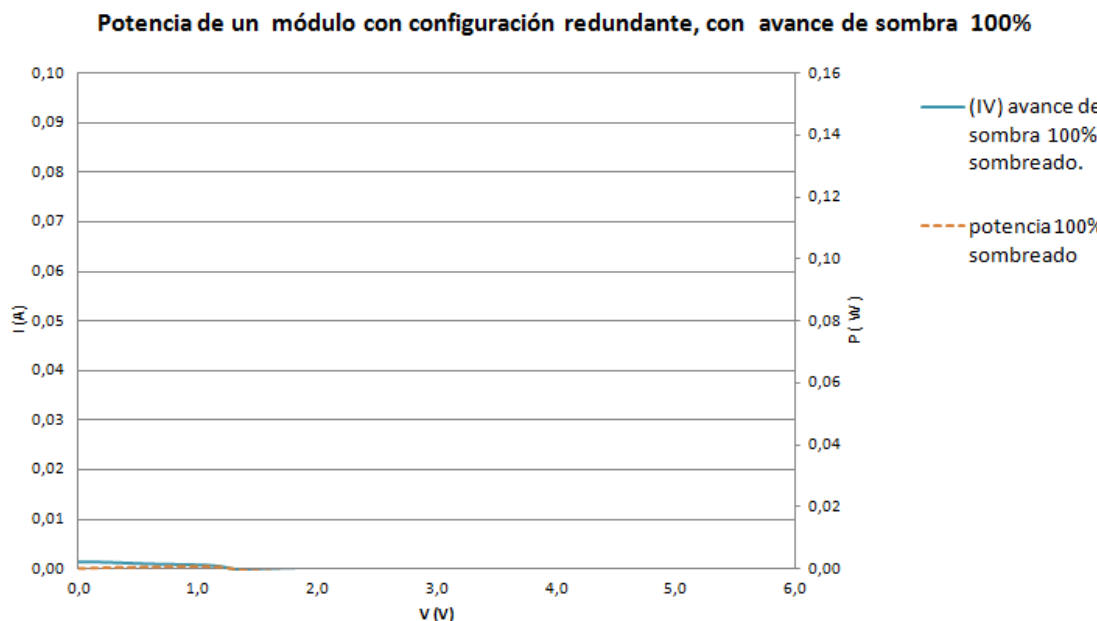


Fig. 116 - Potencia de un módulo con configuración redundante, (100 % sombreado).

La pérdida de potencia observada es similar a la de un módulo sin diodos de paso.

Resumiendo destacar que esta configuración fue utilizada en algunos módulos en la década de los años 80, pero posteriormente fue desechada debido a las posibilidades de que la corriente de un módulo sombreado sea superior a la de un módulo sin sombrear, ya que este efecto puede ser muy perjudicial en una instalación fotovoltaica.

Dado a que el diodo protege a dos series de células solares, de acuerdo con la ecuación (1) se tiene que el codo de la curva IV se produce a aproximadamente 1/3 de la V_{oc} del módulo sin sombrear. Por lo tanto, y comparándolo con el módulo con 9 células solares, configuración serie y tres diodos de protección, las pérdidas de potencia son mayores.

Como se ha comprobado, si sombreas una célula de la rama central se tienen menores pérdidas de potencia, pero a costa de tener mucha corriente, lo cual es perjudicial para el resto de módulos de la instalación.

Si comparamos las distintas configuraciones analizadas hasta ahora:

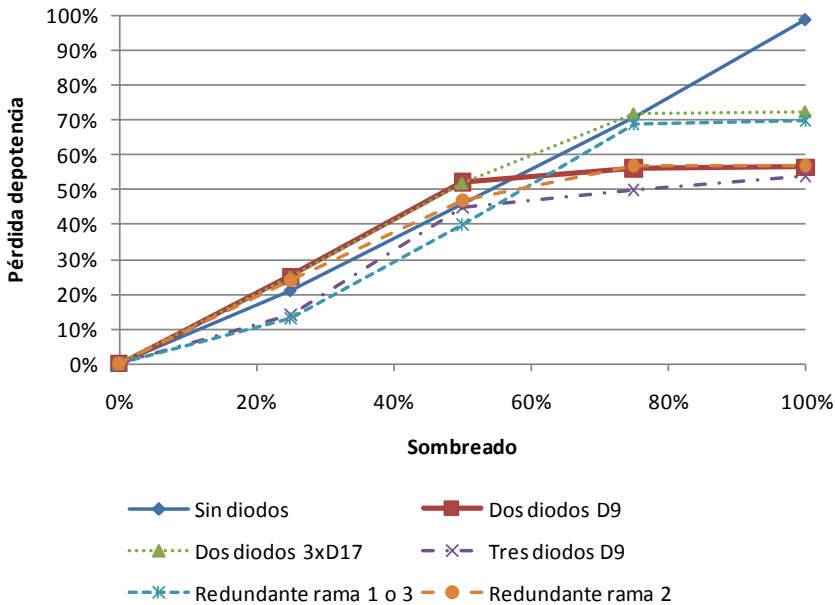


Fig. 117 – Comparación pérdidas de potencia distintas configuraciones.

Tenemos que, como era de esperar, el módulo que más pérdidas de potencia tiene por el sombreado es el que no posee diodos de protección. A continuación se sitúa el módulo con la configuración redundante con una sombra en la primera o tercera rama, ya que el diodo de protección abarca a la rama sombreada junto a la central. Una tendencia parecida se tiene si se emplean dos diodos 3xD17 debido al efecto de la alta tensión umbral del diodo de protección equivalente.

Las faltas de linealidad se deben a que el sombreado se ha realizado de forma manual y a la posible incidencia de iluminación difusa de las células sombreadas.

Un comportamiento similar se tendrá en módulos industriales, si bien el peso de la tensión umbral del diodo se reduce. De acuerdo con la ecuación (1):

$$N \cdot V_{OC} + V_D = 20 \cdot 0,5v + 0,20v = 10, \mathbf{20v}$$

Si el diodo posee una tensión umbral mayor:

$$N \cdot V_{OC} + V_D = 20 \cdot 0,5v + 0,69v = 10, \mathbf{69v}$$

El codo de la curva IV continúa desplazándose hacia la izquierda si la tensión umbral del diodo es mayor, pero de forma relativa, la variación encontrada es inferior su el número de células solares protegidas por el diodo aumenta. La configuración redundante con una célula solar de la rama central sombreada posee menores pérdidas de potencia a costa de aumentar la corriente del módulo. Esto puede dañar al resto de módulos de la instalación, por lo que esta configuración se utiliza en la actualidad poco o nada.

El mejor caso estudiado hasta ahora se tiene en la configuración serie con tres diodos de protección.

La siguiente figura muestra, a modo de resumen, la máxima pérdida de potencia presente al sombrear totalmente una célula solar según la configuración de diodos de protección utilizada.

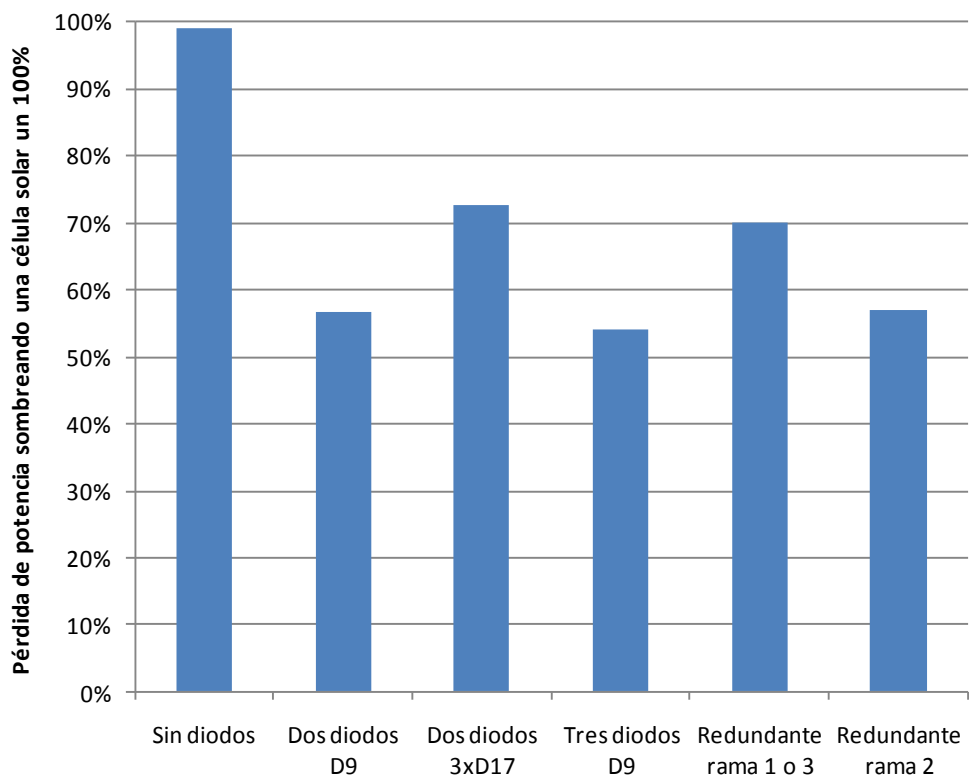


Fig. 118 – Resultados pérdidas de potencia distintas configuraciones.

Por lo tanto se tiene que, con el fin de disminuir las pérdidas de potencia por sombreado, interesa disponer de diodos de paso con una menor tensión umbral, y de un menor número de células solares protegidas por cada diodo. El peso de la tensión umbral del diodo es más notable si el número de células en serie protegidas por el mismo disminuye.

Con estos resultados en mente, pasamos a analizar un módulo en el que cada célula solar está protegida por un diodo cuya tensión umbral es baja.

5.3.3. Configuración de un Diodo por célula solar

En la configuración de diodos en serie se comprobó que tener un menor número de células solares por cada diodo de protección da lugar a menores pérdidas de potencia ante sombreados. En este sentido, el caso ideal supone incluir un diodo de paso por cada célula solar. Por otro lado, hay que tener en cuenta que la tensión del diodo desplaza hacia tensiones menores (a la izquierda) el escalón presente en la curva IV. Esto es, que el punto de activación del mismo se produce a una tensión igual a la suma de las V_{oc} de las células de la serie protegidas por el mismo diodo más su tensión umbral. En este sentido, si hay muchos diodos y muchas células sombreadas, la suma de las tensiones de los distintos diodos puede llegar a ser responsable de una pérdida importante en la potencia del módulo.

Para minimizar el efecto del diodo, se requiere que su tensión umbral sea muy baja, y que una activado, el incremento de la corriente que puede conducir el diodo sea muy alto ante pequeñas variaciones de tensión.

El objetivo de esta configuración es introducir un diodo por célula y ver hasta qué punto las pérdidas debidas a cada diodo son beneficiosas en comparación con el resto de configuraciones (un diodo cada 4 o 3 células), es decir la pregunta que se plantea es la siguiente:

¿Hasta qué punto compensa tener un diodo por célula o un diodo por grupo y que tamaño debe de tener ese grupo de células? Se ha utilizado la siguiente configuración para realizar los estudios.

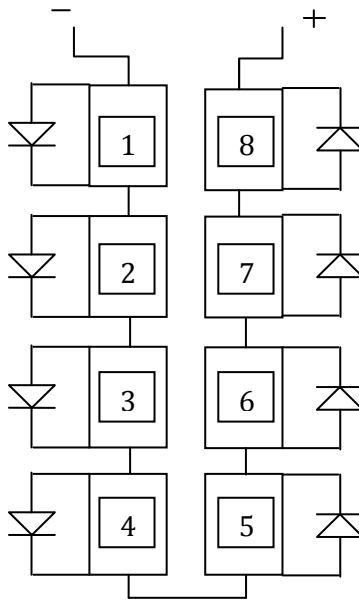


Fig. 119 – Esquema configuración diodo por célula.

Se han llevado a cabo los distintos estudios teniendo en cuenta las posibilidades de sombra tratadas en los casos anteriores.

- *Sombra local*

Vamos a realizar los siguientes estudios:

Se sombrearán las células en el siguiente orden: 1 / 1, 2 / 1, 2, 3 / 1, 2, 3, 4, para los distintos porcentajes ya estudiados.

- **Sombreado de la célula 1**

Observamos el esquema para ponernos en situación.

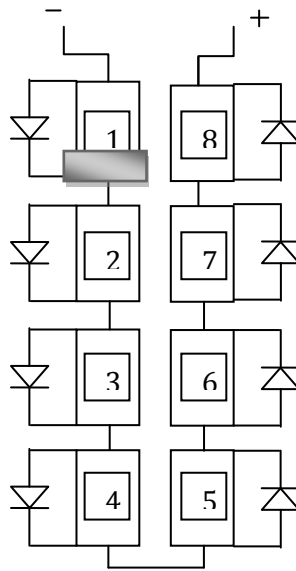


Fig. 120 - Esquema configuración diodo por célula.

Obtenemos los siguientes datos:

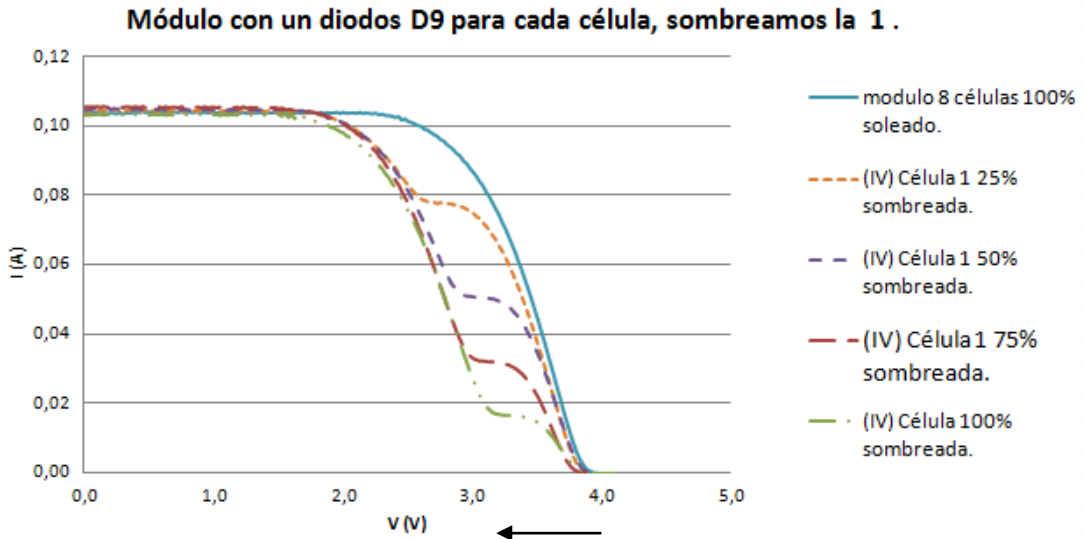


Fig. 121 - Módulo con un diodo D9 para cada célula, sombreamos 1.

Cabe destacar que al sombrear una célula, se accionará su diodo de protección evitando de este modo que el módulo tenga mayores pérdidas de potencia. El desplazamiento que sufrirá el escalón presente en la curva IV por este sombreado debido a las pérdidas del diodo y a la célula sombreada es el siguiente:

$$N \cdot V_{OC} + V_D = 1 \cdot 0,5v + 0,20v = \mathbf{0,70v}$$

Se tiene grandes diferencias de voltaje en comparación con las que se tenían para la configuración en serie con el mismo sombreado, ya que en esta perderíamos una rama completa mientras que aquí solo perdemos una célula.

También, resaltar que la pequeña corriente vista al sombrear el 100% se debe a que a la célula le llegaba algo de radiación difusa.

Ahora mostramos las curvas de la potencia.

Sombreado	Pérdidas de Potencia
0%	0%
25%	22%
50%	26%
75%	24%
100%	30%

Tabla 9: Pérdida de potencia de un módulo con un diodo por célula sombreando una célula.

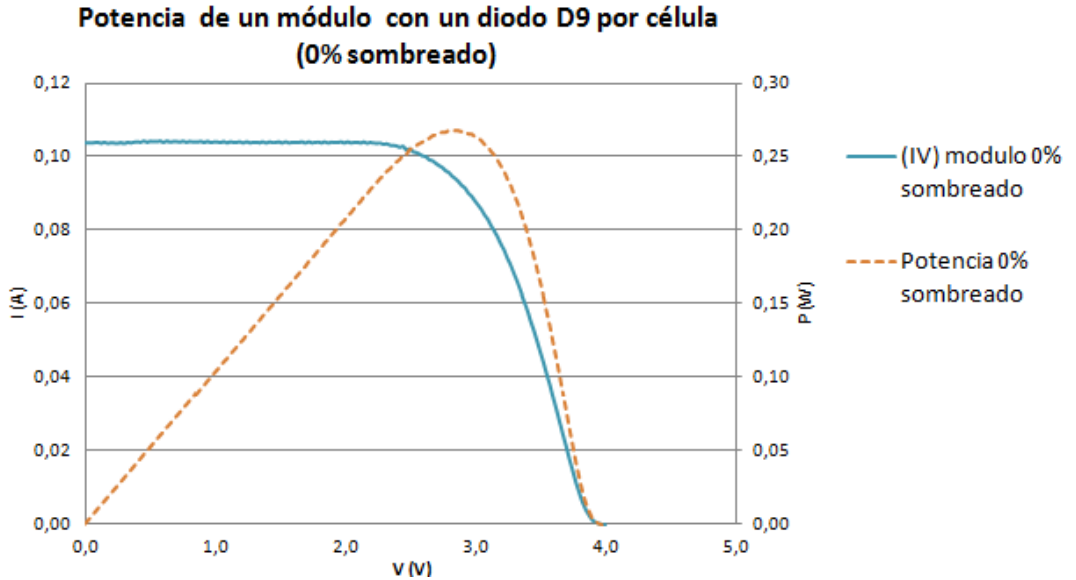


Fig. 122 - Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 1 (0% sombreado).

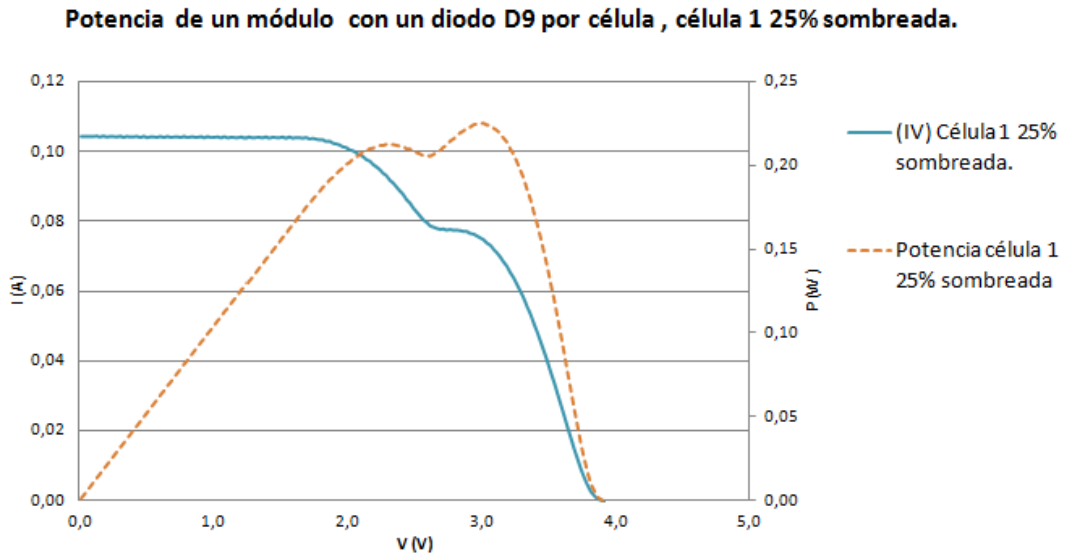


Fig. 123 - Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 1 (25% sombreado).

Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula , célula 1 50% sombreada.

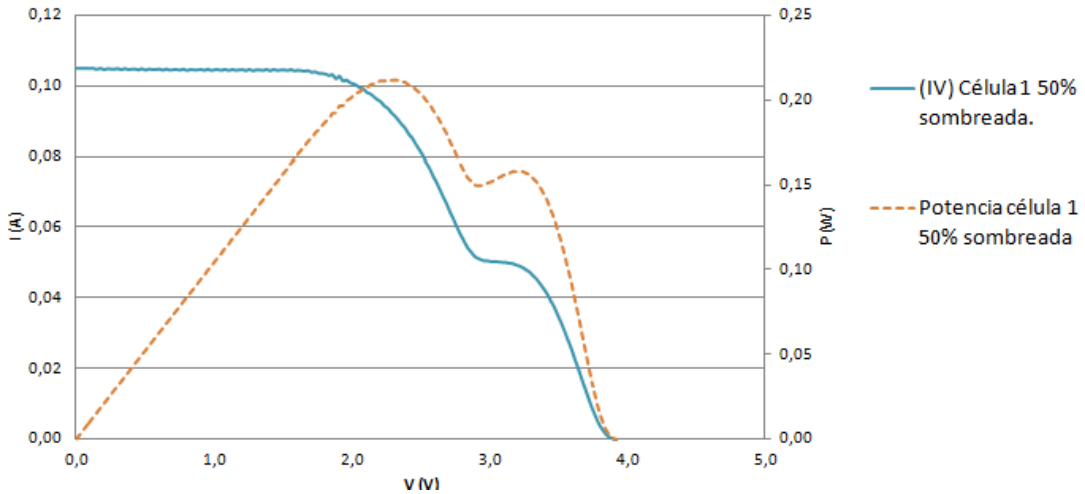


Fig. 124 - Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 1 (50% sombreado).

Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula , célula 1 75% sombreada.

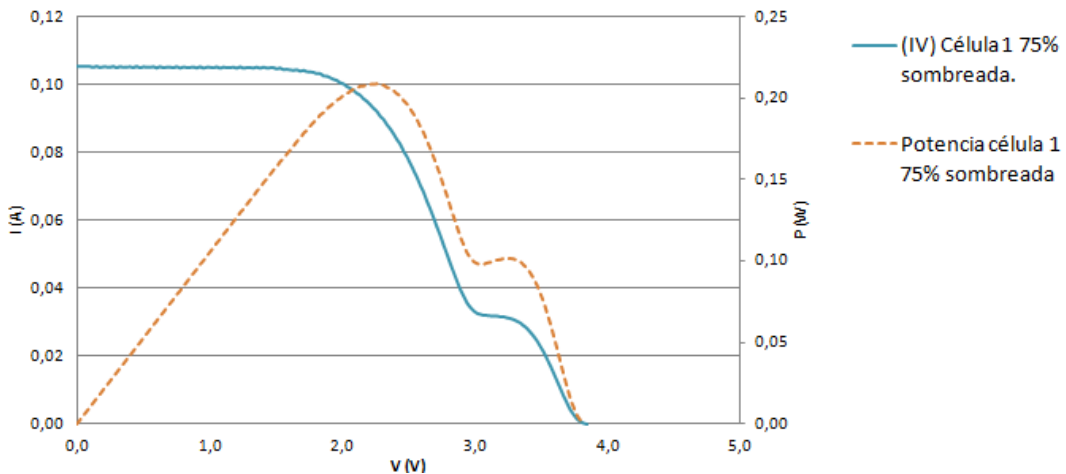


Fig. 125 - Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 1 (75% sombreado).

Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula , célula 1 100% sombreada.

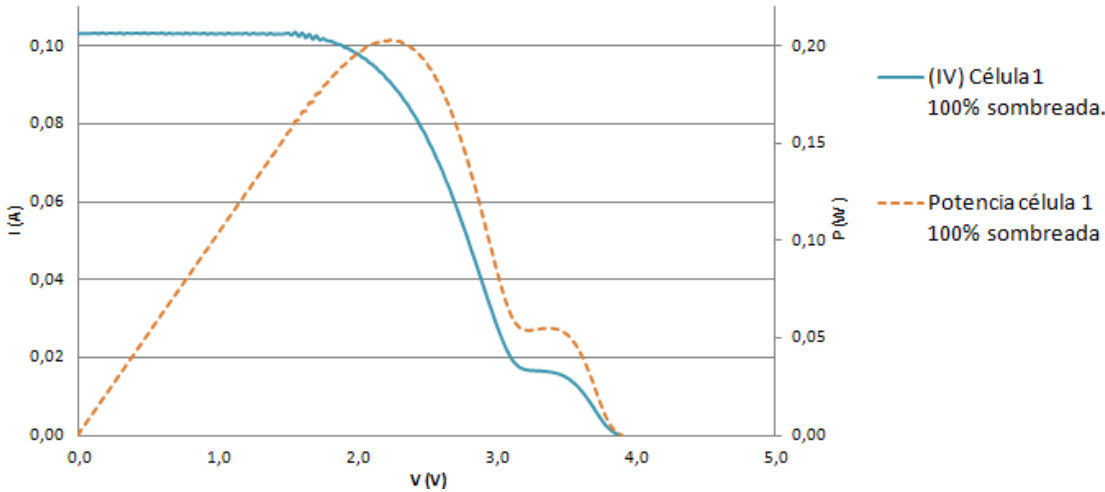


Fig. 126 – Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 1 (100% sombreado).

Como se observa al 25% del sombreado los picos asociados a las potencia de las distintas ramas se igualan prácticamente.

A partir de este sombreado la potencia dependerá principalmente de las características eléctricas de la rama no sombreada.

En la configuración en serie se tenía una potencia máxima para un 50% de sombreado de 0,17W, es decir, un 58% con respecto al módulo sin sombrar, mientras que para la configuración de un diodo por célula teníamos que para el mismo sombreado un 0,21W que es un 75% con respecto al módulo sin sombrar. Por lo tanto, la pérdida de potencia por sombreado se reduce de una forma notable.

- **En segundo lugar sombreamos la célula 1,2, para distintos %.**

Observamos el esquema para ponernos en situación.

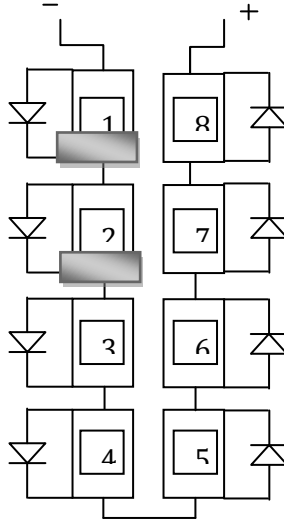


Fig. 127 - Esquema configuración diodo por célula, 2 células sombreadas.

Seguidamente mostramos los datos obtenidos:

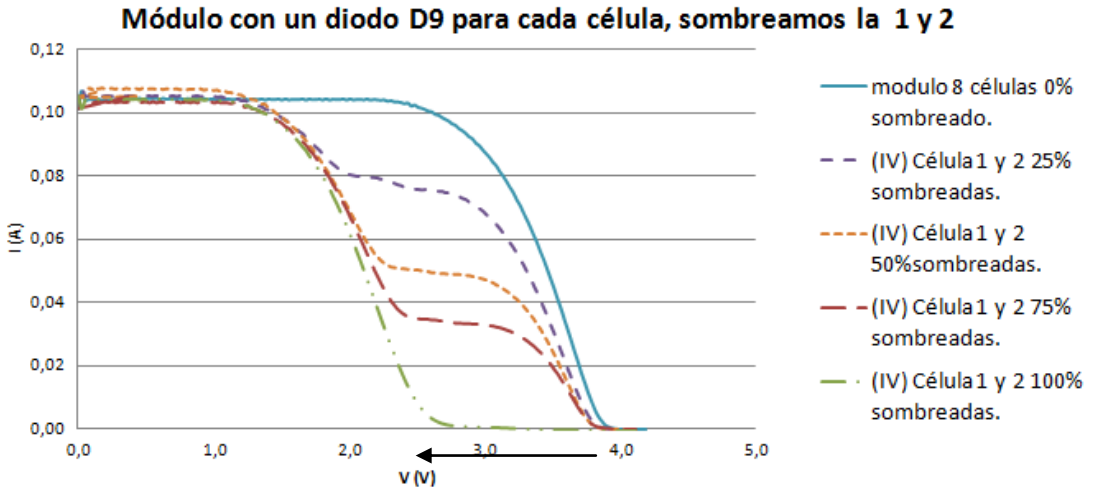


Fig. 128 - Módulo con un diodo D9 para cada célula, sombreamos 2 células.

Es interesante destacar también que la activación de los dos diodos hace que el escalón en la curva IV se tenga a tensiones menores. Esto es, si solo sombreamos dos células, el desplazamiento será:

$$N \cdot V_{oc} + N_D \cdot V_D = 2 \cdot 0,5v + 2 \cdot 0,20v = \mathbf{1,40 v}$$

Atendiendo a las curvas de potencia, el codo asociado a las células no sombreadas, situado más a la izquierda para tensiones menores, supera al presente más a la derecha para porcentajes de sombreado superiores.

Sombreado	Pérdidas de Potencia
0%	0%
25%	30%
50%	41%
75%	42%
100%	48%

Tabla 10: Pérdida de potencia de un módulo con un diodo por célula sombreando dos células.

**Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula
(0% sombreado)**

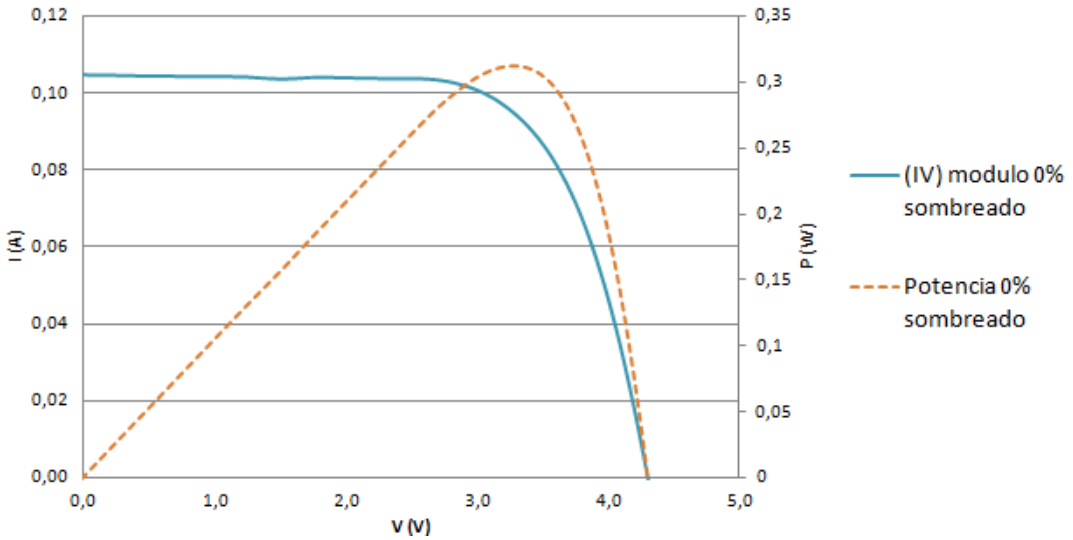


Fig. 129 - Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 2 (0% sombreado).

**Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula ,
célula 1 y 2 25% sombreadas**

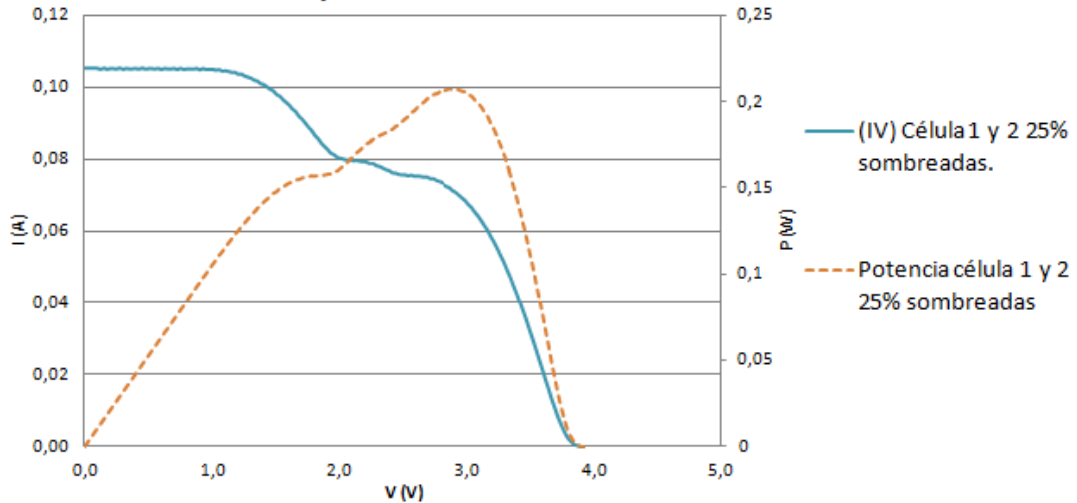


Fig. 130 - Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 2 (25% sombreado).

Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, célula 1 y 2 50% sombreadas.

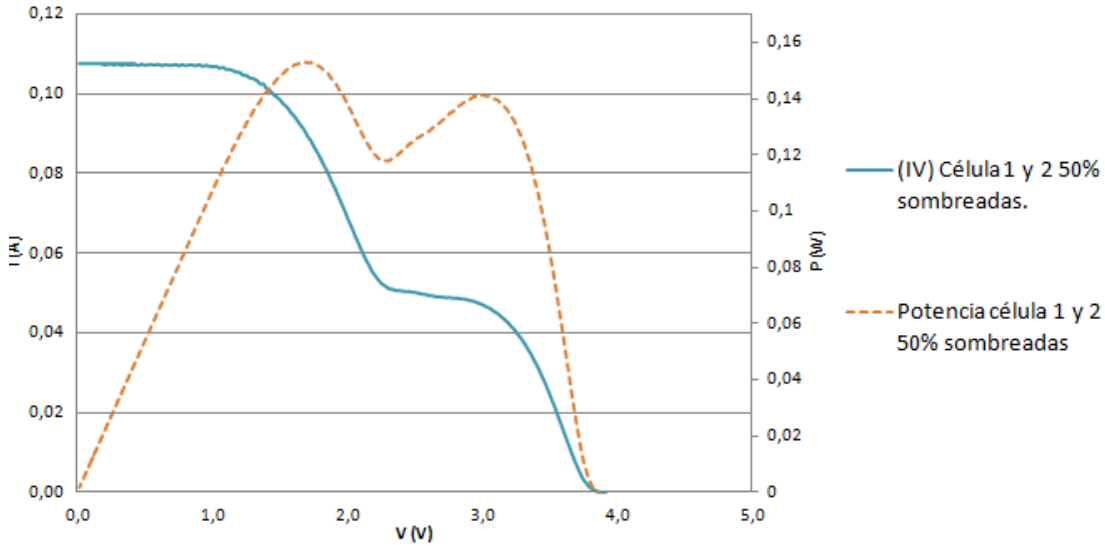


Fig. 131- Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 2 (50% sombreado).

Como se observa al 50% del sombreado los picos asociados a las potencia de las distintas ramas se igualan prácticamente. A partir de este sombreado la potencia dependerá principalmente de las características eléctricas de las células solares no sombreadas.

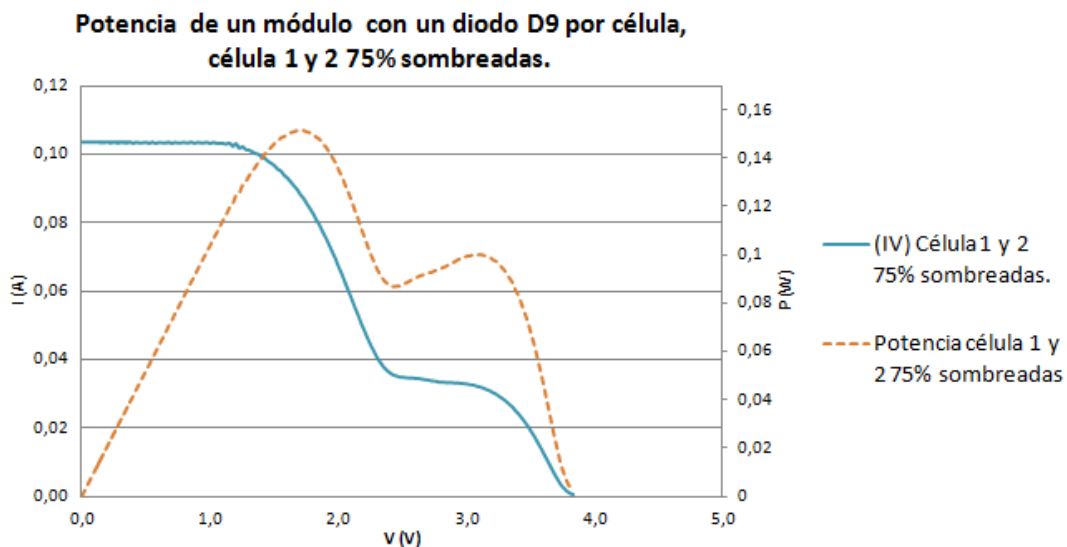


Fig. 132 - Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 2 (75% sombreado).

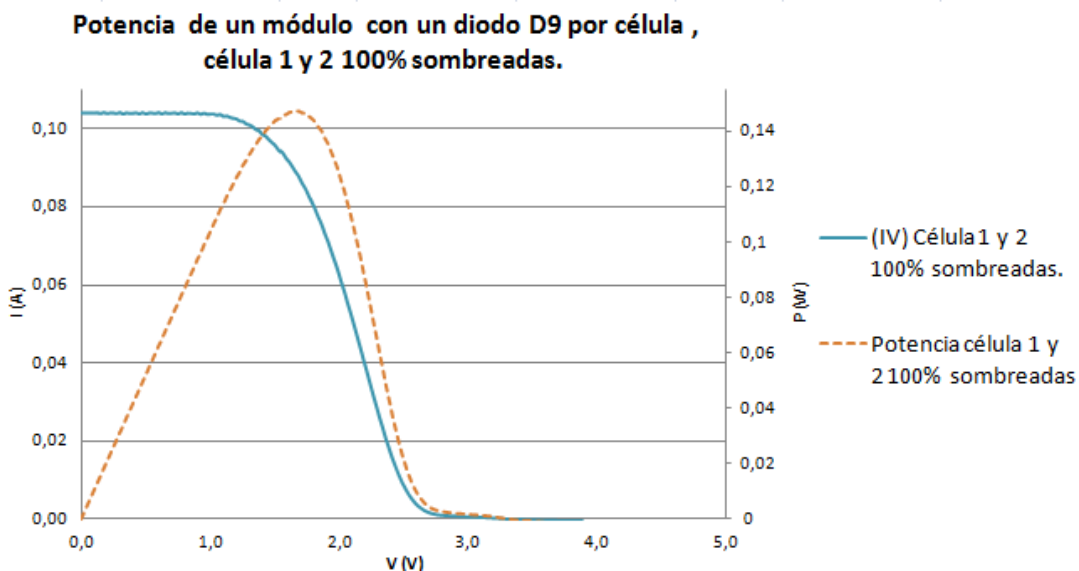


Fig. 133 - Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 2 (100% sombreado).

En este caso, para un sombreado del 75% se tiene que la potencia entregada por el mini módulo es de 0,16W, es decir, un 59% de la potencia del módulo sin sombreado. Para el caso de emplear un solo diodo para proteger las cuatro células solares la potencia resultante es de 0,13 W, lo que equivale a un 48% de la potencia sin sombra.

Por lo tanto, se tiene un mejor comportamiento ante sombreados en la configuración de un diodo por cada célula solar que en la configuración de diodos en serie

- **En tercer lugar sombreamos la célula 1,2 y 3 para distintos %.**

Observamos el esquema para ponernos en situación.

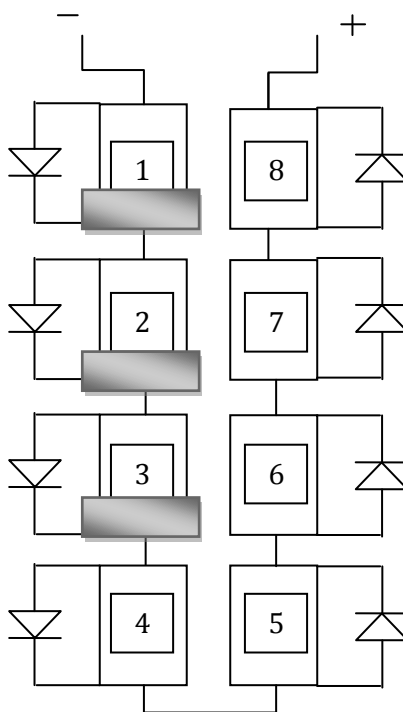


Fig. 134 - Esquema configuración diodo por célula, 3 células sombreadas.

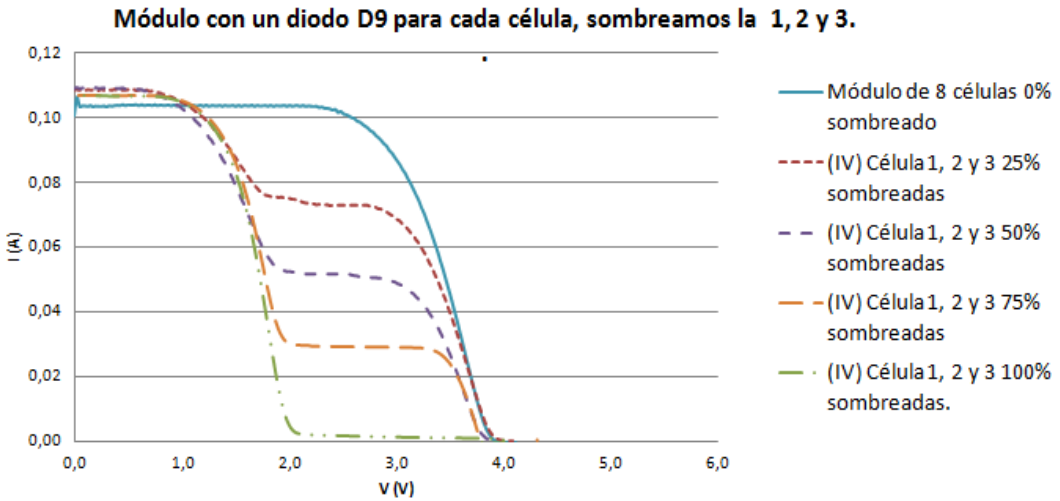


Fig. 135 - Módulo con un diodo D9 para cada célula, sombreamos 3 células.

Calculamos el desplazamiento producido por el sombreado de estas 3 células:

$$N \cdot V_{Oc} + N_D \cdot V_D = 3 \cdot 0,5v + 3 \cdot 0,20v = \mathbf{2,10 v}$$

Se observa que hasta en este caso de sombrar 3 de 4 células de una rama, la configuración de un diodo por célula tiene menos pérdidas que la configuración en serie, ya que el escalón de la curva IV en esta se situaba a 2,20 V de la Voc del módulo sin sombras.

Obtenemos las potencias:

Sombreado	Pérdidas de Potencia
0%	0%
25%	31%
50%	51%
75%	55%
100%	58%

Tabla 11: Pérdida de potencia de un módulo con un diodo por célula sombreando tres células.

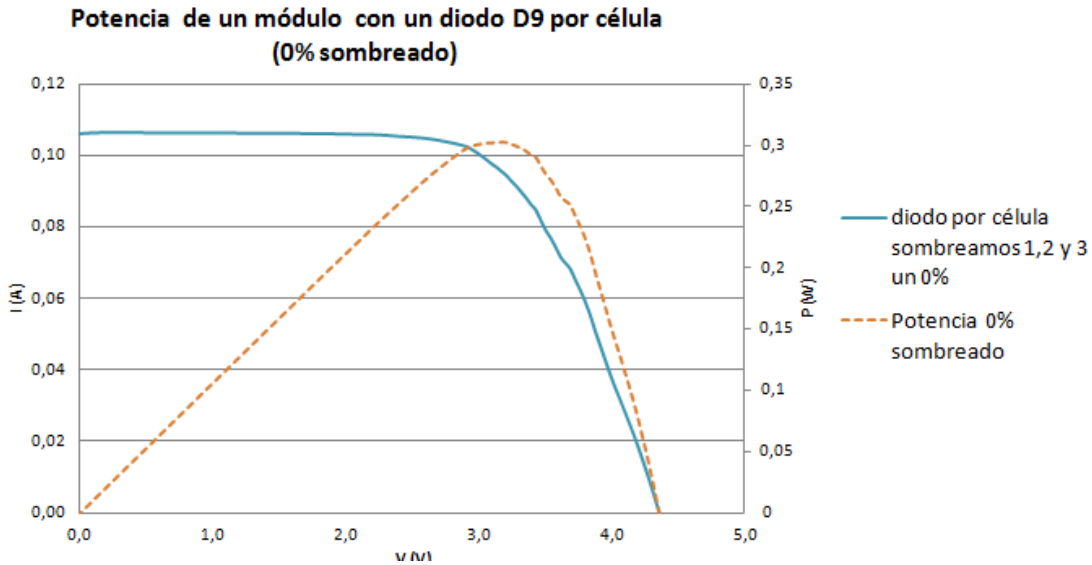


Fig. 136 -Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 3 (0% sombreado).

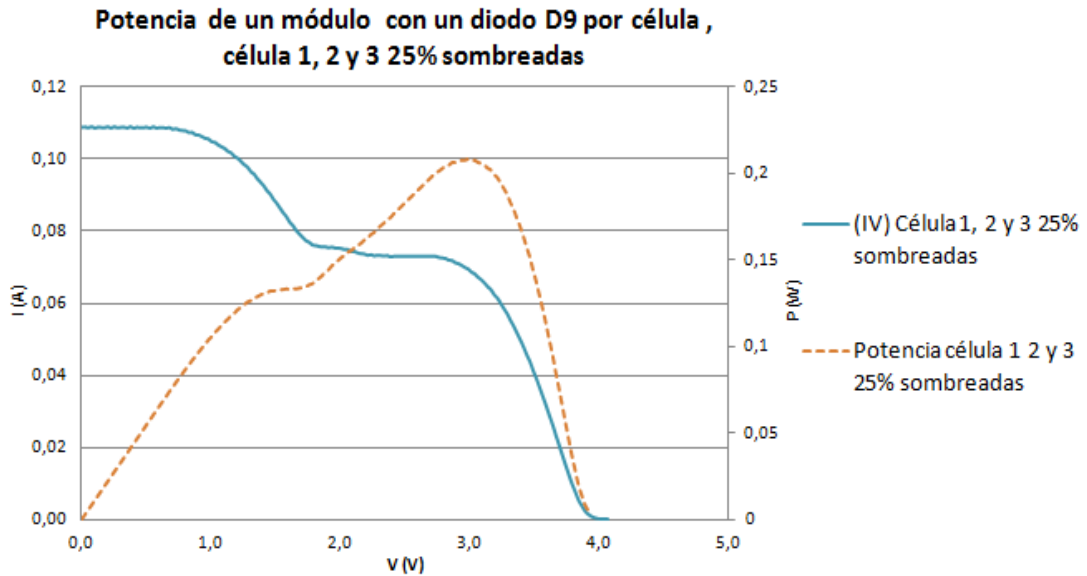


Fig. 137 -Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 3 (25% sombreado).

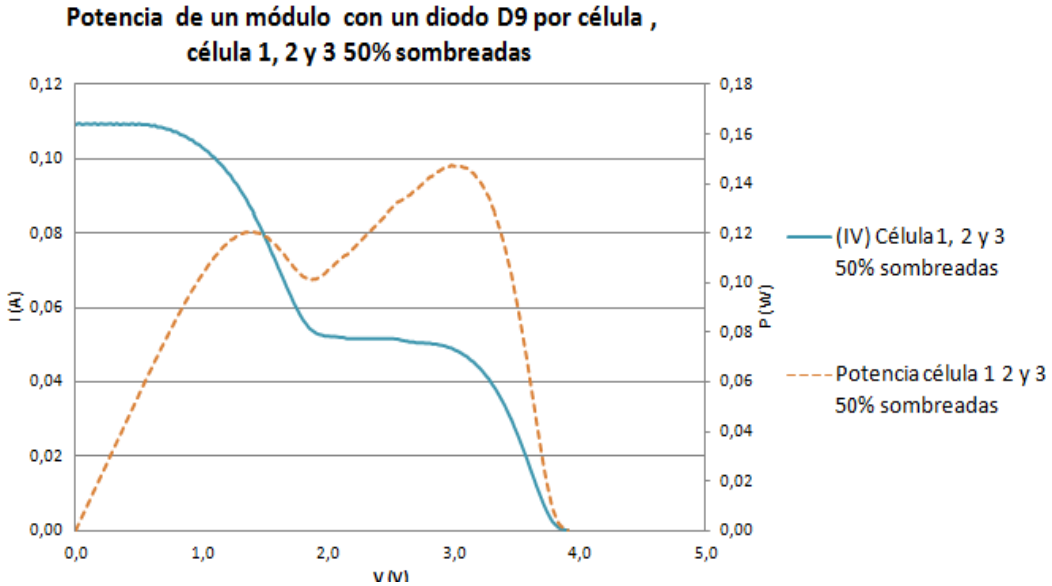


Fig. 138 -Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 3 (50% sombreado).

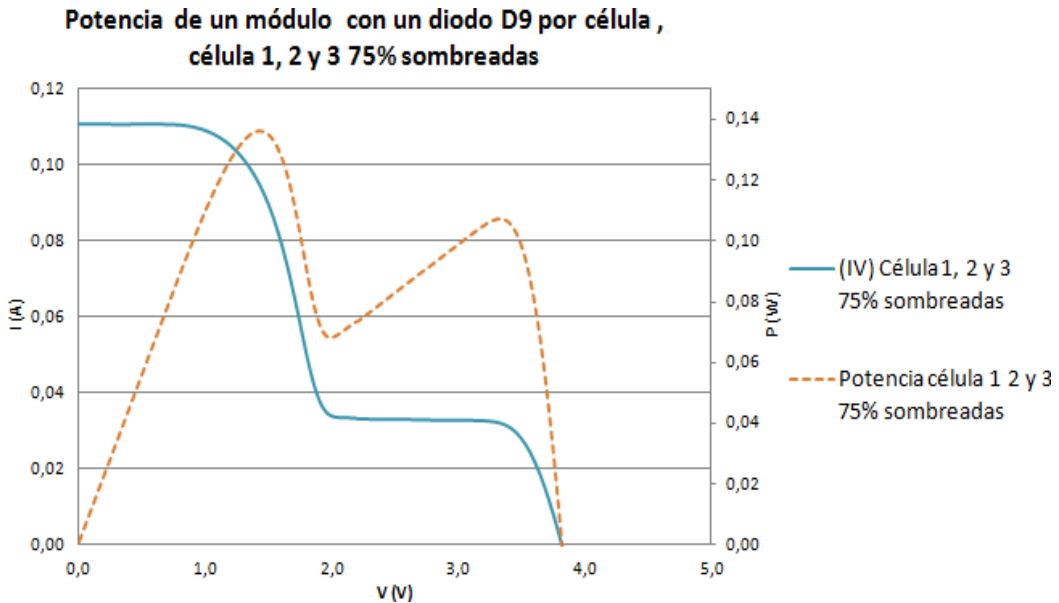


Fig. 139 -Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 3 (75% sombreado).

Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula ,
célula 1, 2 y 3 100% sombreadas

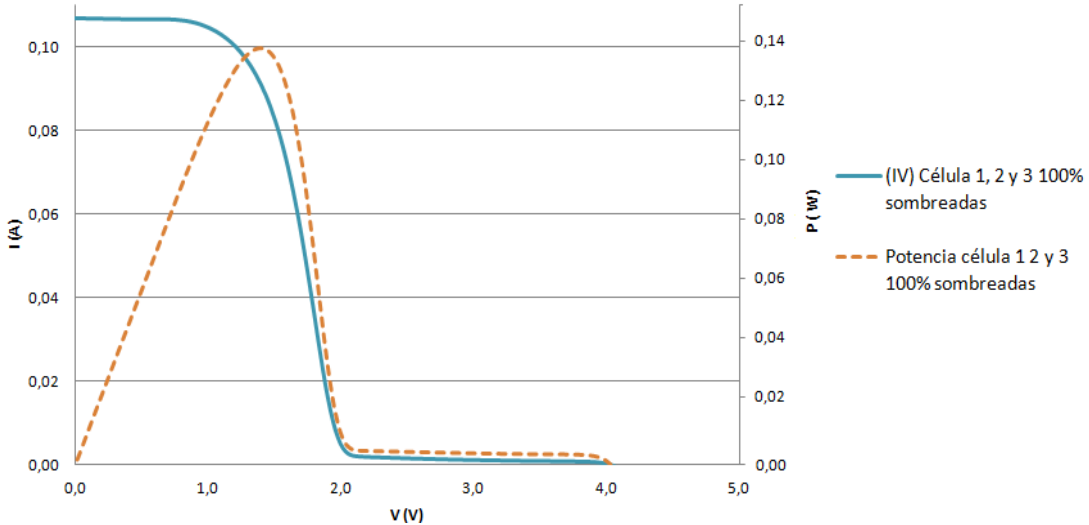


Fig. 140 –Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 3 (100% sombreado).

Tal y como se comentó con anterioridad, el codo asociado a la curva de potencia de la rama no sombreada se tiene cada vez más a la izquierda. Así, la situación para la que la potencia máxima relativa, situada a la izquierda de la curva P-V, se hace mayor que la potencia máxima absoluta del mini módulo, pico situado a la derecha de la curva P-V, se encuentra para porcentajes de sombreado cada vez más importante. Por ello se tienen mayores pérdidas de potencia.

En éste caso, para un sombreado del 75%, se tiene que la potencia entregada por el mini módulo es de 0,136 W, que es un 45% de la potencia del modulo sin sombreado, mientras que en el caso de emplear un solo diodo en serie para las cuatro células teníamos unos 0,13 W, que es un 44%. **Fig 69.**

Así pues como se ha comentado, se tiene un mejor comportamiento para este caso en la configuración de un diodo por célula que la configuración en serie.

- **En cuarto lugar sombreamos la célula 1, 2, 3 y 4 para los distintos %.**

Seguidamente mostramos un pequeño esquema del montaje realizado.

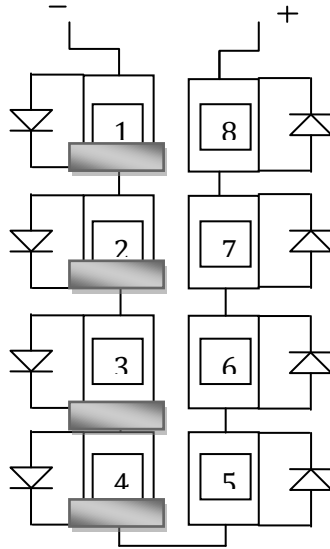


Fig. 141 - Esquema configuración diodo por célula, 4 células sombreadas.

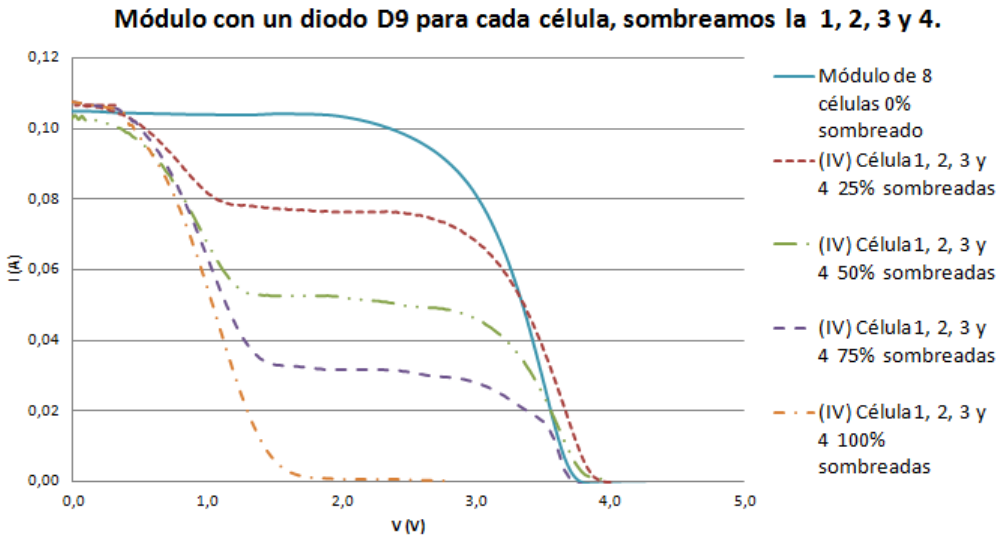


Fig. 142 - Módulo con un diodo D9 para cada célula, sombreamos 4 células.

Calculamos el desplazamiento producido por el sombreado de estas 4 células:

$$N \cdot V_{OC} + N_D \cdot V_D = 4 \cdot 0,5v + 4 \cdot 0,20v = \mathbf{2,80 v}$$

Se observa que para este caso se tiene un mayor desplazamiento del escalón presente en la curva IV hacia tensiones menores (2,80 V), con respecto a la configuración en serie, para la que dicho escalón se tiene para una tensión 2,20 V inferior a la tensión de circuito abierto del módulo sin sombrear. Esta diferencia se debe a las pérdidas introducidas por la activación de los 4 diodos.

Ahora obtenemos las potencias:

Sombreado	Pérdidas de Potencia
0%	0%
25%	32%
50%	54%
75%	72%
100%	79%

Tabla 12: Pérdida de potencia de un módulo con un diodo por célula sombreando cuatro células.

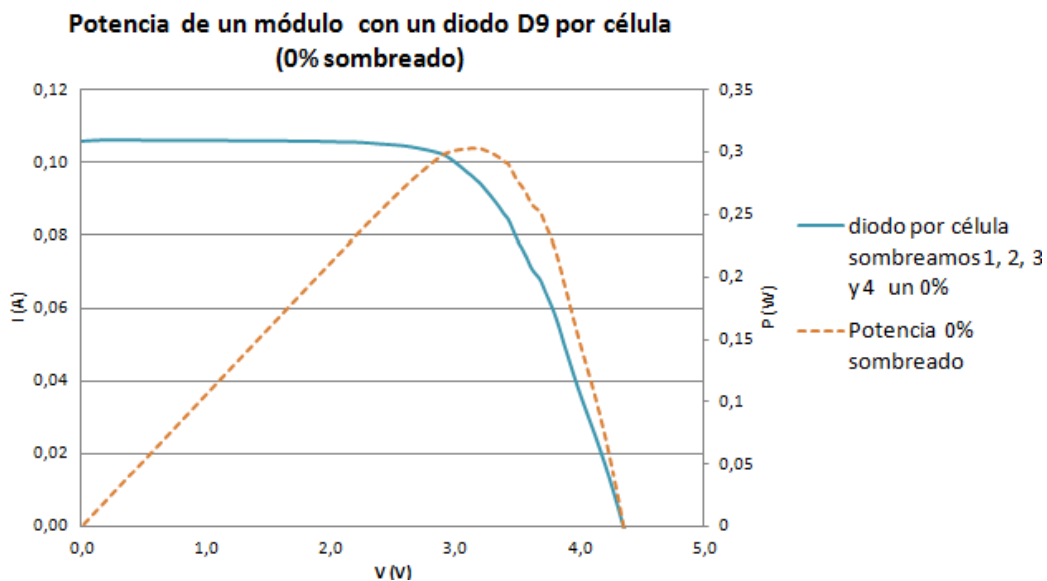


Fig. 143 -Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 4 (0% sombreado).

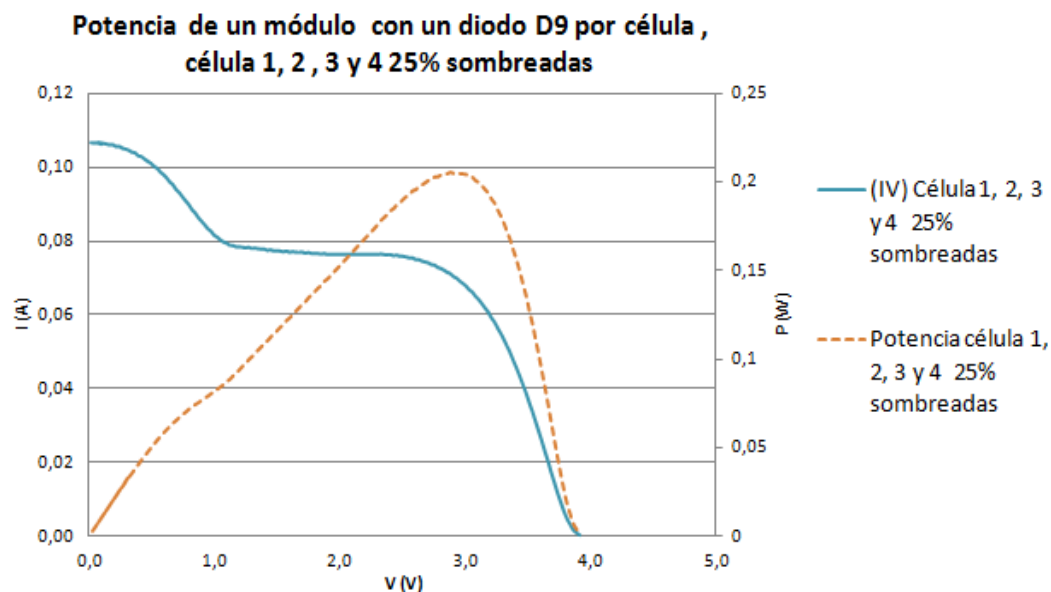


Fig. 144 -Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 4 (25% sombreado).

**Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula ,
célula 1, 2 , 3 y 4 50% sombreadas**

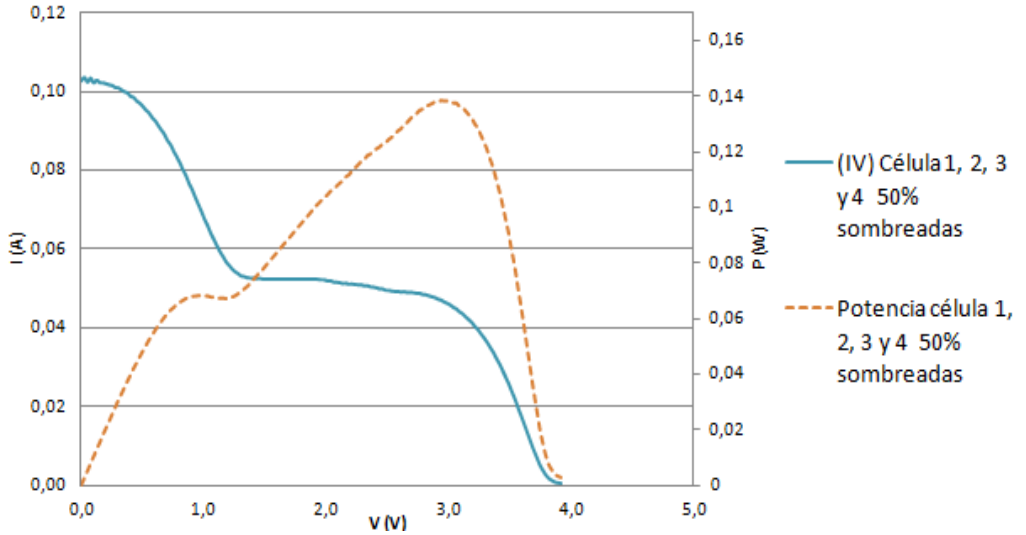


Fig. 145 -Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 4 (50% sombreado).

**Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula ,
célula 1, 2 , 3 y 4 75% sombreadas**

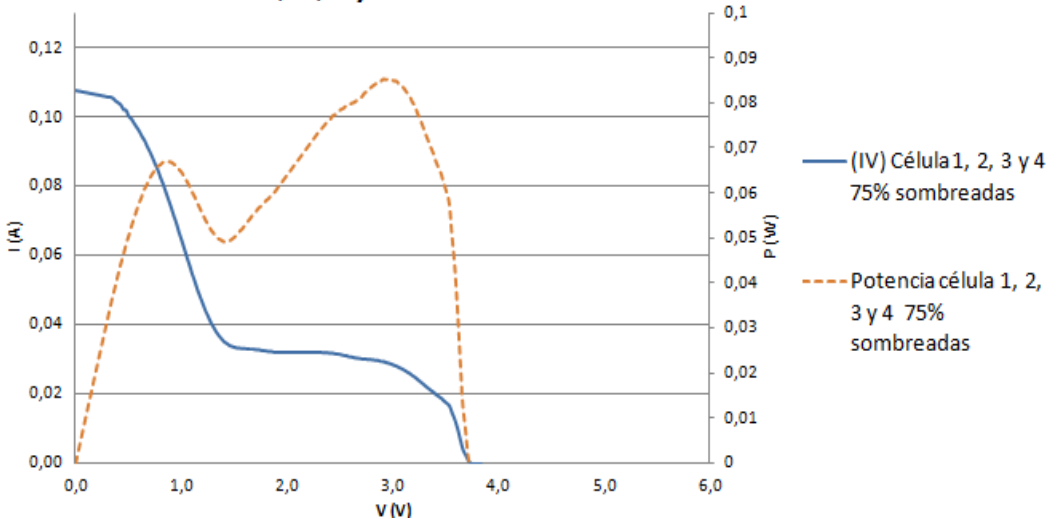


Fig. 146 -Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 4 (75% sombreado).

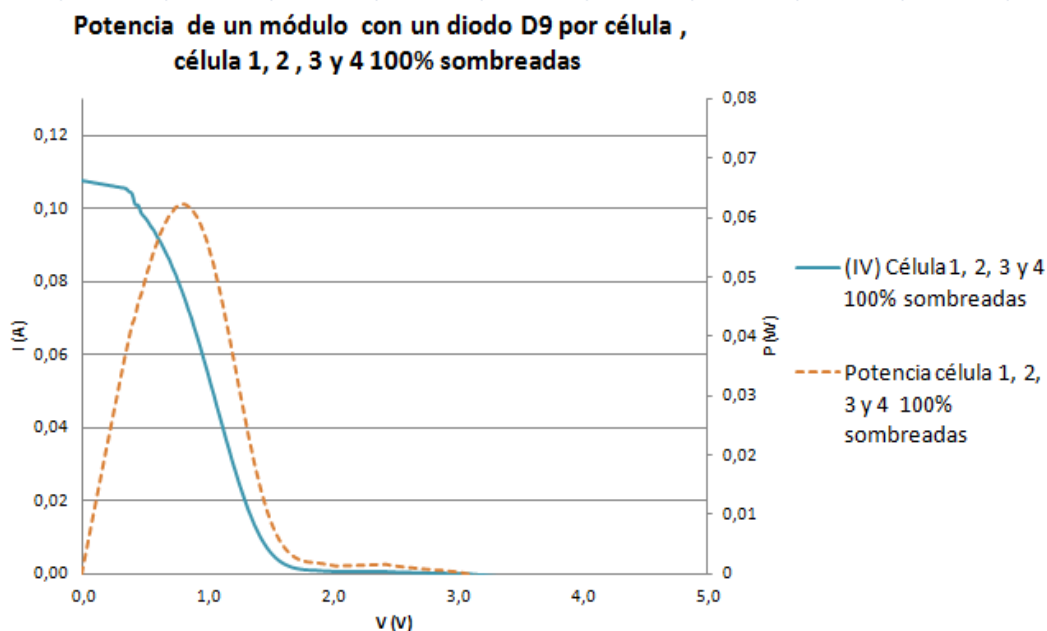


Fig. 147 -Potencia de un módulo con un diodo D9 por célula, sombreamos 4 (100% sombreado).

En este caso, para un sombreado del 75%, se tiene que la potencia entregada por el mini módulo es de 0,09W, es decir el 28% con respecto a la potencia del módulo sin sombreado. En el caso de emplear un solo diodo en serie para las cuatro células teníamos unos 0,13 W, que es un 44%.

Así se demuestra que el hecho de tener un diodo por cada célula solar tiene un único punto débil, y es si se sombreadan muchas células en una misma serie y a la vez, las pérdidas pueden llegar a ser mayores que utilizando la configuración de diodos en serie. Éste caso puede darse por ejemplo ante un sombreado lateral del módulo.

Dos gráficos interesantes son los siguientes:

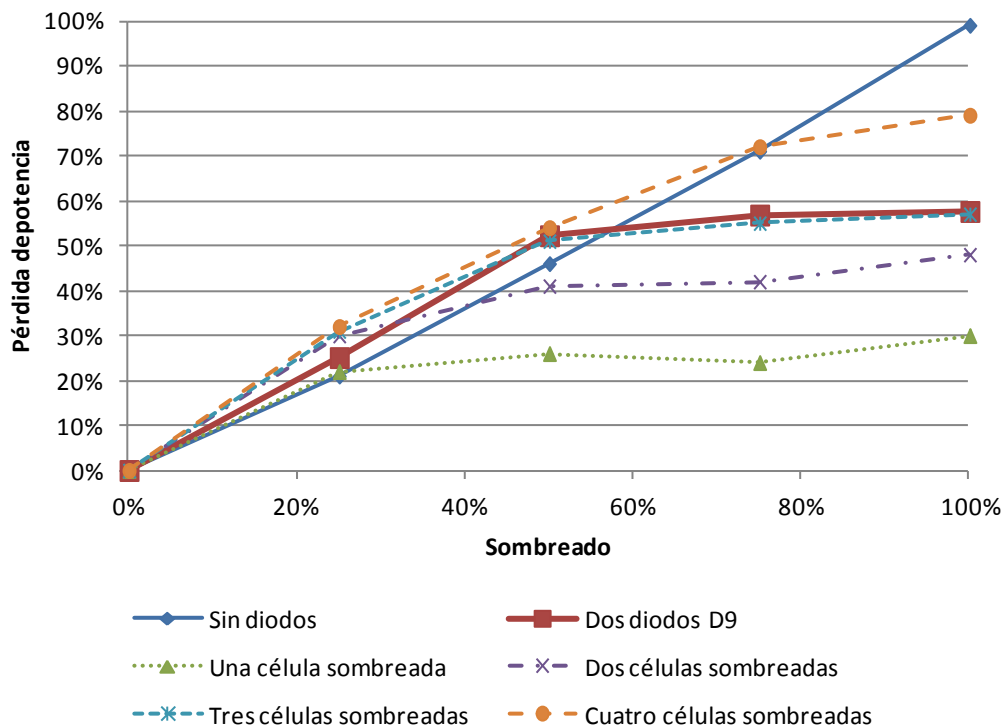


Fig. 148 – Comparación pérdidas de potencia distintas configuraciones.

En ésta se ven las pérdidas de potencia en función del porcentaje de sombreado si el módulo no tiene diodos de protección, para la configuración con diodos en serie y si se utiliza un diodo por cada célula solar. Para esta última configuración se aprecia claramente que la pérdida de potencia se hace más notable a medida que se somborean más células solares, llegando a superar las pérdidas encontradas en el mini módulo con la configuración de diodos en serie si el número de células sombreadas se aproxima o iguala al de la serie de células solares protegidas por un único diodo.

La siguiente figura representa las máximas pérdidas de potencia al sombrear totalmente las células solares.

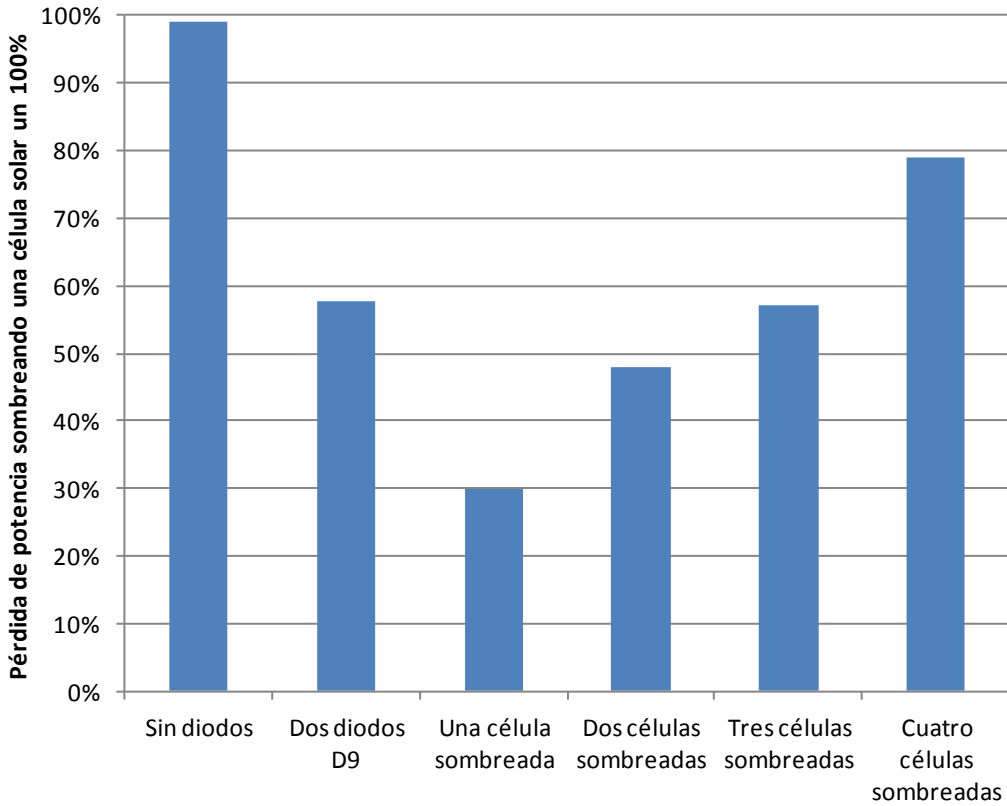


Fig. 149 – Resultados pérdidas de potencia distintas configuraciones.

Vuelve a confirmarse que las pérdidas son menores si se utiliza un diodo de paso por cada célula solar. Ésta configuración se ve perjudicada si el número de células sombreadas es elevado.

- *Avance de sombra*

Como ya hemos dicho anteriormente, entendemos como avance de sombra cuando se sombrea por barrido y con los mismos % unas células, situadas como se muestra en el siguiente esquema.

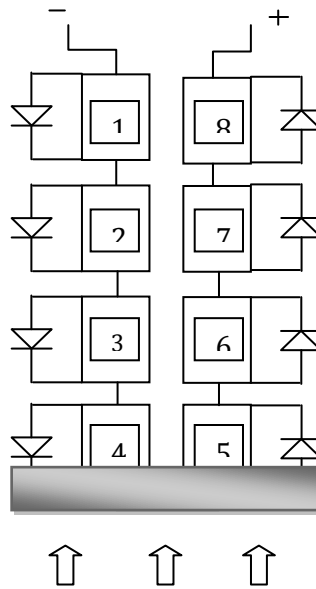


Fig. 150 –Esquema configuración diodo por célula, avance de sombra.

Se observa que los datos obtenidos en este caso son iguales que cuando sombreamos dos células cualesquiera con un diodo cada una. Esto es debido a que cada célula es independiente, por el tipo de configuración utilizado.

Si comparamos este caso para todas las configuraciones de diodos de protección estudiadas se comprueba que el uso de un diodo por cada célula solar posee una notable ventaja. Las pérdidas de potencia en los casos anteriores llegaban a ser del 100%, mientras que con la configuración de un diodo por cara célula solar equivale aproximadamente a las de las células solares sombreadas.

5.3.4. Configuración con diodos en paralelo

Esta configuración es útil ante sombreados laterales de los módulos. Es la más complicada, y por eso no se emplea en la actualidad. Reúne las mejores características de la configuración en serie y la de diodo por célula. De este modo corrige la deficiencia encontrada en la configuración de un diodo por célula.

El esquema de esta configuración es el siguiente:

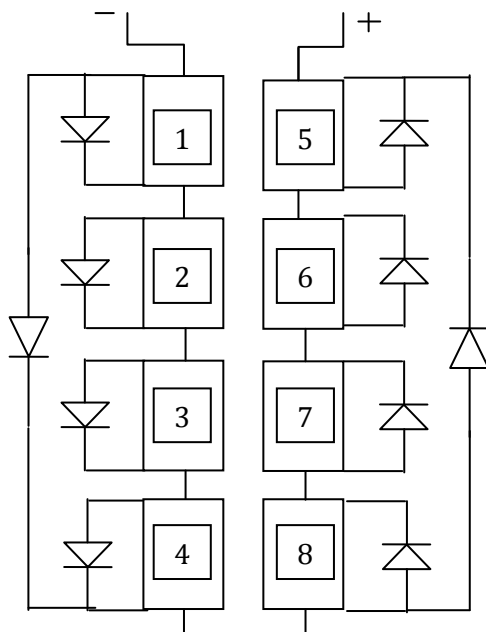


Fig. 151 -Esquema configuración en paralelo.

Cabe destacar que para que esta configuración sea beneficiosa tendrían que sombreadse a menudo una rama completa, para que se active el diodo situado en paralelo y se eviten así las pérdidas asociadas a cada uno de los diodos de las células solares de la rama. A continuación se explica el esquema anterior paso a paso, cuando se somborean las células:

- Si solo se sombrea la 1 tendremos que el escalón de la curva IV se tendrá a una tensión de V_{oc} del módulo sin sombreado - (V_{oc} de la célula + V_d).
- Si sombreamos la 1 y la 2, la diferencia de tensión será $2x(V_{oc} + V_d)$
- Si sombreamos la 1, 2 y 3, el desplazamiento del escalón de la curva IV se tendrá a $3x(V_{oc} + V_d)$ de la V_{oc} del módulo sin sombreado.
- Y si tuviéramos la configuración de diodo por célula y sombreamos la rama completa la diferencia sería de $4x(V_{oc} + V_d)$

Pero al emplear la configuración en paralelo la corriente se derivará por éste, evitando por ello las pérdidas asociadas a los diodos de protección presentes para cada célula solar. Así, en este caso particular se igualan con las pérdidas que se tenían cuando se utilizaba la configuración en serie. Por lo tanto, el escalón en este caso se tiene para una tensión:

$$4V_{oc} + 1V_d$$

Finalmente, como ya se han analizado la mayoría de pruebas que permite esta configuración en las estudiadas anteriormente con un diodo por célula y en serie, solo se presenta a continuación una prueba para ver cuando entra en conducción el diodo situado en paralelo. Para ello se realiza el avance de sombra de forma lateral.

Sombreamos las 4 células de la primera rama al 75%.

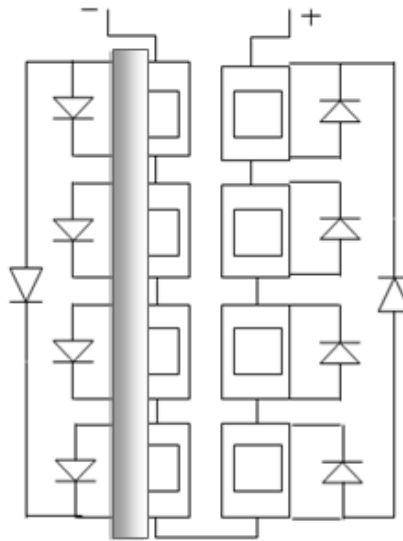


Fig. 152 –Esquema configuración en paralelo, avance de sombra.

**Potencia de un módulo con configuración en serie y en paralelo.
(75% sombreado)**

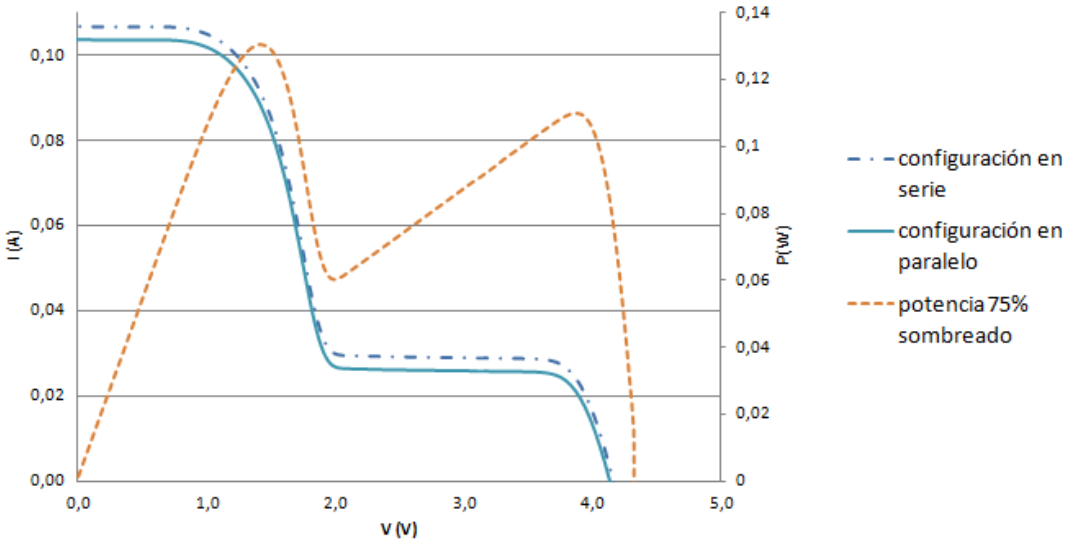


Fig. 153 -Comparación potencia de un módulo con configuración en serie y en paralelo.

Observamos que tenemos unas pérdidas similares para las configuraciones de diodos en serie y la de diodos en paralelo cuando están todas las células de una serie sombreadas. Por lo tanto, el mini módulo se comporta igual que si tuvieses un diodo para las cuatro células solares, alcanzando una potencia en torno a los 0,13 W, es decir de un 44% con respecto a la potencia total del módulo sin sombrear.

6. Estudio realizado con células solares multicristalinas

6.1. Caracterización de las células solares multicristalinas

A partir de una célula solar industrial de silicio multicristalino de baja calidad, se han cortado una serie de células con un área de 8.2 cm^2 , para realizar distintas asociaciones de las mismas junto con diodos de paso sobre una placa board, simulando un modulo fotovoltaico. Se ha elegido una célula de baja calidad para poder apreciar mejor las posibles diferencias en las características eléctricas ante sombreado con respecto a la del módulo realizado con células solares de silicio monocristalino de mayor calidad. Se ha seleccionado la configuración más estandarizada a nivel industrial, la que incluye los diodos en serie, y el diodo con menor tensión umbral.

Se ha empleado un foco de 500 W con el que tenemos una irradiancia 0,38 soles aproximadamente, como ya se ha comentado en el estudio realizado con las células monocristalinas.

Las células solares de silicio multicristalino poseen una eficiencia inferior a las empleadas en el apartado anterior, como se observa seguidamente:

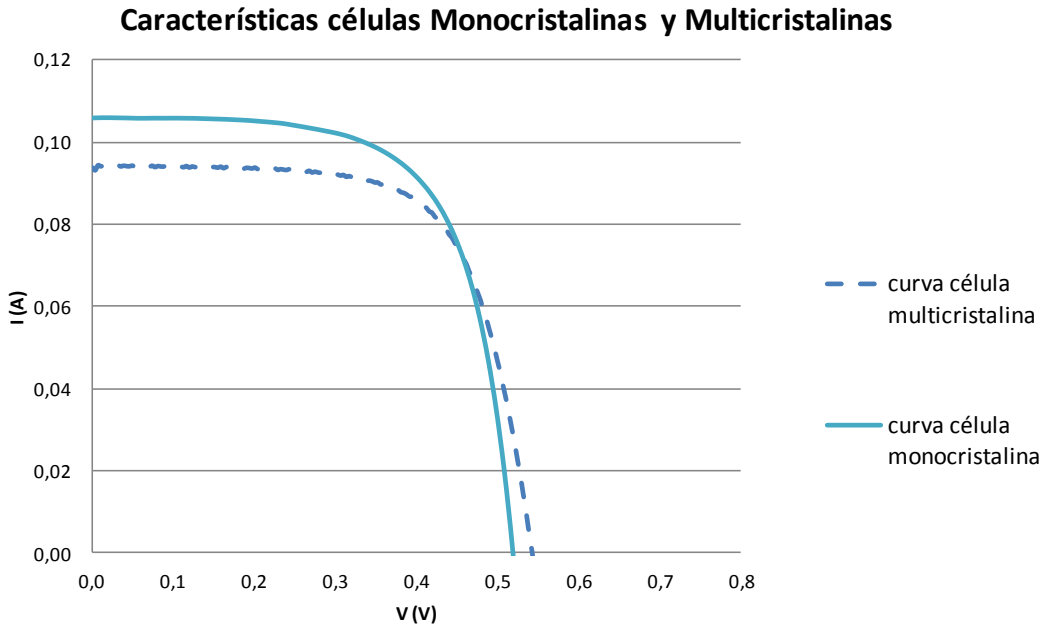


Fig. 154 –Curva IV célula monocristalina y multicristalina.

De forma comparativa, en la siguiente tabla se observan las características eléctricas y eficiencias de las células que se han representado anteriormente.

	Células Monocristalinas	Células Multicristalinas
Isc (mA)	106	91,7
Voc (mV)	519	523,6
Pm(mW)	37,96	32,6
FF (%)	69	66

Tabla 13: Características de las Células Monocristalinas y Multicristalinas empleadas.

Destacar que, como se observa en la siguiente gráfica, todas las células solares que se emplean tienen características eléctricas similares. Las pequeñas variaciones que se encuentran pueden ser debidas a variaciones en las características del sustrato a lo largo de su superficie, ya que cabe destacar que se está trabajando con obleas de silicio multicristalino, y dentro de éstas con unas obleas de baja calidad. Por esto aparecen diferencias dentro de la misma célula solar (zonas con distintos tiempos de vida).

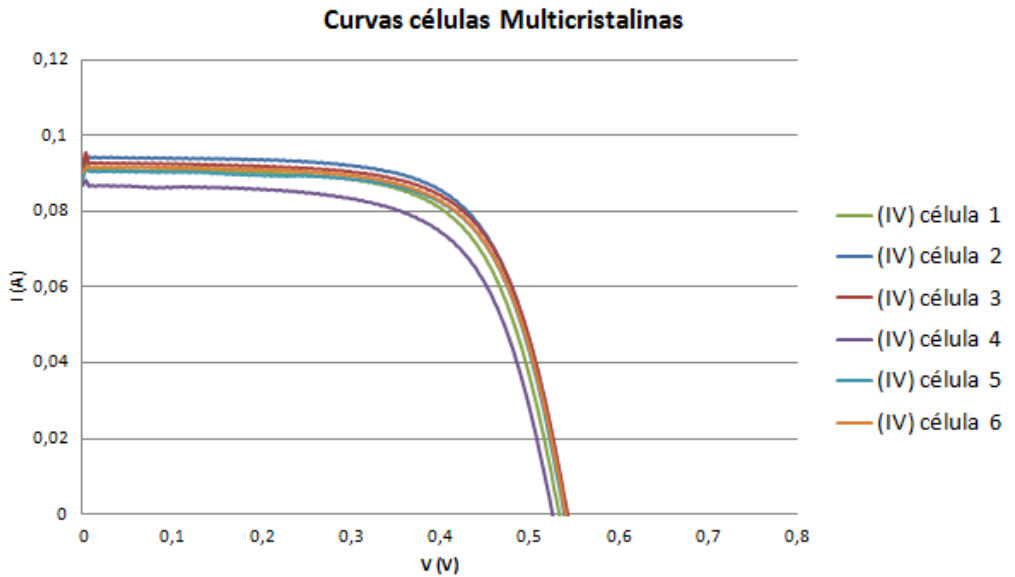


Fig. 155 –Curvas IV células multicristalinas.

Seguidamente podemos observar la curva de potencia de una célula multicristalina.

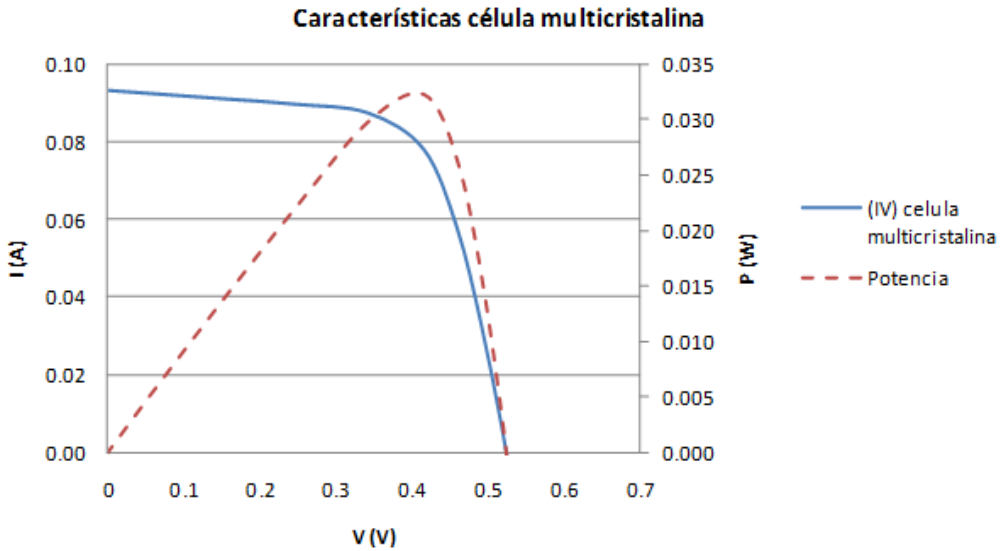


Fig. 156 –Características células multicristalinas.

A continuación se muestra la respuesta ante una polarización inversa de una célula solar mono y multicristalina:

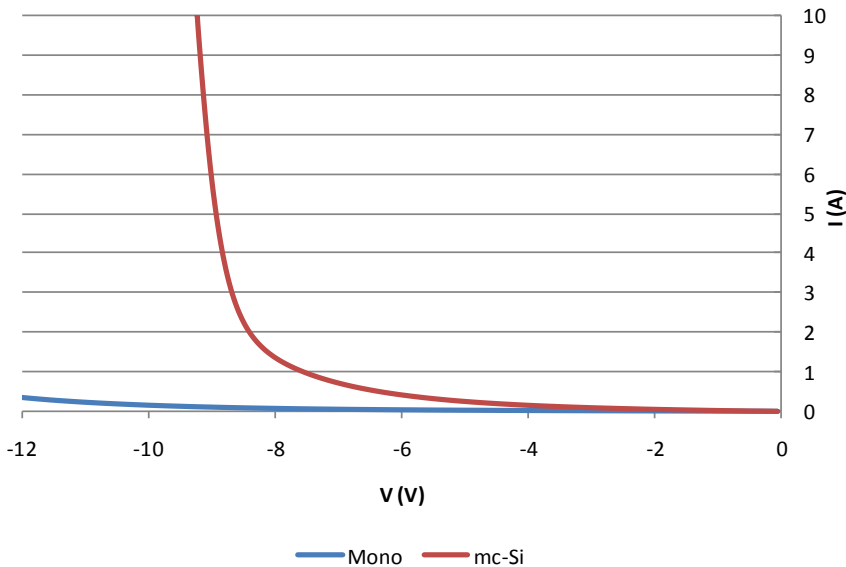


Fig. 157 –Respuesta inversa célula monocristalina y multicristalina.

Tanto la pendiente de la respuesta asociada a la resistencia paralelo como la tensión de ruptura distan mucho entre ambos tipos de células solares. En la célula multicristalina, debido a la mayor presencia de defectos y al mayor dopado de la misma, la pendiente de la curva es mayor y la tensión de ruptura inferior en valor absoluto. Ambos términos influirán en la respuesta del módulo ante un sombreado.

6.2. Módulo 8 células (sin diodo)

En un principio se va a estudiar el comportamiento de un módulo realizado con células solares multicristalinas, sin el uso del diodo, para ver cómo se comporta frente a distintos sombreados.

Se ha empleado un pequeño soporte en el cual se han distribuido 8 células en serie. Se ha utilizado el siguiente esquema, sombreado una célula distintos %.

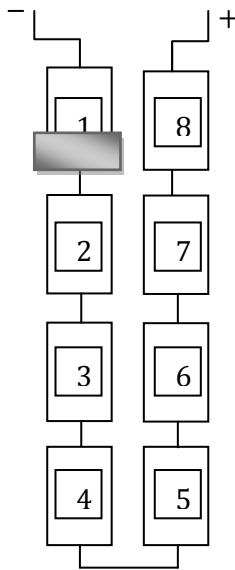


Fig. 158 -Configuración en serie, sombreamos 1 célula.

Se han obtenido las siguientes características eléctricas:

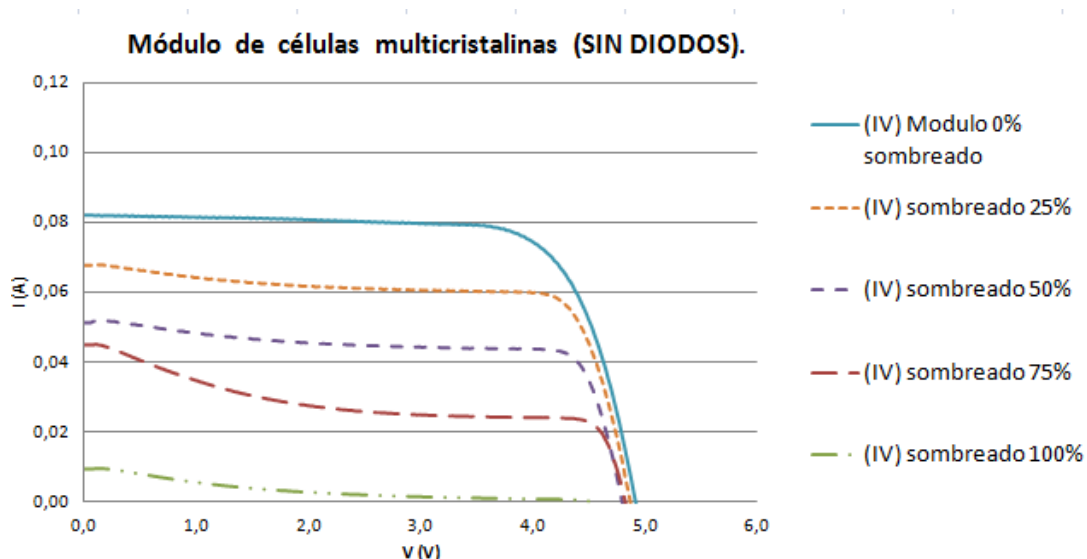


Fig. 159 –Módulo células multicristalinas (sin diodos).

Un dato a destacar es que, por debajo del punto de máxima potencia la evolución de las curvas es más inclinada, con corrientes menos constante que para las células monocristalinas. Se debe al comportamiento en inversa de la célula multicristalina, la cual posee una menor resistencia en paralelo y una inferior tensión de ruptura en valor absoluto. Ambos parámetros se relacionan con la calidad del sustrato de partida.

Seguidamente se muestran las potencias obtenidas para, de las curvas anteriores:

Sombreado	Pérdidas de Potencia
0%	0%
25%	17%
50%	44%
75%	65%
100%	98%

Tabla 14: Pérdida de potencia de un módulo con células multicristalinas sin diodos frente al sombreado del mismo.

Observamos que al sombrear el 100% se tiene una ligera potencia (2%) asociada a iluminación difusa.

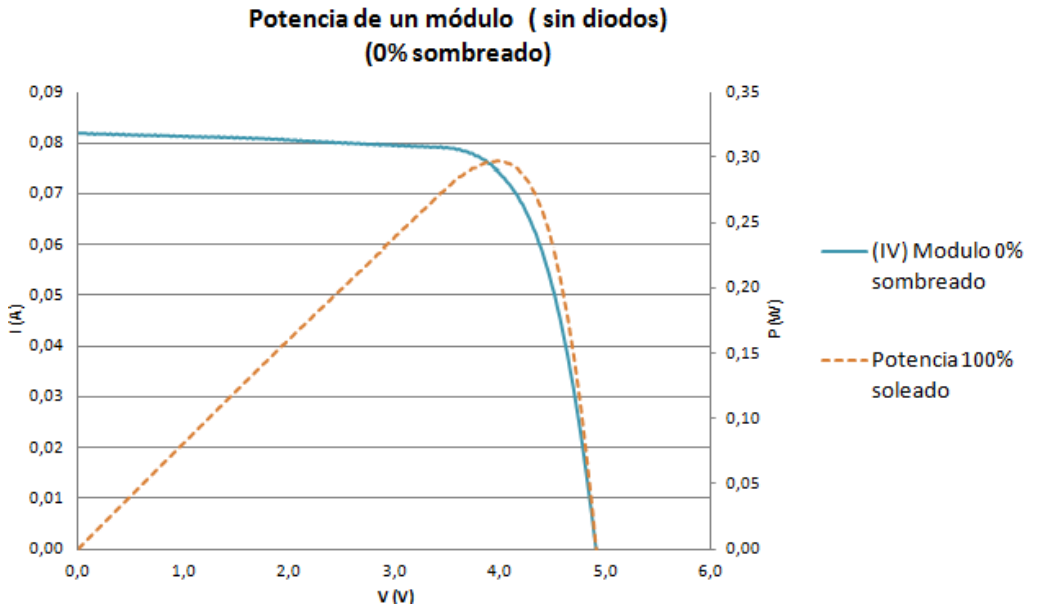


Fig. 160 -Potencia de un módulo sin diodos (0% sombreado).

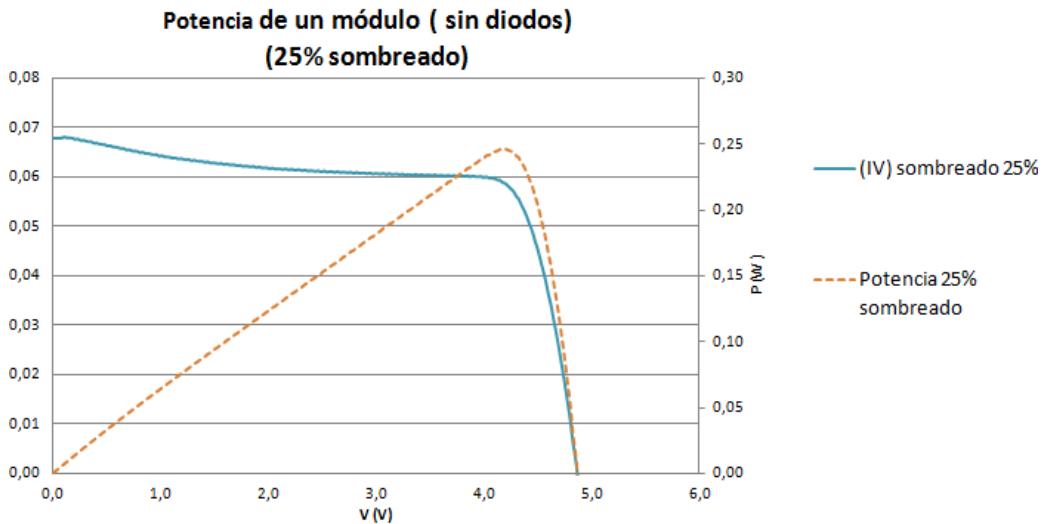


Fig. 161 -Potencia de un módulo sin diodos (%25 sombreado).

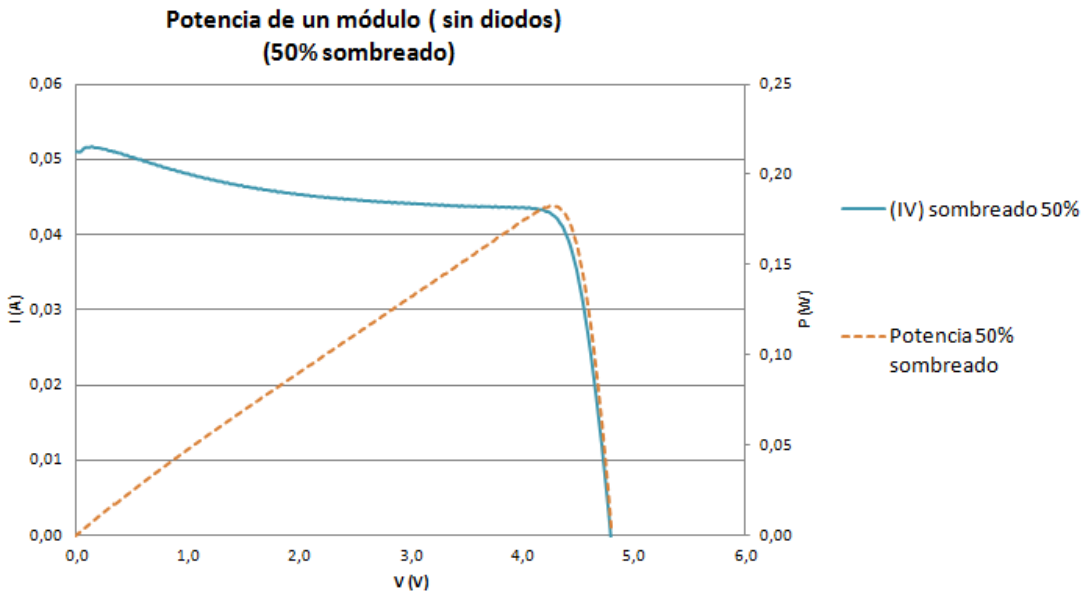


Fig. 162 -Potencia de un módulo sin diodos (50% sombreado).

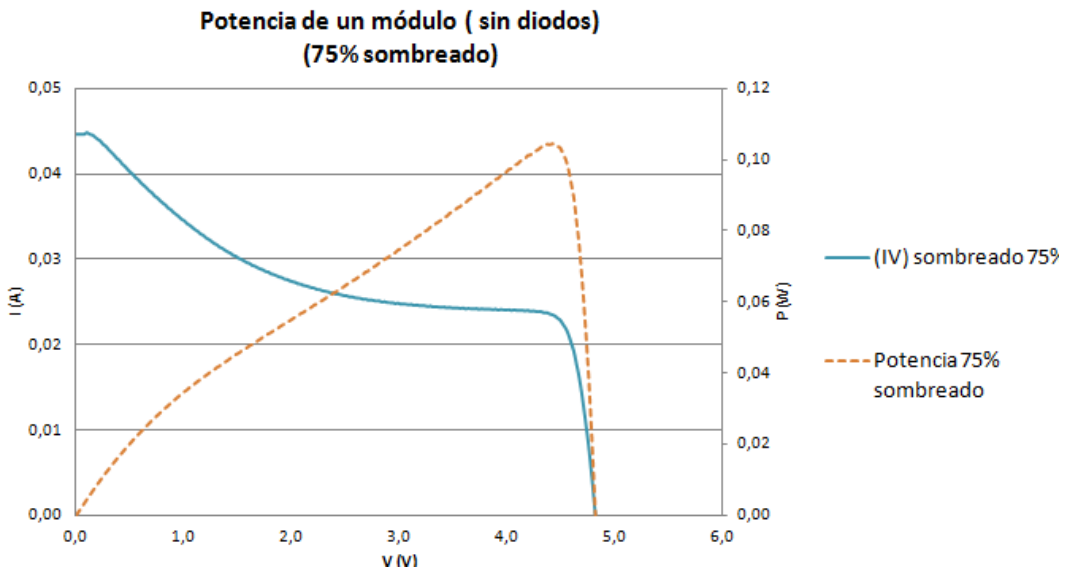


Fig. 163 -Potencia de un módulo sin diodos (75% sombreado).

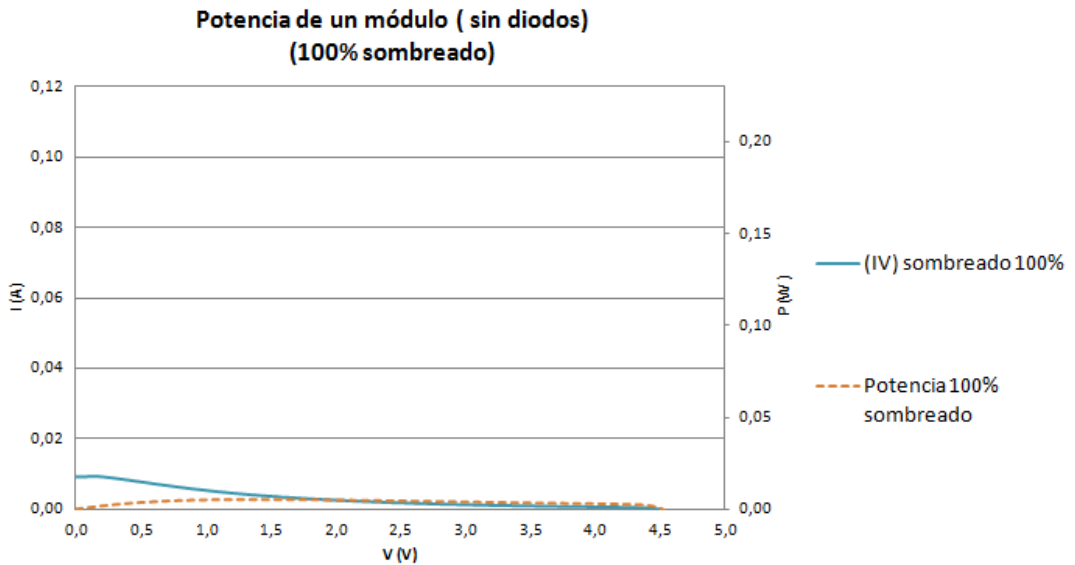


Fig. 164 –Potencia de un módulo sin diodos (100% sombreado).

Se observa que las potencias pico para un modulo de 8 células monocristalinas sin sombreado es de 0,33 W mientras que para la misma situación y configuración para las células multicristalinas es de 0,27 W. A pesar de utilizar el mismo número de células solares y con similares áreas, la diferencia se debe principalmente a la calidad del sustrato de partida.

Por otro lado, si se comparan las pérdidas de potencia en función del sombreado para ambos mini módulos se tiene:

Sin diodos de protección

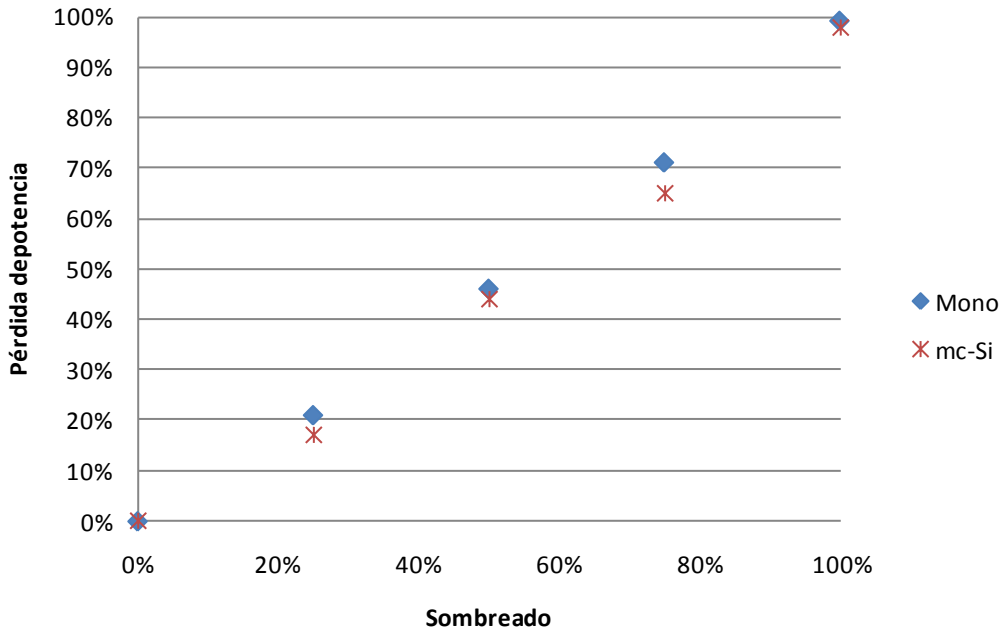


Fig. 165 -Comparación pérdidas de potencia módulo sin diodos con células monocristalinas y multicristalina.

Las pérdidas observadas en el mini módulo realizado con células multicristalinas son ligeramente inferiores con el sombreado. Éste efecto se debe a la mayor pendiente observada en la característica en inversa de las células solares de silicio multicristalino. Dicho efecto pesa de una forma notable en la curva IV del módulo sombreado, haciendo que la corriente se incremente de una forma más sensible para tensiones inferiores a la del punto de máxima potencia que para el módulo realizado con células de silicio monocristalino.

6.3. Módulo con diodos bypass

Destacar que como ya se ha determinado con las células monocristalinas, la configuración con diodos en serie, aunque no sea la más óptima ante sombreados, es la que más se emplea por su simplicidad y por su respuesta aceptable. Por ello, solo realizaremos los estudios para dicha configuración. El diodo de protección empleado ha sido el que posee una menor tensión umbral.

A continuación se explican las distintas posibilidades que tiene un módulo de sombreado en la realidad.

Los datos obtenidos para la configuración en serie con células solares multicristalinas son:

6.3.1. Configuración en serie

Se emplea una configuración de un diodo D9 cada 4 células. Como se muestra en el siguiente esquema.

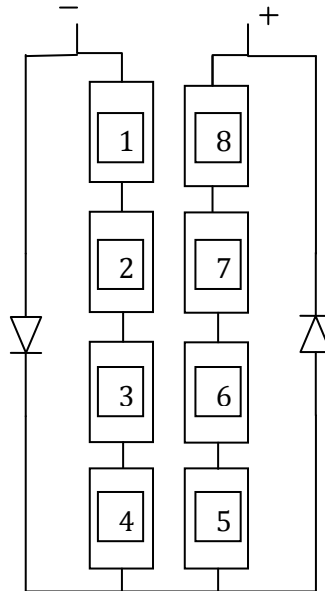


Fig. 166 -Esquema configuración módulo con 2 diodos D9

Solo se realizará el estudio de sombra local para compararlo con el estudio realizado con el módulo realizado con células monocristalinas y sacar conclusiones.

- *Sombra local*

Definimos sombra local aquella que sombrea a una o dos células por separado. Estas pueden ser producidas por hojas de los árboles, suciedad, etc.

Sombreademos una célula distintos %.

Obtenemos:

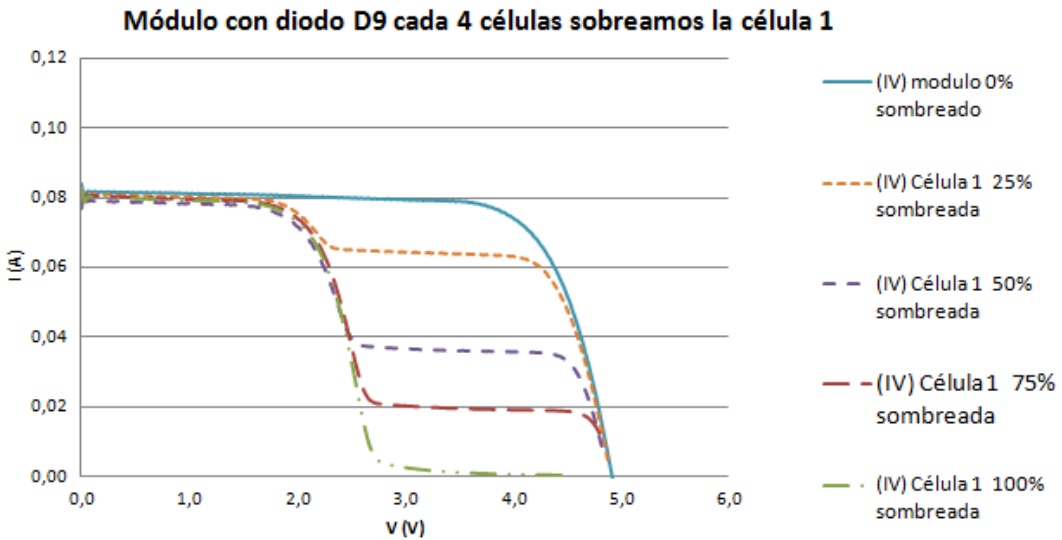


Fig. 167 -Módulo con diodo D9 cada 4 células sobreamos la célula 1.

De la gráfica anterior tenemos las siguientes curvas de potencias:

Sombreado	Pérdidas de Potencia
0%	0%
25%	14%
50%	41%
75%	50%
100%	54%

Tabla 15: Pérdida de potencia de un módulo de 8 células multicristalinas y dos diodos frente al sombreado del mismo.

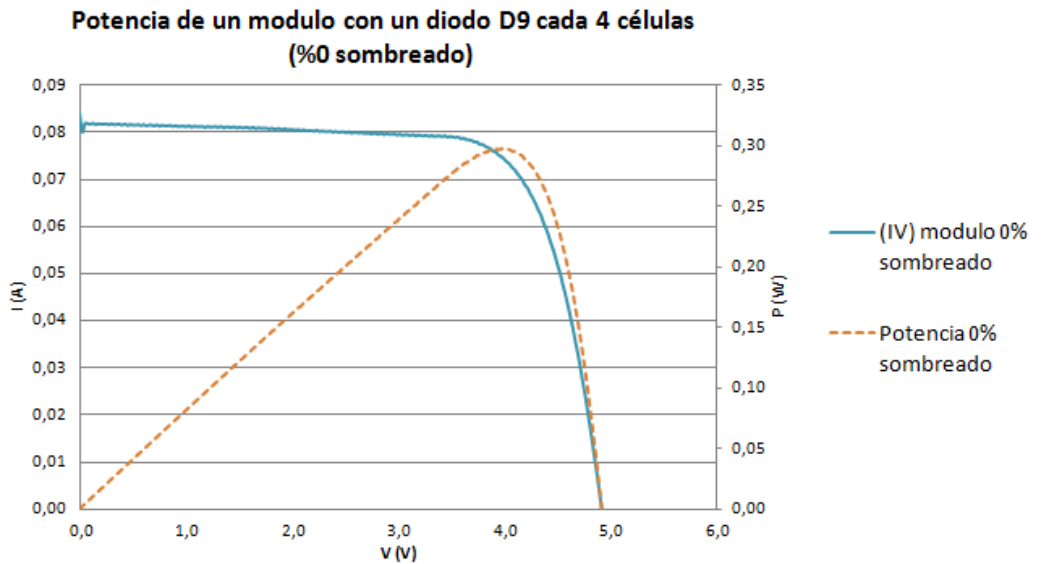


Fig. 168 –Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (0% sombreado)

Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 4 células, célula 1 25% sombreada

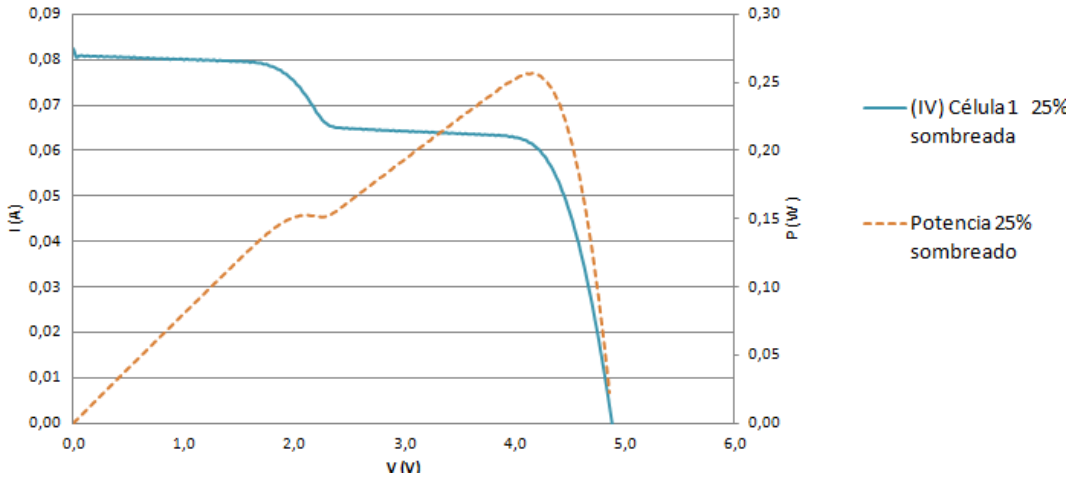


Fig. 169 -Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (25% sombreado)

Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 4 células, célula 1 50% sombreada

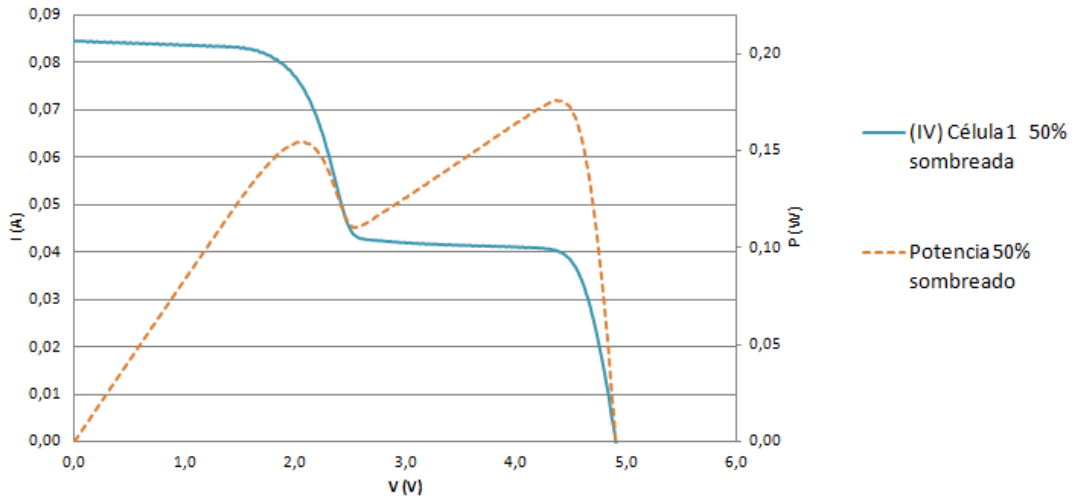


Fig. 170 -Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (0% sombreado)

Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 4 células, célula 1 75% sombreada

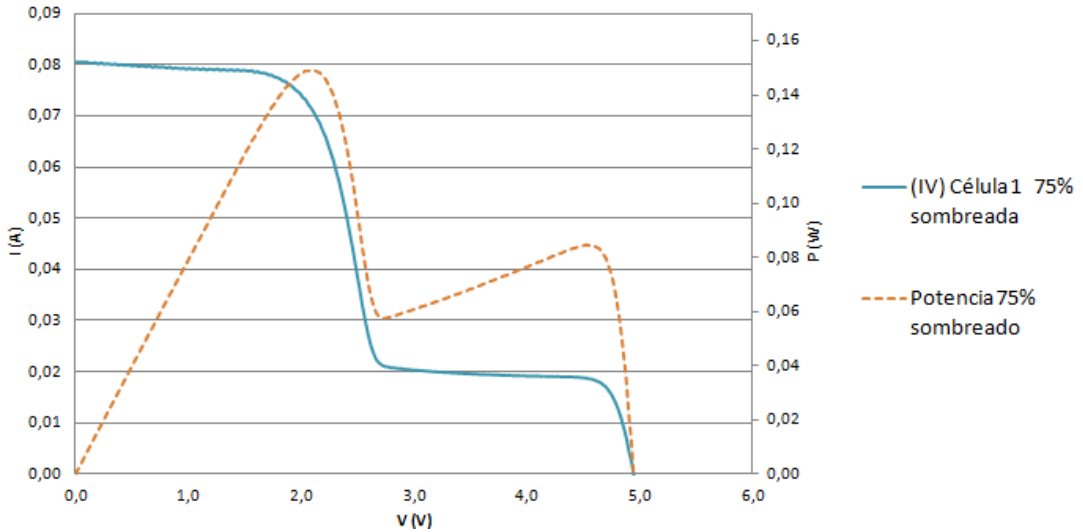


Fig. 171 -Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (75% sombreado)

Potencia de un módulo con un diodo D9 cada 4 células, célula 1 100% sombreada

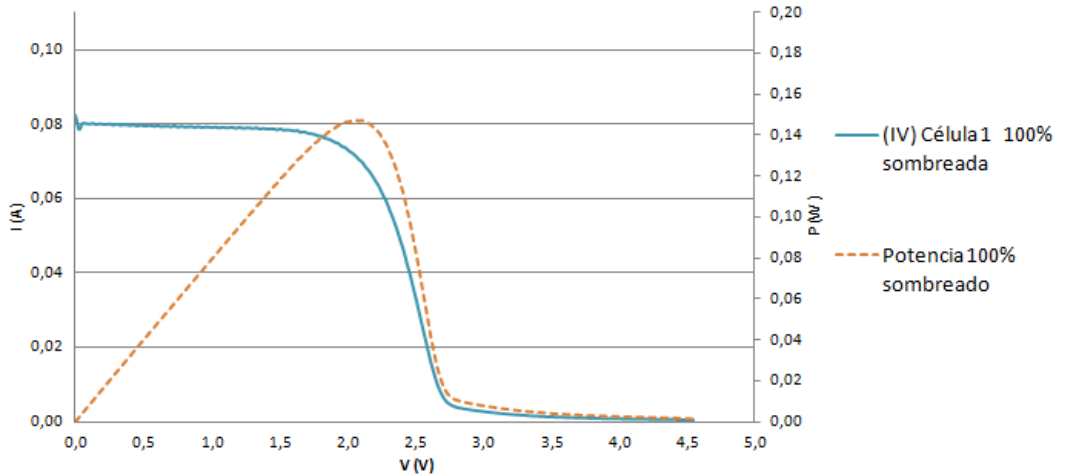


Fig. 172 -Potencia de un Módulo con diodo D9 cada 4 células (100% sombreado)

Destacar que para un sombreado del 75% la potencia máxima absoluta se encuentra en el lado izquierdo de la curva P-V. A partir de este sombreado, la potencia máxima dependerá principalmente de las características eléctricas de la rama no sombreada y del diodo.

Nuevamente, debido al distinto comportamiento en inversa de las células solares y como puede apreciarse en la siguiente gráfica, las pérdidas de potencia ante sombreados son inferiores para el mini módulo realizado con células solares de silicio multicristalino.

Con diodos de protección

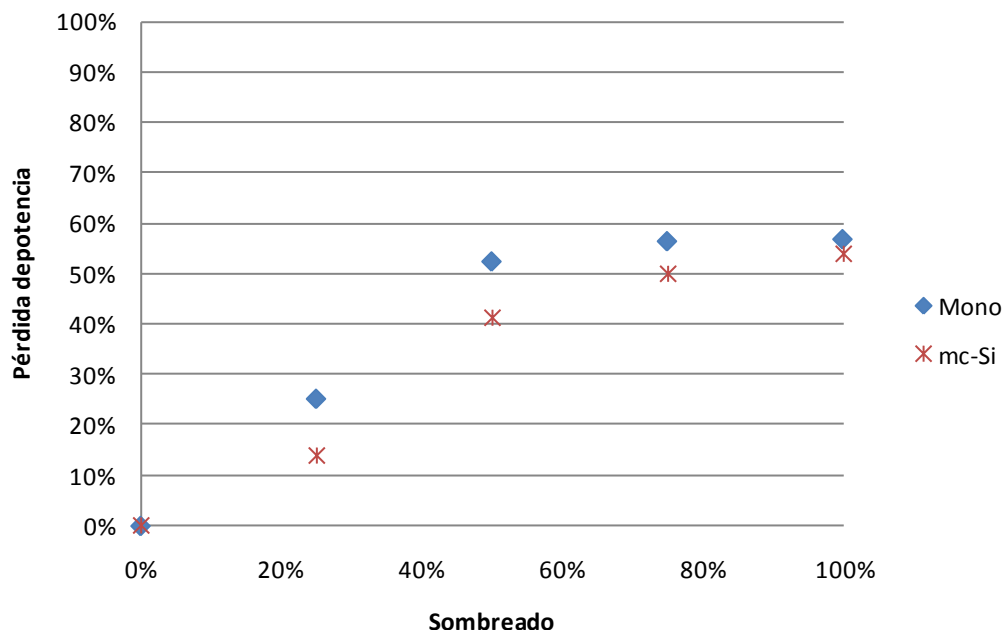


Fig. 173 –Comparación pérdidas de potencia modulo con diodos con células monocristalinas y multicristalina.

Por lo tanto, se demuestra que la pérdida de potencia de un módulo fotovoltaico ante sombreados está influenciada por el comportamiento en inversa de las células solares que lo forman.

Por un lado, los módulos que poseen células solares realizadas con sustratos de inferior calidad y/o con menores valores de la resistencia paralelo poseerán menores pérdidas de potencia ante sombreados. Pero por otro lado, dichas células poseen menores potencias, lo que conlleva a una menor eficiencia del módulo. Además, al tener una tensión de ruptura inferior en valor absoluto, aumenta la posibilidad de que se generen puntos calientes en dichos módulos.

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

7. Extrapolación de los datos obtenidos a un módulo industrial.

Como ya se ha comentado con anterioridad, la configuración de diodos en serie es la que más se emplea en la actualidad a nivel industrial por su sencillez y su buen comportamiento ante sombreados.

Todas las tendencias obtenidas en los distintos estudios realizados son extrapolables a módulos industriales presentes en instalaciones fotovoltaicas. En este sentido, considerando el módulo fotovoltaico más estandarizado formado por 60 células solares en serie y tres diodos de protección (uno cada 20 células), su comportamiento ante sombreados es comparable con la práctica realizada con el mini módulo formado por 9 células solares y tres diodos de paso.

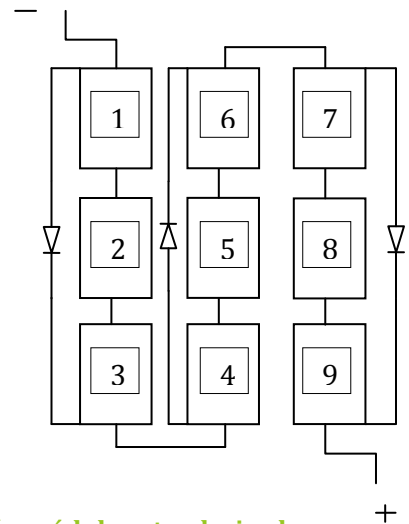


Fig. 174 - A) Sombra B) Esquema configuración módulo estandarizado.

La siguiente figura presenta las curvas potencia – tensión para ambos casos.

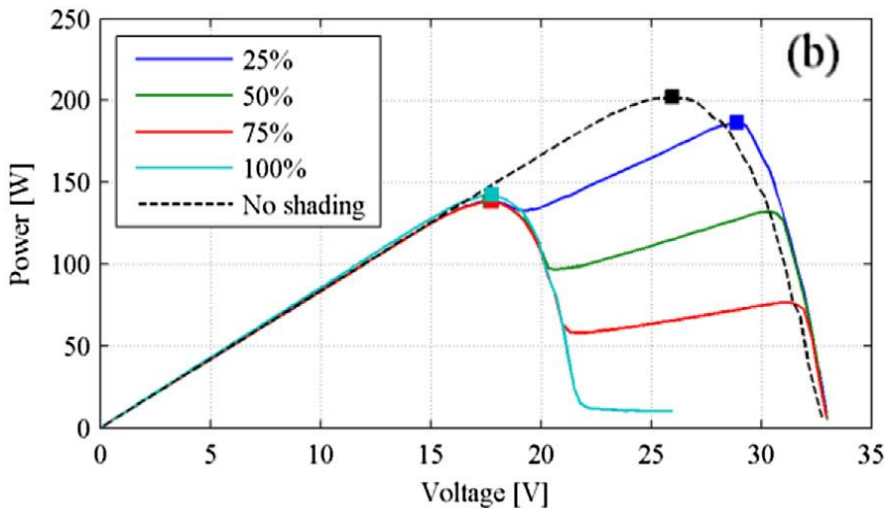
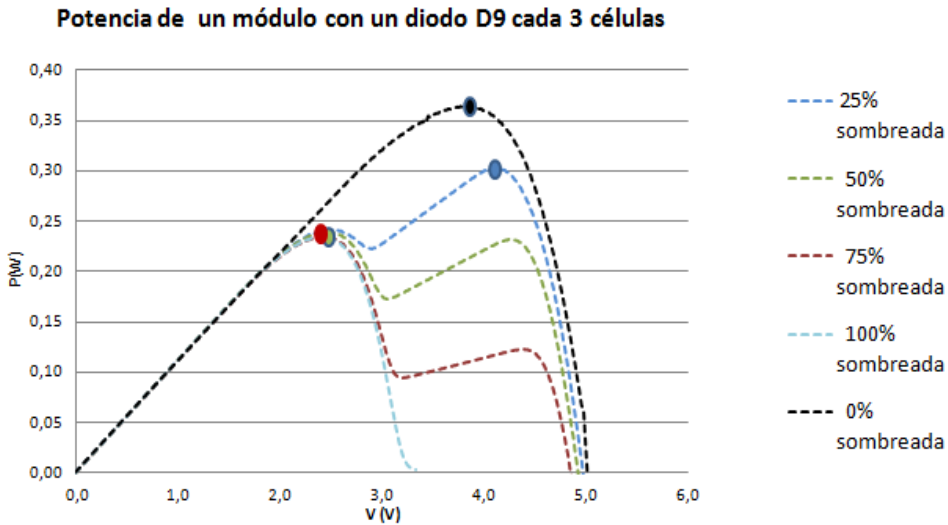


Fig. 175 – Curva potencia – tensión para (A) el mini módulo formado por 9 células solares y 3 diodos de paso, (B) un módulo estándar en una instalación^v.

De acuerdo con la figura anterior, el siguiente gráfico presenta la pérdida de potencia en función del sombreado para ambos casos.

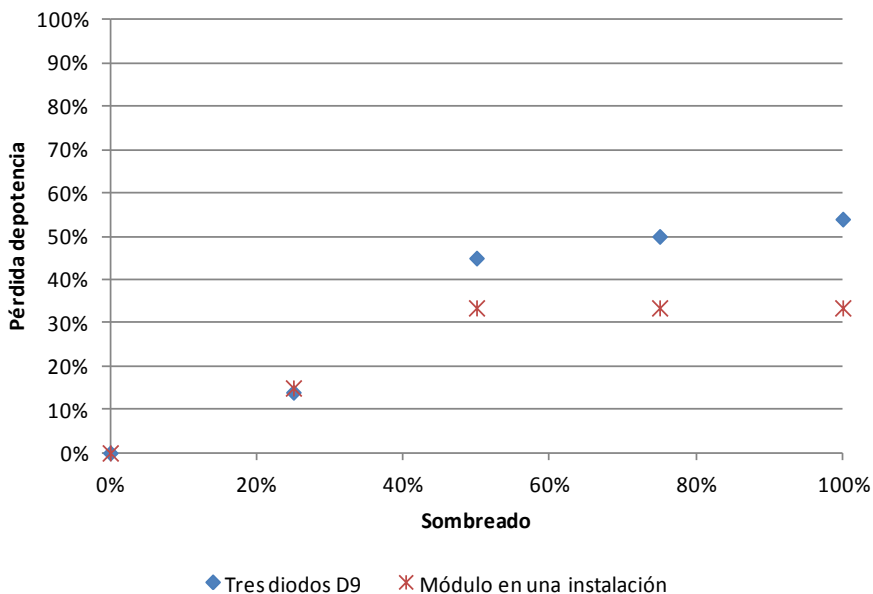


Fig. 176 - Pérdida de potencia en función del sombreado para uno de los casos estudiados en este proyecto y para un módulo industrial.

Tanto la forma de las curvas P-V como las tendencias encontradas en las pérdidas de potencia son similares. Junto con las diferencias presentes en las células solares utilizadas en ambos casos, el efecto de la temperatura, las tolerancias de los equipos de medida y las variaciones en el porcentaje de sombreado debidas a que en ambos casos se ha realizado de forma manual, las diferencias encontradas en el desplazamiento del codo de la curva de potencia se deben al peso de la tensión umbral de los diodos de paso. Como ya ha quedado patente con anterioridad, ésta posee una mayor influencia si disminuye el número de células solares presentes en la serie protegida por el mismo.

En el caso de un módulo industrial, la pérdida máxima por el sombreado de una célula solar es de aproximadamente 1/3 de la potencia del módulo. En la línea del estudio presente en este proyecto, algunas empresas como Day4 Energy^{vi} están introduciendo módulos fotovoltaicos con una nueva configuración basada en el uso de más diodos de protección.

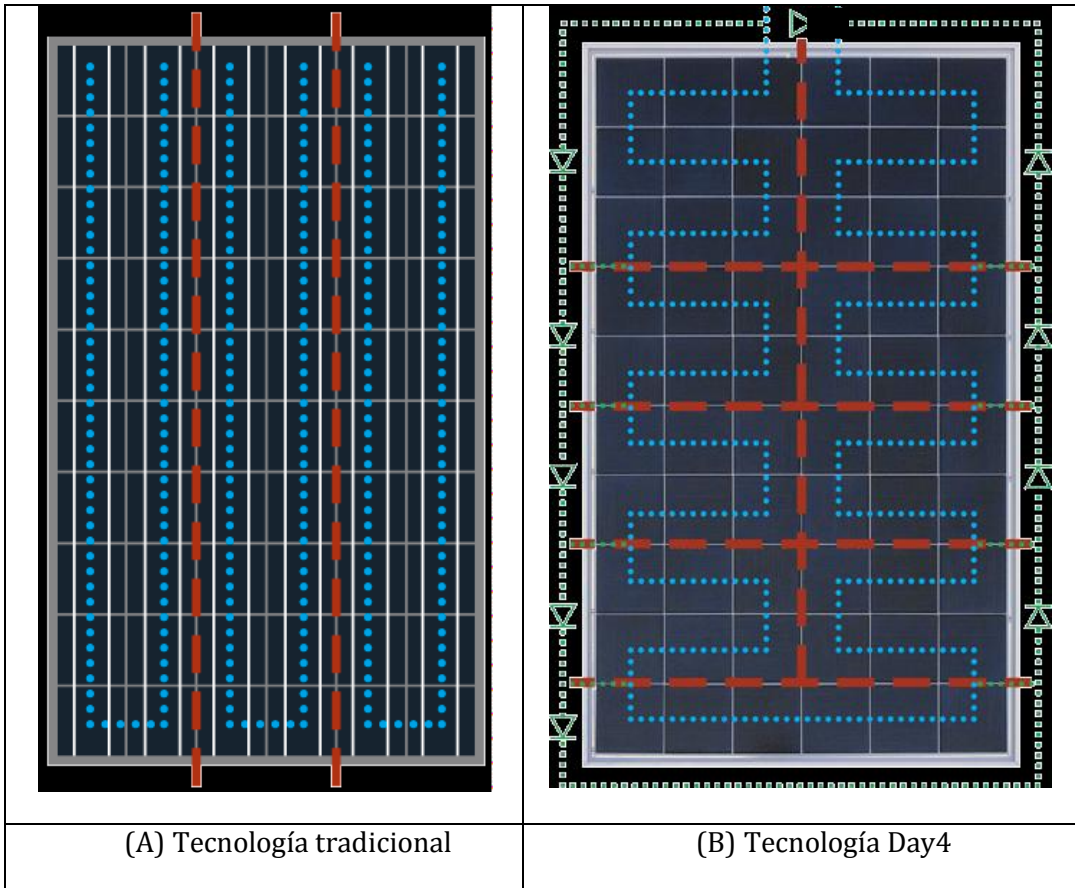


Fig. 177 - Configuración de células solares y diodos de protección (A) tradicional, (B) Day4.

El uso de más diodos de paso posee la ventaja ya demostrada a lo largo de este proyecto de ser menos sensibles ante sombreados y, por lo tanto, tener un mayor rendimiento durante la vida del módulo. Por otro lado y como puede apreciarse en la figura anterior, tiene el inconveniente de que se complica el montaje del módulo.

8. Conclusión

El objetivo del presente proyecto ha sido el análisis de un módulo fotovoltaico para distintas condiciones de sombreado, empleando diferentes configuraciones y utilizando diodos bypass con distintas características eléctricas. Así se ha estudiado la importancia que tiene el seleccionar y elegir correctamente la mejor configuración para los diodos con el fin de tener las menores pérdidas posibles de potencia ante distintas condiciones de sombreado.

Se ha demostrado que la potencia suministrada por un módulo en el cual no se han empleado diodos de protección depende de la célula con mayor sombreado. Para disminuir las pérdidas de potencia se incluyen diodos bypass a nuestro módulo con distintas configuraciones. El diodo entra en conducción cuando la célula solar sombreada se polariza en inversa. Activado el diodo, éste seguirá la respuesta de la rama sin sombrear, es decir, gracias a la existencia del diodo se puede conservar la potencia del resto de las ramas no sombreadas del módulo. Dependiendo del número de ramas que posea el módulo, de las características eléctricas del diodo y de la cantidad de células solares protegidas por el mismo, se tendrán mayores o menores pérdidas.

Para conocer las pérdidas de potencia introducidas por los diodos, se utilizaron dos con características eléctricas diferentes. Se ha comprobado que el diodo con menor tensión umbral da lugar a menores pérdidas de potencia en el módulo, ya que este empieza a conducir con anterioridad. La tensión umbral del diodo tiene un mayor peso en la pérdida de potencia debida al sombreado cuanto menor es el número de células solares que están protegidas por el mismo.

Se han realizado varias configuraciones de diodos para ver cuál de ellas permite disponer de una mayor potencia en nuestro módulo en función a las adversidades del medio externo. Se comenta los resultados a continuación.

-Cuando se tiene un **solo módulo con un diodo** para todo el módulo, no se produce ninguna diferencia con el caso sin diodo.

La explicación de que el diodo no se active es que pese al sombreado, el diodo siempre está polarizado en inversa. Para el caso expuesto, la caída de tensión entre sus extremos es aproximadamente de -4V. La ventaja de disponer de éste diodo está a la hora de tener varios módulos conectados en serie.

En **los módulos con la configuración de diodos de paso en serie** se han realizado varios estudios con dos y tres diodos de protección para todo el módulo. Con ello se pretende estudiar las pérdidas de potencia que se tienen en función del número de células solares protegidas por diodo.

Se puede apreciar de forma aproximada que para la configuración de 3 diodos por módulo, la activación del diodo se produce a $2/3$ de la tensión del módulo, mientras que en el caso de dos diodos se produce a $1/2$.

También los dos picos de potencia absoluto y relativo asociados a las distintas ramas del módulo se igualan prácticamente cuando se sombrea una célula solar cualquiera un 50% para el módulo con tres diodos de protección, mientras que para el de dos diodos dicho efecto se ha encontrado en torno al 70%. Como cada diodo protege a menos células, la pérdida de potencia por sombreado es menor. Por lo tanto, se confirma que se obtiene más potencia con el uso de más diodos de protección en cada módulo, y en particular con un diodo por célula solar.

-En lo que respecta a **la configuración de un diodo por célula** se comprobó que tener un menor número de células solares por cada diodo de protección da lugar a menores pérdidas de potencia ante sombreados, como se ha comentado anteriormente. En este sentido, el caso ideal supone incluir un diodo de paso por cada célula solar. Por otro lado, hay que tener en cuenta que la tensión del diodo desplaza hacia tensiones menores (a la izquierda) el escalón presente en la curva IV del módulo ante un sombreado. Esto es, que el punto de activación del mismo se produce a una tensión igual a la suma de las Voc de las células de la serie más la tensión del diodo. En este sentido, si hay muchos diodos y muchas células sombreadas, la suma de las tensiones de los distintos diodos puede llegar a ser responsable de una pérdida importante en la potencia del módulo.

Para minimizar el efecto del diodo, se requiere que su tensión umbral sea muy baja, y que una vez superada ésta, el incremento de la corriente que puede conducir el diodo sea muy alto ante pequeñas variaciones de tensión.

-Cabe destacar que la **Configuración en paralelo** engloba la de “un diodo por célula” y “en serie”. Con ésta configuración se minimiza el problema encontrado si se utiliza un diodo de protección por cada célula solar y se somborean muchas células solares consecutivas del módulo. Así, para ser beneficiosa tendrían que sombreadarse a menudo una rama completa del módulo, activándose el diodo situado en paralelo y evitándose así las pérdidas asociadas a cada uno de los diodos de las células solares de la rama. Éste hecho se produce por ejemplo ante un sombreado lateral del módulo.

- Si bien fue utilizada en algunos de los primeros módulos fotovoltaicos que salieron al mercado, la **configuración de diodos redundantes** no se emplea en la actualidad debido a la posibilidad de que el módulo sombreado genere una mayor corriente que el resto de módulos de la instalación, produciendo un efecto negativo sobre los mismos.

Finalmente y a modo de resumen, seguidamente se observa en la siguiente gráfica las pérdidas de potencia obtenidas al sombrear totalmente una célula solar cualquiera para las distintas configuraciones estudiadas:

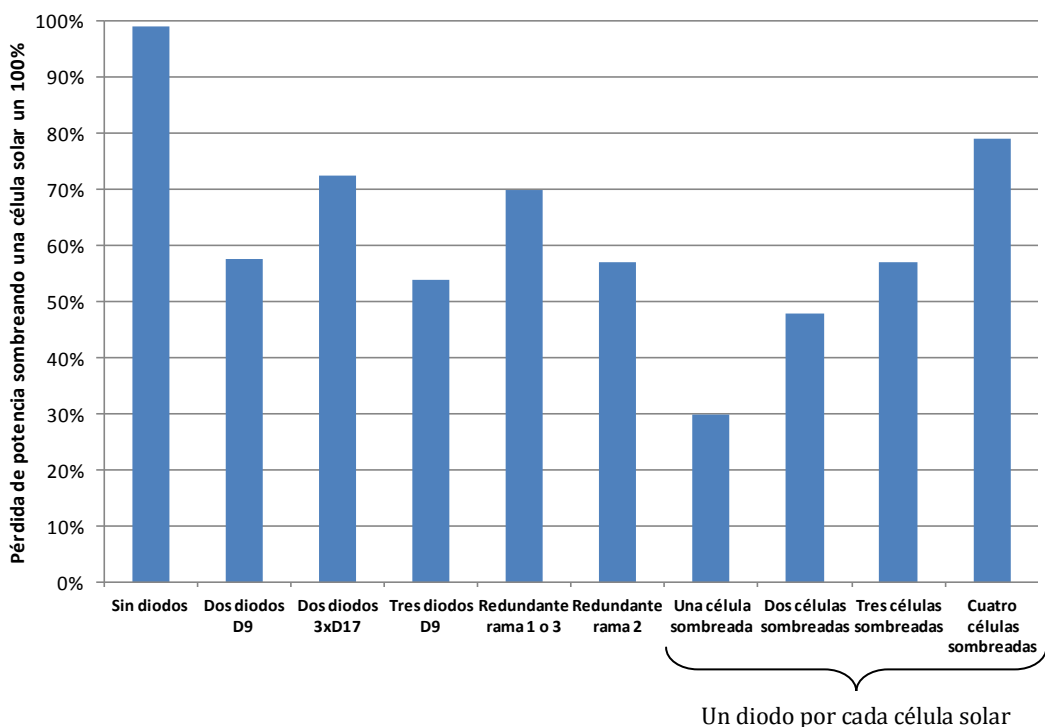


Fig. 175 – Resultados pérdidas de potencia de todas las configuraciones estudiadas.

Concluyendo, las mejores configuraciones en cuanto a pérdidas de potencia ante sombreados son la de un diodo por célula y la configuración en paralelo, pero por su complejidad no son las más empleadas a nivel industrial.

Respecto a las configuraciones en serie, a pesar de no ser la más eficiente para los distintos estudios de sombras realizados, es la más estandarizada por su sencillez

de montaje, y porque su rendimiento es aceptable en función del sombreado del módulo. La configuración más empleada en la actualidad posee tres diodos de protección para módulos formados por 60 células solares en serie (un diodo cada 20 células). El uso de más diodos de protección se está introduciendo poco a poco a nivel industrial. En este sentido, la empresa española Silicio Ferrosolar S.L. oferta módulos con 72 células solares y seis diodos de protección (uno cada 12 células) con un diseño sencillo, y la canadiense Day4 ofrece módulos de 60 células solares y 9 diodos de paso (realizando siete grupos de 6 células y dos de 9 células solares), si bien su diseño es complicado.

También ha quedado demostrado que es importante disponer de diodos con una baja tensión umbral. Su efecto en la pérdida de potencia del módulo debida a un sombreado aumenta cuando disminuye el número de células solares protegidas por el mismo.

En cuanto a la comparación del comportamiento ante sombreados de un módulo realizado con células solares de silicio multicristalino de baja calidad y otro de silicio monocristalino, el módulo que posee menores valores de la resistencia paralelo tendrá unas pérdidas de potencia sensiblemente inferiores ante sombreados. Pero por otro lado, dichas células poseen menores potencias, lo que conlleva a una menor eficiencia del módulo. Además, al tener una tensión de ruptura inferior en valor absoluto, aumenta la posibilidad de que se generen puntos calientes en dichos módulos.

En resumen, según la ubicación que vaya a tener el módulo dentro de la instalación y la posibilidad de sombreados del mismo (sombras puntuales, avance de sombra o sombreado lateral), puede interesar más una u otra de las configuraciones analizadas en el presente estudio. Salvo casos puntuales, la que da lugar a menores pérdidas de potencia es la de un diodo de protección por cada célula solar, si bien su y debido a su complejidad, aún se está estudiando su implementación en laboratorios, y no tanto a nivel industrial. En cambio, la configuración con diodos en serie es con diferencia la más extendida. En este sentido, en general se utilizan tres diodos por módulo, aunque por los motivos que se han expuesto a lo largo de esta Tesina, algunas empresas ya están empezando a incrementar su número hasta seis o nueve.

9. Bibliografía y referencias.

-Principales fuentes de información:

- E.Díaz-Dorado, A. Suárez-García, C. Carrillo and J. Cidrás, "Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of bypass diodes". International Symposium on Powers electronics. (2010).
- Stefan Wendlandt, Alexander Drobisch, Torfinn Buset, Stefan Krauter and Paul Grunow "Hot spot risk analysis on silicon cell modules". Photovoltaik Institut Berlin AG, Wrangelstr. 100, D-10977 Berlin, Germany.(2010).
- Vishay corporation, "Solar Cell Bypass Diodes in Silicon Crystalline Photovoltaic Panels". (2011).
- Solar edge , "Bypass Diode Effects in Shaded Conditions"(2010).
- W. Herrmann, W. Wiesner, W. Vaaßen , "Hot spot investigations on pv modules – new concepts" TÜV Rheinland Sicherheit und Umweltschutz GmbH D-51101 (2010).
- Solar edge, For a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes (2010)

-Links:

-<http://www.sciencedirect.com/>

-<http://celdassolares.net/>

-<http://www.censolar.es/>

-<http://pveducation.org/>

-<http://salvaponce.files.wordpress.com/2008/11/celulas-solares-de-silicio.pdf>

Referencias

[i] <http://www.renewindians.com/2013/05/311-gw-of-pv-capacity-was-installed-globally-in-2012.html>

[ii] PV news anual data collection results: 2010 cell, module production explodes past 20 GW. Shyam Mehta, may 2011.

[iii] M. Green. "The path to 25% silicon solar cell efficiency: history of silicon solar cell evolution", Prog. Photovolt: Res. Appl. 2009; 17:183–189

[iii] M. Green. "The path to 25% silicon solar cell efficiency: history of silicon solar cell evolution", Prog. Photovolt: Res. Appl. 2009; 17:183–189

[v] A. Dolara et al. "Experimental investigation of partial shading scenarios on PV modules". Energy 55 (2013), pp. 466 – 475.

[vi] <http://day4europe.com/wp-content/uploads/work-smart-tech-card-EN.pdf>

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013

Joaquín Borja Galán
1 de septiembre de 2013
