

Proyecto Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

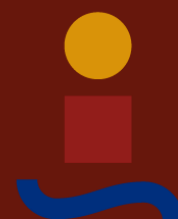
Análisis comparativo de modelos de estimación de la temperatura de un panel fotovoltaico

Autor: José Emilio Pizarro Rey

Tutores: Isidoro Lillo Bravo, José María Delgado Sánchez

**Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2019



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de la Energía

Análisis comparativo de modelos de estimación de la temperatura de un panel fotovoltaico

Autor:

José Emilio Pizarro Rey

Tutor:

Isidoro Lillo Bravo

Profesor Contratado Doctor

José María Delgado Sánchez

Profesor Sustituto Interino

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2019

Autor: José Emilio Pizarro Rey

Tutor: Isidoro Lillo Bravo
José María Delgado Sánchez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mi padre, a mi madre, a mi familia y a todas las personas que han confiado en mí.

Agradecimientos

La realización de este proyecto significa el cierre de una maravillosa etapa de mi vida en la que la madurez ha sido el rasgo principal. Una etapa cuyo nivel físico e intelectual ha residido en la universidad, mientras que, el metafísico se encuentra en la gente que me ha acompañado a lo largo y ancho de este camino. Por eso, me siento realmente afortunado de haber disfrutado de la oportunidad de aprender, conocer, y, desarrollar mis capacidades en este grado, cuyo nombre, cada día que pasa, cobra un mayor sentido para mí, Ingeniería de la Energía, pues, citando la celebre frase de Antoine Lavoisier, “*La Energía ni se crea ni se destruye, se transforma*”. Es esta última palabra la que me fascina, ya que, no somos otra cosa que la esencia enérgica que otra persona ha dejado en nuestro interior, donde la transformamos para que forme parte de nuestra propia esencia, estando, por tanto, todas ligadas energéticamente entre nosotras.

Ser agradecido, cobra vital importancia en mí. Así, le doy gracias a: mi padre, mi madre, mis compañeras de clase, mis amigas de aventuras, viajes y fiestas, a SEMEC, a AIC, a AIESEC, al Círculo de Hombres, a mis tutores y maestros que han fomentado en mí las ganas de aprender, así como a todas aquellas personas que en algún momento habéis confiado en mí lo suficiente como para dejarme conocer vuestro yo interior. Os doy las gracias con el corazón en la mano, porque si hay algo de lo que estoy totalmente seguro es que sin vosotras no habría conseguido llegar a ser la persona de la que hoy me siento enormemente orgulloso.

Por último, quería dar nombres y apellidos de dos amigos que han tomado un papel absolutamente crucial en este último año de carrera, el cuál me gusta denominar como el “gran año de mi vida”, Kiko Rodríguez Tamayo y Pablo Ginés Magaz, os estoy profundamente agradecido por arrojarme tantísima luz. Tomaros esto, como lo que es, un pequeño gesto para devolveros todo lo que me habéis dado.

Gracias.

José Emilio Pizarro Rey
Sevilla, 2019

Resumen

A la hora de diseñar una instalación fotovoltaica, la temperatura del panel jugará un papel crucial, ya que influirá en gran medida en el rendimiento de este. Actualmente, hay una gran cantidad de modelos térmicos para evaluar dicha temperatura, cuyas condiciones variarán dependiendo del caso específico examinado. Con la intención de analizar dichos modelos se ha procedido al desarrollo de este proyecto.

En primer lugar, se ha realizado una revisión bibliográfica de la mayoría de correlaciones existentes a día de hoy, para después, hacerse una clasificación en función de su carácter implícito o explícito, además de, detallarse algunas de sus características principales, como el ámbito de aplicación, los parámetros introducidos, o las hipótesis tomadas.

A continuación, se han implementado en el software de hoja de datos, Microsoft Excel, haciéndose un análisis comparativo mediante gráficas a partir de la evaluación de diferentes días tipo, variando algunos datos de entrada como la irradiancia, la temperatura ambiente o la velocidad del viento, entre otros.

Finalmente, debido a la particularidad de cada modelo, se ha propuesto una serie de recomendaciones de uso de un modelo u otro según la situación encontrada.

Abstract

When it comes to design photovoltaic systems, operation temperature plays a crucial role since it will greatly affect arrays' performance. Nowadays, in order to evaluate this temperature, a huge amount of thermal models has been deployed, whose application will vary according to the specific case examined. Therefore, this project has been taken so as to analyze these models.

Firstly, a bibliographic revision of cell operation temperature prediction models was done, later on, they were classified depending on its implicit or explicit character, some of their main features were detailed as well, such as, their application scope, its parameters, or, the hypothesis that has been taken in each one of them.

To carry on, all these equations were implemented in Microsoft Excel in order to carry out a comparative analysis by figures, which were made using several input data, like irradiance, room temperature or wind speed, among others.

Finally, due to its each model particularity, a recommendation list has been made, where depending on the situation faced, a correlation is suggested.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Índice de Ilustraciones	xxi
Notación	xxiii
1 Introducción	1
2 Objeto del Proyecto	3
3 Revisión Bibliográfica	5
3.1 <i>Modelo térmico complejo</i>	5
3.1.1 Introducción	5
3.1.2 Coeficientes de temperatura	6
3.1.3 Modelo global de la temperatura de operación	8
3.2 <i>Modelo térmico simplificado</i>	11
4 Análisis de los Modelos Simplificados	15
4.1 <i>Expresiones implícitas</i>	15
4.2 <i>Expresiones explícitas</i>	24
4.3 <i>Paneles híbridos FV/T</i>	33
5 Análisis Comparativo	37
6 Recomendaciones de Uso	53
7 Conclusiones y Líneas de Trabajo Futuras	57
8 Glosario	59
9 Referencias	61

Índice de Tablas

Tabla 3-1 . Modelos electrónicos de la temperatura según la forma de disipación de calor, así como propuestas para mitigar su efecto [21].	9
Tabla 3-2 . Comparación de los términos referidos a la convección y radiación del balance térmico del panel, se ha tomado un h_{CV} de $15,74 \text{ W/m}^2\text{K}$ [74], una ε de 0.85 [37], y σ es la constante de Stefan-Boltzmann, $5,678 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$. T_{sky} es la temperatura del cielo sacada de la ec. (39) [37].	12
Tabla 4-1 . Expresiones del coeficiente de película según su mecanismo de transferencia de calor y su aplicación [37].	16
Tabla 4-2 . Clasificación de modelos de estimación implícitos de la temperatura de operación de un panel dispuesto en free-standing.	20
Tabla 4-3 . Clasificación de modelos de estimación implícitos de la temperatura de operación de un panel integrado en un edificio.	23
Tabla 4-4 . Valores de a, b y ΔT_{ref} según el tipo de encapsulado y nivel de integración [39].	24
Tabla 4-5 . Clasificación de modelos de estimación explícitos de la temperatura de operación de un panel dispuesto en free-standing.	25
Tabla 4-6 . Clasificación de modelos de estimación explícitos de la temperatura de operación de un panel integrado en un edificio.	30
Tabla 4-7. Modelos de estimación de la temperatura de operación de paneles híbridos FV/T.	35
Tabla 5-1. Efecto de la temperatura en la eficiencia del módulo en función de la tecnología usada según Del Cueto [17].	43
Tabla 6-1. Modelos de estimación de la temperatura de operación de un panel fotovoltaico recomendados a emplear según el ámbito de aplicación.	54

Índice de Figuras

Figura 5-1. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones implícitas.	38
Figura 5-2. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones implícitas.	38
Figura 5-3. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.	39
Figura 5-4. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.	40
Figura 5-5. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.	40
Figura 5-6. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.	41
Figura 5-7. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.	41
Figura 5-8. Influencia en la temperatura del panel de la presencia de obstáculos [66].	42
Figura 5-9. Comparación del modelo [72] y el segundo propuesto por [74] para un panel monocristalino free-standing en función de la irradiancia, velocidad del viento y temperatura ambiente.	42
Figura 5-10. Evolución de la temperatura de operación en función del tipo de tecnología FV usada [72].	43
Figura 5-11. Influencia del índice de nubosidad en la temperatura de operación [72].	44
Figura 5-12. Evolución de la temperatura de operación en función del nivel de integración [74].	45
Figura 5-13. Evolución de la temperatura de operación en función del nivel de integración [57].	46
Figura 5-14. Evolución de la temperatura de operación en función del tipo de encapsulado - montaje [39, 28].	47
Figura 5-15. Evolución de la temperatura de operación en función del tipo de encapsulado [40].	47
Figura 5-16. Representación de la influencia de la inclinación y orientación del panel, y, la dirección del viento en la temperatura de operación [37].	48
Figura 5-17. Comparación de los modelos de estimación para paneles híbridos FV/T [79, 83, 71, 48].	49
Figura 5-18. Comportamiento de un panel híbrido FV/T a diferentes temperaturas de entrada del agua [79, 80].	50

- Figura 5-19. Comparación a bajas velocidades del viento de modelos de estimación de la temperatura de un panel en free-standing [74, 68, 2, 65]. 51
- Figura 5-20. Comparación a bajas velocidades del viento de modelos de estimación de la temperatura de un panel integrado en el techo horizontal de un edificio [74, 51, 55]. 51

Índice de Ilustraciones

Ilustración 3-1. Balance energético global del módulo FV [21].	6
Ilustración 4-1. Diagrama esquemático de un sistema integrado FV/T (IPVTS) [79].	33

Notación

a_w	Ángulo de incidencia del viento sobre la superficie del módulo FV [°]
d	Mitad de la longitud del apnel fotovoltaico en dirección del viento [m]
G_{NOCT}	Irradiancia global para NOCT [W/m^2]
Gr	Número de Grashof
G_T	Irradiancia Global sobre la superficie del módulo FV [W/m^2]
h	Coefficiente de película global [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$]
h_{cv}	Coefficiente de película debido a la convección [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$]
h_r	Coefficiente de película debido a la radiación [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}$]
k	Coefficiente de Ross [39] [Km^2/W]
$k_a \equiv k_w$	Conductividad térmica del aire [W/mK]
L	Longitud del panel fotovoltaico en dirección del viento [m]
Nu	Número de Nusselt
Pr	Número de Prandtl
Ra	Número de Rayleigh
Re	Número de Reynolds
T_a	Temperatura ambiente [°C]
$T_{a,\text{NOCT}}$	Temperatura del ambiente a condiciones para NOCT [°C]
$T_b \equiv T_{\text{back}}$	Temperatura de la superficie trasera del módulo FV [°C]
$T_{c,\text{NOCT}}$	Temperatura del panel a condiciones para NOCT [°C]

T_f	Temperatura de la capa límite de aire en la superficie del panel FV [K]
T_{front}	Temperatura de la superficie frontal del módulo FV [°C]
$T_g \equiv T_{gr}$	Temperatura del suelo [°C]
$T_{PV} \equiv T_c$	Temperatura de operación del módulo FV [°C]
$T_s \equiv T_{sky}$	Temperatura del cielo [K]
U_L	Coefficiente de transmitancia de calor por pérdidas convectivas y radiactivas [W/m^2K]
V_w	Velocidad del viento [m/s]
x_c	Longitud crítica [m]
α	Absortividad del panel FV
α_w	Difusividad térmica del aire (m^2/s)
β	Coefficiente de dilatación térmica [$1/°C$]
β_{PV}	Ángulo de inclinación del módulo FV [°]
γ_{PV}	Ángulo de orientación del módulo FV [°]
γ_w	Ángulo de la dirección del viento [°]
δ	Coefficiente de irradiancia solar
$\varepsilon \equiv \varepsilon_{PV}$	Emisividad global del módulo FV
ε_a	Índice de nubosidad
ε_g	Emisividad del vidrio de la célula FV
$\eta_c \equiv \eta_{PV}$	Rendimiento del módulo FV
η_{STC}	Rendimiento del módulo a condiciones STC
ν	Viscosidad cinemática del aire (m^2/s)
τ	Transmisividad del módulo FV

1 INTRODUCCIÓN

La creciente problemática medioambiental que está generando el uso intensivo de los llamados combustibles fósiles como fuente primaria de energía, se ha convertido, sin duda alguna, en uno de los temas de mayor preocupación entre la población mundial. Es por ello, que diversas instituciones nacionales e internacionales le han otorgado una gran prioridad a la hora de configurar sus planes estratégicos. Prueba de ello es la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible adoptada por la Asamblea General de la ONU, en la que se hacen uso de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible como herramienta para marcar una hoja de ruta hacia un sistema económico sostenible más comprometido con la preservación del Medio Ambiente, así como, con la inclusión social; entre estos objetivos, figuran, el aumento del uso de las energías renovables o la acción por el clima. La Unión Europea también se ha dispuesto a atajar esta cuestión mediante su marco sobre clima y energía para 2030, cuyos objetivos fundamentales son: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 40%, y, aumentar al menos un 27%, tanto la cuota de participación de las energías renovables, como la eficiencia energética.

Estas medidas dan cabida a que se prevea un gran crecimiento del uso de las energías renovables, entre ellas, la energía solar fotovoltaica es constituyente de un enorme potencial en lugares cuyo recurso solar sea elevado. Por lo tanto, España será un país realmente atractivo para construir instalaciones de dicha tecnología, y aún más, cuando la fotovoltaica ha sido ampliamente investigada y desarrollada en las últimas décadas, hasta tal punto, que actualmente, es capaz de competir comercialmente con plantas tradicionales, en 2016 la fotovoltaica representó un 28% de la capacidad mundial a lo referido a nueva generación de potencia [87], la capacidad total instalada en la Unión Europea ha pasado de 0.13 GW en el 2000 a 104 GW en 2016, es decir, un factor de crecimiento de 750 [87].

Es por ello, que cuando se trate de diseñar una instalación fotovoltaica, será de vital importancia examinar el rendimiento del panel, pues, de esta forma, se conocerá la cantidad de energía útil que proporcionará. Debido a que su rendimiento estará directamente relacionado con la irradiancia que incida sobre él y con la cantidad de calor que disipe, significará que su correcto funcionamiento dependerá totalmente de la temperatura a la cual opere. Así que, será de gran relevancia estudiar de forma precisa la evolución de ésta con el objetivo de maximizar la generación eléctrica. El modelo térmico será función de diversas variables, tanto meteorológicas, como propias del panel: tipo de encapsulado, nivel de integración, tipo de tecnología, o, incluso, la configuración del montaje y el uso al cuál esté destinado. Así, se habrán desarrollado multitud de modelos térmicos para cada caso específico investigado, por lo que, realizar un análisis comparativo de las distintas correlaciones se presenta como una herramienta esencial que permitirá discernir cuáles serán los modelos que mayor interés ofrezcan a la hora de ser empleados en proyectar desde, plantas a gran escala en términos de potencia, a, pequeñas instalaciones aisladas en zonas rurales.

2 OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo principal de este trabajo es un análisis comparativo de los modelos de estimación de la temperatura de operación de un panel fotovoltaico. En la comparación se tendrá en cuenta todos los parámetros requeridos por los mismos así como las hipótesis de cada uno de ellos. Finalmente, se realizará una propuesta de los modelos que se consideran más adecuados en función de la aplicación, tecnología fotovoltaica, etc...

Para la correcta consecución de dichas metas, el trabajo estará estructurado en varios puntos. El primero de ellos estará destinado a llevar a cabo una revisión bibliográfica, una puesta en conocimiento del modelo térmico complejo, presentándose la ecuación global de la temperatura de un módulo fotovoltaico, así como su simplificación más general. A continuación habrá una sección dedicada a la clasificación de los distintos modelos térmicos simplificados, ya sean, implícitos o explícitos. La última fase será el análisis comparativo de estos.

3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Ha de anotarse que gran parte de la bibliografía empleada vendrá de la usada en el artículo realizado por Skoplaki et al. [75]. Esto es debido a que esta referencia será la base del trabajo.

3.1 Modelo térmico complejo

3.1.1 Introducción

La importancia de analizar el papel de la temperatura en el panel fotovoltaico reside en que su comportamiento se verá afectado por el valor a la cual opere, puesto que gran parte de los mecanismos físicos involucrados en la generación eléctrica son dependientes de ella. De esta forma, para estimar la energía potencial que podrá generar un campo solar, y por lo tanto, para comprobar la viabilidad económica de la instalación será necesario predecir la temperatura de operación.

Previamente, se describirá en rasgos generales el fenómeno por el cual se genera electricidad en una célula fotovoltaica. Partiendo de que un fotón es la partícula energética de la luz visible, radiación solar, o sea, un fotón no posee masa pero sí energía. Una célula fotovoltaica lo componen dos tipos de semiconductores, uno con carga positiva, p, y otro con carga negativa, n. Al incidir un fotón sobre el semiconductor se generarán pares electrón-hueco, que serán separados, y en el caso de que tengan una energía igual o mayor al ancho de band gap, accederá a la banda de conducción donde se producirá la corriente eléctrica.

Analizando la producción energética de una instalación, se observa que las mayores fracciones de generación tendrán lugar en períodos de alta irradiancia, que coincide con los momentos en los cuáles la temperatura de operación es mayor. Sin embargo, por otro lado se tiene que la eficiencia del proceso de conversión en las células solares se ve disminuida cuando aumenta la temperatura. Esto conllevará una búsqueda de una solución de compromiso entre ambos efectos. Ya que a pesar de que una mayor irradiancia signifique un impacto positivo en la generación, también significará una reducción de la eficiencia del proceso pues la temperatura de operación aumentará.

En otras palabras, la eficiencia del proceso de conversión en las células solares se ve disminuida cuando aumenta la temperatura. Este comportamiento es generalmente caracterizado linealmente mediante un coeficiente negativo de la temperatura según el tipo de tecnología solar usada. Sin embargo, se ha determinado que la temperatura del panel dependerá de más variables además de la presentada por el uso de diferentes materiales semiconductores, exhibiendo, incluso, dependencias térmicas diferentes en celdas con semiconductor común. Consecuentemente, se habrá de determinar qué variables se encontrarán en el modelo que caracteriza la temperatura de operación de un panel fotovoltaico.

Se ha comprobado que para un mismo clima, la temperatura de las celdas variará según la configuración del montaje elegida, por ejemplo, un módulo con la parte posterior aislada presenta una mayor temperatura que uno instalado en un soporte al aire libre, esto es debido a que se disipará más calor en el segundo que en el primero. Esta capacidad para disipar calor puede ser cuantificada mediante el término NOCT, Temperatura Nominal de Operación de la Celda, ya que proporcionará un valor para un determinado tipo de montaje (open-rack), a unas condiciones térmicas y de irradiancia dadas, 20 °C y 800 W/m². Sin embargo, el NOCT, solo nos

da una idea de la calidad térmica del diseño para un rango de valores de la irradiación solar y la configuración de la estructura, por lo que no será capaz de representar la variabilidad de estos dos factores en su totalidad. Por lo tanto, predecir la temperatura de operación fotovoltaica trata de establecer y resolver las ecuaciones de equilibrio térmico producido en los módulos, ya sea en condiciones variantes o fijas en el tiempo [21].

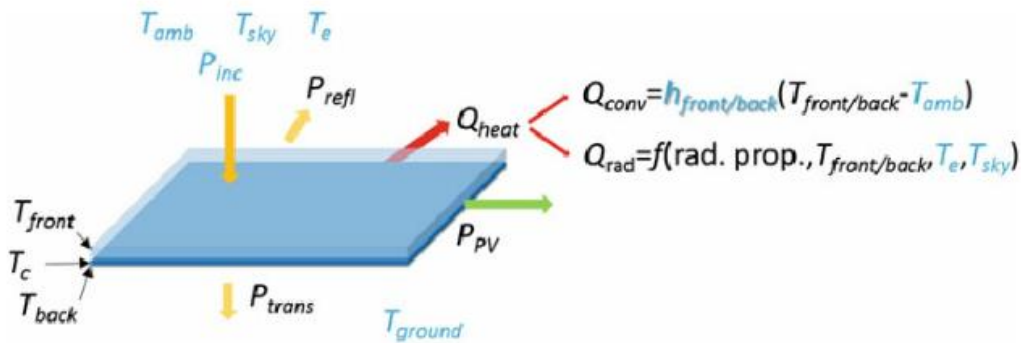


Ilustración 3-1. Balance energético global del módulo FV [21].

3.1.2 Coeficientes de temperatura

Para medir el efecto de la temperatura, se suele utilizar el coeficiente de temperatura respecto al ancho de band gap, dE_g/dT , cuyo impacto, a condiciones estándar en la temperatura de máxima potencia vendrá considerablemente influenciada por el valor de la band gap a 25 °C. Por lo que, dos semiconductores similares a una misma temperatura ambiente pero con diferentes dE_g/dT pueden presentar comportamientos térmicos distintos [21].

Otros parámetros característicos de la celda fotovoltaica interesantes a estudiar son: V_{oc} (tensión a circuito abierto), I_{sc} (intensidad de cortocircuito) y FF (factor de forma). Todos varían con la temperatura, por lo que se concluye que será posible separar la sensibilidad térmica del rendimiento de un aparato en la suma de sus coeficientes de temperatura [21]:

$$P_{MPP}(T_c) = V_{oc}(T_c)I_{sc}(T_c)FF(T_c) \quad (1)$$

$$\beta_{P_{MPP}} = \beta_{V_{oc}} + \beta_{I_{sc}} + \beta_{FF} \quad (2)$$

Siendo P_{MPP} la densidad de potencia en el punto de máxima potencia. De estas ecuaciones se podrán sacar puntos interesantes a tratar puesto que los distintos coeficientes térmicos dependerán de los diversos mecanismos de pérdidas encontrados.

3.1.2.1 Voltaje de circuito abierto

Al dejar los terminales del panel en circuito abierto, la tensión que propociona el módulo será máxima. Por lo tanto, no circulará corriente a través del circuito, esto significa que, el cambio relativo de la tensión de circuito abierto con la temperatura, $\beta_{V_{oc}}$, es entonces, un indicador de la dependencia a la temperatura del balance de fotogeneración-recombinación. La fotogeneración es el proceso, como anteriormente se ha explicado, en el que los pares electrón-hueco producen una corriente eléctrica, mientras que, la recombinación es el fenómeno opuesto a la fotogeneración, en el cuál se emitirá un fotón. Este coeficiente disminuirá cuando aumente V_{oc} [21].

Así, el ratio de generación fotovoltaica será función del espectro incidente, la concentración, la reflexión, la

transmisión y la absorción parasitaria. Mientras que, el ratio de recombinación se verá influenciada por el tipo y la magnitud del proceso de recombinación que tiene lugar en el módulo, ya sea, Radiactiva, Shockley-Read-Hall, Auger, Superficial o en la Resistencia en Paralelo [21].

3.1.2.2 Intensidad de cortocircuito

Al cortocircuitar los terminales del panel, el módulo proporcionará corriente máxima. Dicha densidad de corriente de cortocircuito suele aumentar suavemente con la temperatura, esto es debido, principalmente, a que la mayoría de los band gaps de los semiconductores disminuyen con la temperatura. Por lo que, esta variable dependerá tanto del número de fotones capaces de crear un par electrón-hueco con una energía por encima al ancho de band gap, como de los mecanismos de pérdidas producidos en cortocircuito, tales como, la absorción parasita o la recombinación superficial. Por lo que, si la band gap disminuye cuando la temperatura aumenta, más pares electrón-hueco serán potencialmente fotogenerados, y con lo cual, β_{ISC} será positivo. Sin embargo, para semiconductores cuya banda prohibida aumente con la temperatura, el coeficiente de dependencia a ésta será negativo [21].

En resumen, la fracción de fotones que puedan ser excitados de forma que $E \geq E_g$, vendrá dada por las pérdidas ópticas, como la reflexión, la absorción insuficiente o parásita, así como también, por las pérdidas eléctricas como las debidas al tamaño (bulk), o recombinación superficial [21].

3.1.2.3 Factor de forma

El factor de forma relaciona la potencia máxima que se puede extraer de una celda con el producto de la tensión de circuito abierto por la corriente de cortocircuito. Indica la calidad de la célula fotovoltaica, a mayor valor del factor de forma, más energía útil se estará generando y menos pérdidas energéticas se producirán. Es decir, dependerá del balance generación-recombinación en el punto de máxima potencia, que normalmente es el mismo que el del balance a circuito abierto, por consiguiente se tendrá una relación entre β_{FF} y $\beta_{V_{CO}}$.

En el PMP, no hay flujo de corriente a través del módulo, así que el factor de forma también será función de los mecanismos limitantes del transporte, causando estos, un comportamiento no lineal del coeficiente de temperatura [21].

Por consiguiente, se puede establecer una relación entre el FF y las resistencias en serie y en paralelo de la célula. Así para algunas tecnologías, una disminución del efecto de las resistencias o un aumento de la movilidad/vida útil de los productos puede suponer un aumento del factor de forma. También, es interesante anotar que las resistencias en serie generalmente aumentan con la irradiación, debido al aumento de la corriente que circula por la celda. De forma parecida, el efecto de las resistencias en paralelo es más importante a bajos niveles de irradiancia.

En definitiva, los coeficientes de temperatura de los paneles FV se ven sujetos a una gran cantidad de parámetros que pueden ser modificados por diseño. Mientras que, algunas oportunidades para mejorar la dependencia térmica en los rendimientos fotovoltaicos se realizan de forma indirecta al mejorar la tensión a circuito abierto, otros acercamientos consisten en optimizar la foto-generación en condiciones específicas de operación, a pesar de que no se tengan en cuenta las condiciones estándar del test de funcionamiento.

Dado que la temperatura de operación de la celda es un factor limitante a la hora de predecir la energía que es capaz de proporcionar un determinado campo solar, será totalmente necesario determinarla con la mayor precisión posible, y preferiblemente, reducirla para minimizar el coste energético de la instalación. Es por ello que, es imprescindible determinar un modelo que evalúe la fuente de calor generada dentro de un sistema

fotovoltaico, y a su vez, ligar cada componente de esa fuente térmica con los parámetros de diseño del módulo. Pudiendo de esta manera, optimizar su funcionamiento más por las condiciones de operación que por las condiciones del test estándar, STC. Consecuentemente, se estará estableciendo un método para calcular tanto el calor producido dentro del panel como el intercambiado con el ambiente, ya que, gracias a él se definirá la temperatura de la célula, de la que se podrá obtener la energía eléctrica generada.

3.1.3 Modelo global de la temperatura de operación

3.1.3.1 Modelo debido a la electrónica del panel

Un modelo detallado para evaluar el calor interno generado puede realizarse teniendo en cuenta las pérdidas de cada mecanismo de conversión de la energía en el panel. Para una única célula bajo una iluminación definida como función de la energía del fotón, generada por una densidad de flujo de fotones, se pueden conseguir expresiones analíticas para distintos casos, ver Tabla 3-1. El panel operará a una densidad de corriente J [A/m^2] y a un voltaje V [V], de la que se obtendrá una curva característica J-V, así como a una determinada temperatura, T_c .

El modelo térmico puede ser interpretado de dos formas, una primera desde el punto de vista de la física que gobierna en cada componente, y otra a la hora de analizar la ingeniería del diseño con la intención de lograr un mejor rendimiento. Se ha de resaltar que los términos que hacen referencia a la absorción parásita, la termalización y el nivel energético por debajo del ancho de band gap, no dependen de la curva característica J-V. Las pérdidas ópticas representan una escasez en la energía del fotón para superar la banda prohibida durante la generación, mientras que la fuente parasitaria hace referencia a los fotones con una energía igual o mayor a la umbral, los cuáles serán absorbidos por la red cristalina del átomo. Hay muchas posibles soluciones a este problema, una podría ser filtrar los fotones con baja energía, evitando así, que sean retenidos en la célula FV, por lo que, se estará impidiendo un aumento de la temperatura de ésta. U otra, por ejemplo, sería diseñar un panel, el cual estuviese formado por varias celdas con anchos de band gap diferentes, cuyo objetivo sería el de mejorar el espectro de radiación incidente, o sea, incrementar la eficiencia de la fotogeneración [21].

Un punto de vista a tener en cuenta, es que a condiciones reales de operación, las variaciones con el voltaje de la generación eléctrica son dependientes de la temperatura. Esto se debe a que la generación de calor interno que controla la temperatura del módulo es función de la potencia eléctrica útil extraída del panel. Se puede identificar este fenómeno a la hora de evaluar la temperatura, puesto que a unas condiciones de operación dadas, su valor será diferente para una célula a circuito abierto que para una que trabaje en el PMP [21].

Entonces, la temperatura de la celda será varios grados menor en el PMP que a circuito abierto, por lo que, sería de mayor utilidad definir el NOCT como la temperatura alcanzada por el módulo en su PMP en vez de a circuito abierto, pues ahora, en dicho parámetro se incluirá el impacto de la eficiencia de la conversión energética, correspondiendo así, a un valor más exacto de la temperatura alcanzada por el panel en operación.

Asimismo, se debe puntualizar que como las condiciones térmicas límite vienen sujetas por la localización y la configuración del montaje, sería de especial interés definir varios valores de NOCT para representar los variados puntos de funcionamiento.

Tabla 3-1 . Modelos electrónicos de la temperatura según la forma de disipación de calor, así como propuestas para mitigar su efecto [21].

Pérdidas de la conversión energética en la generación de calor	Ejemplos de soluciones para mitigar estas pérdidas
Expresión analítica correspondiente a la fuente de calor	
Por debajo del ancho de band gap	Realizar la fotogeneración aguas arriba e introducir dispositivos semiconductores con varias uniones, reduciendo la absorción para $E < E_g$
$Q_{below E_g} = \int_0^{E_g} (1 - R(E) - T(E)) PFD(E) E dE$	
Absorción parasitaria de la radiación incidente	Disminuir la absorción debido a procesos parasitarios para $E > E_g$
$Q_{parasitic abs.} = \int_{E_g}^{\infty} (1 - R(E) - T(E)) f_{par} PFD(E) E dE$	
Termalización	Baja conversión, electrones con alta energía cinética, y dispositivos semiconductores con varias uniones
$Q_{thermalization} = \int_{E_g}^{\infty} (1 - R(E) - T(E)) f_{ib} PFD(E) (E - E_g) dE$	
Absorción parasitaria por fotones emitidos por la recombinación radiativa	Disminuir la absorción parasitaria debido a procesos parasitarios para que $E > E_g$
$Q_{RR-parasitic abs.}(V) = (f_{par}/f_{ex}) P_{emission}(V)$ $\text{Donde: } P_{emission}(V) = E_g \frac{2\Omega_{emit}}{c^2 h^3} \int_{E_g}^{\infty} \frac{EQEE^2}{\exp(\frac{E-qV}{kT_c}) - 1} dE$	
Recombinación no radiativa de los fotones emitidos por la recombinación radiativa	Minimizar las impurezas y las recombinaciones de Auger
$Q_{NRR-RR}(V) = (f_{NRR}/f_{ex}) P_{emission}(V)$	
Caída de corriente debido a recombinaciones no radiativas	Minimizar las impurezas y las recombinaciones de Auger
$Q_{NRR-\Delta J}(V) = E_g \left(\frac{1}{ERE} - 1 \right) \frac{2\Omega_{emit}}{c^2 h^3} \int_{E_g}^{\infty} \frac{EQEE^2}{\exp(\frac{E-qV}{kT_c}) - 1} dE$	
Caída de corriente debido a las pérdidas por la resistencia en paralelo	Maximizar la resistencia en paralelo
$Q_{shunts}(V) = \frac{V+J(V)R_s E_g}{R_{sh} q}$	

Caída de Voltaje	
$Q_{\Delta V}(V) = J(V) \left(\frac{E_g}{q} - V \right)$	
Carnot	
$Q_{Carnot-bb}(V_{MPP}) = J_{MPP} \frac{E_g T_c}{q T_s}$	
Desparejamiento del ángulo	Emparejar los canales de absorción y emisión de la radiación que llega a la célula fotovoltaica
$Q_{am-bb}(V_{MPP}) = J_{MPP} \frac{kT_c}{q} \ln \left(\frac{\Omega_{emit}}{\Omega_{abs}} \right)$	
Recombinación no radiactiva	Minimizar las impurezas y las recombinaciones Auger
$Q_{NRR-\Delta V-bb}(V_{MPP}) = J_{MPP} \frac{kT_c}{q} \ln \left(\frac{1}{ERE_{MPP}} \right)$	
Transporte	Minimizar la resistencia en serie y minimizar las corrientes
$Q_{transport}(V) = R_s J^2(V)$	

3.1.3.2 Modelo para el balance térmico

Se trata de establecer un método por el cuál a través de analizar el equilibrio térmico del módulo, se determine el calor intercambiado con el entorno, y por consiguiente, su temperatura de operación. Generalmente, se realiza un balance del flujo de calor intercambiado con el ambiente, por convección, conducción y radiación. En beneficio de la simplicidad del modelo, es conveniente tomar un único coeficiente de película para la CV y la CD, aunque se ha de reseñar que configuraciones específicas del diseño, como pueden ser el tipo de encapsulado, el tipo de tecnología FV o el sistema de refrigeración empleado, requerirán unos coeficientes de transferencia de calor y modelados mecánicos de los fluidos más elaborados. Las siguientes ecuaciones [21] serán las que describirán este balance:

$$Q(V) = Q_{Cond} + Q_{Conv} + Q_{Rad} \quad (3)$$

$$Q_{Cond+Conv} = h(T_c - T_{amb}) \quad (4)$$

$$Q_{Rad} = \int_0^{\infty} \varepsilon(E)E \left(PFD_{bb(T_c)}(E) - PFD_{bb(T_e)}(E) \right) dE \quad (5)$$

Otro criterio a considerar es la capacidad del panel al mitigar las pérdidas térmicas. Un módulo que a STC presente un buen rendimiento a la hora de examinar tanto su capacidad para absorber radiación incidente para generar cargas eléctricas, como su capacidad para recolectar esas cargas a 25 °C, puede realizar un mal funcionamiento a condiciones reales de operación porque su diseño térmico no sea el correcto cuando se trate de analizar la refrigeración y su sensibilidad térmica. Por lo tanto, para llevar a cabo un buen diseño térmico [21] se pondrá en valor:

- Maximizar la refrigeración.
- Minimizar la generación de fuentes internas de calor.
- Minimizar los coeficientes de temperatura en la optimización de todos los parámetros característicos de la celda.

3.2 Modelo térmico simplificado

Se comenzará tomando la hipótesis de que el calor transferido por conducción puede ser despreciado en el módulo, debido a que el espesor de éste será tan pequeño, que resultará un valor ínfimo comparado con el resto de términos. Asimismo, para condiciones constantes, se puede descomponer este balance energético como la potencia eléctrica, energía útil que se genera en el panel, es igual a la energía que llega a la célula, radiación solar, menos las pérdidas térmicas convectivas y radiactivas. Por lo tanto, la ecuación general del equilibrio de temperatura por unidad de área quedará de la siguiente forma:

$$\eta_c G_T = (\tau\alpha)G_T - h_{CV}(T_c - T_a) - \sigma\varepsilon(T_c^4 - T_{sky}^4) \quad (6)$$

Donde,

$\eta_c G_T$ \equiv Hace referencia al término de potencia eléctrica extraída del panel.

$(\tau\alpha)G_T$ \equiv Es el término de las ganancias solares.

$h_{CV}(T_c - T_a)$ \equiv Pérdidas convectivas.

$\sigma(\varepsilon T_c^4 - T_{sky}^4)$ \equiv Pérdidas por radiación.

Dicha ecuación puede ser simplificada a:

$$\eta_c G_T = (\tau\alpha)G_T - U_L(T_c - T_a) \quad (7)$$

Donde, debido a que a temperaturas bajas, como las que se operan en las instalaciones fotovoltaicas, la diferencia a la cuarta de las temperaturas del término por radiación se comporta de forma similar a la diferencia simple de ellas en la convección, pudiendo, entonces, agruparlas como un único elemento de disipación de calor con coeficiente de transferencia de calor U_L . Esto es fácilmente comprobable al otorgar valores a ambas diferencias, como se puede ver en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2. Comparación de los términos referidos a la convección y radiación del balance térmico del panel, se ha tomado un h_{CV} de $15,74 \text{ W/m}^2\text{K}$ [74], una ϵ de $0,85$ [37], y σ es la constante de Stefan-Boltzmann, $5,678 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$. T_{sky} es la temperatura del cielo sacada de la ec. (39) [37].

T_c [°C]	T_a [°C]	$h_{CV}(T_c - T_a)$ [K]	$\sigma\epsilon(T_c^4 - T_{sky}^4)$ [K]
20	0	314,8	170,3
35	20	236,1	150,8
50	35	236,1	142,6

Efectivamente se corrobora que ambos términos son del mismo orden de magnitud.

Observando detalladamente el efecto del coeficiente U_L , y, tomando por sentado que la eficiencia eléctrica será lineal con respecto a la temperatura, se llegará a una ecuación implícita para la temperatura de la celda [74]. Implícita porque el coeficiente de transferencia dependerá de esta temperatura.

$$T_c = \frac{T_a + \left(\frac{G_T}{G_{NOCT}}\right) \left(\frac{U_{L,NOCT}}{U_L}\right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left[1 - \frac{\eta_{ref}}{\tau\alpha} (1 + \beta_{ref} T_{ref})\right]}{1 - \frac{\beta_{ref}\eta_{ref}}{\tau\alpha} \left(\frac{G_T}{G_{NOCT}}\right) \left(\frac{U_{L,NOCT}}{U_L}\right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT})} \quad (8)$$

Además, en gran parte de las situaciones dadas al operar con paneles expuestos al ambiente, las pérdidas por radiación son en torno a 4 veces menores que las generadas por convección forzada, es por ello, que se podrá despreciar el efecto tanto de la radiación como de la convección libre, siempre y cuando, que la velocidad del viento sea mucho mayor que uno. En caso de que V_w tenga un valor cercano a la unidad, la radiación tendrá un efecto comparable al de la convección, ya que se trataría de convección libre, por lo que no se podrían pasar por alto sus efectos en la temperatura de operación.

Volviendo a valores usuales del viento, esto es, mayor que 1 m/s, se podrá sustituir el ratio del coeficiente de transferencia de calor, $U_{L,NOCT}/U_L$, por el coeficiente de convección del viento, $h_{w,NOCT}/h_w$, dando lugar a la ecuación explícita más general de la temperatura de operación de la celda fotovoltaica [74].

$$T_c = \frac{T_a + \left(\frac{G_T}{G_{NOCT}}\right) \left(\frac{h_{w,NOCT}}{h_w}\right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left[1 - \frac{\eta_{ref}(1 + \beta_{ref} T_{ref})}{\tau\alpha}\right]}{1 - \frac{\beta_{ref}\eta_{ref}}{\tau\alpha} \left(\frac{G_T}{G_{NOCT}}\right) \left(\frac{h_{w,NOCT}}{h_w}\right) (T_{NOCT} - T_{a,NOCT})} \quad (9)$$

A continuación, se podría descomponer esta ecuación entre la temperatura de la parte frontal del panel y la trasera, sin embargo esta diferencia no suele ser mayor a 3 °C, por lo que, generalmente, se asumirá una misma temperatura de ambas superficies.

4 ANÁLISIS DE LOS MODELOS SIMPLIFICADOS

Se ha terminado la revisión bibliográfica introduciéndose la expresión global para modelar la temperatura de operación de un panel fotovoltaico, dicha ecuación puede ser simplificada según las hipótesis consideradas a la hora de investigar una determinada situación. Estas particularizaciones podrán ser divididas de forma general en expresiones implícitas, aquellas en las que sus variables dependen de la propia temperatura de operación del panel, y, en expresiones explícitas, que serán las que sus variables sean totalmente independientes de la temperatura de operación.

4.1 Expresiones implícitas

En este apartado, tras haberse realizado la búsqueda bibliográfica pertinente, se va a clasificar los modelos simplificados implícitos de la temperatura del panel. Para la consecución de dicha tarea se harán diversas tablas según si son para paneles free-standing o integrados en la edificación, donde se indicarán su ecuación, sus ámbitos de aplicación, sus limitaciones y/o hipótesis, los valores de sus parámetros más característicos, y, las referencias de donde se ha sacado dicha información. También se añadirán en esta sección tablas y ecuaciones adicionales que permitan aclarar como obtener ciertos parámetros.

En las referencias [72, 56] de la Tabla 4-2, para hallar el rendimiento se ha tomado la ecuación más conocida y usada según Mattei et al. [48]:

$$\eta = \eta_{ref} \left[1 - \beta(T_c - T_{ref}) + \gamma \log G_{T_{ref}} \right] \quad (10)$$

Donde se ha tomado como rendimiento de referencia de cada célula para condiciones STC (T_{ref} es 25°C y $G_{T_{ref}}$ 1000 W/m²), 0.13 para m-Si, 0.11 para p-Si, 0.05 para a-Si, y, 0.08 para CIS. β es el coeficiente de temperatura y se sugiere en [48] que se tomen unos valores de 0.0048 1/°C para silicio y 0.006 1/°C para CIS. γ es el coeficiente de irradiancia solar, se aconseja darle un valor de 0.12. Para hallar la temperatura de referencia del panel se utilizará la Temperatura de Operación Normal de la Célula (NOCT) [2]:

$$T_c = T_a + (NOCT - 20^\circ\text{C}) \frac{G_T}{800} \quad (11)$$

Esta ecuación de la temperatura solo es válida cuando la velocidad del viento es 1 m/s, pero a la hora de hallar la temperatura de operación se tomará como válida como primera aproximación, facilitando de esta forma el cálculo del rendimiento, y por tanto, la temperatura real de operación. El NOCT variará según el tipo de tecnología y encapsulado de cada fabricante, con la idea de la aplicabilidad de dicha ecuación, se ha cogido un

NOCT de 45 °C para silicio cristalino, y, de 50 °C para amorfo-cristalino y CIS.

En lo referido a los coeficientes a y b, se ha determinado un valor de ϵ_g igual a 0.85 [37], ϵ_{PV} será 0.88 [23], y para el índice de nubosidad, cuando haya una baja densidad de nubes será 0.57, y para alta, 0.76 [56], a mayor cantidad de nubes, más medio participativo. Por último, α será generalmente 0.8.

Todas estas asunciones también se aplicarán en las correlaciones [73], [19], [81], [76], [27], [71], [31], [42], [19], [23], [4].

En la referencia [37], ha de especificarse que se habrán tomado para su análisis valores de referencia del rendimiento de cada célula para condiciones STC, los mismos que en los casos anteriores. A la hora de obtenerse el rendimiento del panel se habrá usado la ecuación propuesta por [37]:

$$\eta_{PV} = \eta_{STC} [1 + \gamma_{P_m} (T_{PV} - 25^\circ\text{C}) + \delta \ln(I_T/1000)] \quad (12)$$

$$T_{PV} = T_a + I_T \exp(a + bV_w) \quad (13)$$

Donde γ_{P_m} es el coeficiente de temperatura para el pico potencia, que para STC, toma un valor de -0.5%/°C. δ es el coeficiente de irradiancia solar que será definido como 0.085 para m-Si y 0.11 para p-Si, se elegirá este último valor por estar dicha correlación implementada para paneles policristalinos. Los coeficientes a y b de la temperatura corresponden a King [39], siendo estos -3.65 y -0.075, respectivamente.

Para calcular el coeficiente global de transmitancia del modelo [37], se ha elaborado una tabla donde se recoge todos los coeficientes de películas propuestos en ese artículo, ver Tabla 4-1.

Tabla 4-1 . Expresiones del coeficiente de película según su mecanismo de transferencia de calor y su aplicación [37].

Mecanismo de transmisión de calor	Ecuación de h	Aplicación	Nº de ecuación
Convección libre	$h = \frac{k_a \text{Nu}}{L}$ $\text{Nu} = 0.13[(\text{GrPr})^{1/3} - (\text{Gr}_c \text{Pr})^{1/3}] + 0.56(\text{Gr}_c \text{Pr} \cos(\theta))^{1/4}$	$V_w < 5 \text{ m/s}, \theta < 60^\circ, \text{Ra} > 5 \cdot 10^8$	(14)
	$h = \frac{k_a \text{Nu}}{L}$ $\text{Nu} = 0.13 \text{Ra}^{1/3}$	$V_w < 5 \text{ m/s}, \theta \geq 60^\circ, \text{Ra} > 5 \cdot 10^8$	(15)
Convección + Radiación	$h = 3.8V_w + 5.7$	Válida para cualquier V_w , así como, cualquier dirección del viento e inclinación del panel. En esta ecuación están incluidos tanto los efectos de la convección, libre y forzada, como de la radiación	(16)
Convección forzada	$h = 3.0V_w + 2.8$	Para cualquier velocidad del viento. No tiene en cuenta ni la orientación, ni la inclinación del módulo, ni tampoco la dirección del viento	(17)

Convección forzada	$h = 2.9V_w + 4.5$	Para cualquier velocidad del viento. No tiene en cuenta ni la orientación, ni la inclinación del módulo, ni tampoco la dirección del viento	(18)
	$h = 2.2V_w + 8.3$	Panel a barlovento integrado mediante montaje open-rack (ángulo de dirección del viento 0°). Cualquier velocidad del viento. No tiene en cuenta la orientación e inclinación del panel	(19)
	$h = 2.6V_w + 7.9$	Panel a barlovento integrado mediante montaje open-rack (ángulo de dirección del viento 45°). Cualquier velocidad del viento. No tiene en cuenta la orientación e inclinación del panel	(20)
	$h = 3.3V_w + 6.5$	Panel a barlovento integrado mediante montaje open-rack (ángulo de dirección del viento 90°). Cualquier velocidad del viento. No tiene en cuenta la orientación e inclinación del panel	(21)
	$h = 2.2V_w + 7.9$	Panel a sotavento integrado mediante montaje open-rack (ángulo de dirección del viento 135°). Cualquier velocidad del viento. No tiene en cuenta la orientación e inclinación del panel	(22)
	$h = 1.3V_w + 8.3$	Panel a sotavento integrado mediante montaje open-rack (ángulo de dirección del viento 180°). Cualquier velocidad del viento e inclinación del panel	(23)
	$h = 5.7V_w + 11.4$	Panel a Barlovento ($\gamma_w \leq 90^\circ$). Cualquier velocidad del viento. No tiene en cuenta la orientación e inclinación del panel	(24)
	$h = 5.7V_w$	Panel a Sotavento ($90^\circ < \gamma_w \leq 180^\circ$). Cualquier velocidad del viento. No tiene en cuenta la orientación e inclinación del panel	(25)
	$h = 4.96V_w^{0.5}L_{ch}^{-0.5}$	Flujo Laminar para panel a sotavento	(26)
Convección forzada	$h = 3.83V_w^{0.5}L^{-0.5}$	Flujo Laminar ($x_c/L \geq 0.95$). Tiene en cuenta de forma indirecta la inclinación y orientación del panel, así como la dirección del viento	(27)
	$h = 5.74V_w^{0.8}L^{-0.2}$	Flujo completamente turbulento ($V_w > 3$ m/s o $x_c/L \leq 0.1$). Tiene en cuenta de forma indirecta la inclinación y orientación del panel, así como la dirección del viento	(28)

	$h = 5.74V_w^{0.8}L^{-0.2} - 16.46L^{-1}$	Flujo mixto ($0.1 < x_c/L < 0.95$). Tiene en cuenta de forma indirecta la inclinación y orientación del panel, así como la dirección del viento	(29)
	$h = 0.848k(\cos(a_w)V_wPr/\nu)^{0.5}d^{-0.5}$	Proporciona un coeficiente de película acorde al ángulo de incidencia del viento a lo largo de la placa plana. Tiene en cuenta de forma directa la inclinación y orientación del panel, así como la dirección del viento	(30)
Radiación	$h = \varepsilon_g F_{pv,f-sky} \sigma (T_{pv}^2 + T_s^2) (T_{pv} + T_s) + \varepsilon_g F_{pv,f-ground} \sigma (T_{pv}^2 + T_{gr}^2) (T_{pv} + T_{gr})$	Cualquier inclinación y orientación del módulo	(31)

Esta tabla se ha de complementar con algunos comentarios, la longitud crítica viene dada por:

$$x_c = Re_{x_c} \nu / V_w \quad (32)$$

Re_{x_c} es considerado igual a $4 \cdot 10^5$. En cuanto a lo tratado para calcular la longitud, L, se utilizarán dos fórmulas en función de la orientación del módulo, para módulos a **sotavento**,

$$L = 4 A / S \quad (33)$$

Siendo A el área del módulo, y S el perímetro. Para módulos a **barlovento**, la dirección del viento sí habrá de ser tenida en cuenta, para ello, se empleará la diferencia realtiva entre la orientación del panel y la dirección del viento, Υ , si esta diferencia es menor o igual a 45° , la longitud será igual a la altura del módulo, mientras que si la diferencia relativa es superior a 45° , L es considerado igual al ancho del panel fotovoltaico. L_{ch} de (26) se hallará mediante (33).

En la ec. (30), para hallar el ángulo entre la corriente de viento incidente y la normal de la superficie del panel, se define mediante (34).

$$\cos(a_w) = \cos(90 - \beta) \cos(\gamma) \quad (34)$$

Volviendo a las ecuaciones para convección libre, (14) y (15), los números de Rayleigh y Grashof, se obtienen de:

$$Ra = \frac{g(1/T_f)(T_{pv} - T_a)L^3}{\nu\alpha} \quad (35)$$

$$T_f = T_a + 0.25(T_{PV} - T_a) \quad (36)$$

$$Gr = \frac{L^3 g (T_{PV} - T_a) \beta}{\nu^2} \quad (37)$$

Para hallar el Grashof crítico, Gr_c se utiliza la expresión exponencial (36).

$$Gr_c = 1.327 \cdot 10^{10} \exp(-3.708\theta_r) \quad (38)$$

Siendo θ_r el ángulo en radianes con respecto a la vertical, es decir, si β es la inclinación del módulo, $\theta = 90 - \beta$.

Finalmente toca aclarar algunos conceptos de la ec. (31), ε_g , es la emisividad de la cubierta de vidrio y se asume con un valor de 0.85. T_{gr} es la temperatura del suelo, se ha tomado un valor de 15°C, T_s es la temperatura del cielo dada por (39), $F_{pv,f-sky}$, $F_{pv,f-ground}$, son los factores de forma entre la superficie del panel y el cielo, y el suelo, respectivamente.

$$T_s = 0.0552T_a^{1.5} \quad (39)$$

$$F_{PV,f-sky} = (1 + \cos(\beta))/2 \quad (40)$$

$$F_{PV,f-ground} = (1 - \cos(\beta))/2 \quad (41)$$

Por consiguiente, el coeficiente global de transmitancia de [37], U_L , será la suma de los coeficientes de película por convección y radiación:

$$U_L = h_{CV} + h_r \quad (42)$$

En la Tabla 4-3 se habrá clasificado los modelos de estimación implícitos cuya aplicabilidad sea la de paneles integrados en edificios, habrá correlaciones cuya integración introduzca el detalle de su uso para paneles con refrigeración de aire [20, 28], que hará la función de calentar el local.

Tabla 4-2. Clasificación de modelos de estimación implícitos de la temperatura de operación de un panel dispuesto en free-standing.

Expresión de T_c	Ámbito de aplicación	Parámetros característicos	Limitaciones y/o hipótesis	Referencias
$T_c = T_a + \frac{(\alpha - \eta)G_T + (a + bT_a)}{17.8 + 2.1V_w}$	<p>Aplicable a cualquier situación de un panel free-standing que dependa de las variables meteorológicas. Habrá que tenerse en cuenta el tipo de tecnología de célula usada por introducir el rendimiento del panel, así como el índice de nubosidad</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>a y b son función de la emisividad del panel, ϵ_{PV}, la del suelo, ϵ_g y del factor de nubosidad, ϵ_a. Sus ecuaciones se definen por:</p> $a = 208\epsilon_{PV} + 297.14\epsilon_a - 594.3\epsilon_g$ $b = 6\epsilon_{PV} + \epsilon_a - 2\epsilon_g$		[72, 56]
$T_c = T_a + \alpha G_T(1 + \beta T_a)(1 - \gamma V_w)(1 - 1.053\eta_c)$	<p>Aplicable a cualquier situación de un panel free-standing que dependa de las variables meteorológicas. Se tendrá que tener en cuenta la tecnología utilizada</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>$\alpha=0.0138$; $\beta=0.031$; $\gamma=0.042$: Valores propuesto a utilizar, pero son solo válidos cuando la velocidad del viento es 1 m/s</p>		[73]
$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left[1 - \left(\frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right) \right]$	<p>Modelo de un diodo, cuya primera entrada es una señal de control. Es un modelo cuya aplicación reside en un panel conectado a una batería</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>Según Furler [27], la relación $(\tau\alpha)/U_L$ es constante con un valor de 0.0325 Km^2/W. Y según Sandnes et Rekestad [71], $(\tau\alpha)$ es 0.9 y U_L 28.8 $W/^\circ C m^2$. Ambas formas son totalmente aceptadas y correctas</p>	<p>- $\tau\alpha$ y U_L son tomados constantes según TRNSYS Type 170 - Mode 1 [76]</p> <p>- No se tienen en cuenta el efecto de las sombras</p>	[19, 81, 76, 27, 71]
$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\tau\alpha - \eta_c}{U_L} \right)$	<p>Su uso es para un panel conectado a una batería, o, para un sistema con MPPT, o, para modular un sistema FV que funcione como una instalación auxiliar de potencia</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>Según Furler [27], la relación $(\tau\alpha)/U_L$ es constante con un valor de 0.0325 Km^2/W. Y según Sandnes et Rekestad [71], $(\tau\alpha)$ es 0.9 y U_L 28.8 $W/^\circ C m^2$. Ambas formas son totalmente aceptadas y correctas</p>	<p>- Se ha tomado como condición que como generalmente no se producen ganancias netas de energía proveniente de la batería durante el día promedio, el uso de esta energía almacenada permitirá el correcto funcionamiento del sistema de seguimiento al comienzo del día</p>	[31, 27, 71]

$T_c = T_a + \frac{G_T}{C_1 + C_2 \left(\frac{1}{V_w}\right)} \left[(1 - \rho)(1 - \eta) - \sigma \frac{\epsilon T_c^4 - T_{sky}^4}{G_T} \right]$	<p>Aplicabilidad global, dependiente de los datos meteorológicos y del tipo de célula usada. Introduce la dependencia con el índice de nubosidad</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>C_1 coeficiente conductivo teniendo en cuenta la nubosidad, $W/°Cm^2$</p> <p>C_2 coeficiente convectivo teniendo en cuenta la nubosidad, $W/s°Cm$</p> <p>Para alta densidad de nubes, e irradiancia superior a 500 w/m^2:</p> <p>C_1 será 0 y C_2, -250</p> <p>Para irradiancias inferiores a 500 W/m^2:</p> <p>C_1 es 21.28 y C_2 -333.33</p> <p>Para baja densidad de nubes y alta irradiancia:</p> <p>C_1, 28.57 y C_2 -250</p> <p>Baja densidad de nubes y bajas irradiancias:</p> <p>C_1 37.04 y C_2 -333.33</p>	<p>- Los resultados experimentales dan para cada tipo de placa un porcentaje de reducción de eficiencia dependiendo de la temperatura, Tabla 5-1</p> <p>- El término de las pérdidas radiactivas con el suelo, $\sigma*(\epsilon*(T_c^4) - \epsilon_g*(T_g^4))/G_T$, es despreciado</p>	<p>[17]</p>
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_a) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha}\right)$	<p>Se emplean en sistemas direct-coupled PVPS, es decir, para instalaciones fotovoltaicas que alimentan un motor de continua, que a su vez alimenta a una bomba de agua</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>$\tau\alpha$ se ha tomado un valor de 0.9 acorde a [71]</p>	<p>- Trabajar fuera del PMP debida a la continua variación de la radiación solar, se cogerá la configuración de número de paneles en serie y paralelo que cumple con la altura deseada que debe proporcionar la bomba</p> <p>- Se ha usado la temperatura promedio mensual para estimar el comportamiento anual</p>	<p>[42, 19]</p>
$T_c = T_a + G_T \left(\frac{\alpha}{U_L}\right) \left[1 - \left(\frac{\eta_c}{\tau\alpha}\right)\right]$	<p>Aplicabilidad global para free-standing. Es el modelo empleado por el software PVsyst, será necesario fijar la orientación e inclinación del módulo</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>Se pueden usar valores de α de entre 0.7-0.9, así como, $\epsilon=0.88$, y la constante de Stefan Boltzmann, σ, cuyo valor es de $5.6697*10^{-8} \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-4}$. Se tomará U_L como:</p> $U_L = 5.7 + 3.8V_w$	<p>- Se asume que $U_L = h_{radiante} + h_{convectivo}$, con el cielo y el suelo</p> <p>- Se estima que por grado Kelvin el coeficiente de pérdidas aumenta entre un 0.3 - 0.4 %.</p> <p>- Se suele tomar U_L como la suma de un valor constante y uno dependiente del viento, siendo $U_L = U_C + U_V * V_w$</p>	<p>[23, 4]</p>

$T_c = T_a + \frac{((\tau\alpha) - \eta_{pv}) G_T}{U_L}$	<p>Desarrollado para paneles p-Si con seguimiento en doble eje</p> <p>Temperatura en Kelvin</p>	<p>Los valores del coeficiente global de transmitancia dependerá de la correlación de los coeficientes de película elegidos, ver Tabla 4-1</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdidas por reflexión son consideradas nulas, puesto que el estudio se realiza para un sistema de seguimiento, por lo que la radiación solar siempre será normal a la superficie fotovoltaica - El coeficiente de transmisión-absorción y la emisividad son considerados constantes e independientes de la longitud de onda - La temperatura del panel se asume uniforme - Se han tomado condiciones ideales del cielo - Se desprecian las fluctuaciones solares, sin fenómeno de transitorios - Se toma la temperatura de la superficie frontal y trasera del panel como la misma, debido a concluirse que la diferencia será muy pequeña - Por encima de 5 m/s solo se tendrá en cuenta el efecto por convección forzada. E inferior a este valor influirá tanto la convección libre como forzada. 	<p>[37]</p>
--	---	--	---	-------------

Tabla 4-3 . Clasificación de modelos de estimación implícitos de la temperatura de operación de un panel integrado en un edificio.

Expresión de T_c	Ámbito de aplicación	Parámetros característicos	Limitaciones y/o hipótesis	Referencias
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{NOCT}} (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha}\right)$	<p>Para módulos integrados en edificación cuyas condiciones de operación no difieran en gran medida de las STC</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>Se le aplican las especificaciones propuestas por [48] y [2], ecs. (10) y (11)</p>	<p>- Se hace la hipótesis, de que el coeficiente de transmisión de pérdidas, U_L, es constante</p>	[7, 16]
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{NOCT}} \left(\frac{U_{L,NOCT}}{U_L}\right) (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha}\right)$	<p>Se usa para módulos integrados en edificación que son refrigerados con aire, el panel tiene un hueco en su interior que permite el paso del aire, dicho aire se usará para calentar el local</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>Sin carga de operación, η_c tendrá un valor bajo, considerado como 0.1</p> <p>Se puede tomar un valor de $\tau\alpha = 0.9$</p> <p>Se puede tomar en primera aproximación U_L como $8.5 + 3.2 * V_w$, donde se ha incluido tanto radiación como convección. Asimismo, $U_{L,NOCT}$ será 11.7 W/Km^2</p>	<p>- Se asume que $U_L = h_{radiante} + h_{convectivo} + h_{conduccion}$ a través de la estructura de sujeción</p> <p>- El intercambio de calor se hará con respecto a la temperatura ambiente</p>	[20]
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{NOCT}} \left(\frac{9.5}{5.7 + 3.8V_w}\right) (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha}\right)$	<p>Se usa para módulos integrados en edificación que son refrigerados con aire, el panel tiene un hueco en su interior que permite el paso del aire, dicho aire se usará para calentar el local. Usado para los modelos de panel FV de CEC, utilizados en el software SAM</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>Se trata de una aproximación de la anterior ecuación, usada para introducir en todos los casos la velocidad del viento de operación. El resto de valores, al igual que en la anterior correlación, serán los mismos</p>	<p>- Se considera solo relevante el efecto de la convección en U_L</p>	[20, 28]

4.2 Expresiones explícitas

Al igual que se ha realizado en la sección de implícitas, se clasificarán los modelos en dos grandes grupos, aquellos cuya aplicación sea para free-standing, y aquellos que sean para paneles integrados en la edificación. Las Tablas 4-5 y 4-6 incluirán las particularidades de aplicación de cada correlación, además se añadirá la información que se crea conveniente para completar la que figuren en dichas tablas.

En las correlaciones correspondientes a [6, 18, 13], Y, es un parámetro similar al paréntesis izquierdo de la ecuación, que envuelve a G_T , T_a y una eficiencia de referencia modificada, η'_{ref} , que dependerá de T_{ref} , 25 °C y η_{ref} , que si es m-Si, será 0.13, para p-Si 0.11, y, a-Si 0.05, [18]. Valores de $a_1=0.005$ y $a_2=0.052$ para obleas de silicio.

$$Y = \frac{4(m_0/F_p)[(U_0/F_p)T_a + (\alpha - \eta'_{ref})G_T]}{[(U_0/F_p) - (m_0/F_p)(T_a + T_{co})]^2} \quad (43)$$

$$\eta'_{ref} = \eta_{ref}[1 + a_1 T_{ref} + a_2 \ln(G_T/1000)] \quad (44)$$

En la referencia [65], K_t , es el índice mensual de claridad a la inclinación óptima, esto es, latitud-declinación, se puede calcular como H/H_0 , siendo H la radiación solar mensual promedio diaria sobre superficie horizontal, y, H_0 la radiación solar promedio diaria extraterrestre sobre superficie horizontal. Se pueden calcular mediante el proceso lógico descrito en el punto 2.2.2. de [65]. Los valores de K_t dependerán de la localización, el clima y el momento del año considerado, pero habitualmente los valores fluctúan entre 0.3 (climas muy nublados) y 0.8 (localizaciones muy soleadas).

Para valores no óptimos de la inclinación, se deberá usar un multiplicador con la siguiente forma

$$C_f = 1 - 1.17 \cdot 10^{-4}(S_M - S)^2 \quad (45)$$

Donde S_M es el ángulo de inclinación óptima, y, S el ángulo real de inclinación, en grados.

Tabla 4-4. Valores de a, b y ΔT_{ref} según el tipo de encapsulado y nivel de integración [39].

Tipo de encapsulado – Nivel de integración	a	b	ΔT_{ref}
Vidrio/célula/tecllar – Free-standing en estante abierto	-3.56	-0.075	3
Vidrio/célula/vidrio – Free-standing en estante abierto	-3.47	-0.0594	3
Polímero/placa plana/acero – Free-standing en estante abierto	-3.58	-0.113	3
Vidrio/célula/tecllar – Estante aislado	-2.81	-0.0455	0
Vidrio/célula/vidrio – Montaje en estante cerrado	-2.98	-0.0471	1

Tabla 4-5. Clasificación de modelos de estimación explícitos de la temperatura de operación de un panel dispuesto en free-standing.

Expresión de T_c	Ámbito de aplicación	Parámetros característicos	Limitaciones y/o hipótesis	Referencias
$T_c = T_a + kG_T$	Aplicable a cualquier tipo de célula, disposición en free-standing Temperatura en °C	Tomar un valor de k de: m-Si: 0.028 °Cm ² /W p-Si: 0.026 °Cm ² /W a-Si: 0.022 °Cm ² /W CIS: 0.030 °Cm ² /W	- No se tiene en cuenta el viento, solo válido para velocidades del viento bajas - Condiciones fijas en el tiempo	[67, 1, 22, 82, 24, 77]
$T_c = 3.12 + 0.899T_a + 0.025G_T - 1.30V_w$	Aplicable a paneles free-standing sin presencia de obstáculos. Definiéndose la influencia del viento en la temperatura de operación de un panel sin la presencia de obstáculos Temperatura en °C		- Sin presencia de obstáculos a la hora de valorar la influencia del viento - Recomendado para usarse en instalaciones o bien, que no se encuentren obstáculos, o bien, pequeñas, ya que se puede considerar que no habrá gran cantidad de obstáculos	[66]
$T_c = 3.81 + 1.31T_a + 0.0282G_T - 1.65V_w$	Aplicable a paneles free-standing con presencia de obstáculos. Definiéndose la influencia del viento en la temperatura de operación de un panel con presencia de obstáculos Temperatura en °C		- Con presencia de obstáculos a la hora de valorar la influencia del viento - Recomendado para usarse en instalaciones o bien, que se encuentren obstáculos, o bien, de gran tamaño, ya que se puede considerar que habrá gran cantidad de obstáculos	[66]

$T_c = \left[\frac{(U_0/F_p) - (m_0/F_p)(T_a + T_{c0})}{2(m_0/F_p)} \right] [(1 + Y)^{1/2} - 1]$	<p>Para paneles de silicio, ya sea, m-Si, p-Si o a-Si</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>U_0, es considerado de 24 W/m²°C para una velocidad del viento de 1 m/s [13]</p> <p>F_p, factor de recubrimiento [13], que para células cuadradas de 100mm de lado y con una separación entre ellas de 4 mm, resulta 0.925</p> <p>m_0, parámetro meteorológico dependiente de la absorptividad y la reflectancia, se puede considerar como 0.8</p> <p>T_{c0} es una media anual de T_c, que para una media anual ambiente de 30 °C, será 53 °C [13]</p>		<p>[6, 18, 13]</p>
$T_c = T_a + 0.035G_T$	<p>Se aplica a los primeros módulos de placa plana que se inventaron de silicio cristalino</p> <p>Temperatura en °C</p>		<p>- No se considera la influencia del viento, esta ecuación solo será válida cuando V_w sea 1 m/s</p> <p>- U_L se supone constante</p>	<p>[68]</p>
$T_c = T_a + \alpha G_T (1 + \beta T_a) (1 - \gamma V_w)$	<p>Desarrollado para paneles de silicio, aunque se puede aplicar a todos los tipos de célula. Función de los datos meteorológicos</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>Para paneles de silicio y velocidad del viento de 1 m/s, los coeficientes toman los valores: $\alpha=0.0138$, $\beta=0.031$, $\gamma=0.042$</p>	<p>- Se considera el rendimiento de forma implícita a través de dichos coeficientes</p>	<p>[8]</p>

$T_c = \frac{T_a + [\alpha_{cell} - \eta_{ref}(1 + \beta T_{ref})] \left(\frac{G_T}{h}\right)}{1 - \eta_{ref} \beta \left(\frac{G_T}{h}\right)}$	<p>Desarrollado para paneles de silicio, aunque se puede aplicar a todos los tipos de célula. Permite calcular la temperatura a partir de datos de referencia</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>α_{cell}, se tomará un valor de 0.8</p> <p>$0.004 < \beta < 0.006 \text{ 1/}^\circ\text{C}$</p> <p>$h$ se puede aproximar a $8.5 + 3.2 * V_w$, donde se ha incluido tanto radiación como convección</p> <p>T_{ref}, 25 °C</p> <p>η_{ref}, si es m-Si, será 0.13, para p-Si 0.11, y, a-Si 0.05, [18]</p>		<p>[63, 18]</p>
$T_c = \frac{[(\tau\alpha) - \eta_{ref}]G_T + T_a[h_{cf} + 2\sigma\epsilon_c\tau_{IR}(1 + \cos\beta)T_{sky}T_a^2 + h_{cb} + 4\sigma T_a^3 F_e F_b]}{h_{cf} + 2\sigma\epsilon_c\tau_{IR}T_a^3(1 + \cos\beta) + h_{cb} + 4\sigma T_a^3 F_e F_b}$	<p>Para sistemas fotovoltaicos aislados con almacenamiento, aislados bidireccionales sin almacenamiento y bidireccionales con almacenamiento. Será función de la tecnología usada, y de su tipo de configuración</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>h_{cb}, F_e y F_b están referidos a la parte trasera y son valores estimados mediante las correlaciones tabuladas en la referencia [8], página 16, según el tipo de configuración</p> <p>h_{cf} se aproximará a $8.5 + 3.2 * V_w$</p> <p>η_{ref}, si es m-Si, será 0.13, para p-Si 0.11, y, a-Si 0.05, [18]</p> <p>ϵ_c será de 0.85</p> <p>$\tau\alpha$ se considera igual a 0.9</p> <p>τ_{IR} se cogerá de 0.98</p>	<p>- En España se hace la estimación que el porcentaje de radiación promedio difusa respecto a la extraterrestre es aproximadamente de un tercio [35]</p> <p>- Para pérdidas térmicas nulas por la parte trasera, $h_{cb}=F_e=0$, entonces, la expresión dará $T_{c,max}$. Dado que se puede considerar que la temperatura frontal y trasera será prácticamente la misma, se podrá simplificar el cálculo de la temperatura</p>	<p>[32, 8, 35]</p>
$T_c = T_a + 0.0155G_T + 0.7$	<p>Para celdas fotovoltaicas selladas con tubos de vidrios rellenos de gas</p> <p>Temperatura en °C</p>		<p>- Basado en el modelo de Ross y Smokler [68]</p> <p>- No se tiene en cuenta el viento, solo válido cuando la velocidad del viento es baja (<3 m/s)</p>	<p>[33]</p>
$T_c = 30.006 + 1.14(T_a - 25) + 0.0175(G_T - 300)$	<p>Para paneles de silicio, solo estudia la influencia de la temperatura ambiente y la irradiancia</p> <p>Temperatura en °C</p>		<p>- No se tiene en cuenta el viento, solo válido cuando la velocidad del viento es baja (<3 m/s)</p>	<p>[44]</p>

$T_c = T_a + \frac{G_T}{800}(NOCT - 20)$	<p>Modelo basado en el NOCT del módulo, válido para velocidades del viento pequeñas</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>NOCT=45 °C válido para c-Si y pc-Si</p> <p>NOCT=50 °C para a-Si y CIS</p>	<ul style="list-style-type: none"> - No proporciona datos correctos para condiciones lejanas a las NOCT - Velocidad del viento cercana a 1 m/s - Se asume un valor U_L constante 	<p>[2, 68, 34, 12, 46, 45, 58, 61]</p>
$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800}(219 - 832\overline{K}_t)$	<p>Basado en el NOCT del panel, la radiación solar recibida y la inclinación óptima. Puede ser aplicado a cualquier tipo de sistema dispuesto en free-standing</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>NOCT=45 °C válido para c-Si y pc-Si</p> <p>NOCT=50 °C para a-Si y CIS</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Velocidad del viento cercana a 1 m/s - Se asume un valor U_L constante 	<p>[65]</p>
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{T,ref}}[T_1 e^{bV_w} + T_2 + \Delta T_{ref}]$	<p>Aplicable a paneles free-standing, cualquier célula, dependerá del tipo de encapsulamiento. Basado en datos meteorológicos, pudiéndose aplicar a cualquier latitud y clima</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>T_1: máxima temperatura para valores bajos del viento.</p> <p>T_2: mínima temperatura para valores altos del viento.</p> <p>$\Delta T_{ref} = T_c - T_{back}$</p> <p>$G_{T,ref} = 1000 \text{ W/m}^2$. b es un ratio de la caída de la temperatura con el viento, en °C.</p> <p>Para free-standing: $b = -0.075$</p> <p>Vidrio-celda-vidrio: $T_1 = 25 \text{ °C}$, $T_2 = 8.2 \text{ °C}$, $\Delta T_{ref} = 2 \text{ °C}$</p> <p>Vidrio-celda-tedlar: $T_1 = 19.6 \text{ °C}$, $T_2 = 11.6 \text{ °C}$, $\Delta T_{ref} = 3 \text{ °C}$</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Módulo de placa plana cerca del equilibrio térmico - Basado en el modelo de King, correlación [40]. - Usa la temperatura efectiva de la celda, que remplazará la temperatura promedio ponderada de la célula, pudiéndose obtener mediante los datos meteorológicos promedios mensuales, sin requerir datos climáticos a corto plazo 	<p>[25, 40]</p>

$T_c = T_a + \frac{0.25}{5.7 + 3.8V_w} G_T$	<p>Para cualquier panel fotovoltaico free-standing</p> <p>Temperatura en °C</p>		<ul style="list-style-type: none"> - V_w será la componente de la velocidad del viento local paralela a la superficie del módulo FV - Se usa la relación Nusselt-Jürges: $h_w=5.7+3.8V_w$ para el coeficiente de la convección del viento - Cualquier velocidad del viento superior a 0 m/s 	<p>[74]</p>
$T_c = T_a + \frac{0.32}{8.91 + 2.0V_w} G_T$	<p>Para cualquier panel fotovoltaico free-standing</p> <p>Temperatura en °C</p>		<ul style="list-style-type: none"> - V_w será la componente de la velocidad del viento local paralela a la superficie del módulo FV - Se usa la relación Nusselt-Jürges: $h_w=8.91+2.0V_w$ para el coeficiente de la convección del viento - Cualquier velocidad del viento superior a 0 m/s 	<p>[74]</p>

Tabla 4-6 . Clasificación de modelos de estimación explícitos de la temperatura de operación de un panel integrado en un edificio.

Expresión de T_c	Ámbito de aplicación	Parámetros característicos	Limitaciones y/o hipótesis	Referencias
$T_c = T_a + kG_T$	<p>Para cualquier tipo de tecnología fotovoltaica, se diferenciarán sus valores según su integración, también permite valorar su valor para free-standing</p> <p>Temperatura en Kelvin</p>	<p>Valores de k [Km^2/W):</p> <p>Free-Standing: 0.021</p> <p>Tejado Horizontal: 0.026</p> <p>Tejado Inclinado – Bien ventilado: 0.020</p> <p>Tejado Inclinado – No tan ventilado: 0.034</p> <p>Tejado Inclinado – Altamente integrado, pobremente ventilado: 0.056</p> <p>Integrado en fachada – Celdas FV transparentes: 0.046</p> <p>Integrado en fachada – Celdas FV opacas o con pequeño espacio de ventilación: 0.054</p>	<p>- k estará limitada y definida por el nivel de integración de la instalación en el edificio y del tamaño del hueco de estos, esto es, de la ventilación que tengan pues afectarán considerablemente a la temperatura del módulo</p>	<p>[57]</p>
$T_c = T_a + kG_T$	<p>Se trata para un tipo de paneles específicos diseñados para instalaciones en residencias, se trata de un panel FV que dispone de un depósito lleno de agua que cumplirá dos funciones: refrigerar el panel y ejercer de base. Existen tres tipos de configuraciones, una convencional SHS, un I-SHS cuyo tanque de agua de refrigeración se encuentra en la parte superior del módulo, y un I-SHS cuyo tanque se encuentra en la parte inferior de éste</p> <p>Temperatura en Kelvin</p>	<p>Valores de k [Km^2/W):</p> <p>SHS: 0.03</p> <p>I-SHS (Tanque en parte superior): 0.012</p> <p>I-SHS (Tanque en parte inferior): 0.0058</p>	<p>- Las pequeñas variaciones en los resultados de la temperatura del panel debido a las variaciones del viento, se han considerado pequeñas a la hora de aproximarlos a un modelo lineal</p> <p>- El más eficiente en cuanto a la reducción de temperatura del panel será el I-SHS con el tanque en la parte inferior</p>	<p>[43]</p>

$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{T,ref}} [T_1 e^{bV_w} + T_2 + \Delta T_{ref}]$	<p>Aplicable a paneles integrados en techo, cualquier célula, dependerá del tipo de encapsulamiento</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>T_1: máxima temperatura para valores bajos del viento.</p> <p>T_2: mínima temperatura para valores altos del viento.</p> <p>$\Delta T_{ref} = T_c - T_{back}$</p> <p>$G_{T,ref} = 1000 \text{ W/m}^2$. b es un ratio de la caída de la temperatura con el viento, en °C. Cuyos valores están tabulados según el tipo de encapsulado:</p> <p>Vidrio-celda-vidrio: siendo $T_1 = 25 \text{ °C}$, $T_2 = 8.2 \text{ °C}$, $b = -0.112$ y $\Delta T_{ref} = 2 \text{ °C}$</p> <p>Vidrio-celda-tedlar, $T_1 = 19.6 \text{ °C}$, $T_2 = 11.6 \text{ °C}$, $b = -0.223$ y $\Delta T_{ref} = 3 \text{ °C}$.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Módulo de placa plana cerca del equilibrio térmico - Integrado en un techo con refrigeración mínima por convección por la parte posterior del módulo 	<p>[40]</p>
$T_c = T_a + 0.028G_T - 1.0$	<p>Para paneles integrados en edificación, ya sea, en techo o en fachada. En casos de baja velocidad del viento</p> <p>Temperatura en °C</p>		<ul style="list-style-type: none"> - $V_w < 1.5 \text{ m/s}$ - $0 < T_a < 35 \text{ °C}$ 	<p>[55]</p>
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{T,ref}} [0.0712V_w^2 - 2.411V_w + 32.96]$	<p>Válido para cualquier sistema fotovoltaico que utilice silicio cristalino, se puede utilizar tanto para free-standing como integrados en edificación, cualquier tipo de encapsulado...</p> <p>Temperatura en °C</p>		<ul style="list-style-type: none"> - Para cualquier condición de operación, excepto $V_w < 18 \text{ m/s}$ 	<p>[38]</p>
$T_c = T_a + G_T \left[e^{(a+bV_f)} + \frac{\Delta T_{ref}}{G_{ref}} \right]$	<p>Aplicable a módulos de placa plana integrados en edificio, ya sea en techo, fachada o en open-rack. También es válido para módulos concentradores fotovoltaicos (CPV) con aletas que disipan el calor. Usado en el modelo de SNL. Empleado en el modelo de "eficiencia simple" del SAM [28]</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>$\Delta T_{ref} = T_c - T_{back}$</p> <p>$a$ y b son coeficientes determinados empíricamente que establecen el límite superior de la temperatura del módulo a bajas velocidades de viento y alta irradiancia solar, y el índice al cual la temperatura del módulo cae con el aumento de la velocidad del viento, respectivamente. Ver Tabla 4-5</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Ecuación dimensionalmente inconsistente. - Se asume una conducción térmica unidimensional - Para módulos FV de concentración ΔT_{ref} estará determinada por la diferencia entre la célula y el comienzo de la aleta trasera 	<p>[39, 28]</p>

$T_c = T_a + 0.031G_T$	<p>Se utiliza para BIPV en casos donde la velocidad del viento es muy pequeña</p> <p>Temperatura en °C</p>		<p>- La temperatura promedio entre las superficies frontal y posterior del módulo es considerada como la temperatura del módulo</p>	<p>[52, 53]</p>
$T_c = T_a + 0.031G_T - 0.058$	<p>Sistemas FV montados sobre tejado tanto horizontal como inclinado en localizaciones con poca velocidad del viento</p> <p>Temperatura en °C</p>		<p>- La temperatura promedio entre las superficies frontal y posterior del módulo es considerada como la temperatura del módulo</p>	<p>[51]</p>
$T_c = T_a + \omega \frac{0.32}{8.91 + 2.0V_w} G_T$	<p>Para cualquier tipo de célula, evalúa la temperatura en función del nivel de integración, válido también para free-standing</p> <p>Temperatura en °C</p>	<p>ω es el coeficiente de integración, sus valores normalizados son:</p> <p>Free-standing: 1</p> <p>Techo horizontal: 1.2</p> <p>Techo inclinado: 1.8</p> <p>Integrado en fachada: 2.4</p>	<p>- $V_w > 0$ m/s</p> <p>- Se usa la relación Nusselt-Jürges: $h_w = 8.91 + 2.0V_w$ para el coeficiente de la convección del viento</p>	<p>[74]</p>

4.3 Paneles híbridos FV/T

Cabe destacar que debida a la complejidad de implementar un modelo de estimación de la temperatura de operación de un panel híbrido FV/T se ha decidido dedicar una sub-sección completamente a estos tipos de módulos, ya sean ecuaciones implícitas o explícitas, para ello se ha elaborado la Tabla 4-6. En ella se podrán ver correlaciones como la [79] que se ha diseñado para IPVTS, o sea, sistemas integrados fotovoltaicos-térmicos, ver Ilustración 4-1. La [80] hace referencia a ese mismo sistema, pero estudiando el comportamiento del panel si no circula agua por su interior.

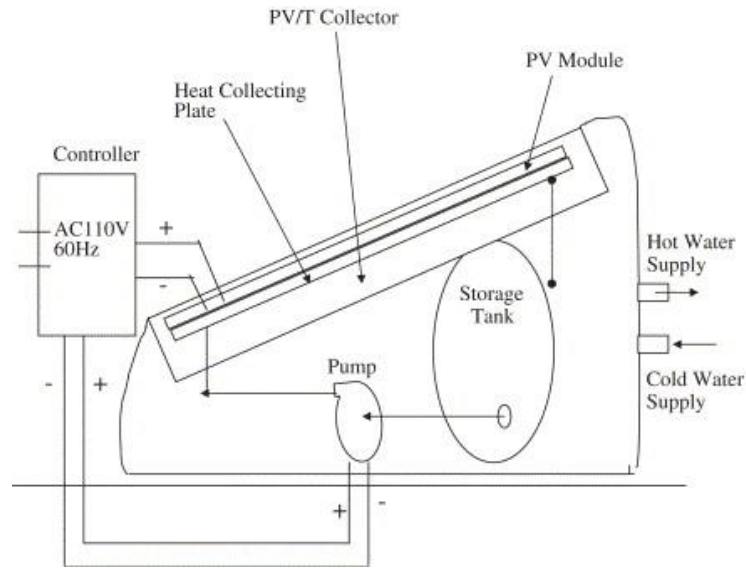


Ilustración 4-1. Diagrama esquemático de un sistema integrado FV/T (IPVTS) [79].

En estas correlaciones para hallar T_{bs} se utiliza la siguiente ecuación:

$$T_{bs} = \frac{h_{p1}(\alpha\tau)_{eff}G_T + U_{tT}T_a + h_T T_a}{U_{tT} + h_T} \quad (46)$$

Según [71], el rendimiento térmico de una configuración FV/Tg se puede estimar linealmente mediante la siguiente ecuación:

$$\eta_T = \frac{-0.65/0.0825(T_i - T_a)}{G_T} + 0.65 \quad (47)$$

En esa misma referencia, se puede considerar una temperatura del depósito acumulador de calor de 20 °C. Además, de los resultados analíticos, el rendimiento óptico resultar estar en torno a 0.8, siendo el término de las pérdidas de 8.3 W/m²K. La expresión (47) define a k.

$$k = \frac{1 - F_R}{F_R U_L} \quad (48)$$

Tabla 4-7. Modelos de estimación de la temperatura de operación de paneles híbridos FV/T.

Expresión de T_c	Ámbito de aplicación	Parámetros característicos	Limitaciones y/o hipótesis	Referencias
$T_c = \frac{\tau[\alpha_c\beta_c + \alpha_T(1 - \beta_c)]G_T - \eta_c G_T \beta_c + U_t T_a + U_T T_{bs}}{U_t + U_T}$	<p>Se aplica a IPVTS, es decir, un sistema formado por un módulo fotovoltaico integrado junto a uno solar térmico, usándose agua como fluido caloportador. Para paneles con encapsulado vídreo/célula/tecllar</p> <p>Temperatura en Kelvin</p> <p>Ecuación Implícita</p>	<p>T_{bs}, temperatura de la superficie trasera de tecllar, función de $\eta_c(T_c)$</p> <p>U_{tb}, coeficiente de transmisión vidrio-tecllar</p> <p>h_T, coeficiente de película del tecllar</p> <p>h_{p1}, coeficiente de pérdidas debido a la resistencia del EVA</p> <p>$(\tau\alpha)_{eff}$, función de $\eta_c(T_c)$</p> <p>U_t, coeficiente de transmisión celda-ambiente por el lado del vidrio</p> <p>U_T, por el lado de tecllar; p, factor del embalaje</p>	<ul style="list-style-type: none"> - La capacidad calorífica del sistema FV/T ha sido despreciada frente a la del agua contenido en el tanque de almacenamiento - No se producirá estratificación en el tanque - Las capacidades caloríficas del material solar de la celda, del tecllar y del aislante han sido despreciadas - La transmisión de calor por conducción ha sido considerada como unidimensional - La transmisividad del EVA es aproximadamente 100% - Se ha asumido una temperatura media a lo largo de cada película - El flujo de agua entre el tecllar y el aislante es uniforme por convección forzada - El sistema puede suponerse como cuasi-estático 	<p>[79]</p>
$T'_c = \frac{\tau[\alpha_c\beta_c + \alpha_T(1 - \beta_c)]G_T + (U_t + U_{T_a})T_a}{U_t + U_{T_a}}$	<p>Se aplica a IPVTS, sin embargo, en este caso se considera que no hay agua circulando por el panel. Para paneles con encapsulado vídreo/célula/tecllar</p> <p>Temperatura en Kelvin</p> <p>Ecuación Implícita</p>	<p>T'_c, Temperatura de la celda con flujo de agua cero</p> <p>$\tau\alpha_c$, función de $\eta_c(T_c)$</p> <p>Valores de diseño de las siguientes variables:</p> <p>$(\tau\alpha)_{eff}=0.66$ $b=0.467$ $\tau_G=0.95$</p> <p>$h_i=5.8$ W/m²K $h_0=5.7+3.8V_w$</p> <p>$h_{p1}=0.8772$ $h_{p2}=0.9841$</p> <p>$h_T=500$ W/m²K $K_T=0.033$ W/mK</p> <p>$L_T=0.0005$ m $U_t=9.24$ W/m²K</p> <p>$U_T=66$ W/m²K $U_b=0.62$ W/m²K</p> <p>$\alpha_c=0.80$ $\beta_c=0.90$ $\eta_c=0.09$</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Mismas hipótesis que en [79] - No circula agua por el panel híbrido 	<p>[80]</p>

$T_c = 30 + 1.14(T_a - 25) + 0.0175(G_T - 150)$	<p>Aplicable a sistemas FV/T cuyo líquido refrigerador y caloportador es el agua, cuya integración es en un techo horizontal, además se le instalan a las filas de colectores unos reflectores difusos para así proporcionar una mejor distribución de la radiación solar sobre el panel FV, a pesar de esto, el modelo se puede usar tanto como con estos reflectores como sin ellos. Válido para a-Si, p-Si y m-Si</p> <p>Temperatura en °C Ecuación Explícita</p>		<p>- Posibles limitaciones económicas: el a-Si sin reflectores es el más viable económicamente, a menor eficiencia eléctrica del panel FV, mayor eficiencia térmica del panel, repercutiendo positivamente en el cómputo global el hecho de que se generen más kWh térmicos por unidad de m²</p> <p>- Se desprecia la influencia del viento por estar integrado el panel en un techo horizontal</p>	[83]
$T_c = T_i + k\eta_T G_T$	<p>Para sistemas FV/T de silicio monocristalino donde se usa un polímero negro como absorbedor de calor para mejorar el coeficiente térmico del captador solar, pues aumentará el coeficiente óptico</p> <p>Temperatura en Kelvin Ecuación Explícita</p>	<p>η_T es la eficiencia térmica</p> <p>T_i, es la temperatura de entrada al tanque de agua del captador</p> <p>El rendimiento térmico se calculará dependiendo de $F_R(\tau\alpha)$, término óptico, y de $F_R U_L$, término de las pérdidas, que dependerán de la localización, clima y el momento del año</p>	<p>- Se tomará el modelo del panel híbrido con un vidrio especial que cubra la célula fotovoltaica, PV/Tg</p> <p>- Las limitaciones del uso de esta tecnología es que requiere que la temperatura de salida del captador sea baja (25-40 °C), sin vidrio no debe ser superior a 40 °C, y, con vidrio a 30 °C, uso en calentamiento de suelos o de piscinas climatizadas, ya que la temperatura del panel debe de ser baja para maximizar el rendimiento eléctrico limitando por tanto la temperatura de entrada del fluido caloportador al captador</p>	[71]
$T_c = \frac{[(\tau\alpha) - \eta_{ref}(1 + \beta T_{ref})]G_T + T_a U_{PV}}{U_{PV} - \beta \eta_{ref} G_T}$	<p>Para colectores híbridos FV/T, dependerá del clima y del tipo de tecnología elegida</p> <p>Temperatura en °C Ecuación Explícita</p>	<p>U_{PV}, es el coeficiente de transferencia de calor para ambos lados del módulo, si no se tiene en cuenta la influencia del viento, $U_{PV}=28.8$ W/m²°C, si se tiene en cuenta el viento, $U_{PV}=24.1+2.9*V_w$</p> <p>$\tau\alpha=0.9$ $\eta_{ref}=0.125$ $T_{ref}=25$ °C</p> <p>Silicio: $\beta=0.0044$ 1/°C</p> <p>CIS: $\beta=0.006$ 1/°C</p>	<p>- Se considera despreciable el intercambio de calor por las superficies laterales del módulo</p> <p>- Se le aplican las asunciones de las ecs. (10) y (11)</p>	[48]

5 ANÁLISIS COMPARATIVO

Al proceder al análisis de los distintos modelos de temperatura se han dividido en dos posibles tipos de variables de entrada, las generales, que afectarán, generalmente, a todas las correlaciones, y, las específicas, que serán aquellas que solo afecten a unas determinadas correlaciones, y por consiguiente, serán estudiadas solo para aquellos modelos que se crea de interés.

Primero, se observarán los resultados al modificar los parámetros generales, es decir, la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento. Éstas determinarán las propiedades físicas y térmicas del aire, calculadas mediante los softwares PsyCalc y RefProp. El análisis se hará a las 14:00 del mediodía para un módulo fotovoltaico mono-cristalino encapsulado de la forma vidrio-célula-*tedlar* con disposición *free-standing* y 30° de inclinación, siendo un día con poca cantidad de nubes, sus medidas son 1.70 m de altura y 1 m de ancho.

Así, las figuras 5-1 y 5-2, representarán la evolución de la temperatura del módulo sacadas de las ecuaciones implícitas. Ha de anotarse que no se ha tenido en cuenta la correlación correspondiente a [17] debido a que al no especificarse qué valores han de tomarse para los parámetros adicionales que se introducen, se han estimado, dando lugar a unos resultados que no son acordes a los debidos órdenes de magnitud. Así como tampoco se ha considerado en una primera instancia la [37] por estar desarrollada para paneles fotovoltaicos de doble eje, donde tendrá gran relevancia la inclinación y la orientación del panel, además de la dirección del viento.

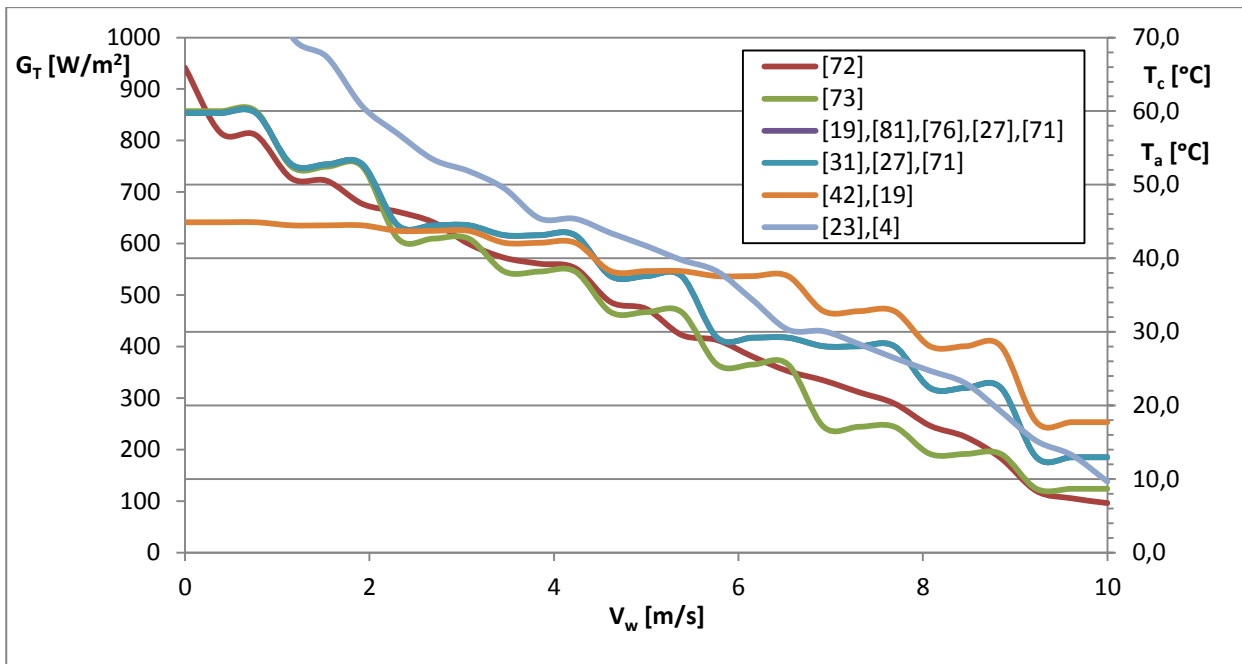


Figura 5-1. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones implícitas.

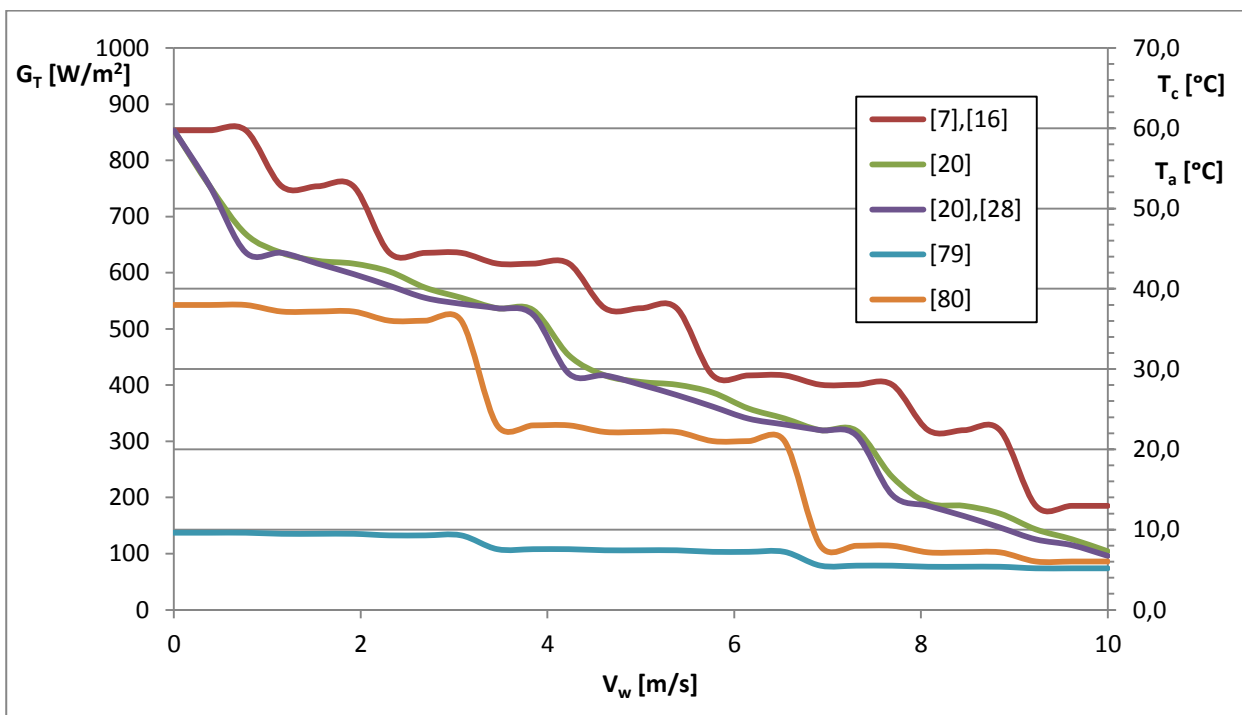


Figura 5-2. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones implícitas.

Como se puede observar en estas gráficas, en general, todos los modelos térmicos dan resultados parecidos, sin embargo, sus curvas en ciertos puntos no se comportan de la misma forma, hay algunos que tiene un gradiente suave, mientras que otros, sigue un tipo de representación escalonada, esto es debido a que cada modelo estará desarrollado para unas condiciones de contorno específicas, por lo que será complicado compararlos. Por ejemplo, la expresión [79] está desarrolla para paneles híbridos FV/T, cuya gran dependencia se encontrará en la temperatura de entrada del agua, y no tanto en las condiciones climatológicas, por lo que la temperatura de operación se mantiene prácticamente constante. Mientras que, tomando una llevada a cabo para paneles refrigerados por aire, como la [20], cuyo valores disminuirán en gran medida, según aumente la velocidad del viento, por estar favoreciendo considerablemente la refrigeración de la célula. Otros modelos, sin embargo,

están simplificados de forma mucho más general para instalaciones del tipo free-standing, como la correspondiente a [23, 4], dependiendo, entonces, totalmente de las variables climatológicas tenidas en cuenta.

Esto ocurrirá también con las ecuaciones explícitas (Figuras de la 5-3 a la 5-7), o sea, a pesar de hallarse resultados similares, cada modelo contemplará unos parámetros de diseño específicos diferentes, siendo compleja su comparación. Como en las implícitas, hay correlaciones, por ejemplo la [71], que es para paneles FV/T, en ella el rango de temperatura de entrada del agua estará limitada por la parte de aprovechamiento térmico, habrá que mantener el depósito a una temperatura no menor de 20 °C para que pueda ser utilizada en los servicios de baja temperatura de ACS, por eso la temperatura de operación del panel es mayor que en la [79], ver Figura 5-17. La [55] solo es válida para valores bajos de velocidades del viento, esto explica porqué su gradiente cae en picado con respecto al resto de correlaciones. U otras como la [43] tienen una aplicación para instalaciones con refrigeración con agua, de ahí, que los cálculos den unas temperaturas más bajas. También, resaltar que hay expresiones para distintas cantidades de obstáculos encontrados, la [66] aporta dos modelos uno sin tener en cuenta obstáculos, y otro donde sí habrá, se corrobora que a más obstáculos, mayor temperatura, y, al disminuir la velocidad del viento, la diferencia entre ambos modelos se reducirá, traduciéndose en una menor importancia de los obstáculos, ver Figura 5-8.

Ha de anotarse que la [6, 18, 13], no se ha analizado por no explicar con claridad sus parámetros específicos, no habiendo suficiente información para discernir que datos tomar.

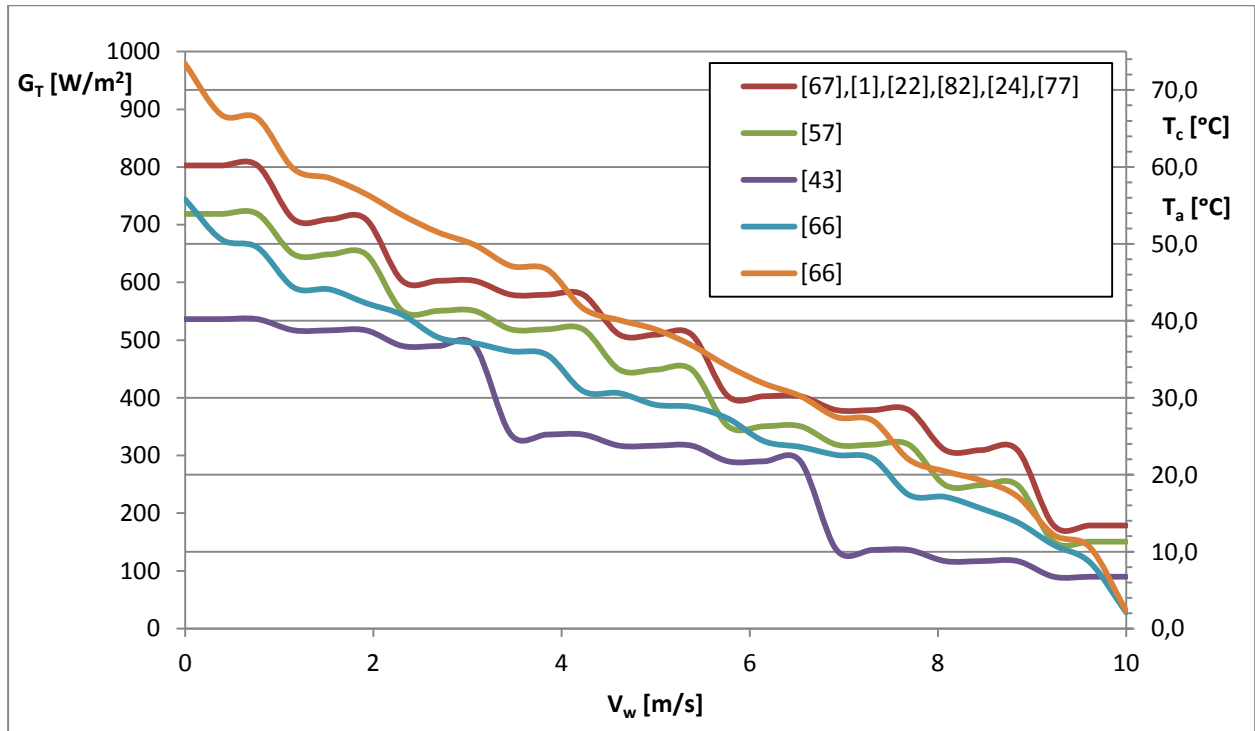


Figura 5-3. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.

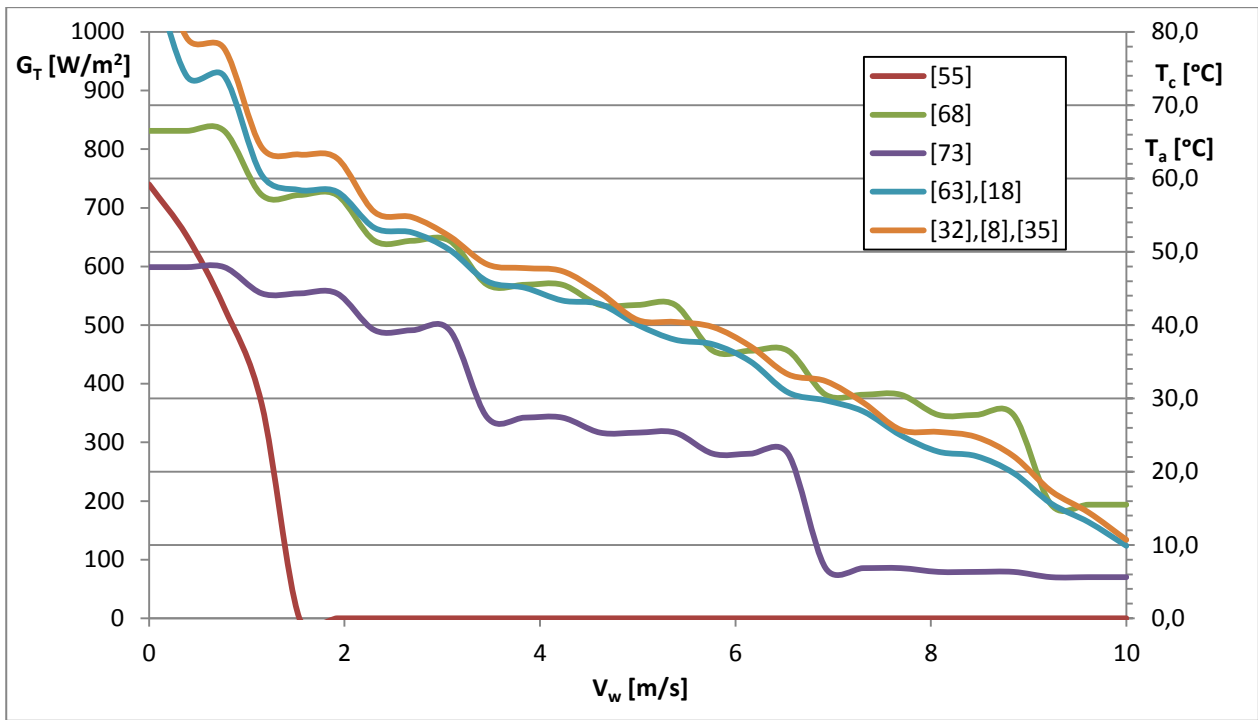


Figura 5-4. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.

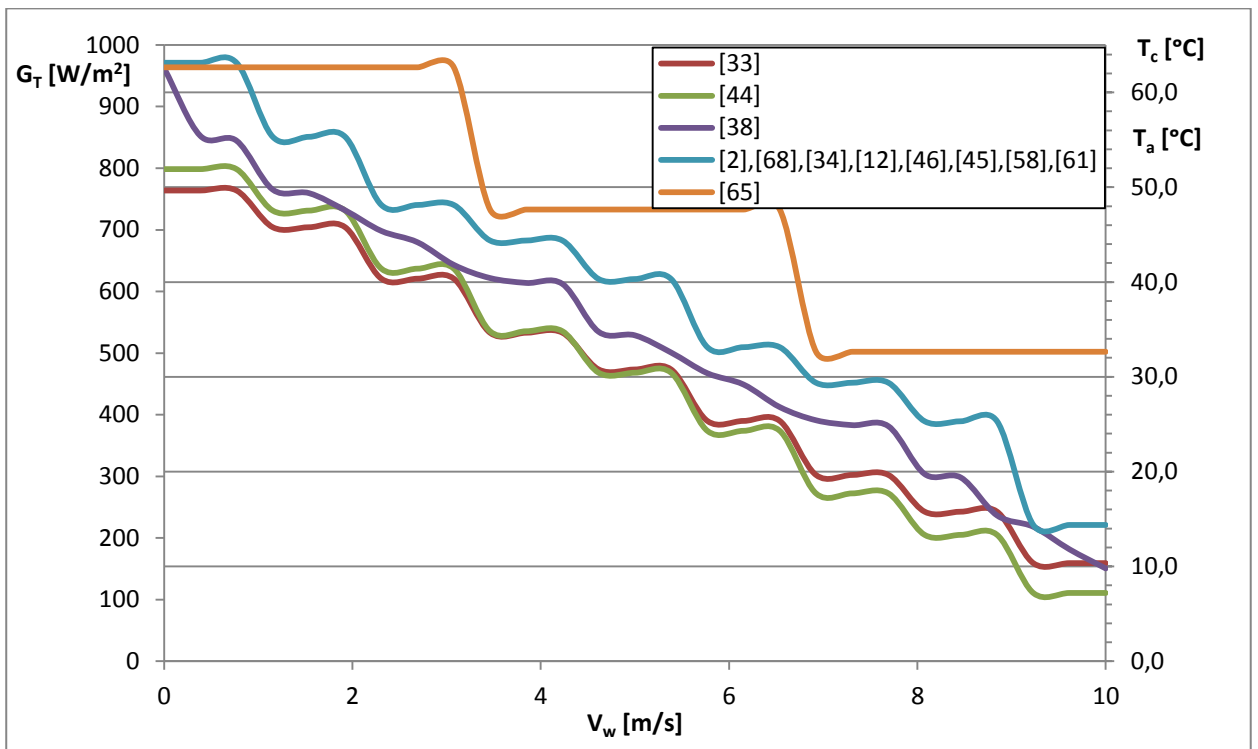


Figura 5-5. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.

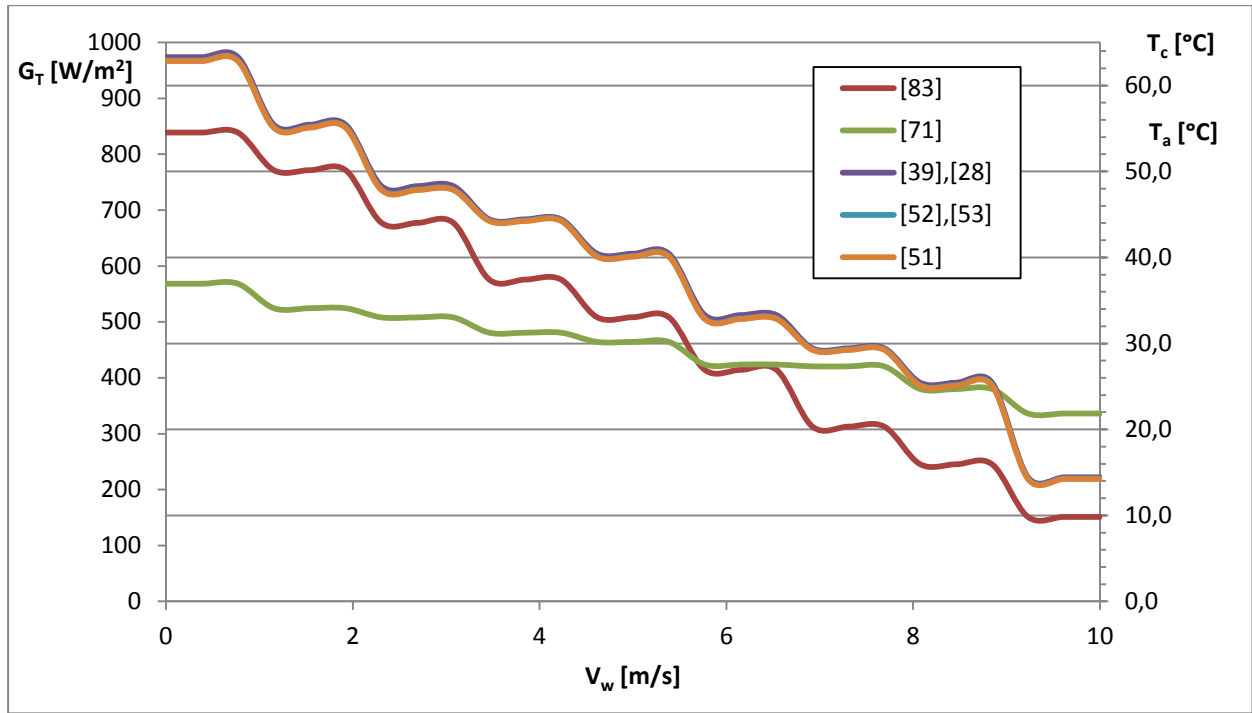


Figura 5-6. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.

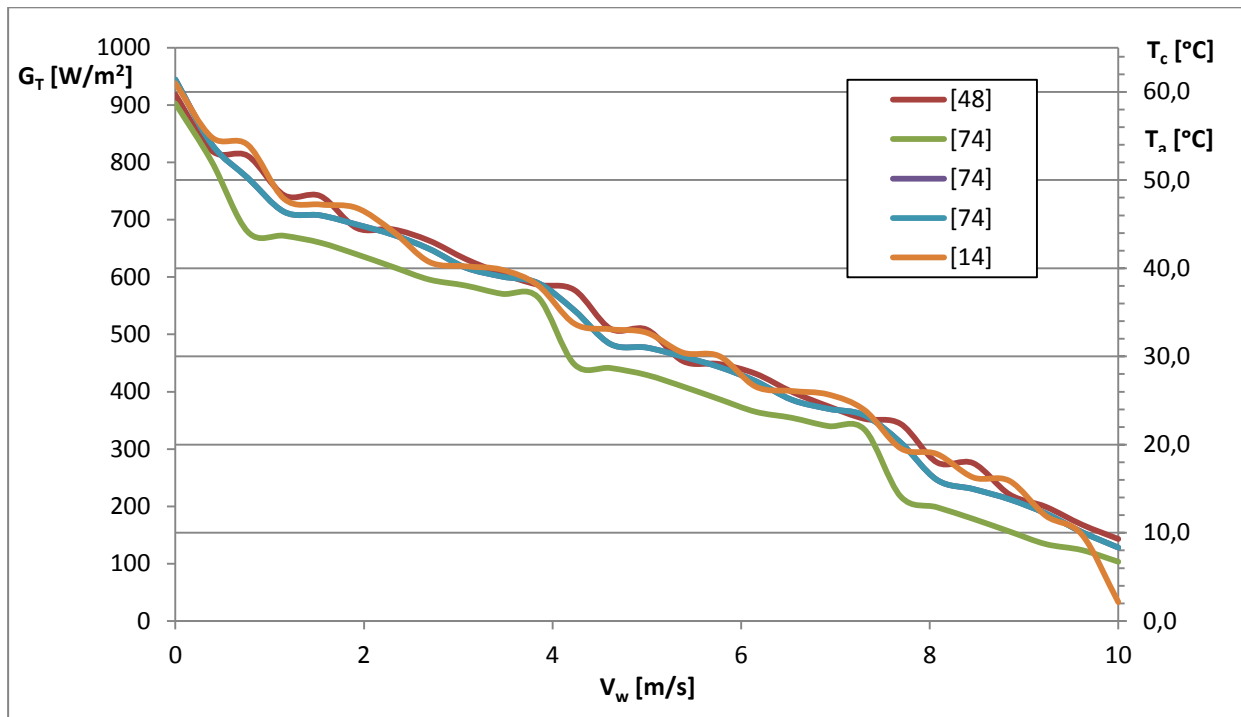


Figura 5-7. Representación de la evolución de la temperatura del módulo con respecto a la variación de la irradiancia, la temperatura ambiente y la velocidad del viento, sacadas de las correlaciones explícitas.

De todo esto, se deduce que cada modelo tendrá su ámbito de aplicación, por lo que habrá que valorar la inclusión en el estudio de otras variables particulares para cada caso, acción que se hará a continuación. Pero antes, comentar que basándose en que a mayor oscilación y escalonamiento de los modelos, menor será la precisión de los resultados, se va a comparar dos modelos pensados para casos generales free-standing, que tendrán en cuenta principalmente los datos de entrada de la irradiancia, la velocidad del viento y la temperatura ambiente, y cuyas curvas son suaves, además de predecir de forma bastante sencilla la temperatura del panel.

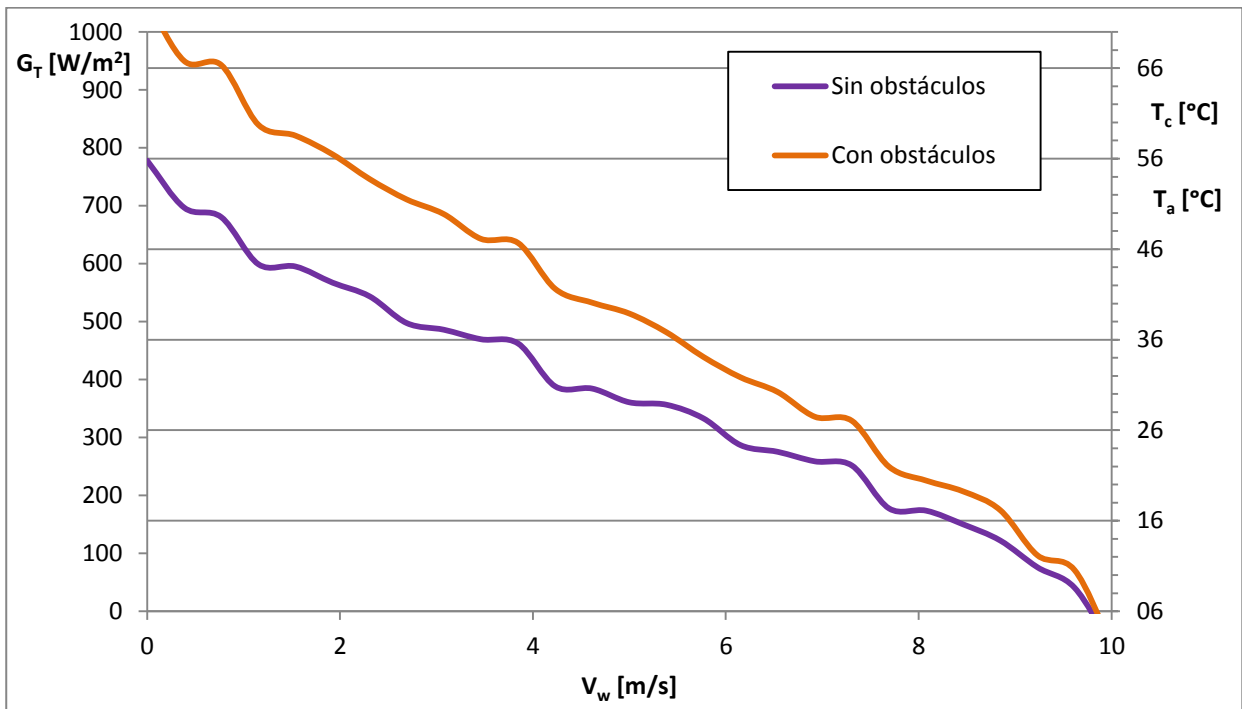


Figura 5-8. Influencia en la temperatura del panel de la presencia de obstáculos [66].

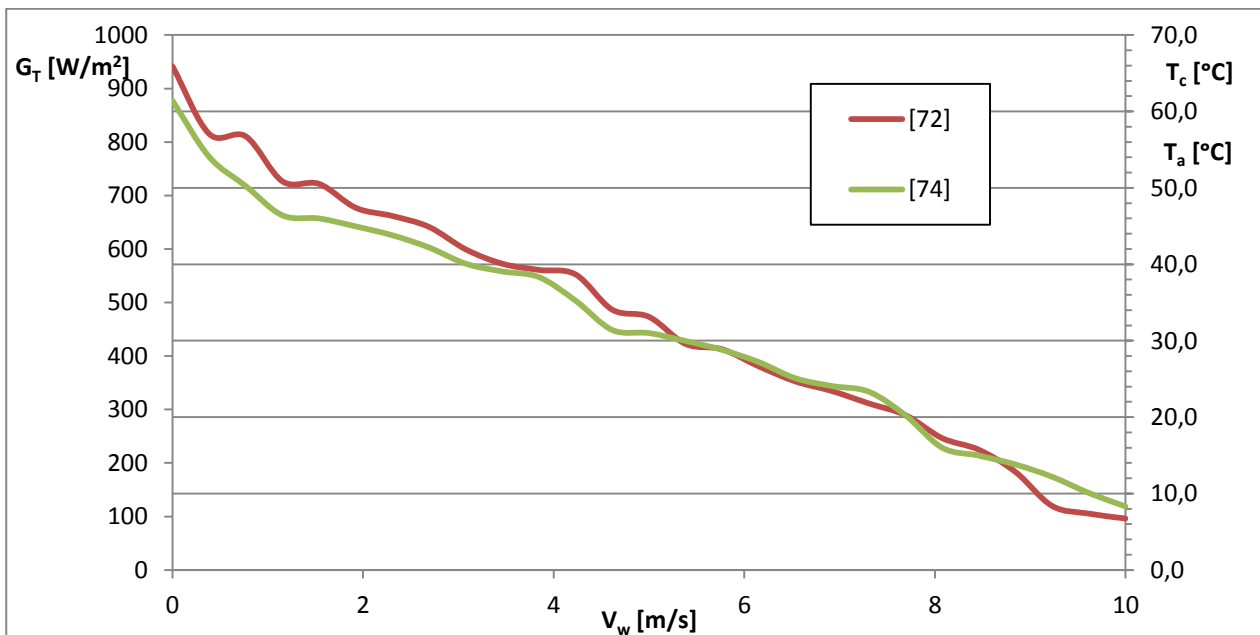


Figura 5-9. Comparación del modelo [72] y el segundo propuesto por [74] para un panel monocristalino free-standing en función de la irradiancia, velocidad del viento y temperatura ambiente.

Siendo la [74] una ecuación más elemental, su comportamiento es muy parecido al de [72], que requerirá de algunos parámetros más, como el tipo de tecnología usada, ver Figura 5-10, por lo tanto, se sugiere que para casos en los que solo se vayan a tener en cuenta la irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento para predecir la temperatura de operación, el modelo a usar por su simpleza y precisión será el [74].

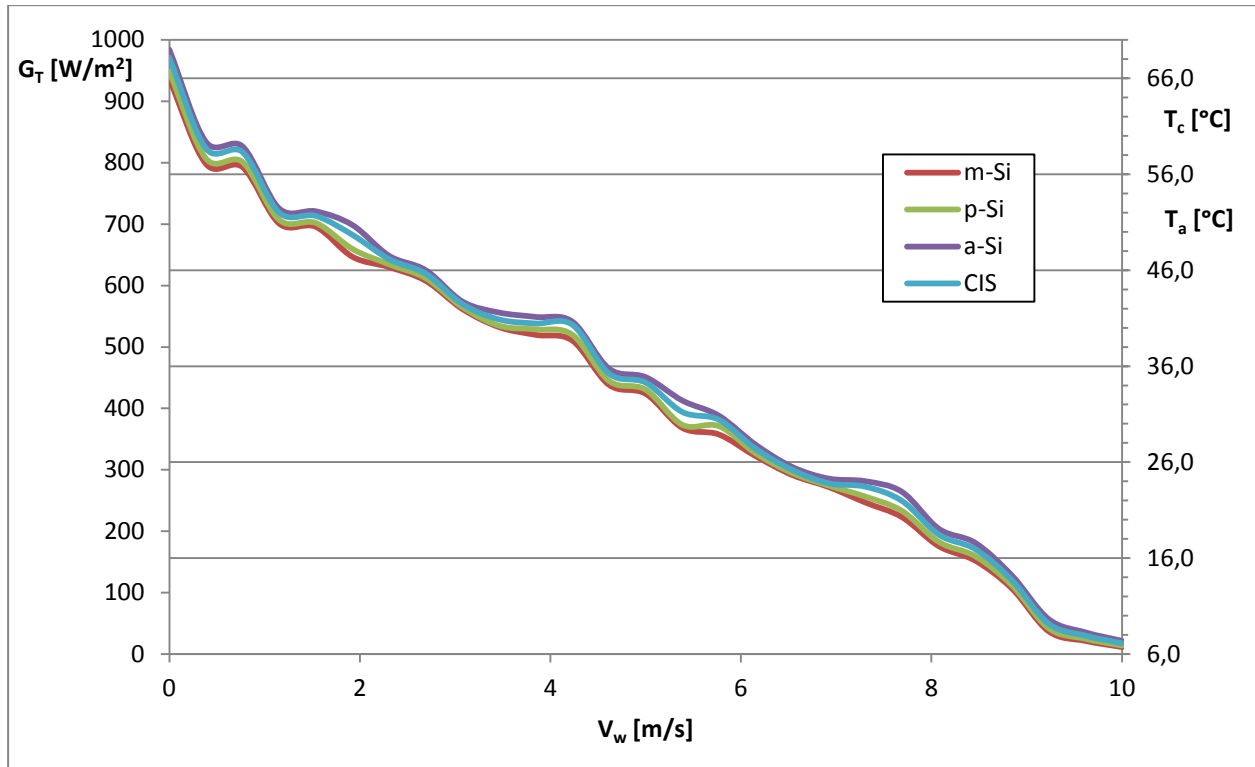


Figura 5-10. Evolución de la temperatura de operación en función del tipo de tecnología FV usada [72].

Esta representación a primera vista indica que la tecnología empleada en la célula tiene poco influencia en la temperatura de operación, sin embargo, a pesar de que las diferencias sean del orden de los 2-3 °C, no se puede descartar, ya que debido a los pequeños rendimientos que se manejan en la generación fotovoltaica, una pequeña disminución de su valor, significará en porcentaje una gran minorización. Es por ello, que a la hora de diseñar la instalación en casos donde el rendimiento sea un factor determinante, deberá de tenerse en gran estimación el tipo de célula usada. De hecho, según Del Cueto [17], en cuyo artículo estudia el rendimiento de varios módulos fotovoltaicos usando distintas tecnologías, m-Si, p-Si, CdTe y CIS, la diferencia de eficiencia debido a un cambio de temperatura de 30 °C es de un 1-2%. Dicha dependencia es dada en %/°C en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1. Efecto de la temperatura en la eficiencia del módulo en función de la tecnología usada según Del Cueto [17].

Tipo de Módulo	m-Si	m-Si	m-Si	p-Si	p-Si	a-Si	CIS	CdTe
%/°C	-0.496	-0.388	-0.427	-0.401	-0.431	-0.300	-0.484	-0.035

Aclarar que en la tabla hay tres valores para m-Si y dos para p-Si debido a que en [17] se hacen medidas experimentales para tres módulos monocristalinos y dos policristalinos de fabricantes distintos. Concluyéndose, que tanto para m-Si como p-Si será una buena estimación coger dicho coeficiente en torno a -0.400 %/°C.

Mediante la misma expresión [72], también se puede valorar la influencia de la cantidad de nubes en la temperatura del panel, ver Figura 5-10. Se deduce en primera instancia que la densidad de nubes no afectará en gran medida en el rendimiento del panel, esto aunque en parte es verdad, es necesario aclarar algunos conceptos. Su influencia es pequeña debido a dos razones, por un lado, a grandes irradiancias se considera que no hay prácticamente nubes, por otro lado, a diferencia de las plantas de concentración solar, los paneles fotovoltaicos son capaces de aprovechar tanto la radiación directa como la difusa, por lo que, a irradiancias

bajas no sufrirán un cambio drástico. Sin embargo, de nuevo se hace imprescindible remarcar que una pequeña disminución de un 1-2 % en el rendimiento del módulo suponer en términos globales un impacto no despreciable, ya que el rendimiento global pasaría a ser de un 12 a 10%, aproximadamente. La densidad de nubes influirá sobre todo en los transitorios, provocando que sean instalaciones difíciles de gestionar. Por consiguiente, necesitarán de un buen control para evitar problemas en la estabilidad de la red eléctrica (en caso de estar conectados a ella).

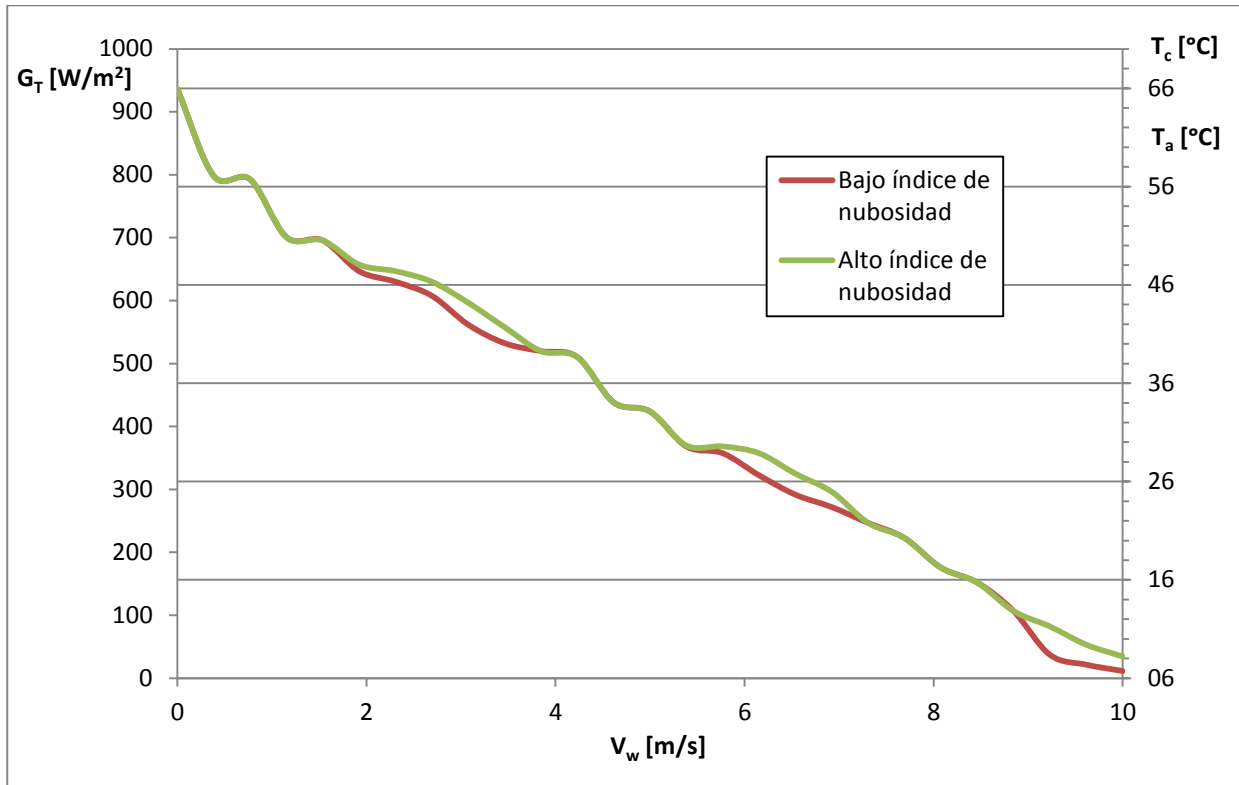


Figura 5-11. Influencia del índice de nubosidad en la temperatura de operación [72].

Otro dato de entrada de elevada importancia es el nivel de integración del panel, es decir, ¿cómo se encuentra instalado el módulo?, ¿configurado en free-standing, o integrado en un edificio?, ¿se ha montado en el techo o en la fachada?... Para dicho estudio, se usará la tercera expresión introducida por [74], cuyos resultados permitirán aclarar para qué integración es mayor la temperatura.

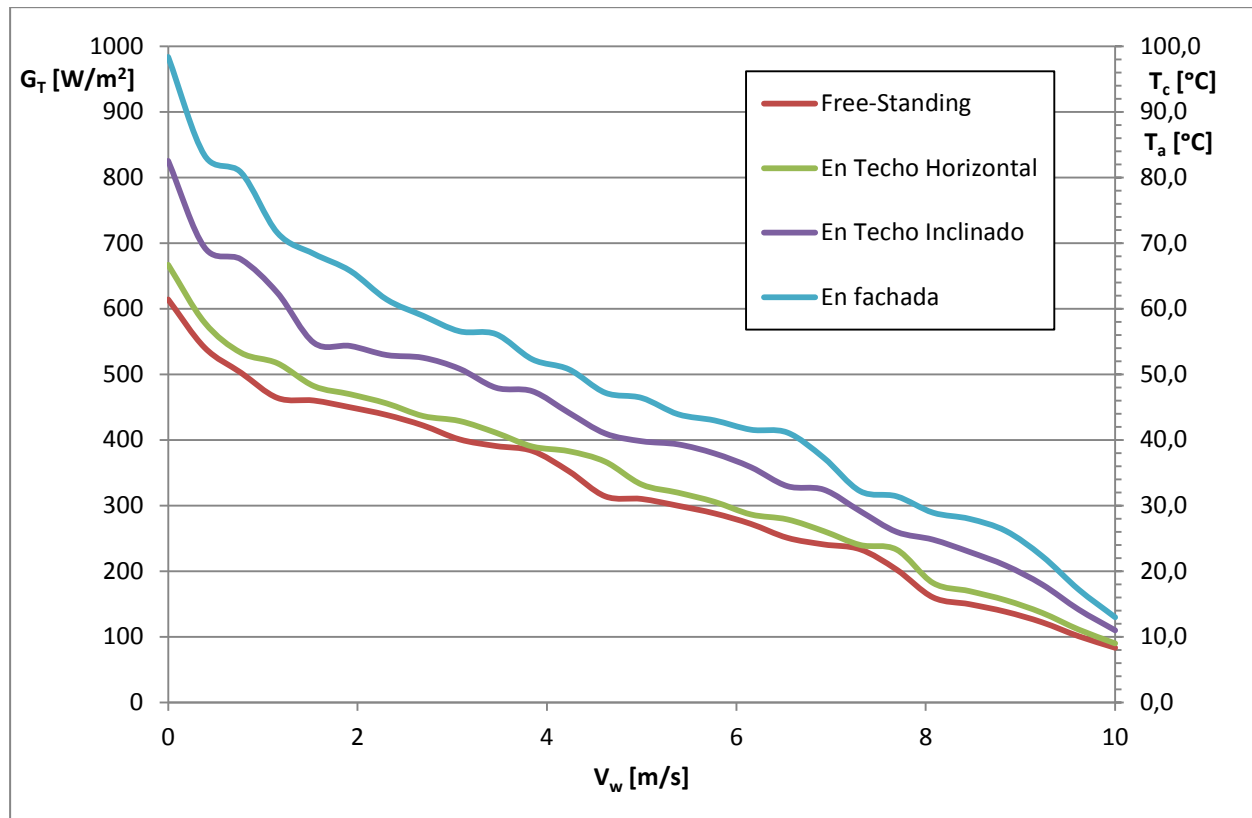


Figura 5-12. Evolución de la temperatura de operación en función del nivel de integración [74].

En fachada, la temperatura es mucho mayor que en free-standing, su explicación reside en que a mayor nivel de penetración en la construcción, menor capacidad de refrigeración tendrá el aire, ya que se encuentra con más obstáculos que impiden que el viento incida de forma totalmente directa en el módulo, además, mientras que en free-standing habrá un término convectivo referido al viento por la parte frontal y trasera del panel, en fachada, este término solo aparecerá en la parte delantera, teniendo, por lo tanto, una menor influencia.

Con la intención de discutir la precisión de modelos más sencillos, se comparará esta gráfica con la Figura 5-13, siendo esta última, la generada por la correlación [57]. A pesar de que ambas curvas son bastante similares, la [57] tiene muchas oscilaciones lo que introduce un mayor error relativo con respecto al valor que debería obtenerse, por el contrario, la [74] sigue unos valores que predicarán la temperatura de operación que se maneja en el panel de forma muy similar a la situación real.

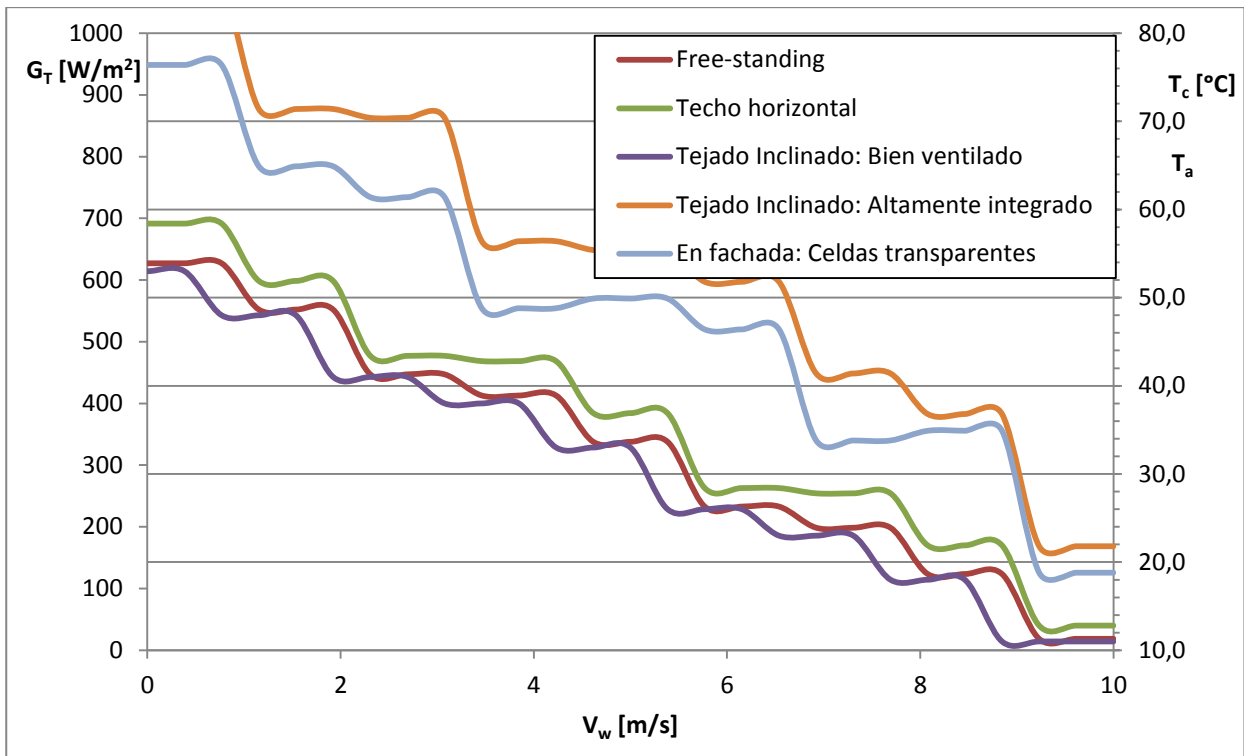


Figura 5-13. Evolución de la temperatura de operación en función del nivel de integración [57].

Si al nivel de integración le sumamos el encapsulado con el que se ha estructurado el panel, se llegará a la conclusión de que, cuanto más abierto sea el recinto donde se encuentre la instalación (menor cantidad de obstáculos), mayor será el coeficiente de película convectivo [39, 28]. Asimismo, el encapsulado vidrio/célula/tecllar beneficiará la refrigeración por aire, gracias a tener un mayor coeficiente de trasmittancia que el vidrio/célula/vidrio, [39, 28, 40]. Ver figuras 5-14 y 5-15.

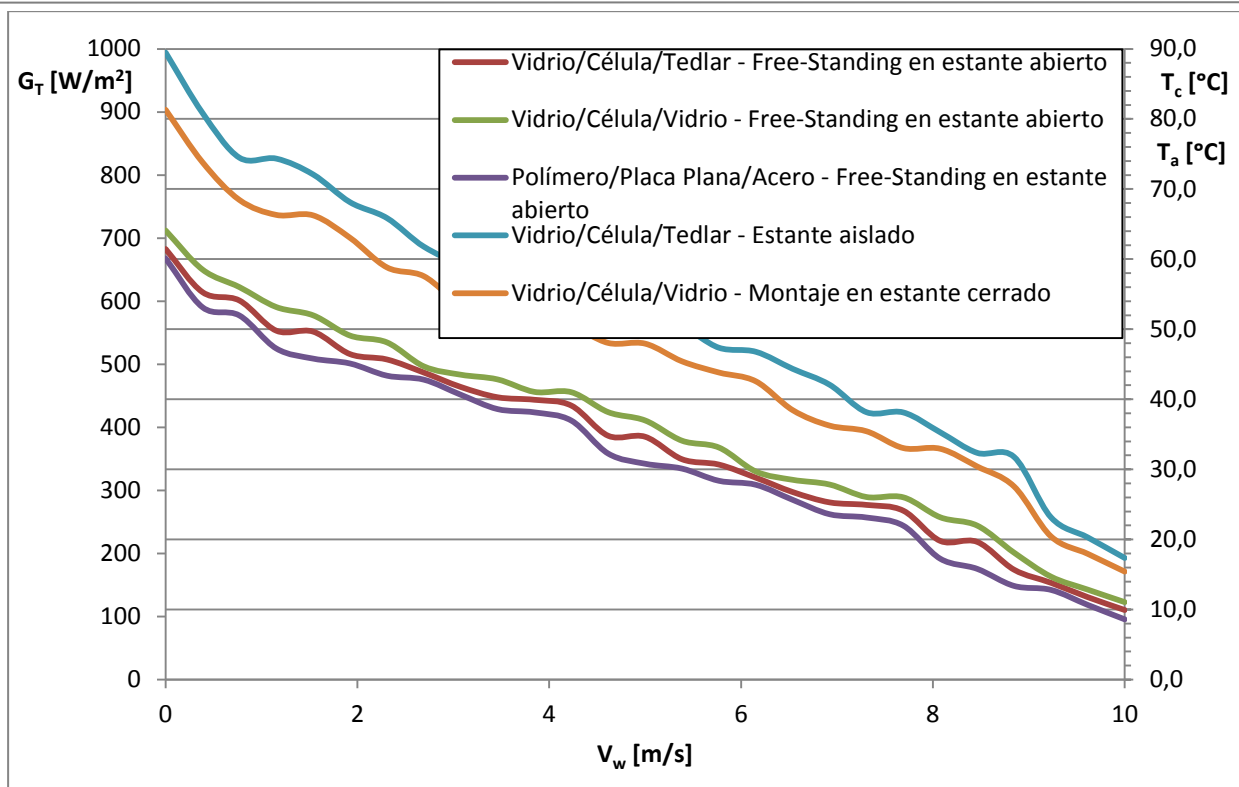


Figura 5-14. Evolución de la temperatura de operación en función del tipo de encapsulado - montaje [39, 28].

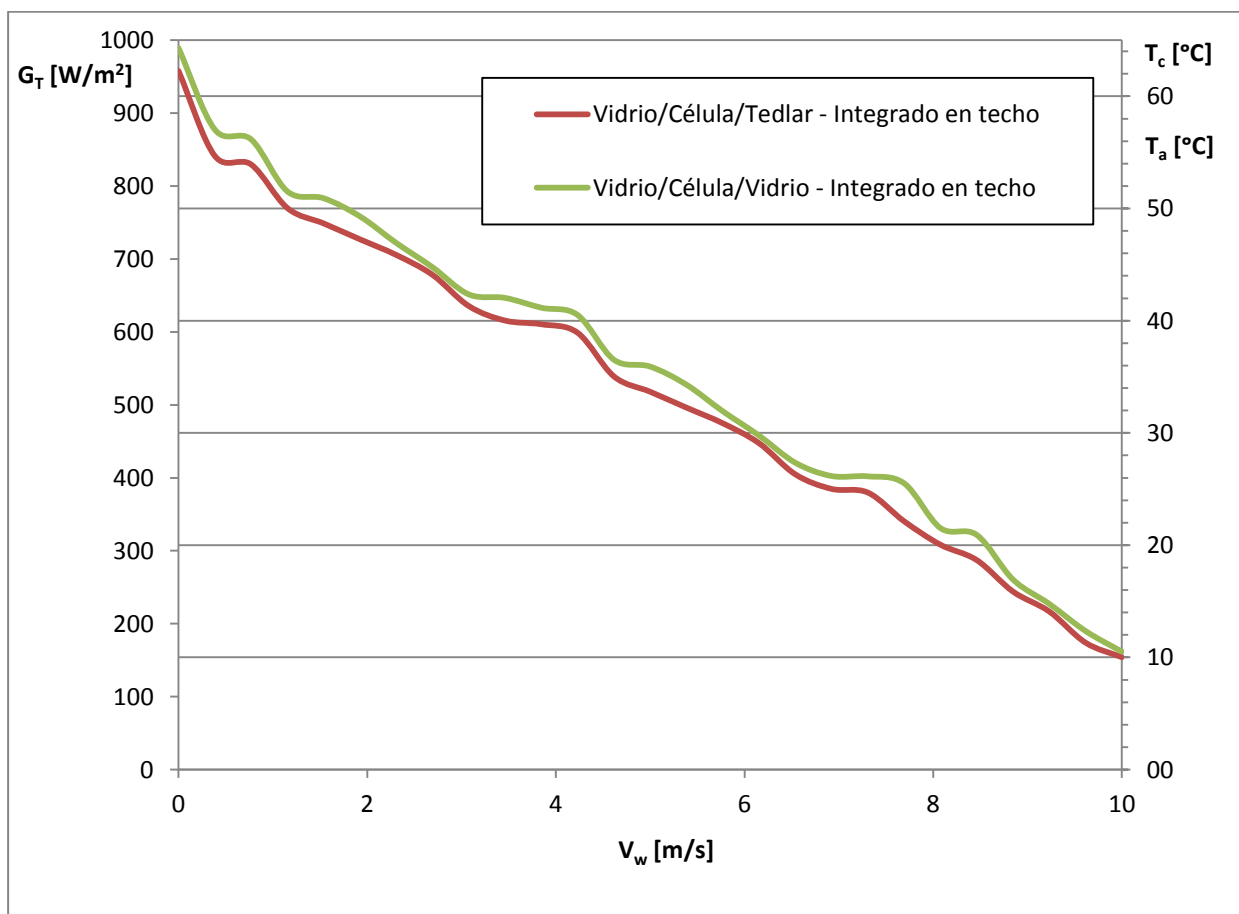


Figura 5-15. Evolución de la temperatura de operación en función del tipo de encapsulado [40].

Analizando la relación entre la inclinación y orientación del panel, así como la dirección del viento con la temperatura del módulo, dejando fijos unos valores de nivel medio de irradiancia, 650 W/m^2 , temperatura ambiente, $20 \text{ }^\circ\text{C}$, y, velocidad del viento, 5 m/s . Se hará uso de la ecuación (30) de la referencia [37], puesto que es la expresión que mejor permitirá evaluar la influencia de los datos de entrada mencionados. Comentarse que se usará la diferencia relativa entre la orientación del panel y la dirección del viento para comparar los resultados calculados para cuatro inclinaciones de referencia.

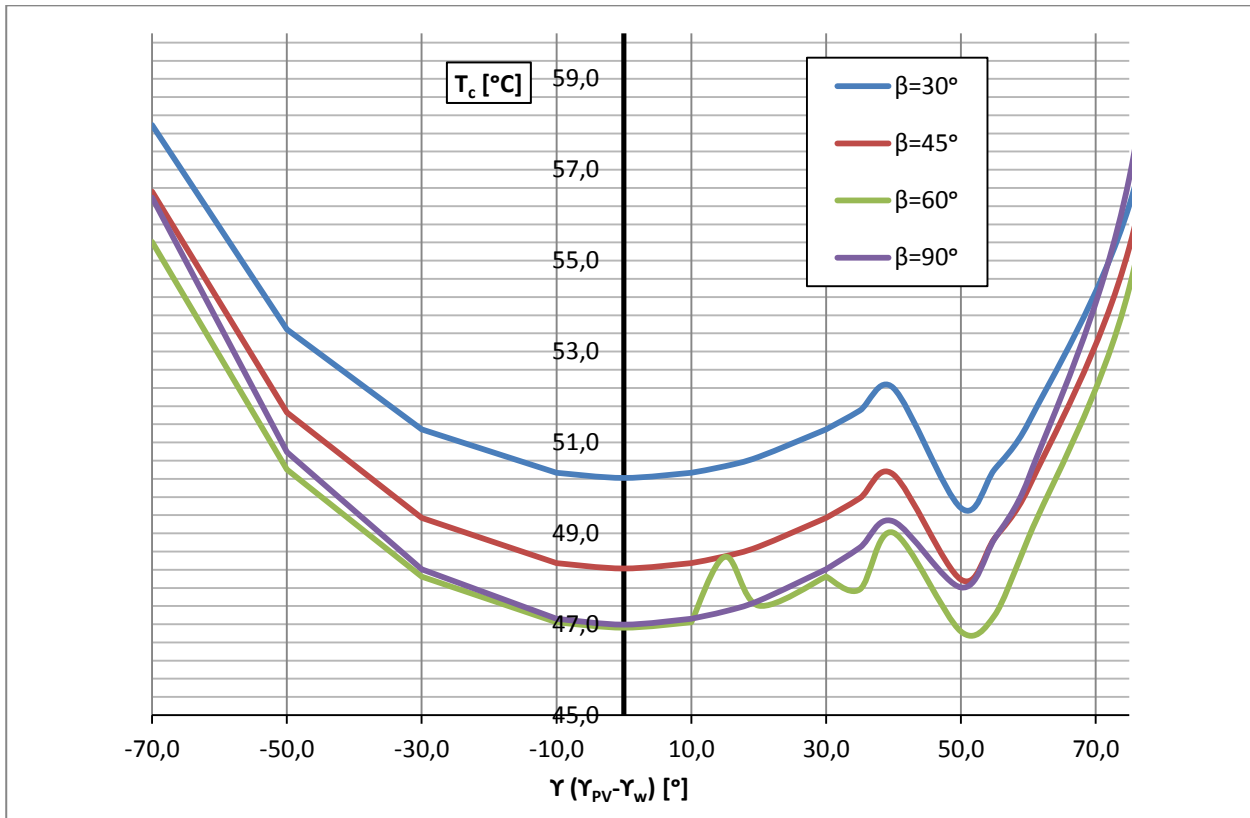


Figura 5-16. Representación de la influencia de la inclinación y orientación del panel, y, la dirección del viento en la temperatura de operación [37].

Aquí se observa claramente como una menor diferencia entre la orientación y la dirección del viento facilitará una menor temperatura de operación, por consiguiente, se llega a la afirmación de que será preferente orientar los módulos hacia la dirección del viento más frecuente de la zona elegida. Finalmente, resaltar que cuanto mayor sea el ángulo de inclinación con respecto a la horizontal, menor será la temperatura, esto que en principio sería positivo, no lo es, puesto que a una mayor inclinación, dependiendo del momento del año, significará que una menor cantidad de radiación solar incidirá sobre el panel, lo cual, efectivamente hará que la temperatura sea menor, sin embargo, la producción eléctrica empeorará. Pudiéndose conjeturar entonces, que la inclinación a pesar de afectar al modelo térmico se habrá de diseñar para maximizar la cantidad de irradiancia que reciba la instalación.

Mostrar una comparativa de los modelos para paneles híbridos FV/T será realmente interesante, Figura 5-17. Los modelos [71] y [79] mantienen una temperatura de operación mucho más constante que las [48] y [83], esto es, que las últimas correlaciones mencionadas son altamente dependientes de los datos meteorológicos con respecto a las otras dos. Debido a que será preferente en un panel híbrido trabajar con una temperatura de operación prácticamente constante en cualquier momento del año, pues el propósito de estos sistemas es la de satisfacer una demanda de ACS a una temperatura fija (si la demanda requiere una menor temperatura se aumenta el caudal de agua fría con la que se mezcla el agua caliente), así, cuando más parecido sea durante el

año su valor a dicha temperatura de consigna, más contribución solar tendrá la instalación y menor uso del calentador auxiliar. Por consiguiente las [71] y [79] son las más sugerentes a utilizar, además dado que el uso de la [71] es para un caso muy específico donde se limita el rango de temperaturas de trabajo, entre 20 y 40 °C, será la expresión correspondiente a la referencia [79] la que más uso a carácter general tenga.

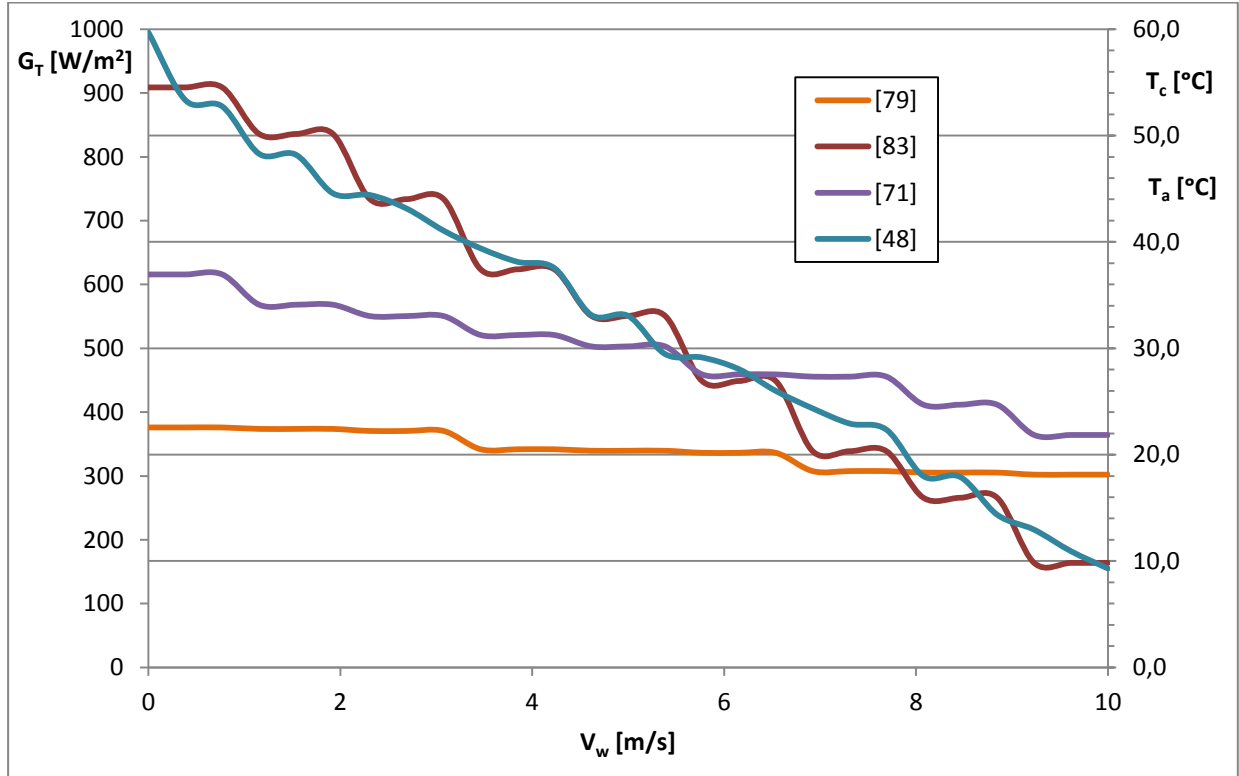


Figura 5-17. Comparación de los modelos de estimación para paneles híbridos FV/T [79, 83, 71, 48].

Por lo tanto, analizando el comportamiento del panel híbrido para diferentes temperaturas de entrada del agua [79], o incluso, en el caso de que no circulase agua por su interior [80]:

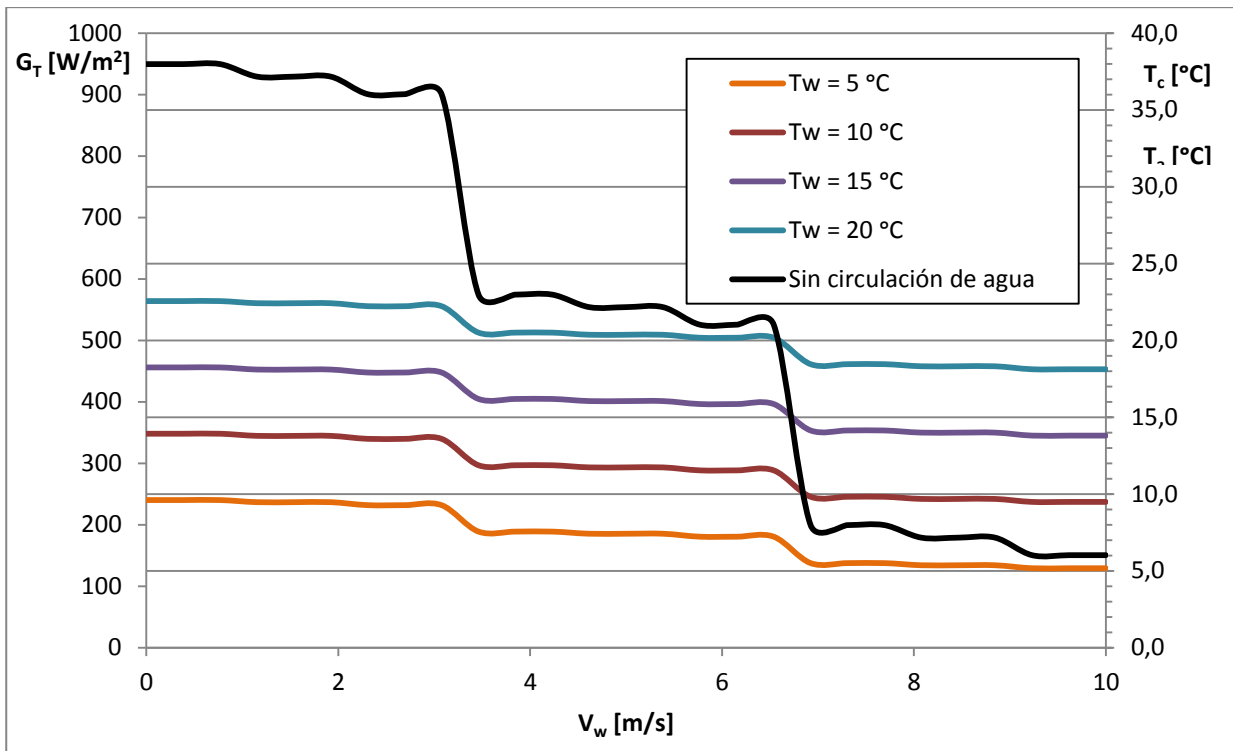


Figura 5-18. Comportamiento de un panel híbrido FV/T a diferentes temperaturas de entrada del agua [79, 80].

Se establecen dos afirmaciones:

- Cuando circula agua por el panel híbrido la temperatura de operación es altamente dependiente de la temperatura de entrada del agua, y varía muy poco con el clima.
- Cuando no circula agua por el panel híbrido la temperatura de operación es altamente dependiente del clima, fundamentalmente de la irradiancia y la temperatura ambiente, esto explica porque en este caso su curva se caracteriza como escalonada.

Por último, puesto que no en todas las situaciones el viento es un factor crucial, hay muchas localizaciones en la que la mayor parte del año la velocidad del viento es pequeña, se va a valorar modelos que desprecien este parámetro. En estas representaciones se contrapondrán estos modelos junto a uno que sí tenga en cuenta el viento, para ello se difernciarán entre aquellos que se apliquen en free-standing, y aquellos otros que se empleen para BIPV. Comentar que se medirán los resultados de la ecuación que sí dependa de la velocidad del viento [74] para valores de 1 a 3 m/s.

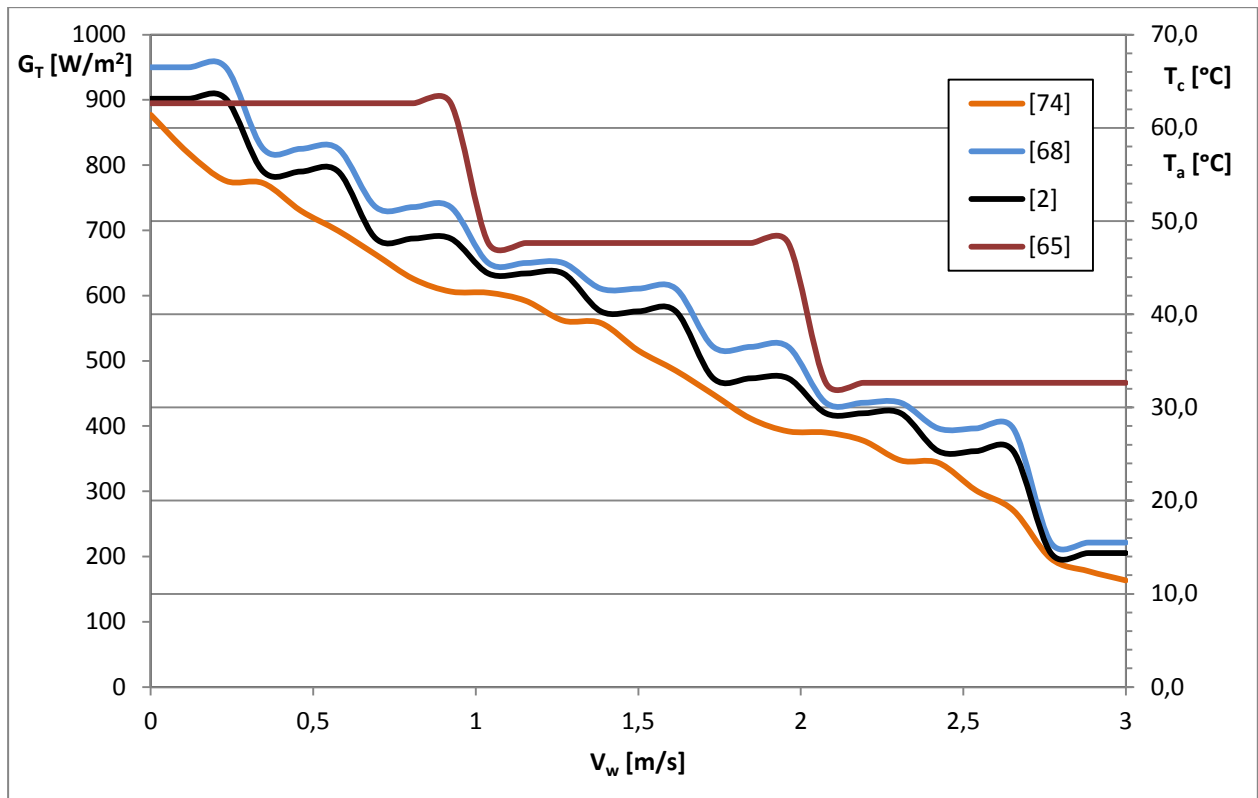


Figura 5-19. Comparación a bajas velocidades del viento de modelos de estimación de la temperatura de un panel en free-standing [74, 68, 2, 65].

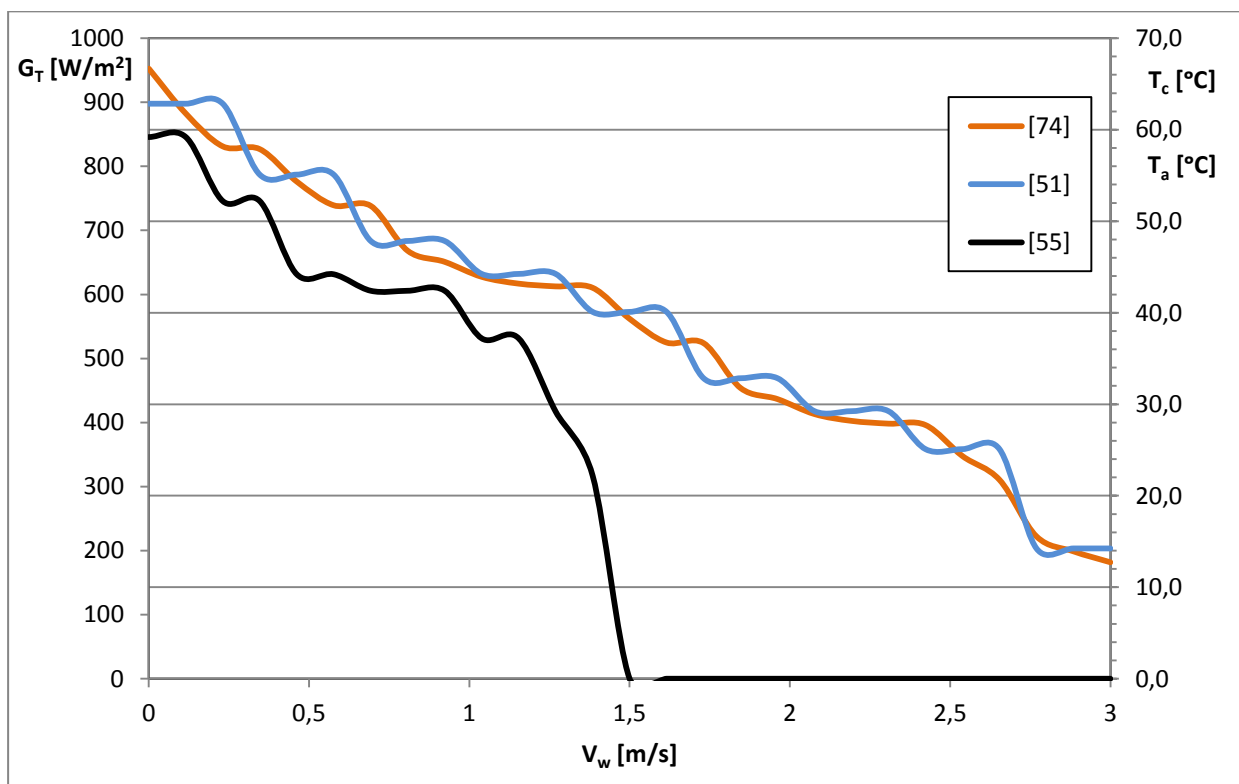


Figura 5-20. Comparación a bajas velocidades del viento de modelos de estimación de la temperatura de un panel integrado en el techo horizontal de un edificio [74, 51, 55].

Estudiando la Figura 5-19, se deduce que a pesar de que la expresión propuesta por [2] difiera hasta en 5 °C a [74] en algunos puntos, se tomará como una estimación válida para velocidades del viento bajas y condiciones cercanas a las NOCT. Ya que la correlación [2] está basada en dicho parámetro, esto implicará que será un modelo muy sencillo que dependerá del clima y los datos aportados por el fabricante, sin embargo, para situaciones en las que las condiciones de contorno sean sustancialmente distintas a las NOCT, los resultados tendrán un gran error absoluto, en cuyo caso, se podría llegar a utilizar los coeficientes propuestos por Del Cueto [17], Tabla 5-1, para modificar sus resultados de la temperatura en condiciones no estándar. El resto de modelos no se considerarán por diferir demasiado con respecto a [74].

En cuanto a las correlaciones para paneles integrados, decir que [51] se asemeja bastante bien a la curva descrita por [74], con lo cual, será una opción acertada cuando el viento no se tenga en cuenta. Puntualizar que la [55] cae drásticamente a partir de 1 m/s, puesto que está desarrollada para velocidades del viento cercanas a la unidad, no siendo válida desde que el viento toma el valor de 1.5 m/s.

6 RECOMENDACIONES DE USO

Como se ha visto en el análisis comparativo, hay más variables que afectarán al modelo térmico además de la irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento, encontrando de esta forma, diferentes situaciones que deberán ser tenidas en cuentas a la hora de predecir la temperatura de operación de un panel fotovoltaico, no siendo posible comparar la mayoría de expresiones al diferir sus condiciones de contorno. Es por esta razón por la se ha realizado una tabla con el propósito de ofrecer una serie de recomendaciones de uso de las correlaciones en las situaciones más relevantes.

Tabla 6-1. Modelos de estimación de la temperatura de operación de un panel fotovoltaico recomendados a emplear según el ámbito de aplicación.

Expresión de T_c	Categoría	Ámbito de aplicación	Parámetros característicos	Razones de su recomendación	Referencias
$T_c = T_a + \omega \frac{0.32}{8.91 + 2.0V_w} G_T$	Free- Standing y BIPV	Puede ser utilizado para cualquier nivel de integración en edificación, desde free-standing a integrado en fachada. Es válido para cualquier tipo de célula Temperatura en °C Ecuación Explícita	ω es el coeficiente de integración, sus valores normalizados son: Free-standing: 1 Techo horizontal: 1.2 Techo inclinado: 1.8 Integrado en fachada: 2.4	Se sugiere su uso debido a su simplicidad, precisión en la estimación de la temperatura, y, su amplio registro de aplicación, ver Figuras 5-9 y 5-12	[74]
$T_c = T_a + 0.031G_T - 0.058$	BIPV $V_w < 3$ m/s	Para paneles FV integrados en techo tanto horizontal como inclinado en localizaciones con baja velocidad del viento Temperatura en °C Ecuación Explícita		Como corrobora la Figura 5-20, para pequeñas velocidades del viento sus valores se aproximan de forma muy similar a [74]	[51]
$T_c = T_a + \frac{G_T}{800} (NOCT - 20)$	Free- Standing $V_w < 3$ m/s	Modelo basado en el NOCT del módulo, sólo aplicable para velocidades del viento pequeñas, y para condiciones cercanas a las NOCT, para valores fuera de este rango se le aplicará los coeficientes de Del Cueto [17], ver Tabla 5-1 Temperatura en °C Ecuación Explícita	NOCT=45 °C válido para m-Si y p-Si NOCT=50 °C para a-Si	Como corrobora la Figura 5-19, para pequeñas velocidades del viento, y condiciones similares a STC, sus valores se aproximan de forma muy similar a [74]	[2, 68, 34, 12, 46, 45, 58, 61]
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{NOCT}} \left(\frac{9.5}{5.7+3.8V_w} \right) (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau\alpha} \right)$	BIPV Refrigerados con aire	Se usa para módulos integrados en edificación que son refrigerados con aire, el diseño original es para un panel con un hueco en su interior que permite el paso del aire, dicho aire se usará para calentar el local. Usado para los modelos de panel FV de CEC, California Energy Commission utilizados en el software SAM Temperatura en °C Ecuación Implícita	$G_{NOCT} = 800$ W/m ² $V_w = 1$ m/s $T_{a,NOCT} = 20$ °C Sin carga de operación, η_c tendrá un valor bajo, considerado como 0.1 $\tau\alpha = 0.9$	Los paneles refrigerados con aire, que luego se utiliza para calentar un local, es una tecnología que se está implementando cada vez más en casas que buscan una mayor eficiencia energética, siendo este el porqué de su recomendación	[20, 28]

$T_c = T_a + G_T \left[e^{(a+bV_f)} + \frac{\Delta T_{ref}}{G_{ref}} \right]$	<p>Free- Standing BIPV CPV</p>	<p>Aplicable a módulos de placa plana integrados en edificio, ya sea en techo, fachada o en open-rack, también es válido para módulos concentradores fotovoltaicos (CPV) con aletas que disipan el calor. Usado en el modelo de Sandia National Laboratories. Empleado en el modelo de "eficiencia simple" y en el de SNL del software SAM [28]</p> <p>Temperatura en °C Ecuación Explícita</p>	<p>$\Delta T_{ref} = T_c - T_{back}$</p> <p>a y b son coeficientes determinados empíricamente que establecen el límite superior de la temperatura del módulo a bajas velocidades de viento y alta irradiancia solar, y el índice al cual la temperatura del módulo cae con el aumento de la velocidad del viento, respectivamente</p> <p>Para sus valores ver Tabla 4-5</p>	<p>Se sugiere usarse en casos que el tipo de encapsulado o la configuración sea un parámetro importante a la hora de realizar el diseño de una instalación. Ver Figura 5-14</p>	<p>[39, 28]</p>
$T_c = 3.81 + 1.31T_a + 0.0282G_T - 1.65V_w$	<p>Free- Standing Con presencia de obstáculos</p>	<p>Aplicable a paneles free-standing con presencia de obstáculos, definiéndose la influencia del viento en la temperatura de operación de un panel con presencia de obstáculos</p> <p>Temperatura en °C Ecuación Explícita</p>		<p>Se recomienda en instalaciones donde, o bien, haya una gran cantidad de paneles, o bien, haya muchos obstáculos externos a la instalación</p> <p>Ver Figura 5-8</p>	<p>[66]</p>
$T_c = 3.12 + 0.899T_a + 0.025G_T - 1.30V_w$	<p>Free- Standing Sin presencia de obstáculos</p>	<p>Aplicable a paneles free-standing sin presencia de obstáculos, definiéndose la influencia del viento en la temperatura de operación de un panel sin presencia de obstáculos</p> <p>Temperatura en °C Ecuación Explícita</p>		<p>Su uso será cuando la instalación se compenga de muy pocos paneles fotovoltaicos</p> <p>Ver Figura 5-8</p>	<p>[66]</p>
$T_c = T_a + \frac{((\tau\alpha) - \eta_{pv})}{U_L} G_T$	<p>Paneles con seguimiento solar de doble eje</p>	<p>Desarrollado para paneles p-Si con seguimiento en doble eje</p> <p>Temperatura en Kelvin Ecuación Implícita</p>	<p>Se emplea la ecuación (30) para el coeficiente de película de convección forzada, ver Tabla 4-1</p>	<p>Se sugiere su uso en paneles con seguimiento de doble eje, y en concreto, la ec. (30) por su simplicidad y precisión a la hora de evaluar la influencia de la inclinación, orientación y dirección del viento en la temperatura</p> <p>Ver Figura 5-16</p>	<p>[37]</p>

$T_c = \frac{\tau[\alpha_c\beta_c + \alpha_T(1 - \beta_c)]G_T - \eta_c G_T \beta_c + U_t T_a + U_T T_{bs}}{U_t + U_T}$	<p>FV/T</p>	<p>Se aplica a IPVTS (ver Ilustración 4-1), es decir, un sistema formado por un módulo fotovoltaico integrado junto a uno solar térmico, usándose agua como fluido caloportador</p> <p>Para paneles con encapsulado vídeoro/célula/tecllar</p> <p>Temperatura en Kelvin</p> <p>Ecuación Implícita</p>	<p>T_{bs}, temperatura de la superficie trasera de tecllar, función de $\eta_c(T_c)$</p> <p>U_{tb}, coeficiente de transmisión vidrio-tecllar</p> <p>h_T, coeficiente de película del tecllar</p> <p>h_{p1}, coeficiente de pérdidas debido a la resistencia del EVA</p> <p>$(\tau\alpha)_{eff}$, función de $\eta_c(T_c)$</p> <p>U_t, coeficiente de transmisión celda-ambiente por el lado del vidrio</p> <p>U_T, por el lado de tecllar; p, factor del embalaje</p>	<p>Se sugiere su utilización, porque como se indica en la Figura 5-17, es el modelo de estimación para paneles híbridos FV/T que más optimizado está, comportándose prácticamente constante cuando circula agua por él. Mientras que cuando deja de circular, se verá considerablemente influenciado por el clima, ver Figura 5-18</p>	<p>[79]</p>
$T'_c = \frac{\tau[\alpha_c\beta_c + \alpha_T(1 - \beta_c)]G_T + (U_t + U_{Ta})T_a}{U_t + U_{Ta}}$	<p>FV/T</p> <p>Sin circulación de agua</p>	<p>Se aplica a IPVTS (ver Ilustración 4-1), sin embargo, en este caso se considera que no hay agua circulando por el panel</p> <p>Para paneles con encapsulado vídeoro/célula/tecllar</p> <p>Temperatura en Kelvin</p> <p>Ecuación Implícita</p>	<p>T'_c, Temperatura de la celda con flujo de agua cero</p> <p>$\tau\alpha_c$, función de $\eta_c(T_c)$</p> <p>Valores de diseño de las siguientes variables:</p> <p>$(\tau\alpha)_{eff}=0.66$ $b=0.467$</p> <p>$h_i=5.8$ W/m²K $h_0=5.7+3.8V_w$</p> <p>$h_{p1}=0.8772$ $h_{p2}=0.9841$</p> <p>$h_T=500$ W/m²K $K_T=0.033$ W/mK</p> <p>$L_T=0.0005$ m $U_t=9.24$ W/m²K</p> <p>$U_T=66$ W/m²K $U_b=0.62$ W/m²K</p> <p>$\alpha_c=0.80$ $\beta_c=0.90$ $\eta_c=0.09$</p> <p>$\tau_G=0.95$</p>	<p>Se sugiere su utilización, porque como se indica en la Figura 5-17, es el modelo de estimación para paneles híbridos FV/T que más optimizado está, comportándose prácticamente constante cuando circula agua por él. Mientras que cuando deja de circular, se verá considerablemente influenciado por el clima, ver Figura 5-18</p>	<p>[80]</p>

7 CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS

En primer lugar, decir que se han cumplido los objetivos del proyecto, puesto que, por un lado, se ha realizado el análisis de los modelos simplificados de la temperatura de operación de un módulo fotovoltaico, donde se ha comentado como influyen en el modelo térmico las principales variables de entrada. Sin embargo, se ha concluido que no es posible realizar una correcta comparación entre las correlaciones, ya que cada una estará diseñada para unas condiciones de contorno específicas. Por lo que, a la hora de evaluar sus resultados para unos determinados datos meteorológicos habrá que tener en cuenta las particularidades de diseño de cada correlación.

Por otro lado, se habrá procedido a ofrecer una lista de sugerencias, Tabla 6-1, para emplear la expresión oportuna para estimar la temperatura de operación en las situaciones más reseñables, que irán desde el modelo más sencillo que dependerá de las variables generales, irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento, a modelos más característicos, como los utilizados en paneles híbridos FV/T, en paneles con seguimiento de doble eje, en paneles con refrigeración con aire, según su nivel de integración y tipo de encapsulado, o incluso, para aquellos en los que se quiera estimar la temperatura en función de la potencia producida por la instalación integrada.

En cuanto a las líneas de trabajo futuras, resaltar que sería gratamente interesante realizar un análisis experimental de las distintas correlaciones con la intención de ser contrastado con los resultados obtenidos de forma teórica en este proyecto.

Además, evaluar la posibilidad de introducir una nueva expresión experimental para el cálculo de la temperatura de operación del panel, de forma que se facilite estudiar y comparar todas las variables que influyen en el modelo térmico. Con esta intención sería realmente atractivo desarrollar un modelo de estimación de la temperatura haciendo uso de una red neuronal artificial, de hecho, en este sentido, coincidiría con muchas líneas actuales de investigación de predicción de la radiación [88], para ello se podría utilizar el software Matlab o R-studio, así como otras herramientas para implementar redes neuronales

8 GLOSARIO

ACS	Agua Caliente Sanitaria
AM	Air Mass
a-Si	Silicio Amorfo cristalino
BIPV	Building Integrated Photovoltaic
CdTe	Teluro de Cadmio
CEC	California Energy Commission
CIS	Cobre Indio Selenio
FF	Factor de Forma
FV	Fotovoltaico
FV/T	Panel híbrido Fotovoltaico-Térmico
FV/Tg	Panel híbrido Fotovoltaico-Térmico con recubrimiento de vidrio
IPVTS	Integrated Photovoltaic Thermal System
I-SHS	Integrated Solar Home Systems
m-Si	Silicio Monocristalino
NOCT	Normal Operating Cell Temperature [$^{\circ}$ C], $G_T=800$ W/m 2 , $T_a=20^{\circ}$ C, $V_w=1$ m/s y AM 1.5
PMP	Punto de Máxima Potencia
p-Si	Silicio Policristalino
PVPS	Photovoltaic Pumping System
SAM	System Advisor Model
SHS	Solar Home Systems
SNL	Sandia National Laboratories
STC	Standard Test Conditions, $G_T=1000$ W/m 2 , $T_a=25^{\circ}$ C, $V_w=1$ m/s y AM 1.5

9 REFERENCIAS

- [1] M. Buresch, "Photovoltaic energy systems—Design and installation", New York: McGraw Hill, vol. 43, pp. 388-388, 1983.
- [2] T. Markvart, "Solar electricity", Chichester, John Wiley and Sons, 1994. ISBN: 978-0-471-98852-6.
- [3] "Photovoltaic analysis and transient simulation method (PHANTASM)." Madison (WI): Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin. Available: http://rredc.nrel.gov/solar/codes_algs/PVWATTS/version2/
- [4] "PVsyst Array Thermal Model". PVsyst 6.7.0, 2018. Available: <http://www.pvsyst.com>
- [5] I. H. Altas and A. M. Sharaf, "A photovoltaic array simulation model for Matlab- Simulink GUI environment" in International conference on clean electrical power , ICCEP '07, Capri, Italy, pp. 341-5, 2007.
- [6] W. A. Anis, R. P. Mertens, and R. J. Van Overstraeten, "Calculation of solar cell operating temperature in a flat plate PV array," in Fifth E.C. photovoltaic solar energy conference, pp. 520-4, 1983.
- [7] "Method for determining the nominal operating cell temperature (NOCT) of an array or modul." Annex, ed. ASTM, 1999.
- [8] G. Barker and P. Norton, "Building America system performance test practices: part 1 – photovoltaic systems," NREL, 2003.
- [9] T. Bergene and O. M. Lovvik, "Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells", Solar Energy, vol. 55, no. 6, pp. 453-462, 1995.
- [10] J. J. Bloem, "Evaluation of a PV-integrated building application in a well-controlled outdoor test environment," Building and Environment, vol. 43, no. 2, pp. 205-216, 2008.
- [11] B. J. Brinkworth, R. H. Marshall, and Z. Ibarahim, "A validated model of naturally ventilated PV cladding," Solar Energy, vol. 69, no. 1, pp. 67-81, 2000.
- [12] L. Castañer, S. Bermejo, T. Markvart, and K. Fragaki, "Energy Production by a PV Array-IIIa-1", pp. 517-529, 2003.
- [13] F. Chenlo Romero, "Cálculo de la Temperatura de Operación de Células Solares en un Panel Fotovoltaico Plano," CIEMAT, 2002.
- [14] R. Chenni, M. Makhlof, T. Kerbache, and A. Bouzid, "A detailed modeling method for photovoltaic cells," Energy, vol. 32, no. 9, pp. 1724-1730, 2007.
- [15] J. A. Clarke, C. Johnstone, N. Kelly, and P. A. Strachan, "The simulation of photovoltaic- integrated building facades," in IBPSA building simulation conference Prague, Czech Republic, pp. 189-95, 1997.
- [16] M. W. Davis, B. P. Dougherty, and A. H. Fannery, "Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures," Solar Energy Engineering, vol. 133, no. 3, pp. 200-210, 2001.
- [17] J. A. Del Cueto, "Model for the thermal characteristics of flat-plate photovoltaic modules deployed at fixed tilt," in Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 1441-1445, 2000.
- [18] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, "Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review," ed: Elsevier Ltd, vol. 33, pp. 311-321, 2013.
- [19] J. A. Duffie and W. A. Beckman, "Solar energy thermal processes", Physics Today, Second ed. 1991.

- [20] J. A. Duffie, W. A. Beckman, R. Winston, and F. Kreith, "Solar-Energy Thermal Processes," *Physics Today*, vol. 29, no. 4, pp. 62-67, 1976.
- [21] O. Dupré, "Thermal behavior of photovoltaic devices," New York, NY: Springer Berlin Heidelberg, 2017. ISBN: 3319494562.
- [22] W. Durisch, B. Bitnar, J.-C. Mayor, H. Kiess, K.-H. Lam, and J. Close, "Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 91, no. 1, pp. 79-84, 2007.
- [23] U. Eicker, "Solar technologies for buildings," Chichester, UK: Wiley, 2003. ISBN: 9780471486374.
- [24] N. Erturk, M. Munschauer, I. Etier, R. Hanitsch, and K. Heumann, "Simulation and comparison of a tracked PV system with a model based on the measurement of the sky irradiance distribution " in EuroSun 98, second ISES-Europe congress, Portoroz, Slovenia, 1998.
- [25] Y. Franghiadakis and P. Tzanetakis, "Explicit empirical relation for the monthly average cell-temperature performance ratio of photovoltaic arrays," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 14, pp. 541-51, 2006.
- [26] M. K. Fuentes, "A simplified thermal model for flat-plate photovoltaic arrays," Sandia National Laboratories report, 1987. Available: <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/1985/850330.pdf>
- [27] G. Furler, "Modeling of a photovoltaic powered refrigeration system," Master Thesis, Mechanical Engineering, University of Wisconsin, Madison, 1993.
- [28] P. Gilman, "SAM Photovoltaic Model Technical Reference," National Renewable Energy Laboratory report, 2015.
- [29] J. S. Griffith, N. S. Rathod, and J. Paslaski, "Some tests of flat plate photovoltaic module cell temperatures in simulated field conditions," in IEEE 15th photovoltaic specialists conference, Kissimmee, FL, pp. 822-30, 1981.
- [30] T. E. Hoff, "Clean power estimator," in ASES-1999 conference, Portland, OR, 1999.
- [31] T. Hove, "A method for predicting long-term average performance of photovoltaic systems," *Renewable Energy*, vol. 21, no. 2, pp. 207-229, 2000.
- [32] J. G. Ingersoll, "SIMPLIFIED CALCULATION OF SOLAR CELL TEMPERATURES IN TERRESTRIAL PHOTOVOLTAIC ARRAYS," *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, vol. 108, no. 2, pp. 91-101, 1986.
- [33] A. E. Irodionov, V. A. Kurenkova, V. N. Potapov, and D. S. Strebkov, "Choice of resistance for elements of photovoltaic system's external switching," *Geliotechnika*, vol. 25, pp. 18-21, 1989.
- [34] F. M. Ishengoma and L. E. Norum, "Design and implementation of a digitally controlled stand-alone photovoltaic power supply," in NORPIE/2002: Nordic workshop on power and industrial electronics, Stockholm, Sweden, 2002.
- [35] P. Izquierdo Belmonte, "Evaluación de la energía solar global, difusa y directa en España. Atlas de radiación Solar.," Tesis Doctoral, Energía Solar, Universidad de Vigo, 2010.
- [36] A. D. Jones and C. P. Underwood, "A thermal model for photovoltaic systems," *Solar Energy*, vol. 70, no. 4, pp. 349-359, 2001.
- [37] E. Kaplani and S. Kaplanis, "Thermal modelling and experimental assessment of the dependence of PV module temperature on wind velocity and direction, module orientation and inclination," *Solar Energy*, vol. 107, no. C, pp. 443-460, 2014.
- [38] D. L. King, "Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions " in NREL/SNL photovoltaic program review meeting Lakewood, CO, pp. 1-22., 1997.
- [39] D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil, "Photovoltaic array performance model," Sandia National Laboratories report, 2004. Available: <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2004/043535.pdf>

- [40] D. L. King, J. A. Kratochvil, W. E. Boyson, and W. Bower, "Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays " in Second world conference and exhibition on photovoltaic solar energy conversion, Vienna, Austria, pp. 1947-52, 1998.
- [41] S. R. Kodigala, "Cu(In 1- x Ga x)Se 2 and CuIn(Se 1- x S x) 2 Thin Film Solar Cells," *Thin Films and Nanostructures*, vol. 35, pp. 505-679, 2010.
- [42] Q. Kou, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems," *Solar Energy*, vol. 64, no. 1, pp. 33-40, 1998.
- [43] S. C. W. Krauter, "Development of an integrated solar home system," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 82, pp. 119-130, 2004.
- [44] F. Lasnier and T. G. Ang, "Photovoltaic engineering handbook," ed. New York: Adam Hilger, p. 258, 1990. ISBN: 0852743114.
- [45] L. Lu and H. Yang, "A Study on Simulations of the Power Output and Practical Models for Building Integrated Photovoltaic Systems," *Journal of Solar Energy Engineering (Transactions of the ASME)*, vol. 126, no. 3, pp. 929-935, 2004.
- [46] A. Q. Malik and S. J. B. H. Damit, "Outdoor testing of single crystal silicon solar cells," *Renewable Energy*, vol. 28, no. 9, pp. 1433-1445, 2003.
- [47] B. Marion, M. Anderberg, R. George, P. Gray-Hann, and D. Heimiller, "PVWATTS version 2 – enhanced spatial resolution for calculating grid-connected PV performance," National Renewable Energy Laboratory report, 2001.
- [48] M. Mattei, G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, "Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance," *Renewable Energy*, vol. 31, no. 4, pp. 553-567, 2006.
- [49] M.S.E.S. Corporation. "Solar Design Studio Version 5.0: PV-DesignPro and IV Tracer." Available: <http://www.mausolarsoftware.com>
- [50] L. Mei, D. Infield, U. Eicker, and V. Fux, "Thermal modelling of a building with an integrated ventilated PV façade," *Energy & Buildings*, vol. 35, no. 6, pp. 605-617, 2003.
- [51] J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, and B. Norton, "The effect of low insolation conditions and inverter oversizing on the long-term performance of a grid-connected photovoltaic system " *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 15, pp. 353-68, 2007.
- [52] J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, M. Smyth, and B. Norton, "Long-term validated simulation of a building integrated photovoltaic system," *Solar Energy*, vol. 78, no. 2, pp. 163-176, 2005.
- [53] J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, and B. Norton, "Comparison of measured and predicted long term performance of grid a connected photovoltaic system," *Energy Conversion and Management*, vol. 48, no. 4, pp. 1065-1080, 2007.
- [54] M. Mottillo, I. Beausoleil-Morrison, L. Couture, and Y. Poissant, "A comparison and validation of two photovoltaic models" in Canadian solar buildings conference, Montreal, Canada, 2006.
- [55] Y. F. Nassar and A. A. Salem, "The reliability of the photovoltaic utilization in southern cities of Libya," *Desalination*, vol. 209, no. 1, pp. 86-90, 2007.
- [56] J. Neila, "DB HE-5 - Radiación con nubosidad", Hoja de datos de Excel, 2007.
- [57] T. Nordmann and L. Clavadetscher, "Understanding temperature effects on PV system performance," ed: IEEE, vol. 3, pp. 2243-2246, 2003.
- [58] N. Odeh, T. Grassie, D. Henderson, and T. Muneer, "Modelling of flow rate in a photovoltaic-driven roof slate-based solar ventilation air preheating system," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 7, pp. 909-925, 2006.
- [59] J. A. Palyvos, "A survey of wind convection coefficient correlations for building envelope energy systems' modeling," *Applied Thermal Engineering*, vol. 28, no. 8, pp. 801-808, 2008.

- [60] R. Perez, R. Reed, and T. Hoff, "Validation of a simplified PV simulation engine," *Solar Energy*, vol. 77, no. 4, pp. 357-362, 2004.
- [61] O. Perpiñan, E. Lorenzo, and M. A. Castro, "On the calculation of energy produced by a PV grid-connected system," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 15, pp. 265-74, 2007.
- [62] P. F. Pittman, "Regional conceptual design and analysis studies for residential photovoltaic systems: volume 2," Sandia National Laboratories report, 1980.
- [63] A. Rabl, "Annual electricity production by photovoltaic cells," in "The handbook of photovoltaic applications," A. F. Williams Ed. Atlanta (GA): Fairmont Press, p. 51, 1986. ISBN: 9780470721698.
- [64] H. S. Rauschenbach, "Solar cells array design handbook: the principles and technology of photovoltaic energy conversion," New York: Van Nostrand Reinhold, 1980. ISBN: 0442268424.
- [65] R. International. "Photovoltaic project analysis, PV.22." Available: <http://www.retscreen.net>
- [66] V. V. Risser and M. K. Fuentes, "Linear regression analysis of flat-plate photovoltaic system performance data," in Fifth E.C. photovoltaic solar energy conference, Athens, Greece, pp. 623-7, 1983.
- [67] R. G. Ross, "Interface design considerations for terrestrial solar cell modules," in IEEE photovoltaic specialists conference, Baton Rouge, LA, pp. 801-6, 1976.
- [68] R. G. Ross and M. I. Smokler, "Flat-plate solar array project final report – volume VI: engineering sciences and reliability ", 1986.
- [69] G. Sala, "Cooling of solar cells," in "Solar cells and optics for photovoltaic concentration", A. Luque and G. L. Araujo Eds. Adam Hilger-IOP, pp. 239-67. 1989.
- [70] M. Sandberg and B. Moshfegh, "Buoyancy-induced air flow in photovoltaic facades: Effect of geometry of the air gap and location of solar cell modules," *Building and Environment*, vol. 37, no. 3, pp. 211-218, 2002.
- [71] B. Sandnes and J. Rekstad, "A photovoltaic/thermal (PV/T) collector with polymer absorber plate. Experimental study and analytical model," *Solar Energy*, vol. 72, 72, pp. 63-73, 2002.
- [72] T. Schott, "Operation temperatures of PV modules," in *Sixth E.C. photovoltaic solar energy conference*, London, UK, pp. 392-96, 1985.
- [73] J. M. Servant, "Calculation of the cell temperature for photovoltaic modules from climatic data " in 9th biennial congress of ISES – Intersol 85, Montreal, Canada, E. Bilgen and K. G. T. Hollands, Eds. p. 370, 1985.
- [74] E. Skoplaki, A. G. Boudouvis, and J. A. Palyvos, "A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 92, no. 11, pp. 1393-1402, 2008.
- [75] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 1, pp. 23-29, 2009.
- [76] S. E. Laboratory, "TRNSYS – Type 70. Photovoltaic cell/module/array," University of Wisconsin, Madison. Available: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/downloads/trnsedapps/demos/pvh-array.htm>
- [77] J. W. Stultz, "Thermal and other tests of photovoltaic modules performed in natural sunlight," *Energy*, vol. 3, no. 6, pp. 363-8, 1978.
- [78] J. W. Stultz and L. C. Wen, "Thermal performance testing and analysis of photovoltaic modules in natural sunlight," in Its proceedings of the 23rd. project integration meeting, pp. 503-13, 1977.
- [79] A. Tiwari and M. S. Sodha, "Performance evaluation of hybrid PV/thermal water/air heating system: A parametric study," *Renewable Energy*, vol. 31, no. 15, pp. 2460-2474, 2006.
- [80] A. Tiwari and M. S. Sodha, "Performance evaluation of solar PV/T system: An experimental validation," *Solar Energy*, vol. 80, no. 7, pp. 751-759, 2006.
- [81] G. N. Tiwari, "Solar energy: fundamentals, design, modelling and applications," 4th reprint 2008 ed. Pangbourne (England): Alpha Science International, 2008. ISBN: 0849324092.

- [82] M. Topic, K. Brecl, and J. Sites, "Effective efficiency of PV modules under field conditions," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 15, pp. 19-26, 2007.
- [83] S. Tselepis and Y. Tripanagnostopoulos, "Economic analysis of hybrid photovoltaic/ thermal solar systems and comparison with standard PV modules," in *International conference on PV in Europe*, Rome, Italy, pp. 2515-8, 2001.
- [84] G. Walker, "Evaluating MPPT converter topologies using a Matlab model," *Electrical and Electronics Engineering*, vol. 21, no. 1, pp. 49-55, 2001.
- [85] L. Wen, "Thermal characterization of photovoltaic modules in natural environments," in *Its Proc. of the 23rd Project Integration Meeting*, pp. 503-13, 1984.
- [86] C. M. Whitaker, B. P. Wrasman, and V. V. Risser, "Photovoltaic array thermal behaviour," in *Sixth E.C. photovoltaic solar energy conference*, London, UK, pp. 387-91, 1985.
- [87] S. Martín-Martínez, M. Cañas-Carretón, A. Honrubia-Escribano, and E. Gómez-Lázaro, "Performance evaluation of large solar photovoltaic power plants in Spain," *Energy Conversion and Management*, vol. 183, pp. 515-528, 2019.
- [88] H. Loutfi, A. Bernatchou, Y. Raoui, and R. Tadili, "Learning Processes to Predict the Hourly Global, Direct, and Diffuse Solar Irradiance from Daily Global Radiation with Artificial Neural Networks," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2017, pp. 1-13, 2017.