

Manual Técnico de Energía Solar Térmica

Volumen I: Fundamentos

Gonzalo Abal
Valeria Durañona

Marzo 2013

Publicación electrónica:
Facultad de Ingeniería, Universidad de la República



Apoyo:
Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería

Sobre este manual

Este Manual ha sido redactado por un equipo de especialistas en el marco de un Convenio entre la Universidad de la República (UdelaR) y el Ministerio de Industria, Energía y Minería del Uruguay (MIEM). Su principal objetivo es reunir en una publicación los conceptos básicos, recomendaciones (buenas prácticas) y otras informaciones útiles para desempeñarse como Responsable Técnico de Instalaciones (RTI) de Energía Solar Térmica (EST) en el Uruguay. Un segundo objetivo del Manual es servir de apoyo para el dictado de cursos de nivel terciario en la especialidad.

La nomenclatura utilizada sigue de cerca a la norma UNIT-ISO 9488:1999. Las referencias se listan en la Sección Bibliografía, al final de cada volumen. Cada capítulo está firmado por el autor responsable de sus contenidos, cuyo correo electrónico se indica al comienzo de cada capítulo.

Los contenidos se organizan en dos partes: Volumen I (Fundamentos) y Volumen II (Especificaciones Técnicas). Se incluyen además varios apéndices con datos meteorológicos y otros ítems de interés. Cuando es posible, la información se presenta en una forma adaptada a las condiciones del Uruguay. El contenido del Manual es de carácter técnico y de nivel terciario. No obstante, mucha información se presenta en forma tabulada o gráfica como alternativa al uso de expresiones matemáticas.

Pese a que autores y editores hemos puesto el mayor cuidado, en una obra de este tamaño es inevitable que se encuentren erratas y errores. Los autores agradecemos que los mismos nos sean comunicados, o bien al correo que figura al comienzo del capítulo, o bien a la dirección de correo específica erratas_manual@ursolar.org

Esta obra está licenciada bajo la Licencia Creative Commons “Atribución-NoComercial-SinDerivadas 3.0 Unported”. Para ver una copia de esta licencia, visite <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/>. En esencia, el material es de libre disponibilidad y su comercialización por cualquier medio está prohibida. Si se usa como fuente de información, debe citarse adecuadamente.

Gonzalo Abal
Montevideo, Marzo 2013

ISBN 178-9974-0-0910-3

Índice general

Índice general	III
Índice de figuras	VI
Índice de cuadros	IX
1 Radiación Solar	1
1.1. Movimiento aparente del Sol	4
1.1.1. Relaciones angulares	4
Ejemplo 1.1	9
1.1.2. Tiempo solar, tiempo local y tiempo estándar	12
Ejemplo 1.2	15
1.1.3. Radiación extraterrestre sobre un plano horizontal	16
Ejemplo 1.3	18
1.1.4. Diagrama solar	19
Ejemplo 1.4	20
1.2. Efecto de la atmósfera	25
1.2.1. Distribución espectral	25
1.2.2. Índice de claridad	30
Ejemplo 1.5	31
1.2.3. Componentes directa y difusa	33
Ejemplo 1.6	37
1.3. Radiación solar sobre plano inclinado	38
1.3.1. Superficies orientadas al Norte	40
Ejemplo 1.7	50
1.3.2. Superficies con orientación arbitraria	53
1.3.3. Orientación óptima de un plano de captación	55
1.4. Medidas de radiación solar	58
1.4.1. Irradiancia solar	58
1.4.2. Medidas de heliofanía o insolación	63
1.5. Recurso solar	65
1.5.1. Mapa Solar	65
1.5.2. Medidas continuas de radiación solar	66
1.5.3. Estimativos satelitales	68

ÍNDICE GENERAL

1.5.4.	Año Meteorológico Típico	72
1.5.5.	Variabilidad del recurso solar	74
2	Aspectos ópticos	81
2.1.	Radiación de un Cuerpo Negro	83
2.2.	Transmisión y Reflexión en cubiertas semi-transparentes	86
2.2.1.	Reflexión y Refracción en una interfaz entre dos medios	86
2.2.2.	Absorción y Transmisión por láminas semi-transparentes	90
2.2.3.	Más de una cubierta transparente	94
	Ejemplo 2.1	95
2.3.	Eficiencia óptica de un colector	96
	Ejemplo 2.2	98
2.3.1.	Dependencia con el ángulo de incidencia	99
2.4.	Radiación solar absorbida en la placa colectora	101
2.4.1.	A partir de medidas en plano horizontal	102
2.4.2.	A partir de medidas en el plano del colector	105
2.4.3.	Irradiación absorbida promedio	106
2.5.	Otros tópicos	110
2.5.1.	Superficies Selectivas	110
2.5.2.	Geometría tubular	112
3	Colectores planos	117
3.1.	Colectores de placa plana	120
3.1.1.	Descripción de un colector de placa plana (CPP)	121
3.1.2.	Energía absorbida en la placa del colector	123
3.1.3.	Balance térmico y eficiencia en un CPP	124
	Ejemplo 3.1	128
3.2.	Colectores con tubos evacuados	131
4	Acción del viento sobre colectores solares	139
4.1.	Clima de vientos extremos de Uruguay	139
4.1.1.	Tormentas convectivas severas	139
4.1.2.	Ciclones extratropicales	144
4.1.3.	Consideraciones para la instalación de colectores solares	146
4.2.	Efecto del entorno en la velocidad del viento	147
4.3.	Lineamientos de la norma UNIT 50-84	148
4.4.	Cálculo de fuerzas por acción del viento sobre colectores solares	152
	Ejemplo 4.1	157
4.5.	Conclusiones	163
Appendice A	Tablas y diagramas	167
A.1.	Ordinal-día	168
A.2.	Diagramas solares	169
	Diagramas solares	169

A.3. Variables diarias	174
A.4. Razón directa diaria	182
A.5. Irradiación diaria promedio mensual en el Uruguay	191
A.6. Emisividad y Absorptividad de materiales comunes	195
Appendice B Unidades y Factores de conversión	199
Bibliografía	201

Índice de figuras

1.1. Esquema orbital de la tierra	2
1.2. Movimiento aparente del Sol	4
1.3. Variación diaria de la declinación solar	5
1.4. Relaciones angulares	6
1.5. Factor de sombreado	8
1.6. Zonas horarias	10
1.7. Ecuación del tiempo	13
1.8. Zonas horarias	15
1.9. Irradiancia diaria extraterrestre sobre plano horizontal	17
1.10. Diagrama Solar	19
1.11. Diagrama solar polar para Rivera	21
1.12. Regiones espectrales	26
1.13. Espectro solar de referencia	27
1.14. Espectro solar	28
1.15. Reflexión y dispersión en el sistema tierra-atmósfera	29
1.16. Bandas de absorción	30
1.17. serie LIVRA	32
1.18. Datos para f_d	34
1.19. Fracción difusa diaria	36
1.20. Radiación sobre superficie colectora	39
1.21. Latitud equivalente	41
1.22. Ángulos de incidencia sobre plano horizontal y plano inclinado	41
1.23. ángulo horario	42
1.24. razón directa diaria, R_b	44
1.25. R diario	49
1.26. R diario	49
1.27. R diario	56
1.28. Efecto del azimut en la energía incidente anual	57
1.29. Instrumentos de medida de irradiancia solar	59
1.30. Clasificación ISO9060	60
1.31. Piranómetro SPN-1	62
1.32. Respuesta espectral de sensores de radiación	63
1.33. Medidas de heliofanía	64
1.34. Niveles de irradiación diaria (promedio mensual) en Europa	67

1.35. Irradiación diaria en el Uruguay (promedio anual) según el MSUv1	68
1.36. Distribución geográfica de estaciones de medida de irradiación solar	69
1.37. Imágenes GOES 12	69
1.38. Estimativos de irradiancia solar diaria sobre plano horizontal por modelo de Tarpley mejorado	71
1.39. Modelo de Tarpley mejorado en acción	72
1.40. Irradiación global diaria sobre plano horizontal del AMT1	73
1.41. Promedios anuales de irradiación diaria para las series Zuela y Livra	76
2.1. Espectro de radiación térmica de un Cuerpo Negro	84
2.2. Reflexión y refracción de la radiación electromagnética en una in- terfaz plana	86
2.3. Índices de refracción para diversos materiales semitransparentes . .	87
2.4. Reflectividad en el visible para varios materiales	88
2.5. Coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia para una interfaz aire-vidrio	89
2.6. Reflexiones múltiples internas en lámina semi-transparente	90
2.7. Dependencia con el ángulo de incidencia de las propiedades ópticas de una lámina de vidrio	92
2.8. Transmitancia espectral (incidencia normal) de una lámina de vidrio	93
2.9. Propiedades ópticas medias de diversos materiales de uso común .	94
2.10. Reflexiones múltiples entre la cubierta transparente y la placa ab- sorbedora	97
2.11. Factor modificador angular para la absortancia de placa	99
2.12. Factor modificador angular para la eficiencia óptica	100
2.13. Ángulos efectivos para el modificador angular de eficiencia óptica para radiación difusa	104
2.14. Dependencia del ángulo efectivo de incidencia con la inclinación de la superficie	108
2.15. Dependencia del ángulo efectivo de incidencia con $ \phi - \beta $	109
2.16. Absortividad y emitancia espectral de una superficie selectiva . .	111
2.17. Reflectancia de superficies selectivas reales	112
3.1. Consumo anual y recursos energéticos disponibles a escala mundial para las diversas fuentes de energía	118
3.2. Prototipo de concentrador parabólico lineal que se construye en el taller del Instituto de Física de la Facultad de Ingeniería	119
3.3. Colector de placa plana	122
3.4. Eficiencia de varios tipos de colectores	127
3.5. Eficiencia de colector de placa plana	129
3.6. Medidas de eficiencia	131
3.7. Colectores con tubos evacuados	131
3.8. Esquemas de colectores con tubos evacuados	134
3.9. Esquema de tubo tipo Dewar con heat-pipe	135

ÍNDICE DE FIGURAS

3.10. Conexión térmica seca entre un heat-pipe y el fluido de trabajo . . .	135
4.1. Tormentas convectivas severas en América del Sur	140
4.2. Tormenta convectiva severa aislada	141
4.3. Modelo de corriente descendente	141
4.4. Distribución de velocidad de viento horizontal en altura	142
4.5. Ubicación de las estaciones de medida de viento de UTE	143
4.6. Registro de velocidad durante una corriente descendente en 1935	144
4.7. Efecto de obstáculos en el clima de vientos de su entorno	145
4.8. Efecto de construcciones en el clima de vientos de su entorno	146
4.9. Efecto de cortina de árboles en el clima de vientos de su entorno	147
4.10. Vórtices cónicos que se desarrollan sobre el techo de edificaciones	147
4.11. Valores de K_z según norma UNIT 50-84	149
4.12. Valores de K_d según norma UNIT 50-84	150
4.13. Definición del bloqueo para cubiertas inclinadas sin paredes	153
4.14. Cálculo del coeficiente de fuerza C	154
4.15. Coeficientes de fuerza C experimentales para colectores solares	155
4.16. Ángulo entre el viento y el panel	155
4.17. Colector solar plano con cubierta	158
4.18. Zapatas de hormigón como contrapeso	159
4.19. Colector solar con tanque acumulador integrado	161
4.20. Parámetros para un colector solar sobre techo de una vivienda	161
4.21. Colector solar con tubos evacuados	162
A.1. Diagrama Solar - Montevideo	169
A.2. Diagrama Solar - Rocha	170
A.3. Diagrama Solar - Salto	171
A.4. Diagrama Solar - Rivera	172
A.5. Diagrama Solar - Tacuarembó	173

Índice de cuadros

1.1. Valores extremos del ángulo cenital y la altura solar	8
1.2. Factor de sombreado para las latitudes relevantes para Uruguay . .	9
1.3. Días típicos para cada mes del año	18
1.4. Distribución espectral de la radiación solar	26
1.5. Reflectividad típica de diversos materiales	47
1.6. Estimadores de irradiación global según MSUv1	66
1.7. Estaciones de medida de irradiación solar global	70
1.8. Irradiación global diaria en plano horizontal (AMT1)	73
1.9. Variabilidad de la irradiación diaria promedio	75
1.10. Variabilidad interanual de la irradiación diaria promedio anual . .	77
2.1. Modificadores angulares de absortancia de placa y eficiencia óptica	101
2.2. Ángulos de incidencia efectivos y modificadores angulares de efi- ciencia óptica para radiación difusa	105
2.3. Emisividad y absortancia solar e infrarroja para varias superficies selectivas	113
3.1. Tecnologías de captación de la energía solar	121
3.2. Parámetros de dos colectores estimados en base a las curvas de eficiencia	129
3.3. Comparativo entre colectores de placa plana y de tubos evacuados	136
4.1. Tipos de rugosidad	151
A.1. Ordinal-día para cada día del año	168
A.2. Variables diarias para Radiación Solar	174
A.3. Razón directa diaria para superficies orientadas al Norte	182
A.4. Temperatura ambiente promedio mensual para varias localidades .	191
A.5. Promedios mensuales de irradiación diaria para Artigas	192
A.6. Promedios mensuales de irradiación diaria para Salto	192
A.7. Promedios mensuales de irradiación diaria para Treinta y Tres . .	193
A.8. Promedios mensuales de irradiación diaria para Montevideo	193
A.9. Promedios mensuales de irradiación diaria para Rocha	194
B.1. Unidades fundamentales S.I.	199

ÍNDICE DE CUADROS

B.2. Algunas unidades derivadas S.I. 200

Radiación Solar

Dr. Gonzalo Abal – abal@fing.edu.uy

Grupo de Modelado y Análisis de la Radiación Solar (GMARS)

Instituto de Física, Facultad de Ingeniería

Universidad de la República

El objetivo central de este capítulo es exponer los conceptos fundamentales sobre la radiación solar. Se aportan herramientas que permiten estimar la irradiación solar sobre una superficie inclinada de orientación arbitraria a partir de medidas de la misma sobre plano horizontal. También se indica cual es la composición espectral de la radiación solar incidente, cual es el efecto de la atmósfera clara sobre la misma y cuales son los límites físicos naturales sobre la irradiación incidente en determinado momento y lugar.

Para describir adecuadamente el movimiento aparente del sol es necesario comenzar por recordar la Tierra se desplaza en una órbita elíptica con el sol en un foco de la elipse, como se muestra en la Figura 1.1. La distancia Tierra-Sol varía entre aproximadamente 147.1 (afelio) y 152.1 (perihelio) millones de km. La distancia media Tierra-Sol¹ es $r_0 \simeq 149.6$ millones de km, por lo que la distancia Tierra-Sol, r , varía menos de 2% con respecto a su valor medio, dependiendo de la posición de la Tierra en su órbita. Si bien la variación es

¹La distancia media Tierra-Sol es igual a una Unidad Astronómica (UA), definida como 1 UA = 149 597 870 700 m.

1. RADIACIÓN SOLAR

continua en el tiempo, para fines de diseño solar es suficiente con considerar la variación diaria de r .

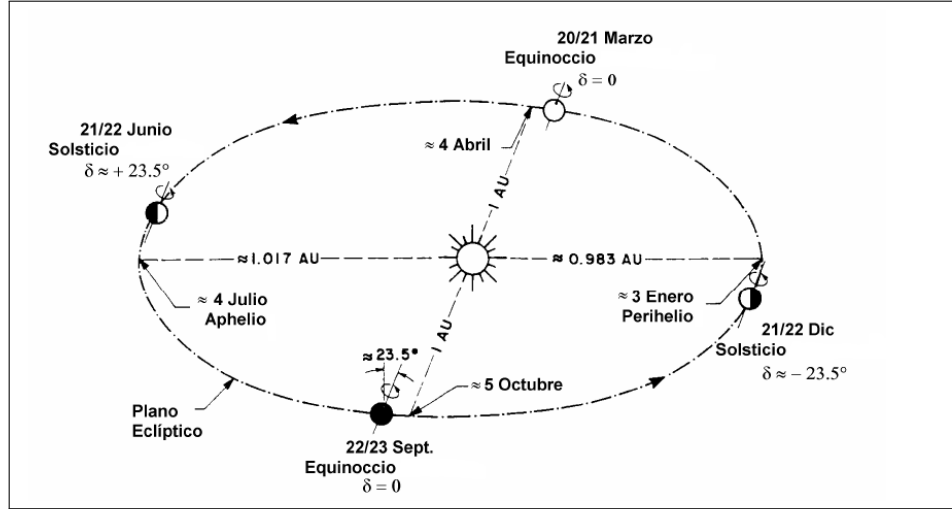


Figura 1.1: Esquema orbital de la tierra, mostrando los solsticios (Perihelio y Afelio) y los Equinoccios. Las distancias extremas Tierra-Sol se indican en Unidades Astronómicas (U.A.). Figura adaptada de [Abal, 2010].

En este manual nos referimos a la potencia incidente por unidad de superficie o flujo de energía (en W/m^2) como la *irradiancia solar*. Por otro lado, nos referimos la energía por unidad de superficie que incide en determinado período de tiempo (10 minutos, una hora, un día) como la *irradiación solar* y se expresa en J/m^2 , kJ/m^2 , MJ/m^2 . En lo posible, se tratará de seguir las normas internacionales para notación y vocabulario en Energía Solar [UNIT, 2009]. Consulte el Apéndice B por factores de conversión entre estas y otras unidades.

Factor orbital

La irradiancia solar que llega al exterior de la atmósfera de la Tierra depende del factor adimensionado $(r_0/r)^2$, que se puede expresar aproximadamente como

$$F_n \equiv \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 \simeq 1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi n}{365}\right), \quad (1.1)$$

donde $n = 1, 2, \dots, 365$ es el ordinal-día asociado al día del año. En la Tabla A.1 se indica el ordinal-día para cada día del año y en la Tabla A.2 se indican los correspondientes valores de F_n .

El factor F_n describe la variación estacional de la irradiancia incidente fuera de la atmósfera debido a la excentricidad de la órbita terrestre. Este efecto causa variaciones menores a 3.3% con respecto a la media.

Existen expresiones más precisas para el factor F_n como la de [Spencer, 1971], que están reproducidas en los textos especializados [Duffie y Beckman, 2006, Iqbal, 1983]. Para fines de diseño solar, la aproximación de la Ec. (1.1) es adecuada, por lo que no las reproducimos aquí. Los valores de F_n indicados en la Tabla A.2 están basados en la expresión más precisa de [Spencer, 1971].

Constante solar

Cuando la distancia Tierra-Sol es exactamente 1 U.A. (el valor promedio anual), la irradiancia solar *en incidencia normal* sobre una superficie plana ubicada en el exterior de la atmósfera terrestre esta es aproximadamente² constante. El promedio de largo plazo (varios años) de esta cantidad se conoce como constante solar. Su valor se determina a través de medidas satelitales de largo plazo que se actualizan continuamente. En este Manual adoptaremos el valor convencional

$$G_{cs} = 1367 \text{ W/m}^2 = 4.92 \text{ MJ/m}^2 \text{ h.} \quad (1.2)$$

El valor de la Constante Solar esta afectado por una incerteza de aproximadamente³ $\pm 10 \text{ W/m}^2$, inferior al 1%.

La constante solar, $G_{cs} = 1367 \text{ W/m}^2$, es un límite natural para la energía solar disponible en un punto de la superficie de la Tierra.

La irradiancia solar en incidencia normal sobre un plano ubicado el exterior de la atmósfera terrestre, G_0 , tiene una dependencia estacional debido a la variación de la distancia Tierra-Sol,

$$G_0 = G_{cs} F_n = G_{cs} \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{2\pi n}{365} \right) \right] \quad (1.3)$$

de modo que G_0 varía aproximadamente entre 1.3 kW/m^2 en invierno y 1.4 kW/m^2 en verano (estaciones referidas al Hemisferio Sur (H.S.)).

²Las variaciones en la actividad del Sol, especialmente el ciclo solar de actividad solar de 11 años, introducen variaciones del orden de 1%.

³Por ejemplo, la Comisión de Instrumentos y Métodos de la Organización Meteorológica Mundial (WMO), en su 8a sesión en Ciudad de Méjico (1981) estableció el valor $1367 \text{ W/m}^2 \pm 7 \text{ W/m}^2$ como valor medido de la Constante Solar.

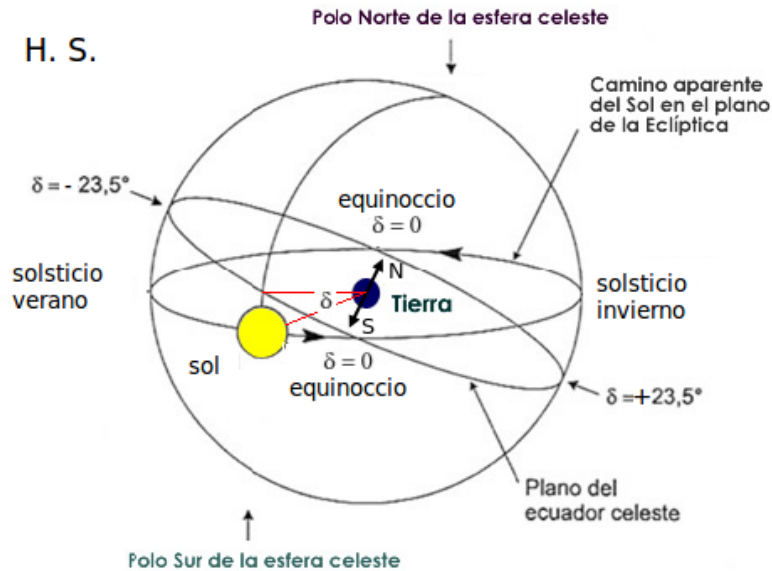


Figura 1.2: Esfera celeste mostrando el movimiento aparente del Sol. La línea Tierra-Sol forma un ángulo δ con el plano ecuatorial de la Tierra (la declinación solar). ($\delta = 23.45^\circ$) en el Solsticio de invierno y $\delta = -23.45^\circ$ en el solsticio de verano (estaciones referidas al Hemisferio Sur). En los equinoccios, la línea Tierra-Sol esta en el plano orbital y $\delta = 0$.

1.1 Movimiento aparente del Sol

1.1.1 Relaciones angulares

El movimiento aparente del Sol visto por un observador ubicado en la superficie de la Tierra se puede describir en base a unos pocos ángulos que se definen a continuación.

Declinación solar δ

El eje de rotación de la Tierra (N-S) forma un ángulo aproximadamente constante de 23.45° con respecto a la normal al plano orbital. El plano ecuatorial de la Tierra, forma el mismo ángulo con el plano orbital como se indica en la Figura 1.2, que muestra el movimiento aparente del Sol, visto desde la Tierra.

La declinación solar δ es el ángulo formado por la línea Tierra-Sol con el plano ecuatorial de la Tierra. Por convención, se toma positivo cuando la línea Tierra-Sol esta al Norte del plano ecuatorial, lo que corresponde al invierno del H.S.

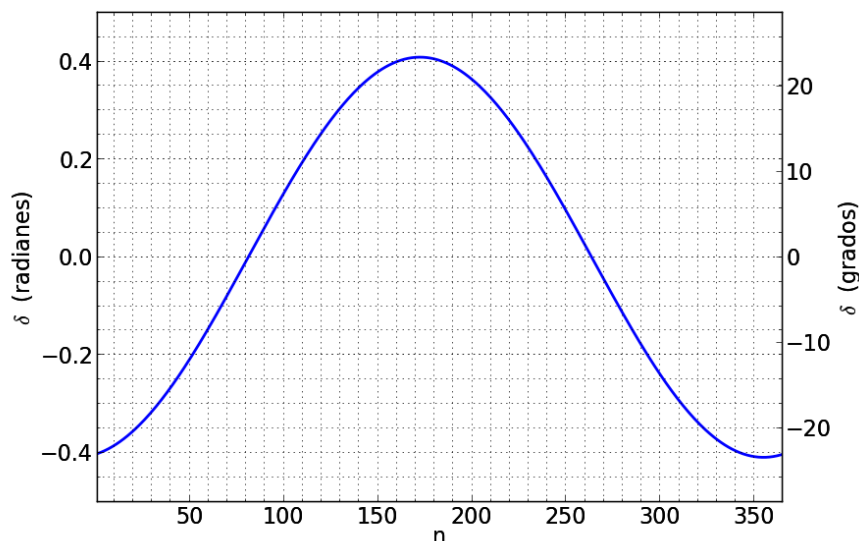


Figura 1.3: Variación diaria de la declinación solar δ , calculada a partir de la Ec. (1.4), expresada en radianes (izquierda) o en grados (derecha).

Por una representación gráfica, vea las Figs. 1.2 y 1.4). La declinación solar se parametriza en forma aproximada en términos del ordinal-día n ,

$$\delta \simeq \delta_0 \sin \left[2\pi \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right]. \quad (1.4)$$

donde $\delta_0 = 23.45^\circ \simeq 0.4093$ radianes⁴. La variación anual de la declinación solar se muestra en la Figura 1.3. Como ya se mencionó, por convención, durante el invierno del Hemisferio Sur (H.S.) es positiva y durante el verano del H.S. es negativa. La declinación es cero en los equinoccios y en estos puntos presenta su menor variación diaria (menor a 0.5° por día). El error en esta expresión aproximada puede llegar a casi 1° , por lo que no se recomienda su uso, salvo para cálculos rápidos.

La siguiente expresión, debida a Spencer [Spencer, 1971] es más precisa y es la recomendada para cálculos cuidadosos,

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos(\Gamma) + 0.070257 \sin(\Gamma) - 0.006758 \cos(2\Gamma) + 0.000907 \sin(2\Gamma) - 0.002697 \cos(3\Gamma) + 0.00148 \sin(3\Gamma), \quad (1.5)$$

donde δ esta en radianes y $\Gamma = 2\pi(n - 1)/365$. Esta expresión tiene un error máximo de 6×10^{-4} radianes (0.03°) al compararla con datos del Almanaque

⁴En ese Manual, salvo cuando se indica otra cosa, asumimos que el argumento de las funciones trigonométricas esta expresado en radianes.

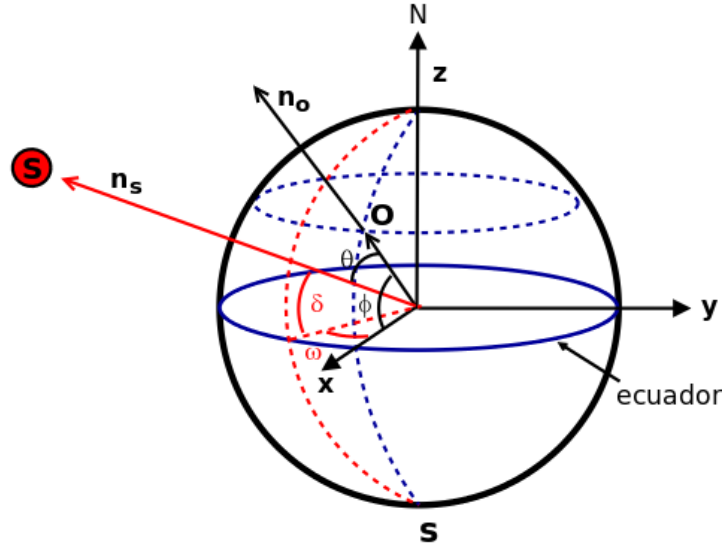


Figura 1.4: Relaciones entre los ángulos que describen el movimiento aparente del Sol. La dirección \mathbf{n}_o es la vertical local del observador (O) ubicado en una latitud ϕ . La dirección \mathbf{n}_s es la dirección Tierra-Sol. El ángulo entre estas direcciones es el ángulo cenital θ_z . El sistema de coordenadas tiene el eje z coincide con el eje de rotación de la Tierra y el eje x en el meridiano del observador (en azul).

Náutico. La Tabla A.2 da los valores de declinación para cada día del año, basados en esta expresión.

Angulo horario ω

El *ángulo horario*, ω , indica el desplazamiento angular aparente del sol, de este a oeste, a una tasa de 15 grados/hora. Esta tasa, debida a la rotación de la Tierra sobre su eje, corresponde a 360 grados/24 horas (o $\pi/12 \simeq 0.2618$ rad/h). Por convención, el ángulo horario ω es nulo a mediodía solar, negativo en la mañana y positivo en la tarde. Este ángulo se define sobre el plano del ecuador, como el ángulo entre los meridianos del Sol y del observador, vea la Figura 1.4.

El ángulo horario varía entre dos valores extremos ($-\omega_s, +\omega_s$) correspondientes al amanecer y atardecer, respectivamente. En la Ec. (1.14) se da una expresión para calcular estos ángulos extremos en el caso de horizonte plano y despejado.

Este ángulo define un *tiempo solar*,

$$t_s = 12 \text{ h} \left(1 + \frac{\omega}{\pi} \right) \quad (1.6)$$

donde t_s se mide en horas y fracción decimal y ω esta expresado en radianes.

Debido a la rotación de la Tierra sobre su eje, el ángulo horario ω varía a una tasa constante de $15^\circ/\text{hora}$ o $\frac{\pi}{12}$ radian/hora. Es negativo en la mañana, positivo en la tarde.

Ángulo cenital θ_z

El ángulo cenital es el ángulo formado por la dirección Tierra-Sol y la vertical local del observador y se representa por θ_z . Vea la Figura 1.4. Este ángulo varía entre $\pi/2$ (a la salida o puesta del Sol, en terreno plano) y 0 a mediodía solar (sólo para latitudes entre los Trópicos, ver discusión más adelante). Se puede expresar en términos del ángulo horario, latitud y declinación solar, como

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega. \quad (1.7)$$

donde ϕ es la latitud del observador con la convención usual: negativa para el H.S. y positiva para el H.N. Por lo tanto, el ángulo cenital depende de

- la hora del día
- la ubicación del observador
- el día del año, a través de la declinación solar.

Este ángulo corresponde al ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre un plano horizontal. El mismo es un factor determinante para intensidad de la radiación solar en superficie. Al mediodía solar la Ec. (1.7) se reduce a $\cos(\theta_z) \stackrel{(\omega=0)}{=} \cos(\phi - \delta)$ y el ángulo cenital al mediodía solar es

$$\theta_z(\omega = 0) = |\phi - \delta| \quad (\text{mediodía solar, } \omega = 0). \quad (1.8)$$

La declinación varía entre $\pm 23.45^\circ$, por lo tanto las latitudes más extremas en las que $\theta_z(\omega = 0) = 0$ y el Sol pasa por el cenit del observador a mediodía son $\phi_{trop} = \pm 23.45^\circ$. Estas latitudes definen al Trópico de Cáncer (H.N.) y al Trópico de Capricornio (H.S.) respectivamente. A latitudes menores (en valor absoluto), el Sol pasa por el cenit ($\theta_z = 0$) en algún momento del año.

Por otro lado, para latitudes en el H.S. menores a $\delta_0 = -23.45^\circ$, como es el caso del Uruguay, la Ec. (1.8) se puede expresar como

$$\theta_z(\omega = 0) = |\phi| + \delta \quad \text{para H.S. con } |\phi| > \delta_0 = 23.45^\circ \quad (1.9)$$

Esta esta expresión alcanza el mayor valor (Sol más bajo) en el solsticio de invierno, cuando $\delta = 23.45^\circ$ y el menor valor (Sol más alto) en el solsticio de verano cuando $\delta = -23.45^\circ$. En la Tabla 1.1 se indican los valores extremos de θ_z al mediodía solar, para las latitudes relevantes para Uruguay. En la Figura 1.9 se puede visualizar el efecto que la altura del Sol tiene sobre la irradiación diaria extraterrestre.

1. RADIACIÓN SOLAR

ϕ ($^{\circ}$)	δ ($^{\circ}$)	$\theta_z(\omega = 0)$ ($^{\circ}$)	α_s ($^{\circ}$)	δ ($^{\circ}$)	$\theta_z(\omega = 0)$ ($^{\circ}$)	α_s ($^{\circ}$)
	solsticio de invierno			solsticio de verano		
-30	+23.5	53.5	36.5	-23.5	6.5	83.5
-35	+23.5	58.5	31.5	-23.5	11.5	78.5

Cuadro 1.1: Valores extremos del ángulo cenital y la altura solar al mediodía solar, para dos latitudes del Uruguay. Todos los valores en grados, evaluados a partir de la Ec. (1.9). Por valores de α_s fuera del mediodía, vea la Figura 1.10

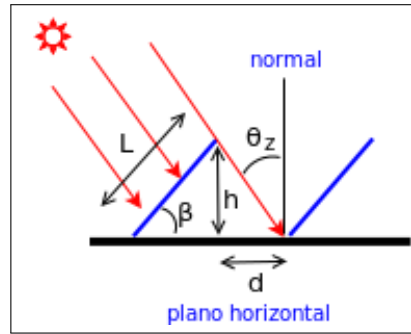


Figura 1.5: Geometría para el problema de sombreado en filas paralelas de colectores. El factor de sombreado es $k_s = d/h$.

Para un observador en el Uruguay, con latitud entre -35° y -30° aproximadamente, el Sol nunca pasa por el cenit. El menor ángulo cenital (Sol más alto) es $\theta_z^{min} \simeq 6.5^{\circ}$, en el Norte del país durante el solsticio de verano.

Factor de sombreado

Una de las aplicaciones inmediatas del ángulo cenital es el cálculo del factor de sombreado para un banco de colectores solares dispuestos en filas paralelas, como se muestra en la Figura 1.5. Debe existir una distancia mínima entre las filas de colectores que asegure que una fila no produzca sombras que impidan la captación solar de las filas que tiene detrás durante las horas de mayor irradiación solar.

El factor de sombreado se define como $k_s = d/h$ (vea la Figura 1.5) y es igual a la tangente del del ángulo cenital

$$k_s = \frac{d}{h} = \tan \theta_z, \quad (1.10)$$

que se obtiene de la Ec. (1.7) para hora, día y latitud dadas.

Un criterio razonable [Cabrera et al., 2009] para calcular la distancia d mínima que debe separar las filas de colectores paralelos es que no haya sombreado⁵ dos horas solares antes y después del mediodía solar, durante el solsticio de invierno.

latitud ($^{\circ}$)	k_s
-30	1.78
-31	1.85
-32	1.91
-33	1.99
-34	2.06
-35	2.14

Cuadro 1.2: Factor de sombreado para las latitudes relevantes para Uruguay, Ec. (1.10), para las latitudes relevantes para Uruguay de acuerdo al criterio discutido en el texto.

En base a este criterio, tomamos $\omega = \pi/6$, $n = 172$ para el 21 de Junio y calculamos los valores de k_s que se indican en la Tabla 1.2 para las latitudes relevantes para el Uruguay. En un caso concreto, se puede calcular fácilmente la distancia mínima entre las filas de colectores en función de la inclinación β y las dimensiones de los mismos (vea la Figura 1.5). Usando $h = L \sin \beta$ se obtiene,

$$d = k_s L \sin \beta. \quad (1.11)$$

El uso del factor de sombreado se ilustra en el siguiente ejemplo.

▷ **Ejemplo 1.1.**

Una batería de colectores con $L = 2.10$ m se disponen en filas paralelas orientadas al Norte con inclinación $\beta = 45^{\circ}$ en un sitio de latitud $\phi = 35^{\circ}$ S. Estime la distancia mínima que debe mantenerse entre las filas de colectores para controlar los efectos de sombreado.

Solución: Para $\phi = -35^{\circ}$ la Tabla 1.2 indica $k_s = 2.14$. Luego, usando la Ec. (1.11) se obtiene

$$d = k_s L \sin \beta \simeq 3.2 \text{ m}$$

como separación mínima entre las filas de colectores. □

⁵Suponemos filas muy largas, de modo que los efectos de borde no son importantes.

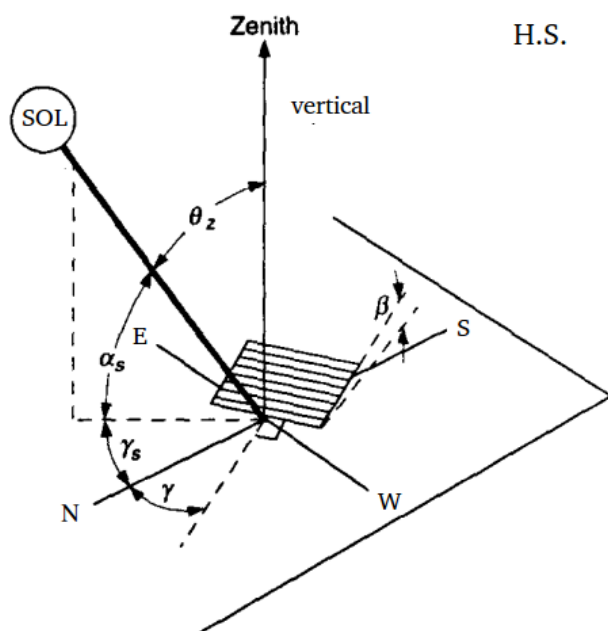


Figura 1.6: Ángulos relevantes para describir el movimiento aparente del Sol y la orientación de una superficie. Figura adaptada de la Ref. [Duffie y Beckman, 2006] para el Hemisferio Sur.

Altura solar

El ángulo complementario ($\alpha_s + \theta_z = \pi/2$) del ángulo cenital es la *altura solar*, α_s . Este ángulo se indica en la Figura 1.6. Se puede calcular simplemente a partir de la Ec. (1.7), ya que

$$\sin \alpha_s = \cos \theta_z \quad (1.12)$$

La altura solar varía entre cero (al amanecer y atardecer, en territorio plano) y un máximo al mediodía solar cuando el Sol cruza el meridiano del observador. El valor máximo $\alpha = \pi/2$ solo se alcanza para latitudes intertropicales, como ya se discutió anteriormente. En la Tabla 1.1 se indican las alturas máximas que se alcanzan en el Norte y el Sur del Uruguay en invierno y verano.

Azimut solar

El *azimut solar*, γ_s , es el segundo ángulo de interés (junto a la altura solar) para describir la posición aparente del Sol. El azimut describe el desplazamiento angular de la *proyección de la línea Tierra-Sol sobre el plano horizontal del*

*observador*⁶, vea la Figura 1.6.

En este Manual, referiremos γ_s a la dirección Norte, es decir $\gamma_s = 0$ cuando la proyección de la línea Tierra-Sol sobre el plano horizontal del observador indica la dirección Norte. Siguiendo la convención usada para ω (el ángulo aumenta a medida que el Sol se desplaza de Este a Oeste) tomamos $\gamma < 0$ en la mañana (al Este del Norte) y $\gamma > 0$ en la tarde, al Oeste del Norte.

En la mayoría de los textos, pensados desde y para el Hemisferio Norte, se refiere este ángulo a la dirección Sur. Si, como en [Duffie y Beckman, 2006], indicamos el azimut solar referido a la dirección Sur por γ'_s , con la misma convención de signos que γ_s (es decir, $\gamma' < 0$ hacia el Sur-Este y $\gamma' > 0$ hacia el Sur-Oeste), ambos ángulos son suplementarios, $\gamma_s + \gamma'_s = \pm\pi$. Por tanto se cumple $\sin \gamma_s = \sin \gamma'_s$ y $\cos \gamma_s = -\cos \gamma'_s$. Esto permite “traducir” fácilmente expresiones con el azimut solar referido al H.N. en sus equivalentes con azimut referido al H.S. o viceversa. En este Manual no utilizaremos γ'_s .

El azimut solar se relaciona con la declinación, el ángulo horario y la altura solar como sigue,

$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \alpha_s}.$$

Sin embargo, no es recomendable usar esta expresión para hallar γ_s ya que debe tenerse la precaución adicional de que la función trigonométrica inversa, arcsin, retorne el valor de γ_s en el cuadrante correcto. Por otro lado, se cumple la relación⁷ [Iqbal, 1983]

$$\cos \gamma_s = \frac{\sin \alpha_s \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha_s \cos \phi}$$

y, teniendo en cuenta que γ_s y ω tienen el mismo signo, se puede usar la expresión alternativa [Duffie y Beckman, 2006],

$$\gamma_s = \text{signo}(\omega) \left| \arccos \left(\frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right| \quad (1.13)$$

donde las barras indican el valor absoluto y la función signo se define por

$$\text{signo}(x) = \begin{cases} 1 & \text{para } x > 0 \\ 0 & \text{para } x = 0 \\ -1 & \text{para } x < 0. \end{cases}$$

Con la Ec. (1.13) γ_s se puede calcular en forma automatizada. Los diagramas solares de la Figura 1.10 se generaron a partir de esta expresión.

⁶Observe que esto es diferente de la descripción que da el ángulo horario ω_s , que indica el desplazamiento del meridiano del Sol y se mide sobre el plano del ecuador.

⁷Este tipo de relaciones presenta restricciones obvias en cuanto a su validez. Por ejemplo, no es válida al mediodía solar para latitudes intertropicales cuando el Sol pasa por el cenit del observador y $\cos \alpha_s = 0$. En este caso, se utiliza el criterio de que a mediodía solar siempre $\omega = \gamma_s = 0$. El problema no se presenta a las latitudes del Uruguay.

Como se indica en la Figura 1.6, se puede definir un azimut γ asociado a la orientación de una superficie plana usando la misma convención que para γ_s . En el caso de una superficie inclinada, el ángulo de inclinación β (ver Figura 1.6) y el azimut γ_s son suficientes para calcular la irradiancia solar incidente sobre la superficie, en condiciones de cielo claro. Este tópico se discute en la Sección 1.3.

Duración del día

Cuando el Sol esta en el horizonte en una región plana, $\theta_z = \pi/2$ y $\cos \theta_z = 0$. Esto permite estimar la duración del día solar, en horas y fracción, ya que a partir de la Ec. (1.7) se obtiene

$$\omega_s = \arccos(-\tan \delta \tan \phi) \quad (1.14)$$

donde ω_s es el ángulo horario a la puesta del Sol, en radianes. La duración del día⁸ (en horas y fracción) se obtiene de

$$T_s = \frac{24 \text{ h}}{\pi} \omega_s \quad (1.15)$$

con ω_s en radianes.

1.1.2 Tiempo solar, tiempo local y tiempo estándar

El *tiempo solar aparente*⁹, t_s , esta definido a partir de la rotación de la Tierra sobre su eje y en su órbita elíptica en torno al Sol. La Ec. (1.6) lo vincula con el ángulo horario ω . Este es el tiempo que mide un reloj de Sol formado por la sombra de una varilla sobre un plano horizontal. Un día solar es el intervalo, no necesariamente de 24 horas, en el cual el Sol completa un ciclo en su movimiento aparente visto por un observador estacionario en la Tierra (por ejemplo, el intervalo entre dos mediodías solares consecutivos). Este intervalo difiere algunos segundos de 24 horas y la diferencia varía a lo largo del año debido a las particularidades de la órbita terrestre. Por otro lado, los datos meteorológicos se registran usando el tiempo estándar o el tiempo legal. Es necesario poder realizar la conversión entre ambos tiempos para poder utilizar las expresiones que incluyen al ángulo horario ω .

Tiempo local

Se define un *Tiempo Solar medio*, en el cual un día corresponde exactamente a 24 h o 86400 seg. Nos referimos a este tiempo como el *Tiempo Local del observador*, t_0 . La diferencia o desfase entre el Tiempo Solar aparente y

⁸No nos referimos aquí al día solar (aproximadamente 24 horas), sino al período de tiempo durante el cual el Sol esta sobre el horizonte del observador.

⁹También referido a veces, confusamente, como tiempo solar verdadero.

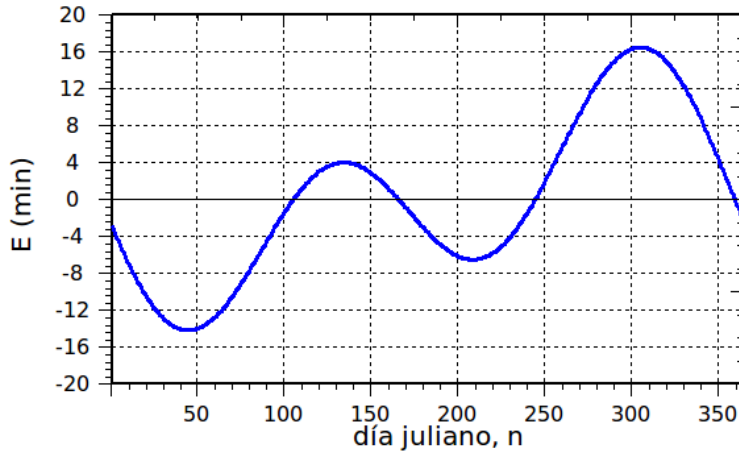


Figura 1.7: Ecuación del tiempo, en minutos, en función del ordinal-día, calculada a partir de la Ec. (1.17).

el Tiempo local depende de la posición de la Tierra en su órbita y esta dada por la *Ecuación del Tiempo*,

$$E \equiv t_s - t_0, \quad (1.16)$$

donde E se expresa en minutos para cada día del año. Esta corrección se muestra gráficamente en la Figura 1.7. Es conveniente usar una parametrización para $E(n)$, lo cual proporciona suficiente precisión para nuestros propósitos. [Spencer, 1971] da la siguiente expresión para la Ecuación del Tiempo en minutos,

$$E \approx 229.18 \text{ min} \times [0.0000075 + 0.001868 \cos(\Gamma) - 0.032077 \sin(\Gamma) - 0.014615 \cos(2\Gamma) - 0.04089 \sin(2\Gamma)], \quad (1.17)$$

donde $\Gamma = 2\pi(n - 1)/365$ y n es el ordinal-día (Tabla A.1). El máximo error de esta expresión es de 0.6 min. La dependencia de esta expresión con el ordinal-día se muestra en la Figura 1.7, donde se observa que la diferencia entre el Tiempo Solar y el Tiempo Local puede alcanzar 16 minutos cerca de la primavera del H.S.

Debido a las particularidades de la órbita terrestre, un día de tiempo solar aparente es un intervalo de tiempo variable cercano (pero no siempre igual) a 24 horas. La diferencia entre el día solar aparente y 24 horas esta dada por la Ecuación del Tiempo.

Tiempo Estándar (UTC)

Ya mencionamos que los datos meteorológicos o de irradiancia solar se suelen registrar en términos del Tiempo Estándar, o Tiempo UTC¹⁰. Usaremos aquí el símbolo t_{UTC} para el Tiempo Estándar correspondiente al huso horario¹¹ del observador. Este tiempo coincide con el tiempo local del meridiano de Greenwich ($UTC\ 0$) en longitud 0° , pero se asume válido en un huso de 15° centrado en el meridiano de Greenwich. Los husos horarios al oeste de Greenwich se numeran $UTC-1$, $UTC-2$, $UTC-3\dots$ y corresponden a husos horarios centrados en los meridianos de longitudes Oeste -15° , -30° , $-45^\circ\dots$. Los husos al Este de Greenwich se numeran $UTC+1$, $UTC+2$, $UTC+3$ y corresponden a las mismas longitudes, pero en dirección Este (positivas).

Debido a que la Tierra rota de Oeste a Este, un observador ubicado al Oeste del meridiano UTC que le corresponde, tendrá un Tiempo Local menor que el de su huso horario. Si el observador se ubica al Este del meridiano UTC que le corresponde, tendrá un Tiempo Local mayor que el de su meridiano. La tasa de rotación de la Tierra ($24\text{ h}/360^\circ$) implica una corrección de 1 h cada 15 grados de Longitud, por lo tanto la relación entre el Tiempo Local y el Tiempo Estándar es,

$$t_0 = t_{UTC} + \frac{L_0 - L_{UTC}}{15}, \quad (1.18)$$

donde los tiempos se expresan en horas decimales y las longitudes en grados¹². La longitud L_0 es la del meridiano del observador y L_{UTC} la del meridiano central del huso horario relevante.

En la práctica interesa vincular el *tiempo solar aparente*, t_s , con el *tiempo estándar* del observador, t_{UTC} . Las Ecs. (1.16) y (1.18) pueden combinarse en la siguiente expresión,

$$t_s = t_{UTC} + \frac{L_0 - L_{UTC}}{15} + \frac{E}{60} \quad (1.19)$$

donde los tiempos se expresan en horas decimales. Finalmente podemos usar la ec. (1.6) para expresar el tiempo estándar en términos del ángulo horario ω ,

$$t_{UTC} = 12 \left(1 + \frac{\omega}{\pi} \right) - \frac{L_0 - L_{UTC}}{15} - \frac{E}{60} \quad (1.20)$$

¹⁰El Tiempo UTC (Tiempo Universal Coordinado) reemplazó el 1 de diciembre de 1972 al Tiempo GMT (Greenwich Meridian Time).

¹¹El huso horario asociado al meridiano de longitud L (un múltiplo de $\pm 15^\circ$) es la región comprendida entre los meridianos de longitudes $L - 7.5^\circ$ y $L + 7.5^\circ$. En la actualidad, por razones prácticas, el concepto de huso horario se ha reemplazado por el de zona horaria definida políticamente.

¹²En esta expresión, las longitudes varían entre $\pm 180^\circ$ y se toman con la convención de signos usual: las longitudes al oeste de Greenwich son negativas y las situadas al Este de Greenwich son positivas.

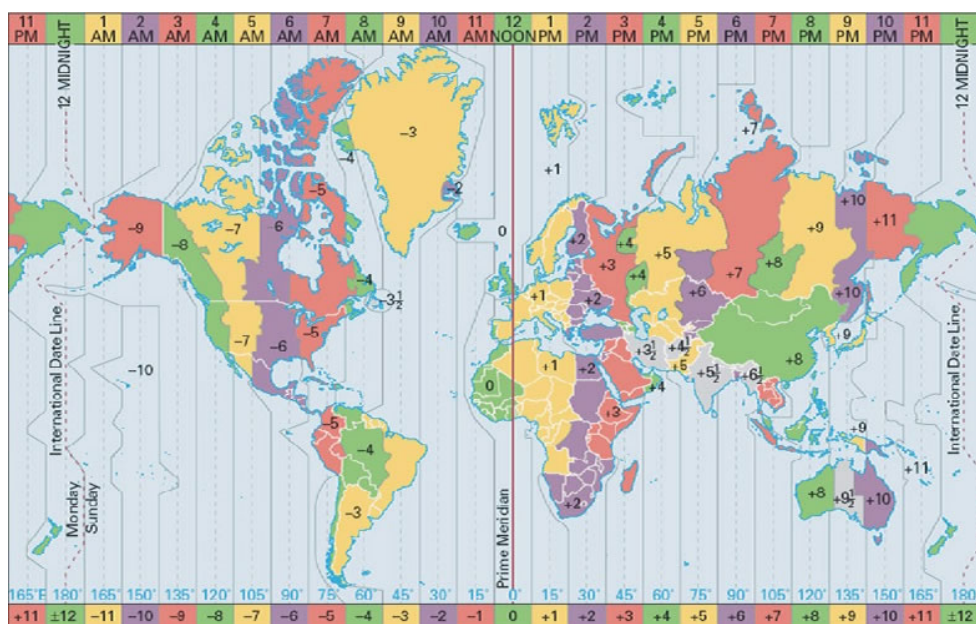


Figura 1.8: Zonas horarias y husos horarios. Las líneas punteadas representan los meridianos centrales de cada huso horario. En la parte superior se indica la hora referida al mediodía en Greenwich (UTC 0).

donde ω esta en radianes y E , dada por la Ec. (1.17), en minutos. La Ec. (1.20) se puede utilizar para obtener el ángulo horario (en radianes) asociado a un tiempo estándar y ubicación dados,

$$\omega = \frac{\pi}{12} \left[t_{UTC} - 12h + \frac{L_0 - L_{UTC}}{15} + \frac{E}{60} \right]. \quad (1.21)$$

Finalmente, mencionamos que el Tiempo Legal es el Tiempo Estándar con la variación debida a aspectos legales o normativos. En el Uruguay¹³, el horario legal coincide con el tiempo estándar UTC -3 en invierno, pero entre las 2 am del primer domingo de Octubre y las 2 am del segundo domingo de marzo el huso horario utilizado es UTC-2 (horario de verano). La relación entre t_s y t_{UTC} se clarifica a través del siguiente ejemplo.

▷ **Ejemplo 1.2.**

¿A que hora tiene lugar el mediodía solar el 30 de junio en la ciudad de Montevideo?

Solución: Usamos una longitud $L_0 = -56.2^\circ$ y Montevideo está en la zona UTC -3 con $L_{UTC} = -45^\circ$. La corrección por longitud es de

¹³Decreto 1303/06 del 4 de Setiembre de 2006.

$$\frac{L_0 - L_{UTC}}{15} \simeq -0.75 \text{ h} = -45 \text{ min.}$$

El 30 de junio corresponde al ordinal-día $n = 181$ (Tabla A.1) y la Tabla A.2 Figura 1.7 indica en este caso $E \simeq -3.27$ min. De la Ec. (1.20), con $\omega = 0$ (mediodía solar) resulta,

$$t_{UTC} = 12 - \frac{L_0 - L_{UTC}}{15} + \frac{3.27}{60} = 12 + 0.75 + 0.0545 \simeq 12.805 \text{ h} \simeq 12 \text{ h } 48 \text{ min}$$

□

1.1.3 Radiación extraterrestre sobre un plano horizontal

El ángulo cenital mide la inclinación de la dirección Tierra-Sol con respecto a la vertical local. A partir de la irradiancia extraterrestre en incidencia normal G_0 , dada por la Ec. (1.3), se obtiene la irradiancia extraterrestre proyectando sobre un plano horizontal

$$G_{0h} = G_0 \cos \theta_z. \quad (1.22)$$

Esta cantidad depende de la latitud del observador ϕ , el ángulo horario ω y el día del año, n .

La energía incidente en una hora sobre un plano horizontal fuera de la atmósfera es la *irradiancia horaria extraterrestre*, y se indica por I_{0h} . La misma se puede expresar en forma aproximada en términos del ángulo ω en el punto medio de la hora correspondiente como,

$$I_{0h} \simeq I_{cs} F_n (\cos \delta \cos \phi \cos \omega + \sin \delta \sin \phi) \quad (1.23)$$

donde $I_{cs} = 4.92 \text{ MJ/m}^2 = 1.37 \text{ kWh/m}^2$ es la versión horaria de la Constante Solar y F_n es la corrección por la excentricidad de la órbita terrestre, dada por la Ec. (1.1).

Del mismo modo, es posible calcular la energía incidente en el día n sobre un plano horizontal fuera de la atmósfera, sumando (integrando) la irradiancia dada por la ec. (1.22) a lo largo del día. El resultado es la irradiancia extraterrestre diaria sobre plano horizontal,

$$H_{0h} = H_{cs} F_n (\cos \delta \cos \phi \sin \omega_s + \omega_s \sin \delta \sin \phi) \quad (1.24)$$

donde $H_{cs} = \frac{24}{\pi} I_{cs} \simeq 37.6 \text{ MJ/m}^2 = 10.4 \text{ kWh/m}^2$ es una constante, F_n está dado por la Ec. (1.1) y el ángulo horario a la puesta de Sol en radianes, ω_s , por la Ec. (1.14). Esta expresión depende únicamente del día del año n y de la latitud del observador y se tabula en el Cuadro A.2 para cada día del año.

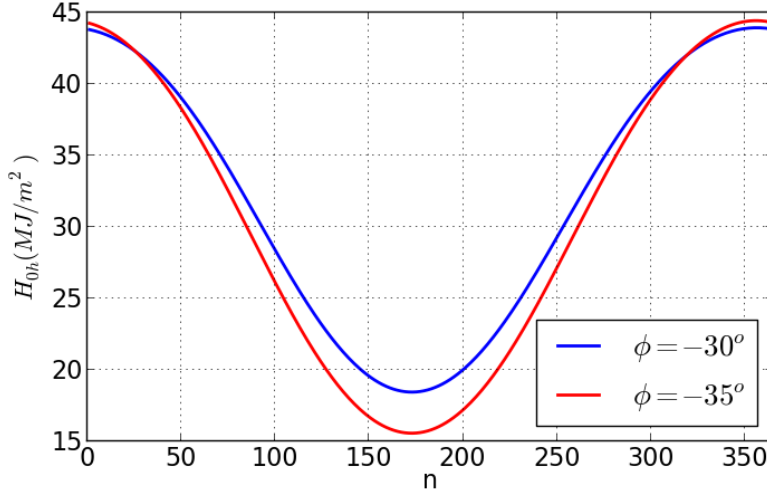


Figura 1.9: Variación estacional de la irradiación diaria extraterrestre sobre plano horizontal, H_{0h} dada por la Ec. (1.24). Se representan las latitudes $\phi = -30^\circ$ y $\phi = -35^\circ$. La diferencia en latitud afecta principalmente la irradiación extraterrestre durante el invierno, cuando es aproximadamente un 15% menor en el Sur que en el Norte del país. Observe que la irradiación diaria máxima en verano es algo mayor para la latitud $\phi = -35^\circ$, debido a que en verano el día es más largo a latitudes más altas.

Para una ubicación (latitud) dada, es de interés conocer la irradiación diaria extraterrestre *promedio* incidente en cada mes del año, \bar{H}_{0h} . Esta cantidad es el promedio simple de H_{0h} para los días de un mes dado ($m = 1, 2, \dots, 12$),

$$\bar{H}_{0h} = \frac{1}{N_m} \sum_{n \in \text{mes } m} H_{0h}(n) \quad (1.25)$$

donde N_m es el número de días (28,30,31) en el mes m . Para un mes y ubicación dadas, se puede estimar \bar{H}_{0h} directamente a partir de la Ec. (1.25), pero es un procedimiento algo tedioso. [Klein, 1977] propone elegir el día del mes, n^* , para el cual la irradiación extraterrestre $H_{0h}(n = n^*)$ es más próxima al valor medio del mes \bar{H}_{0h} . Para este día “típico”,

$$\bar{H}_{0h} \simeq H_{0h}(n = n^*) \quad (1.26)$$

se puede calcular la irradiación diaria promedio rápidamente utilizando la Ec. (1.24). Los días típicos de cada mes, n^* , son independientes de la latitud (para latitudes moderadas, $|\phi| < 65^\circ$) y se indican en el Cuadro 1.3. Para las latitudes de interés en Uruguay, la diferencia entre estos estimativos y el promedio verdadero calculado a partir de la Ec. (1.25) es inferior al 0.5%.

1. RADIACIÓN SOLAR

mes →	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
día típico	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10
n^*	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
δ (°)	-20,9	-12,6	-2,0	9,5	18,7	23,0	21,3	14,0	3,3	-8,2	-18,0	-22,8
H_{0h}	43,3	38,8	32,3	24,8	18,7	15,8	16,9	21,6	28,5	35,7	41,4	44,1

Cuadro 1.3: Día típico para cada mes del año [Klein, 1977]. Para estos días se indica el ordinal-día n , la declinación en grados y la irradiación extraterrestre diaria en MJ/m², Ec. (1.24) para latitud $\phi = -35^\circ$. Otras propiedades se indican en los Cuadros A.2 y A.3.

Los “días típicos” de cada mes son aquellos días cuya radiación extraterrestre sobre plano horizontal es la más próxima al promedio mensual de esta magnitud. Calculando la radiación incidente sobre una superficie en el día típico del mes podemos aproximarnos al comportamiento promedio para ese mes, con relativamente poco esfuerzo.

▷ Ejemplo 1.3.

- Calcular la irradiación extraterrestre sobre plano horizontal recibida entre las 13 y las 14 hs (tiempo estándar, UTC -3) del 1 de Setiembre en las cercanías de Montevideo, latitud ($\phi \simeq -34.9^\circ$, longitud $L = -56.2^\circ$).
- Calcular la irradiación extraterrestre diaria sobre plano horizontal para este mismo día y lugar.
- Estimar el promedio mensual de irradiación extraterrestre diaria sobre plano horizontal para Setiembre en este lugar.

Solución:

- Utilizaremos la Ec. (1.23). De la Tabla A.1, para el 1 de Setiembre $n = 244$. De la Tabla A.2 se extrae el factor orbital, la declinación y la ecuación del tiempo:

$$F_n = 0.9814, \quad \delta = 0.150 \text{ rad}, \quad E = -0.40 \text{ min.}$$

La Ec. (1.21) da el ángulo horario *en el punto medio de la hora* ($t_{UTC} = 13.5 \text{ h}$),

$$\omega = \frac{\pi}{12} \left[13.5 - 12 + \frac{-45 + 56}{15} - \frac{0.40}{60} \right] \approx 0.199 \text{ rad} \quad (11.4^\circ)$$

Con $\phi \simeq -0.611 \text{ rad}$, la Ec. (1.23) da la irradiación horaria sobre un plano horizontal extraterrestre,

$$I_{0h} = 4.92 \text{ MJ/m}^2 \times F_n (\cos \delta \cos \phi \cos \omega + \sin \delta \sin \phi) \approx 3.4 \text{ MJ/m}^2.$$

- b) Para la irradiación diaria, Ec. (1.24), se requiere el ángulo horario de puesta de sol que figura en la Tabla A.2 (para $\phi = -35^\circ$) como $\omega_s = 1.465$ rad. Por tanto,

$$H_{0h} = 37.6 \text{ MJ/m}^2 \times F_n (\cos \delta \cos \phi \sin \omega_s + \omega_s \sin \delta \sin \phi) \approx 25.1 \text{ MJ/m}^2.$$

lo que coincide con lo indicado en la Tabla A.2 para este día y latitud.

- c) Estimamos el valor medio mensual evaluando la irradiación diaria del día típico del mes que, de acuerdo al Cuadro 1.3, es el 15/Set. o $n^* = 258$. Para este día, de la Tabla A.2 obtenemos $\bar{H}_{0h} \simeq 28.5 \text{ MJ/m}^2$ a una latitud de -35° .

Alternativamente, se puede calcular el valor medio de H_{0h} para los 30 días de Setiembre, lo cual resulta en 28.6 MJ/m^2 .

□

1.1.4 Diagrama solar

El interés de conocer la variación en un día de los ángulos solares (α_s, γ_s) reside en que permite representar gráficamente la posición del Sol en un diagrama de α_s vs. γ_s , denominado Diagrama Solar (DS). Es posible generar un DS para cualquier día y ubicación usando las relaciones angulares discutidas en esta Sección.

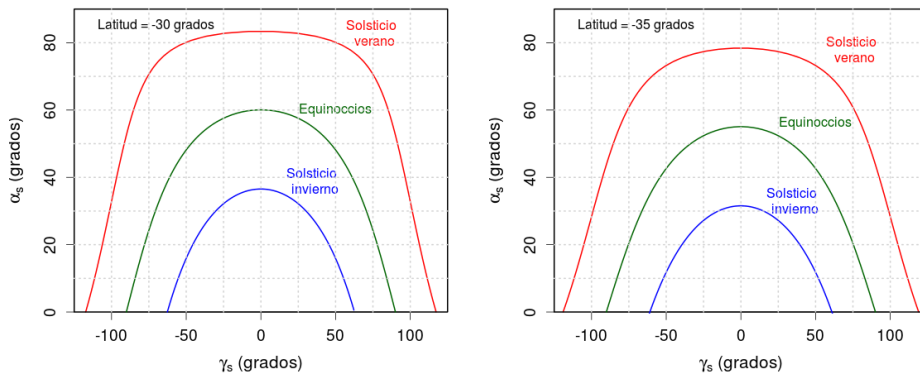


Figura 1.10: Diagramas solares para latitudes $\phi = -30^\circ$ (Izq.) y $\phi = -35^\circ$ (Der.) generados a partir de las Ecs. (1.12) y (1.13).

Los DS son de gran utilidad para evaluar las posibles sombras debidas a obstáculos cercanos (árboles, edificaciones) a una instalación de aprovechamiento solar. Deben identificarse las posiciones angulares extremas (azimut γ , altura α) de los obstáculos vistos desde el punto de observación. Al representarlos en el DS, se observan los intervalos de sombra en diferentes épocas del año. Si el diagrama incluye además, las líneas horarias, es posible saber *entre que horas* habrá sombra en el punto de interés para un día dado del año. La Figura 1.10 muestra dos DS generados a partir de las Ecs. (1.12) y (1.13), para latitudes $\phi = -30^\circ$ (Izq.) y $\phi = -35^\circ$. Los días mostrados son próximos a los solsticios (21/6, 21/12) y el equinoccio de otoño (21/3).

También es posible usar software gratuito para generar estos diagramas. Por ejemplo, la Universidad de Oregon (Solar Radiation Monitoring Laboratory) ofrece un servicio en línea¹⁴ que permite generar diagramas solares para ubicaciones arbitrarias. Este software fué usado para generar los diagramas mostrados en la Sección A.2 del Apéndice A, para cinco ubicaciones en el Uruguay y para siete días representativos del año, incluidos los días cercanos a los solsticios y equinoccios. En estos diagramas se incluyen además las isóneas horarias (líneas con igual hora estándar).

Los diagramas de este tipo (γ_s vs α_s) pueden graficarse en coordenadas polares, haciendo que el azimut varíe entre 0 y 2π (o entre 0 y 360 grados) con la transformación $\gamma_s \rightarrow \gamma_s + \pi$ (o $\gamma_s \rightarrow \gamma_s + 180$). Este tipo de diagramas son bastante usados en diseño solar pasivo en Arquitectura. La herramienta en línea de la universidad de Oregon, puede utilizarse para generar este tipo de diagramas para latitud y longitud dadas, vea la Figura 1.11.

▷ Ejemplo 1.4.

- a) Realizar un DS para Montevideo ($\phi \simeq -35^\circ$ S) para días cercanos a los solsticios de verano (21 Diciembre) e invierno (21 Junio) y para uno de los equinoccios (21 de Marzo o Setiembre).
- b) Existe un conjunto de Eucaliptus de 20 m de altura bordeando un camino de acceso recto de 60 m de largo que corre en dirección N-S. El punto medio del camino está ubicado 100 m al Este del observador. Ubique este obstáculo en el diagrama solar y determine entre que fechas y horas habrá sombra en la mañana sobre el punto de interés.

Nota: Para reproducir este ejemplo, es conveniente utilizar una planilla electrónica o alguna aplicación que permita calcular las expresiones asociadas en forma iterativa.

Solución: Se procede como sigue:

¹⁴<http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

1.1. Movimiento aparente del Sol

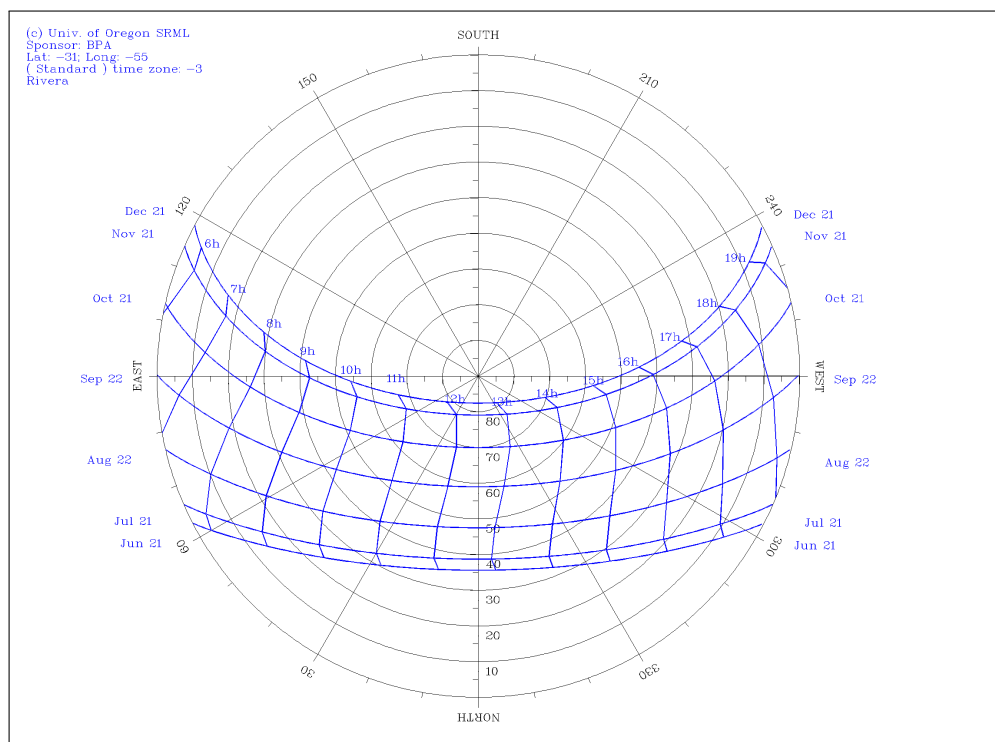


Figura 1.11: Diagrama solar polar para las proximidades de la ciudad de Rivera. La distancia radial es θ_z , en los rayos está indicado el valor de la altura solar, $\alpha_s = 90 - \theta_z$. Las líneas de tiempo están en tiempo estándar UTC -3. Generado a partir del software SunChart de la Universidad de Oregon <http://solardat.uoregon.edu/PolarSunChartProgram.php>.

- De la Tabla A.1 obtenemos los valores del día juliano n indicados en la tabla siguiente:

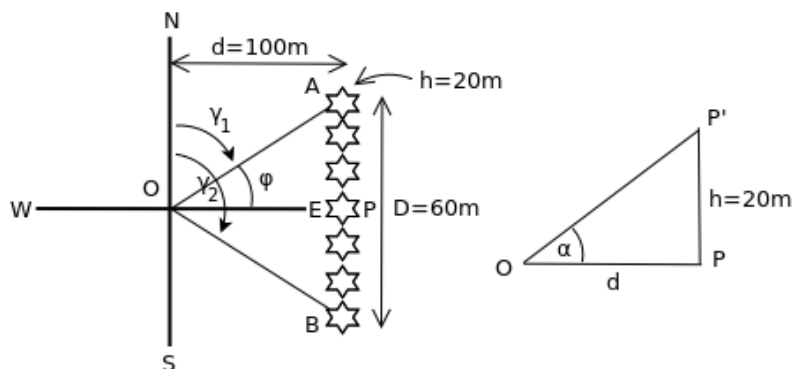
n	fecha	
355	21 diciembre	solsticio de verano
80	21 marzo	equinoccio de otoño
172	21 de junio	solsticio de invierno

- Con estos valores calculamos la declinación solar δ usando la Ec. (1.4).
- El ángulo horario extremo, ω_s , está dado por la Ec. (1.14) y tomamos 100 valores (por ejemplo) uniformemente espaciados de $\omega \in [-\omega_s, \omega_s]$.
- La altura solar se obtiene de las Ecs. (1.7) y (1.12).
- El azimuth solar γ_s se obtiene a partir de la Ec. (1.13).

La Figura 1.10 muestra el resultado (para dos latitudes).

1. RADIACIÓN SOLAR

b) La figura muestra esquemáticamente la disposición de los árboles respecto al observador O. Los puntos A, P, B se deben representar en el DS, para lo cual se requieren sus coordenadas (γ, α) .



Los azimut γ_1 y γ_2 de A y B se hallan a partir de

$$\varphi = \arctan(D/2d) = \arctan(0.3) \simeq 17^\circ.$$

Por lo que $\gamma_1 = -(90 - \varphi) \simeq -73^\circ$ y $\gamma_2 = -(90 + \varphi) \simeq -107^\circ$.

Resta hallar las alturas angulares.

La distancia $OA = OB = d_A = \sqrt{d^2 + (D/2)^2} \simeq 104$ m, por lo que

$$\alpha_A = \alpha_B = \arctan(h/d_A) = \arctan(0.192) \simeq 10.8^\circ$$

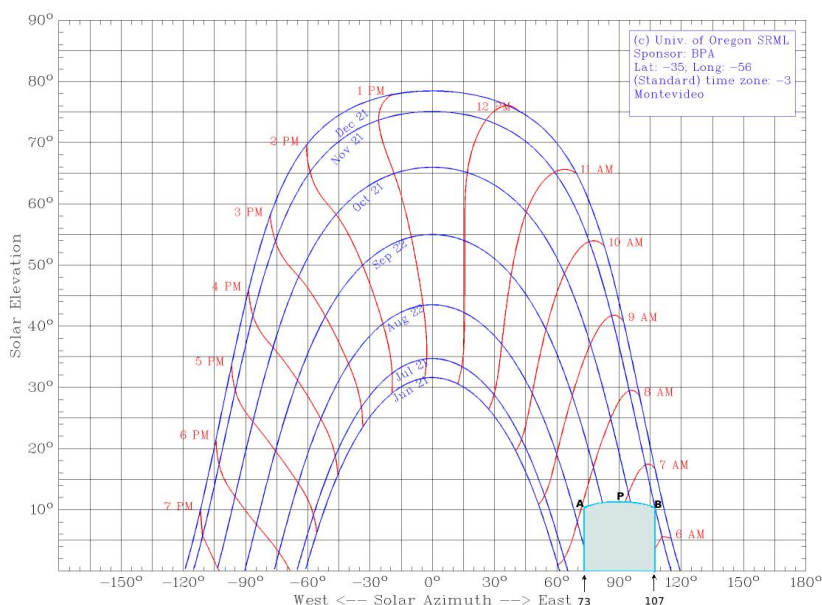
$$\alpha_P = \arctan(h/d) = \arctan(0.2) \simeq 11.3^\circ$$

Hay una pequeña diferencia de alturas angulares debido a las diferentes distancias al observador. Resumiendo, las coordenadas obtenidas

Punto	γ ($^\circ$)	α ($^\circ$)
A	-73.3	10.8
P	-90.0	11.3
B	-106.7	10.8

Estos puntos se representan en el DS. Usamos un diagrama generado por el software de la Univ. de Oregon, ya que contiene las isolíneas horarias. Debemos cambiar el signo de γ para adaptarnos a la convención usada por el software. El resultado se muestra en la figura siguiente como un bloque gris que representa la zona de sombra en el punto O.

1.1. Movimiento aparente del Sol



La línea de árboles proyecta sombra sobre O en la mañana, entre Agosto y Noviembre. Para un día dado, se puede estimar la hora en que deja de haber sombra. Por ejemplo, para el 22 de setiembre, deja de haber sombra a partir de las 7:30 am aproximadamente. A partir de las 8 am, no habrá sombra debido a estos árboles en ningún momento del año, por lo que no tendrían impacto sobre una instalación solar en O. Todas las horas se indican en tiempo estándar UTC -3 (no en hora legal). \square

Norte magnético y Norte geográfico

Para ubicar obstáculos en un diagrama solar, así como para orientar los equipos de captación, es necesario determinar con precisión el Norte geográfico (o verdadero). Cuando se utiliza una brújula basada en una aguja imantada para determinar el Norte, el resultado es el Norte magnético, que no coincide con el Norte geográfico.

La diferencia entre Norte magnético, N_m , y el Norte geográfico, N_g , se conoce como la Declinación Magnética, $\delta_m = N_m - N_g$. La misma depende de la ubicación y de la fecha¹⁵. Por convención, se toma $\delta_m > 0$ cuando el Norte magnético esta al Este del geográfico y $\delta_m < 0$ en caso contrario. Para calcular el Norte geográfico conociendo la dirección del Norte magnético, N_m , y la declinación magnética, usamos

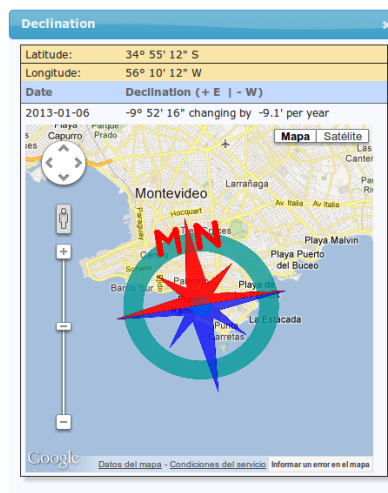
$$N_g = N_m - \delta_m.$$

¹⁵El campo magnético terrestre varía año a año. Por ejemplo, actualmente la tasa de variación anual de δ_m en Montevideo es de aproximadamente -9 min de grado.

1. RADIACIÓN SOLAR

Es decir, si $\delta_m < 0$, se desplaza el Norte magnético δ_m grados en sentido horario para tener el Norte geográfico (vea el ejemplo a continuación).

Existen mapas de declinación magnética, pero dada la variación anual del campo magnético terrestre, no es recomendable su uso a menos que sean recientes. En cambio, existen servicios de cálculo de declinación magnética para un lugar y fecha dados, basados en modelos de campo magnético. Uno recomendable es el mantenido por la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration de EEUU) en <http://www.ngdc.noaa.gov/geomag-web/#declination> donde se calcula δ_m con precisión de 0.5° , usando una versión actualizada del modelo IGRF (International Geomagnetic Reference Field). La figura muestra el resultado de una consulta para la ubicación de Montevideo, realizada el 6/01/2013, donde se ve que el Norte magnético (MN) apunta unos 9° al Oeste $\delta_m < 0$ del Norte geográfico (aproximadamente en la vertical de la figura).



Es importante destacar que la determinación del Norte magnético puede verse afectada además por efectos magnéticos locales (por ejemplo, anomalías magnéticas por minerales de hierro en el subsuelo). Finalmente, mencionamos que existen algunos modelos de GPS con brújula electrónica, capaces de indicar el Norte geográfico en forma confiable.

1.2 Efecto de la atmósfera

Hasta el momento, hemos considerado la irradiancia sobre un plano horizontal en el exterior de la atmósfera, y sus cantidades derivadas la irradiación horaria y diaria, sin discriminar en longitud de onda o frecuencia. Sin embargo, la energía del Sol llega a nosotros distribuida en un amplio rango de longitudes de onda¹⁶ y los efectos de la atmósfera son espectralmente selectivos, por lo que es necesario considerar el problema de la interacción de la radiación con la atmósfera en términos de regiones o bandas espectrales.

1.2.1 Distribución espectral de la radiación solar

La distribución espectral de la radiación solar incidente fuera de la atmósfera determina como es la interacción radiación-atmósfera y cuanta radiación llega a la superficie, según el estado de la atmósfera. El Cuadro 1.4 muestra las bandas espectrales relevantes para la radiación solar y sus denominaciones usuales. En este Manual usaremos micras ($1 \mu\text{m}=10^{-6}\text{m}$) o nanómetros ($1 \text{nm}=10^{-9}\text{m}$) como unidad conveniente para la longitud de onda. Información similar se presenta gráficamente en la Figura 1.12. Una comparación detallada con el Cuadro 1.4 muestra algunas diferencias. Por ejemplo, la separación NIR-FIR ocurre en $5 \mu\text{m}$ en la Figura 1.12 y en $25 \mu\text{m}$ en el Cuadro 1.4. Es normal que diferentes fuentes tomen diferentes límites para regiones espectrales, dependiendo del contexto.

Como se ve en la Figura 1.13, la mayor parte de la radiación solar tiene longitudes de onda entre $0.3 \mu\text{m}$ y $3 \mu\text{m}$. Siguiendo la práctica usual, en este Manual se denomina *radiación de onda corta* a aquella entre $0.280 \mu\text{m}$ y $3 \mu\text{m}$, que incluye al visible y la mayor parte del UV y *radiación de onda larga* o *radiación térmica* a aquella con longitud de onda mayor a $3 \mu\text{m}$. En cierto sentido, es una nomenclatura poco adecuada, ya que la radiación del Sol también es radiación térmica, pero emitida por la superficie de un cuerpo muy lejano a aproximadamente 5500 K.

Espectros de Referencia

La *irradiancia espectral*, G^λ , es la irradiancia incidente sobre una superficie (desde cualquier dirección hemisférica) con longitud de onda λ y tiene unidades de irradiancia/longitud de onda ($\text{W}/\text{m}^2\mu\text{m}$ o $\text{W}/\text{m}^2\text{nm}$). El área bajo la curva de irradiancia espectral es una medida de la irradiancia total, vea la Figura 1.13.

La caracterización espectral (es decir, especificar E_λ para las longitudes de onda relevantes) de la radiación solar incidente fuera de la atmósfera se

¹⁶Es usual referirse a las regiones del espectro electromagnético en términos de longitud de onda, pese a que sería más adecuado usar frecuencia. La longitud de onda y la velocidad de propagación cambian al pasar la radiación de un medio a otro con diferentes propiedades ópticas, en cambio la frecuencia permanece incambiada.

1. RADIACIÓN SOLAR

banda	sigla	longitud de onda (μm)	% G_{cs}
ultravioleta C	UVC	0,100 - 0,280	0
ultravioleta B	UVB	0,280 - 0,315	8
ultravioleta A	UVA	0,315 - 0,400	
visible	VIS	0,390 - 0,770	46
infrarrojo cercano	NIR	0,770 - 25	46
infrarrojo lejano	FIR	25 - 100	0

Cuadro 1.4: Distribución espectral de la radiación solar. La última columna indica el porcentaje aproximado de la Constante Solar en el UV, Visible e IR respectivamente. Basado en la Ref. [Iqbal, 1983].

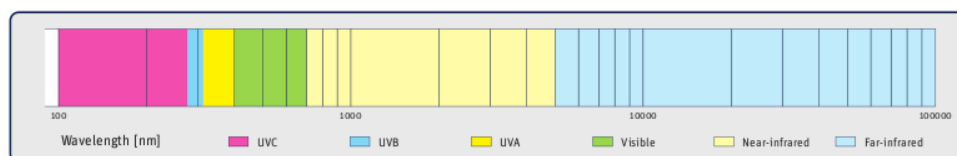


Figura 1.12: Regiones espectrales relevantes para la radiación solar. Fuente: “Broadband UV Radiometers”, Manual de Radiación de Kipp & Zonen.

realiza definiendo un Espectro de Referencia, bajo condiciones estándar. Existen al menos dos Espectros de Referencia para irradiancia solar extraterrestre (AM0) en uso corriente y ambos se corrigen a medida que mejora la calidad de los datos disponibles. Uno de ellos es generado por el World Radiation Center (WRC) y el otro por la American Society for Testing and Materials (ASTM). Ambos estándares son muy similares pero llevan a valores ligeramente diferentes de la constante solar. Si se corrige este aspecto, las diferencias son irrelevantes para diseño solar. En la Figura 1.13 (panel superior) se muestra el espectro de referencia E-490 de la ASTM¹⁷. El área bajo esta curva es consistente con el valor $G_{cs} = 1367 \text{ W/m}^2$ adoptado en este Manual para la Constante Solar.

Como se aprecia en el panel inferior de la Figura 1.13, algo más de la mitad de la potencia incidente esta en el UV y el visible, con $\lambda < 0.77 \mu\text{m}$ y el resto en el infrarrojo cercano (NIR) con $\lambda < 3 \mu\text{m}$. No hay radiación solar incidente en el infrarrojo lejano, FIR.

El Sol es prácticamente un radiador ideal, de modo que su espectro de radiación es muy cercano al de un cuerpo Negro para una temperatura efectiva del orden de 5500 K. Esta temperatura se considera una estimación razonable de la temperatura de la superficie solar, que es desde donde se irradia¹⁸ la

¹⁷Una planilla electrónica con los valores de irradiancia espectral para ambos estándares esta disponible en <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am0>

¹⁸Pero no donde se produce, ya que la mayor parte de la energía solar es producida por

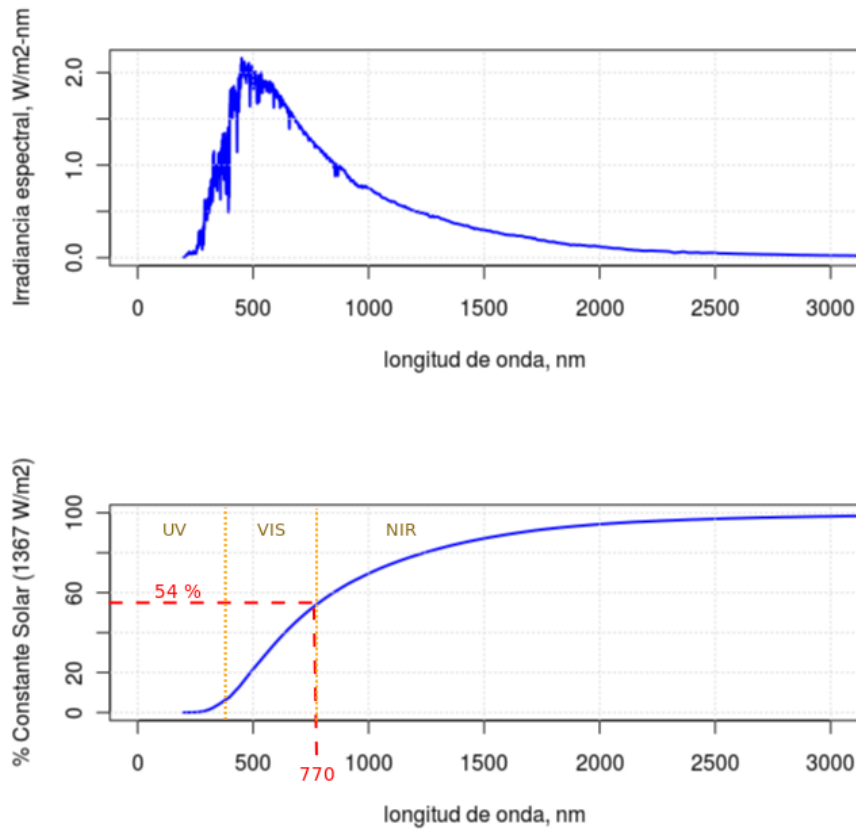


Figura 1.13: Espectro solar extraterrestre de Referencia para incidencia normal ASTM E-490. Se muestran longitudes de onda hasta 3000 nm. Panel superior: irradiancia espectral, E_λ . Panel inferior: Irradiancia acumulada (área bajo el espectro hasta longitud de onda λ) expresada como % de la constante solar.

mayor parte de la energía que nos llega del Sol. La Figura 1.14 muestra esquemáticamente (en amarillo) la irradiancia incidente fuera de la atmósfera y la compara con el espectro de un Cuerpo Negro (ley de Planck) a 5523 K. Ya se ha mencionado que, debido a los procesos de absorción y dispersión que tienen lugar en la atmósfera, solo una fracción (aún en ausencia de nubes, menor al 85 %) de la radiación total incidente llega a la superficie (la composición espectral de esta fracción se indica en rojo en la figura). La atmósfera actúa selectivamente en longitud de onda y se aprecian las bandas de absorción de vapor de agua, CO_2 en el infrarrojo y de Ozono, O_3 , en el UV.

fusión nuclear en el interior del Sol, a temperaturas de millones de Kelvin.

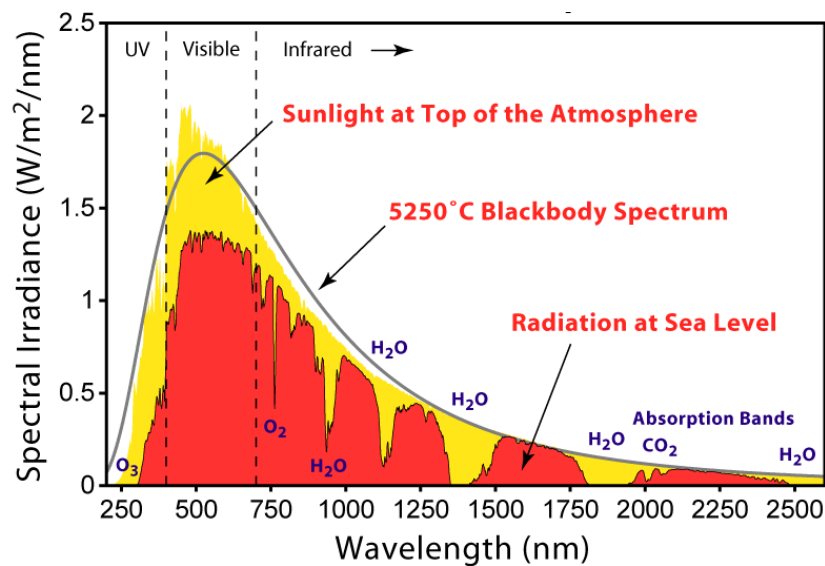


Figura 1.14: En amarillo, la irradiancia en el exterior de la atmósfera. En gris, el espectro de un cuerpo negro (radiador ideal) con una temperatura de 5523 K. En rojo, la irradiancia que llega al suelo a mediodía solar en un día claro luego de la acción de la atmósfera. En azul, se indican las bandas de absorción más relevantes. Figura de <http://en.wikipedia.org/wiki/Sunlight>

Absorción y Dispersión

La atmósfera terrestre es una mezcla no homogénea de varios gases, vapor de agua y aerosoles (partículas sólidas o líquidas en suspensión). Simplificando mucho un problema complejo, podemos suponer que la irradiancia solar sufre dos tipos de procesos al atravesar la atmósfera:

- **absorción**, principalmente por moléculas de Ozono (O_3), Dióxido de Carbono, CO_2 y agua. La absorción por O_3 tiene lugar en la alta atmósfera en las longitudes de onda más cortas, especialmente en el UVB y UVC, de modo que prácticamente no hay radiación solar incidente por debajo de 300 nm. El vapor de agua, el O_2 y el CO_2 absorben en varias regiones del infrarrojo, como se muestra esquemáticamente en la Figura 1.14.
- **dispersión**, por moléculas del aire, por agua (vapor y gotas líquidas) y por aerosoles. La dispersión depende del camino recorrido en la atmósfera, de la densidad atmosférica y de la relación entre el tamaño de los centros dispersores y la longitud de onda λ de la radiación. Las moléculas individuales son pequeñas y solo dispersan radiación de longitudes de onda corta en un proceso conocido como dispersión de Rayleigh¹⁹, que

¹⁹El proceso responsable del color azul del cielo claro, ya que favorece la dispersión de las longitudes de onda más cortas (azules).

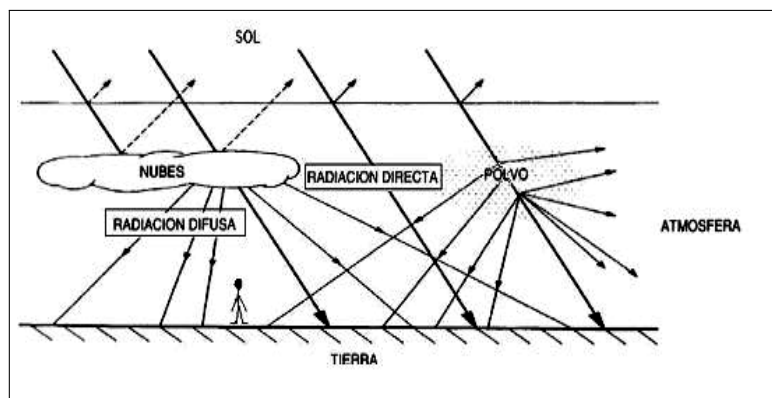


Figura 1.15: Representación esquemática de los procesos de reflexión y dispersión de la radiación incidente en la atmósfera. La componente difusa llega al suelo de todas las direcciones de la bóveda celeste (es, en su mayor parte, no direccional), en tanto que la radiación directa mantiene su carácter direccional.

actúa preferentemente en longitudes de onda cortas y es poco importante por encima de $0.6 \mu\text{m}$. El polvo y agregados de otras partículas, son centros dispersores de mayor tamaño y dispersan la radiación de forma más compleja.

Debido a estos procesos, parte de la radiación incidente es absorbida, parte reflejada al espacio y otra parte dispersada y re-emitida hacia la superficie por la atmósfera. La Figura 1.15 esquematiza los procesos que sufre la radiación solar al atravesar la atmósfera. Una parte de la radiación solar llega al suelo es la *radiación difusa*, proveniente de todas las direcciones de la bóveda celeste. La otra parte, la *radiación directa*, llega al observador en línea recta desde el Sol y es la componente de interés en aplicaciones con concentración de la energía solar. Nos referiremos a radiación solar global, difusa o directa, según hablemos de ambas o una de estas componentes. En este Manual, de acuerdo a [UNIT, 2009], usaremos el subíndice b para radiación directa (beam radiation), para distinguirla de la radiación difusa, que lleva subíndice d. Las medidas usualmente se realizan para irradiación global sobre un plano horizontal. Para calcular la irradiación global sobre un plano inclinado, es necesario tratar separadamente ambas componentes de la radiación global, como se discute en la Sección 1.2.3.

Radiación UV

Del Cuadro 1.4 se desprende que la radiación UV representa solo el 8% de la energía solar incidente fuera de la atmósfera y, en condiciones normales, la mayor parte es absorbida por la capa de Ozono (vea la Figura 1.16). Pese a ello, debido a sus impactos sobre humanos, animales, vegetación y sobre la

1. RADIACIÓN SOLAR

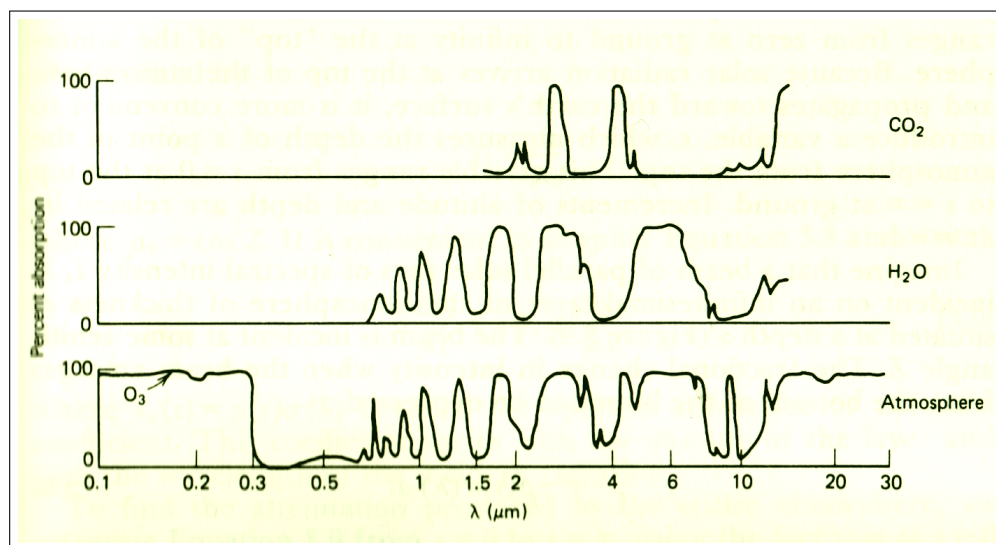


Figura 1.16: Bandas de absorción del agua y del Dióxido de Carbono, en % . La curva inferior muestra las bandas de absorción de la atmósfera clara en su conjunto. De [Weider, 1992]

degradación de materiales (en especial, plásticos) se presta especial atención a esta componente de la radiación. Cuando la luz solar atraviesa la atmósfera, el Ozono absorbe prácticamente toda la radiación UVC y aproximadamente el 90 % de la radiación UVB, pero la atmósfera afecta menos a la radiación UVA. En consecuencia, la radiación UV que alcanza la superficie terrestre se compone en su mayor parte de UVA, con una pequeña parte de UVB. Para el ser humano, una exposición prolongada a la radiación UV solar, en especial la componente UVB, puede producir efectos negativos en la salud de la piel, los ojos y el sistema inmunitario. Un pequeño déficit de Ozono en la estratosfera puede aumentar mucho la componente UVB de la radiación solar que llega al suelo, por lo que es importante un monitoreo continuo²⁰ de la composición espectral, y no solo la cantidad, de radiación solar que llega a la superficie.

En la Sección siguiente, Ec. (1.29), se indica un método sencillo para estimar la componente UV a partir de una medida de la irradiación global horaria en plano horizontal.

1.2.2 Índice de claridad

El índice de claridad es una forma adimensionada de expresar la radiación solar incidente en superficie. En el caso de la irradiancia (valor instantáneo)

²⁰En la estación de monitoreo del GMARS ubicada en la Facultad de Ingeniería en Montevideo, se mide en forma continua la radiación UV incidente en las bandas A y B desde inicios de 2012. También se realizan medidas continuas de radiación UV en la estación de Salto de la Dirección Nacional de Meteorología del Uruguay.

se define el *índice de claridad instantáneo* como

$$k'_t = \frac{G_h}{G_{0h}} \quad (1.27)$$

donde

- G_h es la irradiancia global sobre plano horizontal (medida).
- G_{0h} es la irradiancia extraterrestre sobre plano horizontal, Ec. (1.22)

Al dividir entre la irradiancia extraterrestre se extrae en parte la información determinista asociada a la hora del día (ángulo horario), la ubicación (latitud) y el día del año (declinación solar). El resultado es un indicador adimensionado con información sobre el estado de la atmósfera y que permite comparar entre sí (hasta cierto punto) diferentes ubicaciones, horas del día o momentos del año. El índice de claridad varía entre cero para condiciones muy nubladas y aproximadamente 0.85 para condiciones muy claras.

Análogamente se define el *índice de claridad horario*,

$$k_t = \frac{I_h}{I_{0h}} \quad (1.28)$$

donde I_h es la irradiación horaria sobre plano horizontal y I_{0h} la cantidad extraterrestre correspondiente dada por la Ec. (1.23). Es posible estimar la componente UV de la irradiación global horaria sobre plano horizontal a partir de k_t usando la relación fenomenológica [Martin y Goswami, 2005],

$$I_{UV,h} = I_h (0.14315 k_t^2 - 0.20445 k_t + 0.135544) . \quad (1.29)$$

A escala diaria, definimos el *índice de claridad diario*,

$$K_t = \frac{H_h}{H_{0h}} \quad (1.30)$$

con H_h la irradiación diaria sobre plano horizontal y H_{0h} la correspondiente cantidad extraterrestre, dada por la Ec. (1.24). La Figura 1.17 muestra una serie de irradiación diaria²¹ y la correspondiente serie normalizada en términos de K_t . El efecto de la normalización con H_{0h} es reducir muy apreciablemente (pero no eliminar) la dependencia estacional y geográfica de la irradiación.

▷ Ejemplo 1.5.

En las condiciones indicadas en el Ejemplo 1.3, se mide la irradiación global sobre plano horizontal, horaria y diaria. Se obtiene $I_h = 1.1 \text{ MJ/m}^2$ y $H_h = 17.2 \text{ MJ/m}^2$, respectivamente.

²¹La serie LIVRA del INMET (Brasil), compuesta de 3164 observaciones válidas en la ciudad fronteriza de Livramento, entre el 2001 y el 2010.

1. RADIACIÓN SOLAR

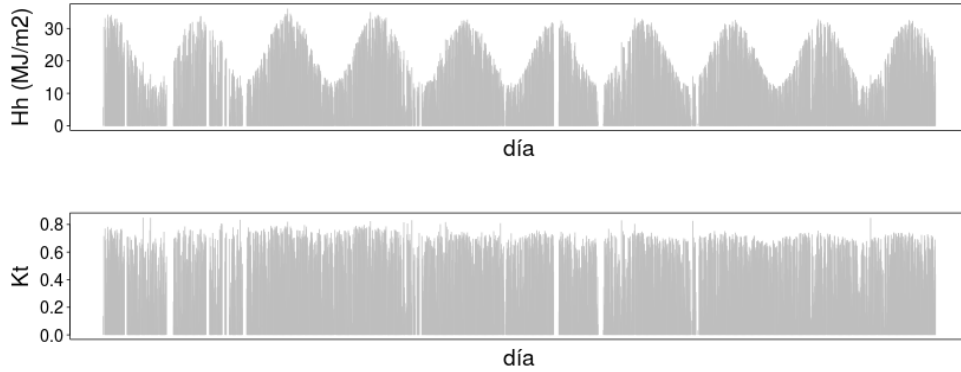


Figura 1.17: Serie LIVRA (10 años) de irradiación global diaria, H_h , sobre plano horizontal (panel superior). Serie derivada de índice de claridad diario, K_t , calculado a partir de la Ec. (1.30) (panel inferior). La serie LIVRA es propiedad del INMET (Instituto de Meteorología de Brasil) y se usó como una de las bases del Mapa Solar del Uruguay [Abal et al., 2009].

- Calcular el índice de claridad horario y diario.
- Estimar la porción la irradiación ultravioleta incidente en la hora.
- Calcular el índice de claridad diario promedio para el mes de Setiembre usando el valor medio de irradiación diaria sobre plano horizontal dado para Setiembre en el Mapa Solar del Uruguay [Abal et al., 2010], $\bar{H}_h = 13.3 \text{ MJ/m}^2$.

Solución: a) Usando la irradiación extraterrestre sobre plano horizontal calculada en el Ej. 1.3, se obtienen los índices de claridad horario y diario,

$$k_t = \frac{I_h}{I_{0h}} = \frac{1.1}{2.9} \approx 0.32, \quad K_t = \frac{\bar{H}_h}{\bar{H}_{0h}} = \frac{17.2}{25.7} \approx 0.69$$

b) Usando la Ec. (1.29) se obtiene

$$I_{UV,h} = I_h (0.14315 k_t^2 - 0.20445 k_t + 0.135544) \simeq 0.144 I_h \simeq 0.16 \text{ MJ/m}^2$$

c) El índice de claridad medio del mes de Setiembre para Montevideo es

$$\bar{K}_t = \frac{\bar{H}_h}{\bar{H}_{0h}} = \frac{13.3}{28.5} \approx 0.47$$

□

Finalmente, también es de utilidad el *índice de claridad diario promedio*, usualmente asociado a promedios mensuales de valores diarios²²

$$\bar{K}_t = \frac{\bar{H}_h}{\bar{H}_{0h}} \quad (1.31)$$

donde \bar{H}_h es el valor medio de irradiación diaria sobre plano horizontal en el mes y \bar{H}_{0h} el correspondiente valor medio extraterrestre dado por la ec. (1.25).

1.2.3 Estimación de las componentes directa y difusa de la radiación

La radiación difusa es la parte de la radiación solar incidente que sufre procesos de dispersión antes de llegar al observador. Seguir en detalle estos procesos, que dependen de la longitud de onda, de la nubosidad, del ángulo de incidencia, del contenido de aerosoles y agua precipitable en la atmósfera, es muy complejo. Por otra parte, las medidas de radiación difusa son trabajosas²³ y poco comunes. Las medidas de irradiación solar más frecuentes corresponden a irradiación global sobre plano horizontal.

Es necesario separar ambas componentes de la radiación global por dos razones principales:

- i) Los métodos usados para estimar la irradiación solar sobre un plano inclinado de orientación arbitraria tratan en forma diferente a las componentes directa y difusa de la radiación global sobre plano horizontal. Estos métodos se discuten en la Sección 1.3.
- ii) Los concentradores solares concentran la radiación directa que incide sobre el área de apertura sobre una pequeña área focal. Para estimar su desempeño, es necesario conocer la irradiación directa en incidencia normal.

La irradiancia global sobre plano horizontal es la suma de las componentes directa y difusa,

$$G_h = G_{bh} + G_{dh} = G_{bn} \cos \theta_z + G_{dh} \quad (1.32)$$

donde G_{bh} es la irradiancia directa sobre plano horizontal, G_{dh} la irradiancia difusa sobre plano horizontal y G_{bn} la irradiancia directa en incidencia normal (o sea, sobre una superficie plana normal a la dirección Tierra-Sol).

²²Observe que esta definición implica que \bar{K}_t no es igual al promedio de los índices de claridad diarios del mes, aunque en la práctica la diferencia es pequeña.

²³Se realizan usualmente bloqueando la componente directa con una esfera, lo cual requiere un costoso mecanismo de seguimiento solar o bien con una banda de sombra que se ajusta periódicamente pero requiere correcciones posteriores por la fracción de cielo bloqueada. El GMARS mide radiación difusa en forma continua usando equipos sin partes móviles en su estación de la Facultad de Ingeniería en Montevideo.

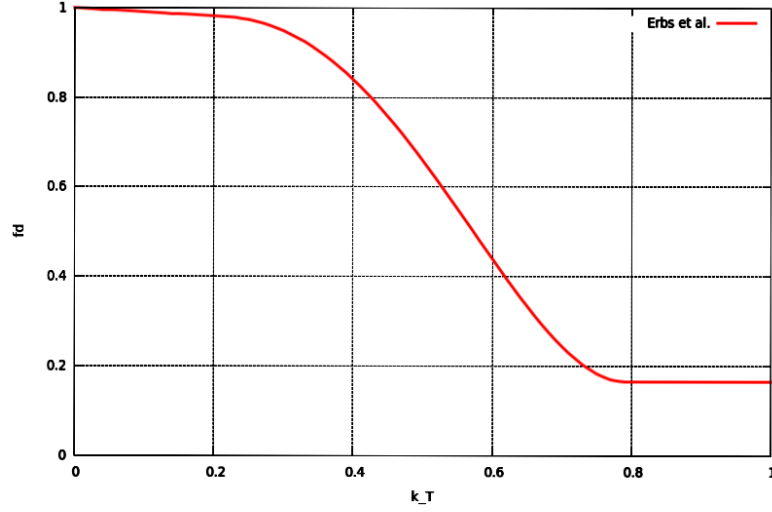


Figura 1.18: Correlación de [Erbs et al., 1982] para la fracción difusa horaria, Ec. (1.35).

Se define la fracción difusa instantánea como

$$f'_d = \frac{G_{dh}}{G_h}. \quad (1.33)$$

Esta fracción es siempre menor o igual a 1, con $f_d = 1$ para condiciones nubosas (cuando no llega radiación directa) y $f_d \gtrsim 0.15$ para una atmósfera clara.

Análogamente se define la fracción difusa a nivel horario, diario y de medias mensuales como

$$f_d = \frac{I_{dh}}{I_h}, \quad F_d = \frac{H_{dh}}{H_h}, \quad \bar{F}_d = \frac{\bar{H}_{dh}}{\bar{H}_h} \quad (1.34)$$

donde I_{dh} , H_{dh} y \bar{H}_{dh} representan la irradiación difusa (sobre plano horizontal) horaria, diaria y diaria en promedio mensual, respectivamente.

En esta Sección exponemos el método para separar las componentes directa y difusa de la irradiación solar horaria, diaria y mensual, cuando la irradiación global sobre plano horizontal es conocida. Usualmente se utilizan correlaciones empíricas, más o menos universales²⁴, que relacionan el índice de claridad, k_t , con la fracción difusa típica, f_d . La relación puede ser a escala horaria, diaria o medias mensuales de valores diarios. En este Manual, usaremos las correlaciones de [Erbs et al., 1982] ya que tienen un buen balance entre simplicidad y precisión. Además, al estar basadas en el mismo conjunto

²⁴Se intenta que las mismas tengan validez universal, pero la incerteza asociada a los estimativos baja considerablemente cuando se ajustan los coeficientes localmente. El GMARS realiza medidas continuas de radiación difusa que permitirán desarrollar correlaciones específicas para el Uruguay.

de medidas, son consistentes entre si. Otras correlaciones pueden encontrarse en [Duffie y Beckman, 2006].

Fracción difusa horaria

La correlación horaria de [Erbs et al., 1982] esta dada por la siguiente expresión

$$f_d = \begin{cases} 1.0 - 0.09 k_t & k_t \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.160 k_t + 4.388 k_t^2 - 16.638 k_t^3 + 12.336 k_t^4 & 0.22 < k_t < 0.80 \\ 0.165 & k_t > 0.80. \end{cases} \quad (1.35)$$

donde k_t es el índice de claridad horario definido en la Ec. (1.28). Esta relación se presenta en forma gráfica en la Figura 1.18. La misma esta basada en datos de irradiación difusa medidos con piranómetro y banda de sombra (con corrección posterior) para 5 estaciones en EEUU.

La relación entre k_t y f_d no es uno a uno, sinó que se determina un ‘‘valor típico’’ de f_d para cada k_t , con una incertidumbre asociada. Los autores estiman un desvío cuadrático medio entre los estimativos de f_d y las medidas que varía entre el 10% y el 17% de la media, dependiendo de la estación del año y la ubicación geográfica.

Fracción difusa diaria

La correlación diaria de [Erbs et al., 1982] utiliza el ángulo horario de puesta de Sol, ω_s , dado por la Ec. (1.14) para introducir una dependencia estacional. La correlación se basa en el mismo conjunto de datos que el usado a nivel horario.

Para $\omega_s \leq 81.4^\circ$ (1.4207 radianes), se tiene

$$F_d = \begin{cases} 1.0 - 0.2727 K_t + 2.4495 K_t^2 - 11.9514 K_t^3 + 9.3879 K_t^4 & (K_t < 0.715) \\ 0.143 & (K_t \geq 0.715) \end{cases} \quad (1.36)$$

En tanto que para $\omega_s > 81.4^\circ$,

$$F_d = \begin{cases} 1.0 + 0.2832 K_t - 2.5557 K_t^2 + 0.8448 K_t^3 & (K_t < 0.722) \\ 0.175 & (K_t \geq 0.722) \end{cases} \quad (1.37)$$

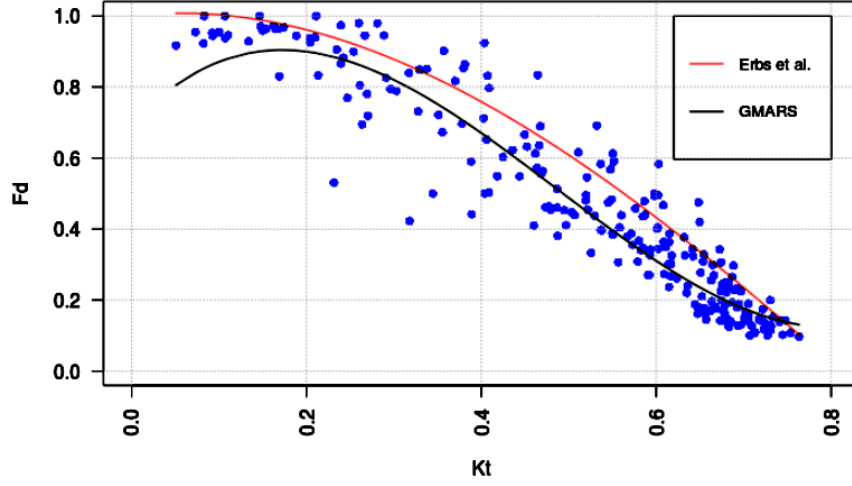


Figura 1.19: Fracción difusa diaria medida por el GMARS en la estación de la Facultad de Ingeniería en Montevideo entre 2011 y 2012. Se indica en rojo la correlación diaria de Erbs, Ecs. (1.36) y (1.37). La curva gris es un ajuste polinómico a los datos.

Esta correlación universal ha sido contrastada con datos propios para Montevideo por el GMARS (Figura 1.19) y se encuentra un desvío cuadrático medio entre el estimativo y la medida de 29% de la media de las medidas. Si bien estos desvíos relativos pueden parecer grandes, los mismos impactan poco en los estimativos de energía incidente sobre plano inclinado porque en días claros, cuando se da el mayor aporte de energía solar, la radiación difusa es una pequeña parte del total.

Fracción difusa diaria (promedio mensual)

En este caso se vincula la *fracción difusa diaria promedio* para un mes dado²⁵ con el correspondiente índice de claridad medio \bar{K}_t . La correlación de [Erbs et al., 1982], es

$$\bar{F}_d = \begin{cases} 1.391 - 3.560 \bar{K}_t + 4.189 \bar{K}_t^2 - 2.137 \bar{K}_t^3 & (\omega_s \leq 81.4^\circ) \\ 1.311 - 3.022 \bar{K}_t + 3.427 \bar{K}_t^2 - 1.821 \bar{K}_t^3 & (\omega_s > 81.4^\circ). \end{cases} \quad (1.38)$$

y también presenta una dependencia estacional expresada a través de ω_s , el ángulo horario de puesta de Sol, dado por la Ec. (1.14).

²⁵Observe que \bar{F}_d no coincide con el promedio de la fracción difusa diaria para el mes, aunque la diferencia es pequeña. Lo mismo puede decirse del índice de claridad medio, \bar{K}_t .

▷ Ejemplo 1.6.

Estimar la irradiación difusa sobre plano horizontal a escala horaria, diaria y diaria promedio (mensual) para las condiciones de los Ejemplos 1.3 y 1.5.

Solución: Distinguiamos tres casos,

- Irradiación difusa horaria: Usando la correlación de Erbs, Ec. (1.34), con $k_t = 0.32$ (Ej. 1.5) se obtiene $f_d \approx 0.93$, por lo tanto

$$I_{dh} = f_d I_h = 0.93 \times 1.1 \text{ MJ/m}^2 \approx 1.0 \text{ MJ/m}^2.$$

- Irradiación difusa diaria: el ángulo horario para el 1 de Setiembre se determinó en el Ej. 1.3 como $\omega_s = 1.465 \text{ rad} \approx 83.9^\circ < 81.4^\circ$. Se usa la Ec. (1.36) junto con $K_t = 0.69$ (Ej. 1.5) para estimar la fracción difusa diaria $F_d \approx 0.27$. Por lo tanto,

$$H_{dh} = F_d H_h = 0.27 \times 17.2 \text{ MJ/m}^2 \approx 4.6 \text{ MJ/m}^2.$$

- Irradiación difusa diaria promedio: Con $\bar{K}_t = 0.47$ para Setiembre (Ej. 1.5, de la Ec. (1.38) con $\omega_s = 1.530 \text{ rad} \simeq 87.7^\circ$ (para el día típico del mes) se obtiene $\bar{F}_d \approx 0.46$ y se estima la irradiación difusa diaria (promedio mensual) en

$$\bar{H}_{dh} = \bar{F}_d \bar{H}_h = 0.46 \times 13.3 \text{ MJ/m}^2 \approx 6.1 \text{ MJ/m}^2.$$

□

1.3 Radiación solar incidente sobre un plano inclinado

La medida de radiación solar más frecuente es la irradiación global en plano horizontal. En general, para los cálculos de diseño, se requiere la irradiación global sobre un plano inclinado. El problema de estimar la radiación incidente sobre un plano inclinado a partir de medidas sobre un plano horizontal es de gran interés práctico, tanto para estimar el aporte solar a un colector inclinado como para fines de diseño y Arquitectura. En esta Sección desarrollaremos los métodos usados para pasar de una a otra magnitud.

La radiación incidente sobre un plano tiene varias componentes²⁶ que se indican en el esquema de la Figura 1.20. Estas componentes se tratan en forma diferente en cuanto a su conversión de plano horizontal a plano inclinado:

- *Radiación directa*: incide sobre la superficie sin sufrir desvíos a lo largo de la línea Tierra-Sol.
- *Radiación difusa*: incide sobre la superficie desde todas las direcciones hemisféricas luego de ser dispersada o reflejada por el entorno. Se distinguen varios tipos :
 - *difusa de cielo* o proveniente de la bóveda celeste.
 - *difusa circumsolar*: proviene de la región del cielo adyacente al disco solar, algunos modelos la tratan como radiación directa.
 - *difusa de horizonte* (o brillo de horizonte): la zona del cielo cercana al horizonte puede aparecer más brillante debido a la reflexión del suelo. Especialmente importante en climas nevados.
 - *difusa reflejada* de superficies cercanas, incluido el suelo, supuestos reflectores difusos isotrópicos.

La estimación de la irradiación sobre plano inclinado²⁷ se basa en la separación ya discutida,

$$I_i = I_{bi} + I_{di} \quad (1.39)$$

donde I_{bi} es la irradiación directa e I_{di} la irradiación difusa sobre el plano inclinado a un ángulo β con el plano horizontal. La irradiación difusa es a su vez la suma de varias componentes,

$$I_{di} = I_{di,c} + I_{di,cs} + I_{di,r} \quad (1.40)$$

la radiación del cielo (c), la circumsolar (cs), y la reflejada (r) de superficies vecinas (incluyendo el suelo), respectivamente.

²⁶La lista no es exhaustiva, por ejemplo pueden haber reflectores especulares en las cercanías del colector, La radiación difusa de horizonte puede ser importante en climas nevados, pero en el Uruguay puede ser despreciada en un primer nivel de aproximación.

²⁷Se ejemplifica para el caso de irradiancia horaria, pero es similar para el caso diario y para las medias mensuales de irradiación diaria.

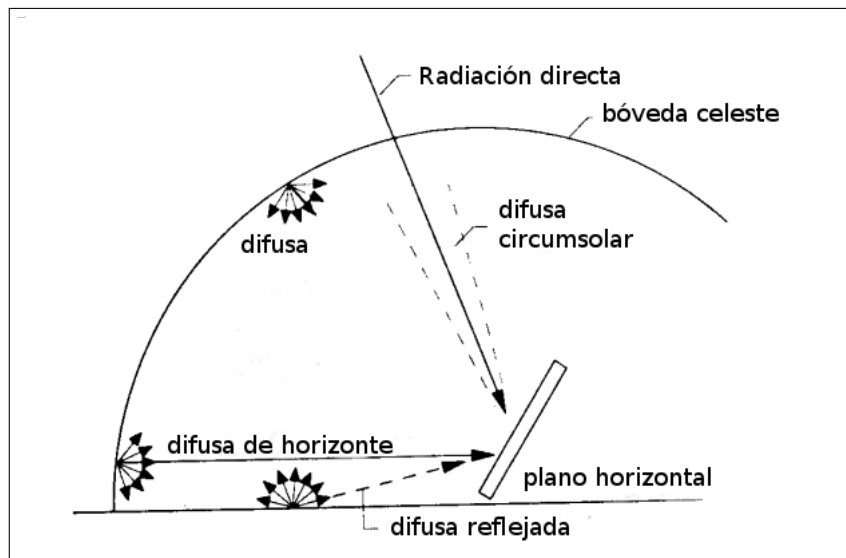


Figura 1.20: Esquema mostrando las componentes de la radiación solar incidente sobre una superficie colectora inclinada. Figura adaptada de la Ref. [Duffie y Beckman, 2006].

El proceso de estimación de I_i a partir de una medida de I_h involucra varios pasos:

- **Normalización:** Se deben preparar los datos de modo de contar con fecha, día y hora (tiempo estándar UTC) para cada valor de irradiación sobre plano horizontal. Calcular el ángulo horario asociado a cada medida. Calcular la irradiancia extraterrestre sobre plano horizontal y el correspondiente índice de claridad, k_t .
- **Separación difusa y directa:** utilizando una correlación adecuada (vea la Sección 1.2.3), se estima la fracción difusa típica a partir de k_t y se separa I_h en sus componentes difusa y directa, I_{dh} e I_{bh} .
- **Razón directa:** Se calcula el cociente $r_b = I_{bi}/I_{bh}$ (ver más adelante) y se estima la componente directa de irradiación sobre el plano inclinado, I_{bi} .
- **Componente difusa del cielo:** Se define el modelo a usar (ver más adelante) y se estima el aporte de radiación difusa del cielo sobre el plano inclinado.
- **Componente difusa reflejada:** Se estima el aporte de irradiación reflejada del suelo (y eventualmente, otras superficies cercanas) sobre el plano inclinado, $I_{di,r}$.

- **Totalizar:** La suma de las componentes, Ecs. (1.39) y (1.40), es un estimador para la irradiación solar sobre el plano inclinado en el período considerado.

Tratamos el problema en dos partes: (i) superficies orientadas al Ecuador, el caso de interés para paneles solares, para las cuales las expresiones son especialmente sencillas y (ii) el caso de una superficie inclinada con orientación genérica. Además de dar las expresiones matemáticas en cada caso se aportan gráficos o tablas que permiten estimar los parámetros necesarios en forma rápida.

1.3.1 Superficies orientadas al Norte

En primer lugar, analizamos el caso más sencillo de una superficie orientada al Norte²⁸, para la cual el ángulo azimutal es $\gamma = 0$. Supondremos que la superficie tiene una inclinación β ($0 \leq \beta \leq \pi/2$) con respecto al plano horizontal, como se indica en la Figura 1.6.

En este caso se puede establecer una correspondencia con un plano horizontal ubicado en una latitud equivalente, como se muestra en la Figura 1.21. El ángulo de incidencia θ de la radiación directa sobre una superficie inclinada un ángulo β en el Hemisferio Sur (H.S.)²⁹ con $\phi < 0$, es el mismo que el ángulo cenital θ_z sobre una superficie horizontal colocada a una latitud $\phi + \beta$. Se define la *latitud equivalente*

$$\tilde{\phi} = \beta - |\phi|. \quad (\text{H.S.}) \quad (1.41)$$

Usando las expresiones para un plano horizontal con la latitud equivalente se obtienen expresiones válidas para un plano inclinado en la latitud real.

La latitud equivalente $\tilde{\phi} = \beta - |\phi|$ nos permite aplicar las expresiones válidas para un plano horizontal a una superficie inclinada orientada al Ecuador.

Por ejemplo, usando la Ec. (1.7), se obtiene la expresión para el ángulo de incidencia de la irradiación directa sobre una superficie inclinada en latitud ϕ ,

$$\cos \theta = \cos(\beta - |\phi|) \cos \delta \cos \omega + \sin(\beta - |\phi|) \sin \delta. \quad (\gamma = 0) \quad (1.42)$$

²⁸Particularizando para el H.S.

²⁹Para el Hemisferio Norte $\phi > 0$ y la latitud equivalente es $\phi - \beta$.

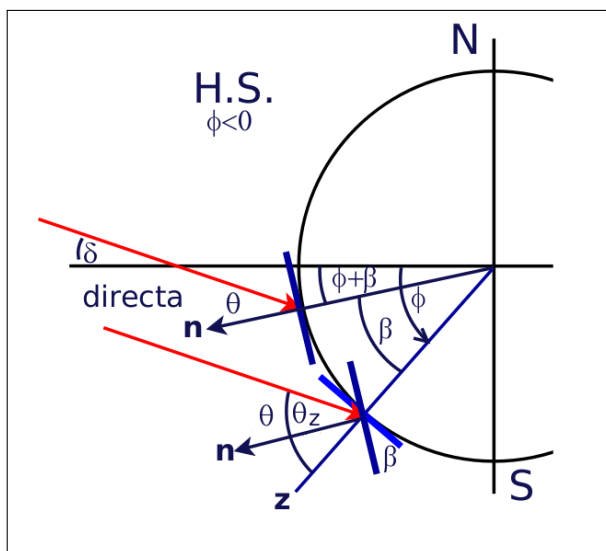


Figura 1.21: En términos de la dirección de radiación directa incidente, una superficie con inclinación β orientada al ecuador en latitud ϕ es equivalente a otra horizontal ubicada en una latitud $\beta - |\phi|$.

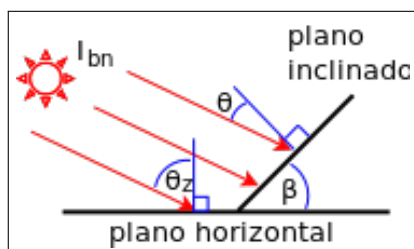


Figura 1.22: Ángulos de incidencia sobre plano horizontal (θ_z) y sobre plano inclinado (θ).

Componente directa, I_{bi}

La componente más simple de calcular es la irradiación directa I_{bi} , basada en un cálculo geométrico. Se define la **razón directa horaria**

$$r_b \equiv \frac{I_{bi}}{I_{bh}} = \frac{I_{bn} \cos \theta}{I_{bn} \cos \theta_z} \simeq \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (1.43)$$

como el cociente entre la irradiación directa sobre la superficie inclinada y la irradiación directa sobre plano horizontal. La segunda expresión, en términos de los ángulos de incidencia mostrados en la Figura 1.22 es exacta a nivel de irradiancia y es una muy buena aproximación³⁰ a nivel horario o diario.

³⁰Supone una transmitancia atmosférica constante durante el período (hora, día). Ver detalles en la Ref. [Iqbal, 1983].

1. RADIACIÓN SOLAR

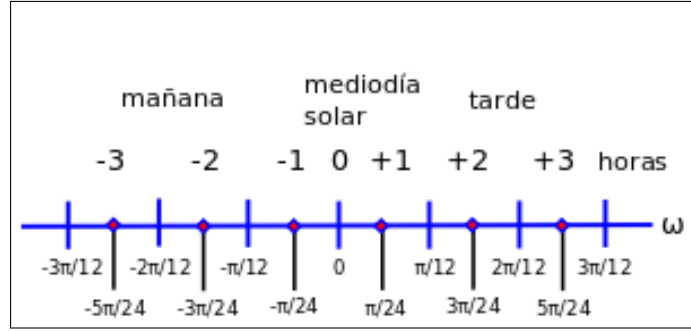


Figura 1.23: Esquema mostrando el ángulo horario durante un período de tres horas antes y después del mediodía solar. Para cálculos horarios, se utiliza el valor de ω en el punto medio de cada hora, indicado en la figura por los puntos rojos. Los valores, para la hora $j = 1, 2, 3, \dots$ son $\omega_j = \pm(2j - 1)\pi/24$ (negativo en la mañana).

Usando la Ec. (1.42), la expresión para la razón directa (instantánea u horaria) es

$$r_b \simeq \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = \frac{\cos(\beta - |\phi|) \cos \delta \cos \omega + \sin(\beta - |\phi|) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta}. \quad (\text{H.S.}) \quad (1.44)$$

Para usar esta expresión en el H.N. se debe reemplazar $\beta - |\phi|$ por $\phi - \beta$. Se puede usar para la razón directa a escala horaria, considerando que ω es el ángulo horario en el punto medio de la hora solar correspondiente³¹, como se indica en la Figura 1.23.

Una inclinación igual a la latitud absoluta es frecuentemente usada en el diseño de sistemas solares. Para el caso, $\beta = |\phi|$, la Ec. (1.44) se simplifica a

$$r_b \simeq \frac{\cos \delta \cos \omega}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \quad (\beta = |\phi|) \quad (1.45)$$

y la expresión es válida en ambos hemisferios, para superficies orientadas al Ecuador.

Análogamente, se define la **razón directa diaria**, R_b , como el cociente entre la irradiación directa diaria sobre plano inclinado y sobre plano horizontal [Iqbal, 1983],

$$R_b = \frac{H_{bi}}{H_{bh}} \simeq \frac{\omega'_s \sin \delta \sin(\beta - |\phi|) + \cos \delta \cos(\beta - |\phi|) \sin \omega'_s}{\omega'_s \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \sin \omega'_s}. \quad (\text{H.S.}) \quad (1.46)$$

donde se ha usado la Ec. (1.24) para irradiación diaria extraterrestre sobre plano horizontal y el concepto de latitud equivalente por lo que esta expresión

³¹Esto es posible porque $\cos \omega$ promediado en la hora es igual su valor en el punto medio de la hora. Este procedimiento es adecuado siempre que la hora no incluya la salida o puesta de Sol. En ese caso, $\cos \theta_z \approx 0$ y r_b diverge. En [Duffie y Beckman, 2006, Sec. 2.14] se indica una expresión para r_b que evita este problema. En general, dado que son horas de muy poco aporte de energía, pueden excluirse las horas extremas del cálculo.

es válida para superficies orientadas al Norte en el H.S. El ángulo ω'_s es el ángulo horario de puesta de Sol (en radianes) para una superficie inclinada orientada al ecuador. Este ángulo nunca puede ser mayor que su correspondiente para plano horizontal, ω_s , dado por la Ec. (1.14), por lo que la expresión para ω'_s es

$$\omega'_s = \min \left\{ \begin{array}{l} \text{arc cos} [-\tan \phi \tan \delta] \\ \text{arc cos} [-\tan(\beta - |\phi|) \tan \delta] \end{array} \right. \quad (\text{H.S.}) \quad (1.47)$$

y se puede usar en el H.N. con el reemplazo $\beta - |\phi| \rightarrow \phi - \beta$. Los valores de R_b para cada día del año, para latitudes $\phi = -30^\circ$ y $\phi = -35^\circ$ e inclinaciones $\beta = \phi$ y $\beta = \phi \pm 15^\circ$ se tabulan en el Cuadro A.3. Esta tabla es para superficies orientadas al Norte, pero puede usarse con poco error para $|\gamma| < 15^\circ$.

La Figura 1.24 muestra la variación de R_b con el día del año para varias inclinaciones y latitudes. Para el caso de latitud absoluta igual a la inclinación, la Ec. (1.46) se simplifica a

$$R_b \simeq \frac{\cos \delta \sin \omega'_s}{\omega'_s \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \sin \omega'_s}. \quad (\beta = |\phi|) \quad (1.48)$$

con $\omega'_s = \min(\omega_s, \pi/2)$.

La *razón directa diaria promedio* para cada mes se define por

$$\bar{R}_b = \frac{\bar{H}_{bi}}{\bar{H}_{bh}}. \quad (1.49)$$

La manera más simple de estimar esta razón directa es utilizar la Ec. (1.46) con la declinación δ^* del *día típico de cada mes*, indicada en la Tabla 1.3. También podría calcularse \bar{R}_b para cada día del mes (con un poco más de trabajo) y calcular los valores medios $\bar{H}_{b\beta}$ y \bar{H}_{bh} directamente a partir de las irradiaciones diarias correspondientes. El valor de \bar{R}_b adecuado para cada mes para las latitudes e inclinaciones típicas de Uruguay, puede leerse de la Tabla A.3 entrando por los días típicos de cada mes (Tabla 1.3) o leerse aproximadamente de las Figura 1.24 para varias inclinaciones.

En forma similar, es posible estimar la razón directa horaria promedio para cada hora de un mes dado, evaluando la Ec. (1.44) para los días típicos de cada mes (Tabla 1.3) y en ángulo horario en medio de cada hora.

La componente difusa, $I_{d\beta}$

Existen diversos modelos para el tratamiento de esta componente, de los cuales mencionaremos dos de los más sencillos: el modelo isotrópico y el modelo de Hay y Davies (HD). Por detalles de estos modelos y descripción de otros modelos más complejos, consultar las Refs. [Duffie y Beckman, 2006, Iqbal, 1983].

A. Modelo isotrópico

1. RADIACIÓN SOLAR

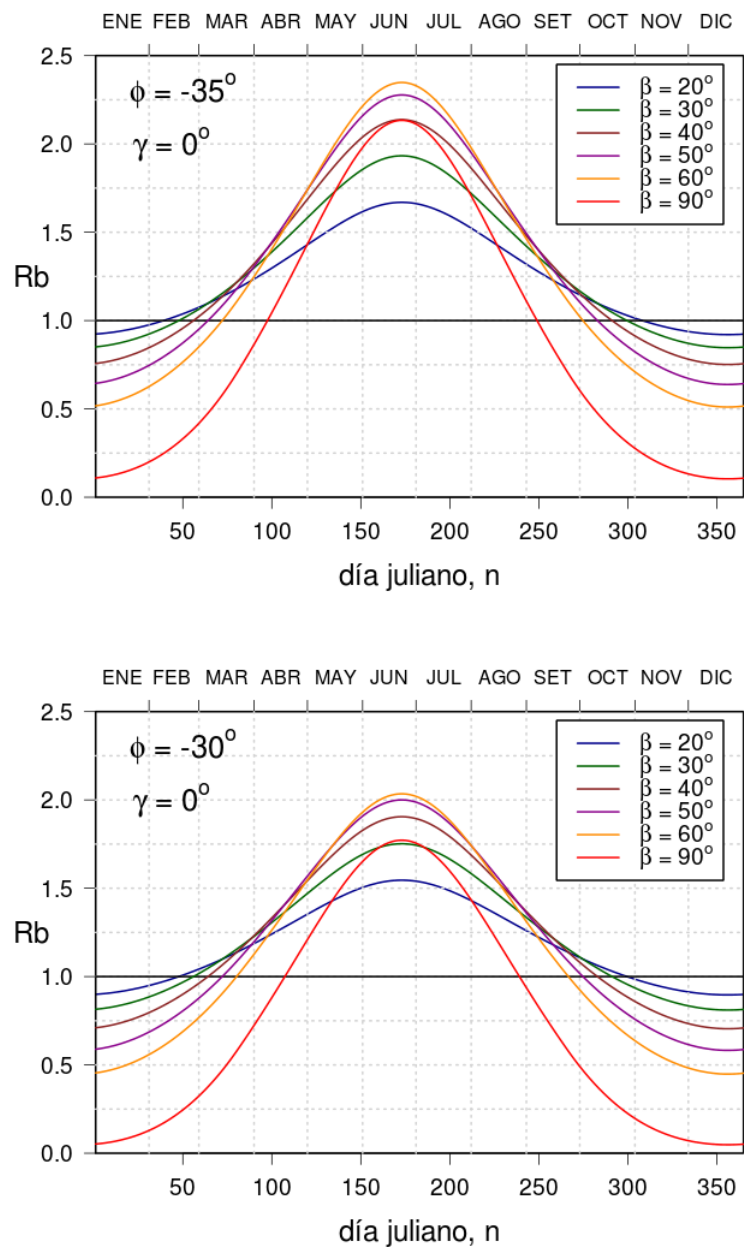


Figura 1.24: Razón directa diaria para una superficie orientada al Norte ($\gamma = 0$) calculada a partir de la Ec. (1.46) para cada día del año, varias inclinaciones y latitudes $\phi = -35^\circ$ (panel superior) y $\phi = -30^\circ$ (panel inferior). La línea horizontal corresponde a una superficie horizontal ($\beta = 0^\circ$). Entrando por el eje superior se puede estimar el valor de \bar{R}_b para cada mes del año.

El más sencillo de ellos es el *modelo isotrópico*, que asume que la distribución de ángulos de incidencia de la radiación difusa es uniforme³² en la parte de la bóveda celeste vista por la superficie inclinada. Esta suposición lleva a la expresión para la irradiación difusa de cielo,

$$I_{di,c} \simeq I_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{modelo isotrópico, horario}) \quad (1.50)$$

y se supone $I_{di,cs} = 0$. Análogamente, a nivel de irradiación diaria se obtiene

$$H_{di,c} \simeq H_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{modelo isotrópico, diario}) \quad (1.51)$$

con $H_{di,cs} = 0$. Esta expresión puede promediarse en el mes para obtener $\bar{H}_{di,c}$. Alternativamente, puede estimarse $\bar{H}_{di,c}$ evaluando la Ec. (1.51) para el día típico de cada mes indicado en la Tabla 1.3.

Sin embargo, la radiación difusa en un día claro (cuando es mayor el aporte de energía solar) no se distribuye uniformemente, sino que la radiación difusa proveniente de la porción del cielo adyacente al disco solar es mucho más intensa. Al desprestigiar este efecto, el modelo isotrópico tiende a *subestimar* la irradiación sobre el plano inclinado y proporciona, en este sentido, un estimativo conservador de la misma.

B. Modelo HD

El modelo de Hay y Davies (HD, en adelante) es casi tan simple como el isotrópico, pero tiene en cuenta la componente circumsolar y sus resultados ajustan mejor con las medidas. Este es el modelo recomendado en este Manual. El mismo tiene en cuenta la anisotropía suponiendo que una fracción τ_b (entre cero y uno) de la radiación difusa incidente es circumsolar y la trata como si fuese radiación directa, $I_{di,cs} \simeq r_b \tau_b I_{dh}$. La fracción restante, $1 - \tau_b$ se trata como radiación difusa isotrópica, lo cual lleva a la expresión³³

$$I_{di,c} + I_{di,cs} \simeq r_b \tau_b I_{dh} + (1 - \tau_b) I_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{mod. HD, horario}) \quad (1.52)$$

donde r_b es la razón directa horaria, Ec. (1.44). El *índice de anisotropía*, τ_b , se relaciona con la transmitancia media de la atmósfera y se estima a partir del índice de claridad y de la fracción difusa horaria sobre plano horizontal,

$$\tau_b = (1 - f_d) k_t. \quad (1.53)$$

Las Ecs. (1.52) y (1.53) son adecuadas para cálculos horarios. Observe que si se toma $\tau_b = 0$, (índice de anisotropía nulo) en la Ec. (1.52), el modelo HD se reduce al modelo isotrópico.

³²Este modelo no considera por lo tanto la radiación difusa circumsolar, ni el brillo de horizonte.

³³Tampoco aquí se considera el brillo de horizonte.

Para cálculos diarios, las mismas suposiciones llevan a las expresiones análogas para la irradiación difusa diaria sobre plano inclinado proveniente del cielo,

$$H_{di,c} + H_{di,cs} \simeq R_b T_b H_{dh} + (1 - T_b) H_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{mod. HD, diario}) \quad (1.54)$$

donde el índice de anisotropía diario es

$$T_b = (1 - F_d) K_t. \quad (1.55)$$

Finalmente, para estimativos de valores diarios promediados en el mes se pueden evaluar las expresiones diarias en los días típicos del mes indicados en la Tabla 1.3 y usar

$$\bar{H}_{d\beta,c} + \bar{H}_{d\beta,cs} \simeq \bar{T}_b \bar{R}_b \bar{H}_{bh} + (1 - \bar{T}_b) \bar{H}_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{HD, diario promedio}) \quad (1.56)$$

con la transmitancia diaria media definida por

$$\bar{T}_b = (1 - \bar{F}_d) \bar{K}_t. \quad (1.57)$$

Más detalles y otros modelos para estimar radiación difusa a plano inclinado se encuentran en las Refs. [Duffie y Beckman, 2006, Iqbal, 1983].

C. Radiación difusa reflejada

La irradiancia proveniente de reflexión de superficies cercanas, consideradas como reflectores difusos, puede expresarse en términos de las reflectancias típicas ρ_j de las superficies cercanas y de sus factores de vista³⁴ al colector. Este cálculo dependerá fuertemente de los detalles del entorno del colector por lo que no será discutido en este Manual.

Para simplificar, supondremos que la única superficie relevante es el suelo, supuesto horizontal, con coeficiente de reflexión típico ρ_g . En ese caso, la irradiación difusa reflejada sobre el colector estará dada por,

$$I_{d\beta,r} = I_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1.58)$$

donde I_h es la irradiación horaria incidente sobre el plano horizontal. La reflectividad del suelo depende de su conformación. En la Tabla 1.5 se indican reflectividades típicas para varios tipos de superficies.

En el caso diario, se procede en forma análoga,

$$H_{d\beta,r} = H_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1.59)$$

³⁴El factor de vista (o de forma) F_{1-2} con que una superficie 1 ve a una superficie 2, se define como la fracción de la energía que deja la superficie que llega a la superficie 2.

1.3. Radiación solar sobre plano inclinado

Superficie	ρ_g
nieve fresca	0,75
arena blanca	0,70
paredes claras (pintura clara, reboque o bloques claros, etc)	0,60
paredes oscuras (ladrillo o pintura oscura)	0,27
pedregullo	0,20
bitumen, asfalto	0,13
pasto verde	0,26
pasto seco	0,20
hojas secas	0,30
cemento armado antiguo	0,22
pintura negra	0,10
plantíos, cultivos maduros	0,26
camino de tierra	0,04
suelo arcilloso	0,14
superficies de agua (ángulo de incidencia grande)	0,07

Cuadro 1.5: Reflectividad típica ρ_g de diversos materiales como reflectores difusos. Adaptada de la Ref. [Humm y Calafell, 1977].

donde H_h es la irradiación global diaria incidente sobre el plano horizontal. La misma expresión puede usarse para calcular medias mensuales de valores diarios.

D. Resumen: Irradiación global sobre un plano inclinado orientado al ecuador.

Para calcular la irradiación solar sobre plano inclinado orientado al ecuador en un período horario [diario] a partir de medidas de radiación global sobre plano horizontal en el período, se siguen los siguientes pasos:

1. Se calcula la irradiancia extraterrestre sobre plano horizontal I_{h0} , Ec (1.23), [H_{h0} , Ec. (1.24)] y el correspondiente índice de claridad, $k_t = I_h/I_{h0}$ [$K_t = H_h/H_{h0}$].
2. Se utiliza la correlación de Erbs, Ec. (1.35) [Ecs. (1.36) y (1.37)], para estimar la fracción difusa f_d [F_d] a partir de k_t [K_t]. Se separa I_h [H_h] en sus componentes difusa y directa,

$$I_h = I_{bh} + I_{dh}, \quad [H_h = H_{bh} + H_{dh}].$$

3. Se calcula la razón directa $r_b = I_{bi}/I_{bh}$ [$R_b = H_{bi}/H_{bh}$] usando la Ec. (1.44) [Ec. (1.46)] y se estima la componente directa de irradiación sobre el plano inclinado,

$$I_{bi} = r_b(\beta) \times I_{bh} \quad [H_{bi} = R_b(\beta) \times H_{bh}].$$

1. RADIACIÓN SOLAR

4. Se estima el factor de anisotropía y luego el aporte de radiación difusa del cielo, $I_{di,c} + I_{di,cs}$, [$H_{di,c} + H_{di,cs}$] sobre el plano inclinado³⁵ usando la Ec. (1.52) [Ec. (1.54)].
5. Se estima el aporte de irradiación reflejada del suelo (y eventualmente, otras superficies cercanas) sobre el plano inclinado, $I_{di,r}$ [$H_{di,r}$]. La Ec. (1.58) [Ec. (1.59)] permite calcular el aporte del suelo usando la reflectividad media apropiada (Tabla 1.5).
6. Se estima la irradiación global sobre plano inclinado usando,

$$I_i = I_{bi} + (I_{di,c} + I_{di,cs}) + I_{di,r} \quad [H_i = H_{bi} + (H_{di,c} + H_{di,cs}) + H_{di,r}]$$

Si no se requieren las cantidades intermedias, pueden usarse las expresiones completas,

$$I_i = r_b(\beta)(I_{bh} + \tau_b I_{dh}) + (1 - \tau_b)I_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g I_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1.60)$$

$$H_i = R_b(\beta)(H_{bh} + T_b H_{dh}) + (1 - T_b)H_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g H_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

donde los índices de anisotropía τ_b y T_b se calculan a partir de las Ecs. (1.53) o (1.55) respectivamente, o son nulos si se usa el modelo isotrópico.

Se define la *fracción horaria* (o diaria o diaria promedio) como el cociente en la irradiación en plano inclinado y en plano horizontal,

$$r = \frac{I_i}{I_h}, \quad R = \frac{H_i}{H_h}, \quad \bar{R} = \frac{\bar{H}_i}{\bar{H}_h}.$$

Estas cantidades dan una idea de la ganancia obtenida al inclinar una superficie. En la Figura 1.25 se muestra como varía la fracción diaria R para Montevideo, en términos del día del año y la inclinación. El mismo tipo de información se observa en la Figura 1.26, donde se muestra la irradiación diaria sobre un plano inclinado, bajo las mismas suposiciones.

Una inclinación mayor a la latitud tiende a favorecer la irradiación incidente en invierno (cuando el sol esta bajo) y una inclinación menor favorece la irradiación incidente en verano, cuando el sol esta más alto. En general $\beta \approx |\phi|$ es un buen compromiso para reducir la variación estacional, pero $\beta \approx |\phi| + 15^\circ$ da una mejor irradiación en invierno cuando el recurso es más escaso.

³⁵Se recomienda usar el modelo HD calculando τ_b con la Ec. (1.53) [T_b con la Ec. (1.55)]. En caso de optar por el modelo isotrópico, usar un factor de anisotropía nulo, $\tau_b = 0$ [$T_b = 0$].

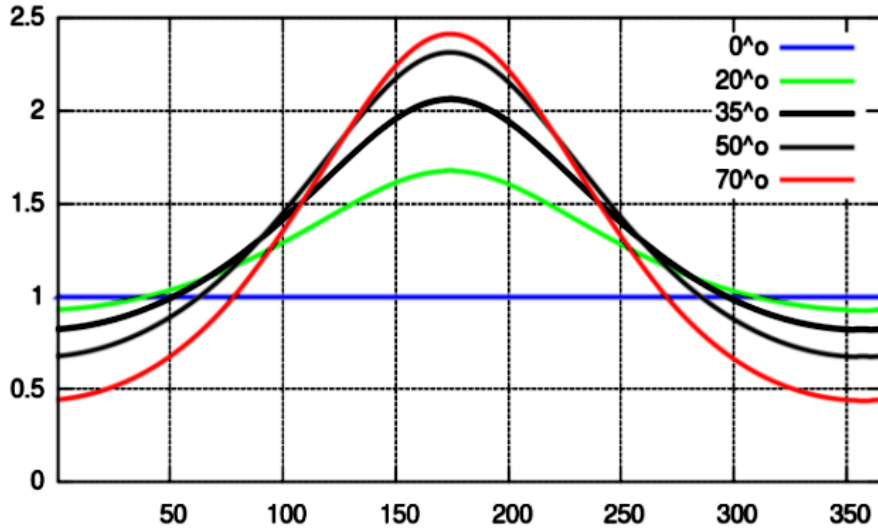


Figura 1.25: Variación de la fracción diaria $R = H_i/H_h$ con el día del año n para varias inclinaciones β en Montevideo, $\phi = -35^\circ$. R_b se calculó a partir de la Ec. (1.60) con $T_b = 0$ (modelo isotrópico). Se tomó $K_T = 0.50$, $\rho_g = 0.20$ y se usó la correlación diaria de Erbs para estimar valores típicos para la fracción difusa diaria. Figura de [Abal, 2010].

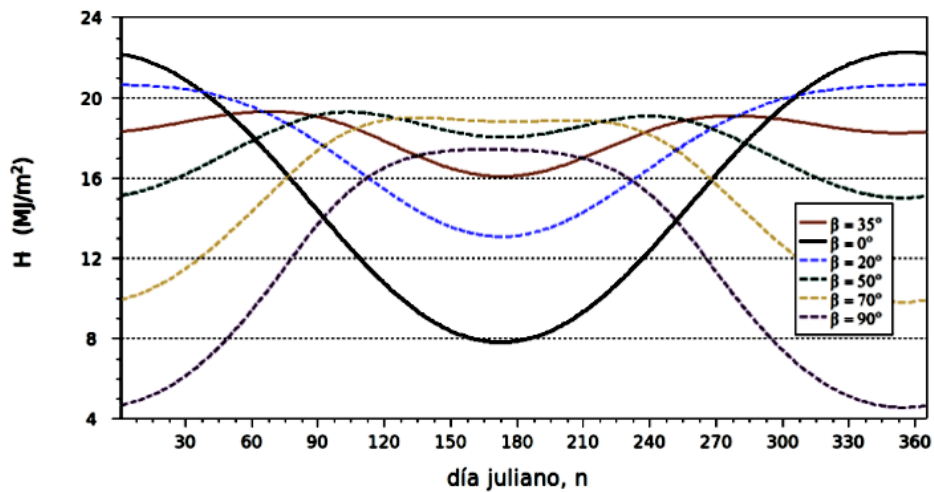


Figura 1.26: Variación de irradiación diaria H_i (en MJ/m^2) con el día del año y la inclinación β a partir del modelo isotrópico, Ec. (1.60) con $T_b = 0$ en Montevideo, $\phi = -35^\circ$. Se usó $K_T = 0.50$, $\rho_g = 0.20$ y la correlación diaria de Erbs para estimar valores típicos para la fracción difusa diaria. Figura de [Abal, 2010].

▷ **Ejemplo 1.7.**

Estimar la irradiación solar global horaria, diaria y diaria promedio mensual, sobre un plano inclinado a $\beta = 35^\circ$, en Montevideo en las condiciones de los Ejs. 1.3, 1.5 y 1.6. Compare el resultado de usar el modelo isotrópico o el modelo HD para estimar la radiación difusa sobre el plano inclinado. Suponga un suelo pintado con una pintura clara.

Solución: Usamos los resultados de los Ejs. 1.3, 1.5 y 1.6 para evaluar las Ecs. (1.60), (1.60) y (1.61).

• **Irradiación horaria:** se evalúa r_b a partir de la Ec. (1.45) con error despreciable, ya que $\phi + \beta = 0$, y con $\delta = 0.150$ rad y $\omega = 0.199$ rad resulta,

$$r_b \simeq \frac{\cos \delta \cos \omega}{\cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta} \approx 1.37$$

Del Ej. 1.6 se tiene $I_{bh} = I_h - I_{dh} \approx 0.1$ MJ/m² correspondiente a una hora con cierta nubosidad, por lo que la componente directa sobre horaria sobre el plano inclinado es

$$I_{bi} = r_b I_{bh} \approx 1.37 \times 0.1 \text{ MJ/m}^2 \approx 0.14 \text{ MJ/m}^2.$$

Para la componente difusa del cielo, utilizamos el modelo HD, la Ec. (1.52), con $\tau_b = (1 - f_d)k_t \approx 0.021$ (con los valores del Ej. 1.5),

$$I_{di,c}^{(HD)} + I_{d\beta,cs}^{(HD)} \simeq r_b \tau_b I_{dh} + (1 - \tau_b) I_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \approx 0.94 \text{ MJ/m}^2$$

y la misma expresión con $\tau_b = 0$ (modelo isotrópico) resulta en un valor muy similar porque se trata de una hora con bastante nubosidad. Finalmente, la componente difusa reflejada se obtiene de la Ec. (1.58) usando $\rho_g = 0.60$ (Tabla 1.5) e $I_h = 1.1$ MJ/m²,

$$I_{di,r} = I_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \approx 0.06 \text{ MJ/m}^2.$$

La irradiación global en la hora sobre plano inclinado se estima como

$$I_i = I_{b\beta} + I_{d\beta,c} + I_{d\beta,cs} + I_{d\beta,r} \approx 0.1 + 1.0 \approx 1.1 \text{ MJ/m}^2$$

sin diferencia significativa entre ambos modelos³⁶.

• **Irradiación diaria:** Para el cálculo de la irradiación directa, se puede usar la forma simplificada ($\beta \approx |\phi|$) de R_b , Ec. (1.48) con

$$\omega'_s = \min(\omega_s, \pi/2) = \omega_s = 1.465 \text{ rad}$$

³⁶El hecho de que, en este ejemplo, la irradiación global horaria en plano horizontal coincide numéricamente con el correspondiente estimativo sobre plano inclinado es fortuito y no tiene especial significado.

y se obtiene

$$R_b \simeq \frac{\cos \delta \sin \omega'_s}{\omega'_s \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \sin \omega'_s} \approx 1.45$$

de donde, con $H_{bh} = H_h - H_{dh} \approx 12.0 \text{ MJ/m}^2$ (ver Ej. 1.6), resulta

$$H_{bi} = R_b H_{bh} \approx 1.42 \times 12.0 \text{ MJ/m}^2 \approx 17.0 \text{ MJ/m}^2.$$

Para la componente difusa del cielo, utilizamos el modelo HD (Ec. (1.54)), con $T_b = (1 - F_d)K_t \approx 0.50$ (con $H_{dh} = 4.6 \text{ MJ/m}^2$ y los otros valores del Ej. 1.5),

$$H_{di,c}^{(HD)} + H_{d\beta,cs}^{(HD)} \simeq H_{dh} \left[R_b T_b + (1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \right] \approx 5.4 \text{ MJ/m}^2$$

y la misma expresión con $T_b = 0$ (modelo isotrópico) resulta en

$$H_{di,c}^{(iso)} \simeq H_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \approx 4.2 \text{ MJ/m}^2.$$

Una diferencia apreciable en la estimación de la radiación difusa del cielo entre ambos modelos. Finalmente, la componente difusa reflejada se obtiene de la Ec. (1.59) usando $\rho_g = 0.60$ (Tabla 1.5) y con $H_h = 17.2 \text{ MJ/m}^2$,

$$H_{di,r} = H_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \approx 0.9 \text{ MJ/m}^2.$$

La irradiación global diaria sobre plano inclinado se estima como

$$H_i = H_{b\beta} + H_{d\beta,c} + H_{d\beta,cs} + H_{d\beta,r} \approx 24.6 \text{ MJ/m}^2 \quad (\text{modelo HD}).$$

Usando el modelo isotrópico se obtiene una irradiación global sobre plano inclinado algo menor, $H_i^{iso} = 23.4 \text{ MJ/m}^2$, una subestimación de aproximadamente 5% con respecto al estimativo HD.

• **Irradiación diaria (promedio mensual):** En este caso se procede a estimar \bar{R}_b usando el valor diario para el día típico del mes (el 15/Set), con $n^* = 258$ de la Tabla A.2 resulta $\delta^* \approx 0.06 \text{ rad}$, $F_n \approx 0.99$ y $\omega_s \approx 1.53 \text{ rad}$, por lo que

$$\omega_s^* = \text{mín}(\omega_s^*, \pi/2) = \omega_s^* = 1.53 \text{ rad}$$

y se obtiene el resultado

$$\bar{R}_b \simeq \frac{\cos \delta \sin \omega_s^*}{\omega_s^* \sin \phi \sin \delta^* + \cos \phi \cos \delta^* \sin \omega_s^*} \approx 1.30$$

Con $\bar{H}_{bh} = \bar{H}_h - \bar{H}_{dh} \approx 7.2 \text{ MJ/m}^2$ (ver Ej. 1.6), la irradiación directa diaria promedio del mes sobre el plano inclinado se estima en

$$\bar{H}_{bi} = \bar{R}_b \bar{H}_{bh} \approx 1.30 \times 7.2 \text{ MJ/m}^2 \approx 9.4 \text{ MJ/m}^2.$$

1. RADIACIÓN SOLAR

Con respecto a la irradiación difusa, solo cambia la base con respecto al caso diario anterior. Ahora se usan los valores medios del Ej. 1.5, $\bar{H}_h = 13.3 \text{ MJ/m}^2$ y $\bar{H}_{dh} = 6.1 \text{ MJ/m}^2$, $\bar{F}_d = 0.46$ y $\bar{K}_t = 0.47$, de donde el factor de anisotropía medio es

$$\bar{T}_b = (1 - \bar{F}_d)\bar{K}_t \approx 0.25$$

y resulta (Ec. (1.56)),

$$\bar{H}_{di,c}^{(HD)} + \bar{H}_{di,cs}^{(HD)} \simeq \bar{H}_{dh} \left[\bar{R}_b \bar{T}_b + (1 - \bar{T}_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \right] \approx 6.2 \text{ MJ/m}^2$$

Finalmente, la componente difusa reflejada se obtiene de la Ec. (1.59) usando $\rho_g = 0.60$ (Tabla 1.5) y, con $\bar{H}_h = 13.3 \text{ MJ/m}^2$,

$$\bar{H}_{di,r} = \bar{H}_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \approx 0.7 \text{ MJ/m}^2.$$

La irradiación global diaria (media mensual) sobre plano inclinado se estima (modelo HD) como

$$\bar{H}_i = \bar{H}_{bi} + \bar{H}_{di,c} + \bar{H}_{di,cs} + \bar{H}_{di,r} \approx 16.3 \text{ MJ/m}^2.$$

Estos cálculos se basan en el modelo HD. Usando el modelo isotrópico se obtiene un valor inferior para \bar{H}_i . \square

Promedios mensuales de irradiación diaria sobre un plano inclinado orientado al Norte

Para calcular el promedio mensual de irradiación diaria, \bar{H}_i , puede realizarse el cálculo directo (promediando valores diarios u horarios en los días del mes), lo cual puede resultar trabajoso. Usando los valores diarios para el día típico de cada mes, indicado en la Tabla 1.3, se puede obtener \bar{K}_t y estimar la irradiación diaria promedio sobre plano inclinado a partir de

$$\bar{H}_i \simeq \bar{R}_b(\beta)(\bar{H}_{bh} + \bar{T}_b \bar{H}_{dh}) + (1 - \bar{T}_b)\bar{H}_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g \bar{H}_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right). \quad (1.61)$$

En este caso, \bar{F}_d se obtiene a partir de \bar{K}_t de la Ec. (1.38). \bar{R}_b se calcula a partir de la Ec. (1.46) para el día típico del mes y $\bar{T}_b = (1 - \bar{F}_d)\bar{K}_t$ o nulo (modelo isotrópico)³⁷.

El resultado de estos cálculos se expresa usualmente en la forma del factor $\bar{R} = \bar{H}_i/\bar{H}_h$, normalizando por la irradiación media sobre plano horizontal, \bar{H}_h .

³⁷Es posible estimar promedios mensuales de irradiación horaria en un mes dado siguiendo un procedimiento similar.

En los Cuadros A.6 a A.9 se dan valores medios de irradiación global diaria sobre plano horizontal y plano inclinado, para varias localidades en todo el país. También se indican los valores del factor \bar{R} . Los cálculos se basan en las medias mensuales del Mapa Solar del Uruguay, (Tabla 1.6), la correlación de Erbs et al. para separar las componentes directa y difusa y el modelo isotrópico para estimar radiación difusa sobre plano inclinado.

1.3.2 Superficies con orientación arbitraria

Una superficie de orientación arbitraria se identifica con dos ángulos: la inclinación β (varía entre 0 y $\pi/2$ rad) y el azimut γ (varía entre $-\pi$ y π rad). Estos ángulos se indican en la Figura 1.6. El azimut de la superficie es la dirección dada por la proyección de la normal (saliente) de la superficie sobre el plano horizontal. Existen en uso diversas convenciones de signos y el valor de referencia para el azimut. Por ejemplo, en textos usados en el Hemisferio Norte, se toma como azimut cero la dirección Sur y la convención de signos varía según el autor. En este Manual, se toma $\gamma = 0$ cuando apunta al Norte, $\gamma < 0$ al Este y $\gamma > 0$ al Oeste. La misma convención se usa para el azimut solar γ_s .

El caso de superficies de orientación arbitraria solo difiere de las superficies orientadas al ecuador ($\gamma = 0$) en el cálculo de la componente directa de la irradiación solar. Para la componente difusa, no hay cambios con respecto a lo tratado en la Sección anterior. La hipótesis de latitud equivalente no es válida si la superficie no esta orientada al ecuador ($\gamma \neq 0$).

El caso de superficies de orientación arbitraria solo difiere de las superficies orientadas al ecuador en el cálculo de la componente directa, para el cual no vale la hipótesis de latitud equivalente.

El coseno del ángulo de incidencia, θ , depende de los dos ángulos que definen la orientación de la superficie,

$$\cos \theta = [\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega] \cos \beta + \quad (1.62)$$

$$\begin{aligned} & [(\sin \delta \cos \phi - \cos \delta \sin \phi \cos \omega) \cos \gamma + \cos \delta \sin \omega \sin \gamma] \sin \beta \\ & = \cos \beta \cos \theta_z + \sin \beta \sin \theta_z \cos(\gamma_s - \gamma) \end{aligned} \quad (1.63)$$

La segunda forma de $\cos \theta$ es bastante más compacta, pero depende del azimut solar γ_s , dado por la Ec. (1.13).

La **razón directa instantánea u horaria** se puede expresar, en el caso general,

$$r_b(\beta, \gamma) = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = \cos \beta + \sin \beta \tan \theta_z \cos(\gamma_s - \gamma). \quad (1.64)$$

Alternativamente, se puede expresar $r_b(\beta, \gamma)$ en forma independiente de γ_s como una fracción donde el numerador esta dado por la Ec. (1.62) y el denominador por la Ec. (1.7),

$$r_b(\beta, \gamma) = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = \frac{\text{Ec. (1.62)}}{\text{Ec. (1.7)}}. \quad (1.65)$$

Para calcular la razón directa horaria, se utiliza ω en el punto medio de la hora en ambas expresiones. En el caso de una superficie orientada al Norte $\gamma = 0$ y esta expresión se reduce a la Ec. (1.44).

La **razón directa diaria** se define como el cociente entre la irradiación diaria extraterrestre recibida por una superficie con la misma orientación y la irradiación diaria extraterrestre sobre plano horizontal en la misma ubicación. La expresión general es en términos de los ángulos relevantes es [Iqbal, 1983]

$$\begin{aligned} R_b(\beta, \gamma) = & \{(\cos \delta \cos \phi \cos \beta - \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma) |\sin \omega_{ps} - \sin \omega_{ss}| \\ & + (\sin \delta \sin \phi \cos \beta + \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma) (\omega_{ps} - \omega_{ss}) \\ & - \cos \delta \sin \beta \sin \gamma | \cos \omega_{ps} - \cos \omega_{ss} |\} \times \\ & [2 (\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \phi \sin \delta)]^{-1}. \end{aligned} \quad (1.66)$$

Esta expresión depende de los ángulos horarios de salida ($\omega_{ss} < 0$) y puesta ($\omega_{ps} > 0$) del Sol, visto desde la superficie orientada³⁸. Los ángulos ω_{ss} y ω_{ps} no son en general iguales en valor absoluto (como en el caso de una superficie orientada al ecuador) sino que difieren y dependen de la orientación de la superficie. A seguir se presenta un método para su cálculo.

La **razón directa diaria promedio del mes** $\bar{R}_b(\beta, \gamma)$, puede estimarse en el caso general a partir de la razón diaria, Ec. (1.66), evaluándola para el día típico del mes (Tabla 1.3). Una vez conocida la razón directa se puede estimar la irradiación directa que recibe la superficie inclinada a partir de una medida o estimativo de irradiación directa en plano horizontal. Para la contribución de la irradiación difusa a la superficie inclinada, se utilizan los métodos y expresiones de la Sección 1.3.1, sin cambios.

Cálculo de los ángulos de salida y puesta de Sol

Para calcular los ángulos de salida y puesta de Sol que aparecen en la Ec. (1.66) debe distinguirse si la superficie mira al Este o al Oeste y deben calcularse separadamente el ángulo de salida y el de puesta de Sol, ya que no son iguales en valor absoluto. De acuerdo a la convención de signos adoptada en este Manual, el ángulo horario de salida de Sol es negativo ($\omega_{ss} < 0$) y el de puesta de sol positivo ($\omega_{ps} > 0$). Estos ángulos no pueden ser mayores (en valor absoluto) que el correspondiente a una superficie horizontal, ω_s , porque el Sol nunca saldrá antes para una superficie inclinada que para el plano horizontal.

³⁸Debe recordarse que todos los ángulos que aparecen como factores multiplicativos en este tipo de expresiones *deben* estar en radianes.

Los ángulos pueden calcularse a partir de las siguientes expresiones. Para superficies orientadas al Este ($\gamma < 0$)

$$\omega_{ss} = - \text{mín} \left[\omega_s, \text{arc cos} \left(\frac{-xy - \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right] \quad (\gamma < 0) \quad (1.67)$$

$$\omega_{ps} = \text{mín} \left[\omega_s, \text{arc cos} \left(\frac{-xy + \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right]$$

En tanto que para superficies orientadas al Oeste ($\gamma > 0$)

$$\omega_{ss} = - \text{mín} \left[\omega_s, \text{arc cos} \left(\frac{-xy + \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right] \quad (\gamma > 0) \quad (1.68)$$

$$\omega_{ps} = \text{mín} \left[\omega_s, \text{arc cos} \left(\frac{-xy - \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right]$$

Para $\gamma \neq 0$ y $\beta \neq 0$, las cantidades x e y están dadas por (ver la Ref. [Iqbal, 1983] por detalles)

$$x = \frac{\cos \phi}{\sin \gamma \tan \beta} + \frac{\sin \phi}{\tan \gamma} \quad (1.69)$$

$$y = \tan \delta \left(\frac{\cos \phi}{\sin \gamma \tan \beta} - \frac{\cos \phi}{\tan \gamma} \right). \quad (1.70)$$

Si $\gamma = 0$ y $\beta \neq 0$ la superficie esta orientada al ecuador y

$$\omega_{ss} = -\omega'_s, \quad \omega_{ps} = \omega'_s \quad (1.71)$$

con ω'_s dado por la Ec. (1.47). Si $\gamma \neq 0$ y $\beta = 0$, la superficie es horizontal y $-\omega_{ss} = \omega_{ps} = \omega_s$, con ω_s el ángulo de puesta de Sol para plano horizontal, dado por la Ec. (1.14).

1.3.3 Orientación óptima de un plano de captación

Las expresiones y métodos vistos hasta aquí permiten estimar la irradiancia media incidente sobre una superficie inclinada para cada mes del año. Las exigencias de diseño pueden incluir demandas estacionales; por ejemplo en una aplicación de calefacción solar uno quiere maximizar la salida de energía en invierno. En una aplicación de calentamiento de agua para una casa que se usa solo en verano, uno quiere maximizar la salida en verano. En otras aplicaciones, se prioriza una disponibilidad lo más pareja posible durante todo el año. Suponiendo que orientamos la superficie al Norte, $\gamma = 0$, podemos ajustar β para la aplicación de interés.

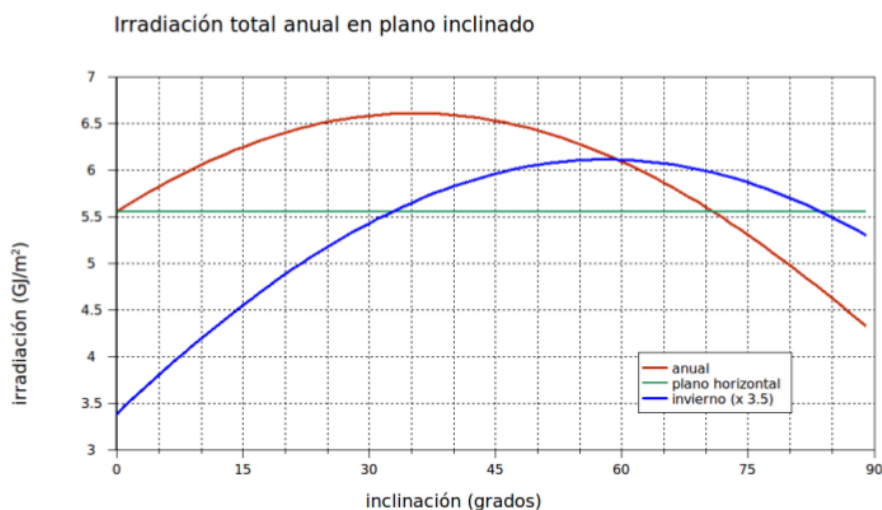


Figura 1.27: Variación de irradiación total anual (en GJ/m^2) con la inclinación de la superficie β para latitud $\phi = -35^\circ$ para superficies orientadas al Norte en el H.S. La curva correspondiente al total de invierno se multiplicó por un factor de escala de 3.5. Se muestra el total anual para plano horizontal en verde, como referencia. Se ha usado el modelo isotrópico, suponiendo $K_T = 0.50$, $\rho_g = 0.20$ y la correlación diaria de Erbs et al. para estimar valores típicos para la fracción difusa diaria. Figura de [Abal, 2010].

La media anual de irradiación diaria sobre un plano horizontal para todo el territorio del Uruguay, según el Mapa Solar del Uruguay (Sección 1.5.1), es de $\bar{H}_h = 15.8 \text{ MJ/m}^2 = 4.4 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. La inclinación óptima de la superficie aumenta un 20% la irradiación incidente anual.

Para ilustrar los efectos de la inclinación de una superficie en cuanto a la energía incidente, se puede calcular la irradiación diaria, $H_i(\beta)$, a partir de la Ec. (1.60) para cada día del año y sumar para tener la energía incidente total anual sobre la superficie inclinada. Esto puede hacerse usando diferentes inclinaciones β . El resultado, para latitud $\phi = -35^\circ$ y suponiendo $K_T = 0.50$ (un valor cercano a la media anual en Uruguay) para todo el año y una reflectividad del suelo moderada, $\rho = 0.20$, se muestra en la Figura 1.27. Se observa que para $\beta = |\phi| = 35^\circ$ se maximiza la energía anual, aunque el máximo es bastante “llano” indicando poca sensibilidad en el entorno de $\beta = |\phi| \pm 10^\circ$. Si, en cambio, se desea maximizar la captación de energía en los meses de invierno (curva azul), el máximo tiene lugar a inclinaciones mayores, $\beta \approx 60^\circ$.

Bajo las suposiciones de la Figura 1.27, la irradiación solar media diaria anual para una orientación óptima, $\beta = |\phi| = 35^\circ$, es

$$\bar{H}_i = 6600 \text{ MJ/m}^2/365 \text{ días} \simeq 18.1 \text{ MJ/m}^2/\text{día} \simeq 5 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$$

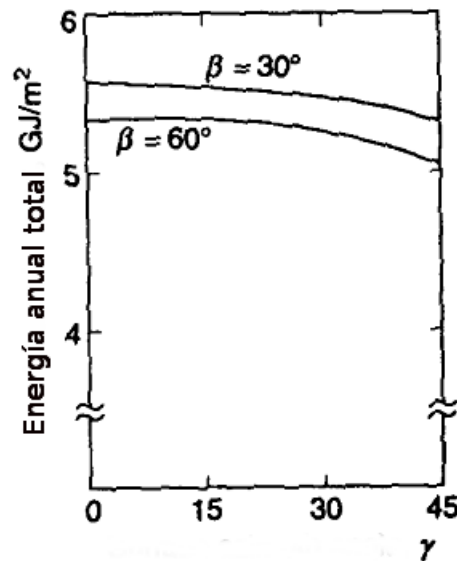


Figura 1.28: Dependencia de la energía incidente anual sobre una superficie inclinada (se muestran dos inclinaciones) con el azimut γ de la superficie. La dependencia es débil baja para $|\gamma| < 20^\circ$. Figura adaptada de [Duffie y Beckman, 2006].

en comparación, la irradiación diaria media anual incidente sobre plano horizontal es $\bar{H}_h \simeq 15 \text{ MJ/m}^2/\text{día} \simeq 4.2 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$, lo cual implica un aumento de $\sim 20\%$ por la inclinación de la superficie.

Por otro lado, una superficie orientada al ecuador maximiza la captación de anual energía pero la misma no depende críticamente del azimut, como se muestra en la Figura 1.28. Para azimut $|\gamma| < 20^\circ$ se pueden usar las expresiones para $\gamma \approx 0$ con poco error.

Para superficies inclinadas orientadas al ecuador se pueden establecer las siguientes pautas

- para favorecer la captación en verano $\beta \approx |\phi| - 15^\circ$.
- para favorecer la captación en invierno $\beta \approx |\phi| + 15^\circ$
- para maximizar la captación anual $\beta \approx |\phi|$.
- la inclinación no es crítica: desvíos de hasta 20° no afectan significativamente la energía incidente anual.

1.4 Medidas de radiación solar

Desde una perspectiva histórica, las medidas de radiación solar incidente han recibido relativamente poca atención por parte de los servicios meteorológicos. Esta situación ha cambiado en las últimas décadas, en las cuales se han realizado a nivel mundial esfuerzos sistemáticos tendientes a caracterizar el recurso solar. La medida con registros más abundantes, tanto en cuanto a distribución geográfica como temporal, es la de Heliofanía u horas de sol diarias sobre el umbral de 120 W/m^2 . Esta magnitud puede considerarse una medida indirecta de irradiación solar, en tanto sus valores medios mensuales están correlacionados con la radiación global media y es posible estimar esta última en base a datos de Heliofanía, usando los métodos descritos en la Ref. [Abal et al., 2010]. Presentamos aquí una breve reseña de los instrumentos mas comunes usados para medir (directa o indirectamente) radiación a nivel del suelo.

1.4.1 Irradiancia solar

La radiación solar global incidente sobre una superficie horizontal es aquella proveniente de un sector angular de 2π sr (stereoradianes), es decir, de toda la bóveda celeste, sin obstáculos, ni superficies reflectoras cercanas. Se le suele denominar *irradiación hemisférica*, para enfatizar este aspecto. La radiación global incluye las componentes directa y difusa e integra longitudes de onda entre 0.3μ y 3μ aproximadamente, es decir desde el UVA, pasando por todo el espectro visible hasta el comienzo del NIR.

Piranómetros

El instrumento más confiable para medir radiación global es el Piránometro, en el cual el elemento sensible se basa en el efecto termo-eléctrico de juntas bi-metálicas conectadas en serie. Un aparato sencillo, como el Eppley Black & White, utiliza como termo-pila un conjunto de superficies blancas y negras que, al ser expuestas a la radiación solar, alcanzan diferentes temperaturas de equilibrio y generan una pequeña f.e.m. proporcional a su diferencia de temperatura, que es a su vez, aproximadamente proporcional a la irradiancia incidente. La salida se calibra en irradiancia (W/m^2) y los mejores equipos de este tipo alcanzan una sensibilidad del orden de $10 \mu\text{-volt/watt/m}^2$ con un error relativo del orden de 1% para ángulos de incidencia θ_z menores a 70° . La respuesta espectral de estos aparatos es bastante uniforme en el rango de 300 a 2800 nm, que incluye la mayor parte del espectro solar incidente.

Algunas de las características deseables en un buen piranómetro son:

- respuesta espectral uniforme en todo el espectro solar.



Figura 1.29: Izquierda: Piránometro Eppley Black & White, mod. 8.48. Centro: Piránometro Kipp & Zonen CMP-21. Derecha: Pirheliómetro CHP-1 de Kipp & Zonen. Este aparato se monta en un mecanismo seguidor (pasivo o activo) para realizar medidas continuas de radiación directa.

- sensibilidad estable frente a variaciones de temperatura. Los aparatos de calidad incluyen una medida de la temperatura interna que permite corregir la medida de radiación a posteriori.
- encapsulado robusto, capaz de resistir largos períodos de tiempo a la interperie.

Los niveles de calidad de piranómetros (y pirheliómetros) se han estandarizado en la normativa ISO 9060, adoptada por la Organización Meteorológica Mundial [WMO, 2008] y existe una referencia radiométrica mundial en Davos (Suiza), contra la cual se calibran los estándares secundarios. De acuerdo a la norma ISO 9060, los instrumentos de medida de irradiancia para uso científico o productivo se clasifican como Estándar Secundario, Clase I o Clase II según su nivel de incertidumbre, entre otros parámetros (vea la tabla de la Figura 1.30).

Un Piranómetro utilizable como Estándar Secundario debe tener una incerteza menor a 3% para medidas horarias y menor a 2% para medidas diarias. Un instrumento de Clase I mide irradiancia diaria con una incertidumbre menor a 8% para medidas horarias y al 5% en medidas diarias. Finalmente, en un instrumento de Clase II, la incertidumbre puede ser del orden de hasta 20% para medidas horarias y de hasta 10% para totales diarios.

Es importante tener en cuenta que en la práctica estos intervalos de error aumentan debido a diversos factores. Entre ellos, errores de calibración (importantes si el aparato no se re-calibra periódicamente contra un estándar secundario), errores debidos a mal mantenimiento (cúpulas sucias de polvo o con condensación de agua), mala ubicación (obstáculos con sombra, inclinación que puede afectar los patrones de convección natural internos y por lo tanto la constante del aparato). A esto hay que sumar posibles errores en el

1. RADIACIÓN SOLAR

Specification List			
Specification	Class		
	Secondary Standard	First Class	Second Class
Response time – 95% response	< 15 s	< 30 s	< 60 s
Zero offset Response to 200 Wm ⁻² net thermal radiation (ventilated) Response to 5 K h ⁻¹ change in ambient temperature	+ 7 Wm ⁻² ± 2 Wm ⁻²	+ 15 Wm ⁻² ± 4 Wm ⁻²	+ 30 Wm ⁻² ± 8 Wm ⁻²
Resolution – smallest detectable change	± 1 Wm ⁻²	± 5 Wm ⁻²	± 10 Wm ⁻²
Stability – percentage change in responsivity per year	± 0.8%	± 1.6%	± 2%
Nonlinearity – percentage deviation from the responsivity at 500 W/m ² due to change in irradiance within 100 Wm ⁻² to 1000 Wm ⁻²	± 0.2%	± 0.5%	± 2%
Directional response for beam radiation (the range of errors caused by assuming that the normal incidence responsivity is valid for all directions when measuring, from any direction, a beam radiation whose normal incidence irradiance is 1000 Wm ⁻²)	± 10 Wm ⁻²	± 20 Wm ⁻²	± 30 Wm ⁻²
Spectral selectivity – percentage deviation of the product of the spectral absorptance and the spectral transmittance from the corresponding mean within 0.3 μm and 3.0 μm	± 2%	± 5%	± 10%
Temperature response – total percentage deviation due to change in ambient temperature within an interval of 50 K	2%	4%	8%
Tilt response – percentage deviation from the responsivity at 0 degrees tilt (horizontal) due to change in tilt from 0 degrees to 90 degrees at 1000 W/m ² irradiance	± 0.5%	± 2%	± 5%

* The highest category for pyranometers is the secondary standard, because the most accurate determination of GHI has been suggested to be the sum of the DNI as measured by an absolute cavity radiometer and the DHI as measured by a secondary standard pyranometer shaded from the DNI by a disk.

Figura 1.30: Clasificación de piranómetros según la norma ISO9060. Tabla de [Stoffel et al., 2010].

registro, la electrónica de integración y acumulación y la transmisión entre otros. En suma, usando aparatos de campo, es difícil se obtener una serie larga de medidas de irradiación diaria con errores RMS inferiores a 10 % de la media de las medidas.

En Uruguay, el GMARS (Grupo de Modelado y Análisis de la Radiación Solar) cuenta con dos piránómetros CMP-22 de Kipp & Zonen (Figura 1.29). Estos equipos son capaces de medir irradiancia diaria con incerteza menor al 1 % y se utilizan como Estándar Secundario en el Uruguay.

Pirheliómetro

El pirheliómetro es el instrumento usado para medir la componente directa de la radiación. Esta es la componente de interés en equipos que concentran la radiación solar. Usualmente se usa un elemento de detección de termopila como en el Piranómetro. La diferencia fundamental con el piranómetro es que el sensor esta ubicado en el fondo de un tubo colimador que se alinea (manual o automáticamente) con el Sol, de modo que solo mida la irradiación directa (proveniente directamente del Sol) más un pequeño entorno de radiación circumsolar³⁹.

En general los Pirheliómetros son equipos costosos y de buena calidad. El modelo CPH-1 de Kipp & Zonen, mostrado en la Figura 1.29 (derecha), tiene un error (reportado por el fabricante) de 2 % para medidas horarias y de 1 % para medidas diarias⁴⁰, es útil por tanto como un Estándar Secundario para Pirheliómetros y también es posible usarlo para calibrar piranómetros. La medida automatizada de radiación directa usando un Pirheliómetro no es sencilla y se requiere o bien un mecanismo de seguimiento activo de calidad o bien una constante vigilancia humana para evitar errores de alineación.

Una forma alternativa de determinar la irradiancia directa es por diferencia a partir de una mediada de irradiación global y otra de irradiación difusa. Los métodos tradicionales para medir la irradiación difusa usan o bien una banda metálica ajustada sobre el piránómetro que bloquea la irradiancia directa durante el día o bien pequeñas esferas metálicas solidarias a un mecanismo de seguimiento que cumplen la misma función. En el caso de la banda de sombra, debe ajustarse cada pocos días para atender los cambios en la declinación solar y la medida debe corregirse *a-posteriori* usando un factor geométrico, para compensar la fracción de cielo (radiación difusa) bloqueada por la banda metálica. Evidentemente, ni la medida de irradiancia directa, ni

³⁹La geometría del pirheliómetro permite enfocar el disco solar y la pequeña región circumsolar, de aproximadamente 1° de semiángulo. Esta pequeña región es necesaria para evitar que pequeños errores de enfoque o seguimiento lleven a valores erróneos de radiación directa. La radiación difusa que ingresa de esta región es muy pequeña.

⁴⁰Es común que el error disminuya al aumentar el intervalo de integración debido a una cancelación parcial de errores.



Figura 1.31: Piranómetro SPN-1 de Delta-T devices. Permite medir simultáneamente la irradiancia global y la difusa sin partes móviles.

la de irradiancia difusa son medidas sencillas de realizar, especialmente por largos períodos de tiempo.

En la estación de referencia ubicada en la Facultad de Ingeniería, existe un instrumento capaz de medir radiación difusa en forma continua sin partes móviles, ni mantenimiento. El SPN-1, de Delta-T permite medir irradiancia global y difusa por separado en forma automática, evitando las dificultades mencionadas. Este instrumento, que se muestra en la Figura 1.31, utiliza un array de 7 sensores de termopila y una rejilla especial de modo que –en todo momento– al menos uno de ellos recibe irradiancia directa y al menos uno de ellos esta en la sombra. A partir de esta información, un procesador interno utiliza un algoritmo sencillo para calcular la irradiancia global y la difusa por separado. Estos dispositivos “inteligentes” evitan el uso de un segundo piranómetro provisto de banda de sombra o de un pirheliómetro con dispositivo de seguimiento solar para separar las componentes de radiación. El sensor SPN-1 de [Delta-T devices](#) es un aparato de campo (más cercano a Segunda que a primera clase), con incertidumbre para irradiancia (global o difusa) de 8 % y de 5 % para integrales diarios. Tiene un calentador para evitar temperaturas inferiores a cero y puede ser una solución robusta para estimar irradiación difusa.

Sensores fotovoltaicos

En muchos casos se utilizan fotoceldas de Silicio o sensores fotovoltaicos para estimar la radiación global, ya que el precio de estos instrumentos es un orden de magnitud menor que el de un Piranómetro Clase I. Debe tenerse cuidado, ya que sensores basados en fotodiodos de silicio tienen una respuesta espectral no uniforme y bastante sensible a la temperatura ambiente. Un

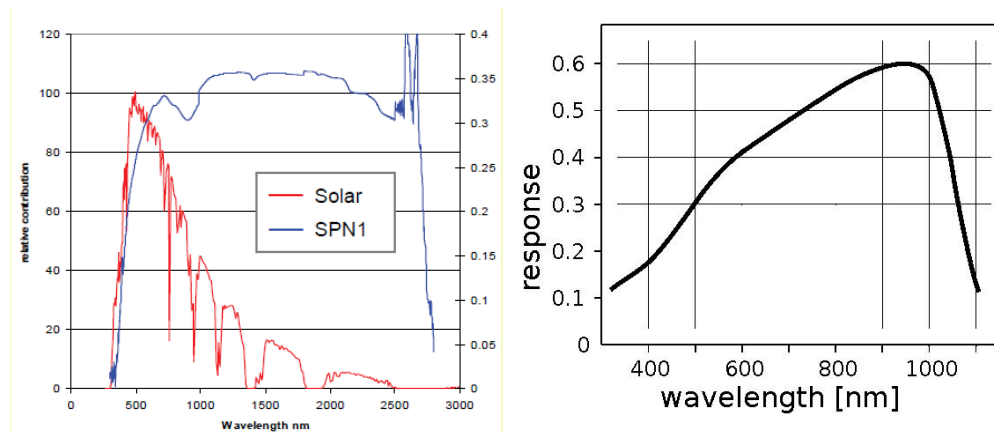


Figura 1.32: Respuesta espectral del piranómetro SPN-1, basado en termopilas, comparada con la respuesta espectral típica de un fotodiodo de Silicio. La curva roja corresponde al espectro solar incidente en suelo.

ejemplo típico es el sensor de radiación usado en las estaciones meteorológicas automáticas económicas Davis Vantage-PRO. El sensor tiene una respuesta espectral no uniforme en el rango de interés de la irradiancia solar (Figura 1.32) y además, presenta una dependencia con la temperatura. De todas maneras, los sensores fotovoltaicos son una alternativa, dado su bajo costo y existen métodos para corregir las lecturas de estos sensores si se conoce la temperatura del equipo.

1.4.2 Medidas de heliofanía o insolación

Las medidas de horas de sol son comunes a nivel de los servicios meteorológicos. Existen heliógrafos operando desde hace décadas en muchas estaciones. En Uruguay, la Dirección Nacional de Meteorología (DNM) y el Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA) realizan este tipo de medidas rutinariamente en sus estaciones.

Los heliógrafos más comunes son los de Campbell-Stokes, cuyo concepto proviene de fines del siglo IXX. El instrumento es muy simple y robusto (vea la Figura 1.33) y no utiliza fuente de alimentación eléctrica. Consiste en una esfera de vidrio pulido montada de modo que la luz del sol se enfoca sobre una banda de papel a lo largo del día. Si la intensidad sobrepasa cierto valor umbral (convencionalmente 120 W/m^2), lo quema y deja un trazo visible sobre el papel. Al final del día se realiza una medida de la longitud total del trazo sobre la banda y se traduce en tiempo total radiación global sobre el umbral. Una gran ventaja de estos aparatos, además de su robustez y simplicidad, es el hecho de que no requieren energía eléctrica para funcionar. El problema

1. RADIACIÓN SOLAR



Figura 1.33: Izquierda: Heliógrafo de Campbell-Stokes instalado. Derecha: Registrador moderno de horas de insolación basado en fotodiodos, de Kipp & Zonen.

asociado es que se requiere intervención humana diaria para cambiar y leer la banda de papel y para mantener la esfera limpia.

La medida con heliógrafo puede estar afectada por diversos errores humanos que pueden ir desde una incorrecta orientación, hasta errores de apreciación en el largo del trazo quemado. Mas importante, el tipo de papel y variaciones en la humedad ambiente hacen que el umbral de quemado de la banda de papel no sea constante.

Una alternativa moderna al heliógrafo es el sensor de insolación basado en fotodiodos, como el mostrado en la Figura 1.33 (derecha). Estos sensores de bajo costo, basados en fotodiodos, tienen una salida digital que indica en tiempo real si la irradiancia esta sobre el umbral convencional de 120 w/m^2 . El fabricante indica un error menor a 10 % en las horas de sol mensuales sobre este umbral. Permiten automatizar la lectura de datos y no requieren mantenimiento diario.

Las medidas indirectas de irradiación solar están perdiendo terreno progresivamente, dado el bajo costo y relativa simplicidad de los sensores fotovoltaicos y los equipos adquirentes de datos. Por más información sobre medidas de irradiación solar y de otras variables meteorológicas, se recomienda consultar la Guía [WMO, 2008].

1.5 El recurso solar en el Uruguay

Históricamente, el Uruguay ha prestado relativamente poca atención a su recurso solar hasta 2008. Sin embargo existen algunos trabajos “históricos”. Uno de ellos [Duomarco y Luongo, 1979], basado en dos años de datos de irradiación global recolectados en Montevideo, ha servido de orientación durante décadas. Existen además otros trabajos dedicados a aspectos específicos del recurso solar [Abal et al., 1986, Duomarco et al., 1989, Grossi Gallegos y Spreafichi, 2007, Piccion y Milicua, 2005, Raichijk et al., 2006]. En 2009 se concluyó el primer relevamiento sistemático del recurso solar a escala nacional (Mapa Solar del Uruguay – versión 1, [Abal et al., 2010]).

A partir de 2010 se constituye el Grupo de Modelado y Análisis de la Radiación Solar (GMARS) en el Instituto de Física de la Facultad de Ingeniería, con el fin de dar continuidad y avanzar en la caracterización y el mejor conocimiento del recurso solar en el Uruguay. En los tres años desde la creación del grupo, se ha consolidado y expandido la red de medidas de radiación solar, se ha avanzado en la estimación del recurso solar en base a datos de satélite y se han procesado datos de radiación solar y meteorológicos para Colonia, para conformar un Año Meteorológico Típico de utilidad para el modelado, dimensionado y cálculo de sistemas solares térmicos y fotovoltaicos. Finalmente, se prepara una nueva versión del Mapa Solar del Uruguay, basada en datos satelitales y medidas de tierra.

En esta Sección describiremos brevemente los resultados de algunas de estas actividades, con énfasis en explicar cual es la información disponible y como se puede acceder a la información generada con carácter público.

1.5.1 Mapa Solar

El Mapa Solar del Uruguay, versión 1, es un trabajo realizado en la Facultad de Ingeniería (UDELAR) entre 2008 y 2009 con el apoyo del Ministerio de Industria, Minería y Energía (MIEM, en adelante). Para dicho trabajo se utilizaron tres series de irradiación solar con más de cinco años de datos cada una y datos de largo plazo de Heliofanía (horas de sol) recabados por la Dirección Nacional de Meteorología (DNM) en varias localidades distribuidas en todo el país.

Los datos se filtraron y analizaron de diversas formas y luego se utilizó la metodología de Angström-Prescott, para obtener estimativos de irradiación global diaria (promedio mensual) sobre plano horizontal, para doce localidades distribuidas en todo el país. Los detalles se encuentran en la Memoria Técnica del Mapa Solar [Abal et al., 2010], disponible en línea en el sitio web del GMARS

<http://www.ursolar.org>

1. RADIACIÓN SOLAR

mes→	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	media
Salto	6.9	6.1	5.0	3.8	2.9	2.2	2.7	3.5	4.4	5.1	6.6	6.9	4.5
Paysandú	7.0	6.1	4.9	3.8	2.9	2.3	2.7	3.4	4.4	5.4	6.6	7.0	4.7
Carrasco	6.4	5.6	4.4	3.3	2.4	1.9	2.2	2.7	3.7	4.8	6.0	6.3	4.1
San José	6.8	5.7	4.5	3.3	2.5	2.0	2.2	2.8	3.9	5.0	6.4	6.8	4.3
Florida	6.6	5.7	4.5	3.4	2.5	2.0	2.2	2.9	3.9	5.1	6.3	6.6	4.3
Durazno	6.8	5.9	4.7	3.6	2.6	2.1	2.4	3.1	4.2	5.1	6.4	6.8	4.5
Rocha	5.9	5.2	4.2	3.3	2.3	1.9	2.1	2.7	3.6	4.6	5.7	5.8	3.9
Treinta y Tres	6.4	5.6	4.4	3.5	2.5	2.1	2.3	2.9	3.8	4.9	6.0	6.4	4.2
Melo	6.7	5.8	4.8	3.7	2.8	2.2	2.5	3.3	4.1	5.1	6.3	6.7	4.5
Rivera	6.9	6.1	5.0	3.8	3.0	2.3	2.8	3.6	4.5	5.4	6.5	6.8	4.7
Tacuarembó	6.9	6.1	4.8	3.8	2.8	2.2	2.7	3.3	4.3	5.2	6.5	6.8	4.6
Artigas	6.9	6.1	5.0	3.8	3.0	2.3	2.8	3.6	4.4	5.3	6.5	6.8	4.7
media→	6.7	5.8	4.7	3.6	2.7	2.1	2.5	3.2	4.1	5.1	6.3	6.6	4.4

Cuadro 1.6: Estimadores de irradiación global media diaria (en kWh/m²) del Mapa Solar del Uruguay (v1). Por detalles de las localidades y metodología utilizada consultar [Abal et al., 2010]. Las columnas numeradas indican los meses del año. Vea los Cuadros A.6 a A.9 por valores en MJ/m² y valores sobre plano inclinado.

Como resultado de este trabajo se obtienen estimativos de irradiación global diaria (media mensual) sobre plano horizontal, para doce localidades en el Uruguay (vea la Tabla 1.6). A partir de estos estimativos, se generan usando técnicas de interpolación doce mapas (uno para cada mes del año) con isolíneas de irradiación solar diaria promedio. Estos mapas también pueden obtenerse del sitio web indicado. El mapa con los promedios anuales de irradiación diaria se muestra en la Figura 1.35. Los estimativos para las doce localidades se indican en la Tabla 1.6. La media anual para todo el territorio del Uruguay es $\bar{H}_h = 4.4 \text{ KWh/m}^2/\text{día} = 15.8 \text{ MJ/m}^2/\text{día}$.

Al comparar el recurso solar en Uruguay con el de otros países (Alemania, España) que han avanzado considerablemente en la integración de la energía solar en su matriz energética, encontramos una situación bastante favorable. La Figura 1.34 muestra valores recientes de los promedios mensuales de irradiación global diaria sobre plano horizontal para el Norte y para el Sur de Europa. Como surge de una comparación con la Tabla 1.6,

En el Uruguay los valores medios de irradiación global sobre plano horizontal son algo inferiores a los del Sur de Europa, pero superiores a los del Centro y Norte de Europa.

1.5.2 Medidas continuas de radiación solar

Un requisito previo para modelar el recurso solar es contar con una base de medidas continuas de irradiancia solar (al menos global, sobre plano horizontal) de calidad controlada. En el Uruguay actualmente se cuenta con dos

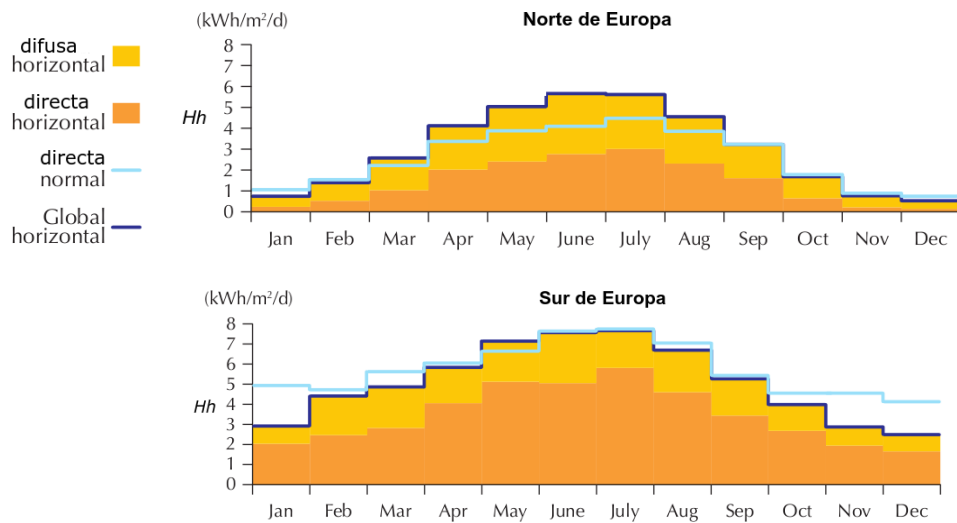


Figura 1.34: Niveles de irradiación diaria (promedio mensual) en el Norte y el Sur de Europa. Se distingue la irradiación global, difusa y directa y la directa en incidencia normal. Figura adaptada del Manual de IEA 2011 www.iea.org [IEA, 2011].

redes de medida complementarias que proporcionan una amplia cobertura del territorio⁴¹.

Los detalles de las estaciones se indican en la Tabla 1.7 y la Figura 1.36 muestra la distribución espacial de las medidas. Existen al momento cerca de veinte puntos de medida continua de radiación solar distribuidos por todo el territorio nacional, de los cuales seis de ellos están equipados con piranómetros y el resto con sensores fotovoltaicos. En la estación del GMARS ubicada en la Facultad de Ingeniería, se mide además irradiancia difusa sobre plano horizontal, irradiancia global sobre un plano inclinado a 35° y radiación ultravioleta (UV-A y UV-B (Eritema)) en forma continua desde 2012. En esta estación se calibran piranómetros y sensores fotovoltaicos usando un piranómetro Kipp & Zonen CMP22 como estándar secundario.

Mantener estas redes operativas, con sus equipos calibrados, procesar los datos y controlar la calidad de los mismos, atender emergencias en los equipos, es una tarea permanente y que actualmente se realiza por parte de investigadores del GMARS, con recursos propios y con apoyo del MIEM. Estas actividades no deberían realizarse en un entorno urbano y en la cercanía de la costa. Al momento de redactar este Manual, la UdelaR construye en un predio semi-rural en Salto Grande un Laboratorio de Energía Solar donde, entre otras cosas, se centralizará el mantenimiento y operación de la red nacional de medidas de radiación solar. Se requiere mantener el esfuerzo durante al menos

⁴¹Existen además piranómetros que miden radiación continuamente en otros puntos, propiedad de particulares, de empresas (ANCAP) o de institutos de investigación (INIA) que aún no se han integrado a la red nacional.

1. RADIACIÓN SOLAR

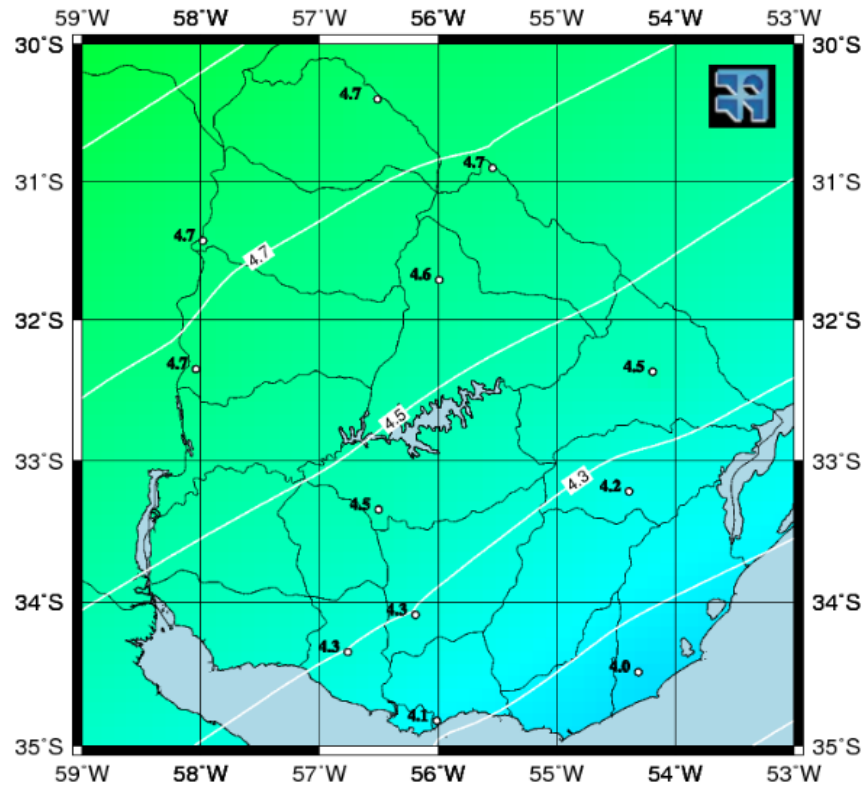


Figura 1.35: Irradiación diaria en el Uruguay (promedio anual) en Kwh/m². Para convertir los valores a MJ/m², multiplicar por 3.6. Figura del Mapa Solar del Uruguay [Abal et al., 2010].

10 años, para obtener datos que permitan una adecuada caracterización del recurso solar en el Uruguay.

1.5.3 Estimativos satelitales

La forma moderna de generar estimativos de radiación solar con alta resolución espacial es a partir de imágenes de satélites geoestacionarios, que tienen una cadencia aproximada de 30 minutos y están disponibles en forma gratuita. Uruguay se encuentra en el área de cobertura del satélite GOES Este y el GMARS ha generado y mantiene actualizado un banco de imágenes de dicho satélite que abarca el período de tiempo desde el 2000 a la fecha (13 años).

Estas imágenes proveen información sobre la nubosidad de la atmósfera, con una resolución espacial de unos 2 km, como se muestra en la Figura 1.37. A esta información, se le debe agregar un modelo adecuado, para poder transformarla en estimativos de irradiación solar sobre plano horizontal. El modelo de Tarpley [Justus et al., 1986] (o modelo JTP, en adelante)

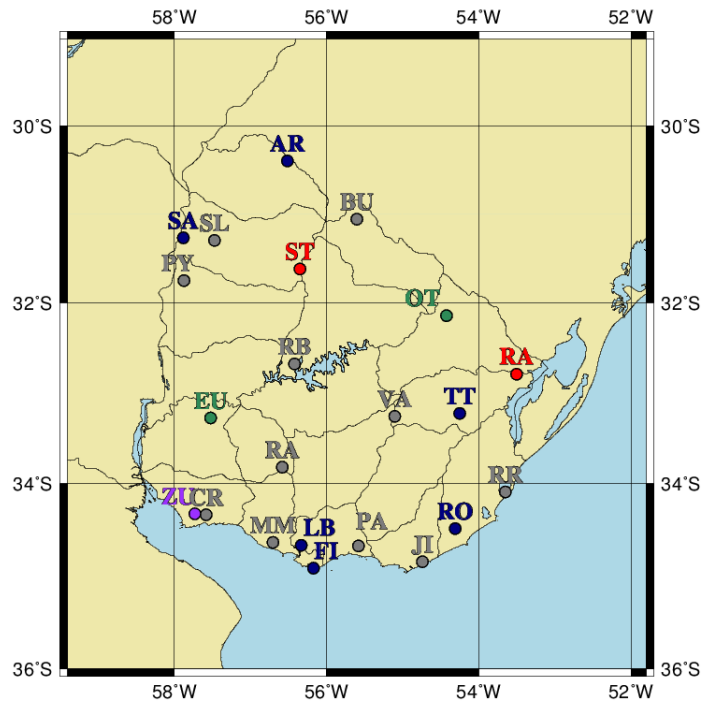


Figura 1.36: Distribución geográfica de estaciones de medida de irradiación solar en el Uruguay en 2012. Azul: piranómetros Kipp & Zonen CMP6 y CMP11 de la red FING/DNE. Gris/Verde: Sensores Li-Cor LI200SZ de UTE. Violeta: serie Zuela. En Rojo, medidas proyectadas (UTE).

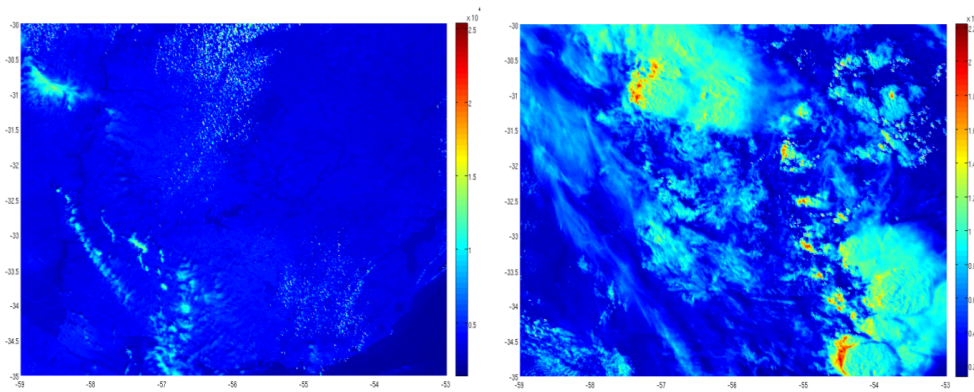


Figura 1.37: Imágenes GOES 12 (Canal visible, 528-771 nm) para días consecutivos de enero de 2009. La imagen superior (día claro) es del 24 a las 17:09 hs y la inferior (condiciones nubladas) del 25 a las 20:09 hs (hora legal). Los brillos se codifican en color de acuerdo a la escala de la derecha, en unidades arbitrarias.

1. RADIACIÓN SOLAR

Cód.	Ubicación	Propietario	Latitud	Longitud	Período
LB	Las Brujas (INIA)	FING/DNE	-34.67	-56.34	01/10 – pres
SA	Salto Grande (INIA)	FING/DNE	-31.27	-57.89	06/10 – pres
TT	Treinta y Tres (INIA)	FING/DNE	-33.28	-54.17	05/10 – pres
RO	Rocha (DNM-H24)	FING/DNE	-34.49	-54.31	07/11 – pres
AR	Artigas (DNM-H24)	FING/DNE	-30.40	-56.51	12/11 – pres
AZ	Montevideo (FING)	FING/DNE	-34.92	-56.17	01/11 – pres
BU	Bella Unión	UTE	-31.06	-55.60	04/10 – pres
JI	José Ignacio	UTE	-34.85	-54.74	06/10 – pres
PA	Piedras de Aflar	UTE	-34.68	-55.68	11/09 – pres
MM	Col. Mc Meekan	UTE	-34.64	-56.70	03/11 – pres
RA	Rincón de Arias	UTE	-33.82	-56.58	02/11 – pres
RB	Rincón del Bonete	UTE	-32.80	-56.42	04/10 – pres
VA	Valentines	UTE	-33.26	-55.10	09/11 – pres
RR	Rocha	UTE	-34.09	-53.65	07/11 – pres
CR	Col. Rosendo Mendoza	UTE	-34.34	-57.58	05/11 – pres
OT	Col. Otamendi, Cerro Largo	UTE	-32.14	-54.42	04/12 – pres
EU	Col. Eulacio, Soriano	UTE	-33.28	-57.52	04/12 – pres
ST	Salto, R31 al Sur	UTE	-31.62	-56.35	04/12 – pres
RZ	Arrozal Radunz	UTE	-32.79	-53.50	04/12 – pres
ZU	La Estanzuela (INIA)	INIA/DP	-34.33	-57.73	10/69 – 11/77
LV	Livramento (INMET)	INMET	-30.83	-55.60	11/01 – 03/11
ME	Melilla (D.N.C.)	UTE	-34.77	-56.27	10/05 – 09/10

Cuadro 1.7: Ubicación de las estaciones de medida de irradiación solar global integradas a la red nacional de medición. En todas se mide, al menos, irradiancia global sobre plano horizontal. Latitud y longitud (Sur y Oeste respectivamente) en grados decimales. DP = Dominio Público, a nivel diario, disponible en <http://ursolar.org>. INIA es el acrónimo del Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias, DNM el de la Dirección Nacional de Meteorología del Uruguay, INMET el del Instituto Nacional de Meteorología de Brasil, UTE el de la empresa eléctrica nacional y FING el de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República.

ha sido el primer modelo para estimación de irradiación solar a partir de imágenes satelitales implementado específicamente para el territorio uruguayo [Alonso Suárez et al., 2011, Alonso Suárez et al., 2012a]. Este modelo presenta un buen balance entre simplicidad y precisión. Se parametriza la irradiación horaria en términos del coseno del ángulo cenital y un conjunto de parámetros,

$$I = I_{sc}F(n) \cos \theta_z (a + b \cos \theta_z + c \cos^2 \theta_z) + d (B_m^2 - B_0^2) \quad (1.72)$$

donde $I_{sc} = 4.92 \text{ MJ/m}^2$ es el valor horario de la constante solar y $F(n)$ la corrección orbital dada por la Ec. (1.1). El ángulo cenital depende de la hora del día, la posición (latitud ϕ y longitud ψ) de acuerdo a la Ec. (1.7). Los brillos B_m y B_0 se obtienen de las imágenes de satélite y representan el brillo medio y el brillo de fondo (día claro) para la ubicación y hora considerada. Los parámetros deben ser ajustados con datos de radiación tomados en suelo. Se obtiene una mejora sustancial de los estimativos cuando se ajustan dos conjuntos de parámetros, uno para horas predominantemente claras y otro para horas predominantemente nubladas [Alonso Suárez et al., 2012a]. Los detalles de este trabajo, los valores de los coeficientes para el territorio uruguayo y un análisis de su desempeño pueden encontrarse en la ref. [Alonso Suárez et al., 2012a].

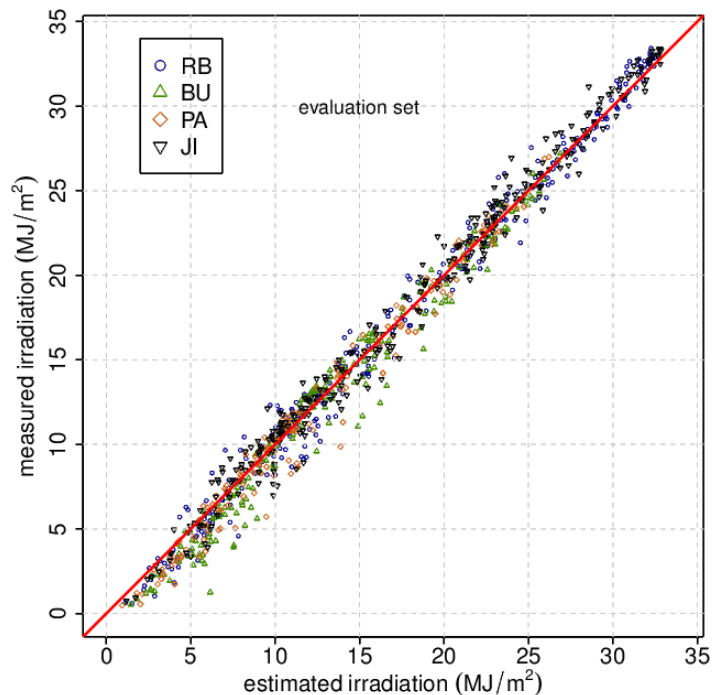


Figura 1.38: Estimativos de irradiancia solar diaria sobre plano horizontal del modelo de Tarpley (mejorado) para Uruguay (eje horizontal) vs medidas independientes (eje vertical) de las estaciones indicadas (vea la Tabla 1.7). La línea roja representa un ajuste perfecto. El desvío cuadrático medio (relativo a la media de las medidas) entre el estimativo del modelo y las medidas independientes es de 7% . Figura de la ref. [Alonso Suárez et al., 2012a].

Dada la naturaleza estadística del modelo, estos coeficientes tienen validez regional, no universal.

El desvío cuadrático medio relativo al promedio de las medidas (15.0 MJ/m^2) entre el estimativo del modelo y las medidas independientes es de 7% (1 MJ/m^2) a nivel de irradiación diaria y de 14% a nivel de irradiación horaria. El modelo de Tarpley permite estimar la irradiación solar global en superficie (diaria y horaria) a partir de las imágenes satelitales, con una resolución espacial de 2 km e incerteza comparable a la de un instrumento de medida para el caso diario. Estos estimativos pueden solicitarse para ubicaciones concretas al GMARS <http://ursolar.org>.

Actualmente, el GMARS prepara una segunda versión del Mapa Solar del Uruguay, usando la base de 13 años de imágenes satelitales y el modelo Tarpley mejorado. Este nuevo mapa, con mejor resolución espacial y temporal, tendrá además separación de las componentes directa y difusa y se calculará la irradiación directa en incidencia normal (DNI). Existen otros modelos (físicos) en los que el GMARS trabaja actualmente para estimar radiación solar en

1. RADIACIÓN SOLAR

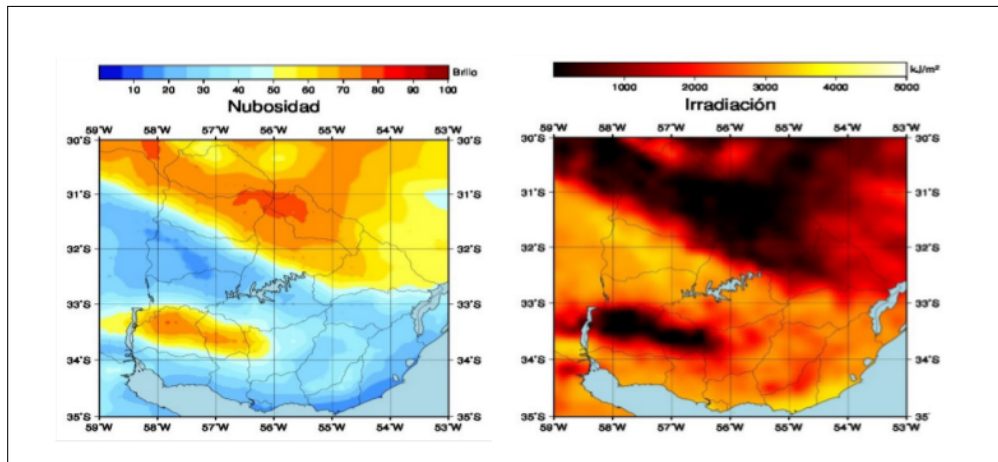


Figura 1.39: Izquierda: imagen de satélite convertida a índice de nubosidad. Derecha: imagen correspondiente de irradiación horaria sobre plano horizontal, generada a partir del modelo Tarpley, Ec. (1.72). Cada pixel corresponde a una región de aproximadamente $2 \times 2 \text{ km}^2$.

superficie a partir de imágenes satelitales. Esos modelos no requieren ajuste de parámetros con medidas terrestres.

1.5.4 Año Meteorológico Típico

Un año meteorológico típico (AMT) se realiza concatenando datos de 12 meses seleccionados como los más típicos a partir del análisis estadístico de un conjunto de registros de largo plazo de varias variables meteorológicas. El AMT está compuesto, por tanto, por medidas reales y refleja la variabilidad climática real sin dejar de ser representativo de la situación meteorológica más típica de cada mes del año. Por ello, el AMT es de utilidad para la simulación y el análisis de sistemas de conversión de energía solar en energía térmica o eléctrica.

El GMARS ha elaborado un AMT válido para la región sudoeste del Uruguay [Alonso Suárez et al., 2012b] basado la serie de irradiación diaria de La Estanzuela (8 años) y datos meteorológicos de largo plazo (40 años) registrados diariamente en la estación experimental del INIA en Colonia. Este conjunto de datos ha sido específicamente generado para ser usado con fines de diseño y modelado de dispositivos de conversión de energía solar. Su ámbito de aplicación puede ser algo mayor, pudiendo ser utilizado para actividades agro-meteorológicas con fuerte vínculo con la radiación solar, como por ejemplo el cálculo del índice de evapotranspiración de vegetación y suelos.

1.5. Recurso solar

día	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1	18.9	29.2	23.3	12.3	5.6	8.9	1.6	8.3	17.0	12.3	28.7	20.6
2	22.3	25.9	9.4	19.6	14.4	9.3	2.7	8.2	19.3	21.0	27.6	33.4
3	17.0	30.0	26.2	19.5	10.3	11.4	8.4	2.1	18.3	2.5	15.3	33.6
4	17.7	23.4	26.6	20.6	15.2	2.6	1.6	6.9	17.6	21.1	28.5	32.9
5	15.8	26.3	21.8	18.5	13.8	2.0	12.0	9.0	12.7	22.0	19.0	33.1
6	28.4	30.4	20.9	17.4	13.8	4.0	12.3	2.9	16.1	14.5	28.0	32.0
7	30.7	27.3	21.6	16.5	14.8	7.4	11.8	10.1	3.9	12.0	30.5	31.8
8	20.1	29.1	6.7	19.9	11.5	7.9	13.0	15.4	7.1	19.9	31.1	18.1
9	31.2	30.3	15.4	19.4	6.1	8.9	10.7	15.3	6.7	20.2	29.7	4.6
10	32.7	28.2	23.4	12.1	0.5	10.6	4.4	14.1	19.5	20.9	24.5	28.7
11	31.7	26.3	19.9	14.9	6.6	10.8	2.6	15.3	16.2	23.1	8.4	4.3
12	31.1	19.9	23.1	18.6	3.8	11.8	12.8	11.3	18.1	15.9	25.7	16.0
13	18.2	21.3	17.8	17.1	2.4	7.1	4.2	3.4	17.7	26.9	24.4	32.0
14	29.6	24.9	23.0	17.3	8.9	8.9	3.9	15.4	15.0	27.1	27.2	30.6
15	31.0	22.6	13.8	18.9	11.7	10.3	8.0	15.6	2.3	27.2	27.5	26.2
16	29.8	18.2	24.6	18.1	6.3	4.9	5.7	15.3	2.8	26.0	20.0	26.0
17	30.2	23.4	24.0	17.5	11.9	10.3	12.6	12.2	17.7	25.6	4.0	33.6
18	22.7	20.2	23.4	17.6	12.0	11.2	11.4	9.8	13.3	23.3	29.2	34.4
19	27.5	14.1	23.6	16.0	9.8	11.4	11.6	11.3	18.4	9.4	32.7	28.9
20	27.7	15.3	20.0	11.9	9.5	8.2	11.8	13.8	22.1	20.4	24.6	24.1
21	18.0	12.5	17.8	14.8	11.7	7.0	11.9	16.8	23.1	19.2	31.8	22.2
22	29.6	27.4	13.8	10.8	12.9	8.9	6.7	16.7	23.9	6.7	33.2	30.7
23	24.1	26.9	15.2	15.4	13.5	6.2	3.5	17.8	23.0	14.0	16.1	31.3
24	14.6	25.8	10.0	11.9	12.0	2.4	4.5	16.6	21.5	19.0	12.9	26.5
25	28.2	17.7	6.4	11.8	11.4	8.2	4.9	17.7	8.9	28.3	32.2	21.3
26	17.5	21.7	16.9	0.4	7.9	11.6	14.1	12.8	11.2	26.1	30.0	27.6
27	29.9	23.2	17.6	4.7	11.7	11.6	4.4	15.5	23.5	27.9	28.1	14.8
28	15.1	15.8	17.3	6.5	10.6	11.6	12.6	9.6	22.6	28.1	18.5	33.4
29	26.9		20.4	7.4	9.4	10.3	9.8	15.2	21.2	26.7	30.2	33.5
30	29.5		12.1	11.8	2.0	4.6	12.7	17.5	20.6	22.8	26.6	28.8
31	28.3		19.1		5.2		10.4	18.2		26.3		27.6
media	25.0	22.8	18.6	14.6	9.6	8.3	8.3	12.6	16.0	20.5	24.9	26.5

Cuadro 1.8: Año Meteorológico típico para el Sudoeste del Uruguay: valores de irradiación global diaria sobre plano horizontal expresados en MJ/m². La última fila se indica el promedio mensual.

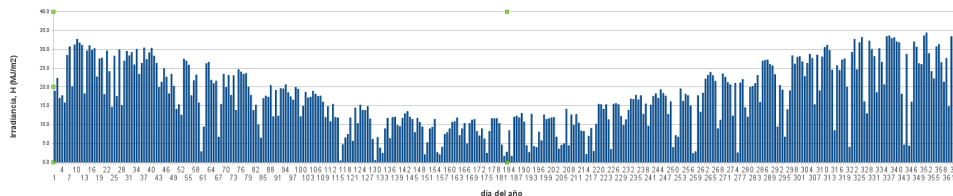


Figura 1.40: Serie de irradiación global diaria sobre plano horizontal del AMT1. Ver la Tabla ?? por los valores correspondientes. Figura de la ref. [Alonso Suárez et al., 2012b].

En este AMT se incluyen registros diarios de seis variables primarias:

- irradiación diaria global sobre plano horizontal, H , en MJ/m²;
- temperaturas media, máxima y mínima del aire (bulbo seco), T_a , T_{max} , T_{min} , en °C;
- humedad relativa media, h_r , en %;

1. RADIACIÓN SOLAR

- velocidad media del viento (2m), V_2 , en m/s.

Además, por su utilidad para cálculos térmicos en sistemas solares, se incluyen cinco variables derivadas:

- amplitud térmica, $\Delta T = T_{max} - T_{min}$, en °C;
- irradiación difusa diaria sobre plano horizontal, H_{dh} en MJ/m²;
- irradiación directa diaria sobre plano horizontal, H_{bh} en MJ/m²;
- irradiación global diaria sobre plano inclinado (a 35°), H_t en MJ/m²;
- irradiación directa diaria en incidencia normal, H_b en MJ/m²;

Estos registros se encuentran disponibles públicamente en la forma de una planilla electrónica en el sitio <http://ursolar.org>. Este es un proyecto en andamio y por el momento tiene cobertura geográfica limitada. En una próxima etapa se realizarán trabajos similares para otros lugares (Rivera, Salto y Montevideo) donde se cuenta con datos de irradiancia solar global sobre plano horizontal de calidad comprobada y extensión suficiente, con lo cual se espera alcanzar una cobertura geográfica adecuada. No describiremos en este Manual la metodología estadística, y otros detalles de este trabajo, para lo cual nos referimos al informe disponible en <http://ursolar.org>. En cambio, presentamos algunos de sus resultados como la serie típica de irradiación diaria 1.8 que se muestra gráficamente en la Figura 1.40.

1.5.5 Variabilidad del recurso solar

La variabilidad del recurso solar se considera con respecto a la ubicación geográfica en el territorio nacional (variabilidad geográfica), con respecto a la estación del año (variabilidad estacional) y con respecto a los ciclos climáticos (variabilidad interanual). En esta sección referimos todas las variaciones a la irradiación solar global sobre plano horizontal.

Variabilidad geográfica

El Uruguay es un país pequeño de topografía uniforme, por lo que la variabilidad geográfica de su recurso solar no es grande. Aún así, esta puede ser importante a la hora de definir la localización y rentabilidad de un emprendimiento solar, implicando variaciones del orden del 10 % entre el Sur y el Norte del territorio.

De acuerdo a los valores de irradiación diaria promedio del Mapa Solar del Uruguay (MSU, en adelante), el lugar con menor irradiación anualizada es Rocha, y los lugares con mayor irradiación anualizada son Salto, Paysandú, Artigas y Rivera. La variabilidad con la ubicación geográfica es del orden de $\pm 6\%$ en relación a la media anual territorial de 16 MJ/m².

Un análisis más detallado se muestra en la Tabla 1.9 donde se separan los sitios mencionados en dos grupos (típicos del Sur y del Norte del territorio) y se analizan sus valores medios por estación (invierno, verano y media estación). Hay una diferencia de aproximadamente 2 MJ/m^2 entre la irradiación diaria promedio en el Sur y en el Norte del país y esta variación no muestra una dependencia estacional significativa (se mantiene constante en invierno o verano). En términos concretos, significa que un emprendimiento solar ubicado en la región Norte contará con aproximadamente un 14% más de irradiancia solar incidente que si se ubica en la región Sur del país.

estación/región	Sur	Norte	Variación	media estacional
Invierno	8.2	10.3	2.1	9.2
Media Estación	14.8	16.8	2.0	15.8
Verano	21.8	23.9	2.1	22.8
media anual	14.9	17.0	2.1	16.0

Cuadro 1.9: Variabilidad de la irradiación diaria promedio (en $\text{MJ/m}^2/\text{día}$) entre las regiones Sur (Carrasco, Rocha y San José) y Norte (Rivera, Artigas, Salto y Paysandú) del Uruguay. Valores del MSU (Tabla 1.6).

Variabilidad estacional

La variabilidad estacional (entre verano e invierno) es bastante mayor que la variabilidad geográfica. Esta variabilidad debe tenerse en cuenta al definir la inclinación y orientación de los paneles solares. Por ejemplo, en una casa de veraneo, se desea maximizar la captación de energía en verano. Por otro lado, si se desea asegurar el suministro de energía todo el año, el punto crítico es el invierno. En la tabla 1.9 se ve que el promedio de irradiancia diaria de los meses de verano es aproximadamente 2.5 veces el de los meses de invierno (a nivel de todo el territorio). La variación estacional, con respecto a la media nacional de 16 MJ/m^2 es de aproximadamente $\pm 7 \text{ MJ/m}^2$, o sea $\pm 44\%$ relativo a la media anual. Esta variabilidad no presenta diferencias significativas, en términos absolutos, entre el Norte y el Sur del país.

Variabilidad interanual

Cuando se trabaja con promedios (o totales) anuales de irradiación, es importante conocer la variabilidad que se puede esperar de un año al otro, con respecto al valor medio de largo plazo. Un año especialmente lluvioso tendrá menos irradiación solar que lo normal y en un año seco habrá más irradiación solar. Fenómenos climáticos globales como el Niño y la Niña, cau-

1. RADIACIÓN SOLAR

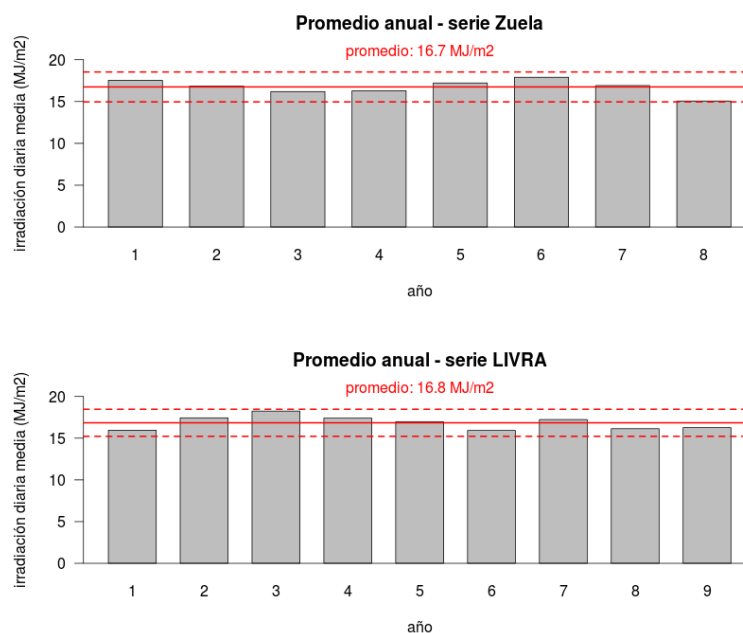


Figura 1.41: Promedios anuales de irradiación diaria para las series Zuela y Livra, en MJ/m². Los valores medios están comprendidos en la franja $\bar{H} \pm 2\sigma$, donde σ es la desviación estándar de los promedios anuales con relación al promedio de toda la serie, \bar{H} . Los valores se indican en la Tabla 1.10.

san ciclos de años lluviosos o años secos, que afectan los valores anuales de irradiación solar⁴².

Podemos tener una idea de la variabilidad interanual analizando los valores promedio año a año, durante un período de tiempo prolongado. El problema es que en el Uruguay, existen muy pocas series con más de cinco años. En la Figura 1.41 se presentan los valores promedio anuales para la serie ZUELA y la serie LIVRA, ambas usadas en el MSU. En esta figura se puede ver que los promedios anuales varían en un rango⁴³ de $\pm 2\sigma$ con respecto al promedio de toda la serie, \bar{H} .

Los datos presentados en el Cuadro 1.10 sugieren que la variación interanual⁴⁴ esperable es del orden del 10 % del promedio de largo plazo. Es decir,

⁴²Vea un informe gráfico en <http://www.grida.no/publications/vg/lacsp/page/2792.aspx>.

⁴³Si la distribución de los valores medios anuales fuese una distribución normal, la probabilidad de que un valor medio dado difiera del promedio de toda la serie en más de 2σ sería menor a 5 %. Es decir que en este caso, cada 20 años, podría haber uno que tenga esta característica.

⁴⁴Observe que comparamos promedios anuales entre sí. Los valores medios para un mes dado, pueden diferir en más que esta cantidad.

Serie/Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	promedio	2σ
ZUELA	17.6	16.8	16.2	16.3	17.2	17.9	16.9	15.1	-	16.7	1.8
LIVRA	16.0	17.4	18.2	17.4	17.0	15.9	17.2	16.1	16.3	16.8	1.6

Cuadro 1.10: Irradiación diaria (promedio anual, en MJ/m²) para cada año de las series indicadas. La serie ZUELA (Colonia) abarca los años entre 1970 y 1977 y la serie LIVRA (Riviera) entre 2002 y 2010. Las últimas columnas indican el promedio y la desviación estándar σ . La serie Zuela es de dominio público, la serie LIVRA, es de propiedad del INMET (Brasil).

en una serie con un promedio diario de 16 MJ/m² se puede esperar una variación de un año a otro de ± 1.6 MJ/m². Estos deben ser considerados resultados indicativos, ya que se requieren más datos con un control de calidad adecuado, para poder realizar un estudio más completo.

En el Uruguay, la media anual territorial de la irradiación diaria sobre un plano horizontal es de 16 MJ/m²/día. Con respecto a este valor,

- la variabilidad geográfica (Norte-Sur) del recurso solar es del orden de $\pm 6\%$.
- la variabilidad estacional (Invierno-Verano) es de $\pm 44\%$.
- la variabilidad inter-anual, es del orden de $\pm 10\%$.

Símbolos y nomenclatura usados en el Capítulo 1

En general, la notación sigue las pautas indicadas en la norma [UNIT, 2009].

	Significado	Unidades
r	distancia Tierra-Sol	m
r_0	distancia media Tierra-Sol, $r_0 = 1 \text{ U.A.} \simeq 149.6 \times 10^9 \text{ m}$	m
n	ordinal-día (Tabla A.1)	-
G_{cs}	constante solar, $G_{cs} = 1367 \text{ W/m}^2 (= 4.92 \text{ MJ/m}^2 \text{ h})$	W/m^2
I_{cs}	constante solar horaria, $I_{cs} = 4.92 \text{ MJ/m}^2$	$\text{MJ/m}^2 \text{ hora}$
H_{cs}	constante $H_{cs} = 24 \times I_{cs} / \pi = 37.6 \text{ MJ/m}^2$	$\text{MJ/m}^2 \text{ día}$
G_0	irradiancia solar extraterrestre en incidencia normal	W/m^2
δ	declinación solar	radianes
δ_0	ángulo entre el plano orbital y el plano ecuatorial terrestre ($\delta_0 = 23.45^\circ \simeq 0.4093 \text{ rad}$)	radianes
ω	ángulo horario	radianes
t_s	tiempo solar aparente	horas decimales
ϕ	latitud (negativa en el H.S., positiva en el H.N.)	radianes
θ_z	ángulo cenital del Sol	radianes
θ	ángulo de incidencia sobre superficie arbitraria	radianes
β	inclinación de una superficie plana con respecto al plano horizontal	radianes
α_s	altura solar, varía entre 0 y $\pi/2$	radianes
γ_s	azimut solar, cero al Norte, positivo al Oeste	radianes
α	altura angular de un obstáculo	radianes
γ	azimut de un obstáculo o de una superficie, misma convención de signos que γ_s	radianes
ω_s	ángulo horario de puesta de Sol en terreno plano	radianes
T_s	horas de Sol en el día	horas decimales
t_0	tiempo solar medio o tiempo local (1 día = 24 horas)	horas decimales
E	Ecuación del tiempo	minutos
t_{UTC}	Tiempo Universal Coordinado o tiempo estándar	horas decimales
G_{0h}	Irradiancia extraterrestre sobre un plano horizontal	W/m^2
I_{0h}	Irradiación extraterrestre horaria sobre un plano horizontal	MJ/m^2
H_{0h}	Irradiación extraterrestre diaria sobre un plano horizontal	MJ/m^2
\bar{H}_{0h}	Irradiación extraterrestre diaria (promedio mensual) sobre un plano horizontal	MJ/m^2
n^*	ordinal-día para el día típico del mes (día cuya H_{0h} es más próxima a la media mensual \bar{H}_{0h} según el criterio de Klein).	-
N_m	Dirección del Norte magnético	grados
N_g	Dirección del Norte geográfico	grados
δ_m	declinación magnética	grados

	Significado	Unidades
E_λ	irradiancia solar espectral	$\text{W/m}^2\mu\text{m}$
G_h	irradiancia global sobre plano horizontal	W/m^2
G_{bh}	irradiancia directa sobre plano horizontal	W/m^2
G_{dh}	irradiancia difusa sobre plano horizontal	W/m^2
G_n	irradiancia global en incidencia normal (es decir, sobre un plano orientado perpendicular a la línea Tierra-Sol)	W/m^2
G_{bn}	irradiancia directa en incidencia normal	W/m^2
G_{dn}	irradiancia difusa en incidencia normal	W/m^2
G_i	irradiancia global sobre plano inclinado	W/m^2
G_{bi}	irradiancia directa sobre plano inclinado	W/m^2
G_{di}	irradiancia difusa sobre plano inclinado	W/m^2
I_h	irradiación global horaria sobre plano horizontal	MJ/m^2
I_{bh}	irradiación directa horaria sobre plano horizontal	MJ/m^2
I_{dh}	irradiación difusa horaria sobre plano horizontal	MJ/m^2
I_i	irradiación global horaria sobre plano inclinado	MJ/m^2
I_{bi}	irradiación directa horaria sobre plano inclinado	MJ/m^2
I_{di}	irradiación difusa horaria sobre plano inclinado	MJ/m^2
H_h	irradiación global diaria sobre plano horizontal	MJ/m^2
H_{bh}	irradiación directa diaria sobre plano horizontal	MJ/m^2
H_{dh}	irradiación difusa diaria sobre plano horizontal	MJ/m^2
H_i	irradiación global diaria sobre plano inclinado	MJ/m^2
H_{bi}	irradiación directa diaria sobre plano inclinado	MJ/m^2
H_{di}	irradiación difusa diaria sobre plano inclinado	MJ/m^2
\bar{H}_h	irradiación global diaria (media mensual) en p. horizontal	MJ/m^2
\bar{H}_{bh}	irradiación directa diaria (media mensual) en p. horizontal	MJ/m^2
\bar{H}_{dh}	irradiación difusa diaria (media mensual) en p. horizontal	MJ/m^2
\bar{H}_i	irradiación global diaria (media mensual) en p. inclinado	MJ/m^2
\bar{H}_{bi}	irradiación directa diaria (media mensual) en p. inclinado	MJ/m^2
\bar{H}_{di}	irradiación difusa diaria (media mensual) en p. inclinado	MJ/m^2
k'_t	índice de claridad instantáneo = G_h/G_{0h}	-
k_t	índice de claridad horario = I_h/I_{0h}	-
K_t	índice de claridad diario = H_h/H_{0h}	-
\bar{K}_t	índice de claridad diario promedio mensual = \bar{H}_h/\bar{H}_{0h}	-
f_d	fracción difusa horaria sobre plano horizontal = I_{dh}/I_h	-
F_d	fracción difusa diaria sobre plano horizontal = H_{dh}/H_h	-
\bar{F}_d	fracción difusa diaria (media mensual) sobre plano horizontal = \bar{H}_{dh}/\bar{H}_h	-
$I_{di,c}$	irradiación difusa del cielo sobre p. inc.	MJ/m^2
$I_{di,cs}$	irradiación difusa circumsolar sobre p. inc.	MJ/m^2
$I_{di,r}$	irradiación difusa reflejada del entorno sobre p. inc.	MJ/m^2
$I_{di,hz}$	irradiación difusa del horizonte sobre p. inc.	MJ/m^2
r'_b	razón directa instantánea = G_{bi}/G_{bh}	-
r_b	razón directa horaria = I_{bi}/I_{bh}	-
R_b	razón directa diaria = H_{bi}/H_{bh}	-
\bar{R}_b	razón directa diaria (media mensual) = $\bar{H}_{bi}/\bar{H}_{bh}$	-

1. RADIACIÓN SOLAR

	Significado	Unidades
$\tilde{\phi}$	latitud equivalente, para superficies orientadas al ecuador	radianes
ω'_s	ángulo horario de puesta de Sol para superficie inclinada orientada al ecuador	radianes
ω_{ss}	ángulo horario de salida del Sol para superficie inclinada con orientación genérica	radianes
ω_{ps}	ángulo horario de puesta de Sol para superficie inclinada con orientación genérica	radianes
r	razón horaria I_i/I_h	-
R	razón diaria H_i/H_h	-
\bar{R}	razón diaria promedio mensual \bar{H}_i/\bar{H}_h	-

Aspectos ópticos

Dr. Gonzalo Abal – abal@fing.edu.uy

Grupo de Modelado y Análisis de la Radiación Solar (GMARS)

Instituto de Física, Facultad de Ingeniería

Universidad de la República

Las propiedades ópticas de los materiales usados en los colectores solares son determinantes para lograr una buena eficiencia. Se presentan las propiedades que determinan la eficiencia óptica de un colector de placa plana sin concentración y se estudia su variación con el ángulo de incidencia. También se presentan las propiedades de las superficies selectivas usadas para mejorar la eficiencia.

Tanto la radiación incidente del Sol como la radiación térmica emitida por los objetos en virtud de su temperatura, son formas de radiación electromagnética. La radiación electromagnética tiene propiedades diferentes (y recibe nombres diferentes) en diferentes regiones del espectro electromagnético.

En aplicaciones de energía solar térmica, es importante distinguir al menos dos regiones espectrales: la región de onda corta (o región solar) comprendida entre $0.2 \mu\text{m}$ y $2 \mu\text{m}$ y la región de onda larga o radiación térmica o NIR, comprendida entre $2 \mu\text{m}$ y $20 \mu\text{m}$. Aproximadamente el 94 % de la constante solar se encuentra en la región de onda corta con $\lambda < 2 \mu\text{m}$, como se muestra en la Figura 1.13 (panel inferior). Por otro lado, la región NIR (Vea el Cua-

2. ASPECTOS ÓPTICOS

dro 1.4) corresponde a la radiación térmica debida a temperaturas similares a las alcanzadas en el interior de un colector solar sin concentración.

En general, las propiedades ópticas de los materiales dependen de la longitud de onda de la radiación involucrada (dependencia espectral). Por ejemplo, una cubierta transparente transmite la mayor parte de la energía incidente de onda corta, pero es virtualmente opaca a la radiación térmica. Por otro lado, una superficie selectiva absorbe prácticamente toda la radiación solar incidente, pero es un pobre emisor de radiación térmica por lo cual reduce las pérdidas del colector. La presencia de una o más cubiertas transparentes implican una pérdida de parte de la radiación solar incidente por reflexión y absorción, pero esto se compensa con creces (especialmente en invierno) por la reducción de las pérdidas convectivas al ambiente.

Eficiencia óptica o producto ($\tau\alpha$)

El balance térmico en un colector¹ de placa plana en régimen estacionario se puede expresar como

$$SA_c = \dot{Q}_u + \dot{Q}_p \quad (2.1)$$

donde:

- S es la potencia por unidad de área (W/m^2) absorbida en la placa del colector
- A_c es el área de captación (m^2).
- \dot{Q}_u es la potencia útil (W) transferida al fluido de trabajo (usualmente agua, pero en aplicaciones de secado o acondicionamiento térmico puede ser aire).
- \dot{Q}_p representa la potencia (W) asociada a las pérdidas térmicas al ambiente.

La eficiencia η del colector es la fracción de la energía solar incidente que se transforma en energía útil, es decir

$$\eta = \frac{Q_u}{G_i A_c} = \frac{S}{G_i} \times \frac{Q_u}{SA_c} = \eta_{opt} \times \eta_T \quad (2.2)$$

donde G_i es la irradiancia solar global (W/m^2) sobre el plano del colector. La fracción de la energía incidente que es absorbida por la placa del colector

$$\eta_{opt} = \frac{S}{G_i} = (\tau\alpha) \quad (2.3)$$

¹Esta discusión se aplica a colectores individuales y no a sistemas de colectores, que se discuten en la Parte II de este Manual.

es la *eficiencia óptica* o producto ($\tau\alpha$) del colector y la fracción de la potencia absorbida en la placa que es transferida como potencia útil al fluido de trabajo

$$\eta_T = \frac{Q_u}{SA_c} \quad (2.4)$$

es la eficiencia térmica.

En este capítulo se presentan los principales aspectos necesarios para modelar la eficiencia óptica del colector y evaluar el impacto que tendrá la variación de un dado parámetro óptico en su desempeño.

2.1 Radiación de un Cuerpo Negro

Toda superficie en equilibrio a cierta temperatura T , irradia energía a una tasa proporcional a la cuarta potencia de su temperatura. Esta radiación se denomina *radiación térmica* y suele estar en un rango de longitudes de onda entre 0.2 y 1000 micras². En particular, un cuerpo negro es un radiador ideal, ya que irradia a la máxima tasa posible a la temperatura de referencia. La potencia por unidad de área, E_{cn} , irradiada por un cuerpo negro esta dada por la ley de Stefan,

$$E_{cn} = \sigma T^4 \quad (2.5)$$

donde $\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{W/m}^2 \text{K}^4$ es la constante de Stefan-Boltzmann y T la temperatura absoluta de la superficie radiante, en grados Kelvin. Un cuerpo negro es además, por definición, un absorbedor perfecto de radiación. La radiación incidente en un cuerpo negro con cualquier longitud de onda o desde cualquier dirección, será absorbida.

La distribución espectral de la radiación³, $E_{cn,\lambda}$, de un cuerpo negro es universal (no depende de su forma, composición, ni otros detalles) y esta dada por la Ley de Radiación de Planck,

$$E_{cn,\lambda} = \frac{C_1}{\lambda^5 [e^{C_2/\lambda T} - 1]} \quad (2.6)$$

donde $C_1 = 3.7405 \times 10^8 \text{ W } \mu\text{m}^4/\text{m}^2$ y $C_2 = 14387.8 \mu\text{m K}$ son las llamadas *constantes de radiación*. La composición espectral de la radiación de un cuerpo negro tiene la forma característica mostrada en la Figura 2.1. Si se suman las contribuciones irradiadas a todas las longitudes de onda, $E_{cn,\lambda} \Delta\lambda$, se obtiene la Ec. (2.5). Una observación atenta de la Figura 2.1 muestra que la longitud de onda λ_p , a la cual se irradia la máxima potencia, es mayor cuanto menor

²La radiación solar también es radiación térmica pero que proviene de un cuerpo con una temperatura superficial de varios miles de grados.

³La potencia por unidad de área radiada en un pequeño intervalo de longitudes de onda $\Delta\lambda$ es $E_\lambda \Delta\lambda$ y E_λ se denomina excitancia espectral de la superficie.

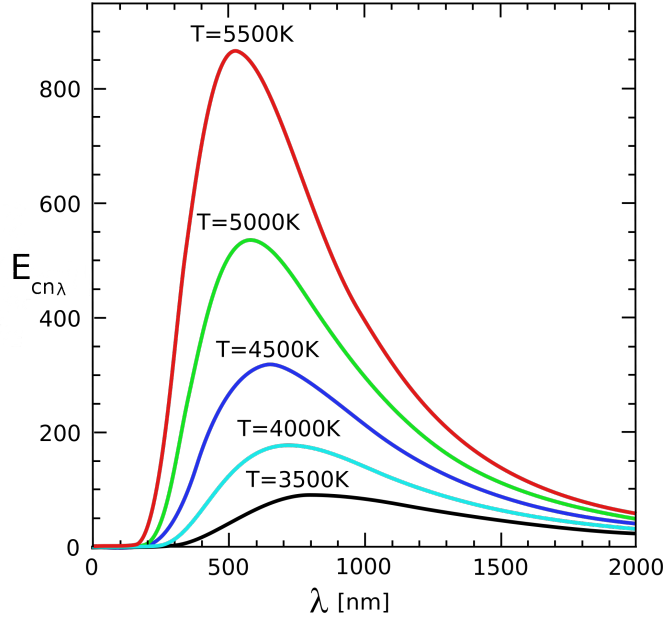


Figura 2.1: Espectro de radiación térmica de un Cuerpo Negro (ley de Planck, Ec. (2.1)) para varias temperaturas. $E_{cn,\lambda}$ esta en unidades arbitrarias. El área bajo cada curva es σT^4 a la temperatura correspondiente. Figura adaptada de Wikipedia.

es la temperatura de la superficie. Esta propiedad se conoce como la Ley de Wien,

$$\lambda_p T \simeq 2897.8 \mu m K. \quad (2.7)$$

La suma de la radiación irradiada a todas las longitudes de onda, es decir el área bajo cada una de las curvas de la Figura 2.1, es $E_{cn} = \sigma T^4$. La fracción de la energía total irradiada a temperatura T a longitudes de onda menores a λ se conoce como función de radiación,

$$f_{0-\lambda T} = \frac{E_{0-\lambda T}}{\sigma T^4} \quad (2.8)$$

y esta tabulada en función de λT , por ejemplo en [Duffie y Beckman, 2006].

El balance radiante entre superficies tiene un rol importante en la temperatura de régimen de una superficie expuesta a la radiación solar. Por supuesto, las pérdidas de calor por convección también juegan un rol. El siguiente ejemplo muestra las cuales son las temperaturas de régimen cuando los efectos convectivos son despreciables.

Las superficies reales emiten y absorben una fracción de lo que emite y absorbe un Cuerpo Negro (el emisor y absorbedor ideal). El cociente entre la energía $E(T)$ emitida por la superficie a temperatura T (a todas longitudes

de onda, en todas direcciones) es la *emisividad* (o emitancia) de la superficie⁴

$$\text{emisividad: } \quad \varepsilon = \frac{E(T)}{E_{cn}} = \frac{E(T)}{\sigma T^4}, \quad (2.9)$$

una cantidad adimensionada entre 0 y 1 que indica que tan cerca de un emisor ideal ($\varepsilon = 1$) esta la superficie. La radiación emitida por una superficie a temperatura T se expresa como

$$E(T) = \varepsilon \sigma T^4. \quad (2.10)$$

Una superficie que emite de este modo, con $\varepsilon < 1$, se conoce como un “Cuerpo Gris”. En el Apéndice A.6 se presenta una lista de emisividades para diversos materiales comunes.

En forma similar, la potencia absorbida por unidad de área por una superficie, F_a , (a toda longitud de onda, proveniente de todas las direcciones) es una fracción de la potencia por unidad de área incidente F_i . Se define la *absortancia* (a veces, absorptividad o factor de absorción) de la superficie expuesta a cierta radiación⁵ como

$$\text{absorptividad: } \quad \alpha = \frac{F_a}{F_i}. \quad (2.11)$$

Esta cantidad es una fracción entre 0 (un espejo o reflector perfecto) y 1 (para un cuerpo negro o absorbedor perfecto).

La ley de Kirchoff establece que la emitancia espectral direccional de un cuerpo es igual a su absortancia espectral direccional. Si promediamos las propiedades direccionales se cumple que a una longitud de onda dada, la emisividad espectral es igual a la emitancia espectral. Si además, promediamos las propiedades espectrales⁶, $\alpha = \varepsilon$. En general, un buen emisor es también un buen absorbedor de la radiación. Sin embargo, debe tenerse presente que la absortancia y la emitancia son cantidades espectrales y direccionales. En este Manual, evitaremos la complejidad matemática asociada al tratamiento de estos conceptos, y trabajaremos siempre que nos sea posible con las cantidades promedio en cierto rango de longitudes de onda y dirección. En el esquema de la Figura 2.9 se ubican diversos materiales de uso corriente de acuerdo a sus propiedades ópticas promedio.

⁴La emisividad de una superficie depende débilmente de la temperatura.

⁵La absortancia no es una propiedad exclusivamente de la superficie, sino que depende del espectro de la radiación incidente F_i . En el contexto de este Manual, nos referimos a la absortancia solar o referida al espectro solar de referencia.

⁶En algunas situaciones las propiedades ópticas presentan una variación importante en las longitudes de onda de interés y no se puede trabajar con cantidades promediadas. Esto ocurre, por ejemplo, con las superficies selectivas.

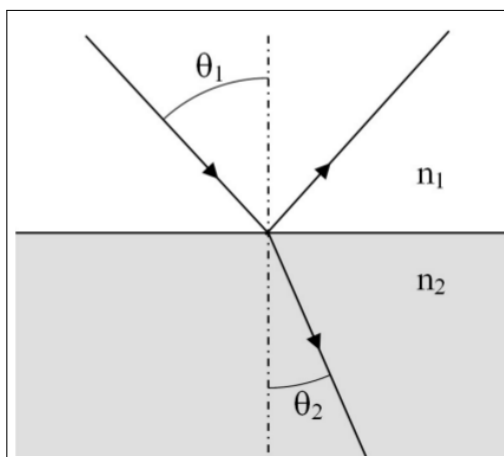


Figura 2.2: Reflexión y refracción de la radiación electromagnética en una interfaz plana que separa dos medios con propiedades ópticas diferentes. El ángulo de salida del haz reflejado es igual al ángulo de incidencia θ_1 . Figura de [Failache, 2010].

2.2 Transmisión y Reflexión en cubiertas semi-transparentes

Antes de analizar el caso de una o más cubiertas semitransparentes, es necesario repasar las propiedades de reflexión y refracción de la luz en una interfaz entre dos medios con propiedades ópticas diferentes.

2.2.1 Reflexión y Refracción en una interfaz entre dos medios

Cuando la radiación electromagnética incide en una interfaz entre dos medios con propiedades ópticas diferentes, una parte de la misma es reflejada (supondremos que especularmente) y otra parte transmitida en una dirección modificada⁷ (refracción), como se indica en la Figura 2.2.

El flujo de energía (W/m^2) incidente desde el medio 1 sobre la interfaz, $F_i = F_r + F_t$, se descompone en un flujo reflejado hacia el medio 1, F_r , y otro transmitido, F_t , hacia el medio 2. Las fracciones reflejada y transmitida son los coeficientes de reflexión (r) y transmisión (t) respectivamente,

$$r = \frac{F_r}{F_i}, \quad t = \frac{F_t}{F_i}, \quad \text{y se cumple } r + t = 1 \quad (2.12)$$

en la interfaz. Estos coeficientes dependen del ángulo de incidencia, pero siempre están entre 0 y 1. El ángulo de salida en cada caso (vea la Figura 2.2) satisface la relación

$$\begin{aligned} \theta_1 &= \theta_{1r} && \text{reflexión especular} \\ n_1 \sin \theta_1 &= n_2 \sin \theta_2 && \text{ley de Snell} \end{aligned} \quad (2.13)$$

⁷En este tratamiento pensamos en la radiación directa, que tiene propiedades direccionales bien definidas. El caso de la radiación difusa será discutido más adelante.

Visible spectrum refractive index values, n_r , based on air

Material	Index of Refraction
Air	1.000
Clean polycarbonate	1.59
Diamond	2.42
Glass (solar collector type)	1.50–1.52
Plexiglass [®] (polymethyl methacrylate, PMMA)	1.49
Mylar [®] (polyethylene terephthalate, PET)	1.64
Quartz	1.54
Tedlar [®] (polyvinyl fluoride, PVF)	1.45
Teflon [®] (polyfluoroethylene propylene, FEP)	1.34
Water-liquid	1.33
Water-solid	1.31

Figura 2.3: Índices de refracción para materiales semitransparentes en la región visible del espectro [Martin y Goswami, 2005].

donde n_1 y n_2 son los índices de refracción de cada medio, supuestos no dispersivos⁸. Para efectos de este Manual, el índice de refracción del aire es igual al del vacío ($n = 1$) y el vidrio tiene un índice de refracción que no depende apreciablemente de la longitud de onda, sino del tipo de vidrio. Para el vidrio común de ventana $n \simeq 1.51$, vea la Figura 2.3 por valores para otros materiales semitransparentes.

La fracción del flujo incidente que es reflejada en la interfaz depende del índice de refracción de los medios, del ángulo de incidencia y del estado de polarización de la luz⁹ a través de las *ecuaciones de Fresnel*,

$$r_{\perp} = \left[\frac{n_1 \cos \theta_1 - n_2 \cos \theta_2}{n_1 \cos \theta_1 + n_2 \cos \theta_2} \right]^2 = \left[\frac{n_1 \cos \theta_1 - \sqrt{n_2^2 - n_1^2 \sin^2 \theta_1}}{n_1 \cos \theta_1 + \sqrt{n_2^2 - n_1^2 \sin^2 \theta_1}} \right]^2 \quad (2.14)$$

$$r_{\parallel} = \left[\frac{n_2 \cos \theta_1 - n_1 \cos \theta_2}{n_2 \cos \theta_1 + n_1 \cos \theta_2} \right]^2 = \left[\frac{n_2^2 \cos \theta_1 - n_1 \sqrt{n_2^2 - n_1^2 \sin^2 \theta_1}}{n_2^2 \cos \theta_1 + n_1 \sqrt{n_2^2 - n_1^2 \sin^2 \theta_1}} \right]^2,$$

⁸El índice de refracción de un medio semi-transparente es el cociente $n_{\lambda} = c/v_{\lambda}$, donde c es la velocidad de la luz en el vacío y v_{λ} la velocidad de propagación de la luz en el medio, que depende en general de la longitud de onda de la radiación (medio dispersivo). En el caso de la luz solar incidiendo en vidrio, el índice de refracción tiene una leve dependencia en λ , que no será tenida en cuenta en este Manual.

⁹La radiación electromagnética es una onda transversal, por lo que la dirección del campo eléctrico (polarización) se resuelve en dos direcciones, una perpendicular (\perp) al plano de incidencia y la otra paralela (\parallel) al mismo.

2. ASPECTOS ÓPTICOS

Material	ρ
Silver	0.94 ± 0.02
Gold	0.76 ± 0.03
Aluminized acrylic, second surface	0.86
Anodized aluminum	0.82 ± 0.05
Various aluminum surfaces-range	0.82–0.92
Copper	0.75
Back-silvered water-white plate glass	0.88
Aluminized type-C Mylar (from Mylar side)	0.76

Figura 2.4: Reflectividad en el visible para varios materiales [Martin y Goswami, 2005].

donde se ha usado la ley de Snell, Ec. (2.13), para eliminar el ángulo θ_2 .

La radiación solar incidente¹⁰ esta compuesta por luz no polarizada (es decir, 50 % del flujo incidente tiene polarización \parallel y 50 % tiene polarización \perp), por lo que el coeficiente de reflexión en la interfaz se obtiene promediando el efecto de ambas componentes de polarización en partes iguales,

$$\bar{r} = \frac{1}{2} (r_{\perp} + r_{\parallel}). \quad \text{radiación no polarizada} \quad (2.15)$$

Como lo que no se refleja en la interfaz, es transmitido al medio 2, el coeficiente de transmisión no es independiente sino que se satisfacen las relaciones $t_{\perp} = 1 - r_{\perp}$ y $t_{\parallel} = 1 - r_{\parallel}$. Por lo tanto el coeficiente de transmisión medio para luz no polarizada es

$$\bar{t} = \frac{1}{2} (t_{\perp} + t_{\parallel}) = 1 - \bar{r} \quad \text{radiación no polarizada} \quad (2.16)$$

Para el caso de una interfaz aire-vidrio, usamos $n_1 = 1$, $n_2 = n_v$ ($\simeq 1.5$ o un valor adecuado al tipo de vidrio). Si además evaluamos las Ecs. (2.14) para el caso de incidencia normal ($\theta_i = 0$) (ambas componentes de polarización se comportan igual), se obtiene

$$\bar{r} = r_{\perp} = r_{\parallel} = \left(\frac{n - 1}{n + 1} \right)^2 \quad \text{aire-vidrio, incidencia normal.} \quad (2.17)$$

Por ejemplo, para vidrio con índice de refracción $n \simeq 1.5$, el coeficiente de reflexión en incidencia normal es $\bar{r} = 0.04$, indicando que en este caso sólo 4 % del flujo incidente es reflejado y 96 % es transmitido. Como se muestra en la Figura 2.5, el coeficiente de reflexión en una interfaz aire-vidrio aumenta rápidamente para ángulos de incidencia mayores a 65° .¹¹

¹⁰Debe manejarse esta hipótesis con cuidado. Por ejemplo, la luz solar reflejada por vidrios, nubes, espejos de agua o nieve puede estar fuertemente polarizada a ciertos ángulos,

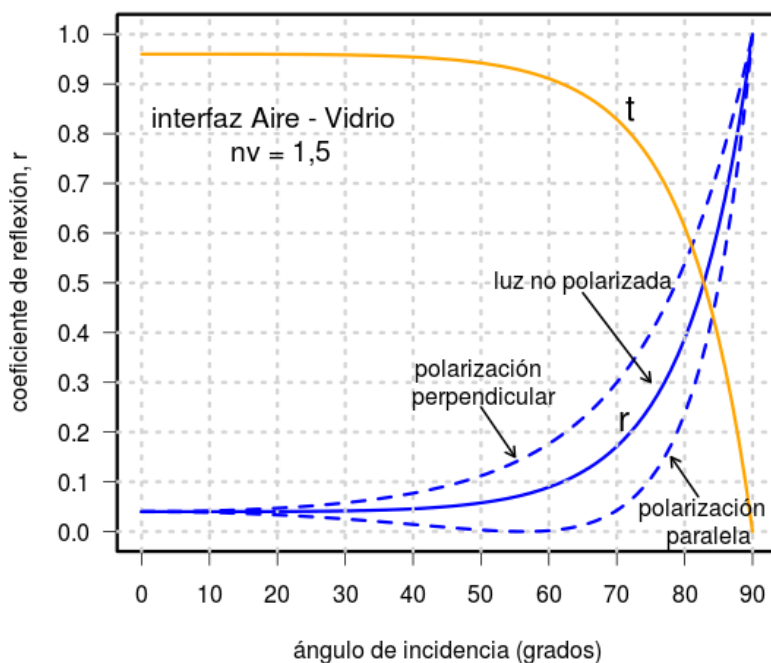


Figura 2.5: Coeficiente de reflexión \bar{r} (línea llena, azul) en función del ángulo de incidencia θ_1 para una interfaz aire-vidrio, calculado a partir de las Ecs. (2.14) y (2.15). Observe que para $\theta_1 \approx 56^\circ$ la reflexión de la componente de polarización paralela es nula. La línea llena naranja representa el coeficiente de transmisión, $\bar{t} = 1 - \bar{r}$.

En general, en las coberturas transparentes usadas en colectores solares el coeficiente de reflexión es menor a 10% para ángulos de incidencia menores a 60° y a partir de este punto de incidencia oblicua, \bar{r} aumenta rápidamente con el ángulo de incidencia.

llegando a ser suprimida la componente \parallel de la onda reflejada.

¹¹En esta Figura, puede observarse además que la reflexión de ambas componentes de polarización es diferente. En particular para $\theta_1 \approx 56^\circ$, la componente \parallel es suprimida del flujo reflejado ($r_{\parallel} = 0$) que pasa a estar completamente polarizado en dirección \perp . Este ángulo de incidencia se conoce como ángulo de Brewster y produce la polarización por reflexión al que refiere la nota al pie anterior.

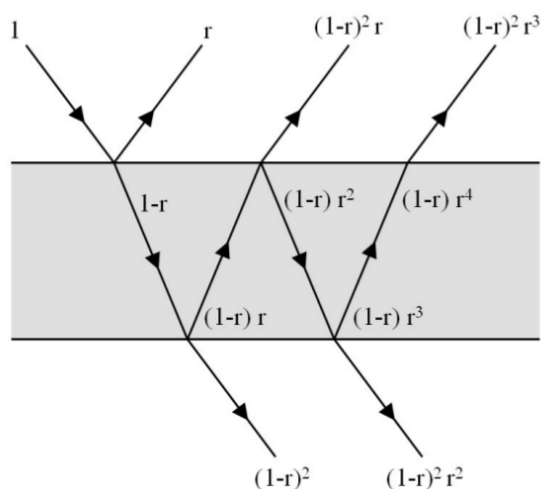


Figura 2.6: Esquema mostrando las reflexiones múltiples internas de la radiación solar directa en una lámina de material semi-transparente rodeada de aire. Además, en cada trayecto por el material una fracción τ es absorbida. Figura de [Failache, 2010].

2.2.2 Absorción y Transmisión por láminas semi-transparentes

Cuando consideramos una lámina de material semi-transparente de cierto espesor d , es necesario considerar el efecto de dos interfaces como las analizadas en la Sección anterior. Suponiendo que se trate de un vidrio (para fijar ideas) el flujo de radiación transmitido en la interfaz aire - vidrio entra al medio ópticamente más denso (vidrio) y una parte es absorbida. El resto incide en una interfaz vidrio - aire, como se indica en la Figura 2.6, donde una parte es reflejada y otra transmitida, como se discutió en la Sección anterior.

El proceso continúa, dando lugar a una serie de reflexiones internas múltiples en el vidrio, como se indica esquemáticamente en la Figura 2.6. El resultado final de este proceso es que una cierta fracción T de la radiación incidente en el material es transmitida al otro lado de la placa y otra parte es absorbida en la misma.

Al atravesar un recorrido s en un material de coeficiente de extinción k , la fracción de flujo de radiación absorbida es

$$\tau = e^{-ks} = \exp\left(-\frac{nk d}{\sqrt{n^2 - \sin^2 \theta_1}}\right) \quad (2.18)$$

donde se ha expresado el coeficiente de absorción en términos del ángulo de incidencia θ_1 y el índice de refracción n del material usando la Ec. (2.13) y la relación geométrica entre espesor del material y recorrido $d = s \cos \theta_2$ (θ_2 es el ángulo en el material). Observe que para incidencia normal ($\theta_1 = 0$) esta expresión se simplifica a $\tau_0 = e^{-kd}$.

2.2. Transmisión y Reflexión en cubiertas semi-transparentes

Esta fracción τ es absorbida en cada pasaje a través del material. Al cabo del primer trayecto (dos interfaces), se transmite una fracción¹²

$$T^{(0)} = t \times (\tau \times t) = \tau(1 - r)^2.$$

Al cabo del segundo trayecto,

$$T^{(1)} = t \times (\tau \times r) \times (\tau \times r) \times (\tau \times t) = \tau(1 - r)^2 \times (\tau^2 r^2)$$

Cada trayecto adicional por el material, agrega un término $(\tau^2 r^2)$, de modo que la fracción transmitida luego de n pasajes es

$$T^{(n)} = \tau(1 - r)^2 \times (\tau^2 r^2)^n \quad n = 1, 2, 3 \dots$$

El flujo total transmitido es la suma de todas las transmisiones parciales $T^{(0)}, T^{(1)}, \dots, T^{(n)}$, por lo que se obtiene una transmitancia total¹³

$$T = \sum_{n=0}^{\infty} T^{(n)} = \tau(1 - r)^2 \times \sum_{n=0}^{\infty} (\tau^2 r^2)^n = \frac{\tau(1 - r)^2}{1 - \tau^2 r^2}.$$

Para el caso de una cubierta de vidrio en aire, $\tau \sim 1$ se puede omitir τ en el denominador y obtener la forma simplificada,

$$T = \frac{\tau(1 - r)^2}{1 - \tau^2 r^2} \simeq \tau \left(\frac{1 - r}{1 + r} \right) \quad (\tau \lesssim 1). \quad (2.19)$$

Un cálculo similar conduce a la expresión para la reflectancia total R (resultante de las reflexiones múltiples en el material) apta para vidrio y otras coberturas semi-transparentes,

$$R = r \left[1 + \tau^2 \frac{(1 - r)^2}{1 - \tau^2 r^2} \right] = r(1 + \tau T). \quad (2.20)$$

Como se vió en la Sección anterior, las reflexiones internas son diferentes para ambas componentes de polarización, por lo que en las Ecs. (2.19) y (2.20) el coeficiente de reflexión r debe afectarse por subíndices \perp o \parallel . Por ejemplo, el coeficiente de transmisión para cada componente de polarización resulta

$$T_{\perp} = \frac{\tau(1 - r_{\perp})^2}{1 - \tau^2 r_{\perp}^2}, \quad T_{\parallel} = \frac{\tau(1 - r_{\parallel})^2}{1 - \tau^2 r_{\parallel}^2} \quad (2.21)$$

y expresiones similares para R_{\perp} y R_{\parallel} , basadas en la Ec. (2.20). Para el caso de la radiación solar (no polarizada) resultan los coeficientes de reflexión y transmisión promedio para una lámina de material transparente,

$$\bar{R} = \frac{1}{2}(R_{\perp} + R_{\parallel}), \quad \bar{T} = \frac{1}{2}(T_{\perp} + T_{\parallel}). \quad (2.22)$$

¹²Es una propiedad de las Ecs. de Fresnel y la ley de Snell que la los coeficientes r y t son los mismos para una interfaz aire-vidrio que una vidrio-aire.

¹³La suma es una serie geométrica, $\sum_{n=0}^{\infty} x^n = \frac{1}{1-x}$ para $x < 1$.

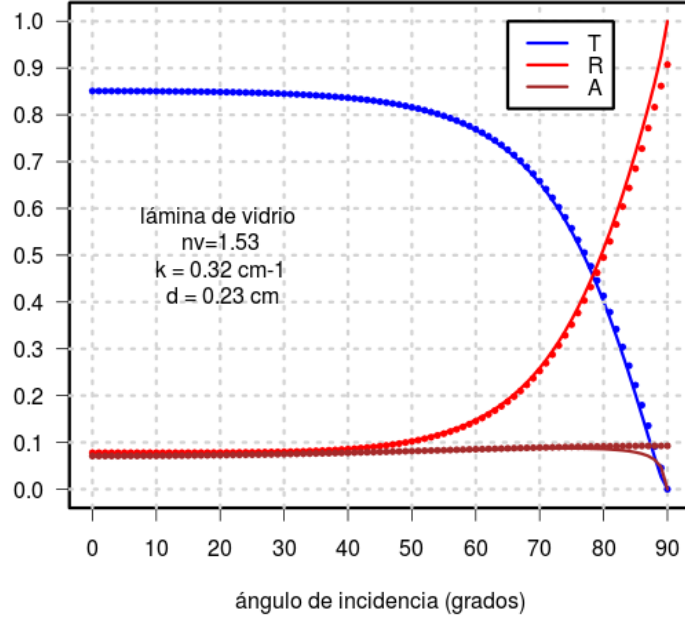


Figura 2.7: Dependencia con el ángulo de incidencia de la transmitancia, reflectancia y absorptancia de una lámina de vidrio, con los parámetros indicados. Las líneas llenas corresponden al cálculo exacto usando las Ecs. (2.21), (2.22) y (2.23). Los puntos muestran la aproximación de las Ecs. (2.24). El ajuste es bueno, salvo a incidencia muy oblicua, $\theta_1 > 85^\circ$.

Debe tenerse en cuenta que $\bar{R} + \bar{T} < 1$, debido a la absorción en el material¹⁴. La absorptancia en la lámina esta dada por

$$\bar{A} = (1 - \tau) \left[\frac{1 - r_{\perp}}{1 - r_{\perp}\tau} + \frac{1 - r_{\parallel}}{1 - r_{\parallel}\tau} \right] \quad (2.23)$$

o puede hallarse simplemente por diferencia, $\bar{A} = 1 - \bar{T} - \bar{R}$.

Usando la forma aproximada de la transmitancia para $\tau \sim 1$, Ec. (2.19), se pueden obtener expresiones explícitas (aproximadas) para los coeficientes de transmisión, reflexión y absorción de una lámina semi-transparente

¹⁴En el caso de un material perfectamente transparente, $\tau = 1$ y $\bar{A} = 0$, se cumpliría $\bar{R} + \bar{T} = 1$.

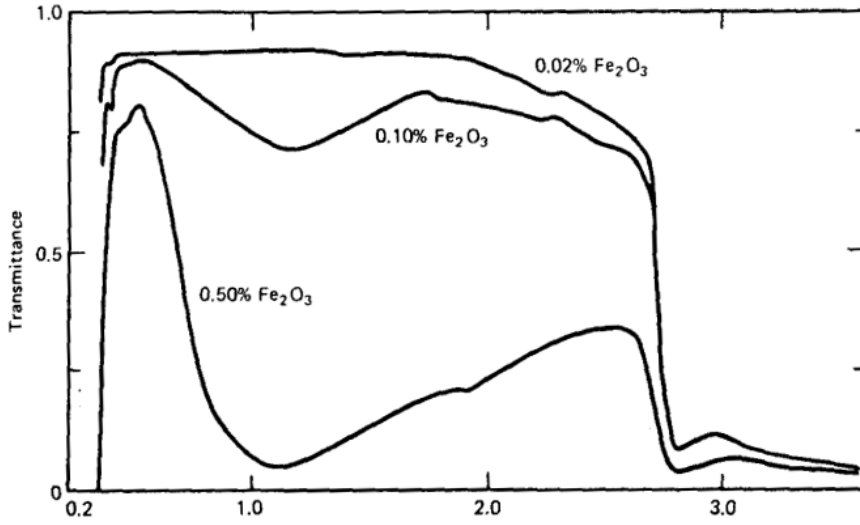


Figura 2.8: Transmitancia espectral bajo incidencia normal, de una lámina de vidrio de 6 mm de espesor para diferentes contenidos de Fe_2O_3 . Figura de [Duffie y Beckman, 2006].

[Duffie y Beckman, 2006],

$$\begin{aligned} \bar{T} &\simeq \frac{\tau}{2} \left(\frac{1 - r_{\parallel}}{1 + r_{\parallel}} + \frac{1 - r_{\perp}}{1 + r_{\perp}} \right) && \text{lámina de vidrio } (\tau \lesssim 1) \\ \bar{R} &\simeq \tau - \bar{T} && (2.24) \\ \bar{A} &\simeq 1 - \tau && (\theta_1 < 85^\circ) \end{aligned}$$

donde los coeficientes de reflexión en interfaz, r_{\perp} y r_{\parallel} , están dados por las Ecs. (2.14) en términos del ángulo de incidencia y el índice de refracción del vidrio n_v . La transmitancia simple, τ , se obtiene de la Ec. (2.18) a partir de las propiedades de la placa de vidrio y el ángulo de incidencia. Estas expresiones, si bien aproximadas, son consistentes en tanto satisfacen $\bar{T} + \bar{R} + \bar{A} = 1$. La Figura 2.7 muestra la dependencia de estos parámetros con el ángulo de incidencia, para una lámina de vidrio no muy transparente comparando el cálculo exacto y el aproximado. Para ángulos de incidencia moderados (hasta 45°) se transmite el 85% de la radiación incidente, y el resto se refleja y absorbe en partes aproximadamente iguales.

Para vidrio el coeficiente de extinción (o coeficiente de absorción) k puede variar entre $k \sim 0.04 \text{ cm}^{-1}$ para un vidrio con bajo contenido de hierro (Fe_2O_3) hasta $k \sim 0.30 \text{ cm}^{-1}$ para vidrios con contenidos de Fe_2O_3 superior a 0,5% (estos vidrios suelen presentar un leve tinte verdoso). El vidrio con alto contenido en hierro presenta una muy alta absorción de la porción infrarroja del espectro solar, como muestra la Figura 2.8.

2. ASPECTOS ÓPTICOS

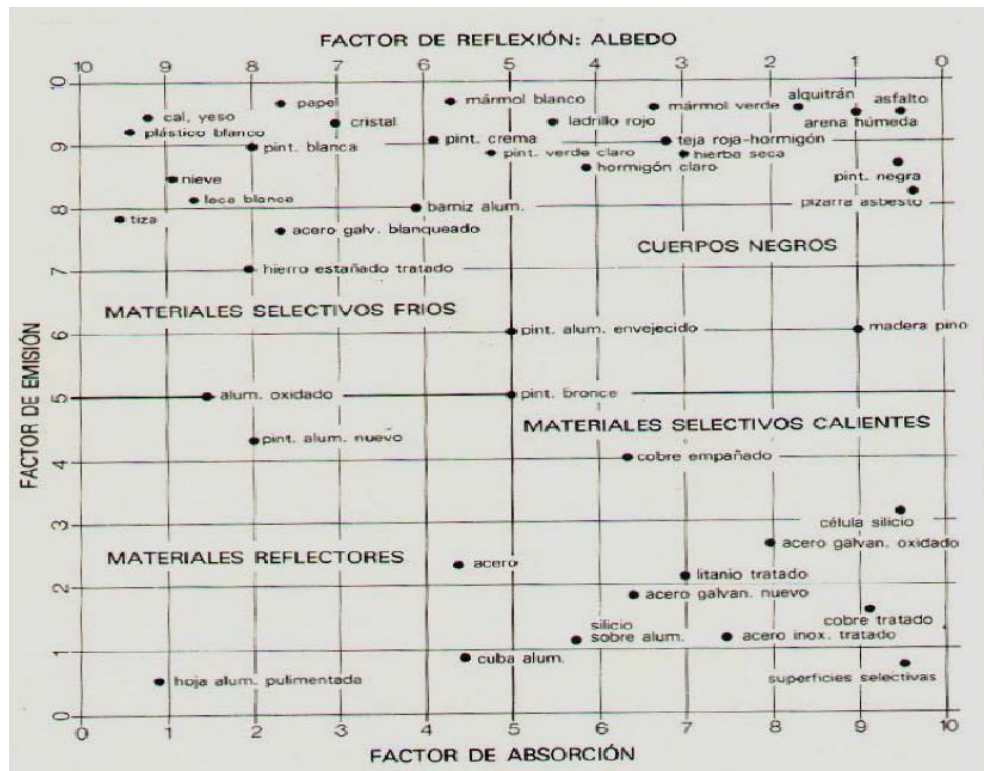


Figura 2.9: Esquema mostrando las propiedades ópticas medias (emitancia, absorptancia y reflectancia) de diversos materiales de uso común. Los valores están en escala de 0 a 10). Figura de la E. Correa LAHV, INCIHUSA, Conicet, Mendoza y gentileza de G. Lesino.

En general, un material puede presentar importantes variaciones en sus propiedades ópticas dentro de una determinada región espectral. En aplicaciones para energía solar se suele utilizar propiedades ópticas que son en realidad valores medios adecuados para el rango espectral de la radiación solar.

2.2.3 Más de una cubierta transparente

Como se mencionó en la introducción, en climas fríos es usual colocar hasta dos cubiertas traslúcidas, ya que lo que se pierde en transmitancia, se gana en reducción de pérdidas térmicas. El análisis anterior se puede adaptar con facilidad al caso de dos cubiertas¹⁵.

La transmitancia de una cubierta doble se obtiene sumando los caminos de las reflexiones internas múltiples entre ambas cubiertas. El resultado se

¹⁵Es raro que se coloquen más de dos cubiertas en un colector.

2.2. Transmisión y Reflexión en cubiertas semi-transparentes

puede obtener con facilidad [Weider, 1992] realizando los reemplazos $r \rightarrow R$, $1 - r \rightarrow T$ y $\tau \rightarrow 1$ (transmitancia total en la región entre ambas placas) en las Ecs. (2.19) y (2.20),

$$T_2 = \frac{T^2}{1 - R^2} \quad \text{y} \quad R_2 = R \left(1 + \frac{T^2}{1 - R^2} \right) \quad (2.25)$$

donde T y R son los correspondientes a una placa, dados por las Ecs. (2.20) y (2.19). Los parámetros R_2 y T_2 deben calcularse por separado para cada polarización y luego, para el caso de luz solar no polarizada, promediarse para obtener la transmitancia y reflectancia promedio de dos placas,

$$\bar{T}_2 = \frac{1}{2} (T_{2,\perp} + T_{2,\parallel}), \quad \bar{R}_2 = \frac{1}{2} (R_{2,\perp} + R_{2,\parallel}). \quad (2.26)$$

En incidencia normal, la reflectancia R es baja y la transmitancia T_n de $n = 1, 2, 3, \dots$ cubiertas transparentes es aproximadamente igual al producto de las transmitancias de cada cubierta. Si son todas iguales, es $T_n \simeq T^n$.

Finalmente, cabe mencionar que existen recubrimientos antireflejo y tratamientos de superficie capaces de reducir la reflexión en el vidrio, con lo cual se reducen las pérdidas ópticas del colector, que pueden ser significativas para incidencia oblicua.

▷ Ejemplo 2.1.

Se cuenta con una placa de vidrio de espesor $d = 3$ mm, con coeficiente de extinción $k = 0.09 \text{ cm}^{-1}$ e índice de refracción $n = 1.53$.

- a) Calcular la transmitancia, reflectancia y absortancia para luz solar en incidencia normal.
- b) Suponga que se instalan dos placas idénticas separadas por un espacio de aire. ¿Cuales son los nuevos parámetros para el conjunto?

Solución: La transmitancia simple, Ec. (2.18), para este vidrio en incidencia normal es

$$\tau = e^{-kd} \simeq 0.97$$

En incidencia normal, no es necesario distinguir las componentes de polarización, ya que son afectas igual. El coeficiente de reflexión de la interfaz vidrio-aire es, Eq. (2.17),

$$r = \left(\frac{n - 1}{n + 1} \right)^2 \simeq 0.04$$

2. ASPECTOS ÓPTICOS

Usando las Ecs. (2.24) simplificadas, obtenemos los parámetros ópticos de una placa en incidencia normal,

$$\begin{aligned}T &= \tau \left(\frac{1-r}{1+r} \right) \simeq 0.90 \\R &\simeq \tau - T \simeq 0.07 \\A &\simeq 1 - \tau \simeq 0.03\end{aligned}$$

Para una segunda placa, usamos las Ecs. (2.25) para obtener

$$\begin{aligned}T_2 &= \frac{T^2}{1-R^2} \simeq 0.81 \\R_2 &= R \left(1 + \frac{T^2}{1-R^2} \right) \simeq 0.13 \\A_2 &= 1 - R_2 - T_2 \simeq 0.06\end{aligned}$$

□

2.3 Eficiencia óptica de un colector

El flujo de radiación solar transmitido por la cubierta transparente, F'_{inc} , incidirá en la placa absorbidora del colector. Una fracción del mismo será absorbido en la placa, lo cual define la absorptancia de placa

$$\alpha = \frac{F_{abs}}{F'_{inc}}. \quad (2.27)$$

El resto del flujo será reflejado por la placa, con reflectancia de placa $\rho = 1 - F_{abs}/F'_{inc}$. Se cumple¹⁶

$$\alpha + \rho = 1$$

ya que la placa absorbidora es opaca a la radiación solar (no transmite).

El flujo total incidente en sobre la placa, F'_{inc} no es simplemente $T \times F_{inc}$, debido al efecto de las reflexiones múltiples en la región entre la placa y el absorbedor, como se indica en la Figura 2.10. Por ejemplo, una fracción $(1-\alpha)R$ no es absorbida en el primer intento y es reflejada por la cobertura transparente hacia la placa nuevamente. Se pueden sumar todas las contribuciones al

¹⁶Los parámetros de placa α y ρ pueden ser considerados valores medios adecuados para la región espectral de onda corta (espectro solar).

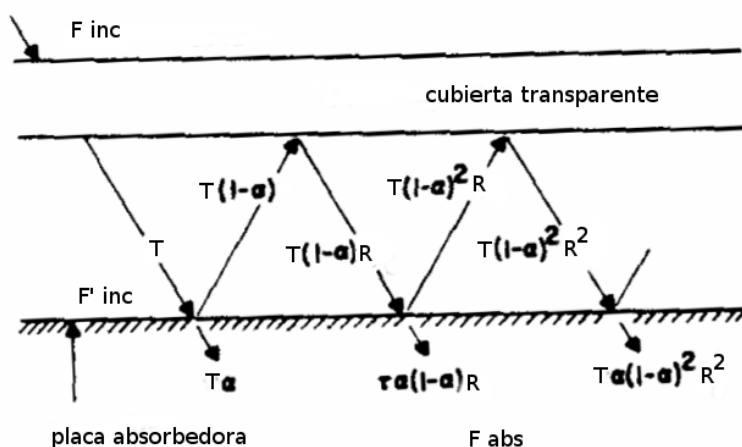


Figura 2.10: Reflexiones múltiples entre la cubierta transparente y la placa absorbedora de un colector. El flujo total absorbido en la placa es la suma de todos los caminos. Adaptada de [Duffie y Beckman, 2006].

flujo absorbido por la placa después de 1, 2, ... n reflexiones. El mismo puede expresarse como

$$F'_{inc} = TF_{inc} \times \sum_{n=0}^{\infty} [(1-\alpha)R]^n = \frac{T}{1-(1-\alpha)R} F_{inc} \quad (2.28)$$

donde R y T son la reflectancia y transmitancia totales de la cubierta transparente y F_{inc} el flujo de radiación solar incidente sobre el colector.

La eficiencia óptica del colector fue introducida al comienzo de éste capítulo, Ec. (2.3), como la fracción del flujo incidente que es absorbido por la placa colectora. En la notación de esta Sección,

$$\eta_{opt} = \frac{F_{abs}}{F_{inc}} = \frac{T\alpha}{1-(1-\alpha)R}. \quad (2.29)$$

En un buen colector, la absorptancia de la placa colectora debe ser alta ($\alpha_p \sim 1$) y la reflectancia de la cubierta debe ser baja ($R \ll 1$). Su eficiencia óptica es apenas superior a su producto transmitancia-absortancia

$$\eta_{opt} \simeq 1.01 \times T\alpha \quad (R \ll 1)$$

La aproximación no es válida a ángulos muy oblicuos.

▷ **Ejemplo 2.2.**

Determinar la eficiencia óptica del colector descrito en el Ejemplo 2.1, si su la absorptancia de su placa absorbidora es $\alpha = 0.89$. Analizar el caso de una y de dos cubiertas transparentes.

Solución: En el ejemplo anterior se determinó la reflectancia $R = 0.07$ y la transmitancia $T = 0.90$ para el caso de una cubierta. Evaluando la Ec. (3.3), resulta

$$\eta_{opt} = \frac{T\alpha}{1 - (1 - \alpha)R} \simeq 0.81$$

para el colector con una cubierta.

Para el caso de dos cubiertas usamos $R_2 = 0.13$ y $T_2 = 0.81$, con el resultado

$$\eta_{2,opt} = \frac{T_2\alpha}{1 - (1 - \alpha)R_2} \simeq 0.73$$

En caso de usar la expresión aproximada

$$\eta_{opt} \simeq 1.01 \times T\alpha.$$

se obtienen resultados muy similares ($\eta_{opt} \simeq 0.81$ y $\eta_{2,opt} \simeq 0.72$, respectivamente) porque este caso refiere a incidencia normal (vea el Ejemplo 2.1), donde las reflectividades de la cubierta son bajas. \square

La eficiencia óptica es el concepto que nos permite establecer que fracción de la irradiación solar incidente es efectivamente absorbida en la placa del colector.

Producto tau-alfa

Es frecuente referirse a la eficiencia óptica de un colector como “producto tau-alfa”, e indicarlo entre paréntesis

$$\eta_{opt} \equiv (\tau\alpha).$$

Esta notación, si bien muy extendida, no es adecuada ya que induce a pensar en la eficiencia óptica como el producto de la transmitancia de la cobertura por la absorptancia de la placa. Como esperamos haber mostrado en esta Sección, la eficiencia óptica es en realidad una propiedad de la combinación cubierta-absorbedor y no un producto de propiedades individuales. En particular, tomar como eficiencia óptica el producto de las dos propiedades (transmitancia de la cubierta y absorptancia de la placa absorbidora) ignora el efecto de las reflexiones múltiples, lo cual puede llevar a errores importantes especialmente a ángulos de incidencia oblicuos.

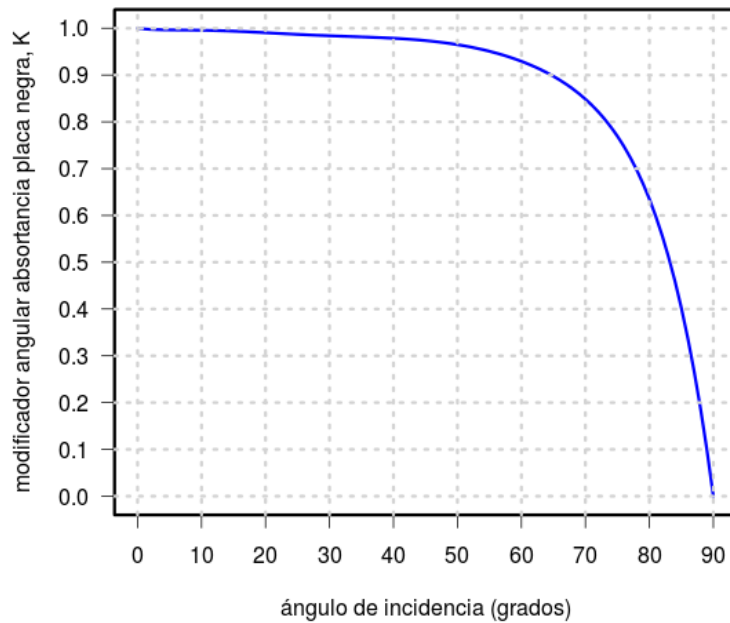


Figura 2.11: Dependencia con el ángulo de incidencia (en grados) del factor modificador angular para la absorptancia de placa, $K_\alpha = \alpha(\theta)/\alpha(0)$. La absorptancia corresponde a la de una placa plana “típica” pintada de negro, según la parametrización de [Duffie y Beckman, 2006].

2.3.1 Dependencia con el ángulo de incidencia

La eficiencia óptica depende del ángulo de incidencia, especialmente a ángulos oblicuos donde la dependencia es fuerte. En la Sección anterior se indicó como calcular la variación de R y T con el ángulo de incidencia (Figura 2.7). La variación de la absorptancia de placa, α , con el ángulo de incidencia es más difícil de modelar ya que la fracción de radiación solar absorbida de cada dirección angular depende fuertemente de las propiedades de cada superficie (color, rugosidad, selectividad o no, etc).

El cociente entre una propiedad a incidencia θ y la misma propiedad en incidencia normal ($\theta = 0$) se denomina *factor modificador angular*. Para el caso de la absorptancia de placa,

$$K_\alpha(\theta) = \frac{\alpha(\theta)}{\alpha(0)}. \quad (2.30)$$

En [Duffie y Beckman, 2006] se indica una curva (reproducida en la Figura 2.11) para el factor angular de la absorptancia de placa y se da una parametrización polinómica para la función $K_\alpha(\theta)$ para una placa genérica negra.

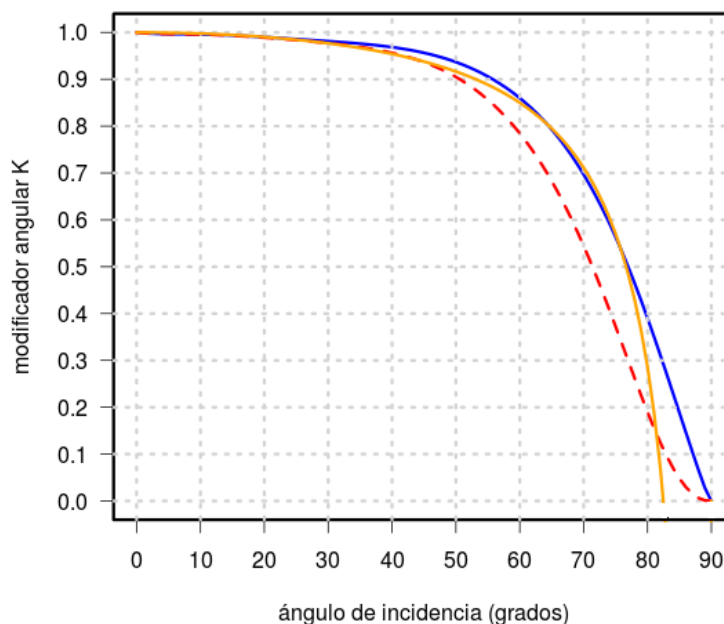


Figura 2.12: Factor modificador angular para la eficiencia óptica, Ec. (2.31), basado en el factor angular para absorción (Figura 2.11). Se indican curvas para una (línea llena azul) y dos (línea a trazos roja) cubiertas transparentes idénticas. La línea llena naranja muestra la aproximación de la Ec. (2.32) para colectores con una cubierta ($b_0 = 0.15$).

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que una superficie real puede alejarse bastante de este comportamiento típico.

Si bien la eficiencia óptica puede determinarse a partir de las propiedades ópticas a cada ángulo de incidencia θ , es práctica usual calcularla para incidencia normal y luego aplicar un modificador angular apropiado

$$K(\theta) = \frac{\eta_{opt}(\theta)}{\eta_{opt}(0)}. \quad (2.31)$$

El problema fue estudiado en detalle por [Klein, 1979]. Usando el factor angular K_α indicado en la Figura 2.11, y las relaciones para la reflectancia y transmitancia de cobertura, R y T , desarrolladas en la Sección anterior, es posible calcular el modificador angular $K(\theta)$ para la eficiencia óptica. El cálculo se basa en un caso típico con una cobertura de vidrio, pero las curvas resultantes no dependen fuertemente de los detalles [Duffie y Beckman, 2006]. Es

2.4. Radiación solar absorbida en la placa colectora

posible calcular $K(\theta)$ a partir de la expresión aproximada [Kalogirou, 2004]

$$K(\theta) \simeq 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) \quad (\theta < 75^\circ) \quad (2.32)$$

donde $b_0 \simeq 0.15$ para colectores con una cubierta transparente. Como se muestra en la Figura 2.12 (curva llena, naranja) la aproximación es buena para ángulos de incidencia menores a $\sim 75^\circ$. En la misma figura, se aprecia que la variación de K para ángulos de incidencia menores a $\sim 40^\circ$ es muy pequeña y es posible ignorarla, usando el valor a incidencia normal con un error menor a 5%. Por conveniencia, la Tabla 2.1 reproduce los valores para los factores angulares de absorptancia y de eficiencia óptica mostrados en las Figs. 2.11 y 2.12.

ángulo de incidencia (grados)	K_α absortancia	una cubierta $K_{\eta_{opt}}$ eficiencia óptica	dos cubiertas $K_{\eta_{2,opt}}$ eficiencia óptica
0	1.00	1.00	1.00
5	1.00	1.00	1.00
10	1.00	1.00	1.00
15	0.99	0.99	0.99
20	0.99	0.99	0.99
25	0.99	0.99	0.98
30	0.98	0.98	0.98
35	0.98	0.98	0.97
40	0.98	0.97	0.96
45	0.97	0.96	0.94
50	0.97	0.94	0.90
55	0.95	0.91	0.86
60	0.93	0.86	0.78
65	0.90	0.79	0.68
70	0.85	0.70	0.54
75	0.77	0.56	0.37
80	0.64	0.39	0.19
85	0.40	0.19	0.05
90	0	0	0

Cuadro 2.1: Modificadores angulares para absorptancia de placa, K_α y eficiencia óptica, K (una a y dos cubiertas) para un colector plano típico sin superficie selectiva. Los valores se corresponden con las Figs. 2.11 y 2.12.

2.4 Radiación solar absorbida en la placa colectora

Es necesario conocer el flujo de radiación solar efectivamente absorbido en la placa colectora, S , para evaluar y modelar el desempeño térmico del colector solar. Como muestra su definición, Ec. (2.3), el concepto de eficiencia óptica

(o producto tau-alfa) es la clave para determinar la radiación absorbida por la placa, S , para una dada irradiación incidente.

En la práctica, existen básicamente dos aproximaciones al problema de determinar S (o η_{opt}):

- i) Partiendo de medidas de irradiación global sobre plano horizontal.
Este es el enfoque, cuando no se dispone de un radiómetro ubicado en el plano del colector. Como se discutió en la Sección 1.5.2, la mayor parte de las medidas disponibles son de irradiación global sobre plano horizontal en escala horaria o diaria.
- ii) Partiendo de una medida de irradiancia global en el plano del colector.
Esto implica disponer de un radiómetro en condiciones, un sistema adquirente de datos y acceso al sitio de medida. Este es el enfoque de la normativa que regula los ensayos térmicos de colectores solares.

Discutiremos ambos casos a continuación.

2.4.1 A partir de medidas en plano horizontal

En la Sección 1.3 se explicó como estimar la irradiación incidente, en determinado período de tiempo, sobre una superficie inclinada a partir de una medida o dato de la misma sobre plano horizontal. Los dos métodos propuestos (isotrópico y HD) suponen que ya se han separado previamente las componentes directa y difusa de la radiación sobre plano horizontal y tratan por separado los flujos de radiación de las componentes directa, difusa de cielo y difusa reflejada. Por ejemplo, la expresión basada en el modelo isotrópico

$$I_i^{(iso)} = r_b(\beta)I_{bh} + I_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g I_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

permite evaluar la irradiación horaria incidente en una superficie inclinada un ángulo β respecto al plano horizontal. Alternativamente, se puede utilizar el método HD,

$$I_i^{(HD)} = r_b(\beta)(I_{bh} + \tau_b I_{dh}) + (1 - \tau_b)I_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho_g I_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right).$$

que distingue entre radiación difusa circumsolar (asimilada a la radiación directa) y radiación difusa del resto de la bóveda celeste usando para ello un parámetro adicional, $\tau_d = (1 - f_d)k_t$, que depende de la fracción difusa y el índice de claridad.

La eficiencia óptica, η_{opt} , permite establecer que fracción de esta irradiancia incidente es efectivamente absorbida en la placa del colector. Sin embargo, hasta el momento la discusión sobre eficiencia óptica ha utilizado las propiedades direccionales de la radiación, por lo que se aplica en principio al caso

de la radiación solar directa. Si bien esta es la componente dominante de la radiación solar en un día claro, es necesario también considerar la eficiencia óptica para la radiación difusa que, para el mismo colector, tendrá en general un valor diferente a la correspondiente a la radiación directa. Lo mismo puede decirse de la radiación difusa reflejada del suelo, que tiene propiedades direccionales diferentes a las otras dos componentes.

Se definen eficiencias ópticas para el caso de la irradiación difusa del cielo y para el caso de la irradiación difusa reflejada del suelo¹⁷ en forma análoga a la eficiencia óptica de radiación directa. Así como la irradiación horaria global en el plano del colector tiene tres componentes, $I_\beta = I_b + I_d + I_g$, (directa, difusa de cielo y difusa del suelo), la irradiación horaria¹⁸ absorbida en el colector, S , puede descomponerse en tres partes,

$$S = S_b + S_d + S_g$$

donde S_b es la porción absorbida en forma de radiación directa, S_d , es la porción absorbida en forma de radiación difusa que llega del cielo y S_g es la porción absorbida en la placa proveniente del suelo. Al expresarlo en fracciones, esto define las correspondientes eficiencias ópticas

$$\eta_{opt}^{(b)} = \frac{S_b}{I_b}, \quad \eta_{opt}^{(d)} = \frac{S_d}{I_d}, \quad \eta_{opt}^{(g)} = \frac{S_g}{I_g}. \quad (2.33)$$

de las cuales, hasta ahora, nos hemos ocupado solamente de $\eta_{opt}^{(b)}$ y su dependencia direccional.

Ángulos de incidencia efectivos

El enfoque más sencillo para tratar el caso de la radiación difusa (proveniente del cielo o del suelo) supone que la misma puede tratarse en forma efectiva como si proviniese de una dirección angular determinada. Para ello se utiliza un *ángulo de incidencia efectivo* adecuado a cada caso y se calcula la eficiencia óptica para la radiación difusa del cielo y la difusa reflejada del suelo con los métodos de la sección anterior. Este ángulo efectivo depende (fuertemente, en el caso de la radiación difusa reflejada del suelo) de la inclinación de la superficie. La Figura 2.13 muestra la variación del ángulo efectivo con la inclinación de la superficie β para los casos de radiación difusa del cielo (θ_d) y radiación difusa reflejada del suelo (θ_g). El ángulo efectivo para difusa del cielo varía relativamente poco, entre 55° y 60° . Las curvas a trazos en la Figura 2.13 responden a la parametrización [Duffie y Beckman, 2006]

$$\begin{aligned} \theta_d &= 59.7 - 0.1388 \beta + 0.001497 \beta^2 \\ \theta_g &= 90.0 - 0.5788 \beta + 0.002693 \beta^2 \end{aligned} \quad (2.34)$$

¹⁷Asumiremos, como en la Sección 1.3, que el suelo es un reflector difuso de reflectividad ρ_g y que no hay otras superficies reflectivas importantes cerca del colector.

¹⁸Los conceptos se aplican a otras escalas de tiempo, usamos la escala horaria para ejemplificar.

2. ASPECTOS ÓPTICOS

donde los ángulos (β , θ_d y θ_g) están en grados. La mayoría de los sistemas con una o dos cubiertas transparentes tienen ángulos efectivos en la región sombreada de la Figura 2.13.

La Tabla 2.2 muestra los ángulos efectivos y correspondientes modificadores angulares adecuados para varias inclinaciones de interés en Uruguay. A partir de las eficiencias ópticas, De este modo, usando el modificador angular, Ec. (2.31), la irradiación difusa absorbida (de cielo y de suelo, respectivamente) es

$$S_d = \eta_{opt}(0)K(\theta_d)I_d, \quad S_g = \eta_{opt}(0)K(\theta_g)I_g. \quad (2.35)$$

donde $\eta_{opt}(0)$ es la eficiencia óptica en incidencia normal, Ec. (3.3).

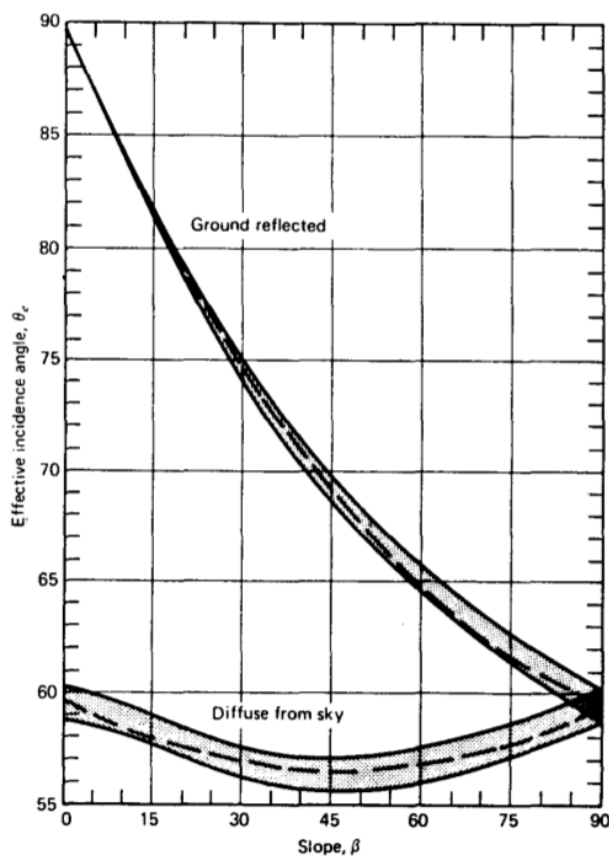


Figura 2.13: Ángulos efectivos para modificador angular de la eficiencia óptica para radiación difusa del cielo y reflejada del suelo, en función de la inclinación β de la superficie colectora [Brandemuehl y Beckmann, 1980], citado por [Duffie y Beckman, 2006].

2.4. Radiación solar absorbida en la placa colectora

β (°)	θ_d (°)	$K(\theta_d)$	θ_g (°)	$K(\theta_g)$
0	60	0.86	90	0
15	58	0.88	82	0.31
30	57	0.89	75	0.56
35	56	0.90	73	0.62
40	56	0.90	71	0.67
55	56	0.90	65	0.79

Cuadro 2.2: Ángulos de incidencia efectivos y modificadores angulares de eficiencia óptica para radiación difusa del cielo (θ_d) y radiación difusa reflejada del suelo (θ_g) para diferentes inclinaciones β de la superficie colectora. Valores basados en la Figura 2.13 y la Tabla 2.1 para el caso de colectores con una cubierta transparente.

Irradiación horaria absorbida

A partir de las definiciones anteriores, sumando las diferentes componentes, se obtiene para la irradiación horaria absorbida por un panel inclinado cuando el ángulo de incidencia (en el punto medio de la hora) es θ ,

$$S_{\beta}^{(iso)} = \eta_{opt}(0) \left[r_b(\beta) I_{bh} K(\theta) + I_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) K(\theta_d) + \rho_g I_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) K(\theta_g) \right]. \quad (2.36)$$

Esta expresión es la adecuada para el caso del modelo isotrópico. Si se utiliza al modelo de Hay y Davies para estimar la irradiación incidente sobre plano inclinado, la irradiación absorbida es

$$S_{\beta}^{(HD)} = \eta_{opt}(0) \left[r_b(\beta) (I_{bh} + \tau_b I_{dh}) K(\theta) + (1 - \tau_b) I_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) K(\theta_d) + \rho_g I_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) K(\theta_g) \right]. \quad (2.37)$$

donde $\tau_d = (1 - f_d) k_t$. En ambas expresiones, (2.36) y (2.37), los modificadores angulares se obtienen de las Tablas (2.1) o (2.2) en función del ángulo de incidencia (en el punto medio de la hora) y de la inclinación de la superficie, respectivamente.

2.4.2 A partir de medidas en el plano del colector

Si se cuenta con una medida de irradiación horaria global incidente en el plano del colector, I_i , es conveniente utilizar la eficiencia óptica global, definida como la fracción de la irradiación global incidente en el plano del colector que es absorbida en la placa,

$$\eta_{opt} = \frac{S}{I_i}. \quad (2.38)$$

2. ASPECTOS ÓPTICOS

Para una hora clara, esta eficiencia óptica será algo menor a la eficiencia óptica para radiación directa $\eta_{opt,b}$, al incluir el efecto de la radiación difusa. Para una hora con cielo predominantemente cubierto, η_{opt} será próxima a $\eta_{opt,d}$. Como el aporte dominante de energía al colector proviene de las horas claras [Duffie y Beckman, 2006] sugiere aproximar η_{opt} por,

$$\eta_{opt} \simeq 0.96 \times \eta_{opt}^{(b)}(\theta) = 0.96 \times K(\theta) \eta_{opt}(0) \quad (2.39)$$

donde θ es el ángulo de incidencia apropiado al punto medio de la hora.

De este modo, a partir de una medida de I_i en el plano del colector, se puede estimar la energía absorbida en la placa en forma sencilla, usando

$$S \simeq 0.96 \times K(\theta) \eta_{opt}(0) \times I_i. \quad (2.40)$$

Debe tenerse presente que esta aproximación tiende a sobrestimar la energía absorbida en condiciones de horas nubladas o parcialmente nubladas. Como en estas condiciones I_i es pequeño, el error absoluto en S será correspondientemente bajo.

Por supuesto, el mismo tipo de cálculo puede hacerse a escala diaria o semanal. En la siguiente subsección discutiremos el caso de los promedios mensuales de irradiación absorbida, que es un caso de interés para analizar el desempeño anualizado de un colector solar.

2.4.3 Radiación absorbida diaria (promedio mensual)

El problema de como determinar la radiación diaria¹⁹ (promedio mensual) absorbida por un colector, \bar{S} , fue analizado por [Klein, 1979], calculando la radiación absorbida para cada hora del mes y promediando. Análogamente a la discusión horaria, separamos el planteo en los casos en que (i) se conoce la irradiación global diaria promedio sobre plano horizontal y (ii) el caso en que se conoce la irradiación global diaria promedio sobre el plano del colector.

A partir de medidas en plano horizontal

En este caso se tratan por separado los flujos de radiación directa, difusa del cielo y difusa del suelo y se llega a una expresión (modelo isotrópico) para la radiación absorbida análoga a la Ec. (2.36) para el caso horario,

$$\begin{aligned} \bar{S}^{(iso)} = \eta_{opt}(0) & \left[\bar{R}_b(\beta) \bar{H}_{bh} K(\bar{\theta}_b) + \right. \\ & \left. \bar{H}_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) K(\theta_d) + \rho_g \bar{H}_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) K(\theta_g) \right]. \end{aligned} \quad (2.41)$$

En esta expresión

¹⁹Para no saturar la notación, usamos el mismo símbolo S para radiación horaria y diaria absorbida en la placa, confiando en que queda claro del contexto a que caso nos referimos.

- las cantidades \bar{H}_h , \bar{H}_{bh} y \bar{H}_{dh} son la irradiación diaria promedio en plano horizontal y sus componentes directa y difusa, respectivamente. Estas se calculan por los métodos explicados en la Sección 1.2.3.
- $\eta_{opt}(0)$ es la eficiencia óptica del colector en incidencia normal.
- ρ_g es la reflectividad del suelo, ver Tabla 1.5.
- Los ángulos efectivos para radiación difusa, θ_d y θ_g , son los indicados en la Figura 2.13 o en la Tabla 2.2, para cada inclinación (no dependen del día).
- El ángulo efectivo $\bar{\theta}_b$ para radiación directa promedio, se determina siguiendo el método de [Klein, 1979] explicado más abajo.

También puede escribirse una expresión análoga a la Ec. (2.37) usando el modelo HD.

El ángulo de incidencia efectivo para radiación directa en media mensual, $\bar{\theta}_b$, depende de la latitud, del mes del año, de la inclinación β y del azimut de la superficie. Para superficies orientadas al Norte en el Hemisferio Sur, a latitudes -30° y -40° , se indica la dependencia con β para cada mes del año en la Figura 2.14 adaptada de [Klein, 1979]. Se puede interpolar en latitud para obtener el ángulo efectivo a latitud -35° (Montevideo). Con la Figura 2.15 se puede estimar el ángulo efectivo para cada mes, para superficies de cualquier latitud e inclinación orientadas al ecuador. En [Duffie y Beckman, 2006] se pueden encontrar figuras similares para varias latitudes y para superficies no orientadas al ecuador.

A partir de medidas en el plano del colector

Si se conoce \bar{H}_i , el promedio mensual de irradiación global diaria incidente en el plano del colector, es útil definir la eficiencia óptica promedio mensual, como

$$\bar{\eta}_{opt} = \bar{K} \eta_{opt}(0) = \frac{\bar{S}}{\bar{H}_i}. \quad (2.42)$$

El cociente $\bar{S}/\eta_{opt}(0)\bar{H}_i$ resulta en una expresión para el modificador angular \bar{K} que puede ser evaluada usando los modificadores angulares indicados en la Tabla 2.1. Para el modelo isotrópico, resulta

$$\bar{K} = \frac{\bar{H}_{bh}\bar{R}_b}{\bar{H}_i} K(\bar{\theta}_b) + \frac{\bar{H}_{dh}}{\bar{H}_i} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) K(\theta_d) + \frac{\bar{H}_h}{\bar{H}_i} \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) K(\theta_g). \quad (2.43)$$

Para usar esta relación para hallar \bar{K} es necesario conocer la radiación global promedio diaria en plano horizontal y en plano inclinado. Una vez hallado el modificador angular se obtiene la radiación absorbida promedio mensual de

$$\bar{S} = \bar{K} \eta_{opt}(0) \bar{H}_i. \quad (2.44)$$

2. ASPECTOS ÓPTICOS

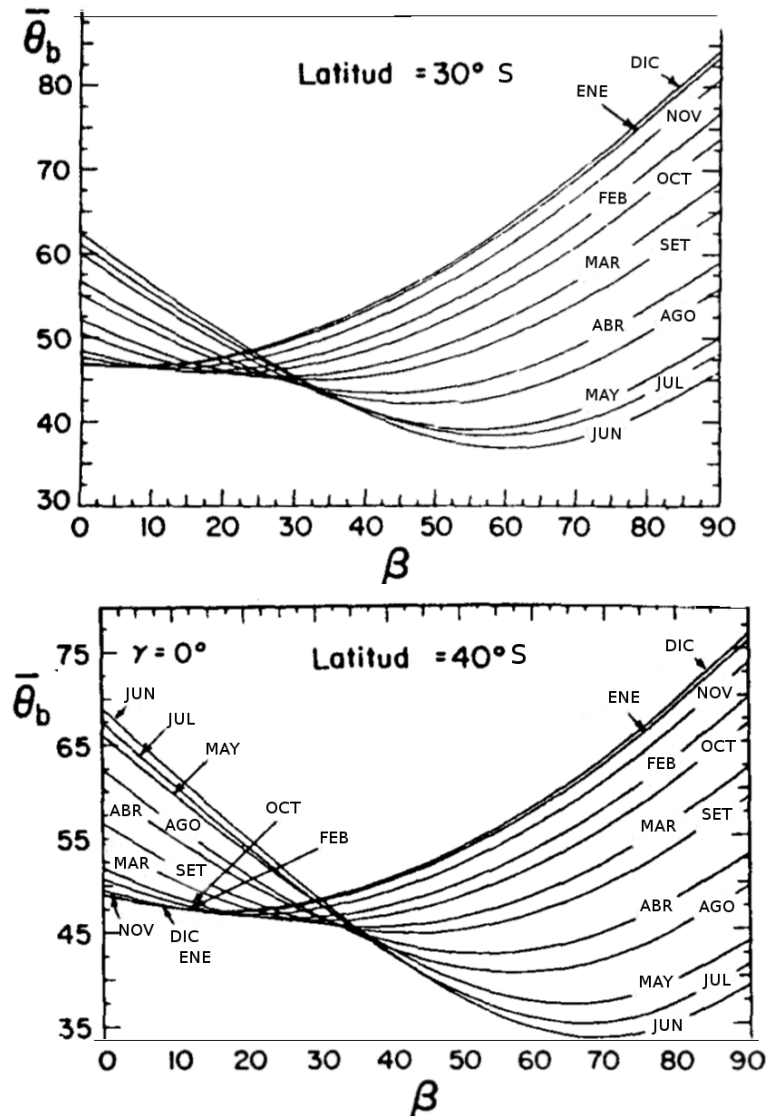


Figura 2.14: Dependencia del ángulo efectivo de incidencia, $\bar{\theta}_b$, con la inclinación de la superficie β , ambos en grados. Para usar en el cálculo de eficiencia óptica para radiación directa promedio mensual diario para superficies orientadas al Norte en las latitudes indicadas. Figura adaptada para el hemisferio sur de [Klein, 1979].

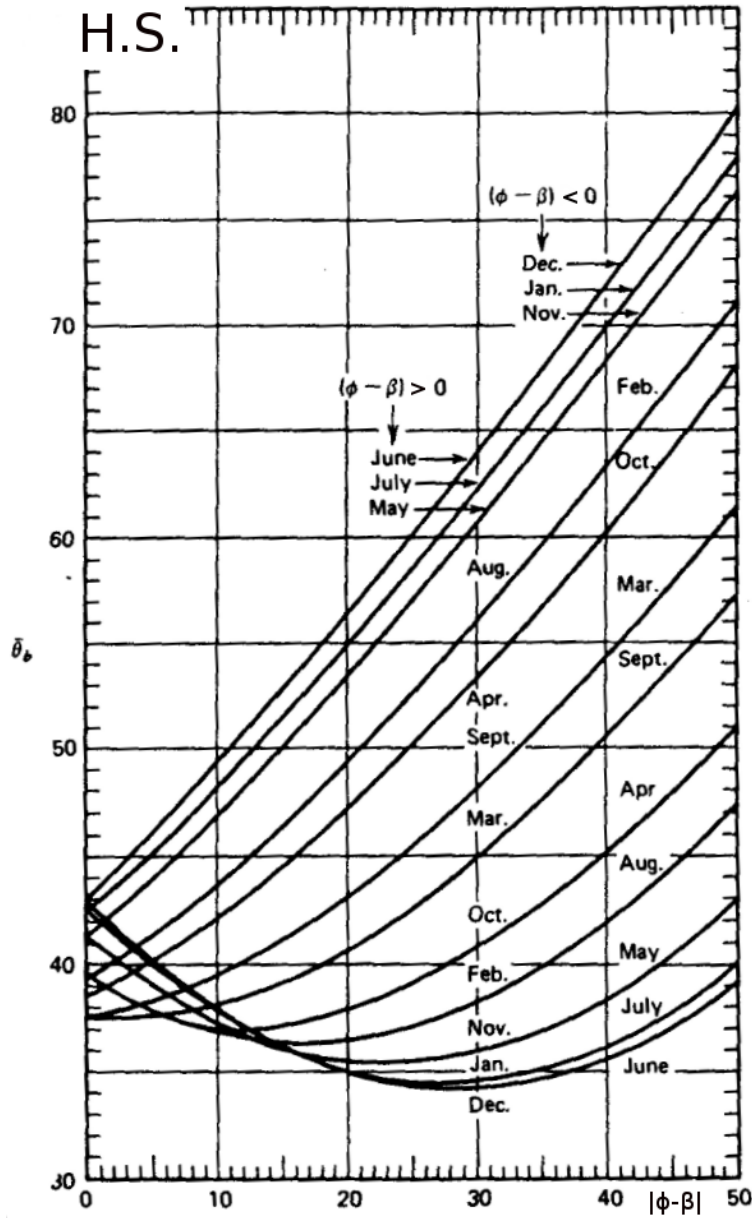


Figura 2.15: Dependencia del ángulo efectivo de incidencia, $\bar{\theta}_b$, para superficies orientadas al ecuador, con la diferencia absoluta entre latitud ϕ e inclinación β , $|\phi - \beta|$. Todos los ángulos expresados en grados. El signo de $|\phi - \beta|$ determina las etiquetas con los meses según se indica en la figura (los meses corresponden al Hemisferio Sur). Para el Hemisferio Norte, intercambiar los signos de $>$ y $<$ entre sí. Figura adaptada de [Duffie y Beckman, 2006] y basada en [Klein, 1979].

Debe tenerse presente que los métodos propuestos para calcular la radiación absorbida en la placa implican varias aproximaciones y sus resultados deben ser tomados como orientaciones pendientes de una adecuada validación experimental. Por otro lado si bien existe software especializado capaz de implementar este tipo de cálculos en forma más o menos automatizada (“caja negra”), es saludable adquirir la costumbre de realizar este tipo de estimativos que implican una comprensión de los fundamentos, para poder validar los resultados obtenidos.

2.5 Otros tópicos

2.5.1 Superficies Selectivas

Recubrir el absorbedor de un colector solar con una superficie con propiedades ópticamente selectivas es una forma muy efectiva de reducir las pérdidas térmicas al ambiente. La importancia de una superficie selectiva aumenta cuanto más alta sea la temperatura de trabajo de la placa absorbidora y es muy importante para un adecuado funcionamiento de sistemas con concentración.

Un recubrimiento selectivo ideal hará de la placa un excelente absorbedor a energías de onda cortas, relevantes para el espectro solar pero un muy pobre emisor en el infrarrojo cercano, donde tienen lugar las pérdidas térmicas por radiación al ambiente. La Figura 2.16 muestra la absorptancia y emitancia espectral de una superficie selectiva ideal, con un corte abrupto en $\lambda_c \approx 3 \mu\text{m}$. En esta figura se muestran, a modo de referencia, el espectro solar y el espectro de emisión térmica de una superficie cuerpo negro (emisor ideal) a 450° . Una superficie con estas propiedades inhibiría casi totalmente las pérdidas por radiación térmica, sin perjudicar la captación de energía solar.

Para entender el funcionamiento de una superficie selectiva, debe tenerse presente que tanto la emisividad como la absorptividad, son propiedades espectrales. Además, para una superficie dada son iguales, de modo que

$$\epsilon_\lambda = \alpha_\lambda \tag{2.45}$$

y un material que es buen emisor de radiación a cierta longitud de onda es también un buen absorbedor a esa longitud de onda. Como se indicó en la introducción a este Capítulo, un cuerpo negro tiene $\epsilon = \alpha = 1$ a *todas las longitudes de onda*, por lo que es un emisor y absorbedor ideal de la radiación. Para una superficie selectiva ideal, como la mostrada en la Figura 2.16, se tiene

$$\begin{aligned} \epsilon_\lambda = \alpha_\lambda = 1 & \quad \lambda < \lambda_c \\ \epsilon_\lambda = \alpha_\lambda = 0 & \quad \lambda \geq \lambda_c. \end{aligned}$$

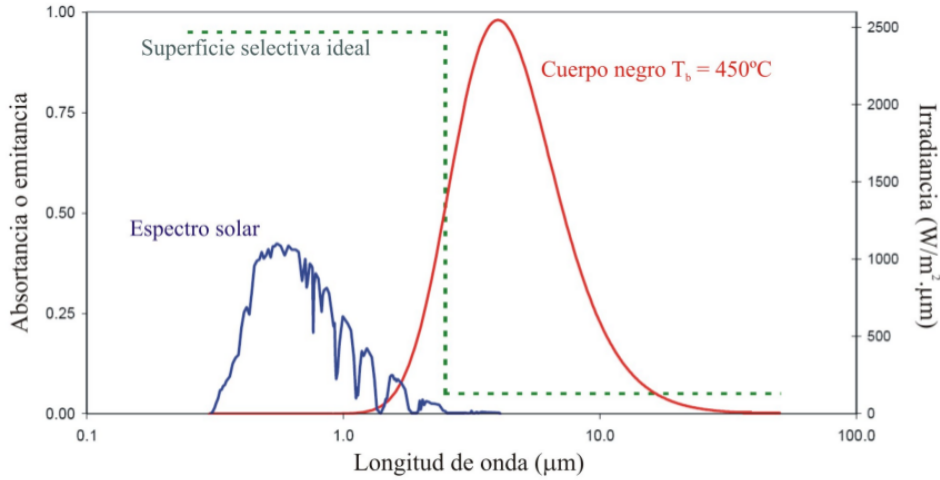


Figura 2.16: Esquema mostrando la absorptividad y emitancia espectral de una superficie selectiva ideal (línea a trazos verde). Como referencia se muestran (a escala) el espectro de la radiación solar y el de la radiación térmica de un cuerpo negro a la temperatura indicada.

Como la superficie absorbidora es opaca a la radiación su reflectancia espectral es

$$\rho_{\lambda} = 1 - \alpha_{\lambda} \quad (2.46)$$

y un buen absorbedor a cierta longitud de onda es un mal reflector a esa longitud de onda. Las superficies selectivas aparecen negras al ojo humano porque absorben casi toda (y reflejan poco) la radiación en el espectro visible. Sin embargo, una pintura negra también es un buen absorbedor, pero en todo el espectro, incluido el infrarrojo. Por lo tanto, la pintura negra es un buen emisor también a longitudes de onda infrarrojas y esto maximiza las pérdidas térmicas por radiación.

La Tabla 2.3 muestra la absorptancia (y emisividad) solar α_s y la emisividad (o absorptancia) infrarroja, ϵ_i , para varias superficies selectivas en uso corriente en la industria solar térmica. Estas cantidades deben entenderse como valores promedio en los rangos espectrales relevantes (radiación solar y radiación térmica infrarroja, respectivamente). Un indicador de que tan buenas son las propiedades selectivas de la superficie es el cociente $\alpha_s/\epsilon_i > 1$, también indicado en la Tabla 2.3.

Existen muchas formas de lograr propiedades selectivas. Se pueden usar semiconductores como el Silicio o germanio (con buena absorptancia solar) sobre sustratos metálicos con baja emitancia infrarroja. Se pueden alternar capas metálicas y semiconductoras (superficies multicapa). Es posible lograr cierto grado de selectividad realizando tratamientos mecánicos en la superficie (texturado, corrugado u otro tipo de nano-estructuras). En general, es difícil

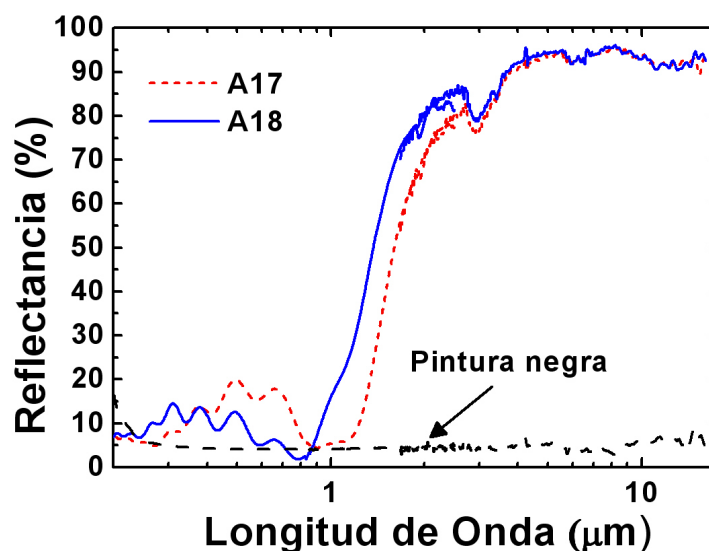


Figura 2.17: Medidas de reflectancia de dos superficies selectivas reales (Alúmina impregnada de Ni, para diferentes corrientes de impregnación) fabricadas en 2012 por el Grupo de Física de la Materia Condensada del Instituto de Física, Facultad de Ingeniería. Se incluye también la reflectividad de la pintura negra común. Figura publicada en [Galione et al., 2010].

encontrar un recubrimiento selectivo que sea económico y cuyas propiedades selectivas no se degraden en poco tiempo con las variaciones de temperatura, humedad asociadas al uso continuado. El grupo de Física de la Materia Condensada del Instituto de Física de la Facultad de Ingeniería desarrolla una línea de trabajo tendiente a preparar y caracterizar ópticamente superficies con propiedades selectivas preparadas a partir de materiales nanoestructurados con base de Alúmina, un compuesto que desarrolla nanotúbulos ordenados [Galione et al., 2010, Davoine et al., 2012]. Estas películas delgadas de alúmina nanoporosa con inclusiones metálicas de Níquel (Ni), Cobre (Cu) o Plata (Ag) son crecidas sobre placas de aluminio de grado comercial. La Figura 2.17 muestra el comportamiento selectivo de la reflectividad espectral de algunas de las muestras desarrolladas en este laboratorio. Sus propiedades ópticas y selectividad se incluyen en la Tabla 2.3. Para un tratamiento detallado de las superficies selectivas, se puede consultar [Kennedy, 2002].

2.5.2 Geometría tubular

Hasta el momento se ha discutido en detalle como tratar los aspectos ópticos de los colectores planos. Sin embargo, este tratamiento no directamente aplicable al caso de los colectores con geometría tubular. Si bien el concepto de eficiencia óptica se extiende naturalmente al caso de los colectores tubulares,

2.5. Otros tópicos

Material selectivo	ϵ_s	α_i	α_s/ϵ_i	temperatura límite ($^{\circ}C$)	Efecto de a la humedad
Niquel negro sobre Niquel-acero	0.95	0.07	13.6	> 290	variable
Cromo negro sobre acero	0.91	0.07	13.0	> 430	se oxida
Cromo negro sobre Niquel-acero	0.95	0.09	10.6	> 430	sin efecto
Oxido de Hierro sobre acero	0.85	0.08	10.6	430	poco efecto
Oxido de Manganeso sobre Aluminio	0.70	0.08	8.8		
Cromo negro sobre Cobre	0.95	0.14	6.8	315	poco efecto
Cromo negro sobre acero galvanizado	0.95	0.16	5.9	> 430	no resiste
Cobre negro sobre Cobre	0.88	0.15	5.9	315	no resiste
Oxido de Hierro con recubrimiento orgánico sobre acero	0.90	0.16	5.6		poco efecto
Cromo negro con recubrimiento orgánico sobre acero	0.94	0.20	4.7		poco efecto
Alúmina nanoporosa con inc. Plata	0.90	0.05	18.0		
Alúmina nanoporosa con inc. Niquel	0.85	0.06	14.2		
Alúmina nanoporosa con inc. Cobre	0.84	0.11	7.6		

Cuadro 2.3: Valores de emisividad (y absortancia) solar ϵ_s y la absortancia (o emisividad) infrarroja, α_i para varias superficies selectivas. La tercer columna indica el cociente ϵ_s/α_i de la superficie. Las últimas dos columnas refieren a la resiliencia de las propiedades selectivas. Fuente: [Martin y Goswami, 2005]. Las últimas tres filas muestran las propiedades selectivas de muestras de laboratorio de las superficies actualmente en desarrollo en el Grupo de Materia Condensada del Instituto de Física de la Facultad de Ingeniería en el marco del Proy. FSE-ANII 2009-10-1 [Davoine et al., 2012].

los aspectos geométricos son diferentes, debido a que la radiación directa incide sobre una superficie de vidrio cilíndrica, y luego sobre un absorbedor a veces plano, a veces tubular. Además, estos colectores pueden estar (o no) montados sobre una superficie reflectiva que les permite aprovechar algo de radiación reflejada e incidente en la parte “trasera” del absorbedor.

De hecho, los sistemas basados en tubos evacuados presentan una gran variedad de geometrías internas lo cual dificulta un tratamiento genérico para estos casos. En general, los colectores con tubulares presentan menor eficiencia óptica que los colectores planos, vea el Cuadro 3.3. Es posible definir modificadores angulares adecuados para una geometría tubular concreta, pero para un trabajo cuidadoso de modelado de estos colectores, es necesario utilizar software especializado y definir bien la geometría del colector. Por ejemplo, en [Ryan, 1997] se desarrolla un software disponible gratuitamente y bien documentado para este problema. En la práctica, para la mayoría de los fines, basta con estimar la eficiencia óptica del colector en incidencia normal utilizando los métodos desarrollados para colectores planos.

Símbolos y nomenclatura usados en el Capítulo 2

	Significado	Unidades
η_{opt}	eficiencia óptica del colector, sinónimo de $(\tau\alpha)$	-
$\eta_{opt}^{(b)}$	eficiencia óptica del colector para directa	-
$\eta_{opt}^{(d)}$	eficiencia óptica del colector para difusa del cielo	-
$\eta_{opt}^{(g)}$	eficiencia óptica del colector para difusa reflejada del suelo	-
$(\tau\alpha)$	producto tau-alfa del colector, sinónimo de η_{opt}	-
η_T	eficiencia térmica del colector	-
η	eficiencia del colector = $\eta_{opt} \times \eta_T$	-
S	potencia por unidad de área absorbida en la placa de un colector	W/m ²
G_i	irradiancia solar global incidente en el plano del colector	W/m ²
A_c	area de captación del colector	m ²
\dot{Q}_u	potencia útil transferida al fluido de trabajo por el colector	W
\dot{Q}_p	potencia perdida por el colector al ambiente	W
E_{cn}	emitancia o potencia por unidad de área irradiada por un cuerpo negro	W/m ²
σ	constante de Stefan-Boltzmann = 1.567×10^{-8}	W/m ² K ⁴
T	temperatura absoluta de superficie de un radiador ideal	K
$E_{cn,\lambda}$	emitancia espectral o potencia por unidad de área y por unidad de longitud de onda, irradiada por un cuerpo negro	W/m ² μm
$E_{0-\lambda T}$	potencia por unidad de área radiada por un cuerpo negro con longitudes de onda menores a λ	W/m ²
F_a	potencia por unidad de área absorbida por una superficie	W/m ²
F_i	potencia por unidad de área incidente sobre una superficie o interfaz	W/m ²
F_r	potencia por unidad de área reflejada por una superficie o una interfaz	W/m ²
F_t	potencia por unidad de área transmitida por una superficie semi-transparente o una interfaz	W/m ²
$f_{0-\lambda T}$	fracción de la potencia total por unidad de área radiada por un cuerpo negro que tiene longitudes de onda menores a λ	-
λ	longitud de onda	μm o nm
λ_p	longitud de onda a la cual la emisión de un cuerpo negro a temperatura T es máxima	μm o nm
C_1	primer constante de radiación = 3.7405×10^8	W(μm) ⁴ /m ²
C_2	segunda constante de radiación = 14387.8	μm K

Nota: en este Capítulo también se utilizan los símbolos I_i, I_{di}, I_{bi} , etc para irradiación horaria incidente en el plano del colector. Estos símbolos tienen el mismo significado y unidades que en el Capítulo 1.

	Significado	Unidades
k	coeficiente de extinción del material	m^{-1}
d	espesor de una lámina semi-transparente	m
s	distancia recorrida por la luz en un material	m
T, \bar{T}	transmitancia de una lámina de material semi-transparente	-
T_{\perp}, T_{\parallel}	transmitancia de una lámina para luz polarizada	-
R, \bar{R}	reflectancia de una lámina de material semi-transparente	-
R_{\perp}, R_{\parallel}	reflectancia de una lámina para luz polarizada	-
\bar{A}	absortancia media de una lámina de material semi-transparente	-
ρ_g	reflectividad media del suelo, considerado como un reflector difuso	-
τ_b	factor de anisotropía	-
θ_d	ángulo de incidencia efectivo para radiación difusa	grados
θ_g	ángulo de incidencia efectivo para radiación difusa reflejada del suelo	grados
ε	emisividad o emitancia de un material	-
α	absortancia o factor de absorción de un material	-
ρ, r	reflectancia o factor de reflexión de un material	-
t	transmitancia o factor de transmisión de un material	-
ε_{λ}	emisividad espectral o emitancia espectral de un material	-
α_{λ}	absortancia espectral o factor de absorción espectral de un material	-
ρ_{λ}	reflectancia espectral o factor de reflexión espectral de un material	-
t_{λ}	transmitancia espectral o factor de transmisión espectral de un material	-
$\theta_{1,2}$	ángulos de incidencia y salida de radiación incidente sobre una interfaz entre dos medios	radianes
$n_{1,2}$	índice de refracción de un medio	-
r_{\perp}	reflectividad de la componente con polarización perpendicular	-
r_{\parallel}	reflectividad de la componente con polarización paralela	-
\bar{r}	reflectividad promedio (para luz no polarizada)	-
t_{\perp}	transmitancia de la componente con polarización perpendicular	-
t_{\parallel}	transmitancia de la componente con polarización paralela	-
\bar{t}	transmitancia promedio (para luz no polarizada)	-
τ	fracción de la radiación incidente que es absorbida en una lámina semitransparente	-
F'_{inc}	flujo radiante incidente en la placa absorbidora	W/m^2
F_{abs}	flujo radiante absorbido por la placa absorbidora	W/m^2

2. ASPECTOS ÓPTICOS

	Significado	Unidades
θ, θ_b	ángulo de incidencia de la irradiancia directa	grados
$\bar{\theta}_b$	ángulo efectivo de incidencia para medias mensuales de la irradiancia directa	grados
$K_\alpha(\theta)$	modificador angular de la irradiancia absorbida en la placa	-
$K(\theta)$	modificador angular para la eficiencia óptica	-
α_s	absortancia media en la región visible (solar) del espectro	-
α_i	absortancia media en la región infrarroja del espectro	-
ε_s	emisividad media en la región visible (solar) del espectro	-
ε_i	emisividad media en la región infrarroja del espectro	-

Colectores planos sin concentración

Dr. Gonzalo Abal – abal@fing.edu.uy

Grupo de Modelado y Análisis de la Radiación Solar (GMARS)

Instituto de Física, Facultad de Ingeniería

Universidad de la República

En este capítulo, se presenta un análisis de un colector solar de placa plana (CPP), estático y sin concentración, con énfasis en los principios físicos involucrados y en su eficiencia térmica. Se comparan las características de los CPP con los colectores basados en tubos evacuados.



Los colectores solares son utilizados desde al menos un siglo y, en este período, han surgido diversos diseños para satisfacer diferentes demandas. La energía que llega del Sol a la superficie de la Tierra es abundante. De hecho, es suficiente para satisfacer *varias veces el consumo anual de energía* de toda la población del planeta.

La Figura 3.1 debida a Richard Pérez de la Universidad de Nueva York, compara entre si los recursos energéticos disponibles a escala mundial para las diversas fuentes de energía (renovables o no). Al pie de la figura se incluyen las fuentes correspondientes a los estimativos, por más detalles consultar la Ref. [Pérez, 2009]. El globo naranja a la izquierda representa el consumo anual mundial de energía en 2009.

3. COLECTORES PLANOS

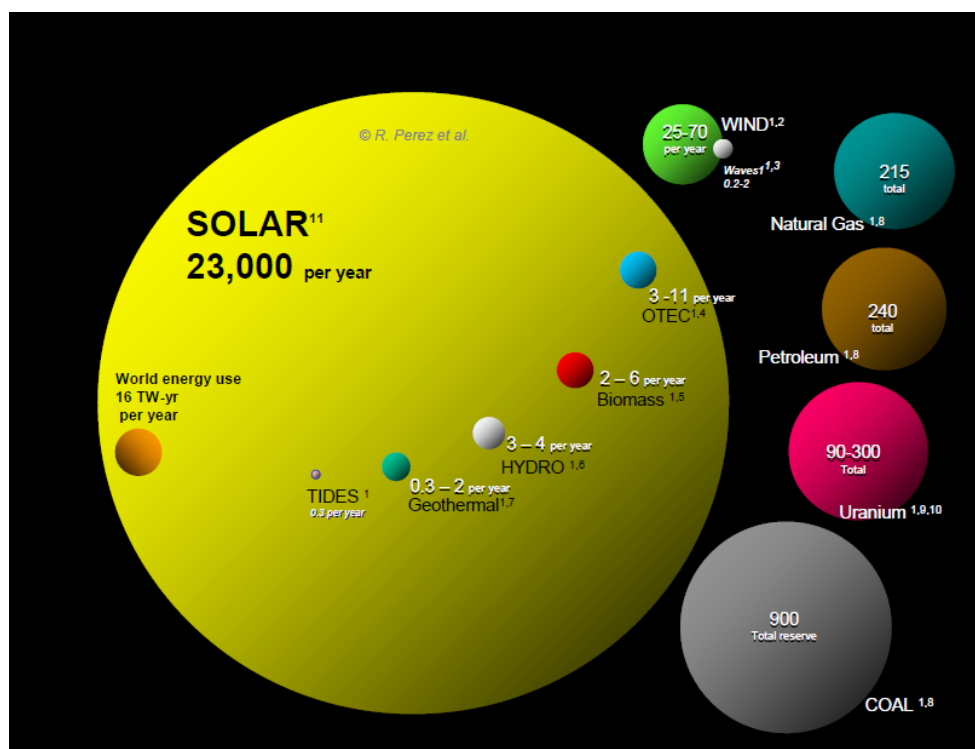


Figura 3.1: El volumen de cada esfera representa el consumo mundial anual en Terawatts-año (1 TW = 10^{12} watt = 1 millón de MW), el *potencial anual* de las diferentes energías renovables y la *energía total* recuperable de las reservas conocidas de energías no renovables [Pérez, 2009].

Referencias para los estimativos de la figura:

1. S. Heckeroth, Renewables.com, adapted from Christopher Swan (1986): Sun Cell, Sierra Club Press
2. C. Archer & M. Jacobson, Evaluation of Global Wind Power – Stanford University, Stanford, CA
3. World Energy Council
4. G. Nihous, An Order-of-Magnitude Estimate of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Resources, Journal of Energy Resources Technology, December 2005, Vol. 127, Issue 4, pp. 328-333
5. R. Whittaker (1975): The Biosphere and Man – in Primary Productivity of the Biosphere. Springer-Verlag, 305-328. ISBN 0-3870-7083-4.
6. Environmental Resources Group, LLC http://www.erg.com.np/hydropower_global.php
7. MIT/INEL The Future of Geothermal Energy– Impact of Enhanced Geothermal Systems [EGS] on the U.S. in the 21st Century http://www1.eere.energy.gov/geothermal/egs_technology.html basado en un estimativo de la energía geotermal económicamente recuperable en los próximos 50 años. El potencial geotermal de alta profundidad puede ser mucho mayor.
8. BP Statistical Review of World Energy 2007
9. <http://www.wise-uranium.org/stk.html?src=stkd03e>
10. R. Price, J.R. Blaise (2002): Nuclear fuel resources: Enough to last? NEA updates, NEA News 2002, 20
11. Energía del Sol incidente sobre la superficie *seca* de la Tierra (es decir, se excluye la energía solar incidente en los océanos) asumiendo un promedio de 65 % de pérdidas en la atmósfera y las nubes.

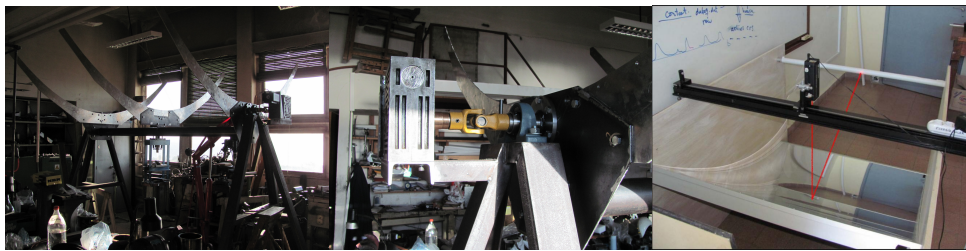


Figura 3.2: Izquierda: Estructura de soporte del espejo de un módulo del prototipo de concentrador parabólico lineal (diseñado y construido por el Ing. H. Failache y colaboradores) que se construye en el Taller del Instituto de Física de la Facultad de Ingeniería con mano de obra local y apoyo del Fondo Sectorial de Energía (FSE/ANII Proy 2009-10-1, Resp. G. Abal). Centro: Mecanismo de seguimiento (un eje), basado en una cruceta movida por un motor paso-a-paso. Derecha: Prueba de la calidad optica del espejo. Esta previsto que a partir de marzo 2013 comience la fase de ensayos preliminares en exteriores.

La comparación anterior es elocuente y nos exime de mayores comentarios: sin entrar en los temas relevantes de cuidado medio ambiental y cambio climático, la energía solar esta llamada a ocupar un rol cada vez más importante a medida que los combustibles “concentrados” se vayan volviendo cada vez más escasos o difíciles de extraer, lo cual debe suceder en el futuro más o menos cercano.

Sin embargo la energía del Sol, si bien abundante, llega a la superficie terrestre en forma muy diluida y su captación y aprovechamiento adecuados representan un interesante desafío tecnológico. Existen varios diseños de equipos con concentración, con o sin seguimiento del Sol, desarrollados para aplicaciones de media y alta temperatura. En la Ref. [Kalogirou, 2004] se da un panorama detallado de estas tecnologías. En el cuadro 3.1 se muestran las tecnologías más usuales. En nuestro país, el desarrollo de las tecnologías de concentración solar es aún incipiente. En el Instituto de Física de la Facultad de Ingeniería existe un proyecto de construcción de un prototipo de concentrador lineal para aplicaciones industriales de media temperatura, vea la Figura 3.2 y existen algunas iniciativas privadas en el mismo sentido, pero resta un largo camino por recorrer. Por otro lado, los paneles planos estáticos convencionales (algunos fabricados en el país) o los que usan tubos evacuados rodeando al absorbedor (todos importados), son muy usados para aplicaciones de baja temperatura. En este Manual nos limitaremos al caso de colectores planos sin concentración.

Los sistemas basados en colector solar de placa plana (CPP), estático y sin concentración o los colectores con tubos evacuados son sencillos en construcción y operación y son adecuados para aplicaciones de baja temperatura, en particular el calentamiento de agua para uso sanitario en domicilios, clubes, hospitales y piscinas, entre otras. Se pueden utilizar también para calentamiento de aire para secado de productos agrícolas o para el acondicionamien-

to térmico de viviendas donde existe la ventaja de que el potencial solar es mayor en verano cuando hay una mayor demanda de enfriamiento¹. Sin embargo, la transferencia de calor eficiente al aire es un desafío considerable y esta aplicación no será discutida aquí.

En nuestro país el calentamiento de agua para uso doméstico se realiza principalmente usando energía eléctrica² y existe por lo tanto un gran potencial para el desarrollo y expansión de este tipo de tecnologías. Es bien conocido que la generación eléctrica en el Uruguay tiene hoy una componente de generación térmica basada en combustibles fósiles importados. Esta componente de generación térmica es cara y se utiliza como respaldo a la generación hidroléctrica, lo cual introduce inevitablemente la variable climática en los costos de la energía eléctrica. En años más secos el nivel de los embalses cae, hay mayor componente de generación térmica y el costo de la energía tiende a ser más elevado. Por otro lado, esos años secos son los de mayor abundancia de radiación solar, lo cual lo hace de estas tecnologías una alternativa interesante como parte de un paquete de políticas anticíclicas.

Nuestro objetivo es realizar un análisis básico de un colector de placa plana (CPP) que, además de aportar una herramienta de diseño, nos permita comprender la incidencia de los diferentes parámetros en la eficiencia térmica de estos sistemas. Este análisis puede ser luego extenderse a otros casos de interés, como colectores basados en tubos evacuados o aplicaciones de calentamiento de aire, sin mayores dificultades.

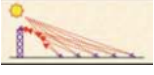



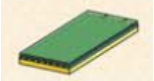
3.1 Colectores de placa plana (CPP)

De un buen colector solar se espera que maximice la energía solar absorbida en su placa colectora, minimize las pérdidas térmicas al ambiente y maximice el calor transferido al fluido de trabajo. Además, estos requerimientos deben ser satisfechos minimizando los costos de construcción e instalación, maximizando la vida útil del equipamiento y, en lo posible, utilizando capacidades tecnológicas locales. Como ya mencionamos, estos requerimientos convierten al diseño y modelado de colectores e instalaciones solares en un desafío interesante.

¹La curva de consumo eléctrico del Uruguay comienza a presentar un pico en el verano debido al uso generalizado de equipos de aire acondicionado. Por ejemplo, el 02/02/2013 se registró un consumo récord de 1686 MW a la hora 15. Por más detalles vea <http://www.elpais.com.uy/130202/pecono-692842/economia/nuevo-record-en-consumo-electrico/>. Es inevitable preguntarse: ¿cuántos calefones eléctricos estarían a esa hora calentando agua para uso sanitario?

²Actualmente se percibe una intención política bien definida de integrar más generación renovable (eólica y solar) a la matriz energética nacional, vea <http://www.dne.gub.uy/>.

3.1. Colectores de placa plana

tipo	seguimiento	concentración (áreas)	rango de temperatura	aplicación típica	
heliostatos y torre central	2 ejes	100 – 1500	150 – 2000 °C	potencia eléctrica	
plato parabólico	2 ejes	100 – 850	100 – 1500 °C	potencia eléctrica	
parabólico lineal	1 eje	15 – 150	60 – 300 °C	calor para procesos industriales	
tubos evacuados	fijo	1	50 – 200 °C	agua caliente, refrigeración	
panel plano	fijo	1	30 – 80 °C	agua o aire caliente	

Cuadro 3.1: Cuadro comparativo de algunas tecnologías de captación de la energía solar. Basado en datos de [Kalogirou, 2004].

3.1.1 Descripción de un colector de placa plana (CPP)

La Figura 3.3 muestra los componentes de un colector solar típico de placa plana (CPP). Su funcionamiento en general es evidente a partir de la figura: una parte de la irradiación solar transmitida por la cubierta transparente es absorbida por la placa y una parte de este calor es transferido al fluido de trabajo, normalmente agua. El aislamiento posterior busca minimizar las pérdidas térmicas al ambiente, pero aún en condiciones ideales hay pérdidas térmicas por radiación al entorno. La importancia de estas pérdidas aumenta con la temperatura de operación del colector.

A continuación se describen los componentes básicos de un CPP y sus principales características.

- Cubierta transparente

La función principal de la cubierta transparente es reducir las pérdidas convectivas de la placa absorbidora al ambiente. La cubierta debe transmitir el máximo de radiación incidente de onda corta bloqueando las pérdidas por radiación térmica (infrarrojo o NIR) (vea el Cap. 2). La cubierta debe favorecer un efecto invernadero que minimize las pérdidas por radiación térmica del colector. Además, tiene la función obvia de Pueden haber múltiples cubiertas pero en la práctica, el costo y la disminución de la transmitancia, limitan su número a una o a lo sumo dos cubiertas. El material típico para la cubierta es el vidrio con bajo contenido de hierro, ya que combina una alta transmitancia ($\tau \approx 0.85 - 0.90$

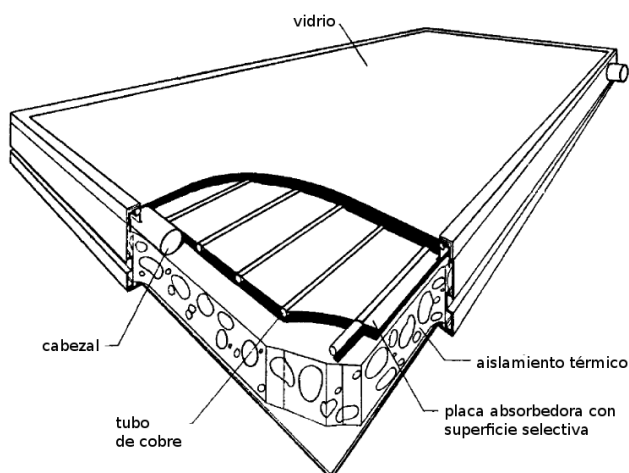


Figura 3.3: Componentes de un colector de placa plana típico.

a incidencia normal) de onda corta con una baja emitancia infrarroja (5 a 50 μm), como se muestra en la Figura 2.8. Si bien el vidrio es bastante opaco al IR, absorbe radiación emitida por la placa colectora y se calienta, perdiendo energía por convección y radiación al ambiente.

Debido a la relativa fragilidad del vidrio y para bajar costos, se han usado cubiertas de plástico que también tienen alta transmitancia de onda corta. Sin embargo, no son tan opacas en el NIR y las pérdidas térmicas suelen ser mayores que con vidrio. Por otra parte, el plástico suele degradarse debido a las altas temperaturas y a los efectos de la radiación ultravioleta en tiempos cortos en relación a la vida útil de un colector.

- Placa absorbedora

La placa absorbedora es un componente crítico del CPP ya que es allí donde se capta la energía solar y se transfiere al fluido circulante. Se espera que la placa absorba el máximo de la radiación solar incidente, la convierta a energía térmica y la entregue al fluido de trabajo minimizando pérdidas térmicas y los costos de construcción. Además, si el fluido es agua, los tubos deben tener resistencia a la corrosión y no favorecer la formación de depósitos calcáreos durante la vida útil del colector. Los materiales más usados para placas colectoras son el Cobre, Aluminio o el Acero inoxidable. La unión de los caños por los que circula el fluido con la placa es clave para el buen desempeño del colector (vea la Figura 3.5) ya que se debe minimizar la resistencia térmica de contacto.

Para maximizar su absorptancia, la placa se puede pintar de negro, pero también tendrá una alta emitancia en el IR. Una buena placa colectora

debe estar cubierta por una superficie con propiedades selectivas, como se discutió en el Cap. 2. Estas superficies combinan una alta absorción en onda corta con una baja emisividad infrarroja. La importancia de la superficie selectiva crece con la temperatura de operación.

- Aislamiento térmico

El aislamiento térmico evita las pérdidas por conducción por la parte posterior de la placa colectora y por los costados del colector. Es importante que los costados estén aislados, salvo que el colector sea parte de un conjunto de colectores contiguos, en cuyo caso, deben aislarse bien los colectores en el perímetro del conjunto.

- Elementos estructurales

Los elementos estructurales (gabinete, cabezal para los tubos, fijaciones) deben presentar condiciones que no reduzcan la vida útil del colector y a su vez den resistencia mecánica al conjunto y protejan la placa absorbidora de los elementos. En particular, los cabezales deben facilitar un flujo uniforme del fluido de trabajo por todos los tubos.

Siendo esta la parte de Fundamentos del Manual, no nos extendemos sobre los aspectos constructivos del colector que son tratados en la Parte II.

3.1.2 Energía absorbida en la placa del colector

El análisis térmico de un colector de placa plana se realiza a nivel de su placa absorbidora. Puede realizarse en forma instantánea o tomando valores medios en cierto intervalo de tiempo Δt que es lo que se suele hacer en la práctica. Trabajaremos en forma instantánea y pasaremos³ a valores medios o acumulados en cierto intervalo de tiempo más adelante.

Es necesario una expresión para la potencia S por unidad de área (W/m^2) absorbida en la placa del colector. En el Cap. 1 se discutió en detalle el concepto de eficiencia óptica,

$$\eta_{opt} = \frac{S}{G_i} \quad (3.1)$$

donde G_i la irradiancia solar incidente en el plano del colector. Allí se indica como calcular la irradiancia solar global incidente sobre un plano inclinado a un ángulo β si se conoce la irradiancia sobre un plano horizontal. La potencia absorbida por unidad de área también se calcula usando los métodos presentados en el Cap. 2. En particular, cuando la superficie se orienta al Norte, la potencia por unidad de área S absorbida en la placa del colector esta dada por la Ec. (2.37) (o la (2.36) para el modelo isotrópico). Por comodidad,

³Como se explicó en el Cap. 2, puede extenderse el análisis a otros períodos de tiempo.

reproducimos aquí la expresión para el modelo isotrópico

$$S = \eta_{opt}(0) [r_b(\beta)G_{bh}K(\theta) + G_{dh} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) K(\theta_d) + \rho_g G_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) K(\theta_g)] \quad (3.2)$$

teniendo presente que es posible (y recomendable) utilizar el modelo HD, prácticamente sin esfuerzo adicional. Para utilizar esta expresión deben conocerse las componentes directa y difusa de la irradiación horaria sobre plano horizontal, $G_h = G_{bh} + G_{dh}$, las cuales, trabajando a nivel horario, pueden obtenerse a partir de la irradiancia global por los métodos explicados en el Cap. 1 de este Manual. Debe recordarse expresiones como la Ec. (3.2) suponen que el colector solo recibe radiación reflejada del suelo⁴ que es tratado como un reflector difuso con reflectividad ρ_g . Vea la Tabla 1.5 por valores apropiados para ρ_g para varios tipos de suelo. La razón directa r_b y los modificadores angulares K_d y K_r representan en forma efectiva la transmisión por la cobertura transparente y la posterior absorción en la placa de la irradiancia incidente. Son funciones del ángulo de incidencia θ y se pueden estimar usando los métodos discutidos en el Cap. 2.

Alternativamente, puede medirse directamente la irradiación global G_i en el plano del colector y utilizar la eficiencia óptica (calculada a partir de las especificaciones del colector como se explicó en el Cap. 2) para estimar la potencia absorbida usando,

$$\eta_{opt} = \frac{S}{G_i} \quad (3.3)$$

3.1.3 Balance térmico y eficiencia en un CPP

El balance térmico en régimen estacionario en la placa absorbidora está dado por la Ec. (2.1), que se reproduce aquí en términos instantáneos

$$SA_c = \dot{Q}_u + \dot{Q}_p, \quad (3.4)$$

donde A_c es el área de la superficie colectora, \dot{Q}_u es la potencia transferida al fluido de trabajo y \dot{Q}_p representa la potencia perdida al ambiente. La suma de la potencia útil y las pérdidas debe ser igual a la potencia incidente.

La *eficiencia térmica del colector* es la fracción η_T de la energía solar absorbida en la placa que es transferida al fluido,

$$\eta_T = \frac{\dot{Q}_u}{SA_c} \quad (3.5)$$

⁴Si hay otras superficies cercanas reflejando, debe calcularse su aporte utilizando los factores de forma apropiados.

Es habitual usar para calcular la eficiencia potencias medias o energías acumuladas en un intervalo de tiempo Δt considerado⁵.

Como se mencionó al inicio del Cap. 2, (Ec. 2.2), la eficiencia (total) del colector es la fracción *de la irradiancia solar incidente en el plano del colector* que es aprovechada en el fluido de trabajo,

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{A_c G_i} = \frac{S}{G_i} \times \frac{\dot{Q}_u}{S A_c} = \eta_{opt} \times \eta_T. \quad (3.6)$$

La eficiencia térmica η_T es una medida de que tan bueno es el colector para transferir el calor absorbido en la placa al fluido de trabajo y depende de las pérdidas al ambiente.

La eficiencia η de un colector se puede descomponer en dos factores: (i) la eficiencia óptica, η_{opt} , que determina que fracción de la irradiancia incidente en el plano del colector llega a la placa del mismo y (ii) la eficiencia térmica, η_T , que determina que fracción de la potencia absorbida en la placa llega al fluido circulante.

Coefficiente global de pérdidas, U_L

La potencia perdida al ambiente se expresa como

$$\dot{Q}_p = U_L A_c (\bar{T}_c - T_a) \quad (3.7)$$

donde

- U_L es el coeficiente global de pérdidas del colector (en W/m² K)
- \bar{T}_c es la temperatura media de la placa colectora (en °C o K)
- T_a la temperatura ambiente (en °C o K)
- A_c es el área de la placa colectora en m².

El coeficiente de pérdidas U_L es un parámetro de utilidad para modelar el desempeño del colector solar. A veces, pero no siempre, el mismo es indicado en las especificaciones técnicas del colector para cierta temperatura de operación. En la siguiente sección mostramos una forma de estimar su valor a partir de las características del colector.

⁵Los intervalos de medida en un test estándar son unos pocos minutos, con el colector ya termalizado. Por otro lado, los datos disponibles de irradiación solar incidente suelen estar en base horaria y este caso, esta es la base de tiempo para evaluar el comportamiento del colector a lo largo de un día.

3. COLECTORES PLANOS

Usando las relaciones anteriores es posible expresar la eficiencia del colector en la forma

$$\eta = \eta_{opt} \left[1 - U_L \left(\frac{\bar{T}_c - T_a}{S} \right) \right] = \eta_{opt} - U_L \left(\frac{\bar{T}_c - T_a}{G_i} \right) \quad (3.8)$$

en términos de U_L y la temperatura media de placa y la irradiancia incidente en el plano del colector, G_i . Esta relación sugiere una dependencia aproximadamente lineal de la eficiencia del colector con el factor $(\bar{T}_c - T_a)/G_i$.

Temperatura de estancamiento

Cuando por alguna causa no circula fluido por el colector, el fluido en los ductos de la placa absorbidora rápidamente eleva su temperatura hasta el valor de la temperatura de placa cuando el calor útil transferido pasa a ser nulo, es decir $\eta = 0$. En estas condiciones, la temperatura de placa comienza a elevarse ya que la placa continúa absorbiendo calor del Sol hasta alcanzar un nuevo punto de equilibrio, en el cual las pérdidas térmicas igualan el flujo de energía absorbido del Sol. En este punto, la placa del colector alcanza una temperatura alta, conocida como *Temperatura de Estancamiento*, T_c^{max} . La condición de estancamiento puede ser riesgosa para la integridad del colector y se puede alcanzar en la práctica cuando hay una rotura en la línea de alimentación o, simplemente, un corte imprevisto de agua.

La Ec. (3.8) permite determinar la Temperatura de Estancamiento. En efecto, cuando $\eta = 0$ resulta

$$T_c^{max} = T_a + G_i \times \frac{\eta_{opt}}{U_L} \quad (3.9)$$

por lo que T_c^{max} depende, además de los parámetros del colector, de la irradiancia incidente sobre el plano del colector y de la temperatura ambiente.

Como el colector está diseñado para minimizar las pérdidas, η_{opt} será lo mayor posible y U_L lo menor posible y la temperatura de estancamiento puede llegar a ser bastante elevada. Esta condición puede ser problemática, especialmente en los colectores con tubos evacuados.

El coeficiente de pérdidas U_L depende en general de la temperatura de la placa⁶ que no es fácilmente medible, por lo cual la Ec. (3.8) no es muy útil en esa forma.

⁶Ambos mecanismos de pérdidas, la convección y la radiación, presentan una dependencia no lineal con la temperatura de la superficie.

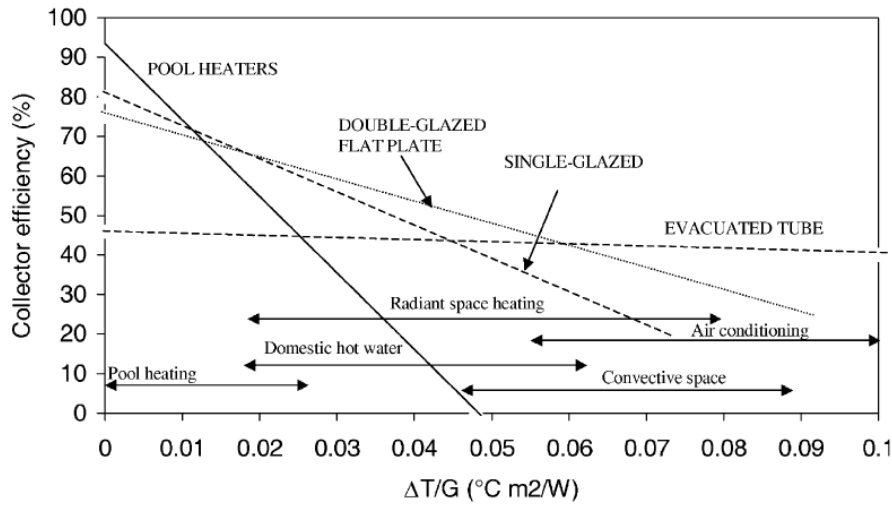


Figura 3.4: Curvas de eficiencia típicas para varios tipos de colectores [Kalogirou, 2004]. Se indican los rangos característicos de $\Delta T/G$ para diversas aplicaciones ($\Delta T = T_f - T_a$ y G representa la irradiancia incidente en el plano del colector).

Factor de remoción de calor, F_R

Para una temperatura de entrada del fluido al colector T_f , se define el factor de remoción de calor F_R de un colector como

$$F_R = \frac{\text{calor útil al fluido}}{\text{calor útil al fluido si } T_c = T_f} = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_u(T_c = T_f)}. \quad (3.10)$$

En otras palabras F_R expresa la eficiencia⁷ de la placa colectora para transferir calor al fluido de trabajo.

En la siguiente Sección damos una expresión que permite calcular el factor de remoción de calor F_R en términos de los parámetros y la geometría de la placa colectora. En este momento, la utilidad del factor F_R es que nos permitirá expresar la Ec. (3.8) para la eficiencia del colector en términos de la temperatura de entrada del fluido, T_f . Usando las Ecs. (3.4) y (3.7), la potencia útil transferida al fluido para cierta temperatura media de placa \bar{T}_c es

$$\dot{Q}_u = SA_c - \dot{Q}_p = A_c [S - U_L(\bar{T}_c - T_a)]$$

⁷A partir de su definición, el factor de remoción de calor F_R es siempre menor a 1. Las pérdidas al ambiente son mayores a mayor temperatura de la placa y la temperatura de placa más baja posible (menores pérdidas térmicas) sería la del fluido de entrada o de lo contrario el colector absorbería calor del fluido.

3. COLECTORES PLANOS

en términos del coeficiente global de pérdidas. Si la temperatura de placa es igual a la del fluido⁸ a la entrada, $T_c = T_f$,

$$\dot{Q}_u(T_c = T_f) = A_c [S - U_L(T_f - T_a)].$$

Por lo tanto, el factor de remoción de calor puede expresarse como

$$F_R = \frac{\dot{Q}_u}{\dot{Q}_u(T_c = T_f)} = \frac{S - U_L(\bar{T}_c - T_a)}{S - U_L(T_f - T_a)} = \frac{\eta_{opt} - U_L(\bar{T}_c - T_a)/G_i}{\eta_{opt} - U_L(T_f - T_a)/G_i}. \quad (3.11)$$

La última igualdad se obtiene al dividir por G_i el numerador y el denominador. Finalmente, la Ec. (3.11) nos permite expresar la eficiencia del colector, (Ec. (3.8)), en términos de la temperatura de entrada del fluido,

$$\eta = F_R \left[\eta_{opt} - U_L \left(\frac{T_f - T_i}{G_i} \right) \right]. \quad (3.12)$$

Conviene recordar aquí que una notación alternativa para la eficiencia óptica es el producto tau-alfa: $\eta_{opt} = (\tau\alpha)$. Esta es la ecuación central en el análisis de la eficiencia de un colector térmico y se conoce con el nombre de sus proponentes: Hottel, Bliss y Whillier. La Figura 3.4 muestra curvas de eficiencia en función del factor $(T_f - T_a)/G_i$ para distintos tipos de colectores solares.

Esta expresión es de gran utilidad para el diseño de colectores, ya que permite estimar el calor útil entregado al fluido, en términos de la temperatura de entrada del fluido, que es un parámetro fácilmente medible. La Ec. (3.12) esta expresada en términos instantáneos pero, como mencionamos antes, se pueden usar versiones en determinado intervalo de tiempo Δt . En estos casos η representa la eficiencia media en el intervalo.

▷ Ejemplo 3.1.

La Figura 3.5 muestra curvas de eficiencia para dos colectores planos (CPP1 y CPP2) graficadas contra el factor $(T_f - T_a)/G_i$. Estas curvas son una representación gráfica de la Ec. (3.12) y de ellas se puede extraer considerable información sobre el sistema colector. El hecho de que las curvas sean casi rectas, indica que el coeficiente de pérdidas U_L y F_R dependen débilmente de la temperatura en el rango de temperaturas considerado.

Determine las temperaturas de estancamiento para estos colectores cuando la temperatura ambiente es $T_a = 25^\circ\text{C}$ y la irradiancia en el plano de los colectores es $G_i = 1000 \text{ W/m}^2$.

Solución: Una rápida inspección de la ec. (3.12) y de la Figura 3.5 muestra que la pendiente de las rectas es $-F_R U_L$, un factor que representa las pérdidas

⁸Esta es una condición de referencia (ficta). Esta claro que en estas condiciones transferir una energía finita al fluido requeriría un tiempo infinito.

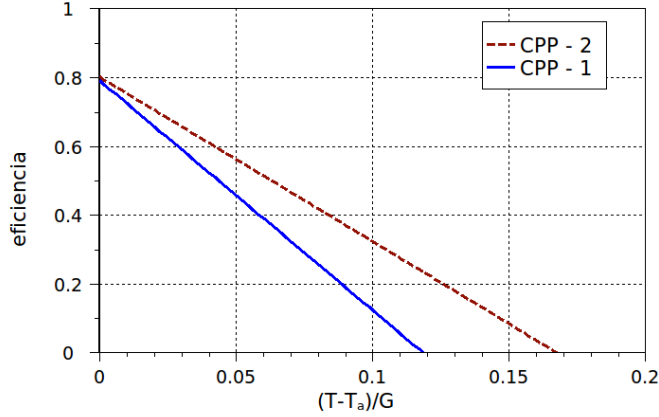


Figura 3.5: Eficiencia de dos colectores de placa plana (el eje horizontal es $(T_f - T_a)/G_i$ en nuestra notación). Ambos tienen la misma cobertura de vidrio. El colector CPP-1 tiene la placa absorbidora pintada de negro. El colector CPP-2 tiene una superficie selectiva. Figura de [Abal, 2010].

colector	$F_R \eta_{opt}$	$F_R U_L$, (W/m ² K)	T_e (°C)
CPP1	0.8	6.7	144
CPP2	0.8	4.8	192

Cuadro 3.2: Parámetros de dos colectores estimados en base a las curvas de eficiencia mostradas en la Figura 3.3. CPP-1 tiene pintura negra y CPP-2 una superficie selectiva y los ductos soldados a la placa con soldaduras de buena calidad.

térmicas del colector. Colectores con menores pérdidas térmicas tienen curvas de eficiencia con menor pendiente. Para una temperatura de entrada igual a la ambiente ($T_f = T_a$) el corte con la ordenada es $F_R \times \eta_{opt}$.

Por inspección de la Figura 3.5, $F_R \eta_{opt} = 0.8$ para ambos colectores y se llega a las pendientes (en valor absoluto)

$$F_R U_L(CPP1) = \left| \frac{\Delta y}{\Delta x} \right| = \frac{0.8}{0.119} \simeq 6.7 \text{ m}^2\text{C/W}$$

$$F_R U_L(CPP2) = \left| \frac{\Delta y}{\Delta x} \right| = \frac{0.8}{0.168} \simeq 4.8 \text{ m}^2\text{C/W}$$

Finalmente, el corte con la absisa ($\eta = 0$) tiene lugar a la temperatura de

3. COLECTORES PLANOS

estancamiento. De la Ec. (3.9),

$$\begin{aligned} T_e(CPP1) &= T_a + G_i \times \frac{F_R \eta_{opt}}{F_R U_L} \Bigg|_{CPP1} \simeq 25 + 1000 \times \frac{0.8}{6.7} \simeq 144^\circ\text{C} \\ T_e(CPP2) &= T_a + G_i \times \frac{F_R \eta_{opt}}{F_R U_L} \Bigg|_{CPP2} \simeq 25 + 1000 \times \frac{0.8}{4.8} \simeq 192^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Estos valores se indican en el Cuadro 3.2. El colector CPP2 (con superficie selectiva) tiene una temperatura de estancamiento bastante más elevada que CPP1 (con la placa pintada de negro). \square

Bajo una serie de suposiciones simplificadoras, es posible derivar expresiones para el factor global de pérdidas U_L y para el factor de remoción de calor del colector F_R , en términos de su geometría y sus detalles constructivos. Esto es útil porque permite estimar el impacto en la eficiencia del colector de un cambio constructivo determinado. Sin embargo, derivar estos modelos excede los límites de este Manual. Por una explicación resumida se puede consultar [Abal, 2010] y, por una derivación más detallada, a [Duffie y Beckman, 2006] o [Kalogirou, 2004].

Medidas de eficiencia

Midiendo las temperaturas de entrada y salida del fluido, T_f y $T_{f,s}$ respectivamente, se puede calcular la potencia aportada por el colector al fluido a partir de

$$\dot{Q}_u = \dot{m} c_P (T_{f,s} - T_f) \quad (3.13)$$

donde c_P es el calor específico del fluido (en kJ/kg °C) y \dot{m} el flujo másico (kg/s). Este se vincula con el caudal \dot{C} (m³/s) a través de la densidad del fluido ρ (kg/m³): $\dot{m} = \rho \dot{C}$. Si simultáneamente se mide la irradiancia global incidente en el plano del colector, G_i , y el área colectora A_c , se obtiene una medida indirecta de la eficiencia del colector

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{A_c G_i} = (\rho \dot{C} c_P) \times \frac{(T_{f,s} - T_f)}{A_c G_i}.$$

Conociendo además la temperatura ambiente T_a , es posible realizar gráficos como el de la Figura 3.6 donde la recta corresponde a un ajuste lineal a los datos experimentales. De este modo, se pueden determinar experimentalmente los parámetros $F_R U_L$ y $F_R \eta_{opt}$ de un colector dado.

La dependencia del coeficiente global de pérdidas U_L con la temperatura de operación hace que la relación lineal entre η y $\Delta T/G_i = (T_f - T_a)/G_i$ sea solo aproximada. Se puede utilizar una relación cuadrática en la diferencia de temperaturas,

$$\eta = c_0 - c_1 \left(\frac{T_f - T_a}{G_i} \right) - c_2 \left(\frac{T_f - T_a}{G_i} \right)^2 \quad (3.14)$$

3.2. Colectores con tubos evacuados

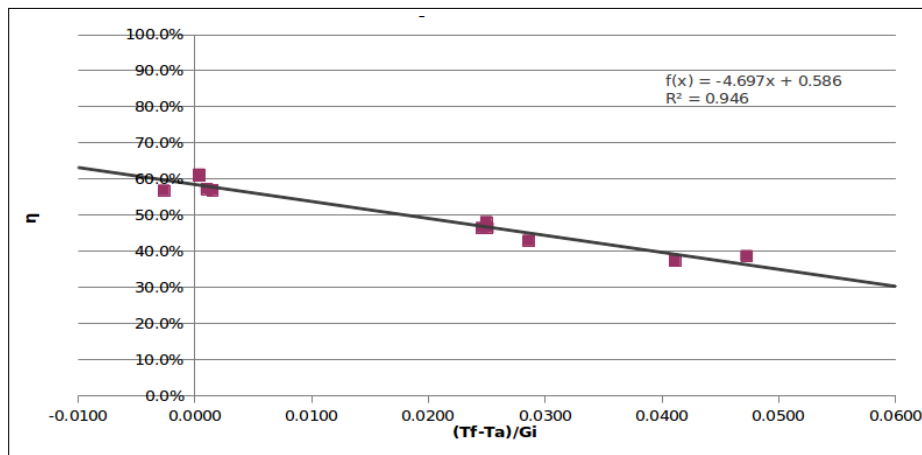


Figura 3.6: Medidas de eficiencia para un colector plano realizadas en 2010 en la Facultad de Ingeniería (figura gentileza del Ing. I. Teixeira). ¿Puede indicar cual es la temperatura de estancamiento de este colector para $G_i = 1000 \text{ W/m}^2$ y $T_a = 25 \text{ }^\circ\text{C}$?

donde $c_0 = F_R \eta_{opt}$. Se determinan los coeficientes realizando un ajuste cuadrático a un conjunto de medidas de η y $(T_f - T_a)/G_i$. La aproximación lineal queda incluida con $c_2 = 0$ y $c_1 = F_R U_L$. En la Parte II de este Manual (Aspectos Técnicos y Normativos) se analizan en detalle las normativas aplicables a los ensayos de eficiencia térmica de colectores.

3.2 Colectores con tubos evacuados

La tecnología de tubos evacuados se ha masificado a partir de la producción en masa de estos tubos a bajo costo, sobretodo por parte de la industria China. El principio básico es reducir al máximo las pérdidas por convección que tienen lugar en un colector plano convencional. Las pérdidas asociadas a la radiación se pueden reducir con una superficie selectiva sobre el absorbedor.



Figura 3.7: Colectores con tubos evacuados.

El camino seguido para reducir las pérdidas convectivas es evacuar el volumen entre la placa absorbadora y la cubierta del colector. En una geometría plana, el nivel de vacío esta limitado por la resistencia a la implosión del vidrio. Además sería necesario sellar la junta vidrio-metal en todo el perímetro del colector, lo cual sería un punto débil. En geometría tubular la resistencia estructural es mayor, se pueden alcanzar y mantener mayores niveles de vacío con uno o dos sellos metal-vidrio, o incluso sin sellos como en el caso de los tubos tipo vaso Dewar y placa absorbadora cilíndrica.

Uno de los puntos que limitan la vida útil de un tubo evacuado con sello metal-vidrio, es la pérdida del vacío debido a fallas en el sello que debe acomodar la diferente tasa de dilatación térmica de los dos materiales. Para comprender mejor cual es el nivel de vacío requerido para minimizar las pérdidas térmicas, analizamos el problema de la conducción térmica entre dos cilindros que se mantienen a temperaturas diferentes y contienen aire enrarecido en el espacio entre ellos.

Cuando el aire esta a presión atmosférica se transfiere calor entre los cilindros por radiación y convección. La transferencia por radiación estará presente siempre que haya una diferencia de temperaturas pero puede reducirse usando una superficie selectiva sobre el absorbador. A medida que se retira el aire, las pérdidas convectivas dependen muy débilmente de la presión de aire entre los tubos pero se van reduciendo gradualmente hasta ser suprimidas y llegar al régimen de conducción. Esto es así hasta que el libre camino medio⁹ λ de las moléculas de aire es del orden de la distancia entre los tubos L . Cuando $\lambda \gg D$, el aire esta tan enrarecido que una molécula experimenta muchos más choques con las paredes de los tubos, que con otras moléculas de aire (régimen de Knudsen). En este régimen de moléculas libres, la convección ha sido suprimida y la transferencia de calor cae abruptamente a un mínimo.

El libre camino medio puede calcularse en función de la temperatura y la presión del aire en el tubo. Para que, a una temperatura de $77^\circ\text{C} = 350\text{ K}$, el libre camino medio sea del orden del espacio entre los tubos, $\lambda = L \approx 10\text{ mm}$, resulta que la presión del aire debe ser $\approx 1\text{ Pa}$. Este es un vacío medio, del orden de 10 millonésimas de atmósfera (10^{-5} atm).

El vacío necesario para suprimir la convección y alcanzar el régimen molecular libre que minimiza la conducción térmica en un tubo evacuado es del orden de 1 Pascal. Se debe preservar este vacío durante varios años en equipos que permanecen expuestos a la interperie y sometidos a stress térmico diariamente.

Se requieren componentes de calidad para asegurar una vida útil razonable en un colector con tubos evacuados con sellos metal-vidrio. La tecnología del

⁹La distancia promedio que recorre una molécula antes de chocar con otra.

vaso Dewar, que no tiene este tipo de problemas.

Algunos diseños con tubos evacuados

La discusión sobre eficiencia y en particular la ecuación HBW se aplican al caso de colectores de tubos evacuados (CTE) con pocas variaciones, pese a que se fabrican en una variedad amplia de diseños y configuraciones. Sin embargo, el principio subyacente es el mismo: se usa un vacío medio para reducir las pérdidas convectivas y el factor U_L del colector. Si bien hay mucha variedad, se puede dar algún número con carácter indicativo: para un CPP $U_L \approx 6 \text{ W/m}^2 \text{ K}$ en tanto para un CTE $U_L \approx 1 \text{ W/m}^2 \text{ K}$.

Debe tenerse presente que la comparación entre ambos tipos de colectores no puede hacerse solo en base a eficiencia térmica, sino que debe hacerse teniendo en cuenta varios factores: la aplicación a que se destina el colector, la temperatura ambiente y el clima, el precio y, muy especialmente, la durabilidad o vida útil del colector. En general, al tener una curva de eficiencia con menor pendiente (vea la Figura 3.4), existe un punto de corte entre la curva de un CTE y un CPP a cierto valor de $\Delta T/G_i$. A la izquierda de este punto de corte, es más eficiente un CPP y a la derecha, es más eficiente un CTE.

La Figura 3.8 muestra diversos diseños de tubos evacuados con (figura superior) y sin (figura inferior) sellos metal-vidrio. El último de ellos utiliza un heat-pipe (o tubo de calor) para transportar el calor hasta el fluido de trabajo. Este es un método bastante eficiente, ya que utiliza el cambio de fase de un fluido (usualmente agua) encerrado en un tubo de hueco cobre, como se muestra en el esquema de la Figura 3.9. El agua en la base del tubo recibe calor y se vaporiza, el vapor asciende hasta el bulbo en la parte superior del tubo. Este bulbo está sumergido en el agua circulante y es enfriado cediendo calor a la misma. El vapor en el tubo de cobre condensa lentamente y escurre hasta el fondo, donde es calentado y reinicia el ciclo nuevamente.

El heat-pipe requiere de una inclinación β mínima para poder operar (el vapor debe ascender y el líquido escurrir por gravedad), pero esto no es una limitación en las latitudes del Uruguay. El mecanismo aprovecha el cambio de fase para transporte de calor al fluido de trabajo, lo cual es bastante eficiente. Sin embargo, el bulbo en el extremo debe ceder el calor por convección al fluido. Un colector con heat-pipe presenta la ventaja de que la junta entre el tubo evacuado y el fluido de trabajo puede ser “seca”, lo cual permite reemplazar tubos defectuosos sin detener y vaciar el sistema. La Figura 3.10 muestra un detalle de este tipo de junta seca.

3. COLECTORES PLANOS

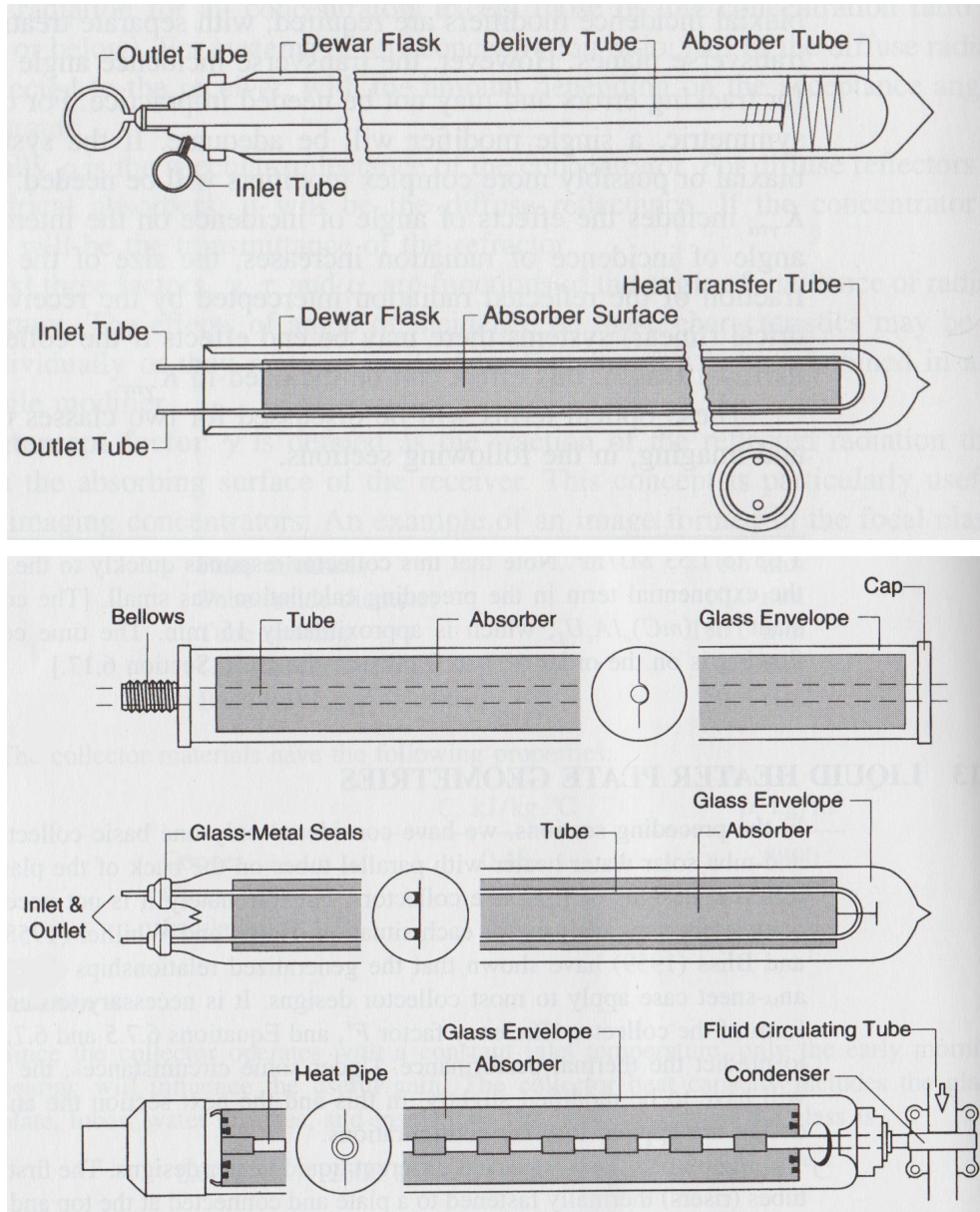


Figura 3.8: Arriba: Esquemas de tubos evacuados con vaso Dewar (sin sello metal-vidrio). Abajo: Esquemas de tubos evacuados con sellos metal-vidrio. El último utiliza un heat-pipe. Figuras de [Duffie y Beckman, 2006].

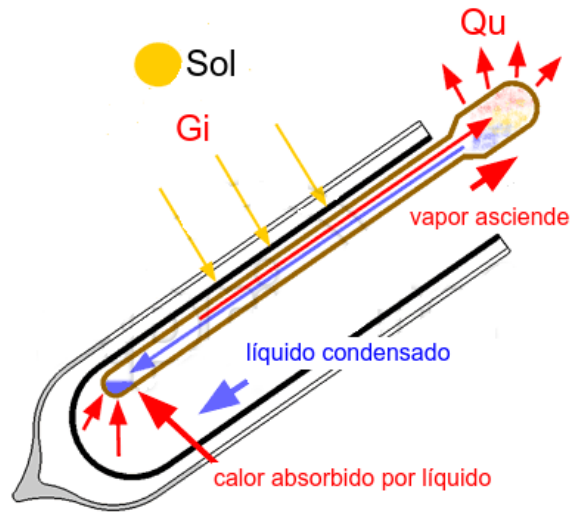


Figura 3.9: Esquema de vaso Dewar con heat-pipe mostrando el cambio de fase del agua durante su operación.

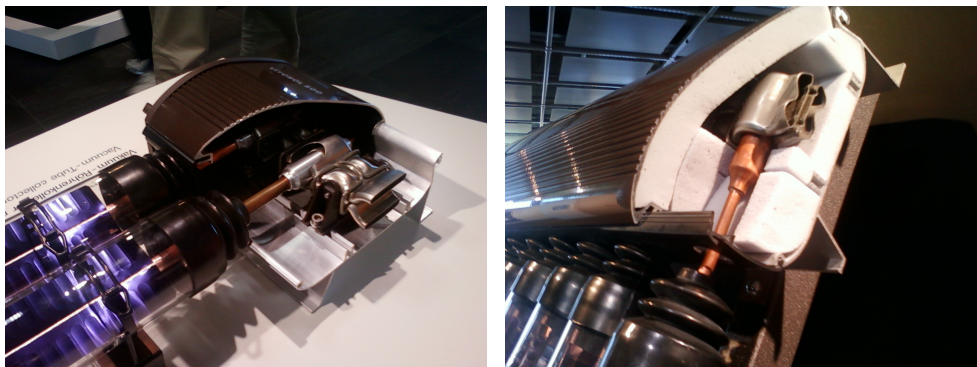


Figura 3.10: Detalle de la conexión seca entre un heat-pipe y el ducto que lleva el fluido de trabajo en un colector de procedencia alemana. Foto del autor.

Concluimos este capítulo con un comparativo entre las características de los CPP y los CTE.

3. COLECTORES PLANOS

colectores de placa plana (CPP)	colectores tubos evacuados (CTE)
$A_c/A_{total} \approx 1$: mejor aprovechamiento del espacio	$A_c/A_{total} \approx 0.50 \sim 0.60$
$\eta_{opt} \approx 0.75 \sim 0.80$: mejor eficiencia óptica, mayor fracción de energía incidente absorbida en placa	$\eta_{opt} \approx 0.60 \sim 0.70$
$U_L \approx 6 \sim 8 \text{ W/m}^2 \text{ K}$	menores pérdidas térmicas: $U_L \approx 1 \sim 2 \text{ W/m}^2 \text{ K}$
$T_S \approx 120 \text{ }^\circ\text{C}$: menor temperatura de estancamiento	$T_S \gtrsim 200 \text{ }^\circ\text{C}$
tecnología simple: puede tener larga vida útil con mantenimiento periódico	tecnología más compleja: mantenimiento simple (heat pipes con contacto seco)
más eficientes con bajo $\Delta T/G_T$: adecuados para calentamiento de agua doméstico, piscinas, climas moderados	más eficientes con alto $\Delta T/G_T$: adecuados para aplicaciones de temperatura media (enfriamiento, agua caliente industrial) o climas fríos.
pueden fabricarse íntegramente en Uruguay	componentes importados pueden ensamblarse localmente

Cuadro 3.3: Comparativo entre los CPP y los CTE.

Símbolos y nomenclatura usados en el Capítulo 3

	Significado	Unidades
S	potencia por unidad de área absorbida en la placa de un colector	W/m ²
G_i	irradiancia solar global incidente en el plano del colector	W/m ²
A_c	area de captación del colector	m ²
\dot{Q}_u	potencia útil transferida al fluido de trabajo por el colector	W
\dot{Q}_p	potencia perdida por el colector al ambiente	W
Q_u	energía útil transferida al fluido de trabajo por el colector en cierto tiempo	kJ/m ²
Q_p	energía perdida por el colector al ambiente en cierto tiempo	kJ/m ²
η_T	eficiencia térmica de un colector (potencia útil/potencia absorbida) o su equivalente en cierto intervalo de tiempo	-
η_{opt}	eficiencia óptica de un colector (potencia absorbida/potencia incidente en el plano del colector) o su equivalente en cierto intervalo de tiempo	-
η	eficiencia de un colector (potencia útil/potencia incidente en el plano del colector) o su equivalente en cierto intervalo de tiempo	-
U_L	coeficiente global de pérdidas de un colector solar	W/m ² K
T_c	temperatura de la placa colectora supuesta uniforme	°C o K
\bar{T}_c	temperatura promedio de la placa colectora	°C o K
T_a	temperatura ambiente (bulbo seco)	°C o K
T_e	temperatura de estancamiento de un colector solar	°C
T_f	temperatura del fluido a la entrada al colector	°C
$T_{f,s}$	temperatura del fluido a la salida del colector	°C
F_R	factor de remoción de calor de un colector	-
c_P	calor específico del fluido que circula por el colector	kJ/kg K
\dot{m}	flujo másico que circula por el colector	kg/s
ρ	densidad media del fluido que circula por el colector	kg/m ³
\dot{C}	Caudal del fluido circulante	lt/min o m ³ /s

Acción del viento sobre colectores solares

MSc. Ing. Valeria Durañona – valeriad@fing.edu.uy
*Instituto de Mecánica de los Fluídos e Ingeniería Ambiental (IMFIA),
Facultad de Ingeniería, Universidad de la República*

4.1 Clima de vientos extremos de Uruguay

Uruguay se encuentra localizado en una región donde los eventos de viento extremo se deben mayormente a la formación de tormentas convectivas severas, y a la ocurrencia de ciclones extratropicales que se intensifican durante su trayectoria sobre el país [Durañona, 2013a, Durañona, 2013b], tal como se muestra en la Figura 4.1.

4.1.1 Tormentas convectivas severas

Las tormentas convectivas tienden a formarse cuando aire húmedo y cálido se eleva en una atmósfera inestable. El aire cálido puede elevarse debido al encuentro de esa masa de aire caliente con una masa de aire frío en la zona que separa a ambas masas (frente frío o frente caliente, según cuál sea la masa que avanza); al calentamiento desigual de la superficie terrestre; a la topografía del lugar o a la existencia de vientos convergentes en superficie, entre otras razones. Cuando el aire que se eleva encuentra temperaturas lo suficientemente bajas para que el vapor de agua contenido en él condense, eventualmente se puede producir precipitación, proceso que enfría y a la vez arrastra hacia abajo al aire circundante. Si el ascenso del aire se ve fortalecido por alguno o varios de

4. ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE COLECTORES SOLARES

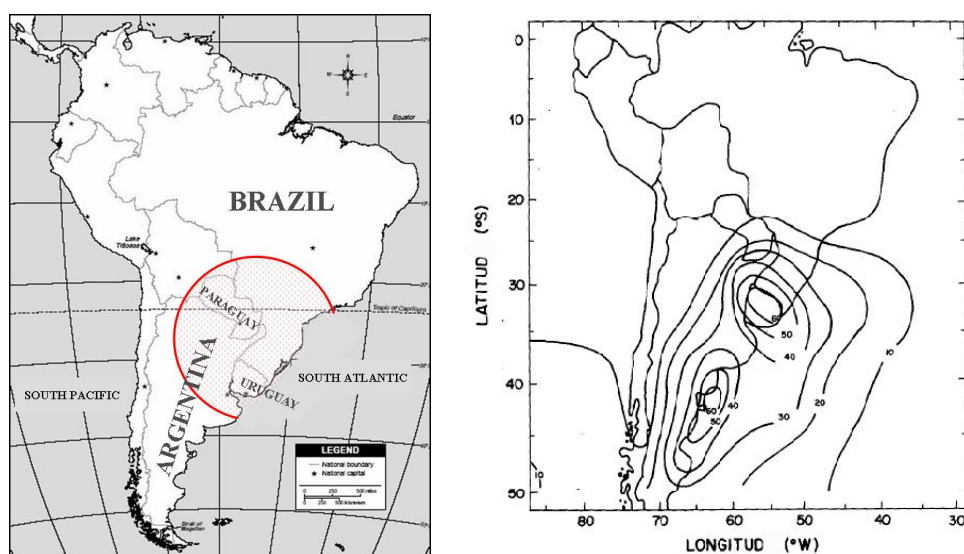


Figura 4.1: Izquierda: Región de América del Sur con mayor ocurrencia de tormentas convectivas severas [Nascimento y Doswell, 2006]. Derecha: Número de ciclones extratropicales promedio que se forman anualmente en América del Sur [Gan y Rao, 1991].

los mecanismos mencionados anteriormente, se puede dar lugar a una tormenta convectiva severa, la cual produce corrientes descendentes intensas de aire que impactan en el suelo, así como lluvias intensas, y ocasionalmente precipitación de granizo de gran tamaño y/o tornados. Este tipo de tormenta se encuentra asociado a la formación de nubes conocidas como Cumulonimbus. Un bosquejo de la estructura de una de estas nubes responsable de una tormenta convectiva intensa se muestra en la Figura 4.2.

Las tormentas convectivas severas pueden organizarse en forma de líneas, como por ejemplo a lo largo de un frente frío o caliente [Altinger de Schwarzkopf y Rosso, 1993]; nuclearse en forma de conglomerados nubosos, los cuales pueden evolucionar hasta formar complejos convectivos de mesoescala [Velasco y Fritsch, 1987]; u ocurrir de manera aislada, tal como ejemplifica la Figura 4.2.

La mayoría de los eventos de viento intenso debido a tormentas convectivas severas que se producen sobre Uruguay se deben a tormentas convectivas organizadas en líneas durante el pasaje de frentes fríos [Durañona, 2013a], los cuales se suelen trasladar del suroeste al noreste. En menor medida, estos eventos se producen durante el pasaje de frentes calientes, los cuales también pueden dar lugar a tormentas convectivas organizadas en líneas; a la formación de tormentas convectivas severas aisladas debido a un frente estacionario que se detiene sobre el país; al calentamiento excesivo del terreno en condiciones atmosféricas de inestabilidad y alta humedad; o a la ocurrencia de complejos convectivos de mesoescala sobre Uruguay [Velasco y Fritsch, 1987].

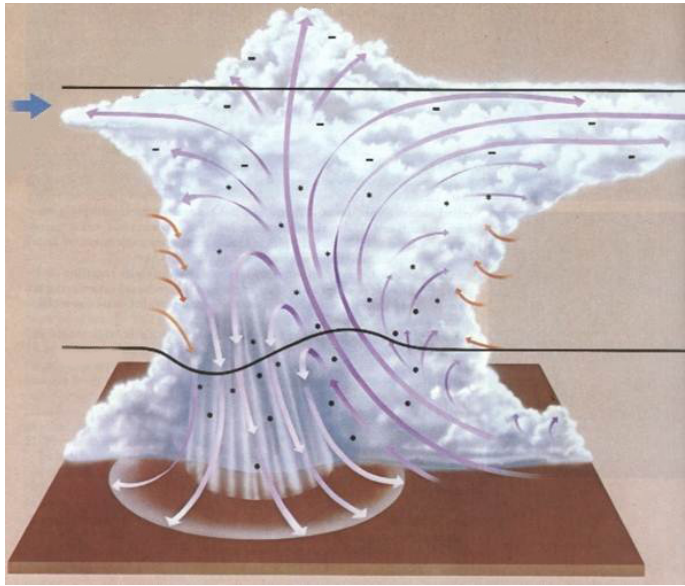


Figura 4.2: Tormenta convectiva severa aislada.

Las tormentas convectivas, tanto aisladas como organizadas, pueden producir velocidades de viento intensas cerca del suelo debido a las corrientes descendentes que generan durante su trayectoria y eventualmente, a la ocurrencia de tornados.

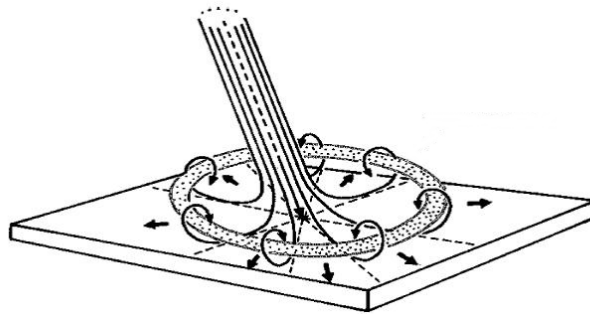


Figura 4.3: Modelo de corriente descendente. Figura adaptada de [Fujita, 1985].

Como se señala en Letchford et al. (2002), una corriente descendente se puede modelar como un chorro que al impactar contra el suelo diverge radialmente, como se muestra en la Figura 4.2, y, como se indica en la Figura 4.3, tiende a formar un anillo a su alrededor que va alejándose del centro del chorro luego de su impacto contra el suelo. El proceso completo desde que se comienza a generar una corriente descendente aislada hasta que disminuye la

4. ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE COLECTORES SOLARES

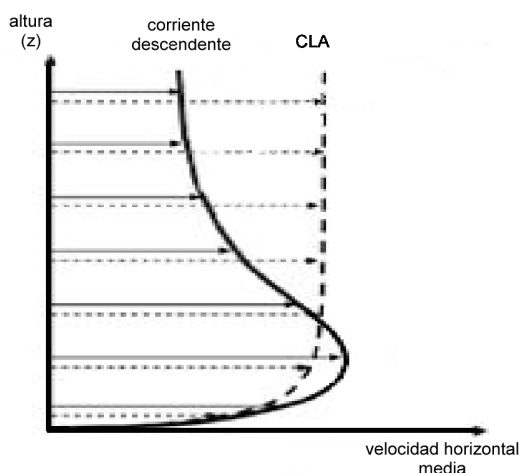


Figura 4.4: Comparación entre la distribución de velocidad horizontal en altura para un flujo tipo CLA y para una corriente descendente. Figura adaptada de [Lin y Savory, 2006].

velocidad del viento cerca del suelo, es de unos pocos minutos, y las mayores velocidades horizontales se registran directamente debajo del anillo ilustrado en la Figura 4.3, típicamente entre los 30 m y los 100 m de altura.

En Uruguay, el pasaje de frentes fríos suele generar corrientes descendentes que se organizan en líneas de longitudes del orden de 200 km o más, las cuales en su mayoría se trasladan del suroeste al noreste, y en ocasiones del oeste al este; su pasaje sobre el país toma del orden de 8 horas, y suelen producir en un sitio fijo vientos intensos que duran entre unos pocos minutos hasta algunas horas [Durañona, 2013a], generalmente provenientes del cuadrante suroeste. La intensidad de las velocidades de viento que se registran durante el pasaje de estos frentes va variando mientras estos se desplazan, y hay evidencia de que en la zona centro-sur de Uruguay estos eventos tienden a producir las velocidades más intensas.

Se debe tener en cuenta que la distribución de velocidad en altura durante estos eventos es diferente a la distribución en altura convencional que considera la mayoría de las normas de acción del viento sobre estructuras (flujos tipo Capa Límite Atmosférica (CLA)), tal como ejemplifica la Figura 4.4. Si se parte de una velocidad medida durante una corriente descendente a una altura de referencia (por ejemplo, 10 m), la velocidad real, en particular a una altura entre los 30 m y los 100 m, puede ser significativamente mayor que la velocidad calculada suponiendo un flujo tipo CLA. La diferencia de velocidad dependerá principalmente de las características de cada corriente descendente. Este tema es de gran interés e investigación actual en el área de la Ingeniería del Viento, y de a poco los resultados de investigaciones realizadas se están recogiendo en distintas normas de cálculo de estructuras por acción del viento.

4.1. Clima de vientos extremos de Uruguay



Figura 4.5: Ubicación de las estaciones de medida de viento y otras variables meteorológicas de la red de UTE. Figura de Google Earth.

Uruguay, por su parte, cuenta desde 2008 con un conjunto de estaciones meteorológicas pertenecientes a UTE y algunas a la DNE (MIEM) que se han ido instalando gradualmente y cubren gran parte del país. Estas miden una serie de variables meteorológicas cada 10 minutos a distintas alturas, entre las que se encuentran la velocidad y dirección del viento, tal como se describe en [Durañona, 2012]. Hasta julio de 2012 se analizaron las medidas de las 25 estaciones que se encontraban en un entorno rural y relativamente plano indicadas en color oscuro en la Figura 4.5), contándose en total con unos 850 meses de medidas cada 10 minutos. Se encontró que a 10 m de altura ocurrieron en tres fechas diferentes, ráfagas de 40 m/s en dos sitios del país. En un caso la máxima velocidad se dio entre los 10 m y los 40 m de altura, mientras que en los otros dos, el máximo de velocidad se situó por encima de los 40 m de altura. En estos últimos dos casos la máxima diferencia de velocidad entre los 75 m y los 10 m de altura fue de apenas 4 m/s.

Eventos extremos: mediciones de velocidad y dirección de viento realizadas entre 2008 y 2012 en el territorio uruguayo registran, a 10 m de altura en fechas y ubicaciones diferentes, tres ráfagas de más de 140 km/h.

Por otra parte, la máxima ráfaga medida durante ese periodo correspon-

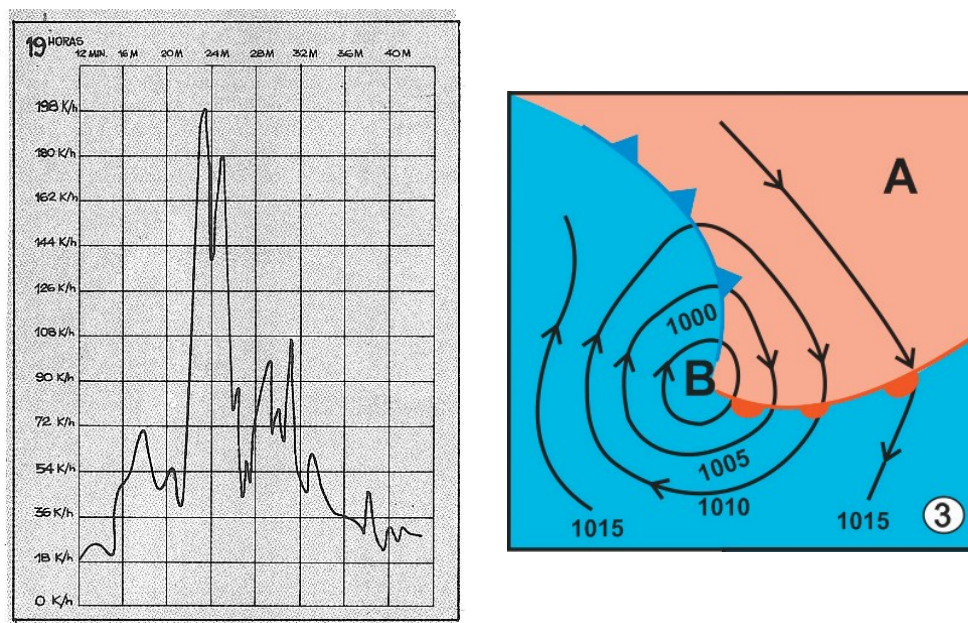


Figura 4.6: Izquierda: Registro de velocidad durante una corriente descendente en 1935 [Vieira, 1969]. Derecha: Ciclón extratropical en su estado maduro [Celemín, 2007].

dió a 45 m/s a 86 m de altura. Todos estos casos ocurrieron durante el pasaje de frentes fríos sobre el país [Durañona, 2013a], produciendo ráfagas del cuadrante suroeste. Por otra parte, el máximo registro de velocidad con el que cuenta el país también corresponde a una corriente descendente, la cual tuvo lugar en Montevideo el 8 de julio de 1935 y que alcanzó a 10 m de altura una velocidad cercana a los 55 m/s, tal como muestra la Figura 4.6 (Izquierda). En esta figura, las líneas verticales representan intervalos de 4 minutos. El evento meteorológico que lo produjo causó innumerables destrozos en la ciudad [Vieira, 1969].

4.1.2 Ciclones extratropicales

Además de las tormentas convectivas intensas, los ciclones extratropicales son el otro evento meteorológico significativo que conforma el clima de vientos extremos de Uruguay. Los ciclones extratropicales son sistemas de baja presión, de diámetros del orden de los 1000 km, que en el Hemisferio Sur rotan en sentido horario, tal como se presenta en la Figura 4.6 (Derecha). De su centro de baja presión (B) parten un frente frío y un frente caliente, los cuales se representan con triángulos y semicírculos, respectivamente. A medida que el ciclón rota y se traslada, en general hacia el sureste en nuestra región, disminuye la presión en su interior, el frente frío va alcanzando al frente caliente y la velocidad del viento tiende a aumentar.

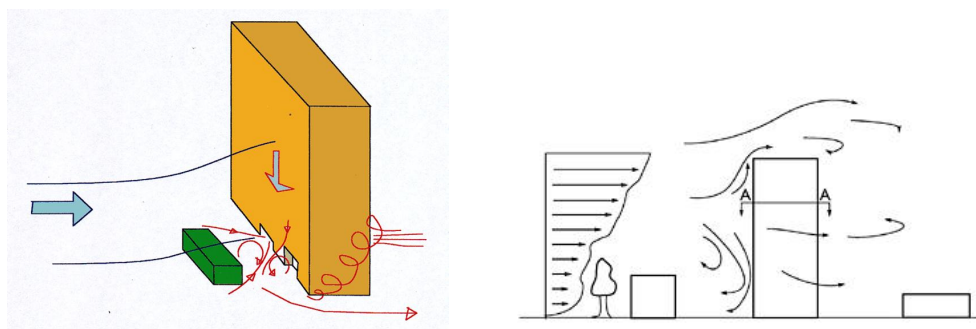


Figura 4.7: Efecto de construcciones y otros obstáculos en el clima de su entorno. Figuras de [Cataldo, 2008] (izquierda) y [Holmes, 2007] (derecha).

Como se pudo apreciar en la Figura 4.1 (Derecha), existe una región con un máximo de formación de ciclones hacia el noroeste de Uruguay. Los ciclones que se forman en esta región tienden a trasladarse hacia el sureste, a medida que se intensifican, por lo que gran parte de ellos pasan sobre nuestro país. En ocasiones, en ellos se pueden generar gradientes de presión intensos, produciendo velocidades importantes a nivel del suelo en un sitio fijo durante una serie de horas. En el Uruguay, las velocidades máximas debidas a este tipo de evento provienen principalmente del cuadrante suroeste y, en algunos casos, del cuadrante sureste y su pasaje por el país puede durar varias horas y algún día. Por su trayectoria e intensificación, suelen producir las máximas ráfagas en zonas cercanas a la costa, y en ocasiones pueden generar eventos de viento intensos localizados de menor escala. Como ejemplo de uno de los eventos más intensos de este tipo que tuvo lugar en los últimos años en Uruguay se puede citar el ocurrido el 23 de agosto de 2005, en el cual la velocidad media en 10 minutos registrada en la estación meteorológica de Carrasco alcanzó los 100km/h (28 m/s), midiéndose en ese sitio una ráfaga puntual de 180km/h (50 m/s) [Cataldo y Durañona, 2005]. Lejos de los frentes frío y caliente que forman parte de estos eventos se supone en general que el flujo es de tipo CLA, por lo que la distribución de su velocidad en altura se podría estimar con la información brindada por la mayoría de las normas de acción del viento sobre construcciones. Los flujos tipo CLA presentan principalmente velocidad en el plano horizontal, la cual no varía de manera abrupta ni espacial ni temporalmente, al contrario de lo que ocurre durante el pasaje de una corriente descendente. En [Durañona, 2003] se puede encontrar una descripción de las características de este tipo de flujo.

Otros eventos de escala sinóptica que también pueden producir vientos intensos durante una serie de horas o días, ocurren debido a localizaciones específicas de sistemas de alta y baja presión en la región [Durañona, 2013b]. En ellos también se suele suponer que el flujo es de tipo CLA.

4. ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE COLECTORES SOLARES

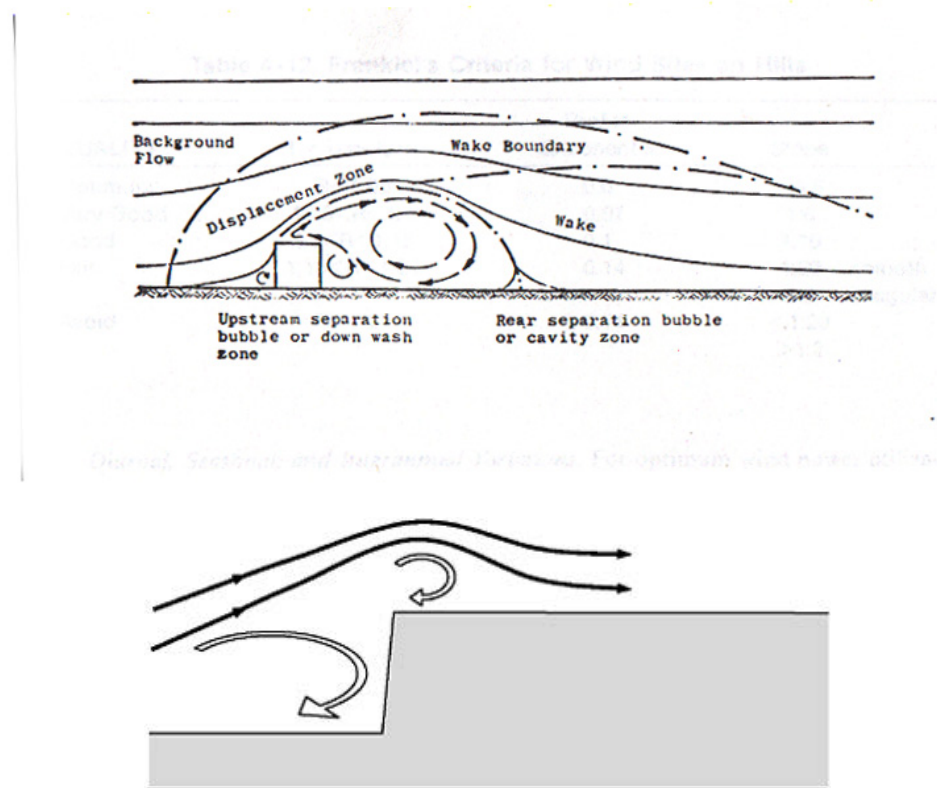


Figura 4.8: Efecto de construcciones en el clima de vientos de su entorno [Holmes, 2007].

4.1.3 Consideraciones para la instalación de colectores solares

Las características espaciales y temporales de los vientos fuertes producidos, por un lado, por tormentas convectivas y, por otro, por ciclones extratropicales y otros eventos de escala sinóptica responsables de vientos fuertes son diferentes; pero una característica importante para el diseño de colectores solares que ambos tipos de eventos tienen en común es que los vientos más intensos que producen provienen generalmente del cuadrante suroeste (los vientos soplan entre el sur y el oeste). A modo de ejemplo, analizando los 4 eventos que produjeron las ráfagas más intensas en los últimos 4 años en cada una de las estaciones estudiadas en el país en [Durañona, 2012], se obtuvo que el 80 % de estas ráfagas procedieron de este cuadrante. Los eventos analizados que correspondieron al pasaje de tormentas convectivas severas produjeron ráfagas del cuadrante suroeste en el 85 % de los casos, mientras que aquellos que correspondieron a la ocurrencia de eventos sinópticos produjeron ráfagas del cuadrante suroeste en el 65 % de los casos.

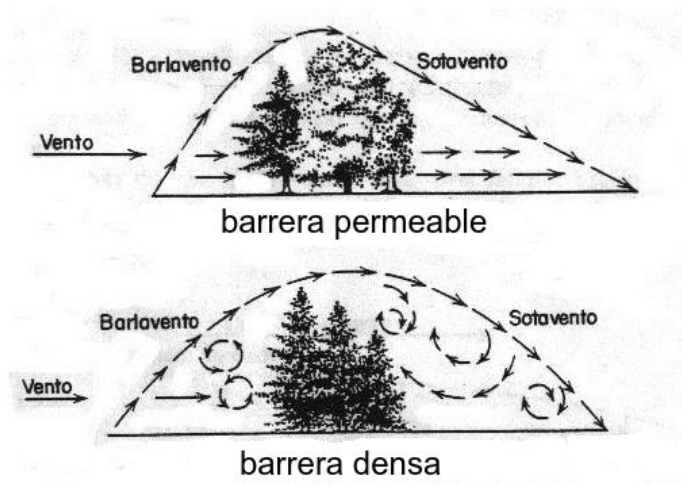


Figura 4.9: Efecto de cortinas de árboles con diferentes características aerodinámicas en el clima de vientos del entorno. Cortina de porosidad relativamente alta (arriba), y relativamente baja (abajo).

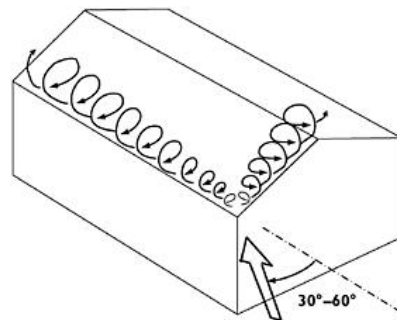


Figura 4.10: Vórtices cónicos que se desarrollan sobre el techo de edificaciones [Holmes, 2007].

4.2 Efecto del entorno en la velocidad del viento

Las normas de acción del viento sobre estructuras suelen tomar en cuenta la manera en que la topografía de un lugar y la rugosidad del terreno corriente arriba pueden afectar localmente al valor de la velocidad del viento. Adicionalmente, las mismas suelen sugerir alguna ley de variación de la velocidad con la altura, la cual depende de la rugosidad del terreno que se tenga corriente arriba.

Lo que suele ser más difícil de estimar es cómo el entorno cercano a la estructura (para la cual se desea evaluar la carga por viento) afecta al valor de velocidad con el que debemos realizar los cálculos. Esto es aún más complejo

si esa estructura va a estar situada muy próxima, o sobre, otra construcción. Esta característica es típica para el caso de los colectores solares, por lo cual la acción del viento depende muy fuertemente de la ubicación del colector solar en relación a la construcción. En muchos casos los colectores solares se encontrarán protegidos para la dirección de los vientos intensos más frecuentes, la cual corresponde como se vio en el Capítulo 4.1 al cuadrante suroeste. Sin embargo, existe la posibilidad de que, en casos particulares, se produzca alguna conducción del flujo de viento o algún efecto localizado, que ocasione velocidades más altas que las esperadas. En las Figuras 4.7 a 4.10 se muestran ejemplos cualitativos de cómo el entorno puede afectar localmente a la velocidad del viento.

4.3 Lineamientos de la norma UNIT 50-84 para el cálculo de la acción del viento sobre estructuras

La norma uruguaya para calcular la acción del viento sobre construcciones corresponde a la norma UNIT 50-84 [UNIT, 1984]. Esta norma define la velocidad para calcular la carga por viento sobre una construcción, v_c , según la siguiente expresión:

$$v_c = K_t \cdot K_z \cdot K_d \cdot K_k \cdot v_k \quad (4.1)$$

donde:

- el factor K_t corrige la velocidad por efecto de la topografía y se obtendría de la Tabla 6.1 de la norma UNIT 50-84. Debido a que esta norma tiene casi 30 años, se recomienda realizar el cálculo de K_t a partir de la norma de acción del viento sobre estructuras “Eurocode 1: Actions on structures – General actions – Part 1-4: Wind Actions”, cuya versión de 2004 se encuentra disponible en línea en la dirección: [http://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/accion_viento/EN_1991_1_4\(E\).pdf](http://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/accion_viento/EN_1991_1_4(E).pdf), ya que esta última se basa en información más actualizada. El coeficiente K_t corresponde al coeficiente denominado c_0 en dicha norma y se puede calcular siguiendo los lineamientos indicados en el Anexo A.3, (pp. 97-102) del Eurocode, 2004.
- El factor K_z corrige por diferencias entre el tipo de terreno en los alrededores del sitio en estudio y la altura a la que se desea calcular v_c , y la exposición estándar de los anemómetros de las estaciones meteorológicas convencionales, la cual corresponde a una altura de 10 m en un terreno abierto y nivelado, sin obstáculos, con rugosidad Tipo I. Los tipos de rugosidad de terreno se definen en el Apartado 6.2.5.1 de la norma UNIT 50-84, y su descripción se adjunta en el Cuadro 4.1 de este Manual. K_z se obtiene de la Tabla 6.2 de esta norma, la cual se reproduce en la Figura 4.11 de este Manual.

4.3. Lineamientos de la norma UNIT 50-84

TABLA 6.2 – FACTOR DE ALTURA K_z

z m	TIPO DE RUGOSIDAD			
	I	II	III	IV
≤ 5	0,993	0,822	0,667	0,515
10	1,000	0,900	0,750	0,600
15	1,041	0,949	0,804	0,656
20	1,072	0,985	0,844	0,699
25	1,096	1,014	0,876	0,734
30	1,116	1,038	0,904	0,764
40	1,149	1,078	0,949	0,814
50	1,175	1,109	0,986	0,855
60	1,196	1,136	1,017	0,890
70	1,215	1,159	1,044	0,921
80	1,231	1,179	1,068	0,948
90	1,246	1,190	1,090	0,973
100	1,259	1,214	1,109	0,996
120	1,282	1,243	1,144	1,037
140	1,302	1,268	1,175	1,072
160	1,320	1,291	1,202	1,104
180	1,335	1,310	1,226	1,133
200	1,349	1,329	1,248	1,160
225	1,365	1,349	1,273	1,190
250	1,380	1,368	1,296	1,218
K_z	$1,00 \left(\frac{z}{10}\right)^{0,10}$	$0,90 \left(\frac{z}{10}\right)^{0,13}$	$0,75 \left(\frac{z}{10}\right)^{0,17}$	$0,60 \left(\frac{z}{10}\right)^{0,22}$

Figura 4.11: Valores de K_z según altura (z) y tipo de rugosidad. Figura de [UNIT, 1984], publicada con autorización de UNIT.

- El factor K_d tiene en cuenta la distribución espacial irregular de las velocidades de ráfaga y la consecuente disminución de la presión media sobre una superficie a medida que ésta aumenta sus dimensiones. Para ello, se propone utilizar el gráfico presentado en la Figura 6.2 de la norma UNIT 50-84, reproducida en la Figura 4.12 de este Manual, la cual tiene en cuenta el área de referencia del elemento a considerar (A), la altura de cálculo (z) y el tipo de rugosidad del terreno en los alrededores del sitio, el cual se obtiene del Cuadro 4.1. De este gráfico se obtienen f_1 y f_2 , y K_d se calcula como $K_d = f_1/f_2$.

4. ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE COLECTORES SOLARES

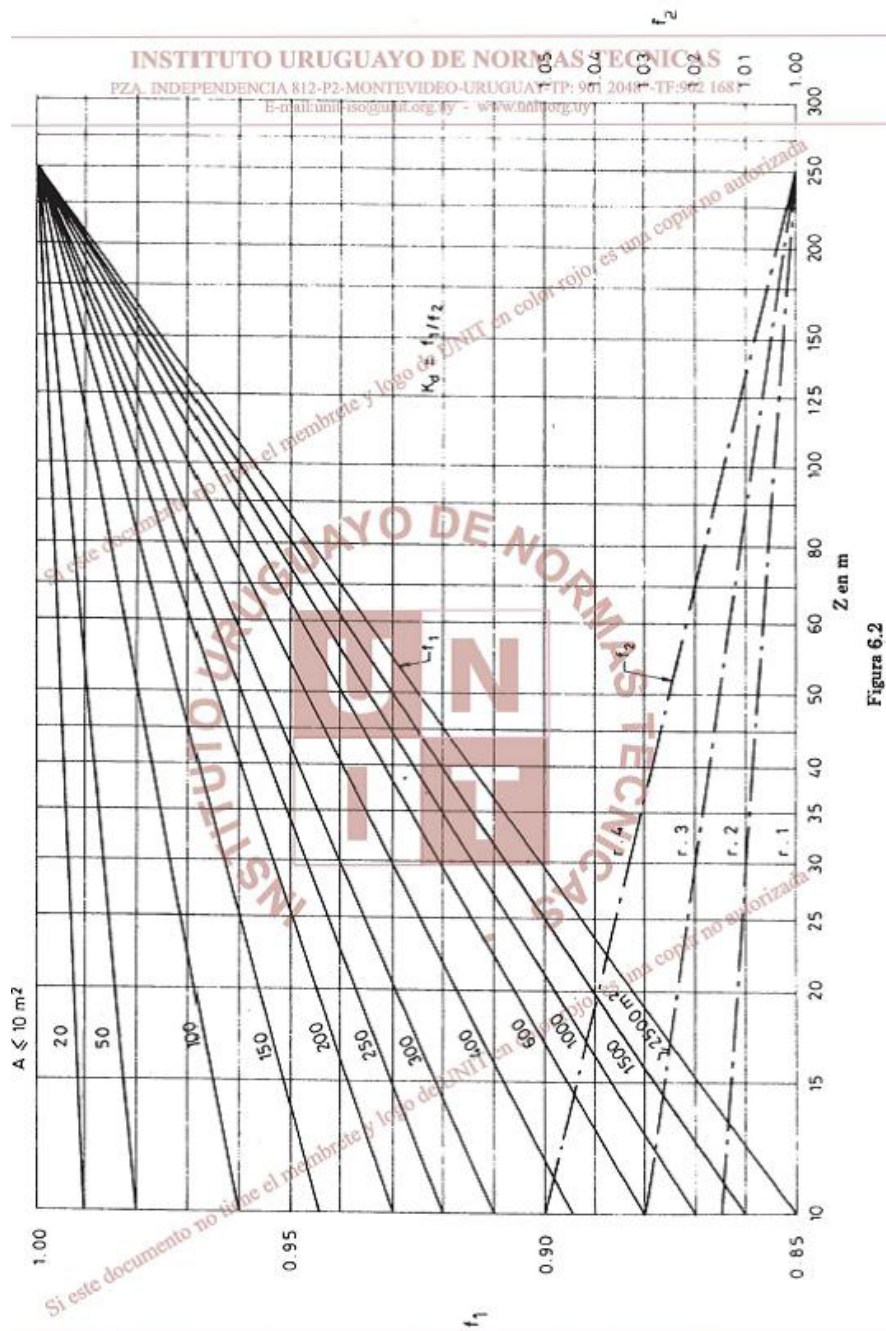


Figura 6.2

Figura 4.12: Valores de $K_d = f_1/f_2$ según área de referencia del elemento a considerar (A), altura (z) y tipo de rugosidad (r) Figura de [UNIT, 1984], publicada con autorización de UNIT.

- El factor K_k tiene en cuenta el destino y vida útil de la construcción en estudio, agrupando las construcciones en seis categorías para el caso en que se utilice el método de cálculo de estado último. Las características de cada categoría se presentan en el Apartado 6.2.7.4 de la norma, y en la Tabla 6.3 de la misma se presentan los valores de K_k correspondientes. Para el caso de los colectores solares se tomó como período de retorno¹ 20 años, por lo que $K_k = 1$.

Tipo	Descripción
I	Terreno abierto y a nivel, sin obstrucciones. Superficies de agua y faja costera en un ancho de 1 km. Aeropuertos, granjas extensas sin cercos.
II	Terreno plano o poco ondulado con obstrucciones bajas como setos o muros, árboles y edificaciones eventuales (altura media alrededor de 2 m).
III	Zonas cubiertas por numerosas construcciones medianas, parques y bosques con muchos árboles. Ciudades pequeñas o suburbios de grandes ciudades (altura media alrededor de 10 m).
IV	Zonas cubiertas por grandes construcciones, centros de grandes ciudades (altura media mayor que 25 m) .

Cuadro 4.1: Tipos de rugosidad del terreno, según norma UNIT 50-84 (Apartado 6.2.5.1). Reproducido con autorización de UNIT.

- v_k es la velocidad característica del viento de la zona, la cual se define como² 43,9 m/s para todos los lugares ubicados a una distancia de 25 km del Río Uruguay, Río de la Plata y Océano Atlántico, mientras que para el resto del país se sugiere utilizar una velocidad de 37.5 m/s. Estos valores corresponden a ráfagas de 3 segundos de duración, con periodos de retorno de 20 años, en terreno plano, abierto³ y de rugosidad Tipo I. Una velocidad con un periodo de retorno de 20 años significa que, en un año cualquiera, la probabilidad de que se alcance o se supere dicha velocidad es de un 5% ($0,05=1/20$), o lo que es lo mismo, que la probabilidad de que la velocidad máxima anual no supere dicha velocidad es de un 95%.

¹Término definido en el siguiente párrafo.

²El valor de velocidad característico de 43,9 m/s se obtuvo mayormente a partir de datos medidos por un anemógrafo instalado 6 m por encima del techo de un edificio de 43 m de altura, ubicado en el antepuerto de Montevideo entre los años 1906 a 1970, y se calculó suponiendo una distribución de probabilidad para los máximos de velocidad Tipo II o Frechet [Durañona, 2012].

³Terreno plano es un terreno cuya topografía no afecta a la velocidad, y abierto significa que no está influenciado por obstáculos cercanos, tales como construcciones, árboles, vegetación, etc.

Para los elementos constructivos considerados en este trabajo, la norma UNIT 50-84 define la fuerza F que se ejerce sobre cada elemento mediante expresiones como

$$F = C \cdot A \cdot q_z, \quad (4.2)$$

donde C es un coeficiente global de empuje (o de fuerza), A corresponde a un área de referencia y q_z es el valor medio de la presión dinámica de cálculo para el área A considerada, calculado a la altura z . En la norma se define la presión dinámica de cálculo q_z como,

$$q_z = \frac{1}{2} \rho v_c^2(z) \quad (4.3)$$

donde $\rho = 1.23 \text{ kg/m}^3$ es la densidad del aire con la que se sugiere realizar el cálculo.

En los Capítulos 8 a 12 de la norma se presentan las presiones y fuerzas que ejerce el viento sobre distintos tipos de construcciones y en la siguiente Sección se discute el caso particular de fuerzas ejercidas por el viento sobre superficies planas inclinadas.

4.4 Cálculo de fuerzas por acción del viento sobre colectores solares

Como se verá en los ejemplos presentados en esta Sección, los colectores solares más solicitados por la acción del viento son los colectores planos con cubierta y sin acumulador, por lo cual se comenzará analizando este tipo de colector.

La norma UNIT 50-84 [UNIT, 1984] no presenta el cálculo de carga para una superficie plana inclinada con uno de sus lados cercano al suelo, como es el caso de la mayoría de los colectores solares, sino que en su Apartado 10.2.1.1 pide que esa distancia sea mayor a un valor que generalmente no es alcanzado por un colector. Por esta razón, para este cálculo se recurrió a la norma Eurocode (2004)⁴, la cual en su Apartado 7.3 trata el caso de cubiertas aisladas (*canopy roofs*, en inglés), considerando el caso de cubiertas obstruidas en uno de sus extremos, tal como muestra la Figura 7.15 en la página 56 de dicha norma, reproducida en la Figura 4.13 de este Manual. En esta figura, φ representa el grado de obstrucción o bloqueo, parámetro que influye en las cargas por viento que se ejercen sobre las cubiertas.

La mayoría de los colectores solares planos con cubierta y sin acumulador corresponderán a una cubierta aislada, de una sola pendiente (*monopitch canopy*, en inglés), con bloqueo casi total ($\varphi \simeq 1$), con un ángulo de inclinación β que en Uruguay suele tomar valores entre los 30° y los 50° . En la Figura 4.14

⁴Como ya se mencionó, esta norma se encuentra disponible en [http://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/accion_viento/EN_1991_1_4\(E\).pdf](http://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/accion_viento/EN_1991_1_4(E).pdf).

4.4. Cálculo de fuerzas por acción del viento sobre colectores solares

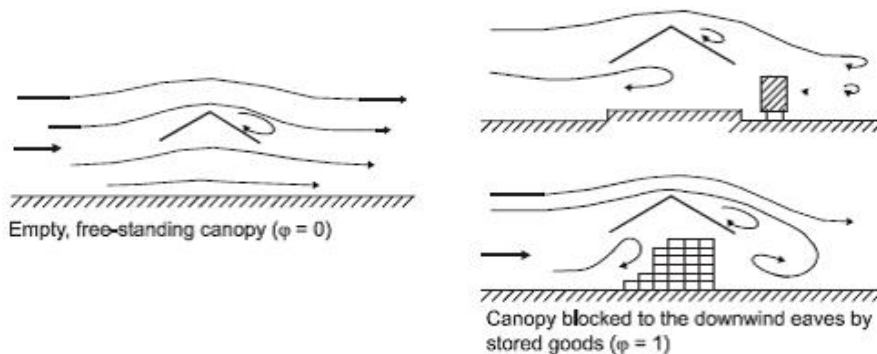


Figura 4.13: Definición del bloqueo para cubiertas inclinadas sin paredes: sin bloqueo ($\varphi = 0$), con bloqueo parcial ($0 < \varphi < 1$), o con bloqueo total en uno de los lados, ($\varphi = 1$). Figura de la norma Eurocode 2004, citada en el texto.

se reproduce la tabla 7.6 de la norma Eurocode 2004, donde se indican los valores del coeficiente de fuerza C , para distintos valores de φ y β .

Por otra parte, la Figura 4.15 muestra resultados experimentales de medidas en túnel de viento de coeficientes de fuerza C sobre colectores solares para distintas inclinaciones de los paneles (β) y ángulos entre el viento y el panel entre 0° y 180° indicados en el eje horizontal) [Wind Engineering Research Center, 2012]. El ángulo entre la dirección del viento y el panel, así como el valor de C y el sentido de la fuerza correspondiente que actúa sobre el panel se define de acuerdo a lo indicado en la Figura 4.16. En esta figura, un ángulo entre el panel y el viento de 0° corresponde a la situación indicada a la izquierda, mientras que un ángulo de 180° corresponde a la situación indicada a la derecha.

Comparando las Figuras 4.14 y 4.15, por ejemplo para un ángulo de inclinación del panel de 30° , de la Figura 4.15 se obtiene un C mínimo cercano a -1.5 y un C máximo cercano a 1 , mientras que de la Figura 4.14 se obtiene con bloqueo total un C mínimo de -1.4 y sin bloqueo un C mínimo de -1.8 . En esta figura también se indica que el C máximo toma un valor de 1.2 , sin indicar para qué grado de bloqueo o dirección de viento se alcanza.

Para estar del lado de la seguridad se recomienda realizar los cálculos de la fuerza de succión, por ejemplo para $\beta = 30^\circ$ suponiendo $C = -1.5$ para colectores con muy poco pasaje de aire por debajo del panel, y $C = -1.8$ en caso que el flujo de aire por debajo del panel sea relativamente libre. Para realizar los cálculos con fuerza positiva sobre el panel se recomienda tomar $C = 1.2$ en la Ec. (4.2) para los valores de β usuales en Uruguay.

4. ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE COLECTORES SOLARES

Table 7.6 — $c_{p,net}$ and C values for monopitch canopies

Net Pressure coefficients $c_{p,net}$ Key plan					
Roof angle β	Blockage φ	Overall Force Coefficients C	Zone A	Zone B	Zone C
0°	Maximum all φ	+ 0,2	+ 0,5	+ 1,8	+ 1,1
	Minimum $\varphi = 0$	- 0,5	- 0,6	- 1,3	- 1,4
	Minimum $\varphi = 1$	- 1,3	- 1,5	- 1,8	- 2,2
5°	Maximum all φ	+ 0,4	+ 0,8	+ 2,1	+ 1,3
	Minimum $\varphi = 0$	- 0,7	- 1,1	- 1,7	- 1,8
	Minimum $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,2	- 2,5
10°	Maximum all φ	+ 0,5	+ 1,2	+ 2,4	+ 1,6
	Minimum $\varphi = 0$	- 0,9	- 1,5	- 2,0	- 2,1
	Minimum $\varphi = 1$	- 1,4	- 2,1	- 2,6	- 2,7
15°	Maximum all φ	+ 0,7	+ 1,4	+ 2,7	+ 1,8
	Minimum $\varphi = 0$	- 1,1	- 1,8	- 2,4	- 2,5
	Minimum $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
20°	Maximum all φ	+ 0,8	+ 1,7	+ 2,9	+ 2,1
	Minimum $\varphi = 0$	- 1,3	- 2,2	- 2,8	- 2,9
	Minimum $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
25°	Maximum all φ	+ 1,0	+ 2,0	+ 3,1	+ 2,3
	Minimum $\varphi = 0$	- 1,6	- 2,6	- 3,2	- 3,2
	Minimum $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,5	- 2,5	- 2,8
30°	Maximum all φ	+ 1,2	+ 2,2	+ 3,2	+ 2,4
	Minimum $\varphi = 0$	- 1,8	- 3,0	- 3,8	- 3,6
	Minimum $\varphi = 1$	- 1,4	- 1,5	- 2,2	- 2,7
NOTE	+ values indicate a net downward acting wind action - values represent a net upward acting wind action				

Figura 4.14: Cálculo del coeficiente de fuerza C , a partir de β y φ . Figura adaptada de la Tabla 7.6 de la norma [Eurocode, 2004].

4.4. Cálculo de fuerzas por acción del viento sobre colectores solares

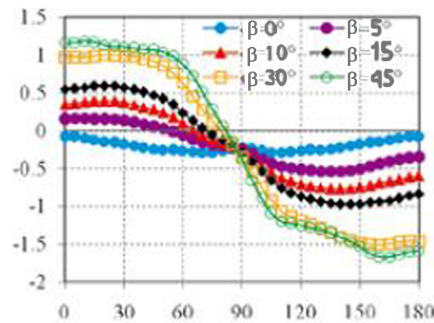


Figura 4.15: Coeficientes de fuerza C experimentales para colectores solares, según su ángulo de inclinación β para direcciones de viento entre 0° y 180° (eje horizontal). Figura adaptada de [Wind Engineering Research Center, 2012].

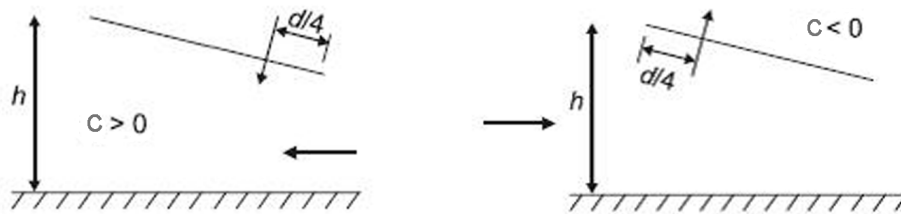


Figura 4.16: Ángulo entre el viento y el panel y signo de C . Izquierda: el ángulo entre el viento y el panel es 0° . Derecha: el ángulo entre el viento y el panel es 180° . Figura adaptada de [Eurocode, 2004].

Analizando por ejemplo la Figura 4.15, se puede observar que las diferencias entre los valores de C para 30° y 45° no son significativas, por lo que si se tuviera que realizar cálculos de carga por ejemplo para paneles con $\beta = 50^\circ$ se propone utilizar la curva para $\beta = 45^\circ$ de esta figura. En la misma figura se puede observar que los valores mínimos de C para los ángulos β usuales para Uruguay se dan generalmente para ángulos entre el viento y los paneles cercanos a 180° (situación esquematizada en la Figura 4.16 Derecha, en la que el viento incide sobre los paneles por detrás), y que los valores máximos se obtienen en general para ángulos entre el viento y los paneles de 0° (Figura 4.16 Izquierda, en la que el viento incide sobre la superficie de captación del panel). Por esta razón, se recomienda realizar los cálculos de carga para estos dos ángulos entre el viento y el panel (0° y 180°), con los valores mínimos y máximos de C correspondientes.

Para calcular los pares y fuerzas que deberá soportar la estructura, se

4. ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE COLECTORES SOLARES

recomienda utilizar lo indicado por la Figura 4.16 para ubicar la resultante de la fuerza sobre el panel, con lo cual para los ángulos β de colectores solares respecto a la horizontal usuales en el Uruguay también se estaría del lado de la seguridad (ver por ejemplo [Holmes, 2007, pág. 82]).

▷ **Ejemplo 4.1.**

Suponiendo un colector con un área total cercana a los 2 m^2 , con base $b = 1 \text{ m}$, largo $d = 2.08 \text{ m}$, instalado en un ángulo $\beta = 40^\circ$ con respecto a la horizontal, como se indica en la Figura 4.17, se obtiene $a = 1.59 \text{ m}$ y $c = 1.34 \text{ m}$. Se desea calcular las fuerzas sobre este colector debido a la acción de vientos extremos para dimensionar la sujeción del mismo adecuadamente.

Solución: Si este colector se encuentra instalado en la azotea de un edificio de 10 m de altura, en un terreno de rugosidad Tipo II, sin efectos de topografía (por lo que $K_t = 1$ en la Ec. (4.2)), se tendría que

$$z = 10 \text{ m} + 1.34 \text{ m} = 11.34 \text{ m}.$$

Por el tipo de terreno (Cuadro 4.1), lo más probable es que no se tengan construcciones cercanas que puedan producir efectos en la velocidad del viento como los indicados en la Sección 4.2. De existir algún árbol cercano, seguramente su efecto sea el de disminuir el valor de la velocidad del viento⁵.

De la Figura 4.11 se obtiene (interpolando para $z = 11.3 \text{ m}$ y Tipo de rugosidad II (r.2)) un $K_z = 0.913$. Observe que en esta figura la rugosidad se indica como r.1., r.2, etc.

Por otra parte, K_d se calcula a partir de la Figura 4.12, con los valores de z , área y tipo de rugosidad apropiados. Como $z = 11.3 \text{ m}$ y $A = 2.08 \text{ m}^2 \leq 10 \text{ m}^2$, resulta $f_1 = 1$. Con una rugosidad Tipo II y $z = 11.3 \text{ m}$, $f_2 = 1.015$, por lo que $K_d = f_1/f_2 = 0.99$. Dadas las incertidumbres que se tienen en el cálculo, se toma $K_d = 1$.

Como se indicó anteriormente, al haber seleccionado un periodo de retorno de 20 años (del orden de la vida útil del colector), $K_k = 1$.

Finalmente, para v_k se recomienda tomar, para todo el país, el valor de 43.9 m/s ($\simeq 158 \text{ km/h}$), dado lo indicado en la Sección 4.1 y la evidencia de que posiblemente exista en el centro-sur del país una región con mayor frecuencia de ráfagas de viento intensas.

A partir de la Ec. 4.1 se obtiene una velocidad de cálculo

$$v_c = 1 \times 0,913 \times 1 \times 1 \times 43.9 \simeq 40 \text{ m/s}.$$

v_c sería la velocidad que se esperaría que ocurriera o fuera sobrepasada en promedio 1 vez cada 20 años en ese sitio. Como la norma UNIT 50-84 no discrimina por dirección de viento, esta velocidad se utilizaría tanto para realizar los cálculos correspondientes a un ángulo entre el panel y el viento de 0° , como de 180° .

⁵En caso de existir alguna otra construcción o estructura en la azotea, se deberá analizar si éstas pueden ocasionar un aumento en la velocidad del viento que recibe el colector. Supondremos aquí que éste no es el caso y que el flujo de viento que recibe el colector no se ve afectado por el edificio ni por su localización particular dentro de la azotea.

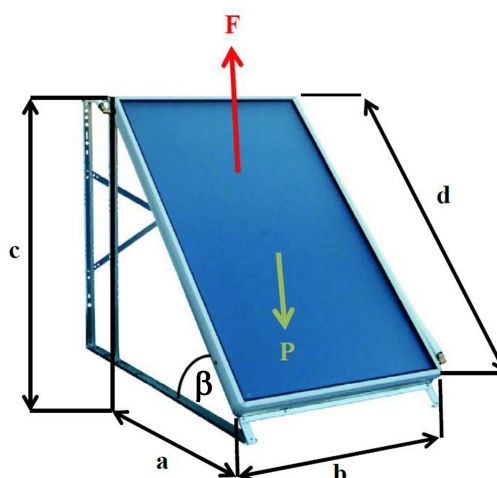


Figura 4.17: Colector solar plano con cubierta usado en el Ejemplo 4.1.

A partir de las Figs. 4.14 y 4.15 y viendo en la Figura 4.17 que la distancia entre el panel y la azotea es relativamente pequeña, para un ángulo de inclinación del panel $\beta = 40^\circ$, se recomienda tomar $C_{min} = -1.65$ para calcular la fuerza de succión sobre el panel, y $C_{max} = 1.2$ para calcular la fuerza en sentido contrario. Con $C_{min} = -1.65$, la fuerza de succión máxima que se ejercería sobre el panel (con una probabilidad del 95 % de no ser excedida) sería, utilizando las Ecs. (4.2) y (4.3),

$$F = |-1.65| \times 2.08 \text{ m}^2 \times \frac{1}{2} \times 1.23 \text{ kg/m}^3 \times (40 \text{ m/s})^2 \simeq 3377 \text{ N} \simeq 344 \text{ kgf.}$$

La componente vertical de esta fuerza corresponde a $F_y = 344 \cos(40^\circ) = 263 \text{ kgf}$.

Si se supone que el panel pesa $P = 40 \text{ kgf}$ (Figura 4.17), y se desprecia el peso de la estructura que lo sostiene, se puede calcular la fuerza que deberán resistir los apoyos. Esta fuerza deberá ser soportada por contrapesos colocados por ejemplo como se indica en la Figura 4.18, o asegurando una sujeción de la estructura a la azotea de manera que resista esta fuerza. Los apoyos deberán soportar una fuerza vertical hacia arriba de $263 \text{ kgf} - 40 \text{ kgf} = 223 \text{ kgf}$, y para que el par sea nulo⁶, se tiene que en la parte delantera del panel se debería colocar un contrapeso de 46 kgf , mientras que en la parte trasera del panel se debería colocar un contrapeso de 177 kgf .

⁶Para este cálculo se supuso que las patas del soporte del panel se encuentran en el mismo plano vertical que los bordes delantero y trasero del panel, y que el punto de aplicación de la fuerza de succión F se encuentra a una distancia $d/4$ del borde trasero del panel, tal como se indica en la Figura 4.16 (Derecha). El peso P se supuso que actuaba en el centro del panel.

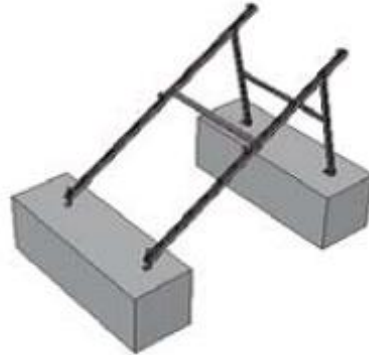


Figura 4.18: Zapatas de hormigón como contrapeso.

Si estos contrapesos fuesen iguales y se colocan como muestra la Figura 4.18, realizando los cálculos para la parte trasera del panel y suponiendo que las zapatas tienen 1 m de largo y que la densidad del hormigón es 2300 kg/m^3 , la sección transversal de cada zapata debería contar con un área de, por ejemplo, $28 \text{ cm} \times 28 \text{ cm}$, o de $20 \text{ cm} \times 39 \text{ cm}$.

En caso de utilizar contrapesos como solución de sujeción del panel, se deberá verificar que la superficie donde se colocará el colector pueda soportar estos pesos más el peso del panel con agua, el peso del soporte, y la fuerza que puede ejercer el viento sobre el panel en sentido contrario (hacia la azotea). Si hubiera que disminuir el peso del conjunto, puede utilizarse una sección menor para la zapata delantera que para la trasera. En el caso planteado, si la zapata trasera es de 20 cm de altura \times 39 cm , la delantera podría ser de 20 cm de altura \times 107 cm . \square

Una solución alternativa de sujeción puede ser diseñar un sistema donde se utilicen bloques de hormigón adheridos con mezcla a la azotea, que tengan incorporados alguna pieza metálica saliente en donde se pueda sujetar la estructura del panel mediante bulones u otras piezas, seleccionadas para resistir las fuerzas calculadas anteriormente. En ambos casos deberá cuidarse que el techo pueda seguir drenando adecuadamente el agua de lluvia, realizándose algún canal de drenaje a las zapatas, o asegurándose que los bloques no interfieren con el drenaje.

Algunas consideraciones sobre otros casos

Si se tuvieran varios paneles en hilera, con espacios entre sí de por ejemplo 1 ó 2 pulgadas, la porosidad del conjunto (área abierta al pasaje de aire/área

4. ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE COLECTORES SOLARES

total) sería menor al 10 %, y en este caso la fuerza sobre el conjunto se podría calcular de la misma manera en la que se calculó anteriormente para el caso de un panel aislado⁷.

Contar con una serie de paneles estructuralmente conectados entre sí tiende a reducir la fuerza que actúa de manera conjunta sobre ellos, al disminuir las fluctuaciones de la presión media sobre los colectores, debido al aumento del área sobre la que se calculan las cargas.

Por otra parte, si el panel contara con un acumulador incorporado (sistema compacto o prefabricado como el indicado en la Figura 4.19), el efecto del tanque acumulador contribuiría mediante su peso a contrarrestar la fuerza de succión ejercida sobre el panel por el viento, sin que el viento ejerza fuerzas sobre el acumulador importantes en sentido ascendente. Por esta razón, los contrapesos o el método de sujeción que se elija presentarían una carga de diseño *menor* que en el caso planteado inicialmente.

El cálculo de la fuerza del viento sobre el acumulador se puede realizar utilizando el Capítulo 9 de la norma UNIT 50-84, para cilindros circulares con generatrices horizontales, y luego se debería plantear el balance de las fuerzas y momentos para diseñar la sujeción, teniendo en cuenta el peso del panel y del acumulador. Para un panel como el presentado en la Figura 4.17, el acumulador podría tener un diámetro de 0.5 m, una longitud de 1 m y pesar cerca de 40 kgf. La carga por acción del viento sobre el acumulador sería principalmente en sentido horizontal, la cual se sumaría a la carga que produce el viento sobre el panel en esa misma dirección.

Un colector solar de tubos de vacío sin chapa reflectora, como el que muestra la Figura 4.21, se comporta frente al viento como una placa plana porosa, con una porosidad cercana al 50 %, e inclinada respecto al viento. Al no existir suficiente información para calcular cargas por viento sobre placas porosas con viento no perpendicular, se puede recurrir a textos especializados en Ingeniería del Viento como por ejemplo [Holmes, 2007, Simiu y Scanlan, 1986] para realizar estimaciones sobre estas cargas. La norma UNIT 50-84 contempla el caso de placas porosas perpendiculares al viento formadas por elementos de sección circular. Si se supone que la disminución de la fuerza por acción del viento es la misma para el caso en que el colector se encuentra inclinado que si se coloca verticalmente, se esperaría una reducción de la fuerza en el sentido perpendicular a su superficie del orden de al menos el 25 % según [Holmes, 2007] y del 75 % según la norma UNIT 50-84, utilizando en este último caso el Apartado 11.3.2.4 de dicha norma, para un colector de las dimensiones indicadas en la Figura 4.17.

⁷Debe tenerse en cuenta que para un conjunto de paneles unidos entre si, K_d puede llegar a tomar valores menores a 1 si el conjunto actúa como una única estructura frente al

4.4. Cálculo de fuerzas por acción del viento sobre colectores solares

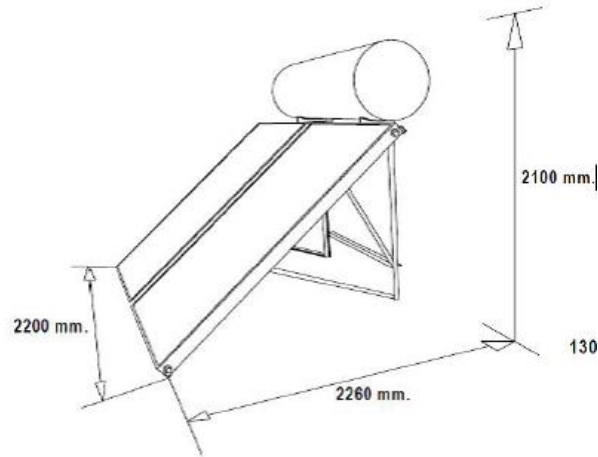


Figura 4.19: Colector solar compacto o con tanque acumulador integrado.

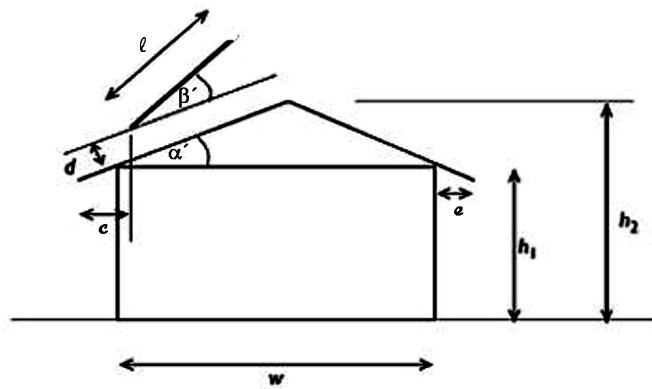


Figura 4.20: Parámetros para un colector solar sobre techo de una vivienda. Figura adaptada de [Tieleman et al., 1980].



Figura 4.21: Colector solar de tubos evacuados sin chapa reflectora.

Otro caso que se encuentra en la práctica es el de colectores solares colocados sobre los techos de las viviendas, tal como muestra la Figura 4.20. Como es de esperar, en [Holmes, 2007] se indica que las cargas por viento sobre colectores solares instalados sobre techos de viviendas se relacionan fuertemente con las cargas por viento que experimentan los propios techos. La Figura 4.20 presenta las principales variables geométricas que intervienen en la determinación de las cargas por viento sobre estos colectores solares. Por un lado, si se incrementa el espacio d entre el colector y el techo, se reduce la carga de succión sobre el panel, pero aumenta la fuerza que actúa de manera paralela al techo.

Mayores ángulos de techo (α' en la Figura 4.20) conduce a menores succiones sobre los paneles, pero aumenta las fuerzas en sentido contrario. La cercanía a los bordes de los techos debe evitarse en lo posible. Los paneles más cercanos a los bordes son los que experimentan las mayores cargas, y en particular, para direcciones de viento oblicuas, tal como la presentada en la Figura 4.13. El aumento del ángulo del panel respecto al techo (β') aparentemente tiende a aumentar las cargas por efecto del viento.

La cercanía a los bordes de los techos debe evitarse en lo posible. Los paneles más cercanos a los bordes son los que experimentan las mayores cargas.

viento.

Como se ha podido ver, las variables que intervienen en el problema son muchas, por lo que es recomendable que ante cualquier situación no estándar se realice una consulta con un profesional especializado en interacción viento-estructuras y en métodos de sujeción.

4.5 Conclusiones

Como se vio en la Sección 4.3, las cargas por viento sobre los paneles solares pueden ser muy importantes, en particular las cargas por succión, por lo que se debe diseñar con cuidado el sistema de sujeción. Se debe prestar especial atención a los colectores planos con cubierta, pues sobre ellos se producen las mayores cargas por m^2 de superficie total y, en particular, si se van a encontrar muy expuestos al cuadrante suroeste en su parte trasera, como en la Figura 4.16 (Derecha), ya que en esa dirección se producen las ráfagas más fuertes en nuestro país, tal como se indicó en la Sección 4.1.

Si el colector se encontrara expuesto a vientos del cuadrante suroeste en su parte trasera, deben extremarse las medidas de sujeción, ya que de esa dirección provienen las ráfagas más fuertes en nuestro país.

Por otra parte, el entorno cercano y la propia edificación donde se coloque un colector solar pueden influir de manera significativa en las cargas por viento que se produzcan sobre él, tal como se mostró en la Sección 4.2. lo cuál debería considerarse en el diseño de su sistema de sujeción. Se debe tener especial cuidado en evitar colocar colectores solares muy cerca de las esquinas de las viviendas con techo inclinado (véase la Figura 4.10), ya que allí se producen presiones de succión muy importantes, especialmente si el viento oblicuo puede provenir del cuadrante suroeste. Igualmente, se debe evitar colocar colectores solares (o diseñar su sujeción con mayores coeficientes de seguridad), si van a estar expuestos en un sitio donde el flujo se contraiga y se puedan producir aceleraciones, y por consiguiente, mayores velocidades de viento, y más aun a mayores alturas, ya que la velocidad aumenta con ésta. También se vió que en alturas entre 30 m y 100 m, las velocidades de viento pueden ser mayores que las calculadas a partir de la norma UNIT 50-84, debido a la alta frecuencia de ocurrencia de tormentas convectivas severas en nuestro país, como se detalló en la Sección 4.1.

Adicionalmente al cálculo de la carga sobre los colectores solares, se debe verificar que la estructura donde se coloquen pueda resistir las cargas adicionales que impondrán los colectores, por la acción conjunta del viento y su peso.

4. ACCIÓN DEL VIENTO SOBRE COLECTORES SOLARES

En casos de emprendimientos económicos importantes, o que puedan poner en riesgo a muchas personas en caso de falla por viento, se recomienda verificar los cálculos consultando a especialistas en interacción viento-estructuras. Si las cargas por viento que se producen en el caso particular no se pueden estimar con la bibliografía existente, se cuenta con la posibilidad de realizar estudios específicos en túnel de viento.

Aunque aun no existen normativas específicas para el cálculo de las cargas por viento sobre colectores solares, actualmente se está investigando y publicando sobre este tema. En particular no existe demasiada información sobre el efecto del viento sobre placas porosas inclinadas, como sería el caso de los colectores de tubos de vacío sin chapa reflectora, o sobre cómo varía la carga sobre los paneles al variar la distancia de estos al suelo.

A futuro, sería interesante poder relevar las instalaciones de colectores solares en Uruguay, de manera de identificar los casos típicos y los más peligrosos, medir las cargas reales por viento para una serie de instalaciones y poder realizar recomendaciones, más específicas para nuestra realidad, sobre su ubicación, cálculos de carga y tipos de sujeción entre otras.

Símbolos y nomenclatura usados en el Capítulo 4

	Significado	Unidades
v_c	carga por viento sobre una construcción	m/s
v_k	velocidad extrema de viento característica del lugar	m/s
K_t, c_0	factor de corrección por topografía del terreno	-
K_z	factor de corrección por alejamiento de las condiciones (altura, tipo de terreno) estándar	-
K_d	factor de corrección por distribución irregular de velocidades de ráfaga	-
f_1, f_2	factores utilizados para el cálculo de $K_d = f_1/f_2$	-
K_k	factor de corrección por destino y vida útil de la construcción	-
F	fuerza ejercida por el viento sobre una superficie	Newton (N)
C	Coficiente global de empuje (o de fuerza)	-
A	área de una superficie	m ²
q_z	promedio de la presión dinámica sobre el área considerada	kPa
z	altura de interés	m
ρ	densidad de referencia para el aire = 1.23 kg/m ³	kg/m ³
β	ángulo de inclinación de la superficie expuesta en relación al plano horizontal	grados
φ	factor que representa el grado de obstrucción o bloqueo al pasaje de viento, varía entre 0 y 1	-
α'	ángulo del techo con respecto a la horizontal	grados
β'	ángulo del colector con respecto al techo = $\beta - \alpha'$	



Tablas y diagramas

En este Apéndice se reúne información tabulada de utilidad.

A.1 Ordinal-día

Cuadro A.1: Ordinal-día, n , para un año de 365 días^(a). La fila superior indica el mes, la columna izquierda el día del mes. Por ejemplo, el 5 de abril corresponde a $n = 95$. Los números indicados en color, son los días típicos de cada mes (de acuerdo al criterio de Klein [Klein, 1977]), indicados en el Cuadro 1.3.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	32	60	91	121	152	182	213	244	274	305	335
2	2	33	61	92	122	153	183	214	245	275	306	336
3	3	34	62	93	123	154	184	215	246	276	307	337
4	4	35	63	94	124	155	185	216	247	277	308	338
5	5	36	64	95	125	156	186	217	248	278	309	339
6	6	37	65	96	126	157	187	218	249	279	310	340
7	7	38	66	97	127	158	188	219	250	280	311	341
8	8	39	67	98	128	159	189	220	251	281	312	342
9	9	40	68	99	129	160	190	221	252	282	313	343
10	10	41	69	100	130	161	191	222	253	283	314	344
11	11	42	70	101	131	162	192	223	254	284	315	345
12	12	43	71	102	132	163	193	224	255	285	316	346
13	13	44	72	103	133	164	194	225	256	286	317	347
14	14	45	73	104	134	165	195	226	257	287	318	348
15	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
16	16	47	75	106	136	167	197	228	259	289	320	350
17	17	48	76	107	137	168	198	229	260	290	321	351
18	18	49	77	108	138	169	199	230	261	291	322	352
19	19	50	78	109	139	170	200	231	262	292	323	353
20	20	51	79	110	140	171	201	232	263	293	324	354
21	21	52	80	111	141	172	202	233	264	294	325	355
22	22	53	81	112	142	173	203	234	265	295	326	356
23	23	54	82	113	143	174	204	235	266	296	327	357
24	24	55	83	114	144	175	205	236	267	297	328	358
25	25	56	84	115	145	176	206	237	268	298	329	359
26	26	57	85	116	146	177	207	238	269	299	330	360
27	27	58	86	117	147	178	208	239	270	300	331	361
28	28	59	87	118	148	179	209	240	271	301	332	362
29	29		88	119	149	180	210	241	272	302	333	363
30	30		89	120	150	181	211	242	273	303	334	364
31	31		90		151		212	243		304		365

^(a) En este Manual consideramos años no bisiestos, las expresiones pueden adaptarse trivialmente al caso de años de 366 días en caso de ser necesario. En el caso de este Cuadro, en un año bisiesto debe sumarse 1 a todos los días posteriores al 28 de febrero.

A.2 Diagramas solares

Nota: En estos diagramas el azimut solar γ_s aparece con el signo opuesto. Vea la Fig. 1.10.

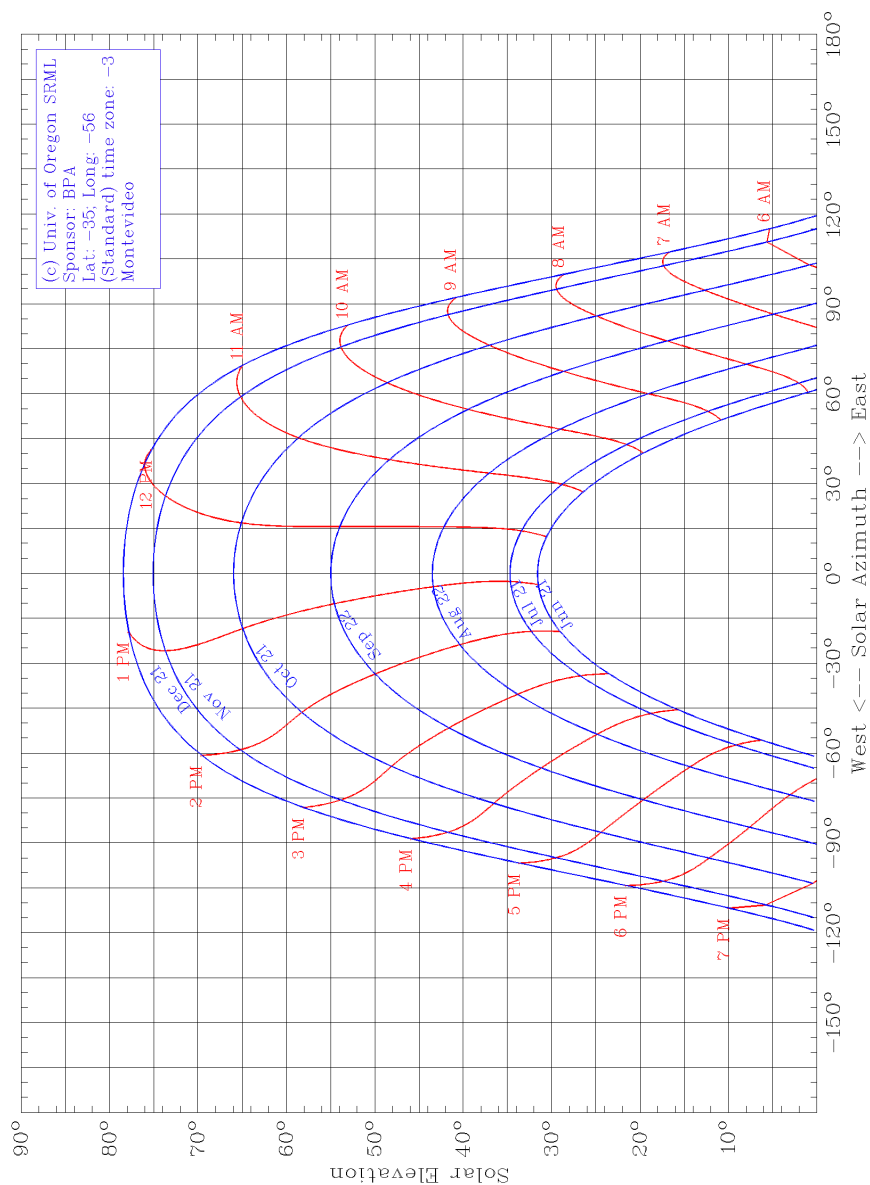


Figura A.1: Diagrama Solar para **Montevideo** generado por el software del SRML de la Universidad de Oregon <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>. Las horas indicadas corresponden al tiempo estándar UTC-3.

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

Nota: En estos diagramas el azimut solar γ_s aparece con el signo opuesto. Vea la Fig. 1.10.

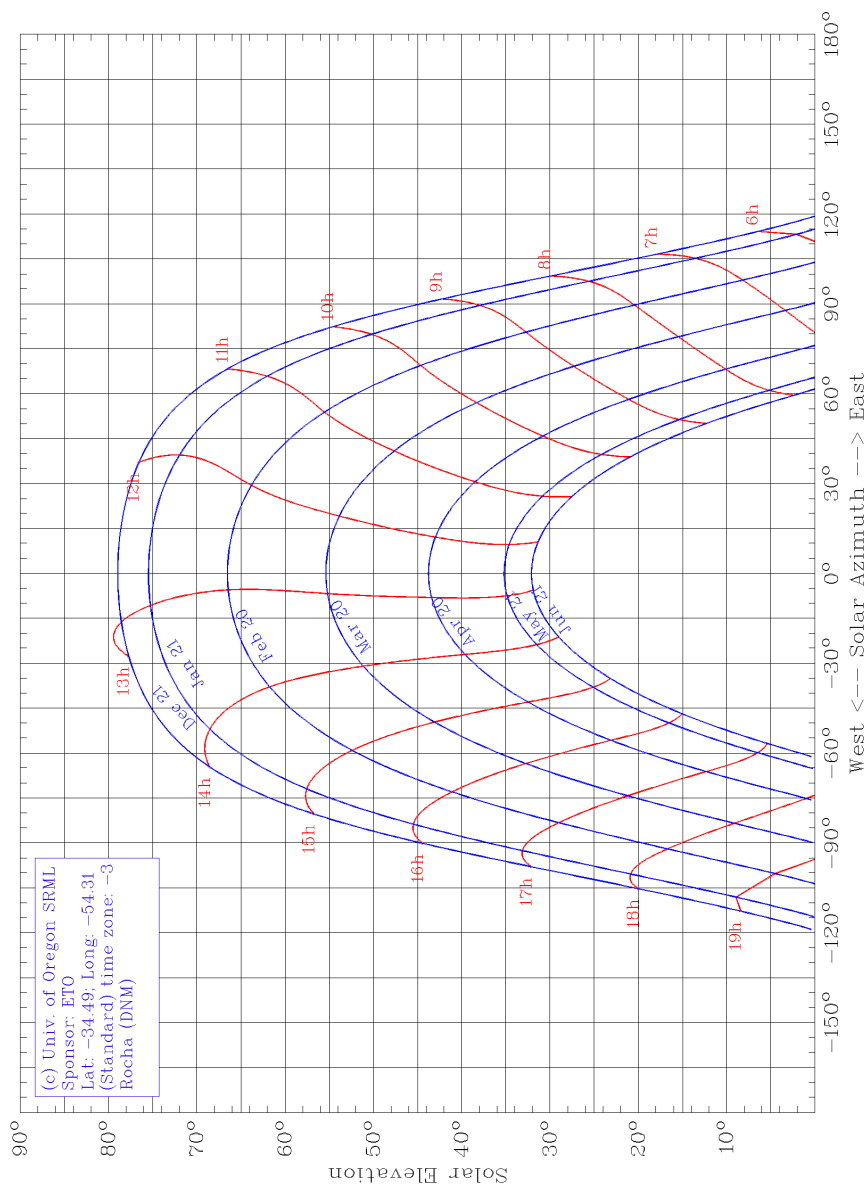


Figura A.2: Diagrama Solar para **Rocha** generado por el software del SRML de la Universidad de Oregon <http://solar.dat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>. Las horas indicadas corresponden al tiempo estándar UTC-3.

A.2. Diagramas solares

Nota: En estos diagramas el azimut solar γ_s aparece con el signo opuesto. Vea la Fig. 1.10.

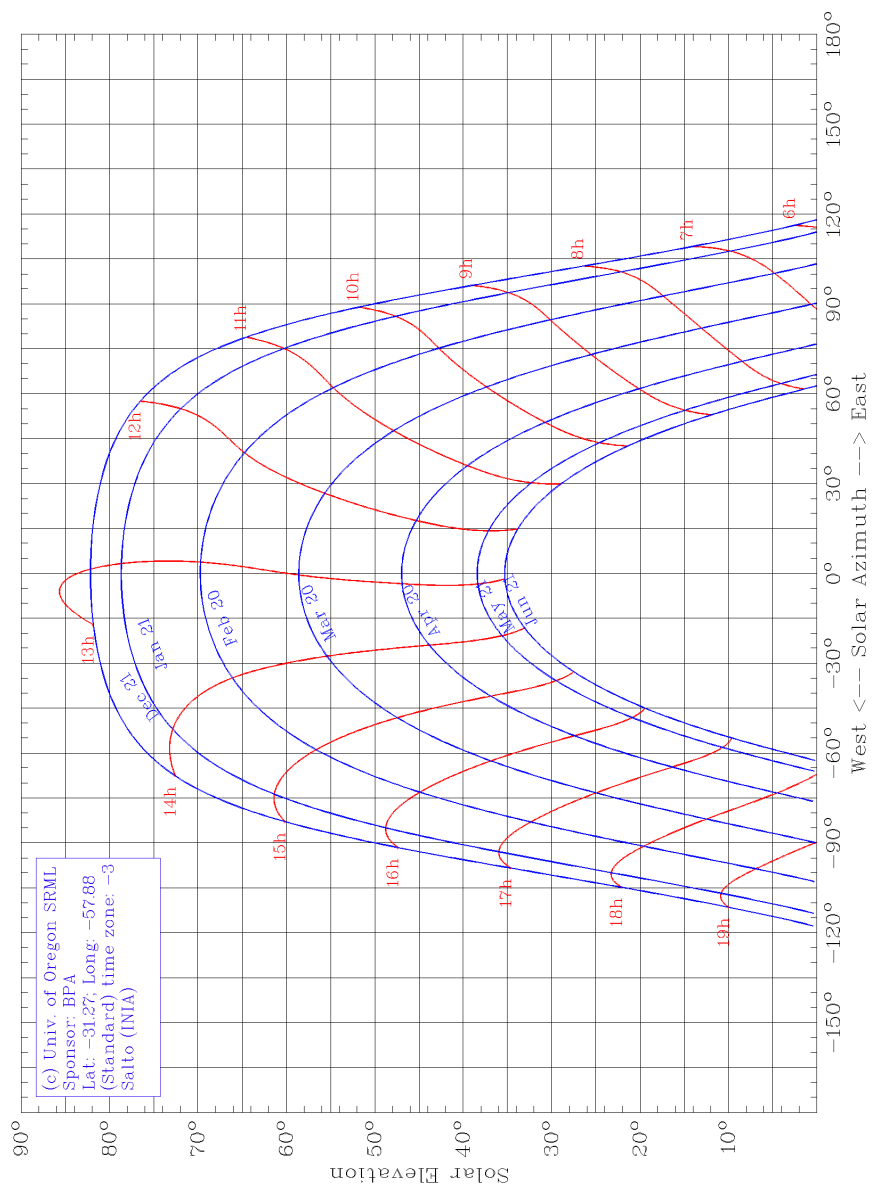


Figura A.3: Diagrama Solar para **Salto** generado por el software del SRML de la Universidad de Oregon <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>. Las horas indicadas corresponden al tiempo estándar UTC-3.

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

Nota: En estos diagramas el azimut solar γ_s aparece con el signo opuesto. Vea la Fig. 1.10.

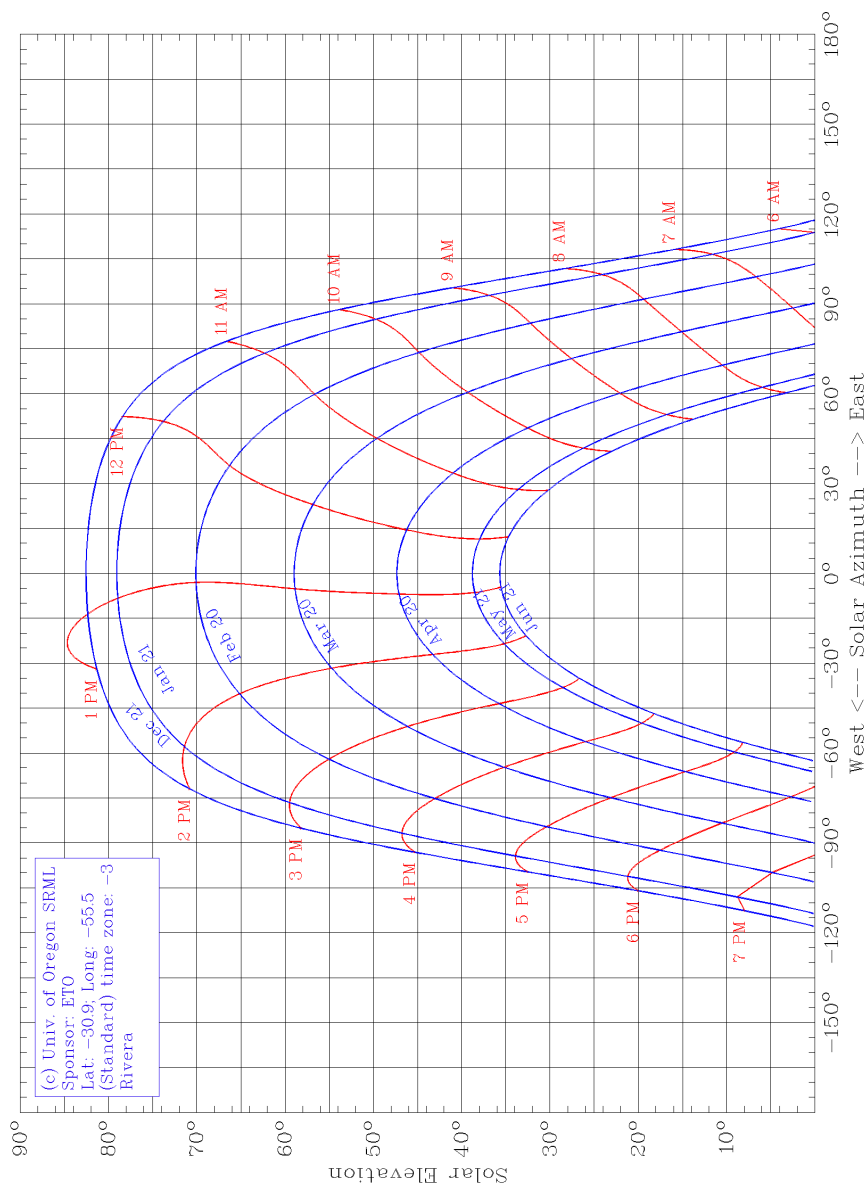


Figura A.4: Diagrama Solar para **Rivera** generado por el software del SRML de la Universidad de Oregon <http://solar.dat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>. Las horas indicadas corresponden al tiempo estándar UTC-3.

A.2. Diagramas solares

Nota: En estos diagramas el azimut solar γ_s aparece con el signo opuesto. Vea la Fig. 1.10.

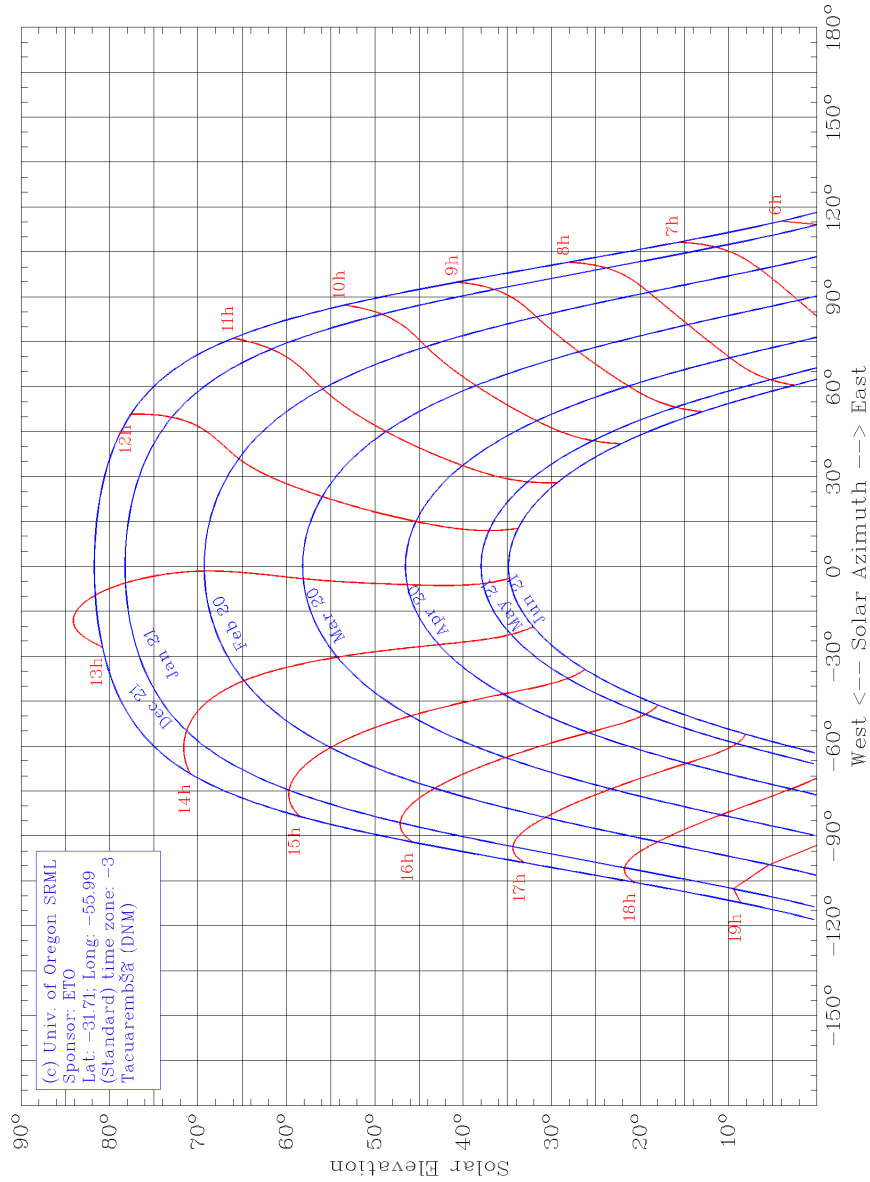


Figura A.5: Diagrama Solar para Tacuarembó generado por el software del SRML de la Universidad de Oregon <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>. Las horas indicadas corresponden al tiempo estándar UTC-3.

A.3 Variables diarias

$F(n)$, δ y E se calculan en base a las relaciones de Spencer [Duffie y Beckman, 2006, Spencer, 1971]. ω_s se calcula a partir de la Ec. (1.14) y H_{0h} a partir de la Ec. (1.24).

Cuadro A.2: Ordinal-día, n , Factor orbital, $F(n)$, Declinación solar, δ , Ecuación del tiempo, E , ángulo horario de puesta del Sol en plano horizontal, ω_s , e irradiancia extraterrestre diaria sobre plano horizontal, H_{0h} ; estos últimos se calculan para latitudes $\phi = 30^\circ$ S y $\phi = 35^\circ$ S. Las líneas oscuras indican los días típicos de cada mes.

n	$F(n)$	δ (rad)	E (min)	$\phi = 30^\circ$ S		$\phi = 35^\circ$ S	
				ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)	ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)
1	1,0351	-0,402	-2,920	1,819	43,9	1,873	44,4
2	1,0351	-0,401	-3,367	1,818	43,9	1,872	44,3
3	1,0351	-0,400	-3,810	1,817	43,9	1,871	44,3
4	1,0351	-0,398	-4,248	1,816	43,8	1,870	44,3
5	1,0351	-0,396	-4,681	1,815	43,8	1,868	44,2
6	1,0350	-0,394	-5,109	1,813	43,8	1,866	44,2
7	1,0350	-0,392	-5,531	1,812	43,7	1,865	44,1
8	1,0350	-0,390	-5,946	1,810	43,7	1,863	44,0
9	1,0349	-0,388	-6,355	1,809	43,6	1,861	44,0
10	1,0348	-0,385	-6,757	1,807	43,6	1,859	43,9
11	1,0347	-0,383	-7,152	1,805	43,5	1,857	43,8
12	1,0347	-0,380	-7,538	1,804	43,5	1,854	43,8
13	1,0346	-0,377	-7,917	1,802	43,4	1,852	43,7
14	1,0344	-0,374	-8,287	1,800	43,3	1,849	43,6
15	1,0343	-0,371	-8,649	1,798	43,3	1,847	43,5
16	1,0342	-0,368	-9,001	1,795	43,2	1,844	43,4
17	1,0340	-0,365	-9,345	1,793	43,1	1,842	43,3
18	1,0339	-0,361	-9,678	1,791	43,0	1,839	43,2
19	1,0337	-0,358	-10,002	1,788	43,0	1,836	43,1
20	1,0335	-0,354	-10,315	1,786	42,9	1,833	43,0
21	1,0334	-0,351	-10,618	1,784	42,8	1,830	42,9
22	1,0332	-0,347	-10,910	1,781	42,7	1,827	42,8
23	1,0330	-0,343	-11,191	1,778	42,6	1,823	42,7
24	1,0327	-0,339	-11,461	1,776	42,5	1,820	42,5
25	1,0325	-0,335	-11,719	1,773	42,4	1,817	42,4
26	1,0323	-0,330	-11,966	1,770	42,3	1,813	42,3
27	1,0320	-0,326	-12,201	1,767	42,2	1,810	42,1
28	1,0318	-0,321	-12,424	1,764	42,1	1,806	42,0
29	1,0315	-0,317	-12,635	1,761	42,0	1,802	41,9
30	1,0312	-0,312	-12,834	1,758	41,9	1,799	41,7
31	1,0309	-0,307	-13,020	1,755	41,7	1,795	41,6
32	1,0306	-0,303	-13,193	1,752	41,6	1,791	41,4
33	1,0303	-0,298	-13,354	1,749	41,5	1,787	41,3
34	1,0300	-0,293	-13,503	1,746	41,4	1,783	41,1
35	1,0297	-0,287	-13,638	1,742	41,2	1,779	41,0
36	1,0294	-0,282	-13,761	1,739	41,1	1,775	40,8
37	1,0290	-0,277	-13,871	1,736	41,0	1,771	40,6
38	1,0287	-0,272	-13,967	1,732	40,8	1,767	40,4
39	1,0283	-0,266	-14,051	1,729	40,7	1,763	40,3
40	1,0279	-0,261	-14,122	1,725	40,5	1,759	40,1
41	1,0276	-0,255	-14,180	1,722	40,4	1,754	39,9
42	1,0272	-0,249	-14,224	1,718	40,2	1,750	39,7
43	1,0268	-0,244	-14,256	1,715	40,1	1,746	39,5
44	1,0264	-0,238	-14,276	1,711	39,9	1,741	39,4
45	1,0260	-0,232	-14,282	1,708	39,8	1,737	39,2
46	1,0256	-0,226	-14,275	1,704	39,6	1,733	39,0

Cuadro A.2 (Cont.)

n	$F(n)$	δ (rad)	E (min)	$\phi = 30^\circ$ S		$\phi = 35^\circ$ S	
				ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)	ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)
47	1,0251	-0,220	-14,256	1,700	39,4	1,728	38,8
48	1,0247	-0,214	-14,225	1,697	39,3	1,724	38,6
49	1,0243	-0,208	-14,181	1,693	39,1	1,719	38,4
50	1,0238	-0,202	-14,125	1,689	38,9	1,715	38,2
51	1,0234	-0,196	-14,056	1,685	38,8	1,710	37,9
52	1,0229	-0,189	-13,976	1,682	38,6	1,705	37,7
53	1,0224	-0,183	-13,884	1,678	38,4	1,701	37,5
54	1,0220	-0,177	-13,780	1,674	38,2	1,696	37,3
55	1,0215	-0,170	-13,665	1,670	38,0	1,691	37,1
56	1,0210	-0,164	-13,539	1,666	37,9	1,687	36,9
57	1,0205	-0,157	-13,402	1,662	37,7	1,682	36,6
58	1,0200	-0,151	-13,254	1,659	37,5	1,677	36,4
59	1,0195	-0,144	-13,095	1,655	37,3	1,673	36,2
60	1,0190	-0,138	-12,927	1,651	37,1	1,668	36,0
61	1,0185	-0,131	-12,748	1,647	36,9	1,663	35,7
62	1,0179	-0,124	-12,560	1,643	36,7	1,658	35,5
63	1,0174	-0,118	-12,362	1,639	36,5	1,654	35,3
64	1,0169	-0,111	-12,155	1,635	36,3	1,649	35,0
65	1,0164	-0,104	-11,939	1,631	36,1	1,644	34,8
66	1,0158	-0,097	-11,715	1,627	35,9	1,639	34,5
67	1,0153	-0,090	-11,483	1,623	35,7	1,634	34,3
68	1,0147	-0,084	-11,243	1,619	35,5	1,630	34,1
69	1,0142	-0,077	-10,995	1,615	35,3	1,625	33,8
70	1,0136	-0,070	-10,740	1,611	35,0	1,620	33,6
71	1,0131	-0,063	-10,478	1,607	34,8	1,615	33,3
72	1,0125	-0,056	-10,210	1,603	34,6	1,610	33,1
73	1,0119	-0,049	-9,936	1,599	34,4	1,605	32,8
74	1,0114	-0,043	-9,656	1,595	34,2	1,601	32,6
75	1,0108	-0,036	-9,371	1,591	34,0	1,596	32,3
76	1,0102	-0,029	-9,080	1,587	33,7	1,591	32,1
77	1,0096	-0,022	-8,786	1,583	33,5	1,586	31,8
78	1,0091	-0,015	-8,487	1,579	33,3	1,581	31,6
79	1,0085	-0,008	-8,184	1,575	33,1	1,576	31,3
80	1,0079	-0,001	-7,877	1,571	32,8	1,572	31,1
81	1,0073	0,006	-7,568	1,567	32,6	1,567	30,8
82	1,0067	0,013	-7,256	1,564	32,4	1,562	30,6
83	1,0061	0,020	-6,942	1,560	32,2	1,557	30,3
84	1,0056	0,026	-6,626	1,556	31,9	1,552	30,1
85	1,0050	0,033	-6,308	1,552	31,7	1,548	29,8
86	1,0044	0,040	-5,990	1,548	31,5	1,543	29,6
87	1,0038	0,047	-5,671	1,544	31,3	1,538	29,3
88	1,0032	0,054	-5,351	1,540	31,0	1,533	29,0
89	1,0026	0,061	-5,032	1,536	30,8	1,528	28,8
90	1,0020	0,067	-4,713	1,532	30,6	1,524	28,5
91	1,0014	0,074	-4,396	1,528	30,4	1,519	28,3
92	1,0008	0,081	-4,079	1,524	30,1	1,514	28,0

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

Cuadro A.2 (Cont.)

n	$F(n)$	δ (rad)	E (min)	$\phi = 30^\circ$ S		$\phi = 35^\circ$ S	
				ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)	ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)
93	1,0002	0,087	-3,764	1,520	29,9	1,509	27,8
94	0,9996	0,094	-3,452	1,516	29,7	1,505	27,5
95	0,9990	0,101	-3,141	1,512	29,4	1,500	27,3
96	0,9985	0,107	-2,834	1,508	29,2	1,495	27,0
97	0,9979	0,114	-2,530	1,505	29,0	1,491	26,8
98	0,9973	0,121	-2,229	1,501	28,8	1,486	26,5
99	0,9967	0,127	-1,932	1,497	28,5	1,481	26,3
100	0,9961	0,134	-1,640	1,493	28,3	1,477	26,0
101	0,9955	0,140	-1,352	1,489	28,1	1,472	25,8
102	0,9950	0,146	-1,068	1,486	27,9	1,467	25,6
103	0,9944	0,153	-0,791	1,482	27,7	1,463	25,3
104	0,9938	0,159	-0,518	1,478	27,4	1,458	25,1
105	0,9932	0,165	-0,252	1,474	27,2	1,454	24,8
106	0,9927	0,172	0,008	1,471	27,0	1,449	24,6
107	0,9921	0,178	0,262	1,467	26,8	1,445	24,4
108	0,9915	0,184	0,509	1,463	26,6	1,440	24,1
109	0,9910	0,190	0,749	1,459	26,3	1,436	23,9
110	0,9904	0,196	0,982	1,456	26,1	1,431	23,7
111	0,9898	0,202	1,208	1,452	25,9	1,427	23,4
112	0,9893	0,208	1,425	1,449	25,7	1,422	23,2
113	0,9888	0,214	1,635	1,445	25,5	1,418	23,0
114	0,9882	0,220	1,836	1,441	25,3	1,414	22,8
115	0,9877	0,226	2,029	1,438	25,1	1,409	22,5
116	0,9871	0,231	2,214	1,434	24,9	1,405	22,3
117	0,9866	0,237	2,389	1,431	24,7	1,401	22,1
118	0,9861	0,243	2,556	1,427	24,5	1,397	21,9
119	0,9856	0,248	2,714	1,424	24,3	1,393	21,7
120	0,9850	0,253	2,862	1,421	24,1	1,388	21,5
121	0,9845	0,259	3,001	1,417	23,9	1,384	21,3
122	0,9840	0,264	3,131	1,414	23,7	1,380	21,1
123	0,9835	0,269	3,250	1,411	23,5	1,376	20,9
124	0,9830	0,275	3,361	1,407	23,3	1,372	20,7
125	0,9825	0,280	3,461	1,404	23,2	1,368	20,5
126	0,9820	0,285	3,552	1,401	23,0	1,365	20,3
127	0,9816	0,290	3,633	1,398	22,8	1,361	20,1
128	0,9811	0,294	3,704	1,395	22,6	1,357	19,9
129	0,9806	0,299	3,765	1,392	22,5	1,353	19,7
130	0,9802	0,304	3,816	1,389	22,3	1,349	19,6
131	0,9797	0,308	3,857	1,386	22,1	1,346	19,4
132	0,9793	0,313	3,888	1,383	22,0	1,342	19,2
133	0,9788	0,317	3,909	1,380	21,8	1,339	19,1
134	0,9784	0,322	3,920	1,377	21,6	1,335	18,9
135	0,9779	0,326	3,922	1,374	21,5	1,332	18,7
136	0,9775	0,330	3,913	1,372	21,3	1,329	18,6
137	0,9771	0,334	3,895	1,369	21,2	1,325	18,4
138	0,9767	0,338	3,868	1,366	21,1	1,322	18,3

Cuadro A.2 (Cont.)

n	$F(n)$	δ (rad)	E (min)	$\phi = 30^\circ \text{ S}$		$\phi = 35^\circ \text{ S}$	
				ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)	ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)
139	0,9763	0,342	3,831	1,364	20,9	1,319	18,1
140	0,9759	0,346	3,785	1,361	20,8	1,316	18,0
141	0,9755	0,349	3,729	1,359	20,6	1,313	17,8
142	0,9751	0,353	3,665	1,356	20,5	1,310	17,7
143	0,9747	0,356	3,591	1,354	20,4	1,307	17,6
144	0,9744	0,360	3,509	1,352	20,3	1,304	17,4
145	0,9740	0,363	3,418	1,350	20,1	1,301	17,3
146	0,9737	0,366	3,319	1,347	20,0	1,299	17,2
147	0,9733	0,369	3,212	1,345	19,9	1,296	17,1
148	0,9730	0,372	3,097	1,343	19,8	1,294	17,0
149	0,9727	0,375	2,974	1,341	19,7	1,291	16,9
150	0,9723	0,378	2,843	1,340	19,6	1,289	16,8
151	0,9720	0,381	2,705	1,338	19,5	1,287	16,7
152	0,9717	0,383	2,561	1,336	19,4	1,285	16,6
153	0,9714	0,385	2,409	1,334	19,3	1,283	16,5
154	0,9711	0,388	2,251	1,333	19,2	1,281	16,4
155	0,9709	0,390	2,087	1,331	19,2	1,279	16,3
156	0,9706	0,392	1,917	1,330	19,1	1,277	16,2
157	0,9703	0,394	1,742	1,328	19,0	1,275	16,2
158	0,9701	0,396	1,561	1,327	18,9	1,274	16,1
159	0,9698	0,398	1,375	1,326	18,9	1,272	16,0
160	0,9696	0,399	1,184	1,325	18,8	1,271	16,0
161	0,9694	0,401	0,990	1,324	18,8	1,270	15,9
162	0,9691	0,402	0,791	1,323	18,7	1,268	15,8
163	0,9689	0,403	0,588	1,322	18,7	1,267	15,8
164	0,9687	0,404	0,383	1,321	18,6	1,266	15,8
165	0,9685	0,406	0,174	1,320	18,6	1,265	15,7
166	0,9684	0,406	-0,037	1,320	18,6	1,265	15,7
167	0,9682	0,407	-0,251	1,319	18,5	1,264	15,6
168	0,9680	0,408	-0,466	1,319	18,5	1,263	15,6
169	0,9679	0,408	-0,683	1,318	18,5	1,263	15,6
170	0,9677	0,409	-0,902	1,318	18,5	1,263	15,6
171	0,9676	0,409	-1,121	1,318	18,4	1,262	15,6
172	0,9674	0,409	-1,340	1,318	18,4	1,262	15,6
173	0,9673	0,409	-1,560	1,318	18,4	1,262	15,6
174	0,9672	0,409	-1,779	1,318	18,4	1,262	15,6
175	0,9671	0,409	-1,997	1,318	18,4	1,262	15,6
176	0,9670	0,409	-2,215	1,318	18,4	1,263	15,6
177	0,9669	0,408	-2,431	1,318	18,5	1,263	15,6
178	0,9669	0,408	-2,645	1,319	18,5	1,263	15,6
179	0,9668	0,407	-2,857	1,319	18,5	1,264	15,6
180	0,9667	0,406	-3,067	1,320	18,5	1,265	15,7
181	0,9667	0,406	-3,274	1,320	18,6	1,265	15,7
182	0,9666	0,405	-3,477	1,321	18,6	1,266	15,7
183	0,9666	0,403	-3,677	1,322	18,6	1,267	15,8
184	0,9666	0,402	-3,873	1,323	18,7	1,268	15,8

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

Cuadro A.2 (Cont.)

n	$F(n)$	δ (rad)	E (min)	$\phi = 30^\circ$ S		$\phi = 35^\circ$ S	
				ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)	ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)
185	0,9666	0,401	-4,065	1,324	18,7	1,270	15,9
186	0,9666	0,399	-4,252	1,325	18,8	1,271	15,9
187	0,9666	0,398	-4,435	1,326	18,8	1,272	16,0
188	0,9666	0,396	-4,612	1,327	18,9	1,274	16,0
189	0,9666	0,394	-4,783	1,328	18,9	1,275	16,1
190	0,9667	0,392	-4,948	1,330	19,0	1,277	16,2
191	0,9667	0,390	-5,108	1,331	19,1	1,279	16,2
192	0,9668	0,388	-5,260	1,333	19,2	1,281	16,3
193	0,9668	0,386	-5,406	1,334	19,2	1,283	16,4
194	0,9669	0,383	-5,545	1,336	19,3	1,285	16,5
195	0,9670	0,381	-5,677	1,338	19,4	1,287	16,6
196	0,9671	0,378	-5,800	1,339	19,5	1,289	16,7
197	0,9672	0,375	-5,916	1,341	19,6	1,291	16,8
198	0,9673	0,373	-6,024	1,343	19,7	1,294	16,9
199	0,9674	0,370	-6,124	1,345	19,8	1,296	17,0
200	0,9675	0,367	-6,214	1,347	19,9	1,299	17,1
201	0,9677	0,363	-6,296	1,349	20,0	1,301	17,2
202	0,9678	0,360	-6,369	1,352	20,1	1,304	17,3
203	0,9680	0,357	-6,433	1,354	20,2	1,307	17,4
204	0,9682	0,353	-6,487	1,356	20,4	1,310	17,6
205	0,9683	0,350	-6,532	1,359	20,5	1,312	17,7
206	0,9685	0,346	-6,567	1,361	20,6	1,315	17,8
207	0,9687	0,342	-6,591	1,363	20,7	1,319	18,0
208	0,9689	0,339	-6,606	1,366	20,9	1,322	18,1
209	0,9691	0,335	-6,611	1,369	21,0	1,325	18,2
210	0,9693	0,331	-6,606	1,371	21,1	1,328	18,4
211	0,9696	0,327	-6,590	1,374	21,3	1,331	18,5
212	0,9698	0,322	-6,564	1,377	21,4	1,335	18,7
213	0,9700	0,318	-6,527	1,380	21,6	1,338	18,9
214	0,9703	0,314	-6,479	1,382	21,7	1,342	19,0
215	0,9705	0,309	-6,421	1,385	21,9	1,345	19,2
216	0,9708	0,305	-6,353	1,388	22,1	1,349	19,3
217	0,9711	0,300	-6,273	1,391	22,2	1,352	19,5
218	0,9714	0,295	-6,183	1,394	22,4	1,356	19,7
219	0,9717	0,291	-6,083	1,397	22,5	1,360	19,9
220	0,9720	0,286	-5,971	1,400	22,7	1,364	20,1
221	0,9723	0,281	-5,849	1,404	22,9	1,367	20,2
222	0,9726	0,276	-5,717	1,407	23,1	1,371	20,4
223	0,9729	0,271	-5,574	1,410	23,2	1,375	20,6
224	0,9733	0,265	-5,420	1,413	23,4	1,379	20,8
225	0,9736	0,260	-5,256	1,416	23,6	1,383	21,0
226	0,9739	0,255	-5,082	1,420	23,8	1,387	21,2
227	0,9743	0,250	-4,898	1,423	24,0	1,391	21,4
228	0,9747	0,244	-4,704	1,426	24,2	1,395	21,6
229	0,9750	0,239	-4,500	1,430	24,3	1,400	21,8
230	0,9754	0,233	-4,287	1,433	24,5	1,404	22,0

Cuadro A.2 (Cont.)

n	$F(n)$	δ (rad)	E (min)	$\phi = 30^\circ \text{ S}$		$\phi = 35^\circ \text{ S}$	
				ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)	ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)
231	0,9758	0,227	-4,063	1,437	24,7	1,408	22,2
232	0,9762	0,222	-3,831	1,440	24,9	1,412	22,4
233	0,9766	0,216	-3,589	1,444	25,1	1,416	22,6
234	0,9770	0,210	-3,339	1,447	25,3	1,421	22,8
235	0,9774	0,204	-3,080	1,451	25,5	1,425	23,1
236	0,9778	0,199	-2,812	1,454	25,7	1,429	23,3
237	0,9783	0,193	-2,536	1,458	25,9	1,434	23,5
238	0,9787	0,187	-2,252	1,462	26,1	1,438	23,7
239	0,9791	0,181	-1,961	1,465	26,3	1,443	24,0
240	0,9796	0,174	-1,662	1,469	26,6	1,447	24,2
241	0,9800	0,168	-1,355	1,473	26,8	1,452	24,4
242	0,9805	0,162	-1,042	1,476	27,0	1,456	24,6
243	0,9810	0,156	-0,723	1,480	27,2	1,461	24,9
244	0,9814	0,150	-0,397	1,484	27,4	1,465	25,1
245	0,9819	0,143	-0,065	1,487	27,6	1,470	25,3
246	0,9824	0,137	0,272	1,491	27,8	1,474	25,6
247	0,9829	0,131	0,615	1,495	28,0	1,479	25,8
248	0,9834	0,124	0,963	1,499	28,3	1,483	26,0
249	0,9839	0,118	1,315	1,502	28,5	1,488	26,3
250	0,9844	0,111	1,671	1,506	28,7	1,493	26,5
251	0,9849	0,105	2,031	1,510	28,9	1,497	26,8
252	0,9854	0,098	2,395	1,514	29,1	1,502	27,0
253	0,9859	0,092	2,761	1,518	29,3	1,506	27,2
254	0,9865	0,085	3,130	1,522	29,6	1,511	27,5
255	0,9870	0,078	3,502	1,525	29,8	1,516	27,7
256	0,9875	0,072	3,875	1,529	30,0	1,520	28,0
257	0,9881	0,065	4,250	1,533	30,2	1,525	28,2
258	0,9886	0,058	4,626	1,537	30,4	1,530	28,5
259	0,9891	0,052	5,003	1,541	30,7	1,535	28,7
260	0,9897	0,045	5,380	1,545	30,9	1,539	29,0
261	0,9902	0,038	5,757	1,549	31,1	1,544	29,2
262	0,9908	0,031	6,133	1,553	31,3	1,549	29,4
263	0,9914	0,025	6,508	1,557	31,5	1,554	29,7
264	0,9919	0,018	6,882	1,560	31,8	1,558	29,9
265	0,9925	0,011	7,254	1,564	32,0	1,563	30,2
266	0,9930	0,004	7,624	1,568	32,2	1,568	30,4
267	0,9936	-0,002	7,991	1,572	32,4	1,573	30,7
268	0,9942	-0,009	8,355	1,576	32,6	1,577	30,9
269	0,9948	-0,016	8,716	1,580	32,9	1,582	31,2
270	0,9953	-0,023	9,073	1,584	33,1	1,587	31,4
271	0,9959	-0,030	9,425	1,588	33,3	1,592	31,7
272	0,9965	-0,036	9,773	1,592	33,5	1,596	31,9
273	0,9971	-0,043	10,116	1,596	33,7	1,601	32,2
274	0,9977	-0,050	10,453	1,600	33,9	1,606	32,4
275	0,9983	-0,057	10,785	1,604	34,1	1,611	32,6
276	0,9988	-0,064	11,110	1,608	34,3	1,615	32,9

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

Cuadro A.2 (Cont.)

n	$F(n)$	δ (rad)	E (min)	$\phi = 30^\circ$ S		$\phi = 35^\circ$ S	
				ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)	ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)
277	0,9994	-0,070	11,429	1,611	34,6	1,620	33,1
278	1,0000	-0,077	11,740	1,615	34,8	1,625	33,4
279	1,0006	-0,084	12,045	1,619	35,0	1,630	33,6
280	1,0012	-0,091	12,341	1,623	35,2	1,634	33,8
281	1,0018	-0,097	12,630	1,627	35,4	1,639	34,1
282	1,0024	-0,104	12,910	1,631	35,6	1,644	34,3
283	1,0030	-0,111	13,181	1,635	35,8	1,649	34,5
284	1,0036	-0,117	13,443	1,639	36,0	1,653	34,8
285	1,0042	-0,124	13,696	1,643	36,2	1,658	35,0
286	1,0047	-0,130	13,939	1,647	36,4	1,663	35,2
287	1,0053	-0,137	14,172	1,650	36,6	1,667	35,5
288	1,0059	-0,143	14,395	1,654	36,8	1,672	35,7
289	1,0065	-0,150	14,607	1,658	37,0	1,677	35,9
290	1,0071	-0,156	14,808	1,662	37,2	1,681	36,1
291	1,0077	-0,163	14,998	1,666	37,3	1,686	36,4
292	1,0083	-0,169	15,177	1,670	37,5	1,691	36,6
293	1,0088	-0,175	15,344	1,673	37,7	1,695	36,8
294	1,0094	-0,182	15,499	1,677	37,9	1,700	37,0
295	1,0100	-0,188	15,642	1,681	38,1	1,704	37,2
296	1,0106	-0,194	15,773	1,685	38,3	1,709	37,4
297	1,0111	-0,200	15,891	1,688	38,4	1,714	37,6
298	1,0117	-0,206	15,997	1,692	38,6	1,718	37,8
299	1,0123	-0,213	16,090	1,696	38,8	1,722	38,1
300	1,0128	-0,219	16,170	1,699	38,9	1,727	38,3
301	1,0134	-0,224	16,237	1,703	39,1	1,731	38,5
302	1,0140	-0,230	16,291	1,707	39,3	1,736	38,7
303	1,0145	-0,236	16,331	1,710	39,4	1,740	38,8
304	1,0151	-0,242	16,358	1,714	39,6	1,744	39,0
305	1,0156	-0,248	16,372	1,717	39,7	1,749	39,2
306	1,0161	-0,253	16,372	1,721	39,9	1,753	39,4
307	1,0167	-0,259	16,358	1,724	40,1	1,757	39,6
308	1,0172	-0,264	16,331	1,728	40,2	1,761	39,8
309	1,0177	-0,270	16,290	1,731	40,4	1,766	40,0
310	1,0182	-0,275	16,236	1,734	40,5	1,770	40,1
311	1,0188	-0,280	16,167	1,738	40,6	1,774	40,3
312	1,0193	-0,286	16,086	1,741	40,8	1,778	40,5
313	1,0198	-0,291	15,990	1,744	40,9	1,782	40,6
314	1,0203	-0,296	15,881	1,748	41,0	1,786	40,8
315	1,0208	-0,301	15,759	1,751	41,2	1,790	41,0
316	1,0213	-0,305	15,623	1,754	41,3	1,793	41,1
317	1,0217	-0,310	15,474	1,757	41,4	1,797	41,3
318	1,0222	-0,315	15,312	1,760	41,6	1,801	41,4
319	1,0227	-0,319	15,136	1,763	41,7	1,805	41,6
320	1,0232	-0,324	14,948	1,766	41,8	1,808	41,7
321	1,0236	-0,328	14,747	1,769	41,9	1,812	41,9
322	1,0241	-0,333	14,533	1,772	42,0	1,815	42,0

Cuadro A.2 (Final)

n	$F(n)$	δ (rad)	E (min)	$\phi = 30^\circ \text{ S}$		$\phi = 35^\circ \text{ S}$	
				ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)	ω_s (rad)	H_{0h} (MJ/m ²)
323	1,0245	-0,337	14,307	1,774	42,1	1,818	42,1
324	1,0249	-0,341	14,068	1,777	42,2	1,822	42,3
325	1,0254	-0,345	13,817	1,780	42,3	1,825	42,4
326	1,0258	-0,349	13,555	1,782	42,4	1,828	42,5
327	1,0262	-0,353	13,281	1,785	42,5	1,831	42,6
328	1,0266	-0,356	12,996	1,787	42,6	1,834	42,8
329	1,0270	-0,360	12,699	1,790	42,7	1,837	42,9
330	1,0274	-0,363	12,392	1,792	42,8	1,840	43,0
331	1,0278	-0,366	12,074	1,794	42,9	1,843	43,1
332	1,0281	-0,370	11,745	1,796	43,0	1,846	43,2
333	1,0285	-0,373	11,407	1,799	43,0	1,848	43,3
334	1,0289	-0,376	11,059	1,801	43,1	1,851	43,4
335	1,0292	-0,379	10,702	1,803	43,2	1,853	43,5
336	1,0295	-0,381	10,335	1,804	43,3	1,855	43,6
337	1,0299	-0,384	9,960	1,806	43,3	1,858	43,7
338	1,0302	-0,386	9,577	1,808	43,4	1,860	43,7
339	1,0305	-0,389	9,186	1,810	43,5	1,862	43,8
340	1,0308	-0,391	8,787	1,811	43,5	1,864	43,9
341	1,0311	-0,393	8,380	1,813	43,6	1,865	44,0
342	1,0314	-0,395	7,967	1,814	43,6	1,867	44,0
343	1,0316	-0,397	7,548	1,815	43,7	1,869	44,1
344	1,0319	-0,399	7,122	1,816	43,7	1,870	44,1
345	1,0322	-0,400	6,691	1,818	43,8	1,872	44,2
346	1,0324	-0,402	6,254	1,819	43,8	1,873	44,2
347	1,0326	-0,403	5,813	1,820	43,8	1,874	44,3
348	1,0329	-0,404	5,367	1,820	43,9	1,875	44,3
349	1,0331	-0,405	4,917	1,821	43,9	1,876	44,4
350	1,0333	-0,406	4,464	1,822	43,9	1,877	44,4
351	1,0335	-0,407	4,007	1,822	43,9	1,877	44,4
352	1,0336	-0,408	3,548	1,823	44,0	1,878	44,4
353	1,0338	-0,408	3,087	1,823	44,0	1,878	44,5
354	1,0340	-0,409	2,623	1,823	44,0	1,879	44,5
355	1,0341	-0,409	2,159	1,824	44,0	1,879	44,5
356	1,0343	-0,409	1,693	1,824	44,0	1,879	44,5
357	1,0344	-0,409	1,227	1,824	44,0	1,879	44,5
358	1,0345	-0,409	0,760	1,823	44,0	1,879	44,5
359	1,0346	-0,408	0,294	1,823	44,0	1,879	44,5
360	1,0347	-0,408	-0,171	1,823	44,0	1,878	44,5
361	1,0348	-0,407	-0,635	1,823	44,0	1,878	44,5
362	1,0349	-0,407	-1,097	1,822	44,0	1,877	44,5
363	1,0349	-0,406	-1,557	1,821	44,0	1,876	44,5
364	1,0350	-0,405	-2,014	1,821	44,0	1,876	44,4
365	1,0350	-0,404	-2,469	1,820	43,9	1,875	44,4

A.4 Razón directa diaria

Cuadro A.3: Razón directa diaria, R_b , (de la Ec. (1.46)) para superficies orientadas al Norte para latitudes $\phi = -30^\circ$ y $\phi = -35^\circ$ e inclinaciones $\beta = |\phi|$ y $\beta = |\phi| \pm 15^\circ$. Las líneas sombreadas indican los días típicos de cada mes.

n	$\phi = 30^\circ \text{ S}$			$\phi = 35^\circ \text{ S}$		
	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 20^\circ$	$\beta = 35^\circ$	$\beta = 50^\circ$
1	0,93	0,82	0,65	0,92	0,81	0,64
2	0,93	0,82	0,65	0,92	0,81	0,65
3	0,93	0,82	0,65	0,93	0,81	0,65
4	0,94	0,82	0,66	0,93	0,81	0,65
5	0,94	0,82	0,66	0,93	0,81	0,65
6	0,94	0,82	0,66	0,93	0,81	0,65
7	0,94	0,82	0,66	0,93	0,82	0,66
8	0,94	0,82	0,66	0,93	0,82	0,66
9	0,94	0,83	0,67	0,93	0,82	0,66
10	0,94	0,83	0,67	0,93	0,82	0,66
11	0,94	0,83	0,67	0,93	0,82	0,67
12	0,94	0,83	0,67	0,94	0,83	0,67
13	0,94	0,83	0,68	0,94	0,83	0,67
14	0,94	0,84	0,68	0,94	0,83	0,67
15	0,95	0,84	0,68	0,94	0,83	0,68
16	0,95	0,84	0,68	0,94	0,84	0,68
17	0,95	0,84	0,69	0,94	0,84	0,68
18	0,95	0,84	0,69	0,95	0,84	0,69
19	0,95	0,85	0,69	0,95	0,84	0,69
20	0,95	0,85	0,70	0,95	0,85	0,70
21	0,95	0,85	0,70	0,95	0,85	0,70
22	0,96	0,86	0,70	0,95	0,85	0,70
23	0,96	0,86	0,71	0,96	0,86	0,71
24	0,96	0,86	0,71	0,96	0,86	0,71
25	0,96	0,86	0,72	0,96	0,86	0,72
26	0,96	0,87	0,72	0,96	0,87	0,72
27	0,96	0,87	0,73	0,97	0,87	0,73
28	0,97	0,87	0,73	0,97	0,88	0,73
29	0,97	0,88	0,73	0,97	0,88	0,74
30	0,97	0,88	0,74	0,97	0,88	0,74
31	0,97	0,88	0,74	0,98	0,89	0,75
32	0,97	0,89	0,75	0,98	0,89	0,75
33	0,98	0,89	0,75	0,98	0,90	0,76
34	0,98	0,90	0,76	0,98	0,90	0,76
35	0,98	0,90	0,76	0,99	0,91	0,77
36	0,98	0,90	0,77	0,99	0,91	0,78
37	0,98	0,91	0,77	0,99	0,92	0,78
38	0,99	0,91	0,78	1,00	0,92	0,79
39	0,99	0,92	0,79	1,00	0,93	0,79
40	0,99	0,92	0,79	1,00	0,93	0,80
41	0,99	0,93	0,80	1,01	0,94	0,81
42	1,00	0,93	0,80	1,01	0,94	0,81
43	1,00	0,93	0,81	1,01	0,95	0,82
44	1,00	0,94	0,82	1,02	0,95	0,83

Cuadro A.3 (Cont.)

n	$\phi = 30^\circ \text{ S}$			$\phi = 35^\circ \text{ S}$		
	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 20^\circ$	$\beta = 35^\circ$	$\beta = 50^\circ$
45	1,00	0,94	0,82	1,02	0,96	0,84
46	1,01	0,95	0,83	1,02	0,96	0,84
47	1,01	0,95	0,84	1,03	0,97	0,85
48	1,01	0,96	0,84	1,03	0,98	0,86
49	1,01	0,96	0,85	1,03	0,98	0,87
50	1,02	0,97	0,86	1,04	0,99	0,87
51	1,02	0,97	0,86	1,04	0,99	0,88
52	1,02	0,98	0,87	1,05	1,00	0,89
53	1,03	0,98	0,88	1,05	1,01	0,90
54	1,03	0,99	0,88	1,05	1,01	0,91
55	1,03	0,99	0,89	1,06	1,02	0,92
56	1,03	1,00	0,90	1,06	1,03	0,92
57	1,04	1,01	0,91	1,07	1,03	0,93
58	1,04	1,01	0,92	1,07	1,04	0,94
59	1,04	1,02	0,92	1,07	1,05	0,95
60	1,05	1,02	0,93	1,08	1,06	0,96
61	1,05	1,03	0,94	1,08	1,06	0,97
62	1,05	1,03	0,95	1,09	1,07	0,98
63	1,06	1,04	0,96	1,09	1,08	0,99
64	1,06	1,05	0,96	1,10	1,08	1,00
65	1,06	1,05	0,97	1,10	1,09	1,01
66	1,07	1,06	0,98	1,11	1,10	1,02
67	1,07	1,07	0,99	1,11	1,11	1,03
68	1,07	1,07	1,00	1,12	1,12	1,04
69	1,08	1,08	1,01	1,12	1,12	1,05
70	1,08	1,08	1,02	1,13	1,13	1,06
71	1,08	1,09	1,03	1,13	1,14	1,07
72	1,09	1,10	1,04	1,14	1,15	1,08
73	1,09	1,10	1,04	1,14	1,16	1,09
74	1,09	1,11	1,05	1,15	1,17	1,11
75	1,10	1,12	1,06	1,15	1,17	1,12
76	1,10	1,13	1,07	1,16	1,18	1,13
77	1,10	1,13	1,08	1,16	1,19	1,14
78	1,11	1,14	1,09	1,17	1,20	1,15
79	1,11	1,15	1,10	1,17	1,21	1,16
80	1,11	1,15	1,11	1,18	1,22	1,18
81	1,12	1,16	1,12	1,18	1,23	1,19
82	1,12	1,17	1,13	1,19	1,24	1,20
83	1,13	1,18	1,14	1,19	1,25	1,21
84	1,13	1,18	1,15	1,20	1,26	1,23
85	1,13	1,19	1,17	1,21	1,27	1,24
86	1,14	1,20	1,18	1,21	1,28	1,25
87	1,14	1,21	1,19	1,22	1,29	1,27
88	1,15	1,21	1,20	1,22	1,30	1,28

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

Cuadro A.3 (Cont.)

n	$\phi = 30^\circ \text{ S}$			$\phi = 35^\circ \text{ S}$		
	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 20^\circ$	$\beta = 35^\circ$	$\beta = 50^\circ$
89	1,15	1,22	1,21	1,23	1,31	1,29
90	1,15	1,23	1,22	1,24	1,32	1,31
91	1,16	1,24	1,23	1,24	1,33	1,32
92	1,16	1,24	1,24	1,25	1,34	1,33
93	1,17	1,25	1,25	1,25	1,35	1,35
94	1,17	1,26	1,26	1,26	1,36	1,36
95	1,17	1,27	1,27	1,27	1,37	1,37
96	1,18	1,27	1,29	1,27	1,38	1,39
97	1,18	1,28	1,30	1,28	1,39	1,40
98	1,19	1,29	1,31	1,28	1,40	1,42
99	1,19	1,30	1,32	1,29	1,41	1,43
100	1,19	1,31	1,33	1,30	1,42	1,44
101	1,20	1,31	1,34	1,30	1,43	1,46
102	1,20	1,32	1,35	1,31	1,44	1,47
103	1,21	1,33	1,36	1,32	1,45	1,49
104	1,21	1,34	1,38	1,32	1,46	1,50
105	1,21	1,35	1,39	1,33	1,47	1,52
106	1,22	1,36	1,40	1,34	1,48	1,53
107	1,22	1,36	1,41	1,34	1,49	1,55
108	1,23	1,37	1,42	1,35	1,51	1,56
109	1,23	1,38	1,43	1,36	1,52	1,57
110	1,24	1,39	1,45	1,36	1,53	1,59
111	1,24	1,40	1,46	1,37	1,54	1,60
112	1,24	1,40	1,47	1,38	1,55	1,62
113	1,25	1,41	1,48	1,38	1,56	1,63
114	1,25	1,42	1,49	1,39	1,57	1,65
115	1,26	1,43	1,50	1,40	1,58	1,66
116	1,26	1,44	1,52	1,40	1,60	1,68
117	1,27	1,45	1,53	1,41	1,61	1,69
118	1,27	1,45	1,54	1,42	1,62	1,71
119	1,27	1,46	1,55	1,42	1,63	1,73
120	1,28	1,47	1,56	1,43	1,64	1,74
121	1,28	1,48	1,57	1,44	1,65	1,76
122	1,29	1,49	1,59	1,44	1,66	1,77
123	1,29	1,50	1,60	1,45	1,67	1,79
124	1,30	1,50	1,61	1,46	1,69	1,80
125	1,30	1,51	1,62	1,46	1,70	1,82
126	1,30	1,52	1,63	1,47	1,71	1,83
127	1,31	1,53	1,64	1,48	1,72	1,85
128	1,31	1,54	1,65	1,48	1,73	1,86
129	1,32	1,54	1,66	1,49	1,74	1,88
130	1,32	1,55	1,68	1,50	1,75	1,89
131	1,32	1,56	1,69	1,50	1,76	1,90
132	1,33	1,57	1,70	1,51	1,77	1,92

Cuadro A.3 (Cont.)

n	$\phi = 30^\circ \text{ S}$			$\phi = 35^\circ \text{ S}$		
	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 20^\circ$	$\beta = 35^\circ$	$\beta = 50^\circ$
133	1,33	1,57	1,71	1,52	1,79	1,93
134	1,34	1,58	1,72	1,52	1,80	1,95
135	1,34	1,59	1,73	1,53	1,81	1,96
136	1,34	1,60	1,74	1,53	1,82	1,98
137	1,35	1,60	1,75	1,54	1,83	1,99
138	1,35	1,61	1,76	1,55	1,84	2,00
139	1,36	1,62	1,77	1,55	1,85	2,02
140	1,36	1,63	1,78	1,56	1,86	2,03
141	1,36	1,63	1,79	1,57	1,87	2,04
142	1,37	1,64	1,80	1,57	1,88	2,06
143	1,37	1,65	1,81	1,58	1,89	2,07
144	1,37	1,65	1,82	1,58	1,90	2,08
145	1,38	1,66	1,83	1,59	1,91	2,09
146	1,38	1,66	1,84	1,59	1,91	2,11
147	1,38	1,67	1,84	1,60	1,92	2,12
148	1,39	1,68	1,85	1,60	1,93	2,13
149	1,39	1,68	1,86	1,61	1,94	2,14
150	1,39	1,69	1,87	1,61	1,95	2,15
151	1,39	1,69	1,88	1,62	1,95	2,16
152	1,40	1,70	1,88	1,62	1,96	2,17
153	1,40	1,70	1,89	1,63	1,97	2,18
154	1,40	1,71	1,90	1,63	1,98	2,19
155	1,40	1,71	1,90	1,63	1,98	2,20
156	1,41	1,72	1,91	1,64	1,99	2,21
157	1,41	1,72	1,91	1,64	2,00	2,21
158	1,41	1,72	1,92	1,64	2,00	2,22
159	1,41	1,73	1,92	1,65	2,01	2,23
160	1,41	1,73	1,93	1,65	2,01	2,23
161	1,41	1,73	1,93	1,65	2,02	2,24
162	1,42	1,74	1,94	1,66	2,02	2,25
163	1,42	1,74	1,94	1,66	2,02	2,25
164	1,42	1,74	1,95	1,66	2,03	2,26
165	1,42	1,74	1,95	1,66	2,03	2,26
166	1,42	1,75	1,95	1,66	2,03	2,26
167	1,42	1,75	1,95	1,67	2,04	2,27
168	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,27
169	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,27
170	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,28
171	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,28
172	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,28
173	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,28
174	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,28
175	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,28
176	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,28

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

Cuadro A.3 (Cont.)

n	$\phi = 30^\circ \text{ S}$			$\phi = 35^\circ \text{ S}$		
	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 20^\circ$	$\beta = 35^\circ$	$\beta = 50^\circ$
177	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,27
178	1,42	1,75	1,96	1,67	2,04	2,27
179	1,42	1,75	1,95	1,67	2,04	2,27
180	1,42	1,75	1,95	1,66	2,03	2,26
181	1,42	1,74	1,95	1,66	2,03	2,26
182	1,42	1,74	1,95	1,66	2,03	2,26
183	1,42	1,74	1,94	1,66	2,02	2,25
184	1,42	1,74	1,94	1,66	2,02	2,25
185	1,42	1,73	1,93	1,65	2,02	2,24
186	1,41	1,73	1,93	1,65	2,01	2,23
187	1,41	1,73	1,92	1,65	2,01	2,23
188	1,41	1,72	1,92	1,64	2,00	2,22
189	1,41	1,72	1,91	1,64	2,00	2,21
190	1,41	1,72	1,91	1,64	1,99	2,21
191	1,40	1,71	1,90	1,63	1,98	2,20
192	1,40	1,71	1,90	1,63	1,98	2,19
193	1,40	1,70	1,89	1,63	1,97	2,18
194	1,40	1,70	1,88	1,62	1,96	2,17
195	1,39	1,69	1,88	1,62	1,96	2,16
196	1,39	1,69	1,87	1,61	1,95	2,15
197	1,39	1,68	1,86	1,61	1,94	2,14
198	1,39	1,68	1,85	1,60	1,93	2,13
199	1,38	1,67	1,84	1,60	1,92	2,12
200	1,38	1,66	1,84	1,59	1,91	2,11
201	1,38	1,66	1,83	1,59	1,91	2,09
202	1,37	1,65	1,82	1,58	1,90	2,08
203	1,37	1,65	1,81	1,58	1,89	2,07
204	1,37	1,64	1,80	1,57	1,88	2,06
205	1,36	1,63	1,79	1,57	1,87	2,04
206	1,36	1,63	1,78	1,56	1,86	2,03
207	1,36	1,62	1,77	1,55	1,85	2,02
208	1,35	1,61	1,76	1,55	1,84	2,01
209	1,35	1,60	1,75	1,54	1,83	1,99
210	1,34	1,60	1,74	1,54	1,82	1,98
211	1,34	1,59	1,73	1,53	1,81	1,96
212	1,34	1,58	1,72	1,52	1,80	1,95
213	1,33	1,58	1,71	1,52	1,79	1,94
214	1,33	1,57	1,70	1,51	1,78	1,92
215	1,33	1,56	1,69	1,50	1,77	1,91
216	1,32	1,55	1,68	1,50	1,76	1,89
217	1,32	1,54	1,67	1,49	1,74	1,88
218	1,31	1,54	1,66	1,48	1,73	1,86
219	1,31	1,53	1,64	1,48	1,72	1,85
220	1,31	1,52	1,63	1,47	1,71	1,83

Cuadro A.3 (Cont.)

n	$\phi = 30^\circ \text{ S}$			$\phi = 35^\circ \text{ S}$		
	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 20^\circ$	$\beta = 35^\circ$	$\beta = 50^\circ$
221	1,30	1,51	1,62	1,46	1,70	1,82
222	1,30	1,51	1,61	1,46	1,69	1,80
223	1,29	1,50	1,60	1,45	1,68	1,79
224	1,29	1,49	1,59	1,44	1,67	1,77
225	1,28	1,48	1,58	1,44	1,66	1,76
226	1,28	1,47	1,57	1,43	1,64	1,74
227	1,28	1,46	1,55	1,42	1,63	1,73
228	1,27	1,46	1,54	1,42	1,62	1,71
229	1,27	1,45	1,53	1,41	1,61	1,70
230	1,26	1,44	1,52	1,40	1,60	1,68
231	1,26	1,43	1,51	1,40	1,59	1,67
232	1,25	1,42	1,50	1,39	1,58	1,65
233	1,25	1,42	1,48	1,38	1,57	1,64
234	1,25	1,41	1,47	1,38	1,55	1,63
235	1,24	1,40	1,46	1,37	1,54	1,61
236	1,24	1,39	1,45	1,37	1,53	1,60
237	1,23	1,38	1,44	1,36	1,52	1,58
238	1,23	1,38	1,43	1,35	1,51	1,57
239	1,23	1,37	1,42	1,35	1,50	1,55
240	1,22	1,36	1,40	1,34	1,49	1,54
241	1,22	1,35	1,39	1,33	1,48	1,52
242	1,21	1,34	1,38	1,33	1,47	1,51
243	1,21	1,33	1,37	1,32	1,46	1,49
244	1,20	1,33	1,36	1,31	1,45	1,48
245	1,20	1,32	1,35	1,31	1,43	1,47
246	1,20	1,31	1,34	1,30	1,42	1,45
247	1,19	1,30	1,32	1,29	1,41	1,44
248	1,19	1,29	1,31	1,29	1,40	1,42
249	1,18	1,29	1,30	1,28	1,39	1,41
250	1,18	1,28	1,29	1,28	1,38	1,40
251	1,18	1,27	1,28	1,27	1,37	1,38
252	1,17	1,26	1,27	1,26	1,36	1,37
253	1,17	1,26	1,26	1,26	1,35	1,35
254	1,16	1,25	1,25	1,25	1,34	1,34
255	1,16	1,24	1,24	1,25	1,33	1,33
256	1,16	1,23	1,23	1,24	1,32	1,31
257	1,15	1,23	1,22	1,23	1,31	1,30
258	1,15	1,22	1,20	1,23	1,30	1,29
259	1,14	1,21	1,19	1,22	1,29	1,28
260	1,14	1,20	1,18	1,22	1,28	1,26
261	1,14	1,20	1,17	1,21	1,27	1,25
262	1,13	1,19	1,16	1,20	1,26	1,24
263	1,13	1,18	1,15	1,20	1,25	1,22
264	1,13	1,17	1,14	1,19	1,25	1,21

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

Cuadro A.3 (Cont.)

n	$\phi = 30^\circ \text{ S}$			$\phi = 35^\circ \text{ S}$		
	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 20^\circ$	$\beta = 35^\circ$	$\beta = 50^\circ$
265	1,12	1,17	1,13	1,19	1,24	1,20
266	1,12	1,16	1,12	1,18	1,23	1,19
267	1,11	1,15	1,11	1,18	1,22	1,17
268	1,11	1,15	1,10	1,17	1,21	1,16
269	1,11	1,14	1,09	1,17	1,20	1,15
270	1,10	1,13	1,08	1,16	1,19	1,14
271	1,10	1,12	1,07	1,16	1,18	1,13
272	1,10	1,12	1,06	1,15	1,17	1,12
273	1,09	1,11	1,05	1,15	1,16	1,10
274	1,09	1,10	1,04	1,14	1,16	1,09
275	1,09	1,10	1,03	1,14	1,15	1,08
276	1,08	1,09	1,03	1,13	1,14	1,07
277	1,08	1,08	1,02	1,13	1,13	1,06
278	1,08	1,08	1,01	1,12	1,12	1,05
279	1,07	1,07	1,00	1,12	1,12	1,04
280	1,07	1,07	0,99	1,11	1,11	1,03
281	1,07	1,06	0,98	1,11	1,10	1,02
282	1,06	1,05	0,97	1,10	1,09	1,01
283	1,06	1,05	0,96	1,10	1,09	1,00
284	1,06	1,04	0,96	1,09	1,08	0,99
285	1,05	1,04	0,95	1,09	1,07	0,98
286	1,05	1,03	0,94	1,08	1,06	0,97
287	1,05	1,02	0,93	1,08	1,06	0,96
288	1,04	1,02	0,92	1,08	1,05	0,95
289	1,04	1,01	0,92	1,07	1,04	0,94
290	1,04	1,01	0,91	1,07	1,03	0,93
291	1,03	1,00	0,90	1,06	1,03	0,93
292	1,03	1,00	0,89	1,06	1,02	0,92
293	1,03	0,99	0,89	1,05	1,01	0,91
294	1,03	0,98	0,88	1,05	1,01	0,90
295	1,02	0,98	0,87	1,05	1,00	small 0,89
296	1,02	0,97	0,86	1,04	1,00	0,88
297	1,02	0,97	0,86	1,04	0,99	0,88
298	1,02	0,96	0,85	1,04	0,98	0,87
299	1,01	0,96	0,84	1,03	0,98	0,86
300	1,01	0,95	0,84	1,03	0,97	0,85
301	1,01	0,95	0,83	1,02	0,97	0,85
302	1,00	0,95	0,82	1,02	0,96	0,84
303	1,00	0,94	0,82	1,02	0,95	0,83
304	1,00	0,94	0,81	1,01	0,95	0,82
305	1,00	0,93	0,81	1,01	0,94	0,82
306	0,99	0,93	0,80	1,01	0,94	0,81
307	0,99	0,92	0,79	1,00	0,93	0,80
308	0,99	0,92	0,79	1,00	0,93	0,80

Cuadro A.3 (Cont.)

n	$\phi = 30^\circ \text{ S}$			$\phi = 35^\circ \text{ S}$		
	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 20^\circ$	$\beta = 35^\circ$	$\beta = 50^\circ$
309	0,99	0,91	0,78	1,00	0,92	0,79
310	0,99	0,91	0,78	0,99	0,92	0,78
311	0,98	0,91	0,77	0,99	0,91	0,78
312	0,98	0,90	0,77	0,99	0,91	0,77
313	0,98	0,90	0,76	0,99	0,90	0,77
314	0,98	0,89	0,76	0,98	0,90	0,76
315	0,97	0,89	0,75	0,98	0,89	0,75
316	0,97	0,89	0,75	0,98	0,89	0,75
317	0,97	0,88	0,74	0,97	0,89	0,74
318	0,97	0,88	0,74	0,97	0,88	0,74
319	0,97	0,88	0,73	0,97	0,88	0,73
320	0,97	0,87	0,73	0,97	0,87	0,73
321	0,96	0,87	0,72	0,96	0,87	0,72
322	0,96	0,87	0,72	0,96	0,87	0,72
323	0,96	0,86	0,71	0,96	0,86	0,71
324	0,96	0,86	0,71	0,96	0,86	0,71
325	0,96	0,86	0,71	0,96	0,86	0,71
326	0,96	0,85	0,70	0,95	0,85	0,70
327	0,95	0,85	0,70	0,95	0,85	0,70
328	0,95	0,85	0,70	0,95	0,85	0,69
329	0,95	0,85	0,69	0,95	0,84	0,69
330	0,95	0,84	0,69	0,95	0,84	0,69
331	0,95	0,84	0,69	0,94	0,84	0,68
332	0,95	0,84	0,68	0,94	0,83	0,68
333	0,95	0,84	0,68	0,94	0,83	0,68
334	0,94	0,83	0,68	0,94	0,83	0,67
335	0,94	0,83	0,67	0,94	0,83	0,67
336	0,94	0,83	0,67	0,94	0,82	0,67
337	0,94	0,83	0,67	0,93	0,82	0,66
338	0,94	0,83	0,67	0,93	0,82	0,66
339	0,94	0,83	0,66	0,93	0,82	0,66
340	0,94	0,82	0,66	0,93	0,82	0,66
341	0,94	0,82	0,66	0,93	0,81	0,65
342	0,94	0,82	0,66	0,93	0,81	0,65
343	0,94	0,82	0,66	0,93	0,81	0,65
344	0,94	0,82	0,66	0,93	0,81	0,65
345	0,93	0,82	0,65	0,93	0,81	0,65
346	0,93	0,82	0,65	0,92	0,81	0,65
347	0,93	0,81	0,65	0,92	0,81	0,64
348	0,93	0,81	0,65	0,92	0,81	0,64
349	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
350	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
351	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
352	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

Cuadro A.3 (Final)

n	$\phi = 30^\circ \text{ S}$			$\phi = 35^\circ \text{ S}$		
	$\beta = 15^\circ$	$\beta = 30^\circ$	$\beta = 45^\circ$	$\beta = 20^\circ$	$\beta = 35^\circ$	$\beta = 50^\circ$
353	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
354	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
355	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
356	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
357	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
358	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
359	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
360	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
361	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
362	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
363	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
364	0,93	0,81	0,65	0,92	0,80	0,64
365	0,93	0,81	0,65	0,92	0,81	0,64

A.5 Irradiación diaria promedio mensual en el Uruguay

Lugar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Año
Montevideo	22.7	22.3	20.5	17.2	13.9	11.0	10.7	11.5	13.2	15.7	18.3	16.5	16.5
Artigas	25.4	24.6	22.5	18.9	15.7	12.9	13.1	14.4	16.0	18.7	21.4	19.0	19.0
Rivera	24.1	23.5	21.6	18.1	15.3	12.3	12.3	13.4	15.0	17.9	20.5	18.1	18.1
Paysandú	24.8	23.7	21.6	18.0	14.8	11.7	11.8	12.9	14.6	17.5	20.4	17.9	17.9
Melo	23.2	22.8	20.8	17.2	13.9	11.1	11.5	12.4	14.1	16.9	18.9	17.0	17.0
Mercedes	24.3	23.3	20.9	17.2	13.9	10.9	11.1	12.1	13.9	16.8	19.8	17.3	17.3
T. Y Tres	22.9	22.5	20.6	17.2	13.9	11.2	11.3	12.2	13.8	16.3	18.7	16.8	16.8
Colonia	23.7	22.9	21.2	17.9	14.8	11.7	11.4	12.2	14.1	16.8	19.5	17.4	17.4
Rocha	21.7	21.5	19.9	16.6	13.7	11.1	10.9	11.4	12.7	15.1	17.6	16.0	16.0
Agua OSE													
Montevideo	28.4	28.5	26.1	21.7	16.6	12.0	9.3	9.2	11.7	16.1	21.3	18.9	18.9

Cuadro A.4: Temperatura ambiente promedio mensual para varias localidades. Datos de la Dirección Nacional de Meteorología del Uruguay. Fuente: [Scarone, 2011]. La última fila muestra la temperatura promedio mensual del agua fría del suministro de OSE para Montevideo. En [Scarone, 2011] se recomienda usar estos datos para el resto del Uruguay hasta que se cuente con mayor información.

Los Cuadros A.6 a A.9 muestran los promedios mensuales de irradiación diaria sobre superficie horizontal (\bar{H}_h), en MJ/m², de irradiación diaria sobre superficie inclinada (\bar{H}_i), en MJ/m², y la fracción inclinada promedio, $\bar{R} = \bar{H}_i/\bar{H}_h$ para las localidades indicadas.

Todas las superficies se suponen orientadas al Norte ($\gamma = 0$). Se tabulan las inclinaciones $\beta = |\phi| - 15^\circ$, $\beta = |\phi|$ y $\beta = |\phi| + 15^\circ$. Fuente para la irradiación diaria promedio mensual sobre plano horizontal: Memoria Técnica del Mapa Solar del Uruguay [Abal et al., 2010]. La irradiación sobre plano inclinado se calcula a partir de la Ec. (1.60) con anisotropía nula ($T_b = 0$, modelo isotrópico) y reflectividad media del suelo $\rho_g = 0.20$, para la latitud ϕ indicada y el día típico de cada mes (Tabla 1.3).

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

ARTIGAS $\phi = 30^\circ \text{ S}$	$\beta = 0$	$\beta = 15^\circ$		$\beta = 30^\circ$		$\beta = 45^\circ$	
	\bar{H}_h	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}
Enero	24.8	24.0	0.96	22.1	0.89	19.3	0.78
Febrero	22.0	22.0	1.00	21.0	0.96	19.1	0.87
Marzo	18.0	18.9	1.05	19.0	1.05	18.1	1.00
Abril	13.7	15.3	1.12	16.2	1.18	16.2	1.19
Mayo	10.8	13.0	1.21	14.6	1.35	15.4	1.42
Junio	8.3	10.1	1.23	11.5	1.39	12.3	1.48
Julio	10.1	12.4	1.23	14.1	1.40	15.1	1.50
Agosto	13.0	15.0	1.15	16.2	1.25	16.6	1.28
Setiembre	15.8	17.0	1.08	17.4	1.10	16.9	1.07
Octubre	19.1	19.4	1.02	18.8	0.98	17.3	0.91
Noviembre	23.4	22.8	0.97	21.2	0.91	18.7	0.80
Diciembre	24.5	23.4	0.96	21.4	0.87	18.5	0.76

Cuadro A.5: Promedios mensuales de irradiación diaria sobre superficie horizontal (\bar{H}_h), en MJ/m², de irradiación diaria sobre superficie inclinada (\bar{H}_i), en MJ/m², y $\bar{R} = \bar{H}_i/\bar{H}_h$ para Artigas.

SALTO $\phi = 31^\circ \text{ S}$	$\beta = 0$	$\beta = 16^\circ$		$\beta = 31^\circ$		$\beta = 46^\circ$	
	\bar{H}_h	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}
Enero	24.8	23.9	0.96	22.0	0.89	19.2	0.77
Febrero	22.0	22.0	1.00	21.0	0.96	19.1	0.87
Marzo	18.0	19.0	1.06	19.1	1.06	18.1	1.01
Abril	13.7	15.5	1.13	16.4	1.20	16.5	1.20
Mayo	10.4	12.8	1.23	14.3	1.37	15.1	1.44
Junio	7.9	9.9	1.24	11.2	1.41	11.9	1.50
Julio	9.7	12.2	1.25	13.9	1.43	14.8	1.52
Agosto	12.6	14.7	1.17	15.9	1.27	16.3	1.30
Setiembre	15.8	17.2	1.08	17.5	1.11	17.1	1.08
Octubre	18.4	18.7	1.02	18.1	0.98	16.7	0.91
Noviembre	23.8	23.1	0.97	21.5	0.90	19.0	0.80
Diciembre	24.8	23.7	0.95	21.6	0.87	18.7	0.75

Cuadro A.6: Promedios mensuales de irradiación diaria sobre superficie horizontal (\bar{H}_h), en MJ/m², de irradiación diaria sobre superficie inclinada (\bar{H}_i), en MJ/m², y $\bar{R} = \bar{H}_i/\bar{H}_h$ para Salto.

A.5. Irradiación diaria promedio mensual en el Uruguay

TREINTA Y TRES $\phi = 33^\circ \text{ S}$	$\beta = 0$	$\beta = 18^\circ$		$\beta = 33^\circ$		$\beta = 48^\circ$	
	\bar{H}_h	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}
Enero	23.0	22.2	0.96	20.4	0.89	17.9	0.78
Febrero	20.2	20.2	1.00	19.3	0.96	17.5	0.87
Marzo	15.8	16.8	1.06	16.8	1.06	15.9	1.00
Abril	12.6	14.5	1.15	15.3	1.21	15.3	1.22
Mayo	9.0	11.2	1.25	12.5	1.38	13.0	1.45
Junio	7.6	9.8	1.30	11.2	1.48	11.9	1.57
Julio	8.3	10.6	1.28	11.9	1.44	12.6	1.53
Agosto	10.4	12.4	1.19	13.4	1.28	13.6	1.31
Setiembre	13.7	14.9	1.09	15.1	1.10	14.6	1.07
Octubre	17.6	18.0	1.02	17.4	0.99	16.0	0.91
Noviembre	21.6	21.0	0.97	19.6	0.91	17.3	0.80
Diciembre	23.0	21.9	0.95	20.1	0.87	17.4	0.76

Cuadro A.7: Promedios mensuales de irradiación diaria sobre superficie horizontal (\bar{H}_h), en MJ/m^2 , de irradiación diaria sobre superficie inclinada (\bar{H}_i), en MJ/m^2 , y $\bar{R} = \bar{H}_i/\bar{H}_h$ para Treinta y Tres.

MONTEVIDEO $\phi = 35^\circ \text{ S}$	$\beta = 0$	$\beta = 20^\circ$		$\beta = 35^\circ$		$\beta = 50^\circ$	
	\bar{H}_h	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}
Enero	23.0	22.1	0.96	20.4	0.88	17.8	0.77
Febrero	20.2	20.3	1.01	19.4	0.96	17.5	0.87
Marzo	15.8	17.0	1.07	17.0	1.07	16.1	1.02
Abril	11.9	13.9	1.17	14.7	1.24	14.7	1.24
Mayo	8.6	11.2	1.30	12.5	1.44	13.1	1.51
Junio	6.8	9.2	1.35	10.4	1.53	11.1	1.63
Julio	7.9	10.6	1.34	12.0	1.51	12.7	1.60
Agosto	9.7	11.8	1.22	12.7	1.31	13.0	1.33
Setiembre	13.3	14.7	1.10	14.9	1.12	14.4	1.08
Octubre	17.3	17.7	1.02	17.1	0.99	15.7	0.91
Noviembre	21.6	21.0	0.97	19.5	0.90	17.2	0.80
Diciembre	22.7	21.5	0.95	19.7	0.87	17.1	0.75

Cuadro A.8: Promedios mensuales de irradiación diaria sobre superficie horizontal (\bar{H}_h), en MJ/m^2 , de irradiación diaria sobre superficie inclinada (\bar{H}_i), en MJ/m^2 , y $\bar{R} = \bar{H}_i/\bar{H}_h$ para Montevideo.

A. TABLAS Y DIAGRAMAS

ROCHA $\phi = 35^\circ \text{ S}$	$\beta = 0$	$\beta = 20^\circ$		$\beta = 35^\circ$		$\beta = 50^\circ$	
	\bar{H}_h	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}	\bar{H}_i	\bar{R}
Enero	21.2	20.4	0.96	18.9	0.89	16.6	0.78
Febrero	18.7	18.8	1.01	17.9	0.96	16.3	0.87
Marzo	15.1	16.2	1.07	16.1	1.07	15.3	1.01
Abril	11.9	13.9	1.17	14.7	1.24	14.7	1.24
Mayo	8.3	10.6	1.29	11.8	1.42	12.3	1.49
Junio	6.8	9.2	1.35	10.4	1.53	11.1	1.63
Julio	7.6	10.0	1.32	11.2	1.49	11.9	1.57
Agosto	9.7	11.8	1.22	12.7	1.31	13.0	1.33
Setiembre	13.0	14.3	1.10	14.5	1.12	14.0	1.08
Octubre	16.6	16.9	1.02	16.3	0.99	15.0	0.91
Noviembre	20.5	19.9	0.97	18.6	0.90	16.4	0.80
Diciembre	20.9	19.9	0.95	18.2	0.87	15.9	0.76

Cuadro A.9: Promedios mensuales de irradiación diaria sobre superficie horizontal (\bar{H}_h), en MJ/m², de irradiación diaria sobre superficie inclinada (\bar{H}_i), en MJ/m², y $\bar{R} = \bar{H}_i/\bar{H}_h$ para Rocha.

Por valores de \bar{R} para otras latitudes e inclinaciones, vea [Scarone, 2011]. Por estimativos de \bar{H}_h vea para otras localidades, vea [Abal et al., 2010].

A.6 Emisividad y Absorptividad de materiales comunes

Se presentan tablas con valores medios de absorptividad α_s de onda corta (solar, entre $0.3 \mu\text{m}$ y $3 \mu\text{m}$) y emisividad infrarroja ϵ_{ir} de diversos materiales de uso común. El tercer indicador es la selectividad, $\sigma = \alpha_s/\epsilon_{ir}$. Las Tablas son de [Martin y Goswami, 2005].

Substance	Short-wave absorptance	Long-wave emittance	σ ϵ
Class I substances: Absorptance to emittance ratios less than 0.5			
Magnesium carbonate, MgCO ₃	0.025-0.04	0.79	0.03-0.05
White plaster	0.07	0.91	0.08
Snow, fine particles, fresh	0.13	0.82	0.16
White paint, 0.017 in. on aluminum	0.20	0.91	0.22
Whitewash on galvanized iron	0.22	0.90	0.24
White paper	0.25-0.28	0.95	0.26-0.29
White enamel on iron	0.25-0.45	0.9	0.28-0.5
Ice, with sparse snow cover	0.31	0.96-0.97	0.32
Snow, ice granules	0.33	0.89	0.37
Aluminum oil base paint	0.45	0.90	0.50
White powdered sand	0.45	0.84	0.54
Class II substances: Absorptance to emittance ratios between 0.5 and 0.9			
Asbestos felt	0.25	0.50	0.50
Green oil base paint	0.5	0.9	0.56
Bricks, red	0.55	0.92	0.60
Asbestos cement board, white	0.59	0.96	0.61
Marble, polished	0.5-0.6	0.9	0.61
Wood, planed oak	—	0.9	—
Rough concrete	0.60	0.97	0.62
Concrete	0.60	0.88	0.68
Grass, green, after rain	0.67	0.98	0.68
Grass, high and dry	0.67-0.69	0.9	0.76
Vegetable fields and shrubs, wilted	0.70	0.9	0.78
Oak leaves	0.71-0.78	0.91-0.95	0.78-0.82
Frozen soil	—	0.93-0.94	—
Desert surface	0.75	0.9	0.83
Common vegetable fields and shrubs	0.72-0.76	0.9	0.82
Ground, dry plowed	0.75-0.80	0.9	0.83-0.89
Oak woodland	0.82	0.9	0.91
Pine forest	0.86	0.9	0.96
Earth surface as a whole (land and sea, no clouds)	0.83	—	—

A5 - Emisividad y Absorptividad de materiales comunes (Cont.)

Class III substances: Absorptance to emittance ratios between 0.8 and 1.0			
Grey paint	0.75	0.95	0.79
Red oil base paint	0.74	0.90	0.82
Asbestos, slate	0.81	0.96	0.84
Asbestos, paper		0.93-0.96	—
Linoleum, red-brown	0.84	0.92	0.91
Dry sand	0.82	0.90	0.91
Green roll roofing	0.88	0.91-0.97	0.93
Slate, dark grey	0.89	—	—
Old grey rubber	—	0.86	—
Hard black rubber	—	0.90-0.95	—
Asphalt pavement	0.93	—	—
Black cupric oxide on copper	0.91	0.96	0.95
Bare moist ground	0.9	0.95	0.95
Wet sand	0.91	0.95	0.96
Water	0.94	0.95-0.96	0.98
Black tar paper	0.93	0.93	1.0
Black gloss paint	0.90	0.90	1.0
Small hole in large box, furnace, or enclosure	0.99	0.99	1.0
"Hohlraum," theoretically perfect black body	1.0	1.0	1.0

Substance	Short-wave absorptance	Long-wave emittance	α ϵ
Class IV substances: Absorptance to emittance ratios greater than 1.0			
Black silk velvet	0.99	0.97	1.02
Alfalfa, dark green	0.97	0.95	1.02
Lampblack	0.98	0.95	1.03
Black paint, 0.017 in. on aluminum	0.94-0.98	0.88	1.07-1.11
Granite	0.55	0.44	1.25
Graphite	0.78	0.41	1.90
High ratios, but absorptances less than 0.80			
Dull brass, copper, lead	0.2-0.4	0.4-0.65	1.63-2.0
Galvanized sheet iron, oxidized	0.8	0.28	2.86
Galvanized iron, clean, new	0.65	0.13	5.0
Aluminum foil	0.15	0.05	3.00
Magnesium	0.3	0.07	4.3
Chromium	0.49	0.08	6.13
Polished zinc	0.46	0.02	23.0
Deposited silver (optical reflector) untarnished	0.07	0.01	

A5 - Emisividad y Absorptividad de materiales comunes (Final)

Class V substances: Selective surfaces^b			
Plated metals:^c			
Black sulfide on metal	0.92	0.10	9.2
Black cupric oxide on sheet aluminum	0.08-0.93	0.09-0.21	
Copper (5×10^{-3} cm thick) on nickel or silver-plated metal			
Cobalt oxide on platinum			
Cobalt oxide on polished nickel	0.93-0.94	0.24-0.40	3.9
Black nickel oxide on aluminum	0.85-0.93	0.06-0.1	14.5-15.5
Black chrome	0.87	0.09	9.8
Particulate coatings:			
Lampblack on metal			
Black iron oxide, 47 μ m grain size, on aluminum			
Geometrically enhanced surfaces:^d			
Optimally corrugated greys	0.89	0.77	1.2
Optimally corrugated selectives	0.95	0.16	5.9
Stainless-steel wire mesh	0.63-0.86	0.23-0.28	2.7-3.0
Copper, treated with NaClO ₂ and NaOH	0.87	0.13	6.69

Referencia original:

[Martin y Goswami, 2005] disponible en www.ises.org

Unidades y Factores de conversión

Unidades del Sistema Internacional (S.I.)

magnitud	unidad	símbolo
Longitud	Metro	m
Masa	Kilogramo	kg
Tiempo	Segundo	s
Corriente eléctrica	Ampere	A
Temperatura	Kelvin	K
Intensidad lumínica	Candela	cd
Cantidad de sustancia	Mol	mol

Cuadro B.1: Unidades fundamentales S.I.

Algunos factores de conversión

Longitud	Área
1 pie = 0.3048 m	1 pie ² = 0.0929 m ²
1 pulgada = 2.54 cm	1 acre = 4047 m ²
1 milla = 1.6093 km	1 hectárea = 10 000 m ²
	1 milla ² = 2.5899 km ²

B. UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN

magnitud	unidad	símbolo
Aceleración	Metro/segundo ²	m/s ²
Área	Metro ²	m ²
Ángulo plano	Radian	rad
Ángulo sólido	Stereoradian	sr
Calor específico	Joule/Kilogramo-Kelvin	J/kg K
Caudal	m ³ /Segundo	m ³ /s
Conductividad térmica	Watt/Metro-Kelvin	W/m·K
Densidad	Kilogramo/Metro ³	kg/m ³
Diferencia de potencial	Voltio	V
Energía, Trabajo, Calor	Joule	J
Frecuencia	Hertz = s ⁻¹	Hz
Fuerza	Newton	N
Flujo másico	Kilogramo/Segundo	kg/s
Intensidad radiante	Watt/Stereoradian	W/sr
Potencia	Watt = Joule/s	W
Presión	Pascal = Newton/m ²	Pa
Velocidad	Metro/Segundo	m/s
Viscosidad cinemática	Metro ² /s	m ² /s
Viscosidad dinámica	Newton-Segundo/Metro ²	N·s/m ²
Volumen	Metro ³	m ³

Cuadro B.2: Algunas unidades derivadas S.I.

Presión

$$\begin{aligned}
 1 \text{ libra/pulgada}^2 &= 1 \text{ psi} = 6.8948 \text{ kPa} \\
 1 \text{ mm Hg} &= 133.3 \text{ Pa} \\
 1 \text{ pulgada Hg} &= 3.378 \text{ Pa} \\
 1 \text{ atmósfera} &= 101.325 \text{ kPa} \\
 1 \text{ bar} &= 100 \text{ kPa}
 \end{aligned}$$

Volumen

$$\begin{aligned}
 1000 \text{ litros} &= 1 \text{ m}^3 \\
 1 \text{ pie}^3 &= 28.32 \text{ lt} \\
 1 \text{ galón (UK)} &= 4.546 \text{ lt} \\
 1 \text{ galón (EEUU)} &= 3.785 \text{ lt}
 \end{aligned}$$

Energía

$$\begin{aligned}
 1 \text{ kWh} &= 3.6 \text{ MJ} \\
 1 \text{ Btu} &= 1.055 \text{ kJ} \\
 1 \text{ Caloría} &= 4.1868 \text{ J}
 \end{aligned}$$

Potencia

$$\begin{aligned}
 1 \text{ Btu/hora} &= 0.2931 \text{ W} \\
 1 \text{ kcal/hora} &= 1.163 \text{ W} \\
 1 \text{ hp} &= 0.7457 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

Bibliografía

- [Abal, 2010] Abal, G. (2010). Radiación solar. Facultad de Ingeniería, UDELAR. Notas del curso de Fundamentos de Energía Solar, versión 2.31, disponible en <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=398>.
- [Abal et al., 2009] Abal, G., D'Angelo, M., Cataldo, J., y Gutierrez, A. (2009). Memoria Técnica del Mapa Solar del Uruguay. Facultad de Ingeniería, UDELAR. Disponible en <http://www.fing.edu.uy/if/solar>.
- [Abal et al., 2010] Abal, G., D'Angelo, M., Cataldo, J., y Gutierrez, A. (2010). Mapa Solar del Uruguay. En *Analys of the IVth Latin-American Conference on Solar Energy (IV ISES-CLA)*, Cusco, Perú.
- [Abal et al., 1986] Abal, G., Tierno, J. E., y Duomarco, J. L. (1986). Estimación y comparación estadística de la fracción difusa de radiación global para Montevideo. En *Memoria Técnica del V Congreso Latinoamericano de Energía Solar*, page A12, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile.
- [Alonso Suárez et al., 2011] Alonso Suárez, R., Abal, G., Siri, R., y Musé, P. (2011). Global solar irradiation assesment in uruguay using tarpley's model and goes satellite images. En *Annals of the Solar World Congress (SWC 2011)*, Kassel, Germany.
- [Alonso Suárez et al., 2012a] Alonso Suárez, R., Abal, G., Siri, R., y Musé, P. (2012a). Brightness-dependent tarpley model for global solar radiation estimation using goes satellite images: application to uruguay. *Solar Energy*, 86:3205–3215.
- [Alonso Suárez et al., 2012b] Alonso Suárez, R., D'Angelo, M., y Abal, G. (2012b). Año meteorológico típico para energía solar: región Sudoeste. En *Encuentro Nacional de Energías Renovables, ENER*.
- [Altinger de Schwarzkopf y Rosso, 1993] Altinger de Schwarzkopf, M. y Rosso, L. (1993). Riesgo de tornados y corrientes descendentes en la Argentina. Departamento de Ciencias de la Atmósfera, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, Argentina.

- [Brandemuehl y Beckmann, 1980] Brandemuehl, M. y Beckmann, W. (1980). Transmission of diffuse radiation through CPC and Flat-Plate collector glazings. *Solar Energy*, 24:511.
- [Cabrera et al., 2009] Cabrera, A., Franco, J., y da Cunha Faría, C. (2009). Manual de Energía Solar Térmica e Instalaciones Asociadas. Universidad ORT - Facultad de Arquitectura. Disponible en <http://www.energiasolar.gub.uy>.
- [Cataldo, 2008] Cataldo, J. (2008). Presentación del curso Elementos de Ingeniería del Viento. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.
- [Cataldo y Durañona, 2005] Cataldo, J. y Durañona, V. (2005). Diagnóstico de eventos ocurridos el día 23 de agosto de 2005 en la Torre de las Telecomunicaciones de ANTEL y su entorno. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay. Informe técnico para ANTEL.
- [Celemín, 2007] Celemín, A. (2007). Meteorología práctica. Notas de curso a distancia, Mar del Plata, Argentina.
- [Davoine et al., 2012] Davoine, F., Galione, P., Ramos-Barrado, J., Leinen, D., Martín, F., Dalchiele, E., y Marotti, R. (2012). Modeling of gradient index solar selective surfaces for solar thermal applications. *Solar Energy*. aceptado para publicación DOI: 10.1016/j.solener.2012.09.019.
- [Duffie y Beckman, 2006] Duffie, J. y Beckman, W. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley and Sons, Hoboken, New Jersey, Third edition.
- [Duomarco y Luongo, 1979] Duomarco, J. y Luongo, C. (1979). Año meteorológico típico para el Uruguay. División Publicaciones y Ediciones, Universidad de la República, Uruguay.
- [Duomarco et al., 1989] Duomarco, J., Tierno, J. E., y Abal, G. (1989). A seasonal auto-regressive model for the clearness index. En *Memorias del VI Congreso Latinoamericano de Energía Solar (ALES6) y III Congreso Iberoamericano de Energía Solar*, pages A1 – A16, Cartagena, Colombia.
- [Durañona, 2003] Durañona, V. (2003). Evaluación de túneles de viento. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay. Tesis de Maestría en Mecánica de los Fluidos Aplicada.
- [Durañona, 2012] Durañona, V. (2012). Actualización de la estadística de vientos extremos para Uruguay. En *2^{do} Congreso Latinoamericano de Ingeniería del Viento*, La Plata, Argentina. Universidad de La Plata, Facultad de Ingeniería.

-
- [Durañona, 2013a] Durañona, V. (2013a). *Characteristics and statistics of wind extreme climate of Uruguay*. Tesis doctoral en Mecánica de los Fluidos Aplicada, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay. A ser publicada.
- [Durañona, 2013b] Durañona, V. (2013b). *Highest wind gusts in Uruguay: characteristics and associated meteorological events*. En evaluación para presentar en 12th Americas Conference on Wind Engineering (Seattle, Washington, EEUU).
- [Erbs et al., 1982] Erbs, D., Klein, S., y Duffie, J. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, 28:293.
- [Eurocode, 2004] Eurocode (2004). *Norm Eurocode 1: Actions on structures - General actions - Part 1-4: Wind Actions*. Eurocode. Disponible en [http://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/accion_viento/EN_1991_1_4\(E\).pdf](http://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/accion_viento/EN_1991_1_4(E).pdf).
- [Failache, 2010] Failache, H. (2010). Elementos de transferencia de calor. Facultad de Ingeniería, UDELAR. Notas del curso de Fundamentos de Energía Solar.
- [Fujita, 1985] Fujita, T. T. (1985). The downburst. Microburst and macroburst. Technical report, Satellite and Mesometeorology Research Project (SMRP), Chicago, Illinois, EEUU.
- [Galione et al., 2010] Galione, P., Baroni, A., Ramos-Barrado, J., Leinen, D., Martín, F., Marotti, R., y Dalchiele, E. (2010). Origin of solar thermal selectivity and interference effects in Nickel-Alumina nanostructured films. *Surface and Coatings Technology*.
- [Gan y Rao, 1991] Gan, M. y Rao, V. (1991). Surface cyclogenesis over South America. *Monthly Weather Review*, 119:1293–1302.
- [Grossi Gallegos y Spreafichi, 2007] Grossi Gallegos, H. y Spreafichi, M. I. (2007). Análisis de las series de promedios anuales de heliofanía (duración de la insolación) en Uruguay. *Energías Renovables y Medio Ambiente*, 20:31–35.
- [Holmes, 2007] Holmes, J. (2007). *Wind loading of structures*. Spon Pr.
- [Hunn y Calafell, 1977] Hunn, B. y Calafell, D. (1977). Determination of average ground reflectivity for solar collectors. *Solar Energy*, 19:87.
- [IEA, 2011] IEA (2011). *Renewable Energy Technologies - Solar Energy Perspectives*. Technical report, International Energy Agency - IEA, www.iea.org.

- [Iqbal, 1983] Iqbal, M. (1983). *An introduction to Solar Radiation*. Academic Press.
- [Justus et al., 1986] Justus, C., Paris, M., y Tarpley, J. (1986). Satellite-measured insolation in the United States, Mexico, and South America. *Remote Sensing of Environment*, 20(1):57–83.
- [Kalogirou, 2004] Kalogirou, S. (2004). Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*. Disponible en <https://eva.fing.edu.uy/mod/resource/view.php?id=24731>.
- [Kennedy, 2002] Kennedy, C. E. (2002). Review of mid- to high temperature solar selective absorber materials. Technical Report 520-31267, National Renewable Energy Laboratory, NREL.
- [Klein, 1977] Klein, S. (1977). Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 19:325.
- [Klein, 1979] Klein, S. (1979). Calculation of the monthly average Transmittance-Absortance product. *Solar Energy*, 23:547.
- [Lin y Savory, 2006] Lin, W. y Savory, E. (2006). Large scale quasi=steady modelling of downburst outflow using a shot jet. *Wind and Structures*, 9:419–440.
- [Martin y Goswami, 2005] Martin, C. y Goswami, Y. (2005). *Solar Energy Pocket Reference*. International Solar Energy Society, ISES, Freiburg, Alemania. Disponible en www.ises.org.
- [Nascimento y Doswell, 2006] Nascimento, E. y Doswell, C. (2006). The need for an improved documentation of severe thunderstorms and tornadoes in South America. En *Symposium on the challenges of severe convective storms*, Atlanta.
- [Piccion y Milicua, 2005] Piccion, A. y Milicua, S. (2005). Tratamiento de datos climáticos de localidades de Uruguay para evaluación térmica y energética de proyectos y edificios. Facultad de Arquitectura, Universidad de la República, Uruguay.
- [Pérez, 2009] Pérez, R. (2009). Solar update 2009. Technical report, International Energy Agency (IEA). Draft: “A fundamental look at the planetary energy reserves” disponible en http://ursolar.org/?attachment_id=587.
- [Raichijk et al., 2006] Raichijk, C., Grossi Gallegos, H., y Righini, R. (2006). Análisis de los datos de heliofanía en la República Oriental del Uruguay. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 10:101–105.

- [Ryan, 1997] Ryan, J. (1997). Incidence angle modifiers in cylindrical collector design. Master's thesis, Dept. of Mechanical Engineering, Colorado State University, Fort Collins, Colorado, USA. disponible en eva.fing.edu.uy.
- [Scarone, 2011] Scarone, M. (2011). Instalaciones de Energía Solar Térmica - Pliego de Condiciones Técnicas, versión 2. Ministerio de Industria, Energía y Minería, Dirección Nacional de Energía. Disponible en <http://www.energiasolar.gub.uy>.
- [Simiu y Scanlan, 1986] Simiu, E. y Scanlan, R. (1986). *Wind effects on structures: an introduction to wind engineering*. John Wiley.
- [Spencer, 1971] Spencer, J. (1971). Fourier series representation of the position of the sun. *Search*, 2:172, <http://mail-archive.com/sundial@uni-koeln.de/msg01050.html>.
- [Stoffel et al., 2010] Stoffel, T., Renné, D., Myers, D., Wilcox, S., Sengupta, M., George, R., y Turchi, C. (2010). Best practices handbook for the collection and use of solar resource data. Technical Report NREL/TP-550-47465, National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [Tieleman et al., 1980] Tieleman, H., Akins, R., y Sparks, P. (1980). An investigation of wind loads on solar collectors. Technical report, Dept. of Engineering Science and Mechanics, Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, Virginia.
- [UNIT, 1984] UNIT (1984). *UNIT 50-84 Norma para Acción del viento sobre construcciones*. Instituto Uruguayo de Normas Técnicas (UNIT), Montevideo, Uruguay.
- [UNIT, 2009] UNIT (2009). Norma UNIT-ISO 9488:1999 Energía Solar - Vocabulario. Instituto Uruguayo de Normas Técnicas. disponible en www.unit.org.uy.
- [Velasco y Fritsch, 1987] Velasco, I. y Fritsch, J. (1987). Mesoscale convective complexes in the Americas. *Journal of Geophysical Research*, 92:9591–9613.
- [Vieira, 1969] Vieira, S. (1969). Tiempo y clima. Serie Nuestra Tierra, Montevideo, Uruguay.
- [Weider, 1992] Weider, S. (1992). *An introduction to Solar Energy for Scientists and Engineers*. Krieger, Malabar, Florida, reprint edition.
- [Wind Engineering Research Center, 2012] Wind Engineering Research Center (2012). Estimation of wind load on solar collectors. *Wind Effects Bulletin*, 17. ed by: Graduate School of Engineering, Polytechnic University, Tokyo.

BIBLIOGRAFÍA

- [WMO, 2008] WMO (2008). *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation*. World Meteorological Organization (WMO), Ginebra, Suiza, second edition.