

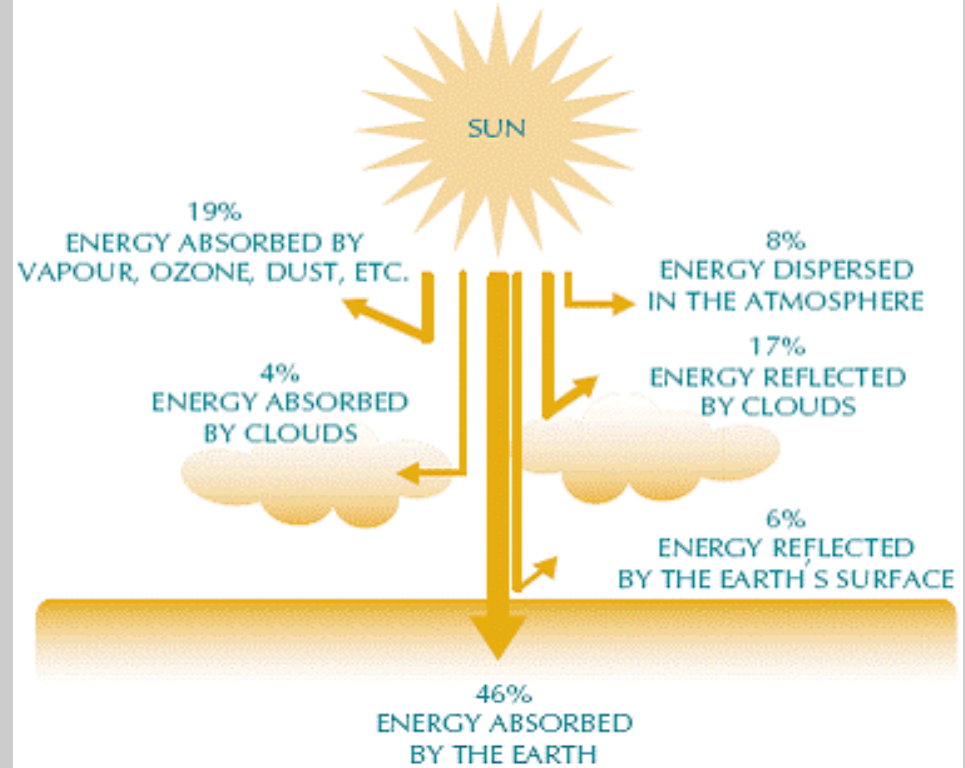
ME 331
YENİLENEBİLİR ENERJİ
SİSTEMLERİ

GÜNEŞ ENERJİSİ

Ceyhun Yılmaz
Afyon Kocatepe Üniversitesi

Güneş Enerjisi Nedir?

- Güneş tarafından yayılan elektromanyetik enerjiye **güneş radyasyonu** veya **güneş enerjisi** (veya **güneş ısı**) adı verilir.
- Güneş içinde muazzam miktarda enerji yaratılır ve bu enerjinin yalnızca bir kısmı yer küreye ulaşır. Bu, yer küreyi yaşam için uygun bir sıcaklıkta tutar.
- Güneş enerjisini yakalayan ve faydalı enerjiye dönüştüren sistemlerin maliyeti, kömür, petrol ve doğalgaz gibi geleneksel enerji kaynaklarına kıyasla yüksektir.



Jeotermal, rüzgar, hidrojen ve biyokütle gibi diğer yenilenebilir enerjiler güneş enerjisinden daha ucuza benziyor ancak mevcut teknolojilerle olan potansiyelleri güneş enerjisinden çok daha düşük.

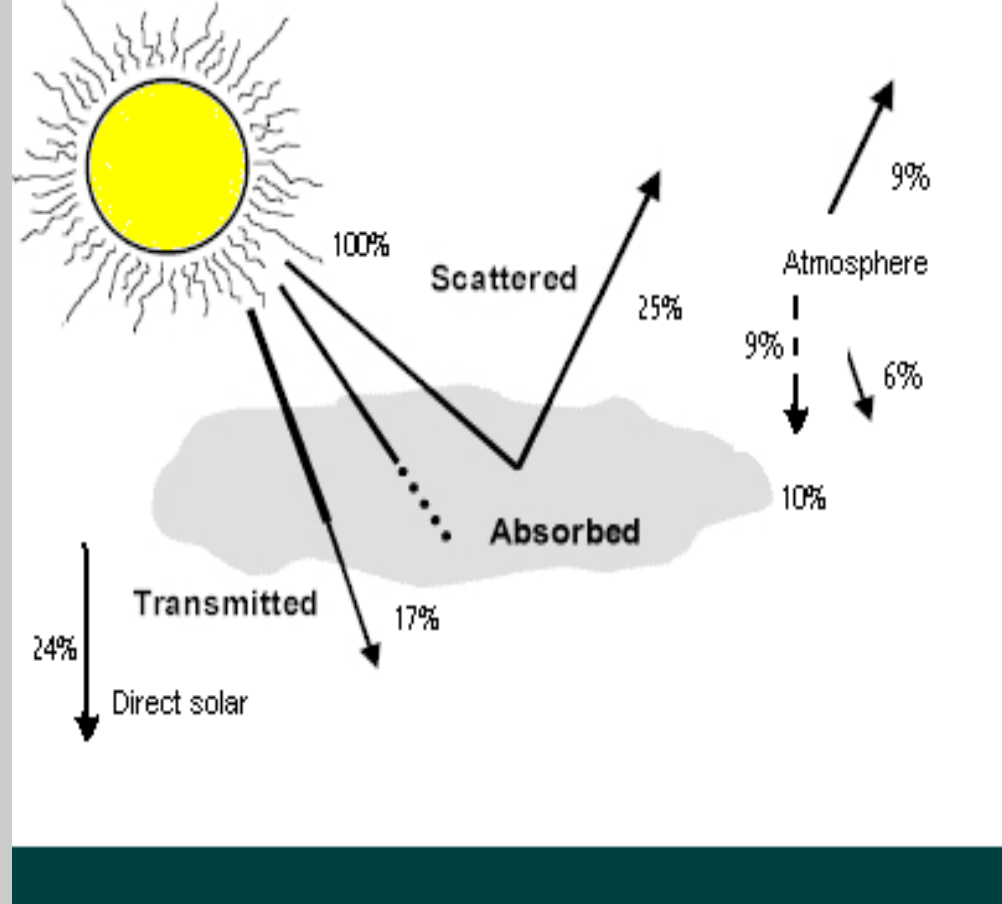
Güneş enerjisinin diğer yararlı enerji türlerine dönüştürülmesi üç dönüşüm prosesi ile gerçekleştirilebilir:

- ❑ **Heliokimyasal proses:** Temelde fotosentez süreci ve fosil yakıt ve biyokütle üretiminden sorumludur.
- ❑ **Helioermal proses:** Güneş enerjisi toplanır ve ısı enerjisi veya ısıya dönüştürülür.
- ❑ Düz plaka toplayıcılar, konsantre toplayıcılar ve helikostatlar, yararlı ısıya dönüştürmek için güneş radyasyonunu toplayan yaygın cihazlardır.
- ❑ Güneş kolektörleri, alan ısıtma ve soğutma ve binalar için sıcak su üretmek için kullanılır.
- ❑ Helyostatlar, güneş radyasyonunu tek bir alıcıya yansıtan aynalardır. Ortaya çıkan yüksek sıcaklıkta termal enerji, bir ısı motoruyla elektriğe dönüştürülür.
- ❑ **Helioelektrik proses:** Fotovoltaik veya güneş pilleri ile elektrik üretimi helioelektrik bir işlemle gerçekleştirilir.
- ❑ Bu süreç helyostatlardan farklıdır, çünkü helyostatlardaki ısı enerjisine dönüştürülürken, burada güneş enerjisi doğrudan güneş hücrelerinde elektrik enerjisine dönüştürülür.

Güneş enerjisi radyasyon ile yeryüzüne ulaşır.

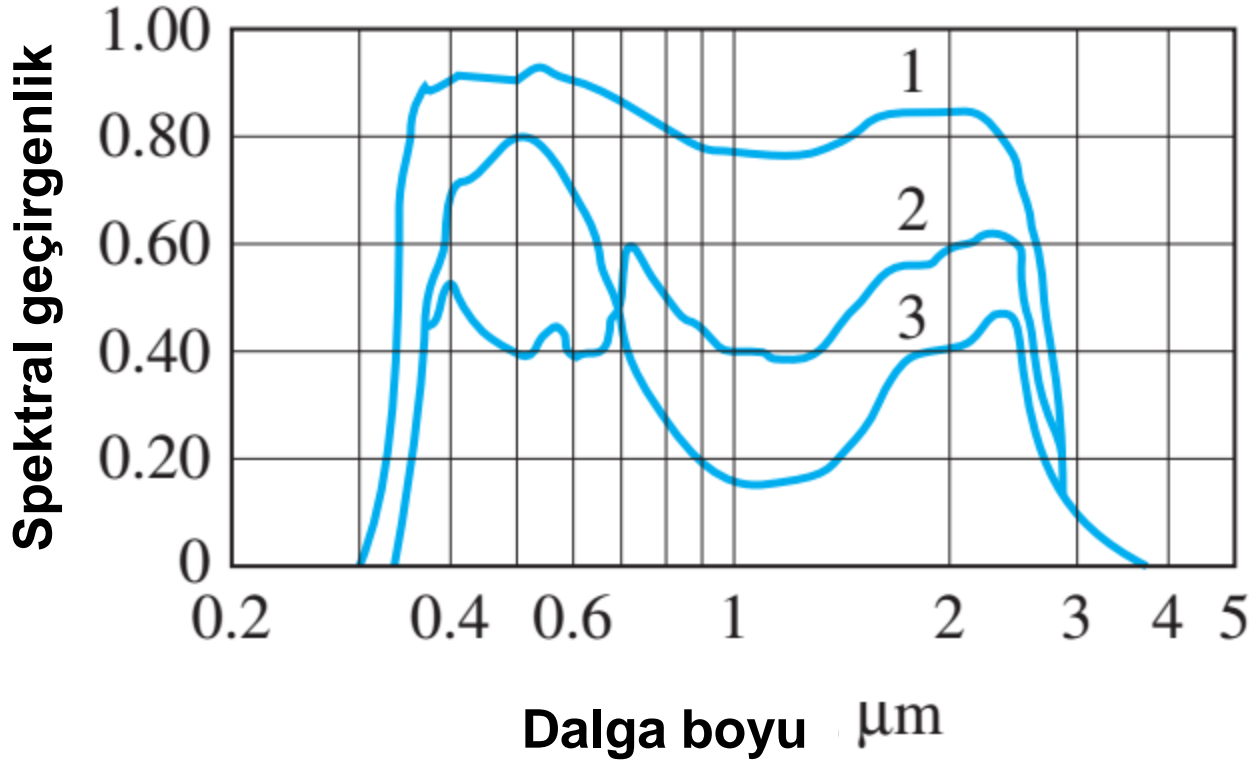
Güneş Radyasyonu

- ❑ Güneş birincil enerji kaynağıdır.
- ❑ Güneşten gelen enerji, güneş enerjisi olarak adlandırılır ve atmosfere önemli etkileşimler yaşadıktan sonra elektromanyetik dalgalar şeklinde bize ulaşır.
- ❑ Güneşin enerjisi, iki hidrojen atomunun bir helyum atomu oluşturmak üzere birleştiği sürekli füzyon reaksiyonundan kaynaklanmaktadır.
- ❑ Güneş temelde çekirdeğinde 40.000.000 K'e kadar yüksek sıcaklıklara sahip bir nükleer reaktördür.



Dünya atmosferine ulaşan güneş enerjisine, toplam güneş ışınımı veya güneş sabiti denir.

The sun is the primary heat source of the earth, and the solar irradiance on a surface normal to the sun's rays beyond the earth's atmosphere at the mean earth–sun distance of 149.5 million km is called the total solar irradiance or solar constant. The accepted value of the solar constant is 1373 W/m^2 , but its value changes by 3.5 percent from a maximum of 1418 W/m^2 on January 3 when the earth is closest to the sun, to a minimum of 1325 W/m^2 on July 4 when the earth is farthest away from the sun. The spectral distribution of solar radiation beyond the earth's atmosphere resembles the energy emitted by a blackbody at 5780°C , with about 9 percent of the energy contained in the ultraviolet region (at wavelengths between 0.29 to $0.4 \mu\text{m}$), 39 percent in the visible region (0.4 to $0.7 \mu\text{m}$), and the remaining 52 percent in the near-infrared region (0.7 to $3.5 \mu\text{m}$). The peak radiation occurs at a wavelength of about $0.48 \mu\text{m}$, which corresponds to the green color portion of the visible spectrum. Obviously a glazing material that transmits the visible part of the spectrum while absorbing the infrared portion is ideally suited for an application that calls for maximum daylight and minimum solar heat gain. Surprisingly, the ordinary window glass approximates this behavior remarkably well (Fig. 12–47 on the next page).



Tipik mimari camlarının dalga boylarına göre geçirgenlikleri.

1. 3 mm normal tabaka
2. 6 mm gri ısı soğurucu plaka/yaprak
3. 6 mm yeşil ısı soğurucu plaka/yaprak

Yeryüzündeki ışınımın spektral dağılımındaki düşüşler, O₂, O₃ (ozon), H₂O ve CO₂ gazları tarafından soğrulmaları sebebiyle olur.

Atmosferden geçerken güneş ışınımını zayıflatan diğer bir mekanizma, hava molekülleri ve atmosferde asılı toz, duman ve su habbecikleri tarafından *saçılma* veya *yansıtılmadır*.

- ❑ Gökyüzüne mavimsi rengi veren de bütün yönlerdeki bu moleküler saçılmadır.
- ❑ Gün doğuşu ve gün batımı kızıllığı da aynı olay yüzündendir.
- ❑ Sabahın erken ve ikindinin geç saatlerinde güneş ışınları atmosferi güneşin zirvede olduğu öğlendenkinden daha kalın geçerler. Bu yüzden ışığın mor ve mavi renkleri yeryüzüne ulaşınca kadar çok sayıda molekülle karşılaşır ve büyük bir kısmı saçılır.
- ❑ Sonuç olarak yeryüzüne ulaşan ışık öncelikli olarak kırmızı, portakal rengi ve sarı gibi daha uzun dalga boylarına denk gelen renklerden oluşur.

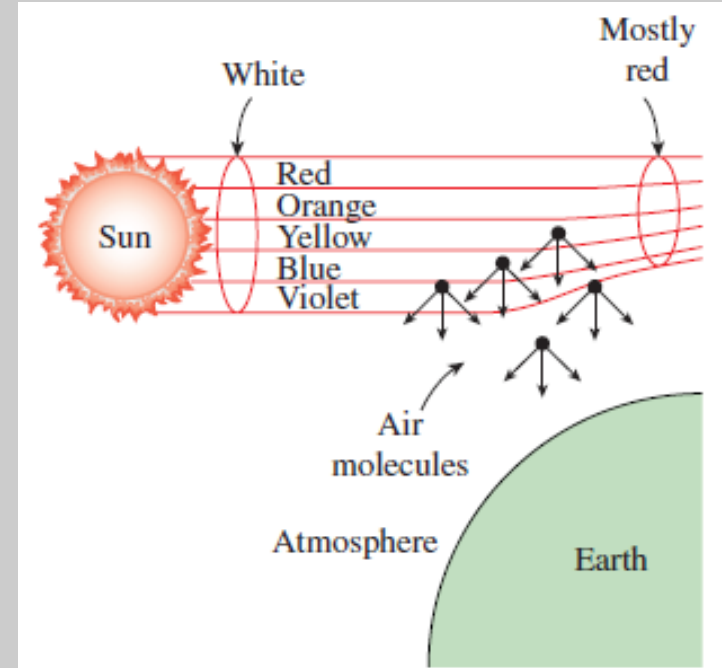


FIGURE 18-8

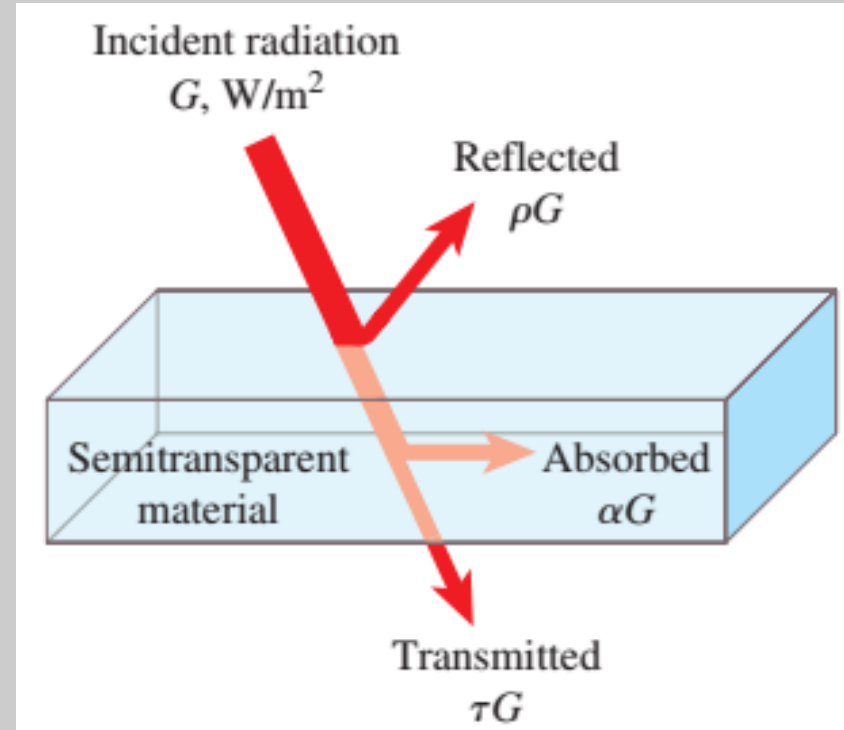
Air molecules scatter blue light much more than they do red light. At sunset, light travels through a thicker layer of atmosphere, which removes much of the blue from the natural light, allowing the red to dominate.

Bir cam yüzeye düşen güneş ışınımının bir kısmı dışarıya yansır, bir kısmı cam içerisinde soğrulur, ve geri kalanı içeriye geçirilir. Enerjinin korunumu gereği geçirilen, yansıtılan ve soğrulan ışınımın toplamı gelen güneş ışınımına eşit olur.

$$\alpha + \rho + \tau = 1$$

güneş enerjisi için camın geçirgenliği T_s , yansıtıcılığı ρ ve soğurganlığı α , gelen ışınımın kesirleri ise sırası ile geçirilen, yansıtılan ve soğurulandır.

Bir yüzeyin yayıcılığı (**emissivity** ε), belli bir sıcaklıktaki karacismin yaydığı ışınım oranını gösterir. Bir yüzeyin yayıcılığı ε ile gösterilir ve sıfır ile bir arasında değişir. $0 \leq \varepsilon \leq 1$ Yayıcılık, bir yüzeyin yayıcılığı $\varepsilon = 1$ olan kara cisme ne kadar yakınlığının ölçüsüdür.



Güneş radyasyonunun yarı şeffaf bir malzeme ile absorbe edilmesi, yansması ve iletimi.

Yüzeylerin radyasyon özellikleri gelen ve yayınım radyasyonu için oldukça farklıdır. Yüzeylerin iki dizi özellikleri olduğu kabul edilir: biri güneş ışınımı için, ve diğeri oda sıcaklığında kızılötesi ışınım için.

❑ Bir yüzeye gelen güneş radyasyonu miktarı

- ❑ Yüzeyin yönü,
- ❑ enlem,
- ❑ yerin yüksekliği,
- ❑ hava nemi,
- ❑ gökyüzünün berraklığı,
- ❑ günün saati.

Tabloda, 40° enlemdeki çeşitli yüzeylerde saatlik güneş radyasyonu olayını vermektedir

- ❑ Veriler diğerk yüksekliklerde de mevcuttur.
- ❑ USA'de yatay bir yüzeye ait günlük ortalama güneş radyasyon değerleri, seçilen şehirler için Tablo 18-3'te verilmektedir. Geniş güneş verileri, dünya genelindeki diğerk yerler için literatürde mevcuttur.
- ❑ Güneş enerjisini yakalamak ve bunlardan faydalı enerji üretmek için bazı özel ekipmanlar gerekir. İleride, ortak güneş sistemlerinin ve uygulamalarının özelliklerini tanımlanarak termodinamik analizleri yapılacaktır.

TABLE 18-2

Comparison of the solar absorptivity α_s of some surfaces with their emissivity ε at room temperature

Surface	α_s	ε
Aluminum		
Polished	0.09	0.03
Anodized	0.14	0.84
Foil	0.15	0.05
Copper		
Polished	0.18	0.03
Tarnished	0.65	0.75
Stainless steel		
Polished	0.37	0.60
Dull	0.50	0.21
Plated metals		
Black nickel oxide	0.92	0.08
Black chrome	0.87	0.09
Concrete	0.60	0.88
White marble	0.46	0.95
Red brick	0.63	0.93
Asphalt	0.90	0.90
Black paint	0.97	0.97
White paint	0.14	0.93
Snow	0.28	0.97
Human skin (Caucasian)	0.62	0.97

TABLE 18-3

Hourly variation of solar radiation incident on various surfaces and the daily totals throughout the year at 40° latitude (from ASHRAE *Handbook of Fundamentals*, Chap. 27, Table 15)

Date	Direction of Surface	Solar Radiation Incident on the Surface,* W/m ²															Daily Total
		Solar Time															
		5	6	7	8	9	10	11	12 noon	13	14	15	16	17	18	19	
Jan.	N	0	0	0	20	43	66	68	71	68	66	43	20	0	0	0	446
	NE	0	0	0	63	47	66	68	71	68	59	43	20	0	0	0	489
	E	0	0	0	402	557	448	222	76	68	59	43	20	0	0	0	1863
	SE	0	0	0	483	811	875	803	647	428	185	48	20	0	0	0	4266
	S	0	0	0	271	579	771	884	922	884	771	579	271	0	0	0	5897
	SW	0	0	0	20	48	185	428	647	803	875	811	483	0	0	0	4266
	W	0	0	0	20	43	59	68	76	222	448	557	402	0	0	0	1863
	NW	0	0	0	20	43	59	68	71	68	66	47	63	0	0	0	489
	Horizontal	0	0	0	51	198	348	448	482	448	348	198	51	0	0	0	2568
	Direct	0	0	0	446	753	865	912	926	912	865	753	446	0	0	0	—
Apr.	N	0	41	57	79	97	110	120	122	120	110	97	79	57	41	0	1117
	NE	0	262	508	462	291	134	123	122	120	110	97	77	52	17	0	2347
	E	0	321	728	810	732	552	293	131	120	110	97	77	52	17	0	4006
	SE	0	189	518	682	736	699	582	392	187	116	97	77	52	17	0	4323
	S	0	18	59	149	333	437	528	559	528	437	333	149	59	18	0	3536
	SW	0	17	52	77	97	116	187	392	582	699	736	682	518	189	0	4323
	W	0	17	52	77	97	110	120	392	293	552	732	810	728	321	0	4006
	NW	0	17	52	77	97	110	120	122	123	134	291	462	508	262	0	2347
	Horizontal	0	39	222	447	640	786	880	911	880	786	640	447	222	39	0	6938
	Direct	0	282	651	794	864	901	919	925	919	901	864	794	651	282	0	—

- Çesitli yüzeylere gelen güneş ışınımının saatlik değişimleri ve 40° enlemde yıl boyu günlük toplamaları (from ASHRAE Handbook of Fundamentals, Chap. 27, Table 15)

July	N	3	133	109	103	117	126	134	138	134	126	117	103	109	133	3	1621
	NE	8	454	590	540	383	203	144	138	134	126	114	95	71	39	0	3068
	E	7	498	739	782	701	531	294	149	134	126	114	95	71	39	0	4313
	SE	2	248	460	580	617	576	460	291	155	131	114	95	71	39	0	3849
	S	0	39	76	108	190	292	369	395	369	292	190	108	76	39	0	2552
	SW	0	39	71	95	114	131	155	291	460	576	617	580	460	248	2	3849
	W	0	39	71	95	114	126	134	149	294	531	701	782	739	498	7	4313
	NW	0	39	71	95	114	126	134	138	144	203	383	540	590	454	8	3068
	Horizontal	1	115	320	528	702	838	922	949	922	838	702	528	320	115	1	3902
	Direct	7	434	656	762	818	850	866	871	866	850	818	762	656	434	7	—
Oct.	N	0	0	7	40	62	77	87	90	87	77	62	40	7	0	0	453
	NE	0	0	74	178	84	80	87	90	87	87	62	40	7	0	0	869
	E	0	0	163	626	652	505	256	97	87	87	62	40	7	0	0	2578
	SE	0	0	152	680	853	864	770	599	364	137	66	40	7	0	0	4543
	S	0	0	44	321	547	711	813	847	813	711	547	321	44	0	0	5731
	SW	0	0	7	40	66	137	364	599	770	864	853	680	152	0	0	4543
	W	0	0	7	40	62	87	87	97	256	505	652	626	163	0	0	2578
	NW	0	0	7	40	62	87	87	90	87	80	84	178	74	0	0	869
	Horizontal	0	0	14	156	351	509	608	640	608	509	351	156	14	0	0	3917
	Direct	0	0	152	643	811	884	917	927	917	884	811	643	152	0	0	—

*Multiply by 0.3171 to convert to Btu/h-ft².

Values given are for the 21st of the month for average days with no clouds. The values can be up to 15 percent higher at high elevations under very clear skies and up to 30 percent lower at very humid locations with very dusty industrial atmospheres. Daily totals are obtained using Simpson's rule for integration with 10-min time intervals. Solar reflectance of the ground is assumed to be 0.2, which is valid for old concrete, crushed rock, and bright green grass. For a specified location, use solar radiation data obtained for that location. The direction of a surface indicates the direction a vertical surface is facing. For example, W represents the solar radiation incident on a west-facing wall per unit area of the wall.

Solar time may deviate from the local time. Solar noon at a location is the time when the sun is at the highest location (and thus when the shadows are shortest). Solar radiation data are symmetric about the solar noon: the value on a west wall before the solar noon is equal to the value on an east wall two hours after the solar noon.

TABLE 18-4Average daily solar radiation on a horizontal surface in selected cities in the United States, in MJ/m²-day.

State and Location	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
Alabama, Birmingham	9.20	11.92	13.67	19.65	21.58	22.37	21.24	20.21	17.15	14.42	10.22	8.40	16.01
Alaska, Anchorage	1.02	3.41	8.18	13.06	15.90	17.72	16.69	12.72	8.06	3.97	1.48	0.56	8.63
Arizona, Tucson	12.38	15.90	20.21	25.44	28.39	29.30	25.44	24.08	21.58	17.94	13.63	11.24	20.44
Arkansas, Little Rock	9.09	11.81	15.56	19.19	21.80	23.51	23.17	21.35	17.26	14.08	9.77	8.06	16.24
California, San Francisco	7.72	10.68	15.22	20.44	24.08	25.78	26.46	23.39	19.31	13.97	8.97	7.04	16.92
Colorado, Boulder	7.84	10.45	15.64	17.94	17.94	20.47	20.28	17.12	16.07	12.09	8.66	7.10	14.31
Connecticut, Hartford	6.70	9.65	13.17	16.69	19.53	21.24	21.12	18.51	14.76	10.68	6.59	5.45	13.74
Delaware, Wilmington	7.27	10.22	13.97	17.60	20.33	22.49	21.80	19.65	15.79	11.81	7.84	6.25	14.65
Florida, Miami	12.72	15.22	18.51	21.58	21.46	20.10	21.10	20.10	17.60	15.67	13.17	11.81	17.38
Georgia, Atlanta	9.31	12.26	16.13	20.33	22.37	23.17	22.15	20.56	17.49	14.54	10.56	8.52	16.43
Hawaii, Honolulu	14.08	16.92	19.42	21.24	22.83	23.51	23.74	23.28	21.35	18.06	14.88	13.40	19.42
Idaho, Boise	5.79	8.97	13.63	18.97	23.51	26.01	27.37	23.62	18.40	12.26	6.70	5.11	15.90
Illinois, Chicago	6.47	9.31	12.49	16.47	20.44	22.60	22.03	19.31	15.10	10.79	6.47	5.22	13.85
Indiana, Indianapolis	7.04	9.99	13.17	17.49	21.24	23.28	22.60	20.33	16.35	11.92	7.38	5.79	14.76
Iowa, Waterloo	6.81	9.77	13.06	16.92	20.56	22.83	22.60	19.76	15.33	10.90	6.70	5.45	14.20
Kansas, Dodge City	9.65	12.83	16.69	21.01	23.28	25.78	25.67	22.60	18.40	14.42	10.11	8.40	17.49
Kentucky, Louisville	7.27	10.22	13.63	17.83	20.90	22.71	22.03	20.10	16.35	12.38	7.95	6.25	14.76
Louisiana, New Orleans	9.77	12.83	16.01	19.87	21.80	22.03	20.67	19.65	17.60	15.56	11.24	9.31	16.35
Maine, Portland	6.70	9.99	13.78	16.92	19.99	21.92	21.69	19.31	15.22	10.56	6.47	5.45	13.97
Maryland, Baltimore	7.38	10.33	13.97	17.60	20.21	22.15	21.69	19.19	15.79	11.92	8.06	6.36	14.54
Massachusetts, Boston	6.70	9.65	13.40	16.92	20.21	22.03	21.80	19.31	15.33	10.79	6.81	5.45	14.08
Michigan, Detroit	5.91	8.86	12.38	16.47	20.33	22.37	21.92	18.97	14.76	10.11	6.13	4.66	13.63
Minnesota, Minneapolis	6.36	9.77	13.51	16.92	20.56	22.49	22.83	19.42	14.65	9.99	6.13	4.88	13.97
Mississippi, Jackson	9.43	12.38	16.13	19.87	22.15	23.05	22.15	19.08	14.54	10.11	6.25	5.11	13.74
Missouri, Kansas City	7.95	10.68	14.08	18.28	21.24	23.28	23.62	20.78	16.58	12.72	8.40	6.70	15.44
Montana, Lewistown	5.22	8.40	12.72	17.15	20.33	23.05	24.53	20.78	15.10	10.22	5.91	4.32	13.97
Nebraska, Lincoln	7.33	10.10	13.65	16.22	19.26	21.21	22.15	18.87	15.44	11.54	7.76	6.20	14.16
Nevada, Las Vegas	10.79	14.42	19.42	24.87	28.16	30.09	28.28	25.89	22.15	17.03	12.15	9.88	20.33

TABLE 18-4Average daily solar radiation on a horizontal surface in selected cities in the United States, in MJ/m²-day.

State and Location	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Average
New Mexico, Albuquerque	11.47	14.99	19.31	24.53	27.60	29.07	27.03	24.76	21.12	17.03	12.49	10.33	19.99
New York, New York City	6.93	9.88	13.85	17.72	20.44	22.03	21.69	19.42	15.56	11.47	7.27	5.79	14.31
North Carolina, Charlotte	8.97	11.81	15.67	19.76	21.58	22.60	21.92	19.99	16.92	13.97	9.99	8.06	16.01
Ohio, Cleveland	5.79	8.63	12.04	16.58	20.10	22.15	21.92	18.97	14.76	10.22	6.02	4.66	13.51
Oklahoma, Oklahoma City	9.88	11.25	16.47	20.33	22.26	24.42	24.98	22.49	18.17	14.54	10.45	8.74	17.15
Oregon, Portland	4.20	6.70	10.68	15.10	18.97	21.24	22.60	19.53	14.88	9.20	4.88	3.52	12.61
Pennsylvania, Pittsburgh	6.25	8.97	12.61	16.47	19.65	21.80	21.35	18.85	15.10	10.90	6.59	5.00	13.63
South Carolina, Charleston	9.77	12.72	16.81	21.12	22.37	22.37	21.92	19.65	16.92	14.54	11.02	9.09	16.58
Tennessee, Memphis	8.86	11.58	15.22	19.42	22.03	23.85	23.39	21.46	17.38	14.20	9.65	7.84	16.24
Texas, Houston	9.54	12.26	15.22	18.06	20.21	21.69	21.35	20.21	17.49	15.10	11.02	8.97	15.90
Utah, Salt Lake City	6.93	10.45	14.76	19.42	23.39	26.46	26.35	23.39	18.85	13.29	8.06	6.02	16.47
Virginia, Norfolk	8.06	10.90	14.65	18.51	20.78	22.15	21.12	19.42	16.13	12.49	9.09	7.27	15.10
Washington, Seattle	3.52	5.91	10.11	14.65	19.08	20.78	21.80	18.51	13.51	7.95	4.20	2.84	11.92
West Virginia, Charleston	7.04	9.65	13.40	17.15	20.21	21.69	20.90	18.97	15.56	11.81	7.72	6.02	14.20
Wisconsin, Green Bay	6.25	9.31	13.17	16.81	20.56	22.49	22.03	18.85	14.20	9.65	5.79	4.88	13.74
Wyoming, Rock Springs	7.61	10.90	15.30	19.42	23.17	26.01	25.78	22.94	18.62	13.40	8.40	6.70	16.58

Data Source: NREL, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, www.rredc.nrel.gov

- ❑ Günümüzde işletilen çoğu güneş kolektörü sıcak su üretmek için kullanılır.
- ❑ Bu sıcak su, normal olarak, mutfak kullanımı, banyo kullanımı, duş vb. için konut ve ticari binalarında kullanılır.
- ❑ Güneşli sıcak suyun bir başka kullanımı endüstriyel tesislerde proses ısınmasıdır.
- ❑ Güneş kolektörleri ayrıca kışın alan ısıtması için de kullanılabilir.
- ❑ Ne yazık ki, çoğu güneş enerjisi ısınmaya ihtiyaç duyulmadığı yaz aylarında kullanılabilir.
- ❑ Bu nedenle, çoğu güneş kolektörü sıcak su üretmek için kullanılır ve güneş enerjisinin yılda 200 günden fazla kullanılabildiği Güney Avrupa ve Asya'da çok yaygındır.

Düz Tabla Güneş Kolektörü



FIGURE 18-10

Solar water collectors on the roof of residential buildings.

■ Şekil 18-10'da gösterilen güneş kolektörü, doğal bir sirkülasyon ile çalışan bir termosifonlu güneş enerjili su ısıtıcısı sistemidir.

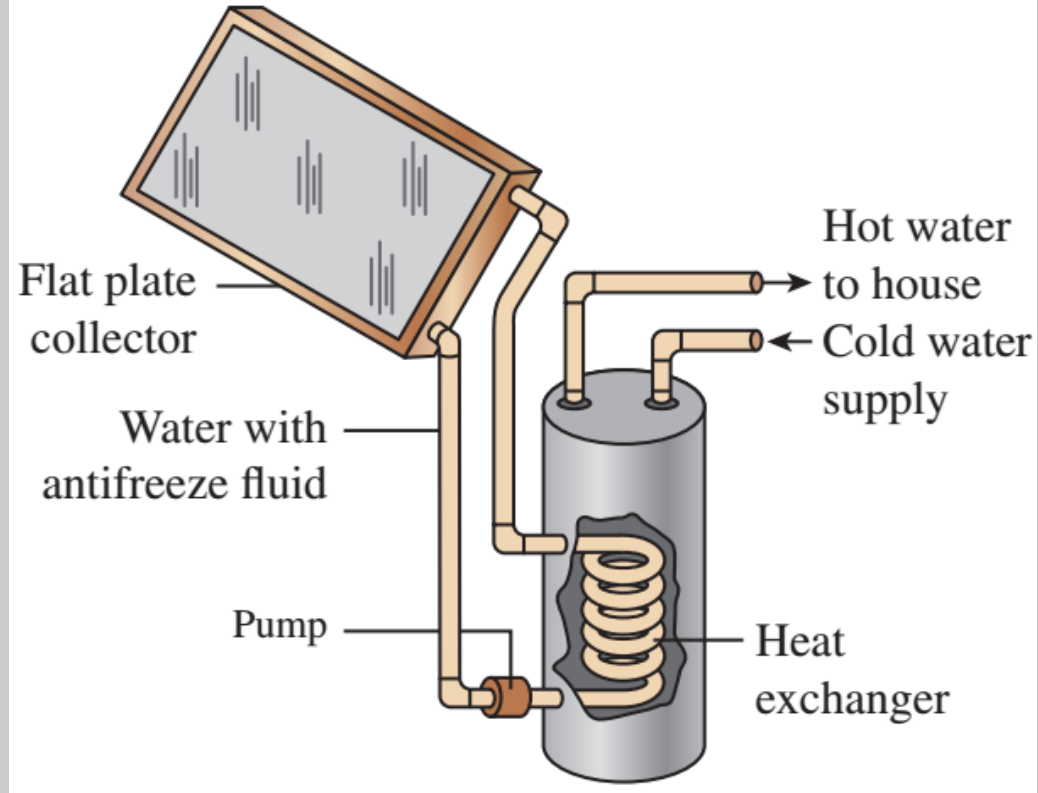
■ **Aktif, kapalı devre güneş enerjili su ısıtıcısı**, antifriz sıvısı içeren suyun dolaşımı için bir pompa kullanır (Fig. 18-11).

■ Antifriz akışkanınının kullanılması, donma noktası altı ortam sıcaklıklarında donma olmamasını sağlar.

■ Antifriz içeren su toplayıcısı ısıtılır ve ısınıp bir ısı eşanjöründeki suya bırakır.

■ Neticede çıkan sıcak su konutta kullanılır.

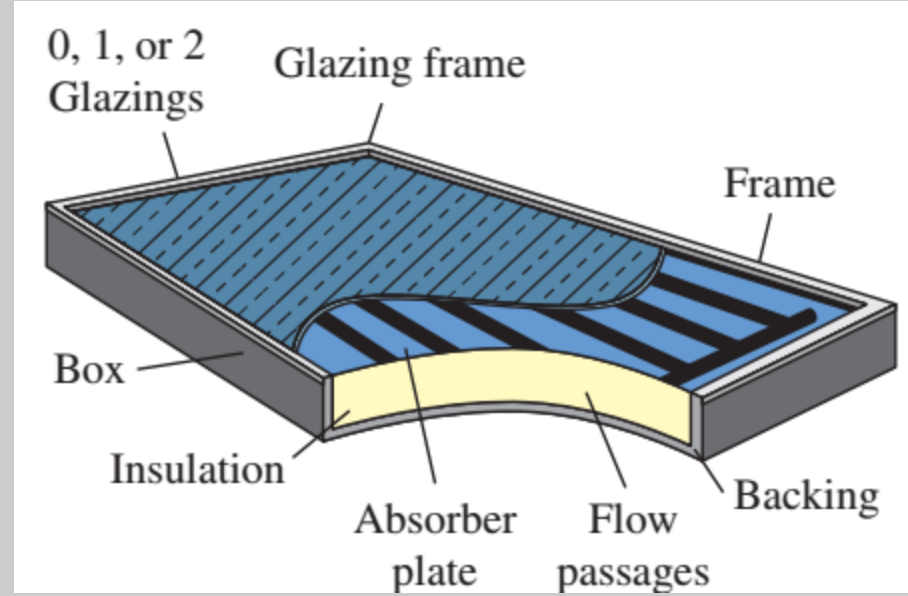
■ Bu sistem, güneş enerjisi mevcut olmadığında sıcak su sağlamak için elektrikli bir dirençli ısıtıcı ile donatılabilir.



ŞEKİL 18-11:
Aktif, kapalı döngülü güneş enerjili su ısıtıcısı.

- Düzlemsel güneş kolektörü, camlar, emici plaka, akış tüpleri, yalıtım cam çerçevesi ve bir kutu muhafazasından oluşur.
- Absorber plaka camın bir türü olan cam yoluyla iletilen güneş enerjisini emer.
- Akış boruları emici plakaya bağlanır ve absorber plakadan ısı absorbe ederek su boruları içine akarken ısıtılır.
- Isı kayıplarını en aza indirmek için kenarlar ve sırtlar izole edilmiştir.
- Absorber plaka tarafından emilen güneş enerjisi oranı:

$$\dot{Q}_{\text{abs}} = \tau\alpha AG$$



ŞEKİL 18-12

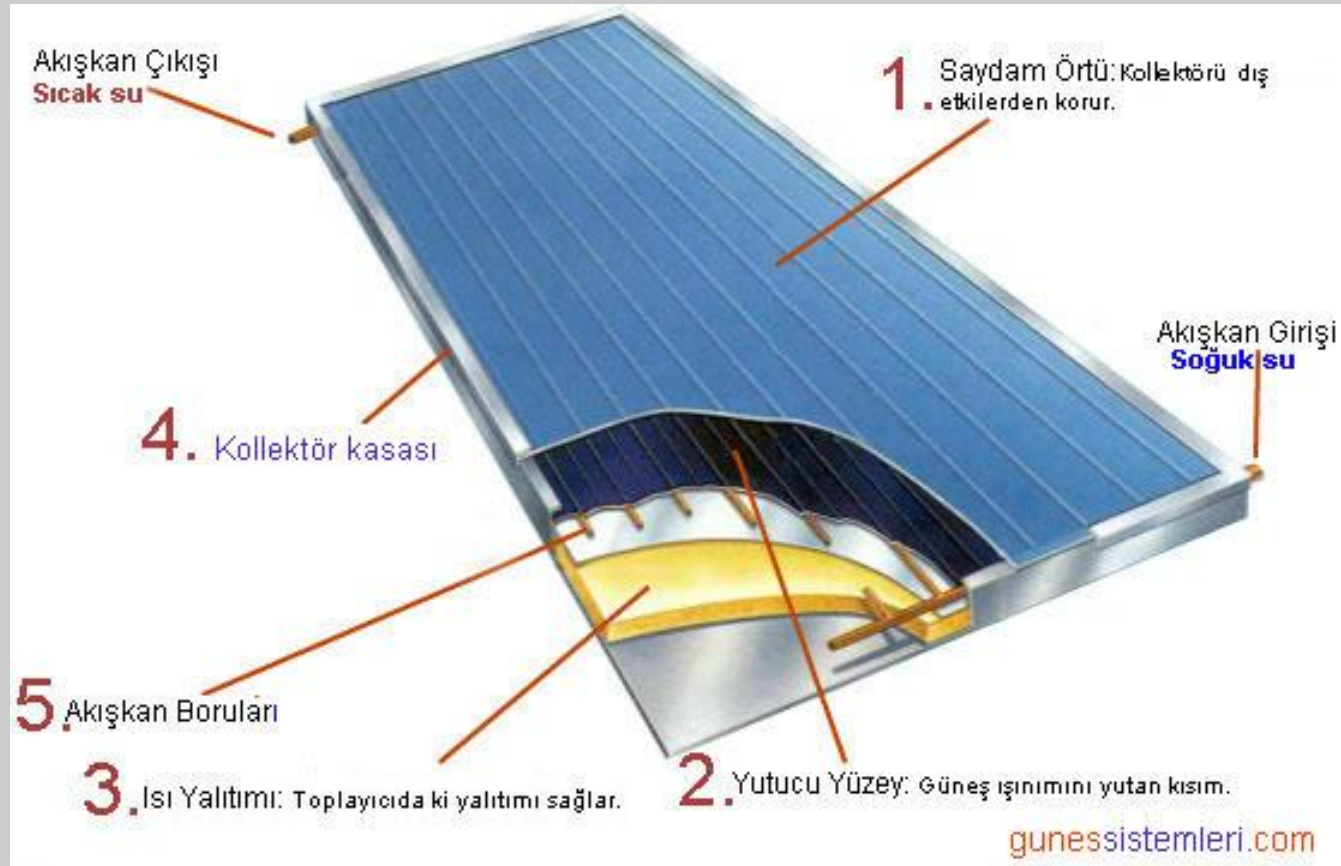
Düzlemsel güneş kolektörünün kesit görünüşü.

τ camın geçirgenliği.

α is the absorptivity of the absorber plate,

A is the area of the collector surface, in m²

G is the solar insolation or irradiation (solar radiation incident per unit surface area), in W/m².



Düzlemsel güneş kolektörü (Düzlemsel toplayıcı)

$$\dot{Q}_{\text{abs}} = \tau\alpha AG$$

Absorber plakanın
soğurduğu güneş
ISISI oranı

$$\dot{Q}_{\text{loss}} = UA(T_c - T_a)$$

Heat is lost from the collector by convection to the surrounding air and by radiation to the surrounding surfaces and sky,

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{\text{useful}} &= \dot{Q}_{\text{abs}} - \dot{Q}_{\text{loss}} \\ &= \tau\alpha AG - UA(T_c - T_a) \\ &= A[\tau\alpha G - U(T_c - T_a)]\end{aligned}$$

The useful heat transferred to the water is the difference between the heat absorbed and the heat lost:

$$\dot{Q}_{\text{useful}} = \dot{m}c_p(T_{w,\text{out}} - T_{w,\text{in}})$$

If the mass flow rate of water flowing through the collector *is known*

U heat loss coefficient, $W/m^2\cdot^{\circ}C$.

c_p specific heat of water, $J/kg\cdot^{\circ}C$.

T_c average collector temperature, $^{\circ}C$

T_a air temperature, $^{\circ}C$

$T_{w,\text{in}}$, $T_{w,\text{out}}$ inlet and outlet water temperatures, $^{\circ}C$

The efficiency of a solar collector may be defined as the ratio of the useful heat delivered to water to the radiation incident on the collector:

$$\eta_c = \frac{\dot{Q}_{\text{useful}}}{\dot{Q}_{\text{incident}}} = \frac{\tau\alpha AG - UA(T_c - T_a)}{AG} = \tau\alpha - U \frac{T_c - T_a}{G}$$

Bu denklem kolektör verimliliğini kolektörün ortalama sıcaklığının bir fonksiyonu olarak verir.

$$\eta_c = \frac{\dot{Q}_{\text{useful}}}{\dot{Q}_{\text{incident}}} = \frac{\tau\alpha AG - UA(T_c - T_a)}{AG} = \tau\alpha - U \frac{T_c - T_a}{G}$$

- If the collector efficiency is plotted against the term $(T_c - T_a)/G$, we obtain a straight line, as shown in figure. Of course, the slope of this line is equal to $-U$.
- Typical values of transmissivity-absorptivity product $\tau\alpha$ and the overall heat transfer coefficient U are given in Table 18–5. Collector efficiency lines are obtained for three different glazing options using the data in Table 18–5.
- An unglazed collector allows more solar radiation input to the collector due to higher $\tau\alpha$ values but also involves higher heat transfer coefficients.
- Even though the $\tau\alpha$ values go down slightly from no glazing to single and double glazing cases, the U value decreases much more significantly, as shown in Table 18–5.

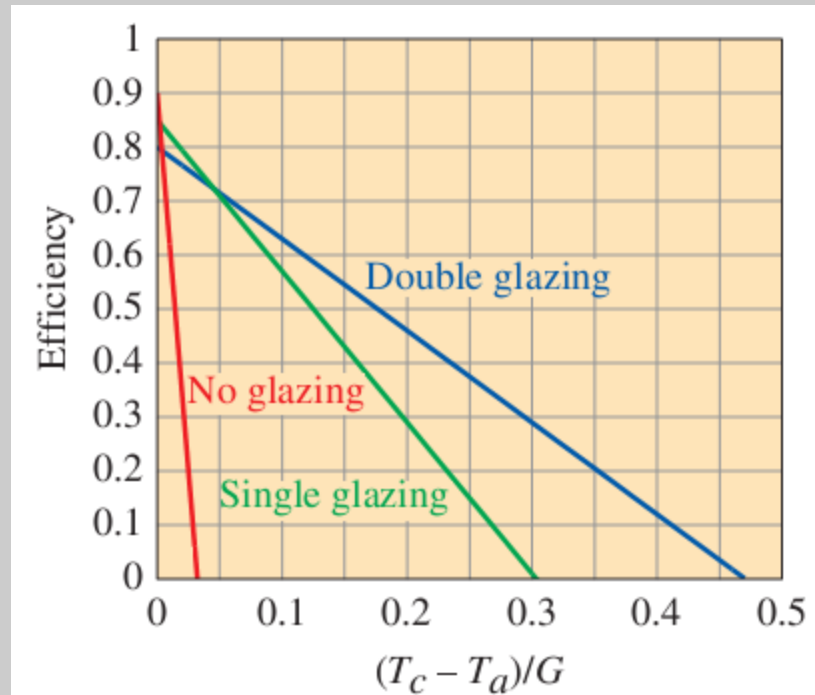


FIGURE 18–13

Collector efficiency for three different collectors. The data in Table 18–5 is used.

TABLE 18–5

Typical flat-plate solar collector properties (Source: Mitchell, 1983)

	$\tau\alpha$	U , W/m ² ·°C	U , Btu/h·ft ² ·°F
No glazing	0.90	28	5
Single glazing	0.85	2.8	0.5
Double glazing	0.80	1.7	0.3

■ Kolektör girişinde bilinen bir sıcaklık mevcut olduğunda, kolektör verimliliği su giriş sıcaklığının bir fonksiyonu olarak tanımlanabilir:

$$\eta_c = F_R \tau \alpha - F_R U \frac{T_{w,in} - T_a}{G}$$

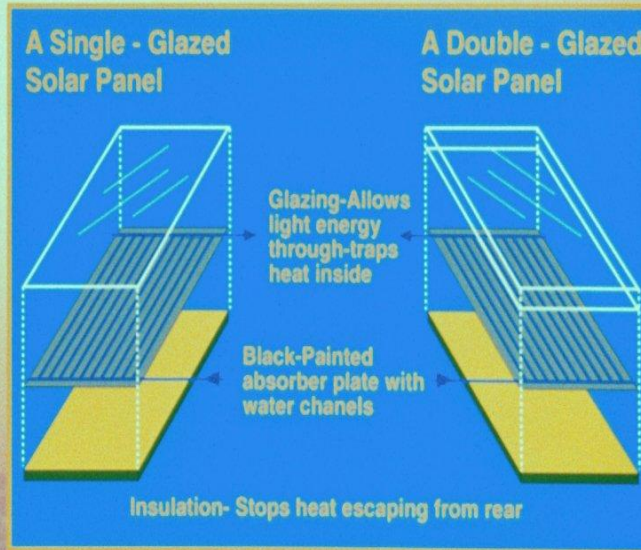
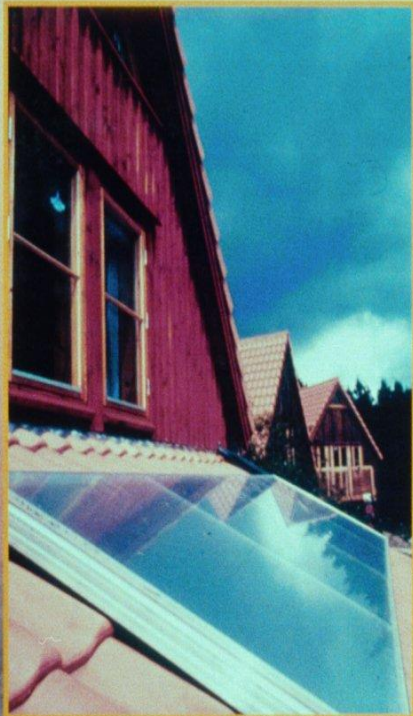
where F_R is the **collector heat removal factor**. Details in the calculation of F_R can be found in Goswami et al. (2000), and Duffie and Beckman (2006). This relation is known as **Hottel-Whillier-Bliss equation**. This equation is also in a linear function format if the collector efficiency is plotted against the term $(T_{w,in} - T_a)/G$. Such a plot is given in Example 18–1. The slope of the resulting straight line is $-F_R U$. The collector efficiency is maximized when the temperature difference and thus the term $F_R U(T_{w,in} - T_a)/G$ is zero. The maximum efficiency in this case is equal to the intercept in the figure, which is equal to $F_R \tau \alpha$.

■ Güneş kolektörü normal olarak yerine sabitlenmiştir. As the angle of solar incident radiation changes throughout the day, the product $\tau\alpha$ also changes. This change can be accounted for by including an incident angle modifier $K_{\tau\alpha}$.

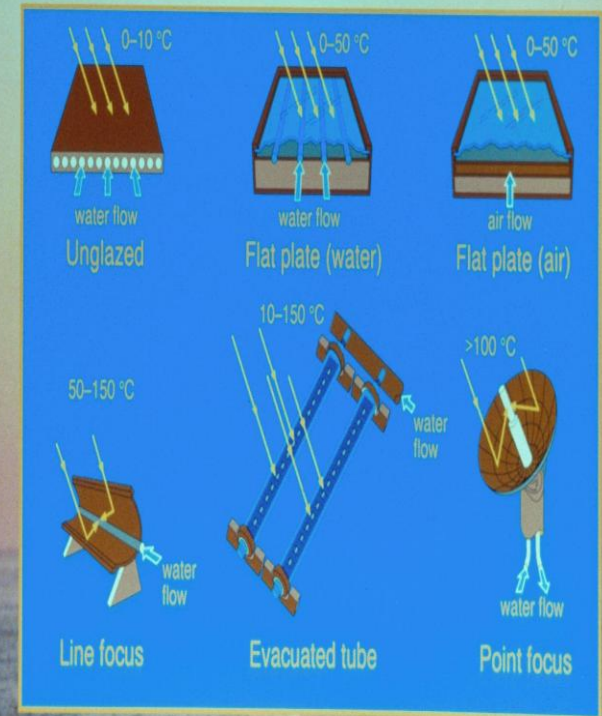
$$\eta_c = F_R\tau\alpha - F_RU \frac{T_{w,in} - T_a}{G}$$

The value of $K_{\tau\alpha}$ is a function of the incident angle, and its value changes between 0 and 1. The standard collector test data are normally based on a value of 1 for $K_{\tau\alpha}$.

Flat Plate Solar Panels



Various Solar Collectors



EXAMPLE 18–1 Efficiency of a Flat-Plate Solar Collector

The specifications of two flat-plate collectors are as follows:

$$\text{Single glazing: } \tau = 0.96, \alpha = 0.96, U = 9 \text{ W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

$$\text{Double glazing: } \tau = 0.93, \alpha = 0.93, U = 6.5 \text{ W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

The heat removal factor for both collectors is 0.95, the solar insolation is 550 W/m^2 , and the ambient air temperature is 23°C . For each collector, determine (a) the collector efficiency if the water enters the collector at 45°C , (b) the temperature of water at which the collector efficiency is zero, and (c) the maximum collector efficiency. Take the incident angle modifier to be 1. (d) Also, plot the collector efficiency as a function of $(T_c - T_a)/G$ for each collector.

Analysis (a) The collector efficiency is determined from Eq. 18–8 for each collector to be

Single glazing:

$$\begin{aligned} \eta_c &= F_R K_{\tau\alpha} \tau \alpha - F_R U \frac{T_{w,\text{in}} - T_a}{G} \\ &= (0.95)(1)(0.96)(0.96) - (0.95)(9 \text{ W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C}) \frac{45^\circ\text{C} - 23^\circ\text{C}}{550 \text{ W/m}^2} \\ &= \mathbf{0.534} \end{aligned}$$

Double glazing:

$$\begin{aligned}\eta_c &= F_R K_{\tau\alpha} \tau\alpha - F_R U \frac{T_{w,in} - T_a}{G} \\ &= (0.95)(1)(0.93)(0.93) - (0.95)(6.5 \text{ W/m}^2\cdot\text{°C}) \frac{45\text{°C} - 23\text{°C}}{550 \text{ W/m}^2} \\ &= \mathbf{0.575}\end{aligned}$$

(b) Setting the collector efficiency zero in Eq. 18–8 gives

Single glazing:

$$\begin{aligned}F_R K_{\tau\alpha} \tau\alpha - F_R U \frac{T_{w,in} - T_a}{G} &= 0 \\ F_R K_{\tau\alpha} \tau\alpha &= F_R U \frac{T_{w,in} - T_a}{G} \\ (0.95)(1)(0.96)(0.96) &= (0.95)(9 \text{ W/m}^2\cdot\text{°C}) \frac{T_{w,in} - 23\text{°C}}{550 \text{ W/m}^2} = 0 \\ T_{w,in} &= \mathbf{79.3\text{°C}}\end{aligned}$$

Double glazing:

$$\begin{aligned}F_R K_{\tau\alpha} \tau\alpha &= F_R U \frac{T_{w,in} - T_a}{G} \\ (0.95)(1)(0.93)(0.93) &= (0.95)(6.5 \text{ W/m}^2\cdot\text{°C}) \frac{T_{w,in} - 23\text{°C}}{550 \text{ W/m}^2} = 0 \\ T_{w,in} &= \mathbf{96.2\text{°C}}\end{aligned}$$

(c) The collector efficiency is maximum when the water temperature is equal to the air temperature $T_{w,in} = T_a$ and thus $T_{w,in} - T_a = 0$. Therefore,

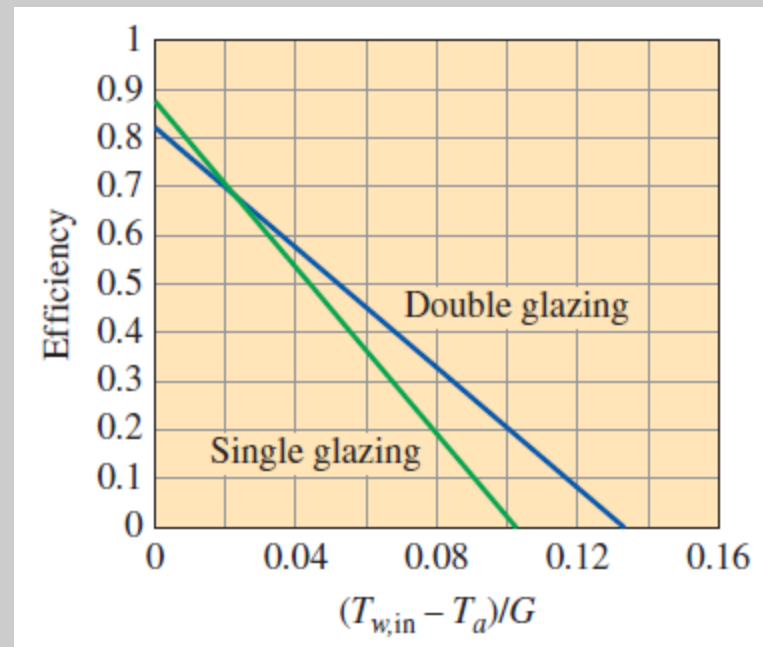
$$\eta_{c,max} = F_R K_{\tau\alpha} \tau\alpha - F_R U \frac{T_{w,in} - T_a}{G} = F_R K_{\tau\alpha} \tau\alpha$$

Single glazing: $\eta_{c,max} = F_R K_{\tau\alpha} \tau\alpha = (0.95)(1)(0.96)(0.96) = \mathbf{0.876}$

Double glazing: $\eta_{c,max} = F_R K_{\tau\alpha} \tau\alpha = (0.95)(1)(0.93)(0.93) = \mathbf{0.822}$

It turns out that the collector with single glazing has a higher maximum efficiency than the collector with double glazing.

(d) We plot the collector efficiency as a function of $(T_c - T_a)/G$ for each collector, as shown in Fig. 18–14. Note that the intercept on the figure represents the maximum collector efficiency, as obtained in part (c).



Konsantre Güneş Kolektörü

- ❑ Daha yüksek sıcaklıklarda sıcak akışkan (su, buhar, hava veya başka bir sıvı), güneş radyasyonunu daha küçük bir alana yoğunlaştırarak konsantre kolektörler kullanarak üretilebilir.
- ❑ En yaygın kullanılan güneş kolektör tipi parabolik çukur kolektörüdür (Şekil 18-15).
- ❑ Konsantre bir kolektörde, güneş ışınları, diyafram alanı A_a olarak adlandırılan kolektör yüzeyinde meydana gelir ve bu radyasyon, daha küçük bir alıcı alana (A_r) yansıtılır veya yönlendirilir.
- Konsantrasyon faktörü CR birden büyüktür.

$$CR = \frac{A_a}{A_r}$$

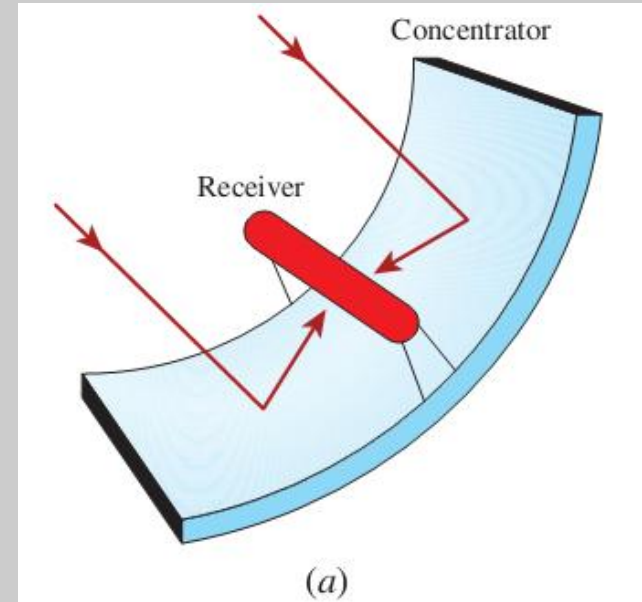


FIGURE 18-15
Parabolic trough collector.
(a) Schematic diagram.

- ❑ Diyafram açıklık - alıcı işlemi etkinliği, yüzeylerin yönlendirme işlevleri ve bunların emici olma ve yansıtma gibi radyasyonel özellikleridir.

- ❑ Bu etkililik, optik verim terimi olan η_{ar} ile ifade edilir. Sonra, kolektöre verilen net güneş radyasyonu oranı şöyledir :

$$\dot{Q}_r = \eta_{ar} A_a G$$

- ❑ Kolektörden olan ısı kaybı oranı :

$$\dot{Q}_{\text{loss}} = UA_r(T_c - T_a)$$

- ❑ Akışkana aktarılan yararlı ısı:

$$\dot{Q}_{\text{useful}} = \dot{Q}_r - \dot{Q}_{\text{loss}} = \eta_{ar} A_a G - UA_r(T_c - T_a)$$

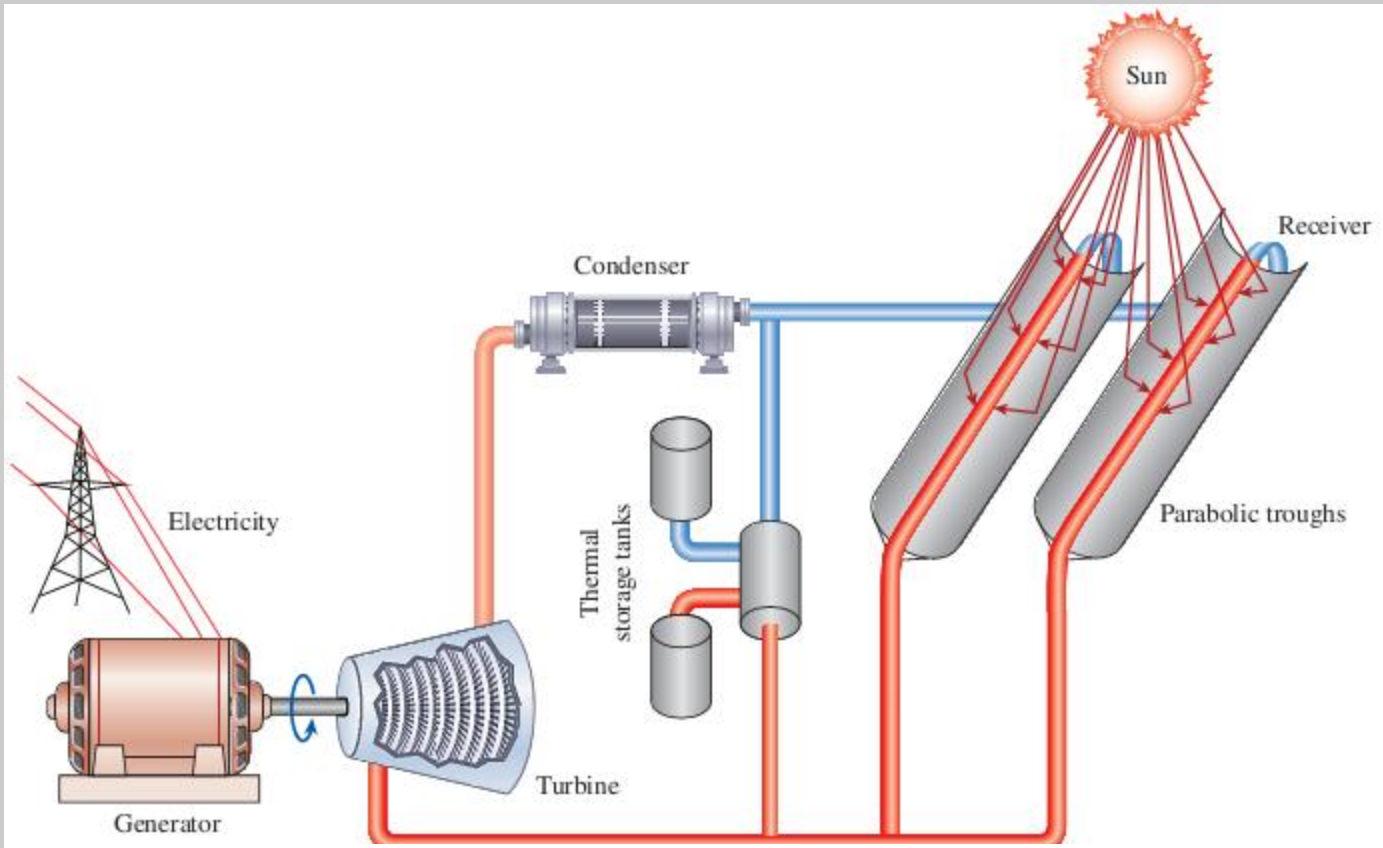
- ❑ Bu güneş kolektörünün termal verimi, akışkana aktarılan faydalı ısı miktarının, toplayıcıya gelen radyasyona oranı olarak tanımlanır:

$$\begin{aligned} \eta_c &= \frac{\dot{Q}_{\text{useful}}}{\dot{Q}_{\text{incident}}} = \frac{\eta_{ar} A_a G - UA_r(T_c - T_a)}{A_a G} \\ &= \eta_{ar} - \frac{UA_r(T_c - T_a)}{A_a G} = \eta_{ar} - \frac{U(T_c - T_a)}{\text{CR} \times G} \end{aligned}$$



Parabolik oluk kolektörler

- ❑ Eğer kolektör verimliliği $(T_c - T_a)/(CR \times G)$ terimine karşı çizilirse, düzlemsel plaka güneş kolektörüne benzer şekilde düz bir çizgi elde ederiz. Bu çizginin eğimi $-U$ ya eşittir.
- ❑ Konsantre güneş kolektörünün alıcısında sıcaklık 400°C ye kadar çıkabilmektedir.
- ❑ Isıtılan akışkan genellikle sudur ve mekan ısıtma ve soğutma işlemlerinde işlemlerinde veya elektrik üretimi için bir buhar türbininde kullanılabilinmektedir.



Parabolik konsantre güneş toplayıcıları kullanan bir güneş yoğunlaştırıcı santral.

Doğrusal Konsantre Güneş Enerjisi Toplama Cihazı

- ❑ Linear concentrating solar power (CSP) toplayıcıları, güneş radyasyonunu doğrusal bir alıcı tüpüne yakalamak ve yansıtmak için kullanılır.
- ❑ Tüp içerisindeki sıvı ısıtılır.
- ❑ Yaygın olan bir uygulama: alıcı tüplerinde buhar üretecek ve bundan elektrik üretecek bir türbin vasıtasıyla çalıştırılacaktır.
- ❑ Kondenserden çıkan su ısıtılarak, kaynatılarak güneş ısını soğurarak aşırı ısınır ve Şekil 18-16'da gösterildiği gibi türbine yönlendirilir, as shown in Fig. 18–16. Bazı mevcut parabolik güneş sistemleri 80 MW elektrik üretmektedir.
- ❑ Parabolik oluk tip kolektörler büyük boy ise, aşırı ısı depolanabilir ve bu ısı gece veya bulutlu günlerde de elektrik üretmek için kullanılabilir.
- ❑ Bu güneş enerji santralleri doğal gaz veya kömür kullanan geleneksel enerji santralleri ile entegre çalıştırılabilir. Santralde elektrik üretimi mümkün olduğunca güneş enerjisiyle sağlanacak ve güneş enerjisi mevcut olmadığında yedek olarak kullanılacak şekilde tasarlanabilecektir.
- ❑ Elektrik üretmek için kullanılan bir güneş sisteminin verimliliği, üretilen güç toplam güneş ışınımı ile bölünmüş olarak tanımlanabilir.
- ❑ A_c güneş ışınımı alan toplayıcı yüzey alanı ve G güneş ışınımıdır.

$$\eta_{th,solar} = \frac{\dot{W}_{out}}{\dot{Q}_{incident}} = \frac{\dot{W}_{out}}{A_c G}$$

Güneş-Enerji Kulesi Tesisi

- ❑ Bir güneş enerjisi kulesi tesisi, güneşi izleyen ve güneş radyasyonunu bir kulenin tepesine monte edilmiş bir alıcıya yansıtan helyostatlar adı verilen geniş bir aynalar dizisi kullanır.
- ❑ Su alıcı sisteminde ısı emilerek ısıtılır, kaynatılır ve kızgın buhar haline gelir. Ortaya çıkan buhar, güç üretmek için bir türbine gönderilir.
- ❑ Türbin shaft işinin elektriğe dönüştürülmesi için bir jeneratör türbine bağlanır.
- ❑ Gün batımından sonra 3-4 saat boyunca elektrik sağlamaya yardımcı olabilecek bir petrol-kum depolama ünitesi bulunmaktadır. Güneş 1 tesisinin toplam maliyeti, fosil yakıtlar ve diğer yenilenebilir enerjilerle çalışan elektrik santrallerinin maliyetinin 5 ila 10 katı olan 14,000 \$/kW civarındadır.
- ❑ Toplayıcıda 900°C ye kadar yüksek sıcaklıklar elde edilmektedir. Erimiş tuz tankları konsantre güneş ışınları ile 500°C'nin üstündeki bir sıcaklığa ulaşır. Su kaynar ve kızdırılmış erimiş tuz tanklarından geçer.
- ❑ Oluşan buhar, güç üretmek için türbinlere yönlendirilir.
- ❑ Türbinden çıkan buhar yoğuşturulur ve ısı makinası döngüsünü tekrar etmek için erimiş tuz tanklarına pompalanır. Santral, güneş ışığını depolayabilir ve günışığı yokken 15 saat süreyle kullanabilir.
- ❑ Tesisin kurulu gücü 19.9 MW ve yılda 110 GWh elektrik üretebilir.



Güneş enerjisi kulesinde (merkezi alıcı sistemler) bulunan bir tesiste, güneşi izleyen ve güneş radyasyonunu bir kulenin tepesine monte edilmiş bir alıcıya yansıtan helyostatlar denilen büyük aynalar kullanılır.

Güneş Havuzu

- ❑ Geleceğin umut verici bir enerji üretimi yöntemi, büyük yapay göllerde birkaç yüz metre derinlikte güneş havuzları adı verilen güneş enerjisini toplamak ve depolamaktır.
- ❑ Güneş enerjisi havuzun tüm bölümleri tarafından emilir ve su sıcaklığı her yerde yükselir.
- ❑ Bununla birlikte havuzun üst kısmında emilen ısının büyük kısmını atmosfere atılmakta ve bunun sonucu olarak sıcaklık düşmektedir.
- ❑ Bu soğuk su havuzun alt kısmı için izolasyon görevi görür ve burada enerjiyi yakalamaya yardımcı olur.
- ❑ Genellikle tuz, bu sıcak suyun tepeye yükselmesini önlemek için havuzun tabanına yerleştirilir.
- ❑ Çalışma sıvısı olarak alkol gibi organik bir akışkan kullanan bir enerji santrali havuzun üst ve alt kısımları arasında çalıştırılabilir.
- ❑ Bir güneş havuz santralinin en büyük dezavantajı düşük termal verimidir.
- ❑ Örneğin, su sıcaklığı yüzeye yakında 35°C ve havuzun dibine yakında 80°C ise, maksimum termal verim Carnot ilişkisinden:

$$\eta_{th,max} = 1 - \frac{T_L}{T_H} = 1 - \frac{(35 + 273) \text{ K}}{(80 + 273) \text{ K}} = 0.127 \text{ or } 12.7 \text{ percent}$$

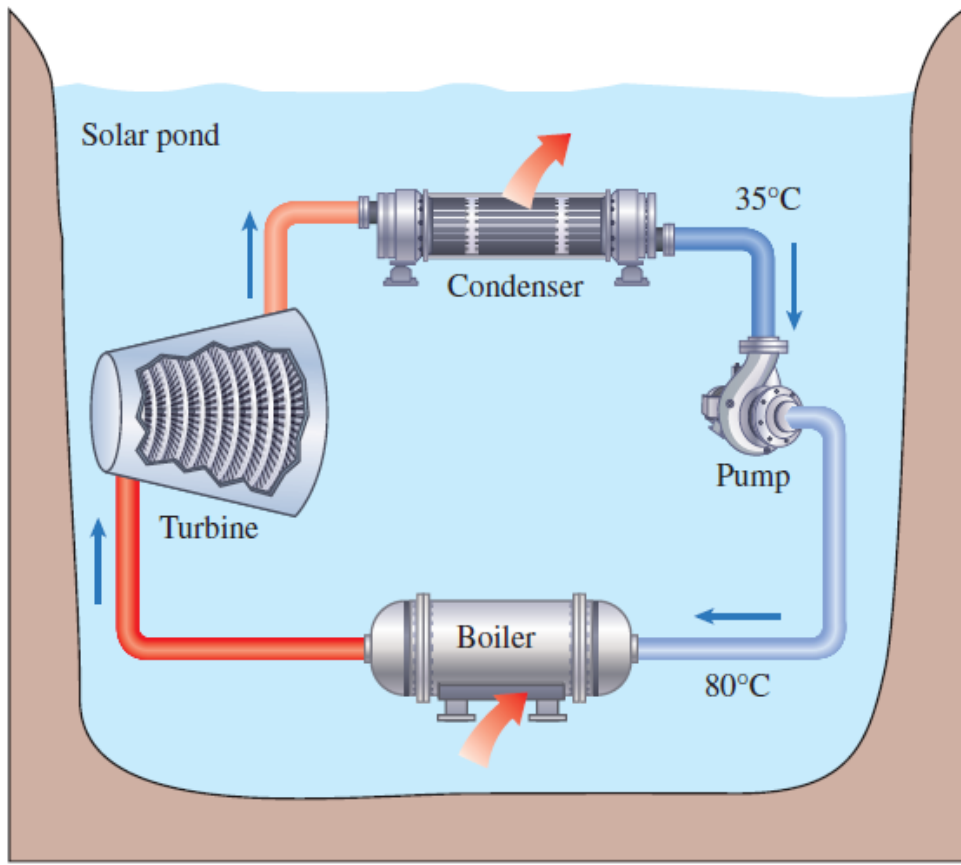


FIGURE 18-18
Operation of a solar pond power plant.

- ❑ An **ocean thermal energy converter (OTEC)** Bir okyanus termal enerji dönüştürücü (**OTEC**) sistemi aynı prensibi kullanır, ancak bu durumda deniz veya okyanus yüzeyindeki su güneş enerjisi emilimi sonucunda daha sıcaktır.
- ❑ Daha derin yerlerde su daha soğuktur.
- ❑ Sonra, yüzey sıcak suyunu ısı kaynağı ve derin soğuk suyunu ısı kuyusu olarak kullanan bir ısı makinesi çalıştırılabilir.
- ❑ Deneyler OTEC ilkesi kullanılarak gerçekleştirilmiş, ancak kurulum maliyeti daha yüksek olması ve termal verimin düşük olması nedeniyle sonuçlar umut verici değildi.

EXAMPLE 18–2 Thermodynamic analysis of a solar-power-tower plant

A solar-power-tower plant is considered for Tucson, Arizona. Heliostats with a total area of 80,000 m² are to be used to reflect solar radiation into a receiver. When the solar irradiation is 950 W/m², steam is produced at 2 MPa and 400°C at a rate of 20 kg/s. This steam is expanded in a turbine to 20 kPa pressure. The isentropic efficiency of the turbine is 85 percent.

(a) Determine the power output and the thermal efficiency of the plant under these operating conditions.

(b) How much electricity can be produced per year if the average thermal efficiency is 15 percent and the generator efficiency is 96 percent?

SOLUTION A solar-power-tower plant is considered. The power output and thermal efficiency of the plant and the annual electricity production are to be determined.

Assumptions 1 Steady operating conditions exist. 2 Kinetic and potential energy changes are negligible.

Analysis (a) Using the turbine isentropic efficiency, the steam properties at the inlet and exit of the turbine are determined as follows (Tables A-4, A-5, A-6):

$$\left. \begin{array}{l} P_1 = 2 \text{ MPa} \\ T_1 = 400^\circ\text{C} \end{array} \right\} \begin{array}{l} h_1 = 3248.4 \text{ kJ/kg} \\ s_1 = 7.1292 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K} \end{array}$$

$$\left. \begin{array}{l} P_2 = 20 \text{ kPa} \\ s_2 = s_1 \end{array} \right\} h_{2s} = 2349.7 \text{ kJ/kg}$$

$$\eta_T = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}} \longrightarrow h_2 = h_1 - \eta_T(h_1 - h_{2s})$$

$$= 3248.4 - (0.85)(3248.4 - 2349.7) = 2484.5 \text{ kJ/kg}$$

Then the power output is

$$\dot{W}_{\text{out}} = \dot{m}(h_1 - h_2) = (20 \text{ kg/s})(3248.4 - 2484.5) \text{ kJ/kg} = \mathbf{15,280 \text{ kW}}$$

The thermal efficiency of this power plant is equal to power output divided by the total solar incident on the heliostats:

$$\eta_{\text{th}} = \frac{\dot{W}_{\text{out}}}{AG} = \frac{15,280 \text{ kW}}{(80,000 \text{ m}^2)(0.950 \text{ kW/m}^2)} = 0.201 \text{ or } \mathbf{20.1\%}$$

(b) The solar data for Tucson, Arizona is given in Table 18–4. The daily average solar irradiation for an entire year on a horizontal surface is given to be

20.44 MJ/m² · day. Multiplying this value with 365 days of the year gives an estimate of total solar irradiation on the heliostat surfaces. Using the definition of the thermal efficiency,

$$W_{\text{out}} = \eta_{\text{th, avg}} AG = (0.15)(80,000 \text{ m}^2)(20,440 \text{ kJ/m}^2 \cdot \text{day})(365 \text{ days}) \left(\frac{1 \text{ kWh}}{3600 \text{ kJ}} \right)$$

$$= 2.487 \times 10^7 \text{ kWh}$$

This is total work output from the turbine. The electrical energy output from the generator is

$$W_{\text{elect}} = \eta_{\text{gen}} W_{\text{out}} = (0.96)(2.487 \times 10^7 \text{ kWh}) = \mathbf{2.387 \times 10^7 \text{ kWh}}$$

This solar power plant has a potential to generate 24 millions kWh of electricity per year. If the electricity is sold at a price of \$0.10/kWh, the potential revenue from selling of electricity becomes \$2.4 millions per year.

Fotovoltaik Hücre

- ❑ Elektrik enerjisi, güneş enerjisini toplamak ve bir sıvıya aktarmak ve bu sıvıyı bir türbin içine yönlendirmek için güneş kolektörleri kullanarak üretilebilir.
- ❑ Bu yol, güneş enerjisinin elektriğe dolaylı olarak dönüştürülmesi olarak görülebilir.
- ❑ Güneş radyasyonunun doğrudan elektrik enerjisine dönüştürülmesi fotovoltaik hücre sistemlerinin kullanımını ile mümkündür.
- ❑ Bir fotovoltaik sistem bir dizi güneş pilinden oluşur.
- ❑ Güneş pillerinin çalışmasının anlaşılması, atom teorisinin ve yarı iletken teorisinin fiziğini gerektirir.
- ❑ Hücre bir *p*-tipi yarı iletken ve bir *n*-tipi yarıiletken içerir.
- ❑ Silikon bir yarı iletken malzeme olarak güneş pillerinde yaygın olarak kullanılır.
- ❑ Silikon, *p*-tipi yarı iletken üretmek için bor ile dopingle *n*-tipi yarı iletken üretmek üzere fosfor ile dopingle edilmiştir.
- ❑ Bir güneş pilinin *p*-*n* bağlantısında akım yoğunluğu akışı vardır (Fig. 18–19).

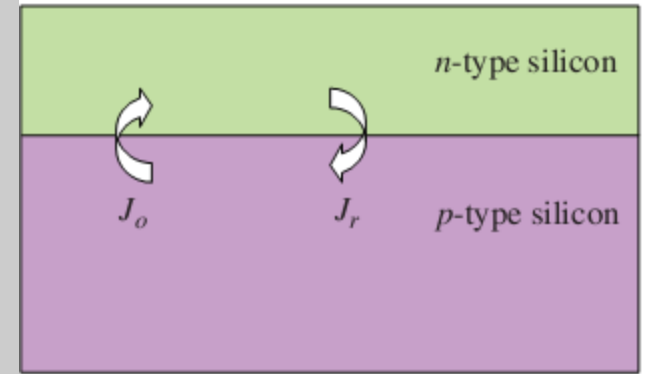


FIGURE 18–19

A simplified model for current density at *p*-*n* junction.

- Akım yoğunluğu J , hücre yüzeyi alanı A ve üzerindeki akım I olarak tanımlanır.
- n-tipi yarı iletken den p-tipi yarıiletkene akım yoğunluğu akımı J_r ile gösterilir ve ışığa bağlı rekombinasyon akımı denir ve p-tipinden n-türüne olan akım yoğunluğu J_o ile gösterilir ve karanlık akım veya ters doymuş akım denir. Işıklandırılmış bir güneş pilinde, bağıntıya göre $J_r - J_o$ ile orantılıdır:

$$J_r = J_o \exp\left(\frac{e_o V}{kT}\right)$$

where $e_o = 1.6 \times 10^{19}$ J/V is equal to charge of one electron, $k = 1.381 \times 10^{23}$ J/K is Boltzmann's constant, V is voltage, and T is the cell temperature. The junction current density J_j is equal to algebraic sum of J_r and J_o :

$$J_j = J_r - J_o = J_o \left[\exp\left(\frac{e_o V}{kT}\right) - 1 \right]$$

- Güneş pili için eşdeğer devre Şekil 18–20 'de verilmiştir. The current output density J_s bağlantı veya yüke doğru akar. Yük akımı yoğunluğu J_L is given by

$$J_L = J_s - J_j = J_s - J_o \left[\exp\left(\frac{e_o V}{kT}\right) - 1 \right]$$

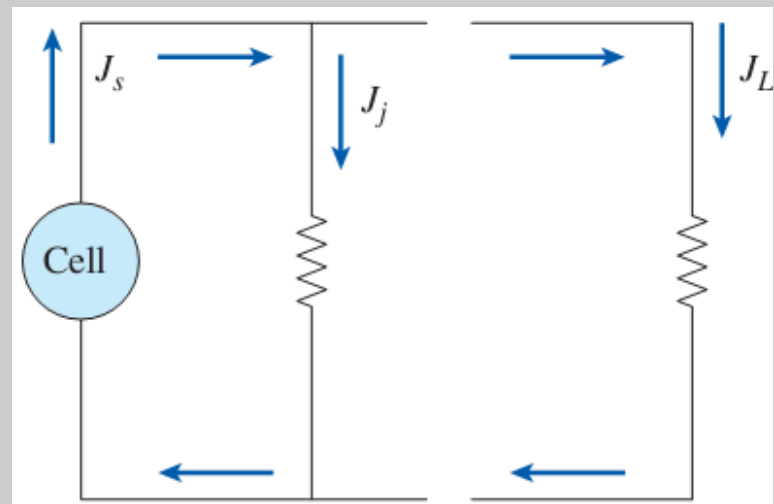


FIGURE 18–20

Equivalent circuit for solar cell.

- ❑ The voltage is zero $V = 0$ hücre kısa devre yaptığında and thus $J_s = J_L$
- ❑ Devre açıkken hücre çıkışı birleşme noktasından geçiyor and $J_L = 0$.
- ❑ Bu durumda voltaja açık devre voltajı denir, Voc. Equation 18–17 can be solved for V_{oc} to yield

$$V_{oc} = \frac{kT}{e_o} \ln \left(\frac{J_s}{J_o} + 1 \right)$$

- ❑ Yük akım yoğunluğunun J_L kısa devre akım yoğunluğuna J_s oranı için bir ifade Eq. 18–17 by J_s :

$$\frac{J_L}{J_s} = 1 - \frac{J_o}{J_s} \left[\exp\left(\frac{e_o V}{kT}\right) - 1 \right]$$

- ❑ Yüke verilen güç çıktısı:

$$\dot{W} = J_L VA$$

- ❑ where A is the cell area. Substituting J_L from Eq. 18–19 into Eq. 18–20 gives

$$\dot{W} = VAJ_s - VAJ_o \left[\exp\left(\frac{e_o V}{kT}\right) - 1 \right]$$

- ❑ Differentiating Eq. 18–21 with respect to voltage V and türevin sıfıra eşitlenmesi maksimum güç çıkışı için maksimum yük voltajı verir:

$$\exp\left(\frac{e_o V_{max}}{kT}\right) = \frac{1 + J_s/J_o}{1 + \frac{e_o V_{max}}{kT}}$$

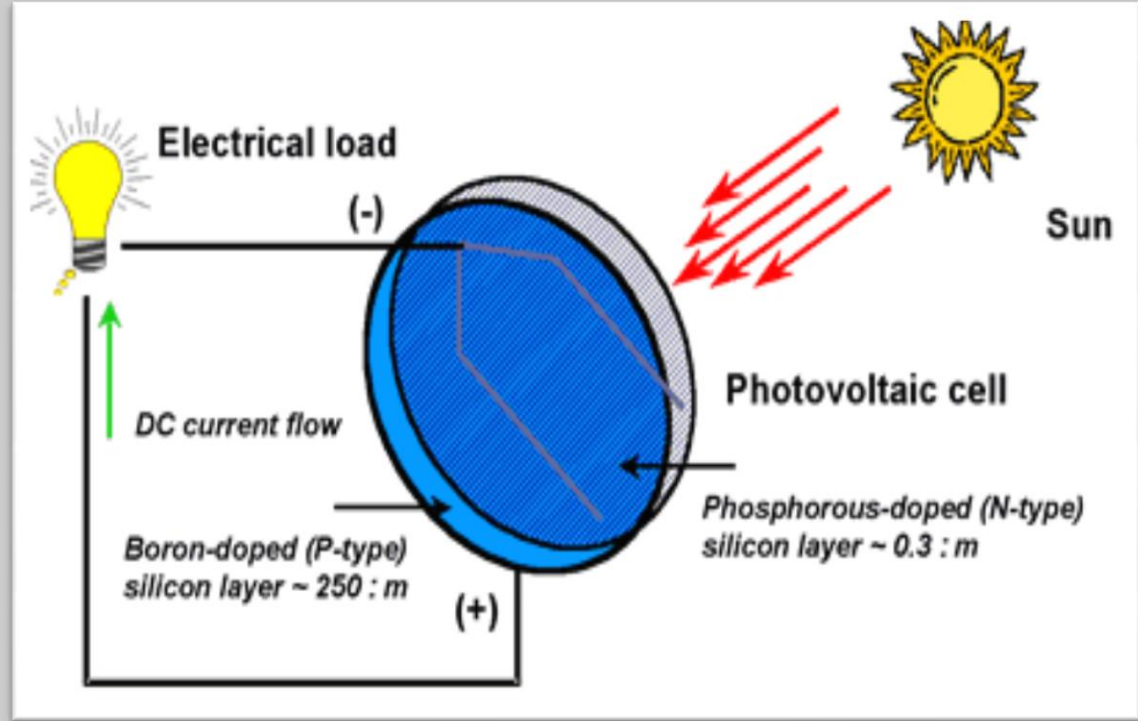
Bu denklemde maksimum gerilimin V_{max} üstü örtülü olduğuna dikkat edin. V_{max} için çözümde deneme yanılma yaklaşımı veya denklem çözücü gerekir.

Hücrenin maksimum güç eldesi

$$\dot{W}_{\max} = \frac{AV_{\max}(J_s + J_o)}{1 + \frac{kT}{e_o V_{\max}}}$$

Bir güneş pilinin maksimum dönüşüm verimliliği şu şekilde yazılabilir:

$$\eta_{\text{cell}} = \frac{\dot{W}}{AG}$$



Bir güneş pilinin dönüşüm verimi şu şekilde ifade edilebilir:

$$\eta_{\text{cell,max}} = \frac{\dot{W}_{\max}}{AG} = \frac{AV_{\max}(J_s + J_o)}{AG\left(1 + \frac{kT}{e_o V_{\max}}\right)} = \frac{V_{\max}(J_s + J_o)}{G\left(1 + \frac{kT}{e_o V_{\max}}\right)}$$

- Denklem 18-19 ve Eq. 18-18, açık devre voltajının belirli bir değeri V_{oc} için yük voltajının bir fonksiyonu olarak J_L/J_s akım yoğunluğu oranını çizmek için kullanılabilir.
- Ayrıca, yük voltajına karşı maksimum güce göre normalize edilmiş güç çıkışı çizmek için Eq. 18-22 ve 18-23 kullanılabilir.
- Şekil 18-21'deki çizimler $V_{oc} = 0.55 \text{ V}$ ve $T = 300 \text{ K}$ ile elde edilmiştir. Yüksek kaliteli bir silikon güneş pilinin yaklaşık 0.6 V'luk açık devre voltajı üretebileceğini unutmayın.
- Kısa devre durumunda ($J_L = J_s$ or $J_L/J_s = 1$), voltaj ve güç çıkışı sıfırdır.
- Açık devre voltaj durumu için ($J_L = 0$), voltaj 0.55 V'dir ve güç çıkışı da sıfırdır.

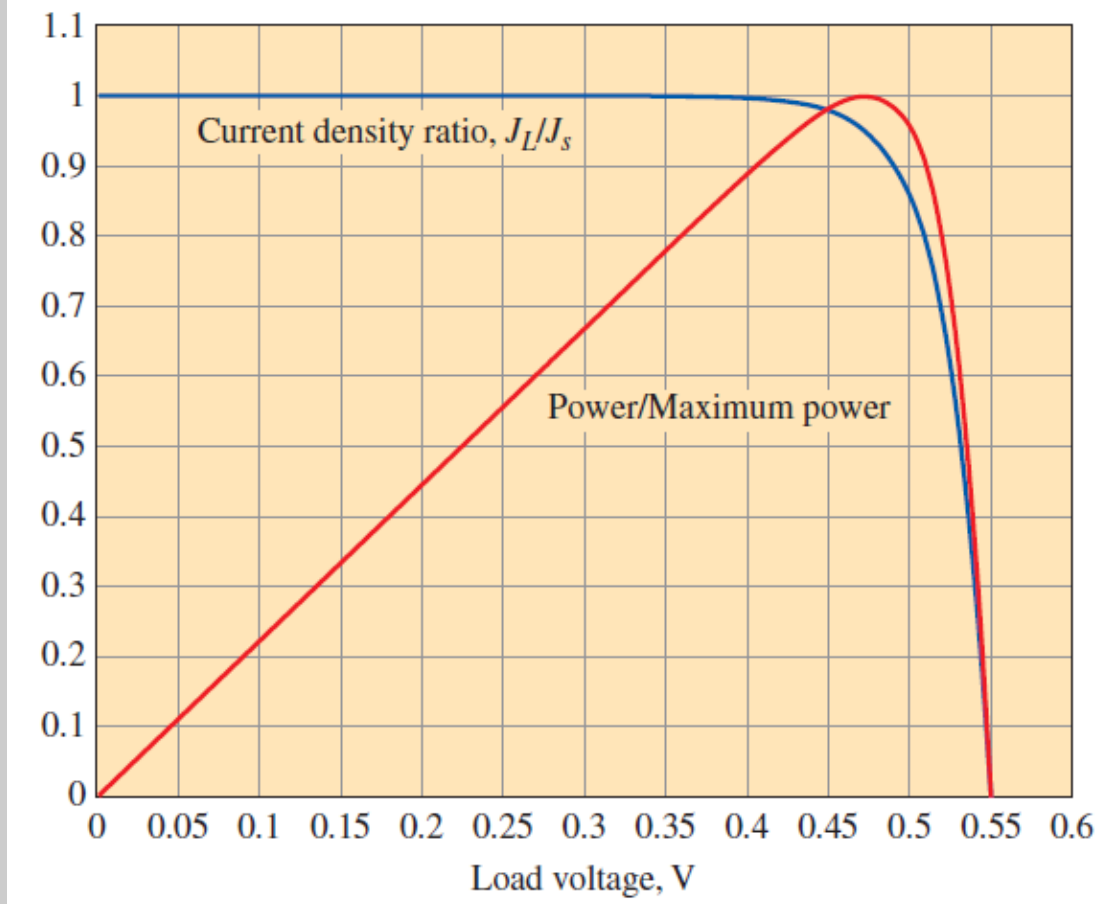


FIGURE 18-21

Current density ratio J_L/J_s and power output ratio \dot{W}/\dot{W}_{\max} in a solar cell as a function of load voltage.

Maksimum güç, açık devre voltajına yakın bir voltajda elde edilir; bu durumda 0.47 Akım yoğunluğu oranı, açık devre voltajına erişilinceye kadar bire yakın kalır. Ardından, açık devre durumunda sıfır olmadan önce hızla azalır. Şekil 18-21'de gösterilen eğilimler ve özellikler çoğu güneş pilinde tipik olarak benzerdir.

EXAMPLE 18–3 Analysis of a Solar Cell

A solar cell has an open circuit voltage value of 0.62 V with a reverse saturation current density of $2.253 \times 10^{-9} \text{ A/m}^2$.

(a) For a temperature of 20°C , determine the load voltage at which the power output is maximum.

(b) If the solar irradiation is 770 W/m^2 , determine the efficiency of the solar cell at a load voltage of 0.5 V.

(c) Determine the cell area for a power output of 500 W at a load voltage of 0.5 V.

SOLUTION A solar cell with a specified value of open circuit voltage is considered. The load voltage for maximum power output, the efficiency of the cell at a specified voltage, and the cell area for specified values of power output and load voltage are to be determined.

Analysis (a) The current output density is determined from Eq. 18–18 to be

$$V_{oc} = \frac{kT}{e_o} \ln\left(\frac{J_s}{J_o} + 1\right)$$
$$0.62 \text{ V} = \frac{(1.381 \times 10^{-23} \text{ J/K})(293 \text{ K})}{1.6 \times 10^{-19} \text{ J/V}} \ln\left(\frac{J_s}{2.253 \times 10^{-9} \text{ A/m}^2} + 1\right)$$
$$J_s = 100 \text{ A/m}^2$$

The load voltage at which the power output is maximum is determined from Eq. 18-22 using EES to be

$$\exp\left(\frac{e_o V_{\max}}{kT}\right) = \frac{1 + J_s/J_o}{1 + \frac{e_o V_{\max}}{kT}}$$

$$\exp\left(\frac{(1.6 \times 10^{-19} \text{ J/V})V_{\max}}{(1.381 \times 10^{-23} \text{ J/K})(293 \text{ K})}\right) = \frac{1 + (100 \text{ A/m}^2/2.253 \times 10^{-9} \text{ A/m}^2)}{1 + \frac{(1.6 \times 10^{-19} \text{ J/V})V_{\max}}{(1.381 \times 10^{-23} \text{ J/K})(293 \text{ K})}}$$

$$V_{\max} = \mathbf{0.5414 \text{ V}}$$

(b) The load current density is determined from Eq. 18-19:

$$\frac{J_L}{J_s} = 1 - \frac{J_o}{J_s} \left[\exp\left(\frac{e_o V}{kT}\right) - 1 \right]$$

$$\frac{J_L}{100 \text{ A/m}^2} = 1 - \frac{2.253 \times 10^{-9} \text{ A/m}^2}{100 \text{ A/m}^2} \left[\exp\left(\frac{(1.6 \times 10^{-19} \text{ J/V})(0.5 \text{ V})}{(1.381 \times 10^{-23} \text{ J/K})(293 \text{ K})}\right) - 1 \right]$$

$$J_L = 99.12 \text{ A/m}^2$$

The power output per unit area of the cell is

$$\dot{W}/A = J_L V = (99.12 \text{ A/m}^2)(0.5 \text{ V}) \left(\frac{1 \text{ W}}{1 \text{ AV}} \right) = 49.56 \text{ W/m}^2$$

Then, the cell efficiency becomes

$$\eta_{\text{cell}} = \frac{\dot{W}/A}{G} = \frac{49.56 \text{ W/m}^2}{770 \text{ W/m}^2} = 0.0644 \text{ or } \mathbf{6.44\%}$$

(c) Finally, the cell area for a power output of 500 W is

$$A = \frac{\dot{W}}{\dot{W}/A} = \frac{500 \text{ W}}{49.56 \text{ W/m}^2} = \mathbf{10.1 \text{ m}^2}$$

This is a large area for a power production of only 500 W, and this is due to low concentration of solar energy.

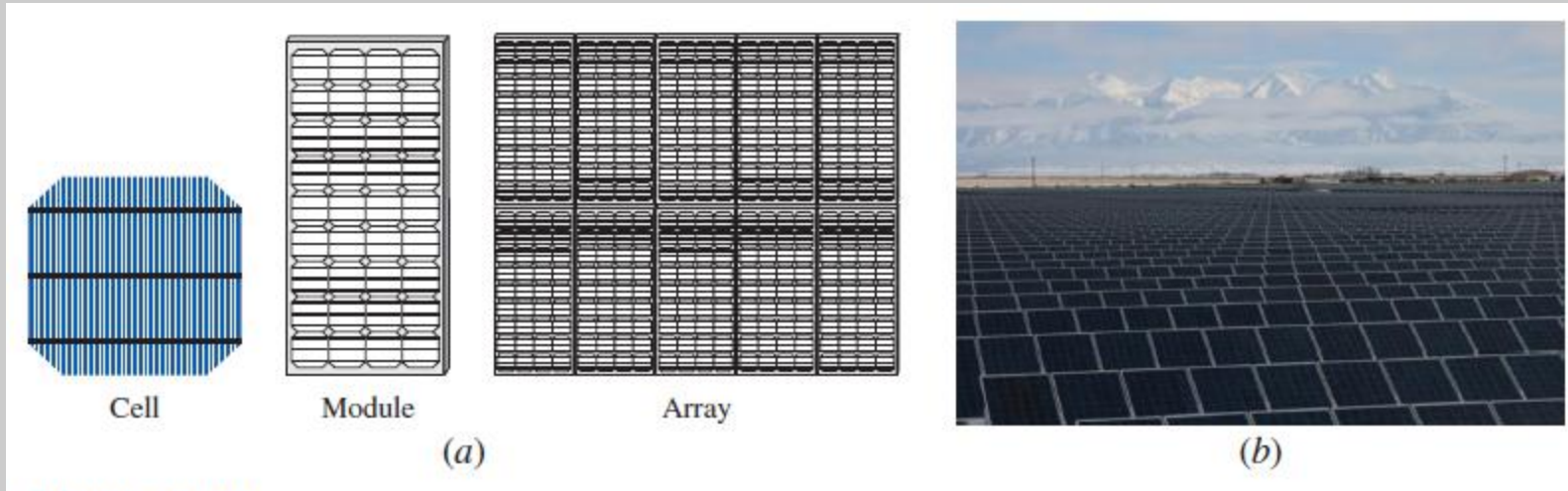
- ❑ Bir güneş pilinde meydana gelen güneş radyasyonu olayı güneşten kaynaklanır.
- ❑ Bir yakıt hücresinin üst limit verimi için, güneşin efektif yüzey sıcaklığı (5780 K) ve 298 K çevre sıcaklığı kullanılarak, Carnot veriminden (**Carnot efficiency relation**) belirlenebilir:

$$\eta_{\text{cell, max}} = 1 - \frac{T_L}{T_H} = 1 - \frac{298 \text{ K}}{5780 \text{ K}} = 0.948 \text{ or } 94.8 \text{ percent}$$

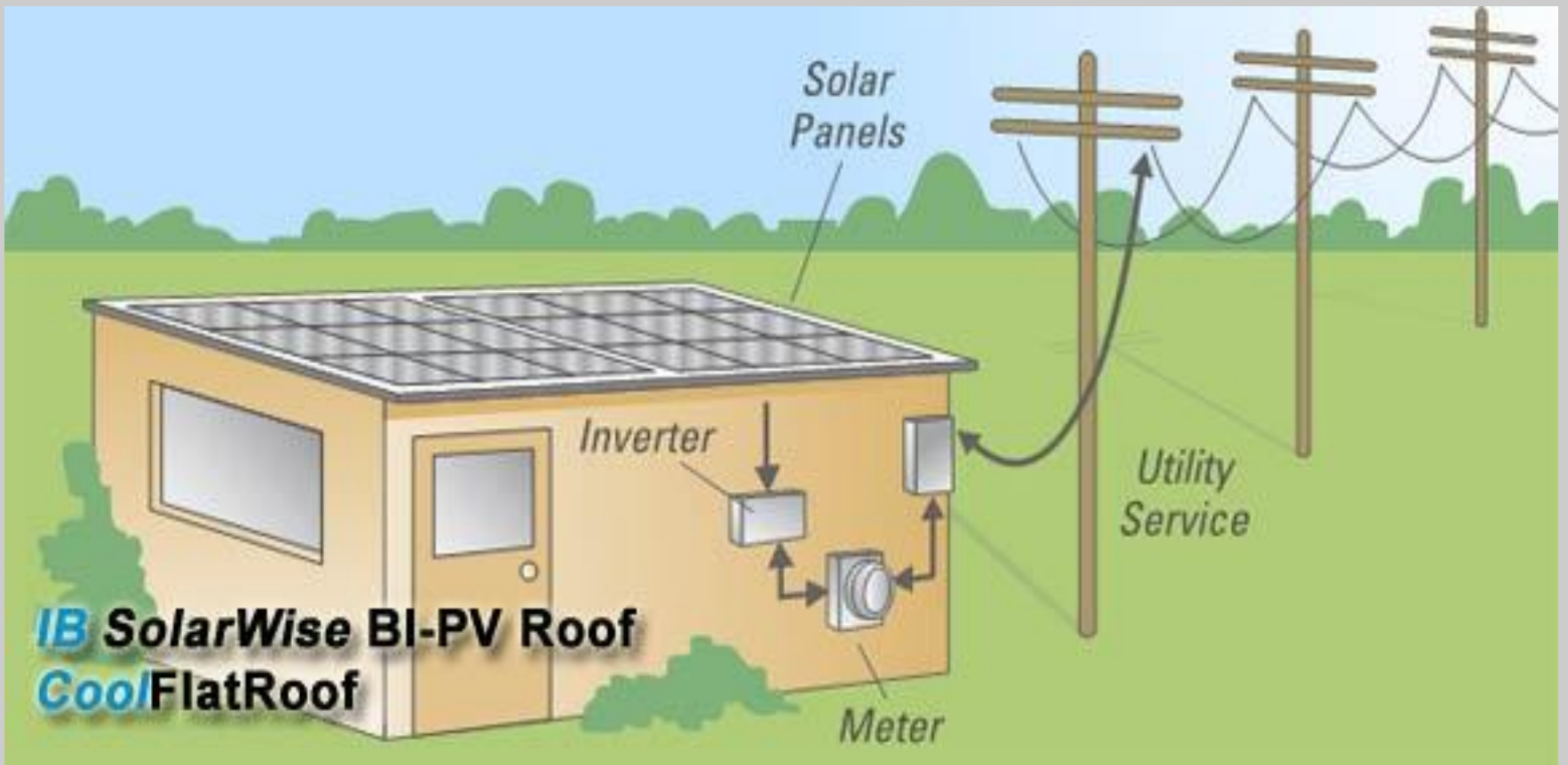
Silikon, güneş pillerinde yaygın olarak kullanılmaktadır, ancak ticari silikon güneş pilleri düşük bir verimliliğe sahiptir (between 15 and 20 percent).

Diğer malzemeler, güneş pilinin verimliliğini artırmak için kapsamlı bir şekilde test edilmektedir.

- ❑ Bunlar arasında kadmiyum tellürür, kadmiyum sülfür, bakır indiyum diselenid, galyum arsenür, galyum fosfit ve indiyum fosfat bulunur.
- ❑ Bakır indiyum diselenid ve galyum arsenür en umut verici maddeler arasındadır.
- ❑ Laboratuvar ortamında galyum arsenit güneş pilleri için yüzde 40'lık bir verimlilik sağlanmıştır.
- ❑ Yüksek güneş radyasyonu ile çoklu bağlantılı tasarımının kullanılması araştırması % 43'lük bir verimliliğe sebep olmuştur. Bununla birlikte, yüksek verimli güneş pillerinin maliyeti silikon güneş pillerinden çok daha fazla gibi görünüyor.
- ❑ Tek bir güneş pili, yalnızca 1 ila 2 W'lık bir güç üretir.
- ❑ Çoklu hücrelerin modüller oluşturulması için bir araya bağlanması ve modüllerin dizilere bağlanması, böylece makul miktarda güç üretilebilir sistemleri oluşturur (Fig. 18–22).
- ❑ Bu yolla, talebe bağlı olarak hem küçük hem de büyük fotovoltaik sistemler kurulabilir.



(a) Bir fotovoltaik sistem genellikle modüller birleştirilerek elde edilen dizilerden oluşur ve modüller tek tek hücrelerden oluşur. (b) Güneş dizileri.



PV sistemi, DC akımı üretir.

DC akımı, AC akım haline geldiği bir Inverter'e girer.

Evinizin veya binanızın elektrik devresine bir invertör bağlanır ve ayrıca bu sayacıdır.

Fazla elektrik şebekeye aktarılırken, siz gereken tüm elektriğinizi kullanırsınız.

Şebekeye giden elektrik, şebeke ölçme aracınız aracılığıyla, genelde bir perakende fiyatla satın alınır.

Bu seçenek birçok kamu hizmetleri şirketi tarafından sunulmamakla birlikte, sayı artmaktadır. 2002'de, net ölçüm programlarına katılan 4.472 müşteri var. 2007'de net ölçme programını kullanan 48,820 müşteri vardı.

Pasif Güneş Uygulamaları

- ❑ Mekanik ekipman içermeyen mühendislik tasarımıyla güneş enerjisinin kullanımı, güneş enerjisinin pasif kullanımı olarak adlandırılır.
- ❑ Bir ev kışın maksimum güneş enerjisi (**ısıtma yükünü azaltmak için**) ve yaz aylarında minimum güneş ısı kazancı (**soğutma yükünü azaltmak için**) almak üzere tasarlanmış ve inşa edilmişse önemli enerji tasarrufu sağlanabilir.
- ❑ Bu, duvarların ve pencerelerin oryantasyon seçimini, pencere boyutunu ve türünü, duvar malzemelerini ve duvar yüzeylerinin yüzey rengini ve perdahlamasını içerebilir.
- ❑ Trombe duvarlar olarak adlandırılan koyu renkli kalın taş duvarlar, güneş enerjisini emmek, gün boyunca depolamak ve gece boyunca eve bırakmak için pasif güneş evlerinin güney tarafında yaygın olarak kullanılır.
- ❑ Ayrıca, havalandırma delikleri, oda havasının, trombo duvarı ile cam arasındaki paralel akış kanalına girmesi, ısıtılması sırasında yükselmesi ve üst havalandırma deliğinden odaya girmesi için, trombo duvarlarının tabanında ve üstünde yaygın olarak bulunur.

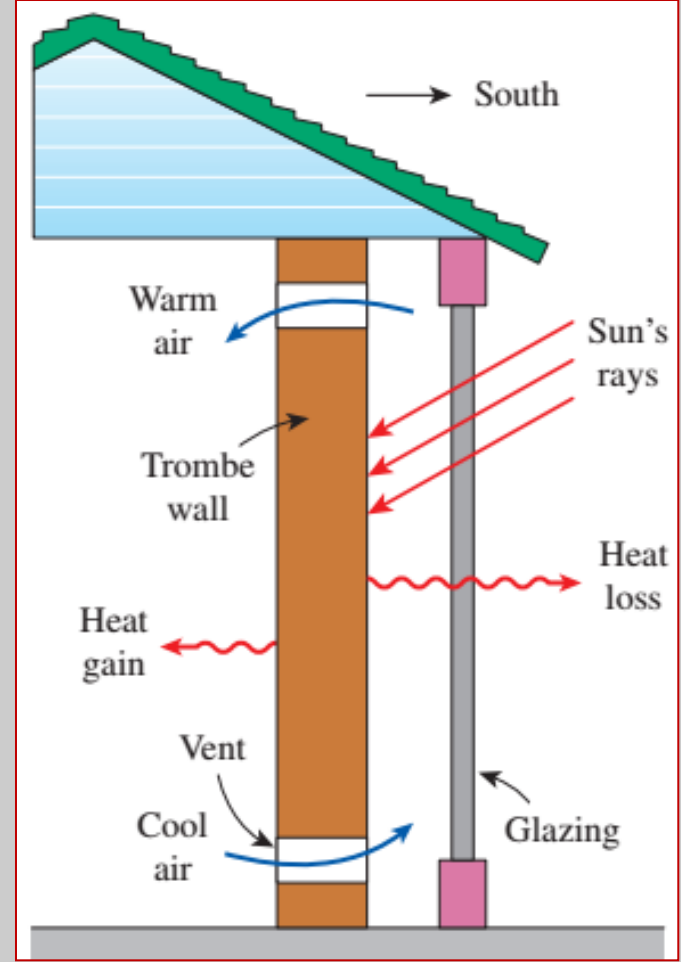


FIGURE 18–23
Trombo duvarı şeması

- ❑ Güneş ışınımının saçılmaksızın veya soğrulmaksızın yeryüzüne ulaşan kısmına *direkt ışınım* denir.
- ❑ Atmosferin bileşenleri tarafından saçılan veya tekrar yayınan ışınım *diffüz ışınımdır*.
- ❑ Diffüz ışınım gökyüzünde bütün yönlerden gelirken, direkt ışınım düz bir yol tutarak doğrudan güneşten gelir.
- ❑ Kapalı bir günde yere ulaşan ışınımın tamamı diffüz ışınımdır.
- ❑ Genel olarak bir yüzeye ulaşan ışınımın üç bileşeni vardır: **Direct ışınım**, **diffüz ışınım** ve **çevre yüzeylerden yüzeye yansıyan ışınım**.
- ❑ Bir cam yüzeye düşen güneş ışınımının bir kısmı (kaplanmamış şeffaf cam için % 8) dışarıya yansır, bir kısmı (yapı ve kalınlığa bağlı olarak %5 ila %50) cam içerisinde soğrulur ve geri kalanı içeriye geçirilir.
- ❑ Sdatndart 3-mm lik (1/8-inç) tek camlı, çift dayanımlı şeffaf pencere camı gelen güneş enerjisinin %86 sını geçirir, %8 ini yansıtır ve %6 sını soğurur.

Pencerelerden güneş ısı kazancı

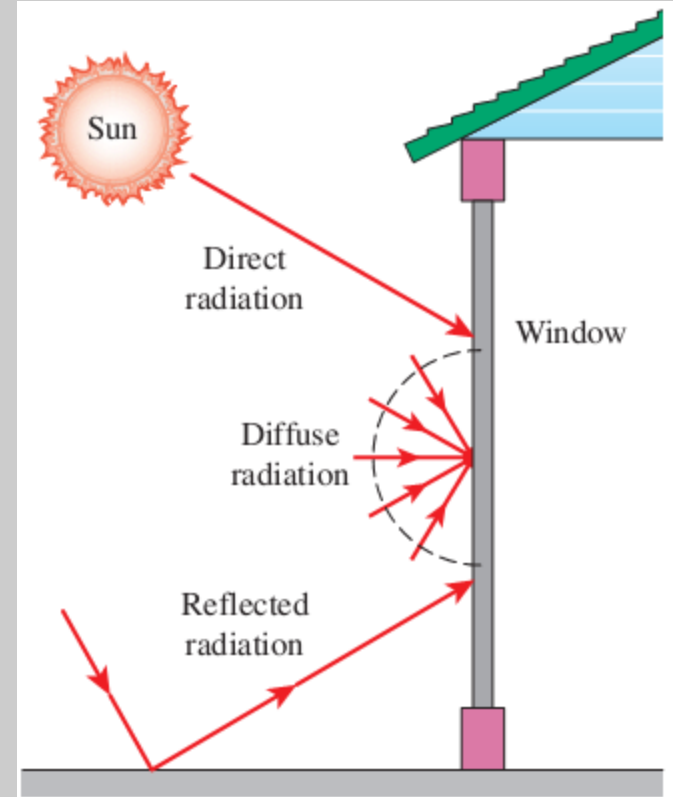


FIGURE 18-24

Direct, diffuse, and reflected components of solar radiation incident on a window.

- ❑ Bir binanın içerisine geçen güneş enerjisi bina için ısı kazancını gösterir.
- ❑ Yine cam tarafından soğurulan güneş ışınımı, daha sonra konveksiyon ve ışınım yoluyla içeriye ve dışarıya aktarılır.
- ❑ Geçirilen güneş ışınımının toplamı ve soğurulan ışınımın içeri akan kısmı binanın **güneş ısı kazancını (solar heat gain)** oluşturur.
- ❑ Gelen güneş ışınımının camdan giren kesri güneş ısı kazanç katsayısı (**solar heat gain coefficient (SHGC)**) GIKK adını alır ve

$$SHGC = \frac{\dot{q}_{\text{solar, gain}}}{G} = \tau_s + f_i \alpha_s$$

where α_s is the solar absorptivity of the glass and f_i is the inward flowing fraction of the solar radiation absorbed by the glass. Therefore, the dimensionless quantity SHGC is the sum of the fractions of the directly transmitted (τ_s) and the absorbed and reemitted ($f_i \alpha_s$) portions of solar radiation incident on the window. The value of SHGC ranges from 0 to 1, with 1 corresponding to an opening in the wall (or the ceiling) with no glazing. When the SHGC of a window is known, the total solar heat gain through that window is determined from

$$\dot{Q}_{\text{solar, gain}} = SHGC \times A_{\text{glazing}} \times G$$

A_{glazing} pencerenin cam alanı
 G W/m² cinsinden pencerenin dış yüzeyine gelen güneş ısı akısıdır.

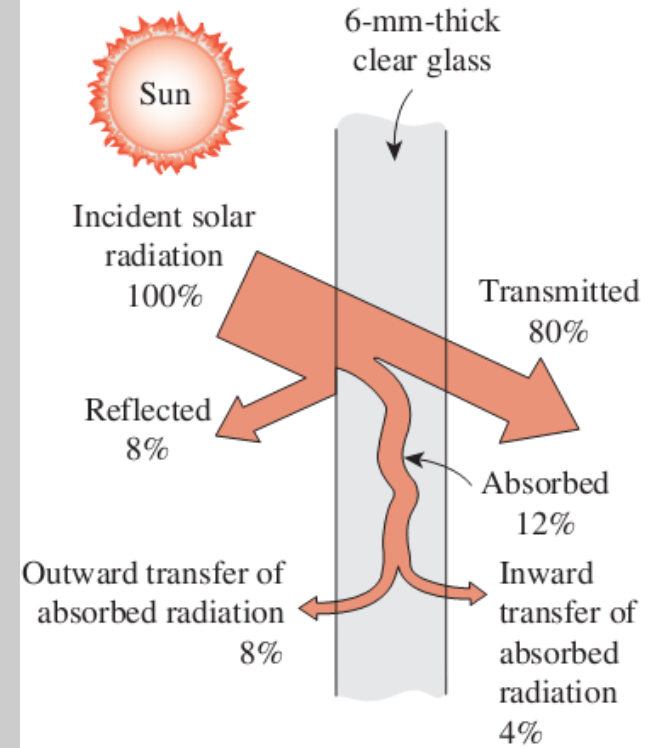


FIGURE 18–25

Distribution of solar radiation incident on a clear glass.

❑ Farklı türde cam ve gölgeleme araçlarının güneş geçirgenlik özelliklerini tanımlamanın diğer bir yolu, esas olarak alınabilecek çok iyi bilinen bir cam malzemesiyle bunları karşılaştırmaktır.

❑ Bu, GIKK sı 0.87 olan 3-mm (1/8-in) lik standart çift dayanımlı şeffaf pencere camı tabakı referans cam alınarak ve gölgeleme katsayısı GK veya SC as

$$SC = \frac{SHGC}{SHGC_{ref}} = \frac{SHGC}{0.87} = 1.15 \times SHGC$$

❑ Bu durumda tek tabakalı bir şeffaf cam pencerenin

$$SC = 1.0.$$

❑ Kış tasarım şartlarındaki değerler, yüksek rüzgar ve dolayısıyla camın soğurduğu güneş ısısının dışa doğru daha yüksek akış hızı sonucu dış yüzeyde daha yüksek ısı transfer katsayıları sebebiyle azıcık daha düşük olabilir.

❑ Dikkat edilirse gölgeleme katsayısı büyüdükçe gölgeleme etkisi küçülmekte ve böylece güneş ısı kazanç miktarı artmaktadır.

❑ gölgeleme katsayısı büyük olan bir cam malzeme, güneş ışınımının büyük bir kısmının içeri girmesine izin verir.

Yaz tasarım şartlarında bazı genel cam tipleri için GK gölgeleme katsayısı ve $\tau_{güneş}$ güneş ışınımı geçirgenliği (ASHRAE *Handbook of Fundamentals*, Chap 27, Table 11).

Cam tipi	Anma kalınlığı		$\tau_{güneş}$	GK*
	mm	inç		
(a) Tek Cam				
Şeffaf	3	$\frac{1}{8}$	0.86	1.0
	6	$\frac{1}{4}$	0.78	0.95
	10	$\frac{3}{8}$	0.72	0.92
	13	$\frac{1}{2}$	0.67	0.88
Isı soğuran	3	$\frac{1}{8}$	0.64	0.85
	6	$\frac{1}{4}$	0.46	0.73
	10	$\frac{3}{8}$	0.33	0.64
	13	$\frac{1}{2}$	0.24	0.58
(b) Çift Cam				
İç şeffaf, dış şeffaf	3 ^a	$\frac{1}{8}$	0.71 ^b	0.88
	6	$\frac{1}{4}$	0.61	0.82
İç şeffaf, dış ısı soğuran ^c	6	$\frac{1}{4}$	0.36	0.58

*GIKK 'yı bulmak için 0.87 ile çarpınız.

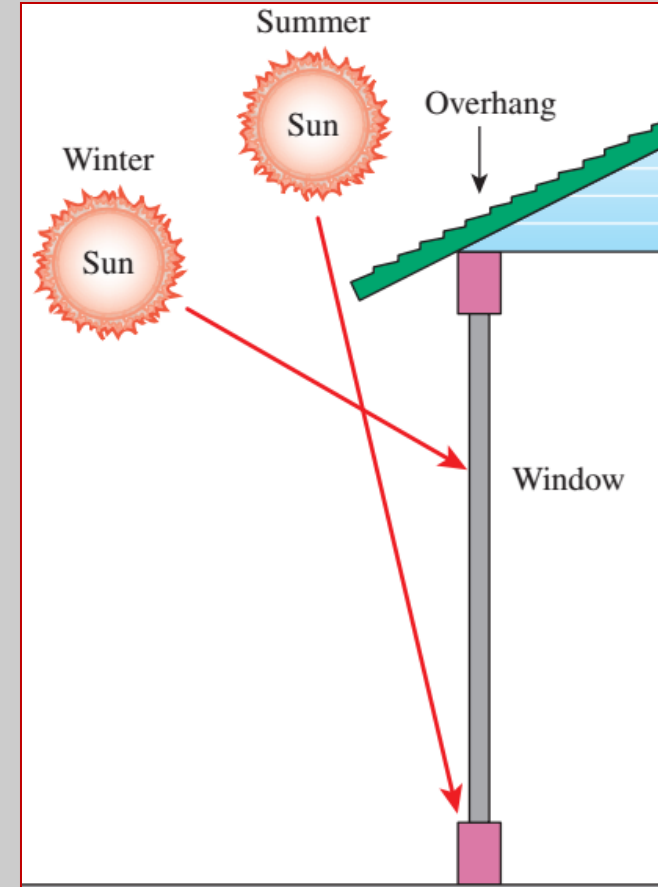
^aCamın her bir tabakasının kalınlığı.

^bBütün ünite için birleşik geçirgenlik.

^cGri, bronz rengi ve yeşil renklendirilmiş ısı soğurucu yaprak cam.

Pencerelerden bir eve giren güneş ısı ısıtmada enerji tüketimini düşürdüğü için tercih edilir, ancak soğutma enerji tüketimini artırdığı için yaz aylarında olabildiğince kaçınılmalıdır.

- ❑ Gölgeleme araçları ve perdeler, pencerelerden gelen güneş ısı kazancını kontrol etmek için kullanılır.
- ❑ Gölgeleme araçları, içeriye mi yoksa dışarıya mı yerleştirildiğine bağlı olarak **iç gölgeleme** ve **dış gölgeleme** araçları olarak sınıflandırılır.
- ❑ Dış gölgeleme araçları, güneş ışınlarını cama ulaşmadan engelledikleri için güneş ısı kazancını azaltmada daha etkindirler. Dış gölgeleme ile ısı kazancı %80 azaltılabilir.
- ❑ Güneş yaz aylarında ufukta yüksekte, kış aylarında aşağıdadır.
- ❑ Düzgün boyutlandırılmış bir çatı çıkıntısı veya yatay bir projeksiyon, yaz aylarında güneş ışınlarını tamamen kapatabilir ve çoğu kışın güneşe izin verir şekilde ayarlanabilir, as shown in Fig. 18–26.
- ❑ Bir pencere dikey veya yatay veya mimari projeksiyonlar, böceklik veya gölgelik ekranları ve güneşlik ekranlarla dışarıdan gölgelenebilir.
- ❑ Etkili olabilmesi için, hava gölgelendirme ve cam malzemeler tarafından emilen ısının taşınması için dış cihazın etrafında serbestçe hareket edebilmelidir.



Figür 18-26
Uygun ölçüde bir çatı uzantısı, kışın güneş ışınlarına izin verirken, yazın tamamen engeller.

- ❑ Çoğu pencerede bazı **iç gölgelemeler**, güneş ısı kazancı üzerinde bazı kontrollerin yanı sıra gizlilik ve estetik etkiler sağlamak için de kullanılır.
- ❑ **İç gölgelemeler**, iletilen güneş radyasyonunu binada ısıya dönüştürülmeden önce, camın içinden geri yansıtarak güneş ısı kazancını azaltmaktadır.
- ❑ **Perdeler**, bir binanın yıllık ısıtma ve soğutma yüklerini türüne ve kullanıcı alışkanlıklarına bağlı olarak % 5 ila % 20 oranında azaltır.
- ❑ Yaz aylarında, öncelikle doğrudan güneş radyasyonunu geri yansıtarak ısı kazançlarını düşürürler (Şekil 18-27).
- ❑ Perdelerin gölgeleme katsayıları, iplikler arasında güneş ışınlarının serbestçe geçişine izin veren, açık alanın kumaşın toplam alanına oranı olan, açıklık faktörüne (**openness factor**) bağlıdır.
- ❑ Sık dokunmuş kumaşlar aralarında az miktarda direkt ışınım geçmesine izin verirler ve dolayısıyla **açıklık faktörleri** küçüktür.
- ❑ Perdenin cama bakan yüzünün **yansıtıcılığının** güneş ısı kazancı miktarı üzerinde etkisi büyüktür.
- ❑ Kapalı veya sık dokulu **açık renkli** kumaşlardan yapılan perdeler en üst düzeyde geri yansıma yapar ve dolayısıyla güneş kazancını en aza indirirler.

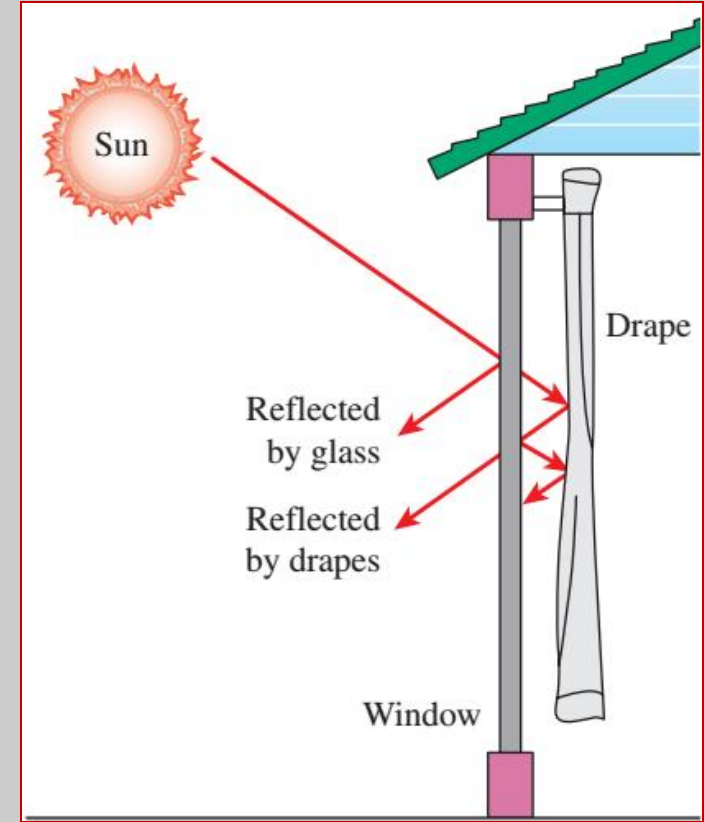
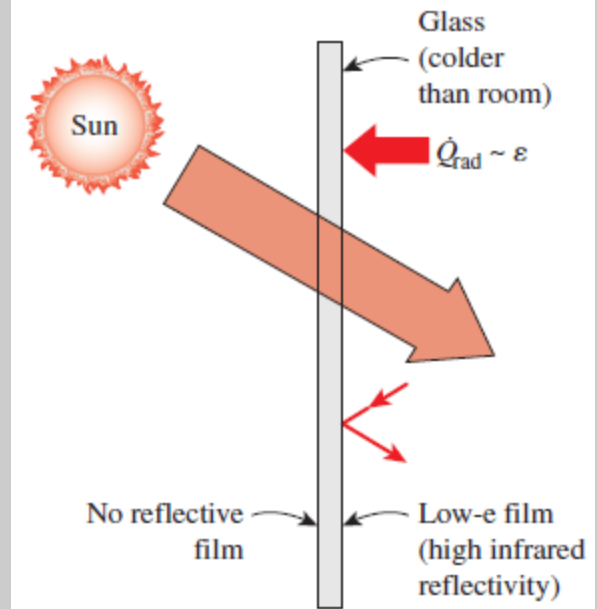


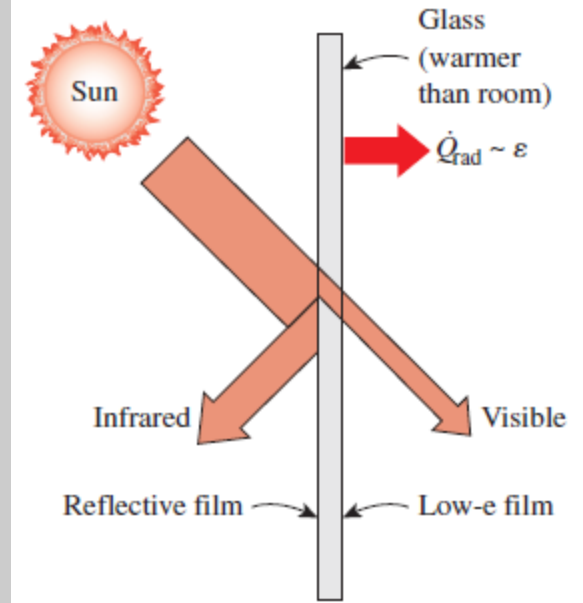
FIGURE 18–27 perdeler yazın direkt güneş ışınımı geri yansıtarak ısı kazancını düşürürler; kışın pencereden önce bir hava tabakası oluşturarak ısı kaybını azaltırlar.

- ❑ Perdelerin gölgeleme katsayıları asılma şekillerine de bağlıdır.
- ❑ Genellikle, bol veya dalgalı görüntü verecek şekilde perdeyi katlamak amacıyla pencere genişliğinin iki katı uzunlukta perde kullanılır.
- ❑ Düz bir perde adi bir pencere gölgeliği gibi davranır.
- ❑ Düz perdeler zengin perdelerden daha yüksek yansıtıcılığa ve bu yüzden daha düşük gölgeleme katsayısına sahiptir.
- ❑ Elle çalıştırılan gölgeleme cihazlarının etkinlikleri büyük ölçüde kullanıcı alışkanlığına bağlıdır ve performans değerlendirilirken bu değişme dikkate alınmalıdır.
- ❑ Bir mekan içi gölgeleme aracının öncelikli fonksiyonu oturanlar için *ısı konfor* (thermal comfort).
- ❑ Gölgesiz bir pencere camı gelen bir güneş ışınımının çoğunun girmesine izin verir ve soğurduğu güneş enerjisinin bir kısmını odaya kızıl ötesi ışınım dağıtarak yayarak dağıtır.
- ❑ Yayınan ışınım ve geçen direkt güneş ışığı pencerenin yanında oturanları rahatsız eder.
- ❑ Perdelerin parlaması kirli beyaz renkler kullanılarak. Mekan içi gölgeleme araçları, özellikle sık dokunmuş kumaştan yapılan perdeler, odadan kaynaklanan sesleri azaltmada etkilidir, fakat dışarıdan gelen seslere karşı pek etkili değildir.
- ❑ Binalarda kullanılan pencere tipini bölgedeki iklimin türü belirler.

- ❑ Isıtma yükünün soğutma yükünden çok daha büyük olduğu **soğuk iklimlerde**, pencereler, bütün güneş spektrumu için en yüksek geçirgenliğe ve odanın duvarları ile donanımın yaydığı aşırı kızılötesi ışınım için yüksek yansıtıcılığa veya düşük yayıcılığa sahip olmalıdır.
- ❑ Soğutma yükünün ısıtma yükünden çok daha büyük olduğu **ılıman iklimlerde** pencereler görünür güneş ışınımının (ışık) girmesine izin vermeli, fakat kızıl ötesi ışınım engellenmelidir.
- ❑ Böylesi pencereler, gün ışığında fark edilebilir bir kayıp olmaksızın güneş ısı kazancını %60 oranında azaltabilir.
- ❑ Bu, dıştan ısı soğuran film ve içeride düşük yayıcı filmle kaplanmış pencere camlarıyla sağlanabilir (Fig. 18–28).
- ❑ Uygun seçilen camlar, şeffaf camlara kıyasla soğutma yükünü %15 ila %30 kadar azaltabilir.
- ❑ Hafif renkli veya yansıtıcı filmle kaplı bir cam, yazın güneş ısı kazancını ve kışın ısı kaybını düşürür.
- ❑ Çift camlı pencereler genellikle kışın sıcaklığın 7°C'den düşük olduğu iklimlerde gerekli olur.



(a) Cold climates



(b) Warm climates

FIGURE 18–28

Radiation heat transfer between a room and its window is proportional to the emissivity of the glass surface, and low-e coatings on the inner surface of the windows reduce heat loss in winter and heat gain in summer.

EXAMPLE 18–4 **Cooling Energy Consumption of a House for Two Window Options**

Two window options are considered for a new house with a floor area of 250 m². Windows occupy 16 percent of floor area and equally distributed in all four sides. Window options are as follows:

Option 1: Double-glazed window, clear glass, air fill, U -factor = 4.18 W/m²·K, SHGC = 0.77

Option 2: Double-glazed window, low-e glass, argon gas fill, U -factor = 1.42 W/m²·K, SHGC = 0.39

The average daily solar radiation incident on all four sides is given in kWh/m²·day during summer cooling months as follows:

June: 4.95 July: 4.80 August: 4.55 September: 3.90

(a) Determine the total amount of heat gain through each window in summer. Take the average outside and indoor temperatures in summer to be 35°C and 23°C, respectively.

(b) If the seasonal coefficient of performance (COP) of the cooling system is 2.3, determine the net cooling cost savings in summer due to using window option 2. Take the unit cost of electricity to be \$0.11/kWh.

SOLUTION (a) The total window area is 16 percent of the floor area:

$$A_{\text{window}} = (0.16)(250 \text{ m}^2) = 40 \text{ m}^2$$

The total number of hours in summer months is

$$\text{Summer hours} = (30 + 31 + 31 + 30) \times 24 \text{ h} = 2928 \text{ h}$$

The total solar radiation on the glazing during four summer months is

$$\begin{aligned} q_{\text{solar}} &= (4.95 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{day} \times 30 \text{ days}) + (4.80 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{day} \times 31 \text{ days}) \\ &\quad + (4.55 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{day} \times 31 \text{ days}) + (3.95 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{day} \times 30 \text{ days}) \\ &= 556.9 \text{ kWh/m}^2 \end{aligned}$$

Calculations for window option 1:

The rate of heat transfer through the windows is

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{\text{transfer}} &= U_{\text{overall}} A_{\text{window}} (T_o - T_i) \\ &= (4.18 \text{ W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C})(40 \text{ m}^2)(35 - 23)^\circ\text{C} = 2006 \text{ W} \end{aligned}$$

The amount of heat transfer through the windows is

$$Q_{\text{transfer}} = \dot{Q}_{\text{transfer}} \times \text{Summer hours} = (2.006 \text{ kW})(2928 \text{ h}) = 5875 \text{ kWh}$$

The amount of solar heat input is

$$\begin{aligned} Q_{\text{solar}} &= \text{SHGC} \times A_{\text{window}} \times q_{\text{solar}} = (0.77)(40 \text{ m}^2)(556.9 \text{ kWh/m}^2) \\ &= 17,153 \text{ kWh} \end{aligned}$$

The total amount of heat input through windows is

$$Q_{\text{total}} = Q_{\text{transfer}} + Q_{\text{solar}} = 5875 + 17,153 = \mathbf{23,028 \text{ kWh}}$$

Calculations for window option 2:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{\text{transfer}} &= U_{\text{overall}} A_{\text{window}} (T_o - T_i) \\ &= (1.42 \text{ W/m}^2 \cdot ^\circ\text{C})(40 \text{ m}^2)(35 - 23)^\circ\text{C} = 682 \text{ W} \end{aligned}$$

$$Q_{\text{transfer}} = \dot{Q}_{\text{transfer}} \times \text{Summer hours} = (0.682 \text{ kW})(2928 \text{ h}) = 1996 \text{ kWh}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{solar}} &= \text{SHGC} \times A_{\text{window}} \times q_{\text{solar}} = (0.39)(40 \text{ m}^2)(556.9 \text{ kWh/m}^2) \\ &= 8688 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$Q_{\text{total}} = Q_{\text{transfer}} + Q_{\text{solar}} = 1996 + 8688 = \mathbf{10,684 \text{ kWh}}$$

The reduction in cooling energy consumption in summer due to using window option 2 is

$$23,028 - 10,684 = 12,344 \text{ kWh}$$

This corresponds to a reduction of 53.6 percent.

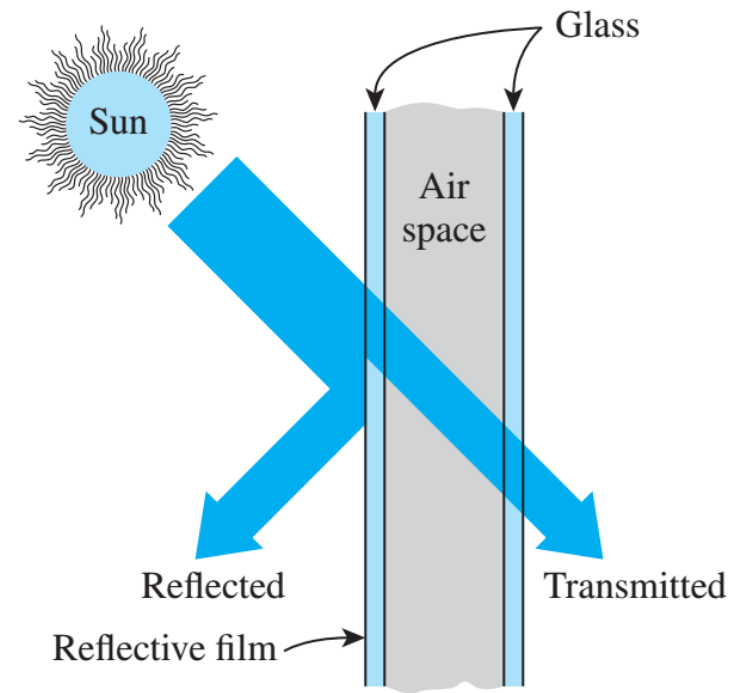
(b) The decrease in cooling cost is determined from

$$\begin{aligned}\text{Cooling cost savings} &= \frac{\text{Cooling load decrease} \times \text{Unit cost of electricity}}{\text{COP}} \\ &= \frac{(12,344 \text{ kWh})(\$0.11/\text{kWh})}{2.3} = \mathbf{\$590}\end{aligned}$$

The window with lower U -factor and SHGC saves the house \$590 in summer cooling energy cost. It should be noted that the amount of heat loss through windows will also be lower in winter due to lower U -factor of window option 2. However, there will be less solar heat gain in winter due to lower value of SHGC for this window.

A manufacturing facility located at 40° N latitude has a glazing area of 40 m^2 that consists of double-pane windows made of clear glass ($\text{SHGC} = 0.766$). To reduce the solar heat gain in summer, a reflective film that reduces the SHGC to 0.261 is considered. The cooling season consists of June, July, August, and September, and the heating season October through April. The average daily solar heat fluxes incident on the west side at this latitude are 1.86, 2.66, 3.43, 4.00, 4.36, 5.13, 4.31, 3.93, 3.28, 2.80, 1.84, and $1.54 \text{ kWh/day}\cdot\text{m}^2$ for January through December, respectively. Also, the unit cost of electricity and natural gas are $\$0.08/\text{kWh}$ and $\$0.50/\text{therm}$, respectively. If the coefficient of performance of the cooling system is 2.5 and efficiency of the furnace is 0.8, determine the net annual cost savings due to installing reflective coating on the windows. Also, determine the simple payback period if the installation cost of reflective film is $\$20/\text{m}^2$ (Fig. 12–53).

EXAMPLE : Reflektif Filmlerin Pencere Üzerinde Kurulması



SOLUTION The net annual cost savings due to installing reflective film on the west windows of a building and the simple payback period are to be determined.

Assumptions **1** The calculations given below are for an average year. **2** The unit costs of electricity and natural gas remain constant.

Analysis Using the daily averages for each month and noting the number of days of each month, the total solar heat flux incident on the glazing during summer and winter months are determined to be

$$Q_{\text{solar, summer}} = 5.13 \times 30 + 4.31 \times 31 + 3.93 \times 31 + 3.28 \times 30 = 508 \text{ kWh/year}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{solar, winter}} &= 2.80 \times 31 + 1.84 \times 30 + 1.54 \times 31 + 1.86 \times 31 \\ &\quad + 2.66 \times 28 + 3.43 \times 31 + 4.00 \times 30 \\ &= 548 \text{ kWh/year} \end{aligned}$$

Then the decrease in the annual cooling load and the increase in the annual heating load due to the reflective film become

$$\begin{aligned} \text{Cooling load decrease} &= Q_{\text{solar, summer}} A_{\text{glazing}} (\text{SHGC}_{\text{without film}} - \text{SHGC}_{\text{with film}}) \\ &= (508 \text{ kWh/year})(40 \text{ m}^2)(0.766 - 0.261) \\ &= 10,262 \text{ kWh/year} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Heating load increase} &= Q_{\text{solar, winter}} A_{\text{glazing}} (\text{SHGC}_{\text{without film}} - \text{SHGC}_{\text{with film}}) \\ &= (548 \text{ kWh/year})(40 \text{ m}^2)(0.766 - 0.261) \\ &= 11,070 \text{ kWh/year} = 377.7 \text{ therms/year} \end{aligned}$$

since 1 therm = 29.31 kWh. The corresponding decrease in cooling costs and the increase in heating costs are

$$\begin{aligned}\text{Decrease in cooling costs} &= (\text{Cooling load decrease})(\text{Unit cost of electricity})/\text{COP} \\ &= (10,262 \text{ kWh/year})(\$0.08/\text{kWh})/2.5 = \$328/\text{year}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Increase in heating costs} &= (\text{Heating load increase})(\text{Unit cost of fuel})/\text{Efficiency} \\ &= (377.7 \text{ therms/year})(\$0.50/\text{therm})/0.80 = \$236/\text{year}\end{aligned}$$

Then the net annual cost savings due to the reflective film become

$$\begin{aligned}\text{Cost savings} &= \text{Decrease in cooling costs} - \text{Increase in heating costs} \\ &= \$328 - \$236 = \mathbf{\$92/\text{year}}\end{aligned}$$

The implementation cost of installing films is

$$\text{Implementation cost} = (\$20/\text{m}^2)(40 \text{ m}^2) = \$800$$

This gives a simple payback period of

$$\text{Simple payback period} = \frac{\text{Implementation cost}}{\text{Annual cost savings}} = \frac{\$800}{\$92/\text{year}} = \mathbf{8.7}$$