

Energia słoneczna

Wady:

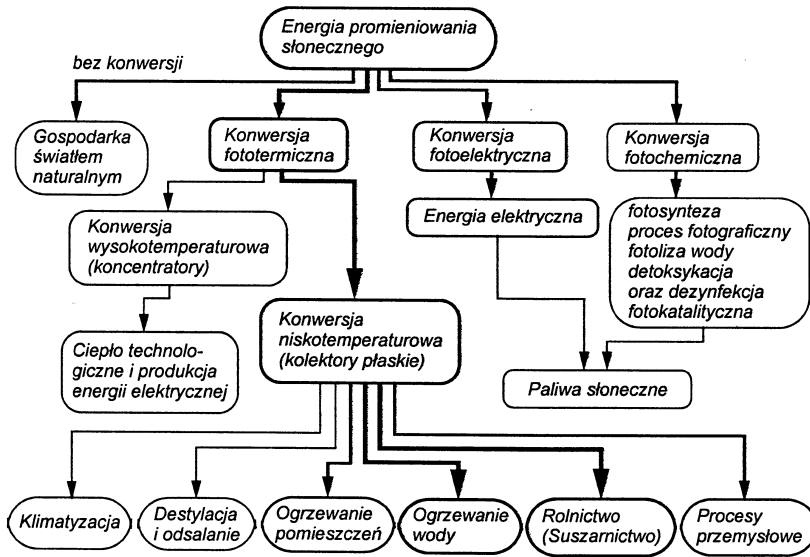
- cykliczność dzienna, roczna i stochastyczna (konieczność magazynowania, przetwarzania na inne łatwiej magazynujące się formy energii),
- zmienna koncentracja i niskie natężenie (duże obszary zajęte przez lustra lub absorbery, konieczność budowania systemów nadążających za „ruchem” słońca, wspomaganie innymi źródłami energii),
- rozproszenie (konieczność budowania lusterek i soczewek skupiających),
- znaczne koszty związane z budowaniem urządzeń wspomagających.

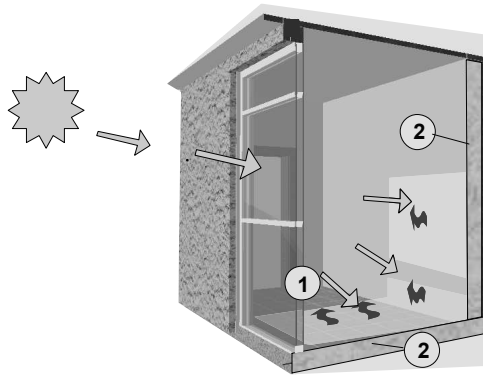
Zalety:

- wszechobecność (rozwiązanie problemów transportowych — przesyłu),
- darmowa energia (istotne zwłaszcza po zwróceniu się kosztów budowy instalacji),
- proekologiczność (nie pogłębia efektu cieplarnianego, skażenia tlenkami siarki i azotu, nie ma wpływu na zanik ozonu),
- nie ma wpływu na bilans energetyczny Ziemi (w przeciwieństwie do ropy, węgla lub gazu nie wyczerpuje się).

Podział odnawialnych źródeł energii

| Pierwotne źródła energii | Pierwotne źródła energii | Procesy przemiany energii | |
|--------------------------|---------------------------------|--|--|
| Słońce | Wiatr | Ruch atmosfery Energia fal | Elektrownie wiatrowe Elektrownie falowe |
| | Woda | Parowanie, opady, topnienie śniegu i lodu | Elektrownie wodne |
| | Promieniowanie słoneczne | Konwersja fotowoltaiczna | Ogniwa PV |
| | Biomasa | Konwersja fototermiczna | Kolektory Pompy ciepła Elektrownie słoneczne Kominy słoneczne |
| Ziemia | Rozpad izotopów | Źródła geotermalne | 35TW |
| Księżyc | Grawitacja | Pływy wód | Elektrownie pływowe 3TW |

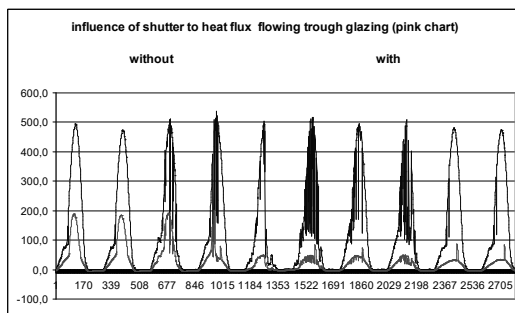




$$U_w = \frac{A_g \cdot U_g + A_f \cdot U_f + \sum l_g \cdot \Psi_g}{A_g + A_f}$$

$$Q_w = Q_h - Q_{sol} = A_w \cdot [U_w \cdot \overline{\Delta T} \cdot t - S_i \cdot g \cdot C_g \cdot Z_s]$$

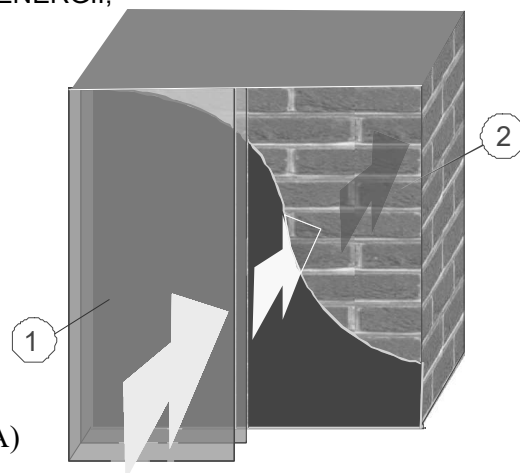
System zysków bezpośrednich: 1 – przeszklenie, 2 – elementy konstrukcyjne absorbujące i akumulujące promieniowanie



PASYWNE ROZWIĄZANIE ZINTEGROWANE Z OBUDOWĄ BUDYNKU PRZEGRODA KOLEKTOROWO - AKUMULACYJNA (PKA)

CECHY PKA:

- NISKIE NAKŁADY INWESTYCYJNE,
- DŁUGI CZAS EKSPLOATACJI,
- DOSTARCZANIE „CZYSTEJ EKOLOGICZNIE” ENERGII,
- BEZOBSŁUGOWOŚĆ,
- PROSTOTA ROZWIĄZANIA

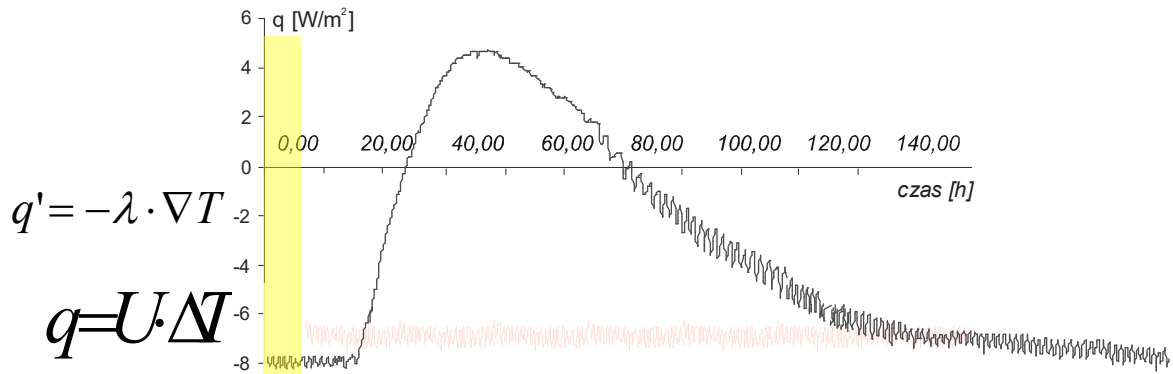
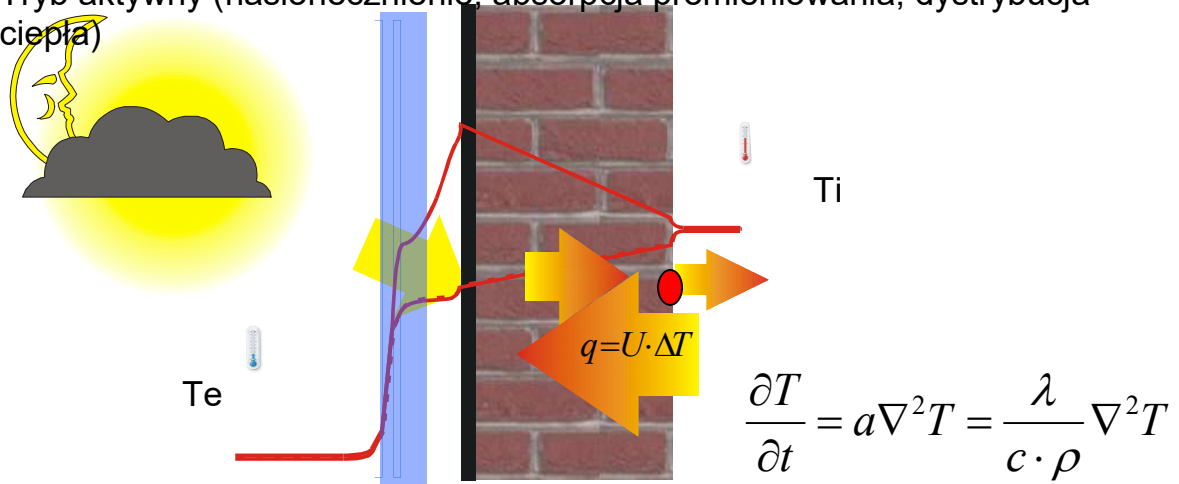


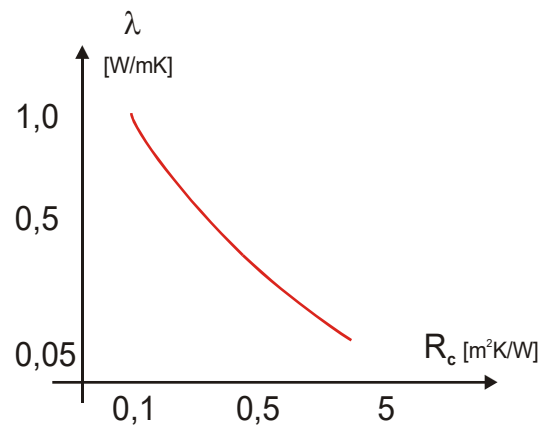
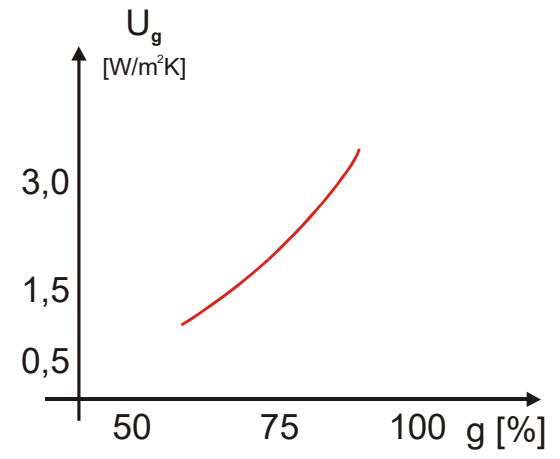
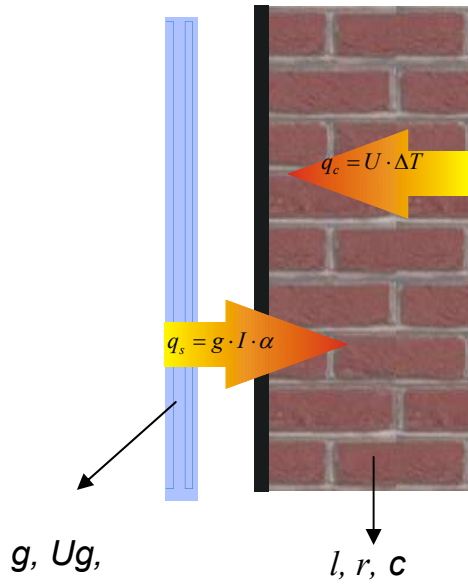
1-osłona przezroczysta,
2-część murowa (trzon PKA)

TRYBY PRACY TERMICZNEJ PKA

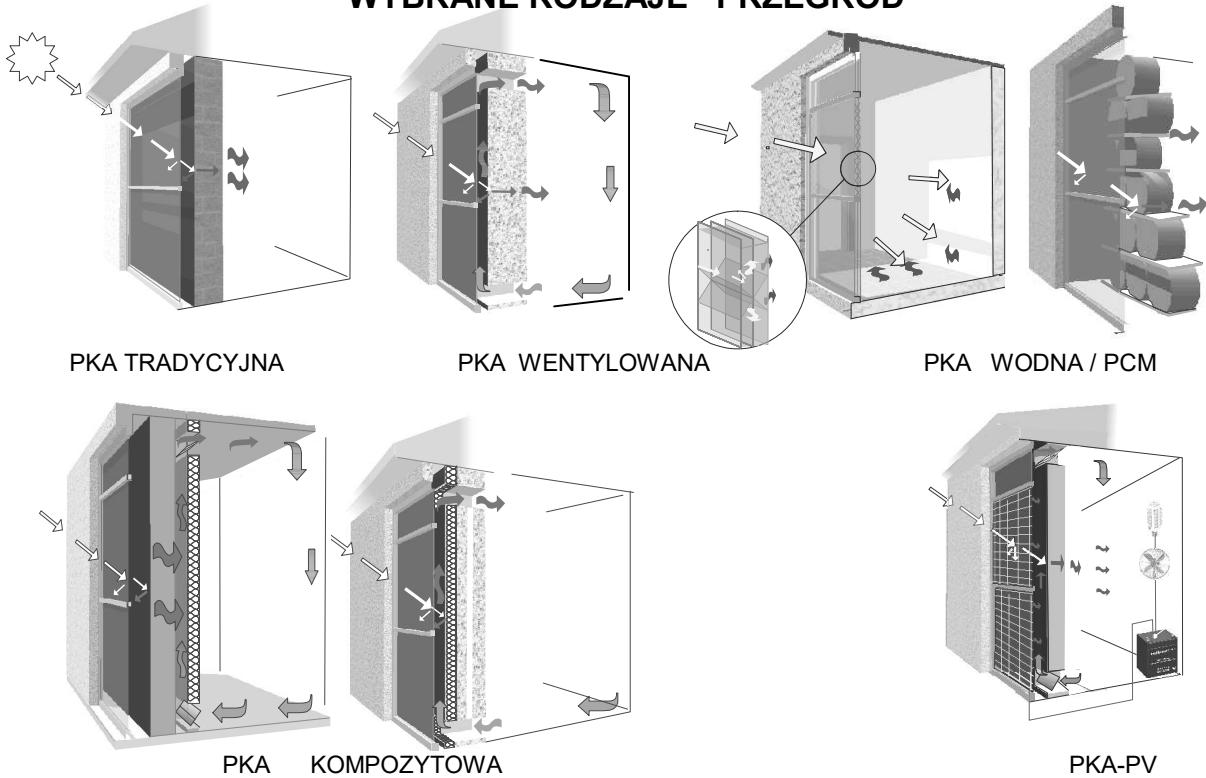
Tryb bierny (noc, brak nasłonecznienia)

Tryb aktywny (nasłonecznienie, absorpcja promieniowania, dystrybucja ciepła)





WYBRANE RODZAJE PRZEGRÓD



PKA TRADYCYJNA

PKA WENTYLOWANA

PKA WODNA / PCM

PKA KOMPOZYTOWA

PKA-PV

SPRAWNOŚĆ KONWERSJI

$$\eta_k = \frac{Q_a}{H_v}$$

$$\eta_k = Z \cdot z_g \cdot \overline{g \cdot \alpha}$$

gdzie:

H_v – suma promieniowania słonecznego obliczona dla czasu t ,

Q_a – energia zaabsorbowana w czasie t .

Ilość energii Q_a , zaabsorbowanej w czasie t można obliczyć ze wzoru:

$$Q_a = A \cdot z_g \cdot \alpha \int_0^t (G_v(t) \cdot Z(t) \cdot g(t)) dt$$

gdzie:

G_v - gęstość promieniowania słonecznego padającego na płaszczyznę pionową,

A - powierzchnia całkowita SPKA, na którą pada promieniowanie słoneczne

z_g – współczynnik zaszklenia zewnętrznej części przegrody,

$Z(t)$ – współczynnik zacielenia przegrody,

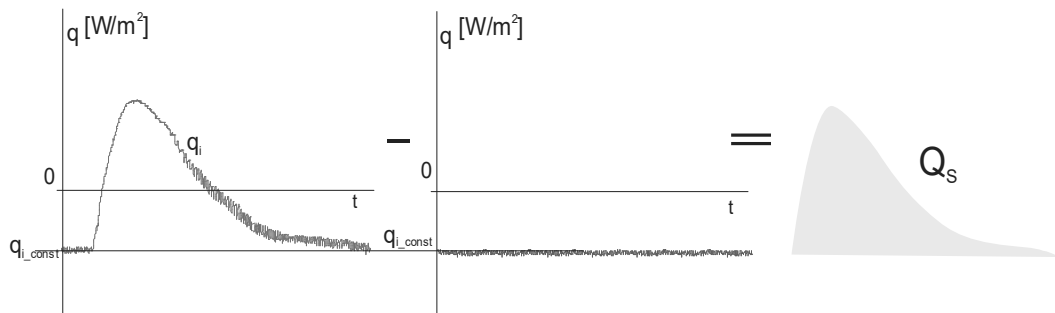
g - współczynnik przepuszczania przez szybę energii promieniowania słonecznego,

α - współczynnik absorpcyjności,

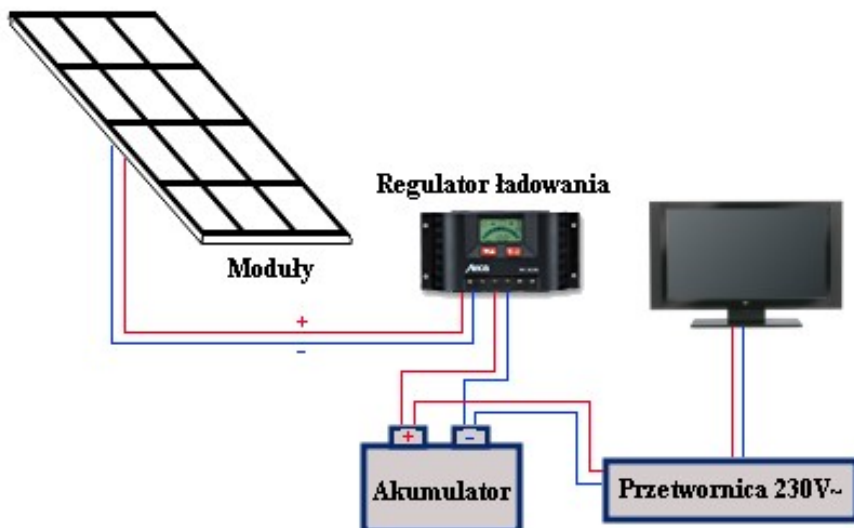
$$\eta_k = \frac{A \cdot z_g \cdot Z \cdot \overline{g \cdot \alpha} \int_0^t (G_v(t)) dt}{A \cdot \int_0^t G_v(t) dt}$$

SPRAWNOŚĆ DYSTRYBUCJI

$$\eta_D = \frac{Q_S}{Q_a}$$



$$Q_S = A \int_0^t (q_i - q_{i,const}) dt$$



Ogniwo fotowoltaiczne - podstawowa jednostka modułu fotowoltaicznego

napięcie jednego krystalicznego ogniwa wynosi około 0,5 V (w punkcie maksymalnej sprawności)

ogólnie przy zastosowaniu innych technologii napięcie jednego ogniwa porusza się w przedziale od 0,5 V do powyżej 3 V, większe napięcie występuje w ogniwach wielowarstwowych.

prąd elektryczny jest proporcjonalny do powierzchni ogniwa i intensywności promieniowania słońca, w danym ogniwie zależy częściowo na spektrum padającego promieniowania słońca, które się zmienia w ciągu dnia i roku

Przednia warstwa pokrywająca –zazwyczaj używane jest szkło z niską zawartością żelaza, może być i plastik, przede wszystkim musi przepuszczać wykorzystywane promienie słoneczne, w większości przypadków jest wykorzystywana jako warstwa nośna.

Tylna warstwa pokrywająca –najczęściej plastik (Tedlar), rzadziej szkło, które jest jednak uważane za więcej wytrzymały materiał.

Folie laminujące –najczęściej jest używany EVA (etylen-vinyl-acetat), ogniwa są przy kompletacji modułu włożone pomiędzy dwie warstwy folii laminującej i zagraniem zatopione oraz połączone z przednią i tylną warstwą pokrywającą.

Rama –najczęściej aluminiowa, zwiększa sztywność modułu i jego wytrzymałość przy mechanicznym obciążeniu, są jednak produkowane panele bez ramy, używane na przykład przy BIPV (Building-integrated photovoltaics).

Skrzynka do połączenia (junction box)–znajduję się na tylnej stronie modułu, używana jest do odprowadzania energii z modułu i do jego podłączenia do obwodu.

W większości przypadków stosuje się **regulator ładowania**, który sprawuje nadzór nad prawidłową pracą całego systemu. Ma on na celu ochronę akumulatorów przed przeładowaniem oraz zabezpiecza go przed rozładowaniem w nocy spowodowanym "cofaniem" się prądu do paneli. Gdy akumulator jest w pełni naładowany następuje odcięcie dopływu prądu do akumulatora z paneli. Większość regulatorów wyposażonych jest również w funkcję, która zapobiega zniszczeniu akumulatora poprzez całkowite rozładowanie. W momencie, gdy napięcie na akumulatorze spada do niebezpiecznie niskiego poziomu, następuje odcięcie dopływu prądu do urządzeń korzystających z energii zgromadzonej w akumulatorze.

Regulatory różnią się napięciem z jakim mogą pracować oraz maksymalnym natężeniem prądu jaki może przez nie płynąć. Typowy regulator pracuje z napięciem 12 lub 24V. Maksymalne natężenie prądu natomiast zależy od ilości i wielkości paneli w systemie. Z reguły dla jednego modułu wystarczy regulator obsługujący natężenie do 8A. Różne ustawienia regulatora są również wymagane przy stosowaniu różnych rodzajów akumulatorów (kwasowo-ołowiowe, żelowe). Większość współczesnych regulatorów potrafi rozpoznać z jakim napięciem działa system oraz jaki zastosowaliśmy akumulator i odpowiednio dostosować swoją charakterystykę pracy

Przetwornica INWERTER przekształca 12V prądu stałego z akumulatora, na 230V prądu przemiennego. Oznacza to, że z systemem wyposażony w przetwornicę może współpracować praktycznie z każdym urządzenie codziennego użytku. Przetwornica jest podłączona bezpośrednio do akumulatora, za pomocą możliwie najkrótszego i najgrubszego kabla.

Prąd stały powstający w fotoogniwach nie nadaje się do zasilania domowych urządzeń, dlatego wymagane jest jego przetworzenie do napięcia nominalnego 230 V i częstotliwości 50 Hz. Do tego służą falowniki, nazywane inaczej inwerterami - ich zadaniem jest zamiana prądu stałego na przemienny.

Jego właściwy dobór ma wpływ na niezawodność, efektywność i obsługę późniejszych modułów fotowoltaicznych. **Sprawność inwertera** określa, jaka część energii zostanie zamieniona z prądu stałego na przemienny, a jaka stracona. Taką informację znajdziemy na jego karcie katalogowej. Deklarowana wartość sprawności dotyczy zaprojektowanej mocy. Im mniejsza moc wyjściowa i wejściowa, tym sprawność inwertera mniejsza.

Ze względu na typ instalacji, wyróżniamy:

- **inwertery sieciowe (on-grid)** - przystosowane do współpracy z siecią elektryczną
- **inwertery niewspółpracujące z siecią (off-grid)**.

W zależności od typu, wytwarzają one prąd przemienny jednofazowy lub trójfazowy.

W większości przypadków stosuje się **akumulatory** kwasowo-ołowiowe. Akumulator taki składa się z 6 ogniw ołowiowo-kwasowych połączonych szeregowo. Jedno ogniwo ma napięcie około 2,1V. W wyniku ich połączenia uzyskujemy akumulator o napięciu 12,6V. Elektrolitem jest tutaj wodny roztwór kwasu siarkowego. W systemach solarnych można również wykorzystać akumulatory innego typu, takie jak np. żelowe. Mają one jedną wielką zaletę są bezobsługowe. Wadą natomiast jest ich wysoka cena. Wybierając akumulator należy pamiętać o tym, aby był on przystosowany do wielokrotnego ładowania i rozładowywania. Pojemność akumulatora podajemy w amperogodzinach (Ah).

Monokrystaliczne

Cały panel składa się z pojedynczych ogniw, które tworzone są z jednorodnego kryształu krzemu o uporządkowanej budowie wewnętrznej. Podstawą do tworzenia ogniw są odpowiedniej wielkości bloki krzemu. Są one cięte na warstwy, których grubość wynosi około 0,3mm. Ogniwa monokrystaliczne - Charakteryzuje się wysoką sprawnością zazwyczaj **18-22%** oraz wysoką ceną. Posiadają charakterystyczny ciemny kolor.

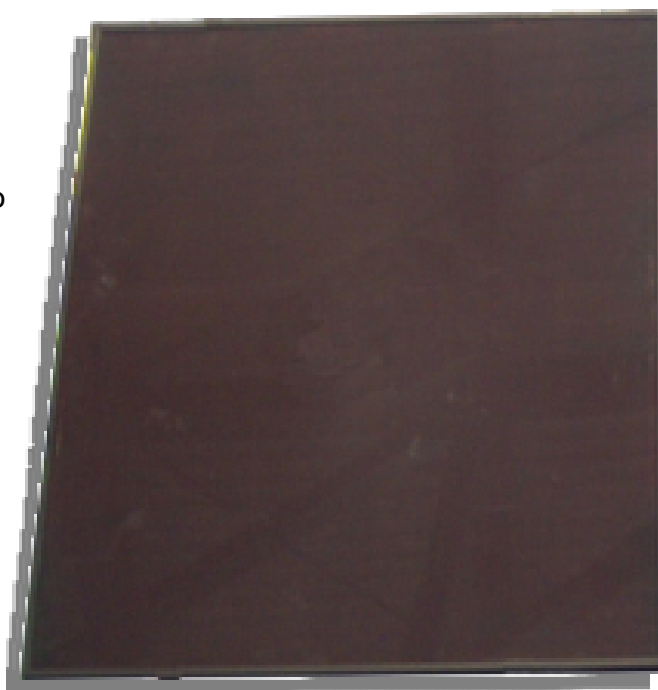


Moduły polikrystaliczne zbudowane są z ogniw, składających się z wielu małych kryształów krzemu. W efekcie powstaje niejednolita powierzchnia, która wzorem przypomina szron na szybie. Moduły te są mniej wydajne od paneli monokrystalicznych. Ich proces produkcji jest mniej złożony a cena niższa. Z tego powodu panele te są najszerzej rozpowszechnione, zarówno w zastosowaniach domowych jak i dużych elektrowniach słonecznych. charakteryzują się sprawnością w przedziale **14-18%** oraz umiarkowaną ceną. Zazwyczaj posiadają charakterystyczny niebieski kolor i wyraźnie zarysowane kryształy krzemu.



Amorficzne inaczej Thin-film

Mają całkiem inną strukturę krzemu. Technologia ta stwarza możliwość oszczędzenia na surowcu. Gruba na jedynie 2 mikrony warstwa krzemu osadzana jest na powierzchni innego materiału, takiego jak np. szkło. W tego typu panelach nie możemy wyróżnić pojedynczych ogniw. Moduły amorficzne najczęściej spotykamy w małych urządzeniach, takich jak kalkulatory czy zegarki, aczkolwiek wykorzystywane są również w dużych systemach do zasilania całych domów. Charakteryzują się niską sprawnością w przedziale **6-10%** oraz niską ceną. Zazwyczaj posiadają charakterystyczny lekko bordowy kolor i brak widocznych kryształów krzemu.



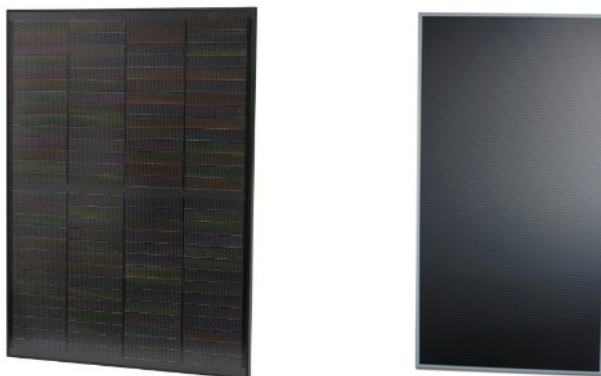
Obecnie następuje także rozwój ogniw fotowoltaicznych drugiej generacji:

- Ogniwa CdTe wykonane z wykorzystaniem półprzewodnikowego tellurku kadmu CdTe. W tej technologii zazwyczaj cały moduł zbudowany jest z jednego ogniwa a jego sprawność wynosi 10-12%. Z uwagi na bardzo niskie zużycie półprzewodnika ogniwa oparte o tellurek kadmu charakteryzują się dobrym stosunkiem ceny do mocy.

- Ogniwa CIGS wykonane z mieszaniny półprzewodników takich jak miedź, ind, gal, selen tzw. CIGS. W tej technologii bardzo często cały moduł zbudowany jest z jednego ogniwa a jego sprawność wynosi 12-14%. W przypadku ogniw opartych o CIGS możliwa jest produkcja metodą przemysłowego druku który jest bardzo tanim i wydajnym sposobem produkcji ogniw.

od lewej ogniwo CIGS i CdTe

Ogniwa CdTe, CIGS a także niektóre ogniwa z krzemu amorficznego to tak zwane ogniwa cienkowarstwowe, w których warstwa aktywnego półprzewodnika ma grubość kilku mikrometrów, czyli jest blisko 100 cieńsza niż w przypadku ogniw z krzemu Poli czy Mono krystalicznego. Cienkowarstwowe ogniwa II generacji dzięki znacznej redukcji zużycia półprzewodników charakteryzują się korzystnym stosunkiem ceny do mocy.



Wielką nadzieją energetyki słonecznej stały się **perowskity** - grupa związków o podobnej strukturze krystalicznej. Są jednym z częściej występujących na ziemi minerałów, ich produkcja nie wymaga tak wysokich temperatur jak wytopianie krzemu. To pozwoliło przypuszczać, że koszt takich ogniw będzie znacznie niższy - być może nawet rzędu kilku centów za wat. Kluczem do tak niskiej ceny jest jednak wydajność takiego ogniwa,

- Panele fotowoltaiczne pracują na dachach w różnych warunkach nasłonecznienia. Ilość energii docierająca do paneli w zależności od pory roku, szerokości geograficznej, stopnia czystości atmosfery, zachmurzenia, itp. jest bardzo różna. Dla ułatwienia moc nominalną paneli podaje się więc dla standardowych warunków atmosferycznych **STC** (Standard Test Conditions) które zakładają:
 - - nasłonecznienie 1000W/m²
 - - temperaturę ogniw oświetlanego panelu +25°C
 - - spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery 1,5 (AM 1,5)
- Uzyskanie takich warunków w Polsce jest trudne, dlatego bardziej obiektywne będą parametry paneli dla warunków **NOCT** (Normal Operating Cell Temperature - temperatura ogniwa w normalnych warunkach pracy). Warunki te są następujące:
 - - nasłonecznienie 800 W/m²

- **Pojęcie współczynnika AM**

- W wymaganiach testu STC i NOCT występuje parametr AM1,5. Co on oznacza? AM - jest to tzw. masa optyczna atmosfery określająca miarę długości drogi przemierzanej przez promieniowanie słoneczne (bezpośrednie) z ciała niebieskiego przez atmosferę do poziomu morza, wyrażoną w odniesieniu do długości drogi wzdłuż pionu. AM(X) jest więc stosunkiem (wielokrotnością) długości drogi promieniowania przez atmosferę przy promieniowaniu padającym pod pewnym kątem do długości drogi przy

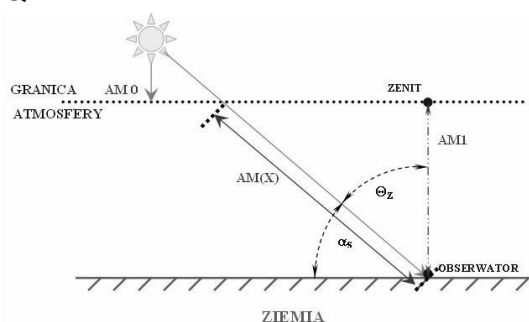
$$AM(X) = \frac{1}{\sin \alpha_s} = \frac{1}{\cos \theta_z}$$

gdzie:

Qz – **kąt zenitalny** - kątowa odległość Słońca od pionu

αs – **kąt wzniesienia Słońca (kąt pozornej wysokości (h) Słońca)** –

kąt dopełniający kąta zenitalnego (kąt pomiędzy wiązką bezpośredniego promieniowania słonecznego a płaszczyzną poziomą wyrażony w stopniach) **αs = 90 - Qz**

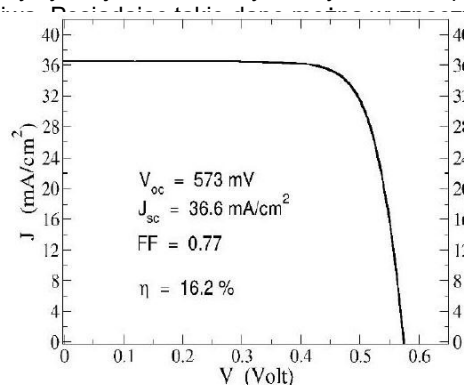


- **Tolerancja mocy (Power Tolerance)**
- Panele PV wyprodukowane w określonych warunkach z jednej partii materiału, prawie nigdy nie mają identycznych parametrów pracy, w tym mocy nominalnej. Różnice pomiędzy poszczególnymi modułami lub partiami mogą dochodzić do nawet 5%, przy czym moc nominalna może być w wybranych modułach większa lub mniejsza niż określona w charakterystyce modułu. Tę różnicę określa się jako tolerancje mocy i podaje w procentach mocy modułu, np. dla modułu o mocy nominalnej $P=250\text{Wp}$, Power Tolerance $\Delta P_{\text{max}} = 0/+3$ określa, że moc modułu w warunkach testu STC może się wahać od 250-253 Wp. Tolerancja $-2/+2$ dla tego samego modułu oznacza zakres mocy od 248-252 Wp. Generalnie moduły z tzw. dodatnią tolerancją są zawsze korzystnym zakupem dla klienta.

- **NOCT nominal operating cell temperature**

Wskaźnik powyższy określa skłonność modułu do nagrzewania się w

- Charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa PV określa najważniejsze parametry pracy ogniwa takie jak:
 - - prąd zwarcioowy **I_{sc}**
 - - napięcie obwodu otwartego **V_{oc}**
- Z charakterystyki tej można też wyznaczyć wartości prądu **I_m** i napięcia **V_m** dla maksymalnej



Rys. przykładowa charakterystyka ogniwa słonecznego

Dla idealnego ogniwa charakterystyka prądowo-napięciowa powinna mieć kształt prostokąta o bokach równych I_{sc} i V_{oc} . W praktyce takie ogniwa nie istnieją, dlatego maksymalna moc ogniwa wyznaczana jest ze wzoru:

$$P_{\text{max}} = I_m V_m$$

- **Napięcie obwodu otwartego Voc**

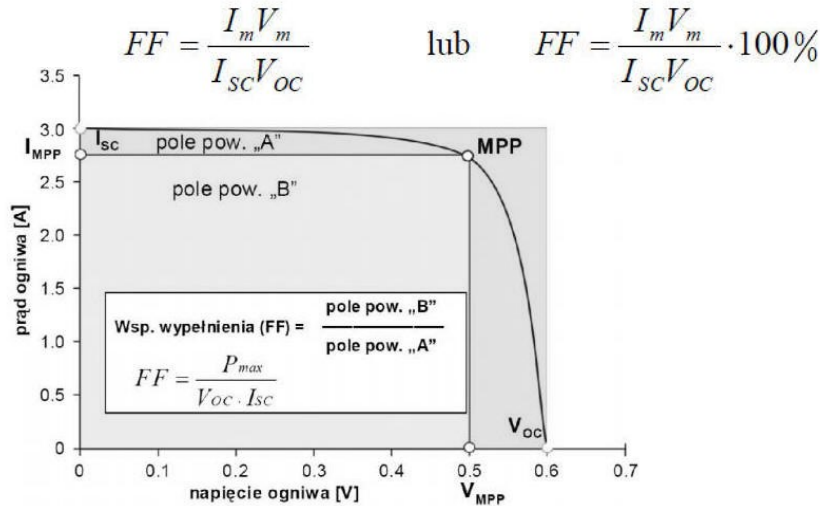
Jest to napięcie jakie wytworzy się w ogniwie przy maksymalnym oświetleniu i braku przepływu prądu pomiędzy kontaktem przednim i tylnym ogniwa. Powstające w wyniku efektu fotoelektrycznego prądy elektronowe płyną z obszaru p do n, a prądy dziurowe z obszaru n do p. W półprzewodniku typu n gromadzą się ładunki ujemne a w typie p ładunki dodatnie. Napięcie między nimi nosi nazwę napięcia obwodu otwartego (ang. Open Circuit voltage). Wartość Voc można odczytać z wykresu prądowo-napięciowego ogniwa dla $I=0$.

- **Prąd zwarcia Isc**

Powstaje gdy kontakty przednie ogniwa są zwarte z tylnymi. W takich warunkach napięcie jest równe 0 a przez ogniwo płyną tylko prądy generowane światłem. Prąd elektronowy płynie z obszaru p do n a dziurowy z n do p. Wartość tego prądu dla danych warunków oświetlenia nosi nazwę prądu zwarcia I_{sc} (z ang. Short Circuit Current). Wartość prądu zwarcia zależy ściśle od konstrukcji ogniwa i materiału półprzewodnika.

Współczynnik wypełnienia FF (fill factor)

Pokazuje w jakim stopniu charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa PV jest zbliżona do idealnej, czyli do pola prostokąta. Współczynnik wypełnienia obliczany jest w procentach jako stosunek pola powierzchni prostokąta o bokach I_m i V_m do pola prostokąta o bokach I_{sc} i V_{oc} . Współczynnik wypełnienia określany jest też jako stosunek mocy rzeczywistej generowanej przez moduł do mocy pozornej (hipotetycznej) obliczonej na



- Rys. Graficzna ilustracja określania współczynnika wypełnienia.

- **Sprawność modułów PV**

Sprawność ogniwa PV określa stosunek mocy maksymalnej odzyskiwanej w ogniwie do mocy promieniowania światła słonecznego padającego na ogniwo. Można ją obliczyć ze wzoru:

$$\eta = \frac{I_{mp} V_{mp}}{J \cdot S}$$

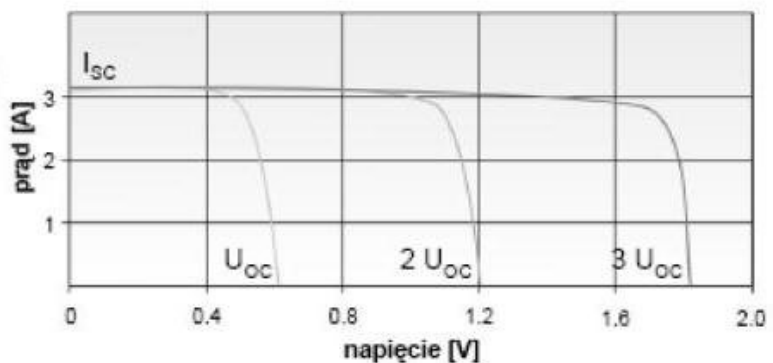
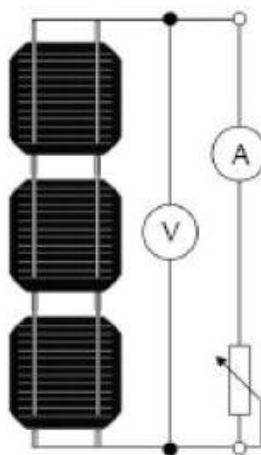
η – sprawność ogniwa, J – natężenie promieniowania padającego na ogniwo [W/m²], S – pole powierzchni ogniwa [m²]

Łączenie ze sobą ogniw PV

Moc pojedynczego ogniwa fotowoltaicznego jest bardzo mała rzędu 1,5-2,6W dla ogniwa o wymiarach 12,5x12,5cm. W panelach ogniwa są więc ze sobą łączone w sposób szeregowy, równoległy lub szeregowo-równoległy.

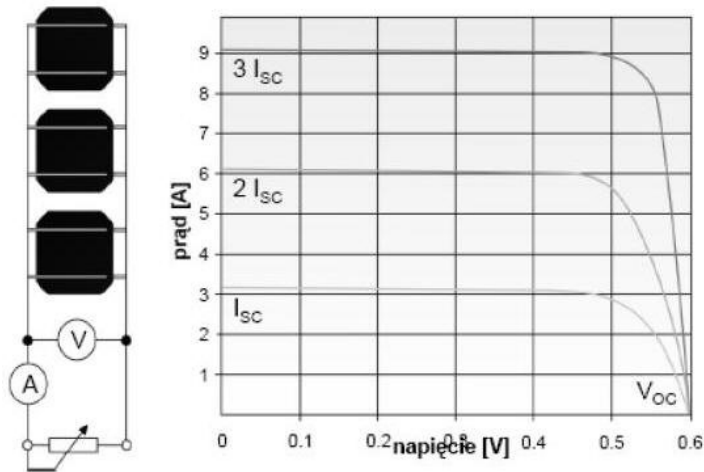
łączenie szeregowe

Przy połączeniu szeregowym przednia elektroda pierwszego ogniwa jest połączona z tylną elektrodą ogniwa następnego. napięcia w takim połączeniu poszczególnych ogniw sumują się.



Łączenie równoległe

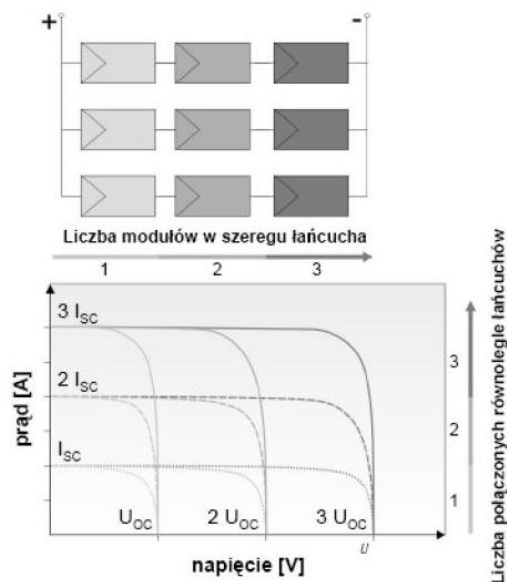
Powstaje wskutek łączenia przedniej elektrody ogniwa poprzedniego z przednią elektrodą ogniwa następnego. Prądy połączonych w ten sposób ogniw są sumowane.



Rys. Połączenie równoległe trzech ogniw.

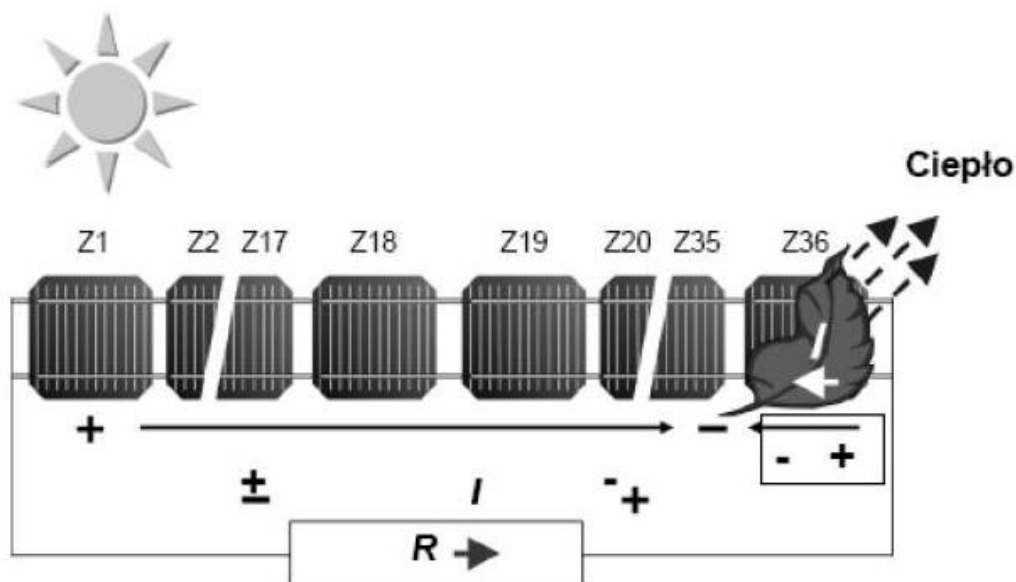
Łączenie szeregowo-równoległe

polega na równoczesnym łączeniu ogniw szeregowo i równoległe. Przy takim połączeniu sumują się zarówno napięcia jak i natężenia prądów. Napięcie sumuje się w zależności od ilości modułów w łańcuchu jednego szeregu, natężenia prądów sumują się w zależności do ilości połączonych równoległe łańcuchów. Charakterystyka I-V takiego połączenia pokazana jest na rys. poniżej

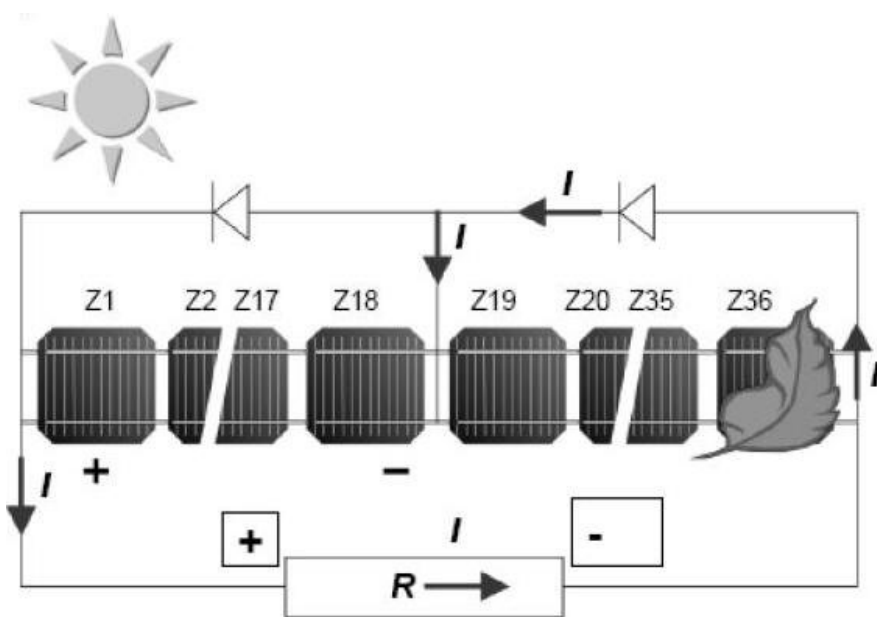


Zacienienie ogniw PV.

Bardzo częstym problemem występującym w czasie eksploatacji paneli fotowoltaicznych jest ich okresowy spadek mocy spowodowany chwilowym zacienieniem np. przez spadające liście, rzucany cień (komin, drzewo), przykrycie śniegiem, itp. Spadek mocy paneli zależy w tym wypadku od sposobu wykonanego połączenia (szeregowe, równoległe). Przy połączeniu szeregowym zacienienie tylko jednego ogniwa w całym panelu powoduje, że prąd płynący przez panel dostosowuje się do prądu płynącego przez naj słabsze ogniwo, w wyniku czego wartość prądu spada niemal do zera. Tak oświetlony panel szybko ulega przegrzaniu co grozi jego uszkodzeniem.



Aby nie dopuścić do takiej sytuacji stosuje się bocznikowanie ogniw za pomocą diod. Diody są włączone równoległe w układ szeregowy ogniw i przy normalnej ich pracy są spolaryzowane w kierunku zaporowym, tzn. odwrotnie do ogniw PV. Przy normalnym nasłonecznieniu i braku zacienienia prąd płynie przez ogniwa z pominięciem diod. Jeśli jedno z ogniw zostanie zasłonięte dioda polaryzuje się w kierunku przewodzenia i prąd może płynąć w obwodzie z pominięciem zasłoniętego ogniwa.



Optymizery mocy to urządzenia które pomagają instalacjom fotowoltaicznym osiągać jak największą sprawność. Najczęściej są stosowane w miejscach w których występują wysokie

ryzyko zacielenia modułów, nie ma możliwości zamontowania ich pod odpowiednim kątem lub skierowania w odpowiednią stronę świata.



Optymizery

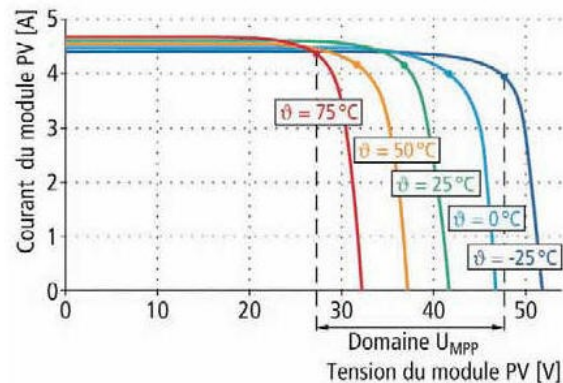
Optymizery pozwalają na uzyskanie maksymalnej sprawności przez każdy z paneli połączonych razem w stringu. Dzięki zastosowaniu tych urządzeń żaden z paneli połączonych razem ze sobą w łańcuch nie wpływa na drugi. Przy zastosowaniu optyimizerów inwerter nie śledzi punktu mocy maksymalnej dla całego ciągu paneli, robią to za niego optyimizery. Dzięki temu każdy z paneli jest rozpatrywany indywidualnie. Więc zacielenie jednego z modułów nie wpływa negatywnie na pozostałe. Na przykład jeżeli w ciągu 5 paneli jeden jest zacieleniony w 50% to tylko ten jeden panel będzie działał z mocą mniejszą o 50% pozostałe cztery panele z ciągu będą pracowały z pełną mocą. Po za tym, każdy z paneli jest obarczony ujemną albo dodatnią tolerancją mocy. Panele wysokiej klasy zawsze posiadają dodatnią tolerancję mocy. Przy zastosowaniu optyimizerów każdy panel może pracować przy optymalnym prądzie napięciu dając maksymalną moc.

Zastosowanie tych urządzeń jest też bardzo dobrym rozwiązaniem w sytuacji kiedy w celu uzyskania jak największej mocy użytkownik chce zamontować panele na połaciach dachowych wychodzących na różne strony świata. Co będzie powodowało różne ich nasłonecznienie w zależności od pory dnia. Przy instalacjach które będą wyposażone w optyimizery minimalizujemy ryzyko wystąpienia w takiej sytuacji strat mocy.

Zastosowanie optyimizerów to nie tylko uzyskanie maksymalnej mocy z instalacji fotowoltaicznej to też jej dokładna obserwacja. W zasadzie w tym momencie każda z firm produkujących inwertery pozwala na obserwację pracy systemu poprzez odpowiednią aplikację. Wyposażenie modułów fotowoltaicznych w optyimizery pozwala nam na bardzo dokładną obserwację pracy całego systemu. Dzięki nim wiemy jaką moc produkują pojedyncze panele. A poza tym w przypadku awarii pokazują który z modułów został uszkodzony.

Optymizery działają jak [regulator ładowania](#) MPPT podłączony do każdego z paneli, pozwalając im na uzyskanie maksymalnej mocy bez względu na moce uzyskane przez inne moduły w stringu. Oczywiście wyposażenie swojej instalacji w te urządzenia będzie wiązało się z dodatkowym nakładem finansowym. Na pewno warto będzie go ponieść jeżeli montaż [paneli fotowoltaicznych](#) z naszej instalacji będzie odbiegał od założeń standardowych. Natomiast jeżeli nasza instalacja będzie wykonana dokładnie tak jak się zaleca czyli moduły będą ustawione pod odpowiednim kątem oraz skierowane w odpowiednią stronę świata ich zastosowanie wydają się już mniej uzasadnione.

- **Wpływ temperatury na pracę ogniwa PV**
- Najwyższą sprawność ogniwa PV uzyskują przy niskich temperaturach poniżej 25°C. W praktyce uzyskanie tak niskich przedziałów temperatur jest niezwykle trudne, szczególnie w lecie, kiedy panele PV nagrzewają się do 70-80°C. Stosowane są różne próby ograniczania temperatury, min. budowa ogniw hybrydowych stanowiących połączenie kolektora dachowego z ogniwem fotowoltaicznym. Wykres poniżej przedstawia wpływ temperatury na charakterystykę prądowo-napięciową I-V przy stałym natężeniu oświetlenia.
-
- Widać wyraźnie, że charakterystyka prądowo-napięciowa I-V przy wzroście temperatury powyżej 25°C przesuwa się w lewo, a przy spadku temperatury - w prawo, przy czym zmienia się znacznie napięcie modułu. Natężenie modułu waha się tylko w niewielkim zakresie. W sumie wzrost temperatury wpływa wyraźnie na obniżenie wydajności (mocy) panelu fotowoltaicznego (przesunięty punkt MPP). Wpływ zmiany temperatury nie jest jednakowy przy różnych typach paneli. Z badań wynika, że największy wpływ temperatury na moc wykazują panele z krzemu krystalicznego, a najmniejszy z krzemu amorficznego. Parametr panelu PV związany ze spadkiem jego mocy w funkcji temperatury nosi nazwę **"temperaturowego wskaźnika mocy"** (temperature coefficient of Pmax) i podawany jest w %/°C.



Dane na etykiecie modułu fotowoltaicznego

PMPP – Moc w punkcie mocy maksymalnej, maksymalna moc jaką moduł może wygenerować w najoptymalniejszych dla siebie warunkach

$$PMPP = UMPP \times IMPP$$

UMPP – Napięcie w punkcie mocy maksymalnej, maksymalne napięcie jakie może osiągnąć moduł pod obciążeniem

IMPP – prąd w punkcie mocy maksymalnej, maksymalny prąd jaki może moduł wyprodukować w najoptymalniejszych dla siebie warunkach pod obciążeniem

UOC – napięcie rozwarcia – maksymalne napięcie jakie powstaje na module, do którego nie są podłączone żadne urządzenia pobierające energię

ISC – prąd zwarcia – maksymalny prąd jaki może wyprodukować moduł w najoptymalniejszych dla siebie warunkach, bez obciążenia

Max. System Voltage – maksymalne napięcie pracy - jest to wartość określająca maksymalne napięcie łączonych ze sobą szeregowo modułów, suma napięć wszystkich łączonych szeregowo modułów nie może przekroczyć tej wartości, najczęściej wynosi 1000 V

Wszystkie wartości podane na etykiecie modułu są wartości nominalne namierzone przy standardowych warunkach badania, zobacz obrazek wyżej.

W ten sam sposób są opisane także wartości namierzone przy innym poziomie promieniowania słonecznego i przy innej temperaturze.

Temperaturowy współczynnik mocy – podaje o ile zmieni się moc modułu przy podwyższeniu temperatury o 1°C. Obniżenie mocy modułów krystalicznych wynosi około 0,4%/°C, modułów cienkowarstwowych wynosi połowę tej wartości.

Rodzaje pomp ciepła

Ze względu na rodzaj napędu i zasadę działania możemy wyodrębnić trzy podstawowe grupy pomp ciepła, z którymi możemy zetknąć się na co dzień:

- 1.pompy absorpcyjne (z napędem cieplnym);
- 2.pompy termoelektryczne (z napędem elektrycznym);
- 3.pompy sprężarkowe (z napędem mechanicznym, silnik sprężarki zasilany jest najczęściej prądem elektrycznym).

Pompa absorpcyjna

Urządzenia tego typu stosowane są dziś powszechnie w dużych zakładach przemysłowych do podwyższania potencjału energetycznego energii odpadowej. Podobne rozwiązania stosuje się także w chłodziarkach absorpcyjnych.

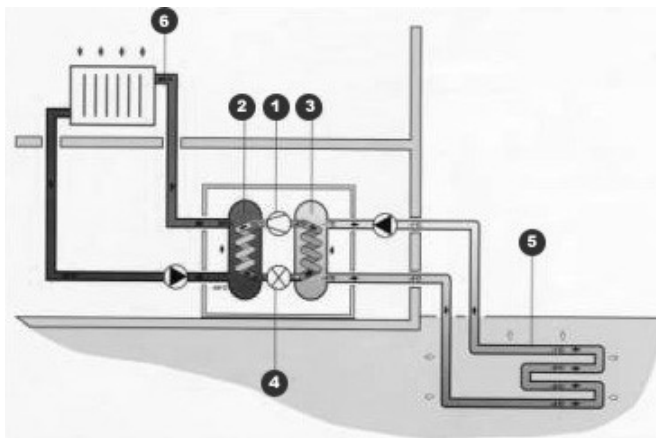
Pompy termoelektryczne (ogniwa Peltiera)

Mają zastosowanie wszędzie tam gdzie zachodzi konieczność ciągłego i efektywnego odprowadzania dużych ilości ciepła z niewielkich przedmiotów.

W związku z tym pompy te zyskały popularność we współczesnej elektronice – stosuje się je do chłodzenia półprzewodników.

Pompy sprężarkowe

Ten typ pomp to aktualnie podstawowa grupa urządzeń stosowanych w technice grzewczej i chłodniczej. Tego typu pompy oferowane są na rynku jako alternatywa dla kotłów na paliwo organiczne oraz ogrzewaczy elektrycznych.



1-sprężarka, 2-skrapłacz, 3-parownik, 4-zawór rozprężn, 5-źródło dolne, 6-źródło górne.

Wewnętrzny obieg pompy jest wypełniony czynnikiem roboczym, który posiada właściwości pozwalające mu wrzeć w niskiej temperaturze (np. 0 °C). Czynnik przepływając przez parownik (3) pobiera ciepło z dolnego źródła (5) i zaczyna wrzeć stając się parą o niskim ciśnieniu oraz temperaturze. Zassany przez sprężarkę (1) ulega sprężaniu, co wiąże się z gwałtownym wzrostem jego temperatury. Gorący czynnik trafia do skraplacza (2) i oddaje w nim ciepło do górnego źródła (6). Podczas tego procesu skrapla się i w postaci cieczy trafia do zaworu rozprężnego (4), w którym zostaje zdławiony od ciśnienia skraplania do ciśnienia, jakie jest w parowniku. Proces rozpoczyna się ponownie.

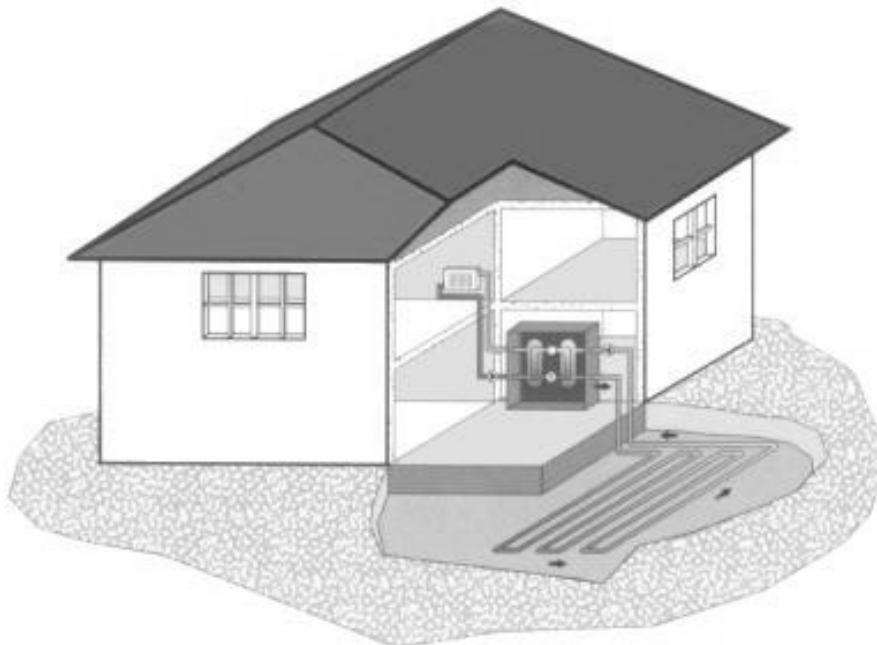
W pompie ciepła zachodzi proces podnoszenia potencjału cieplnego, tj. proces pobierania ciepła ze źródła o temperaturze niższej (dolne źródło ciepła) i przekazywania tego ciepła do źródła o temperaturze wyższej (górne źródło ciepła).

Dolne źródła ciepła (sposoby uzyskiwania energii)

Najczęściej stosowanymi dolnymi źródłami ciepła są:

- Gruntowa instalacja pozioma,
- Gruntowa instalacja pionowa,
- Zbiorniki wodne,
- Woda głębinowa,
- Powietrze,
- Ścieki.

Gruntowa instalacja pozioma



Grunt jest akumulatorem ciepła, które można odebrać stosując instalację rurową z krążącym w obiegu zamkniętym glikolem lub solanką. Aby uniknąć dużych dobowych wahań temperatury i wychładzania gleby zimą kolektor układa się na głębokości ok. 2 metrów, gdzie w naszym klimacie temperatura nie spada poniżej 5 °C.

Wadą jest dysponowanie dużą powierzchnią. Aby uzyskać 1 kW energii należy odebrać ciepło z powierzchni 25 – 50 m² gruntu.



Gruntowa instalacja pionowa



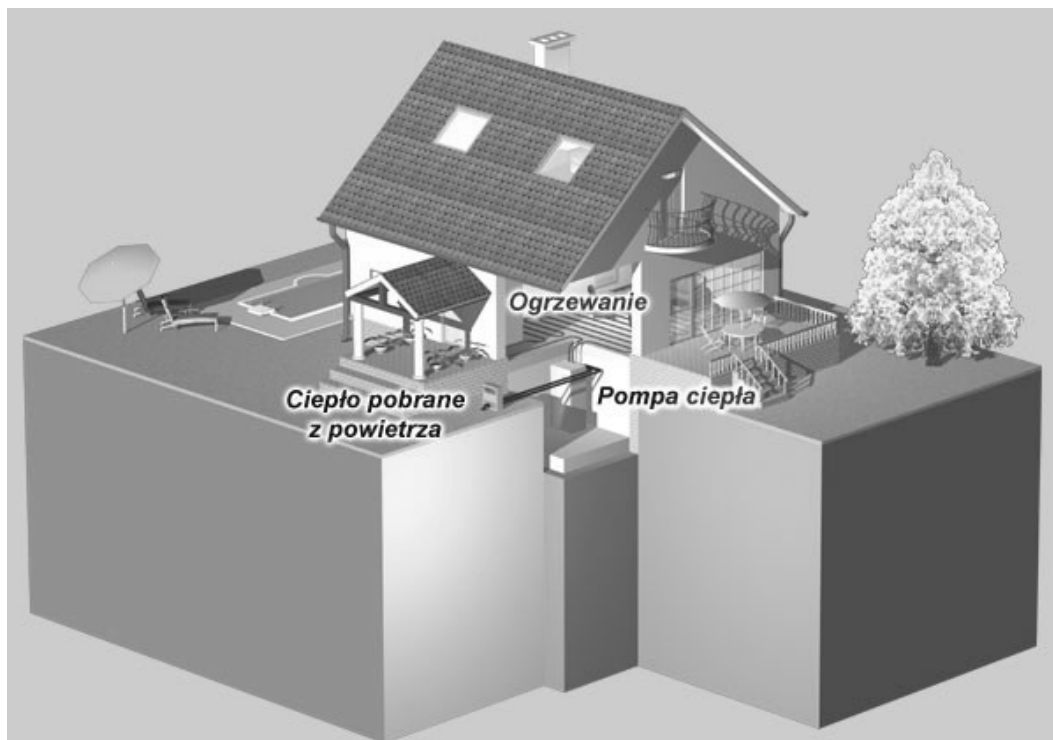
instalację glikolową lub solankową montuje się pionowo w gruncie na głębokość 100 m o śr. 40 mm. Wadą jest wysoki koszt wymiennika.

Zbiorniki wodne – są to rzeki, jeziora, morza.

Wykorzystać energię takiego źródła można dwoma sposobami. Po pierwsze układając kolektor glikolowy lub solankowy na dnie niezamarzającego zbiornika i tak jak przy poprzednich instalacjach poprzez wymiennik przekazać ją do pompy ciepła. W zbiornikach zamarzających kolektor układa się poniżej granicy zamarzania, lub bezpośrednio pompuje wodę przez wymiennik z pominięciem instalacji pośredniej.

Wody gruntowe jako źródło ciepła mogą być stosowane do dużych, jak i małych pomp ciepła. Temperatura wód gruntowych nie ulega dobowym wachaniom i nie spada poniżej 8 °C. Ciepło odbierane jest bezpośrednio w parowniku bez instalacji pośrednich, po czym woda może być zrzucana do złoża z którego jest pobierana, lub do naturalnych zbiorników powierzchniowych bezpośrednio, czy przez instalację burzową.

Powietrze



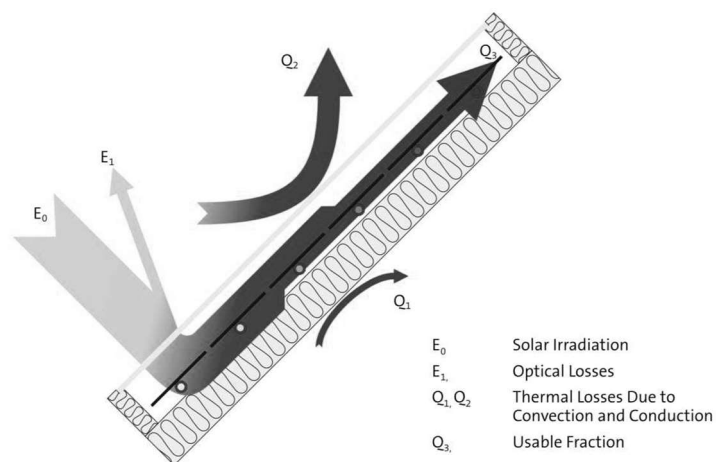
Najlepsze efekty uzyskuje się przy wykorzystaniu powietrza o stałej temperaturze np. Z wentylacji. Powietrze zewnętrzne nie jest źródłem koherentnym – jego zmiany temperatury są zbyt duże. Pompa ciepła pracuje efektywnie przy temperaturze powietrza $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Jest to zdecydowanie jedno z najtańszych źródeł dolnych ale ma ono niską sprawność w polskich warunkach.

Ścieki – są bardzo dobrym dolnym źródłem ciepła o wysokiej temperaturze. Odbiór ciepła realizuje się tutaj pośrednio przez umieszczenie w kolektorze ściekowym rur w których płynie ciecz odbierająca ciepło. Rury można umieścić także w zbiorniku fekaliiów, szambie itp.

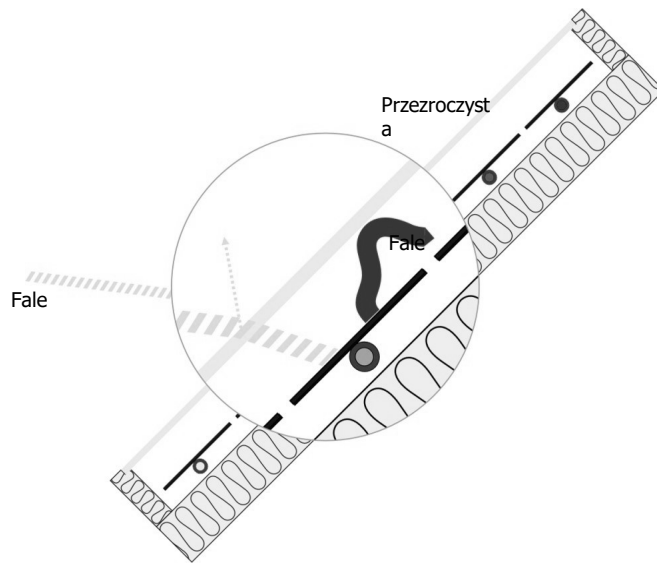
Pompa ciepła jest urządzeniem w pełni ekologicznym. W procesie wytwarzania ciepła nie występują negatywne zjawiska mogące degradować środowisko. Nie występuje tu również wydzielanie spalin, czy innych związków chemicznych jak ma miejsce w procesie ogrzewania innymi czynnikami takimi jak: olej opałowy, gaz ziemny, węgiel kamienny, czy koks. Pompa ciepła nie wymaga w trakcie pracy podłączenia do komina ani do instalacji wentylacyjnej. Jej wpływ na środowisko można porównać jedynie z ogrzewaniem elektrycznym, ale koszty eksploatacyjne zdecydowanie przemawiają na korzyść pomp ciepła.

KOLEKTORY SŁONECZNE

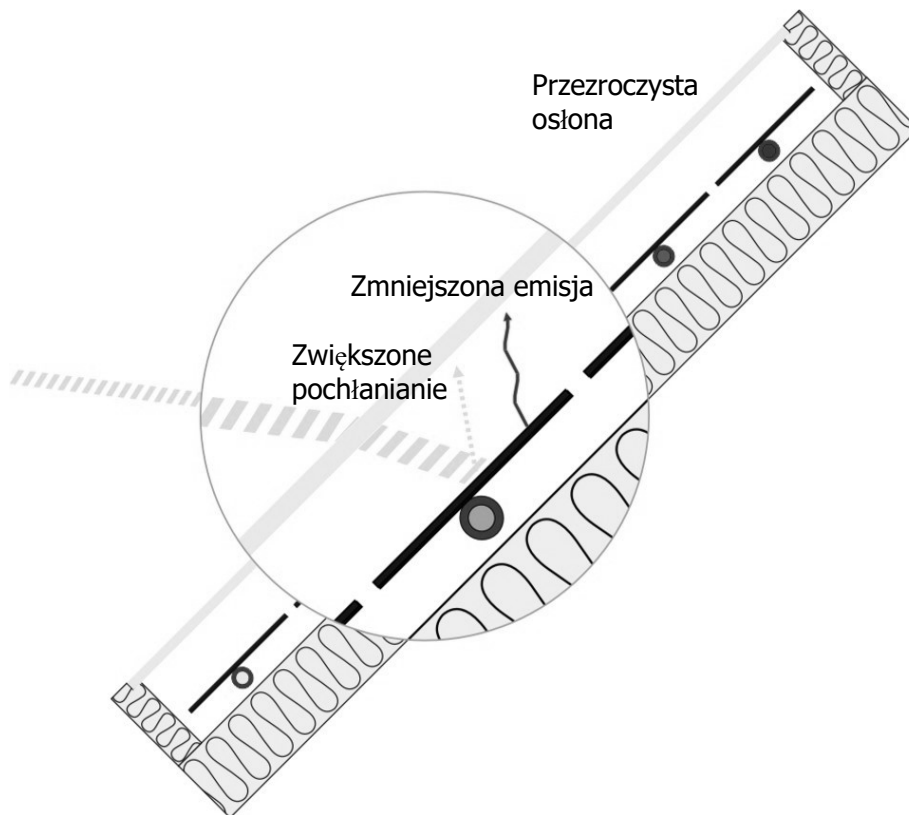
Zasada działania kolektora



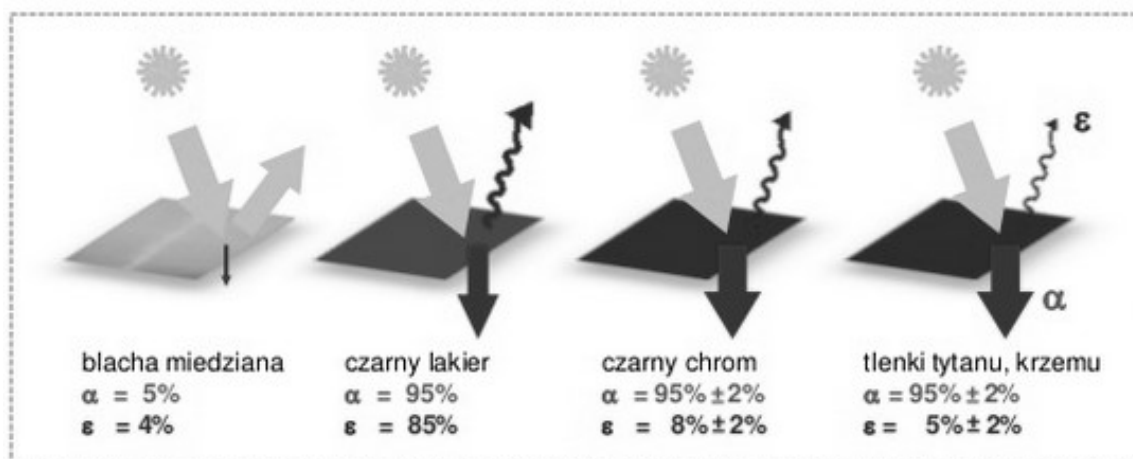
Na czym polega selektywna przepuszczalność (efekt szklarniowy)

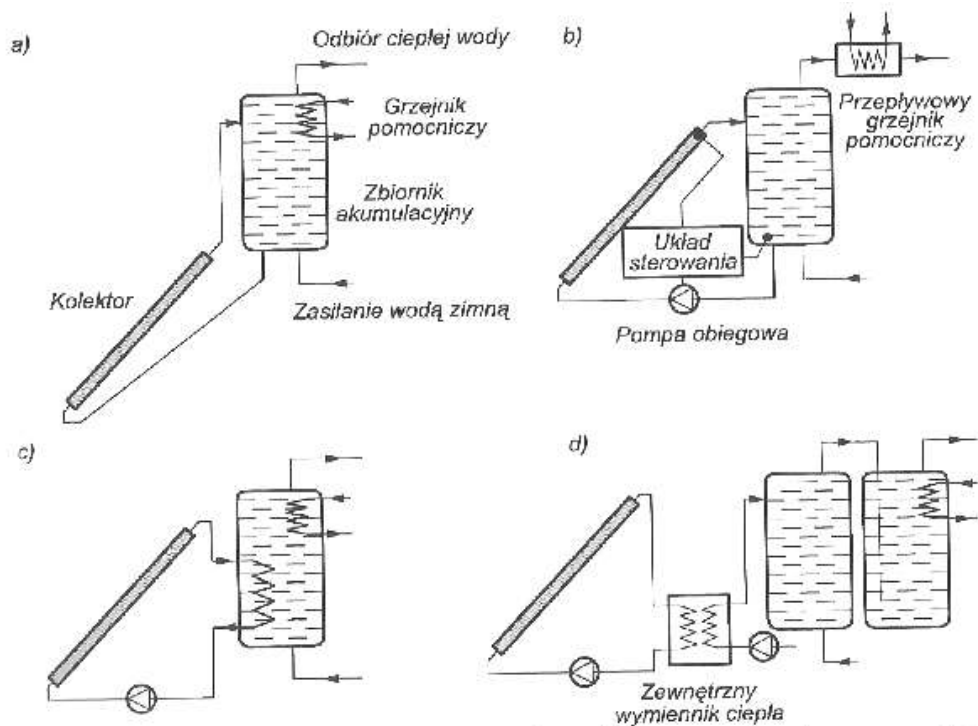


Selektywne pochłanianie i emisja

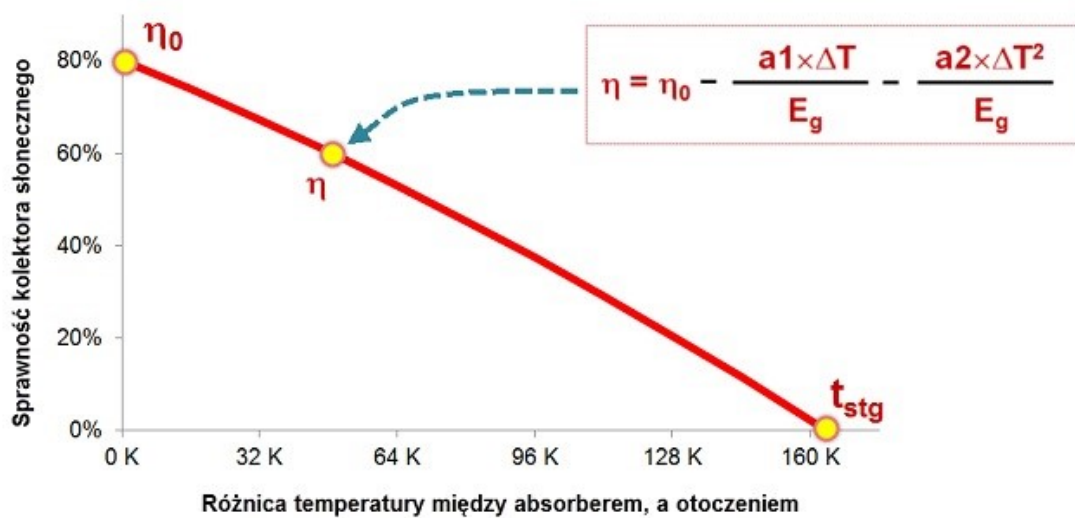


▪ Zdolność absorbowania promieniowania słonecznego (α) dla warstw „czarnych” jest porównywalna (ok. 95%). Różnica jest widoczna w emisyjności warstw – wypromieniowywaniu podczerwonymu, które dla dobrych warstw jest niewielkie, w granicach 5-8%. Tą cechą nazywa się **selektywnością**. Dla porównania „czysta” blacha miedziana jest w stanie pochłaniać jedynie 5% promieniowania słonecznego





Rys. 1.3. Schematy najczęściej spotykanych konfiguracji słonecznych podgrzewaczy ciepłej wody użytkowej [44]: a) układ termosyfonowy bezpośredni, b) układ z przepływem wymuszonym i zewnętrznym podgrzewaczem pomocniczym, c) układ pośredni (z wydzielonym obiegiem kolektorowym), d) układ z zewnętrznym wymiennikiem ciepła i dwoma zbiornikami magazynującymi



| L.p. | Sposób korzystania z instalacji solarnej | | Powierzchnia kolektora [m2 kolektora/m2 pow. basenu] |
|------|--|--|--|
| 1 | Basen odkryty powierzchnia basenu bez osłony - używanie basenu kwiecień-wrzesień - używanie basenu czerwiec-sierpień | | 0,7 – 1,2 0,5 – 0,9 |
| 2 | Basen odkryty powierzchnia basenu z osłoną (roleta) - używanie basenu kwiecień-wrzesień - używanie basenu czerwiec-sierpień | | 0,5 – 0,8 0,4 – 0,7 |
| 3 | Basen kryty powierzchnia basenu bez osłony - używanie basenu kwiecień-wrzesień - używanie basenu czerwiec-sierpień | | 0,4 – 0,5 0,3 – 0,4 |
| 4 | Basen kryty powierzchnia basenu z osłoną (roleta) - używanie basenu kwiecień-wrzesień - używanie basenu czerwiec-sierpień | | 0,3 – 0,4 0,2 – 0,3 |

Dobór zasobnika c.w.u.

Całkowita pojemność zasobnika powinna pokrywać zapotrzebowanie na c.w.u. na 2 dn

i i można ją wyliczyć z zależności:

$$V_{z \min} = \frac{2 \cdot V_p \cdot P \cdot (t_w - t_k)}{t_z - t_k}$$

gdzie:

V_{zmin}.....minimalna pojemność zasobnika

V_p..... zapotrzebowanie cwu na 1 osobę (80-100 l/dobę)

P..... liczba osób w gospodarstwie domowym

t_w..... temperatura cwu w punkcie poboru

t_k..... temperatura wody zimnej

t_z..... temperatura wody w zasobniku(50-60) 0C

Dobór przeponowego naczynia wzbiorczego dla instalacji solarnej

Dobór naczyń wzbiorczych zabezpieczających układ solarny przed nadmiernym wzrostem ciśnienia jest nieco inny niż w przypadku klasycznej instalacji c.o. W układzie kolektora dachowego nie krąży bowiem woda tylko specjalny płyn odporny na zamarzanie (np. roztwory glikolu, tyfocor, F2 lub R1 firmy ROTH). Rozszerzalność cieplna płynów jest inna w tym wypadku inna niż wody w układzie c.o. Poniżej sposób doboru naczyń dla płynu tyfocor.

$$V_n = \frac{(V_v + V_2 + zV_k)(p_e + 1)}{p_e - p_{st}}$$

Gdzie:

- V_a - pojemność całkowita instalacji w dm^3
- $V_v = V_a \cdot 0,015$ (min. 1 litr)
- $V_2 = V_a \cdot \beta$
- $\beta = 0,07$ dla czynnika TYFOCOR
- V_k - pojemność kolektora
- z - liczba kolektorów
- $p_e = p_b - 0,5$ dopuszczalne nadciśnienie końcowe
- p_b - ciśnienie otwarcia zaworu bezpieczeństwa
- $p_{st} = 1,5 + 0,1 \cdot h$ ciśnienie wstępne poduszki gazowej
- h - wysokość statyczna instalacji w [m]