Odnawialne źródła energii

Wybrane zagadnienia

Pod redakcją Andrzeja Gołąbka

Agencja Użytkowania i Poszanowania Energii Politechnika Łódzka Łódź 2014





UNIA EUROPEJSKA EUROPEJSKI FUNDUSZ SPOŁECZNY



Człowiek — najlepsza inwestycja

Materiał powstał w ramach projektu "Odnawialne źródła energii — studia podyplomowe dla nauczycieli i instruktorów praktycznej nauki zawodu"

Publikacja współfinansowana ze środków Unii Europejskiej w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego

Lider projektu:



Agencja Użytkowania i Poszanowania Energii Sp. z o.o. 91-334 Łódź, ul. Kwidzyńska 14

Praca zbiorowa pod redakcją Andrzeja Gołąbka

Autorzy:

dr inż. Łukasz Antczak, Piotr Berliński, mgr inż. Sebastian Górka, Krzysztof Jankowski, prof. dr hab. inż. Władysław Kryłłowicz, dr inż. Maciej Sibiński, prof. dr hab. inż. Irena Wasiak, dr inż. Katarzyna Znajdek

Współpraca: mgr Barbara Kubiak, mgr inż. Michał Małaczek, mgr Monika Mrówczyńska

Skład i łamanie, projekt typograficzny, projekt okładki, druk: Wydawnictwo Biblioteka Mateusz Poradecki wydawnictwo@wydawnictwo-biblioteka.pl

Wszelkie znaki towarowe i nazwy własne zostały użyte wyłącznie w celach informacyjnych

© Copyrights by authors

Łódź 2014 ISBN: 978–83–62378–51–7

Publikacja bezpłatna

Partner projektu:



Politechnika Łódzka 90-924 Łódź, ul. Żeromskiego 116

Spis rozdziałów

Wstęp	5
Historia i rozwój fotowoltaiki	7
1. Historia fotowoltaiki	7
2. Teoretyczne limity sprawności ogniw PV	9
3. Aktualny stan i prognozy rozwoju fotowoltaiki w Europie i na świecie	11
4. Podział ogniw fotowoltaicznych	15
5. Rozwój zastosowań fotowoltaiki	20
Budowa, działanie oraz parametry ogniw fotowoltaicznych	33
1. Fotowoltaika jako nowoczesne technologiczne rozwiązanie z zakresu odnawialnych źródeł energii	33
2. Podstawy fizyczne konwersji fotowoltaicznej w półprzewodnikach	34
3. Konwersja fotowoltaiczna w przyrządach elektronicznych	39
4. Budowa i parametry ogniwa słonecznego	43
5. Typy współczesnych ogniw słonecznych	47
Systemy i urządzenia fototermiczne Piotr Berliński, Krzysztof Jankowski	51
1. Technologia solarna — zasada działania	51
2 Systemy solarne	57
3. Konstrukcia kolektora płaskiego	55
4. Kolektory próżniowe	55

5. Zastosowanie instalacji solarnych	59						
6. Zasada działania instalacji solarnej	62						
7. Wytyczne projektowe projektowania instalacji solarnych							
8. Błędy popełniane przez projektantów oraz instalatorów instalacji solarnych	73						
9. Podsumowanie	82						
Energetyka geotermalna	83						
1. Podstawy technologii wykorzystywania ciepła geotermalnego	84						
Energetyka wiatrowa	111						
prof. dr hab. inż. Irena Wasiak							
1. Wiadomości ogólne o energetyce wiatrowej	111						
2. Elektrownie wiatrowe	127						
3. Praca elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym	142						
4. Podsumowanie	158						
Ocena energetyczna budynku na							
przykładzie domku jednorodzinnego	159						
1. Wymagania formalno-prawne	159						
2. Dane do obliczeń	161						
3. Współczynniki przenikania ciepła	164						
4. Mostki termiczne	170						
5. Współczynniki strat ciepła	173						
6. Straty ciepła	177						
7. Zyski ciepła	178						
8. Energia użytkowa	183						
9. Energia końcowa	189						
10. Energia pierwotna	197						
11. Wskaźniki rocznego zapotrzebowania na energię <i>EP, EK</i> i <i>EU</i>	200						
12. Porównanie wyników obliczeń dla różnych źródeł ciepła	202						
13. Audyty energetyczne	203						

Wstęp

Z przyjemnością oddajemy w Państwa ręce publikację dotyczącą wybranych zagadnień związanych z odnawialnymi źródłami energii, budownictwem energooszczędnym i oceną energetyczną budynków. Materiał ten został przygotowany w ramach pionierskiego w skali województwa łódzkiego projektu **"Odnawialne źródła energii — studia podyplomowe dla nauczycieli i instruktorów praktycznej nauki zawodu"** współfinansowanego ze środków Unii Europejskiej w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego, Działanie 9.4 Programu Operacyjnego Kapitał Ludzki "Wysoko wykwalifikowane kadry systemu oświaty".

Polska, stając się członkiem Unii Europejskiej, przyjęła zobowiązanie określane jako "Pakiet 3x20", zakładające dwudziestoprocentowy udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w całym bilansie energetycznym UE, dwudziestoprocentową oszczędność energii oraz dwudziestoprocentową redukcję emisji gazów cieplarnianych. Wypełnienie powyższych założeń przyczyni się nie tylko do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego państwa, ale również do ochrony środowiska naturalnego przed postępującą degradacją, zanieczyszczeniami i rabunkową gospodarką paliwami pierwotnymi.

Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii oznacza w perspektywie najbliższych lat istotny wzrost zapotrzebowania na kwalifikacje związane z doradztwem, montażem, eksploatacją i serwisem urządzeń wykorzystujących odnawialne źródeł energii. Dlatego też konieczne jest przygotowanie profesjonalnej kadry dydaktycznej, kształcącej odpowiednio wykwalifikowanych fachowców w ramach zawodu Technik urządzeń i systemów energetyki odnawialnej.

Mamy nadzieję, że niniejsza publikacja stanie się cennym kompendium wiedzy z zakresu odnawialnych źródeł energii i budownictwa energooszczędnego dla nauczycieli szkół ponadgimnazjalnych i instruktorów praktycznej nauki zawodu, ułatwiającym codzienne odkrywanie zagadnień związanych z energetyką odnawialną.

Historia i rozwój fotowoltaiki

dr inż. Katarzyna Znajdek

1. Historia fotowoltaiki

Fotowoltaika (PV — ang. *photovoltaics*) jest dziedziną nauki i techniki zajmującą się bezpośrednim przetwarzaniem energii promieniowania elektromagnetycznego na energię elektryczną przy wykorzystaniu efektu fotowoltaicznego. Zjawisko fotowoltaiczne zostało odkryte w 1839 roku przez dziewiętnastoletniego wówczas Francuza, Aleksandra Edmunda Becquerela, który eksperymentując w laboratorium swojego ojca — fizyka Antoine Césara Becquerela — zauważył, że niektóre materiały zmieniają swoje właściwości elektryczne pod wpływem naświetlania [Antczak, Fijałkowski 2010]. Zaobserwował on, w stanowisku pomiarowym przedstawionym schematycznie na rysunku 1, pojawienie się zjawiska generacji nośników prądu elektrycznego w obwodzie złożonym z dwóch oświetlonych elektrod zanurzonych w elektrolicie [Antczak, Fijałkowski 2010, nr 138 i 141]. Ponad trzydzieści lat później, w roku 1873, angielski inżynier Willoughby Smith w trakcie próby opracowania telegraficznego kabla morskiego odkrył, że materiałem wykazującym właściwości fotoelektryczne jest selen. W roku 1876 William Grylls Adams, profesor King's College w Londynie, i Richard Evans Day odkryli efekt fotowoltaiczny zachodzący w przedstawionym na rysunku 2 oświetlonym złączu selenu i platyny [Antczak, Kryłłowicz 2012].



Rysunek 1. Schemat aparatury opisanej przez A.-E. Becquerela [źródło: Antczak, Fijałkowski, 2010, nr 138; Baldocchino, Bozonnet, Santhanam, 2011]



Rysunek 2. Przykładowa geometria zastosowana przez Adamsa i Daya do badania efektu fotowoltaicznego w selenie [źródło: Antczak, Kryłłowicz, 2012; Baldocchino, Bozonnet, Santhanam, 2011]

Odkrycia te doprowadziły amerykańskiego wynalazcę Charlesa Frittsa do opisu oraz konstrukcji pierwszego działającego ogniwa słonecznego na bazie selenu w roku 1883. Fritts pokrył półprzewodnikową płytkę selenową bardzo cienką warstwą złota, dzięki czemu uzyskał ogniwo o sprawności fotokonwersji na poziomie 1% [Bin Mohd Tahir, Yamada 2009]. Tak niski poziom wydajności, wynikający z właściwości selenu, w połączeniu z wysokimi kosztami materiału, uniemożliwiał wykorzystanie tego typu ogniw do produkcji energii elektrycznej. Ogniwa selenowe znalazły jednak swoje zastosowanie np. jako czujniki natężenia światła, stosowane do określania czasu naświetlania w aparatach fotograficznych i w tej roli były powszechnie używane jeszcze w latach sześćdziesiątych ubiegłego wieku.

Fizyczne wyjaśnienie efektu fotowoltaicznego, wprowadzające pojęcie fotonu jako cząstki elementarnej będącej nośnikiem oddziaływania elektromagnetycznego, nastąpiło dopiero dwadzieścia dwa lata po odkryciu Frittsa. Albert Einstein przedstawił, w artykule przesłanym 17 marca 1905 roku do redakcji "Annalen der Physik", teorię mówiącą, że światło składa się z dyskretnych cząstek lub porcji energii: "gdy promień światła rozchodzi się ze źródła punktowego, energia nie jest rozłożona w sposób ciągły w coraz większej przestrzeni, lecz ma postać skończonej liczby kwantów energii, które są zlokalizowane w określonych punktach przestrzeni i mogą być absorbowane lub emitowane tylko w całości" [Borsukiewicz-Gozdur, Nowak, Stachel 2008]. Einstein stwierdził, że fotony światła mogą oddziaływać z elektronami otaczającymi jadro atomu, w wyniku czego możliwy jest ruch strumienia elektronów, a wiec przepływ prądu elektrycznego. W roku 1922 za "swój wkład w fizykę teoretyczną, a w szczególności za odkrycie prawa rządzącego efektem fotoelektrycznym" Einstein został uhonorowany Nagrodą Nobla za rok 1921 (w 1921 roku komitet noblowski nie przyznał nikomu nagrody) [Borsukiewicz-Gozdur 2008].

Kolejnym istotnym wydarzeniem w historii rozwoju fotowoltaiki było wynalezienie przez polskiego naukowca Jana Czochralskiego w roku 1918 metody otrzymywania czystych monokryształów [Borsukiewicz-Gozdur 2010]. Monokryształy krzemu wytwarzane metodą Czochralskiego posłużyły następnie do wytworzenia ogniw słonecznych. Praktyczny początek fotowoltaiki rozpoczął się jednak nieco później, w roku 1954, kiedy to zarówno w Bell Telephone Laboratories w Murray Hill w New Jersey (D. Chapin, S. Fuller i G. Pearson) [Borsukiewicz-Gozdur, Hanausek, Klonowicz 2011], jak i w RCA Laboratories w Princeton w New Jersey (P. Rappaport, J.J. Loferski i D.A. Jenny) wytworzono pierwsze krzemowe ogniwa o sprawności fotokonwersji równej 4,5%, którą poprawiono po kilku miesiącach do 6% [Borsukiewicz-Gozdur, Nowak 2011]. W tym samym roku powstało także pierwsze cienkowarstwowe ogniwo heterozłączowe wykonane na złączu miedzi i siarczku kadmu Cu_x/CdS, o sprawności 6% [Borsukiewicz-Gozdur, Nowak 2009]. Problemy technologiczne związane z niekontrolowaną dyfuzją miedzi do warstwy siarczku kadmu oraz utlenianie się w ten sposób powstającej warstwy Cu_xS spowodowały zaprzestanie dalszych badań tej struktury. Niemniej jednak wyniki tych prac wniosły znaczący wkład do postępu badań nad cienkowarstwowymi ogniwami PV, bazującymi na wykorzystaniu chalkopirytów, czyli związków o podstawowym składzie I–III–VI₂.

Od tej pory wydajność ogniw fotowoltaicznych stopniowo zaczęła rosnąć przy jednoczesnej redukcji kosztów ich produkcji, co przyczyniło się do dalszego rozwoju dziedziny. W roku 1955 firma Western Electric zaczęła sprzedawać licencje na wykorzystanie technologii krzemowych ogniw słonecznych. W tym samym roku Hoffman Electronics Semiconductor Division wyprodukowała komercyjne ogniwo PV o sprawności 2% i mocy szczytowej równej 14 mW [Brasz, Bilbow 2004]. Jego cena wynosiła wówczas 25 USD, co daje wartość jednostkową na poziomie 1786 USD/Watt. Firma Hoffman Electronics sukcesywnie ulepszała technologię produkowanych przez siebie ogniw fotowoltaicznych, uzyskując odpowiednio sprawności: 8% w roku 1957, 9% w 1958, 10% w 1959 i 14% w roku 1960. Rozwój technologii ogniw słonecznych oraz dążenie do uzyskania jak najwyższych sprawności fotokonwersji ukierunkowany był wówczas głównie na zastosowania w przemyśle kosmicznym — do zasilania stacji czy satelitów.

Poprzez doskonalenie technologii sukcesywnie uzyskiwano coraz wyższe sprawności przyrządów PV, ale także zwiększano wielkość stosowanych instalacji. Stopniowo, na początku głównie w związku ze światowym kryzysem energetycznym pod koniec lat siedemdziesiątych, zaczynały pojawiać się komercyjne naziemne zastosowania systemów fotowoltaicznych. Rysunek 3 przedstawia standardową strukturę krzemowego ogniwa słonecznego, opracowaną i rozwijaną w latach siedemdziesiątych XX wieku.



Rysunek 3. Struktura krzemowego ogniwa PV opracowana w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku [źródło: Baldocchino, Bozonnet, Santhanam 2011]

2. Teoretyczne limity sprawności ogniw PV

Istnieją pewne limity teoretyczne wyznaczające górne granice wydajności ogniw słonecznych. Maksymalna sprawność konwersji fotowoltaicznej, jaką może osiągnąć ogniwo słoneczne, jest określona zarówno przez pewne fundamentalne zasady, jak i ograniczenia techniczne. Teoretyczna maksymalna sprawność przyrządu konwertującego energię promieniowania słonecznego na energię elektryczną określona jest jako granica termodynamiczna, wynikająca z drugiej zasady termodynamiki. Granica ta, zwana też limitem Carnota, zdefiniowana jest wzorem:

$$\eta \le \frac{T_s - T_c}{T_s}, \quad (1)$$

gdzie:

 $-\eta$ — całkowita sprawność konwertera energii (ogniwa słonecznego),

— $T_{\rm C}$ — temperatura bezw
zględna konwertera,

 $-T_{\rm S}$ – temperatura bezwzględna źródła energii (Słońca).

Podstawiając do wzoru (1) średnią temperaturę fotosfery słońca równą 6000 K oraz temperaturę ogniwa fotowoltaicznego jako konwertera energii, o wartości 300 K, otrzymujemy maksymalną sprawność na poziomie 95%. Jednak ze względu na fakt, że przemiana ta nie jest odwracalna, gdyż energia wygenerowana w ogniwie PV nie wraca do Słońca, a takiej przemiany dotyczy prawo Carnota, granicę tę należy zredukować do 93,3%, zgodnie z limitem Landsberga [Bruno, Coronas 2011] opisanym wzorem (2):

$$\eta \le 1 - \frac{4T_C}{3T_S} + \frac{T_C^4}{3T_S^4}.$$
 (2)

Opisane wyżej granice, zarówno limit Carnota, jak i Landsberga, mają zastosowanie w przyrządach konwertujących jedynie bezpośrednią składową promieniowania słonecznego, takich jak śledzące systemy koncentratorów promieniowania słonecznego. Rozpatrując standardowy system fotowoltaiczny konwertujący energię promieniowania słonecznego relatywnie wydajnie, niezależnie od kąta padania światła, należy wziąć pod uwagę, iż zdolność konwersji promieniowania rozproszonego odbywa się kosztem spadku sprawności granicznej przyrządu. Stopień redukcji limitu sprawności można obliczyć, zakładając, iż w przypadku takiego systemu wielokierunkowego sprawność nie zależy od stopnia skoligowania czy rozproszenia wiązki światła. Na przykład, jeżeli dany jest całkowity strumień energii promieniowania słonecznego 6000 K, który jest rozproszony w całym dostępnym obszarze oświetlonej półkuli, a nie ograniczony do małego zakresu kątów leżących bezpośrednio naprzeciwko Słońca, związany z tym strumień entropii wzrasta o czynnik bliski 4 [Chodkiewicz, Hanausek, Porochnicki 2001]. Odpowiadająca temu wartość limitu sprawności Landsberga spada do 73,7%, ze względu na wzrost drugiego składnika równania (2) o wartość tego czynnika [Chodkiewicz, Kryłłowicz, Antczak 2009].

W przypadku rozpatrywania ogniw jednozłączowych, wykonanych przy użyciu jednego materiału półprzewodnikowego w funkcji absorbera oraz oświetlonych nieskoncentrowanym światłem odpowiadającym spektrum promieniowania AM1,5 G, maksymalna możliwa do osiągnięcia sprawność fotokonwersji znajduje się znacznie poniżej poziomu granicy termodynamicznej. Dla tak opisanych warunków teoretyczna granica sprawności została obliczona przez Williama Shockleya oraz Hansa J. Queissera w 1960 roku [Defoer 2009], a następnie nazwana limitem Shockleya-Queissera. Limit ten zależny jest od szerokości przerwy energetycznej E_g półprzewodnika, a jego wartość maksymalna wynosi około 31% dla materiału o $E_g = 1,3$ eV przy promieniowaniu globalnym oraz 40,8% dla $E_g = 1,1$ eV w przypadku promieniowania bezpośredniego [Chodkiewicz, Kryłłowicz, Antczak 2009]. W obliczeniach zostały wzięte pod uwagę m.in. takie zjawiska, jak termalizacja fotonów o energiach znacznie przekraczających wartość E_g oraz rekombinacja promienista. Zależność wysokości limitu Shockleya-Queissera dla AM1,5 G od szerokości przerwy energetycznej półprzewodnika, z którego wykonane zostało ogniwo fotowoltaiczne, przedstawiona została na rysunku 4. Na wykresie zaznaczone zostały niektóre materiały stosowane w konstrukcjach ogniw słonecznych: c-Si (krzem krystaliczny), CdTe, CIGS (Cu(In,Ga)Se₂) i CZTS (Cu₂ZnSnS₄) oraz CdS i ZnO. Zestawienie maksymalnych sprawności teoretycznych ogniw fotowoltaicznych [według Drescher, Brüggemann 2006] prezentuje tabela 1.





Granica sprawności	Promieniowanie bezpośrednie	Promieniowanie globalne	
Limit Carnota	95,5%		
Limit Landsberga	93,3%	73,7%	
Limit Shockleya-Queissera dla ogniw jednozłączowych	40,8%	31,0%	

 Tabela 1. Teoretyczne granice sprawności konwersji fotowoltaicznej

 [źródło: Drescher, Brüggemann 2006]

3. Aktualny stan i prognozy rozwoju fotowoltaiki w Europie i na świecie

Początek wieku XXI jest okresem burzliwego rozwoju fotowoltaiki jako wiodącego elementu działań zmierzających do stworzenia bazy odnawialnych źródeł energii (OZE), mającej uwolnić świat od niedogodności i ograniczeń wynikających ze stosowania kopalnych źródeł energii. Jest to możliwe dzięki trwającemu od kilkunastu lat rozwojowi przemysłu półprzewod-

nikowego wytwarzającego ogniwa fotowoltaiczne. W roku 1977 światowa produkcja ogniw fotowoltaicznych przekroczyła 500 kW, a w roku 1983 było to już ponad 21 MW. W roku 1999 całkowita światowa moc zainstalowanych systemów fotowoltaicznych wyniosła ponad 1 GW, dziesięć lat później, na koniec roku 2009, wartość ta dochodziła już do 24 GW i cały czas intensywnie rosła. W kolejnym roku na świecie było ponad 40 GW zainstalowanych systemów PV, na koniec roku 2011 ponad 70 GW, a w roku 2012 powyżej 102 GW. Jest to ilość wystarczająca do wyprodukowania co najmniej 110 TWh energii elektrycznej rocznie, co pozwala na pokrycie rocznego zapotrzebowania ponad 30 milionów gospodarstw domowych [Gaia 2011].

W raporcie europejskiego stowarzyszenia EPIA (European Photovoltaic Industry Associated) *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013–2017*, rok 2012 został nazwany kolejnym rokiem historycznym dla technologii fotowoltaicznej. Obserwowany w fotowoltaice nadzwyczajny wzrost zainteresowania i wykorzystania na przestrzeni ostatniej dekady sprawia, iż staje się ona coraz bardziej dojrzałą i powszechnie stosowaną technologią pozyskiwania energii elektrycznej. Osiągnięta w 2012 roku wartość sumarycznej globalnej zainstalowanej mocy PV na poziomie powyżej 100 GW jest w stanie wyprodukować rocznie tyle samo energii co 16 elektrowni węglowych lub atomowych o mocy 1 GW każda. Dzięki tym instalacjom fotowoltaicznym każdego roku nie emituje się do atmosfery ponad 53 milionów ton CO_2 . Warto zauważyć, że nawet w czasie kryzysu gospodarczego szacowana wielkość nowo podłączonych instalacji fotowoltaicznych na świecie wyniosła w 2012 roku 31 GW — podobnie jak w rekordowym roku 2011 (30,4 GW). Fotowoltaika drugi rok z rzędu była na pierwszym miejscu wśród nowych źródeł energii elektrycznej instalowanych w Europie [Gaia 2011].



Rysunek 5. Światowy wzrost mocy zainstalowanych systemów PV (MW) w latach 2000–2012 (gdzie: ROW — reszta świata, MEA — Środkowy Wschód i Afryka, APAC — Azja i Pacyfik) [źródło: Gaia 2011]

Na rysunku 5 przedstawiono graficzną prezentację światowego wzrostu zainstalowanej mocy PV na przestrzeni lat 2000–2012, w podziale na regiony świata. Jak widać, Europa pozostaje regionem dominującym w skali światowej w zakresie sumarycznej mocy zainstalowanych systemów fotowoltaicznych. Wynosi ona na rok 2012 ponad 70 GW, co stanowi około 70% światowej mocy PV (w roku 2011 było to około 75%). Kolejne w rankingu są Chiny (8,3 GW) i Stany Zjednoczone (7,8 GW) oraz Japonia (6,9 GW). Wiele rynków spoza UE, w szczególności Chiny, USA i Japonia, a także Australia (2,4 GW) i Indie (1,2 GW), wykorzystały tylko niewielką część swoich ogromnych potencjałów. Niektóre kraje z regionów takich jak Afryka, Środkowy Wschód, Południowo-Wschodnia Azja czy Ameryka Łacińska są na początku rozwoju w dziedzinie fotowoltaiki. Pomimo to sumaryczna moc zainstalowana poza Europą sięgnęła wartości 30 GW w roku 2012, wykazując trend wyrównywania różnic pomiędzy Europą i resztą świata. Na rysunkach 6 i 7 przedstawiono bardziej szczegółowy podział sumarycznej globalnej mocy zainstalowanych paneli fotowoltaicznych pomiędzy krajami mającymi w tym istotny udział. Rysunek 6 przedstawia wielkości zainstalowanych mocy przypadające na poszczególne państwa świata w roku 2012, natomiast rysunek 7 przedstawia rozkład sumarycznej mocy PV zainstalowanej w Europie od roku 2000 do 2012.



Rysunek 6. Rozkład sumarycznej mocy PV zainstalowanej na świecie w 2012 (MW; %) [źródło: Gaia 2011]



Rysunek 7. Sumaryczna moc systemów PV (MW) zainstalowanych w Europie w latach 2000–2012 [źródło: Gaia 2011]

Na rysunku 8 przedstawiono podział rynku energii fotowoltaicznej w Europie w roku 2012 pomiędzy krajami będącymi najważniejszymi producentami tej energii. Podział ten jest powiązany z tempem rozwoju technologii w ostatnich latach. Niemcy wykazują stały wzrost od blisko dekady i reprezentują zdecydowanie najbardziej rozwinięty rynek w branży PV. Jednak niektóre kraje, jak Czechy, Włochy, Grecja i Belgia, również szybko osiągnęły wysokie poziomy. Na tle wymienionych liderów Hiszpania, kraj o dużym potencjale, wypada dość słabo, co ma zapewne związek z wprowadzonymi na tamtejszym rynku ograniczeniami. Wynik Francji i Wielkiej Brytanii nadal wykazują niewykorzystany potencjał w obu krajach.



Rysunek 8. Podział rynku PV w Europie w roku 2012 (MW; %) [źródło: Gaia 2011]

Europejskie Stowarzyszenie Przemysłu Fotowoltaicznego (EPIA) przewiduje, na podstawie badań i analiz [Gnutek, Kolasiński 2010], że w 2020 roku możliwe będzie pokrycie nawet do 12% światowego zapotrzebowania na energię elektryczną przez przemysł fotowoltaiczny. EPIA przedstawia trzy prawdopodobne scenariusze na lata 2020 i 2030. Pierwszy z nich ("Baseline") zakłada brak znaczących zmian we wdrażaniu fotowoltaiki jako alternatywnego źródła energii elektrycznej (business-as-usual), co zaowocuje czteroprocentowym udziałem systemów fotowoltaicznych w sumarycznej energii dostarczanej do użytkowników w 2020 roku oraz dziesięcioprocentowym udziałem w roku 2030. Drugi scenariusz ("Accelerated") bazuje na obecnych trendach na rynku, wymaga nieznacznych zmian, polegających na unowocześnieniu technologii i zwiększeniu liczby systemów PV włączonych do sieci przemysłowej, i zakłada, że systemy te będą stanowiły 8% zapotrzebowania energetycznego w roku 2020 i 15% w 2030. Trzeci ze scenariuszy ("Paradigm Shift"), który przewiduje uzyskanie dwunastoprocentowego udziału fotowoltaiki w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną, zakłada konieczność zmian na rynku energetycznym, pokonania wszystkich istniejących barier oraz wprowadzenia regulacji prawnych wspierających alternatywne źródła energii. Scenariusz ten przewiduje wspomniane wcześniej 12% pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną z zasobów PV w 2020 roku i 25% w 2030 [Gnutek, Kolasiński 2010].

Roczne prognozy rozwoju systemów fotowoltaicznych na świecie, a konkretnie rocznej zainstalowanej mocy, również opracowane przez EPIA, przedstawione są na rysunku 9. Prognozy te bazują tym razem na dwóch scenariuszach. Scenariusz "Business-as-Usual" zakłada raczej pesymistyczny sposób zachowania rynku, bez większego jego wzmocnienia czy istniejącego wsparcia. W tym scenariuszu zakłada się, że rynki niektórych krajów spowolnią tempo wzrostu w chwili wycofania taryf Feed-in. Bardziej optymistyczny jest scenariusz "Policy-Driven", który zakłada kontynuację, dostosowanie lub wprowadzenie odpowiednich mechanizmów wsparcia oraz silną wolę polityczną do rozważenia fotowoltaiki jako głównego źródła energii w nadchodzących latach. Osiągnięcie tego celu będzie wymagać usunięcia barier administracyjnych i uproszczenia procedury przyłączania do sieci [Gaia 2011].



Rysunek 9. Prognozowana światowa moc systemów PV (MW) zainstalowanych do roku 2017 [źródło: 20]

Według założeń pesymistycznego scenariusza "Business-as-Usual" światowy roczny wzrost zainstalowanych systemów PV wyniesie około 48 GW w 2017 roku. Jednakże optymistyczny scenariusz "Policy-Driven" zakłada, iż wzrost ten może być w 2017 roku nawet na poziomie 84 GW.

4. Podział ogniw fotowoltaicznych

Bazując na źródłach amerykańskiego Narodowego Laboratorium Energii Odnawialnych (National Renewable Energy Laboratory — NREL) w Golden w Colorado [22] oraz Europejskiego Stowarzyszenia Przemysłu Fotowoltaicznego (European Photovoltaic Industry Associated — EPIA) w Brukseli [Gaia 2011], można wyróżnić cztery główne nurty (rodzaje) technologii ogniw fotowoltaicznych.

Do pierwszej grupy zalicza się ogniwa na bazie krzemu krystalicznego, stanowiące obecnie ponad 80% rynku [Gaia 2011]. Ich rekordowa sprawności laboratoryjna równa 25% (±0,5%) została osiągnięta dla ogniwa z krzemu monokrystalicznego przez naukowców z Uniwersytetu New South Wales w Sydney w standardowych warunkach pomiarowych STC (*Standard Test Conditions*: spektrum promieniowania AM1,5 G, natężenie 1000 W/m², temperatura 25°C) [22, 23].

Drugą grupę stanowią ogniwa wykonane w technologiach cienkowarstwowych, do których zaliczane są m.in. ogniwa heterozłączowe CIS (CuInSe₂), CIGS (CIS z domieszką galu) lub CIGSS (CIGS z dodatkiem siarki), ogniwa na bazie tellurku kadmu (CdTe), wykorzystujące zazwyczaj CdS jako warstwę okienną emitera, a także ogniwa z krzemu amorficznego czy też mikro- i nanokrzemowe. Wśród tej grupy najwyższą sprawność, równą 20,4%, osiągnięto dla ogniw na bazie Cu(In,Ga)Se₂ w laboratorium EMPA w Szwajcarii w roku 2013 [22].

Trzecia grupa obejmuje przyrządy PV o wysokich sprawnościach, przekraczających 20%, wykonane w strukturach wielozłączowych ogniw tandemowych, a także wysokosprawne ogniwa z monokrystalicznego arsenku galu (GaAs). Tutaj rekordowe sprawności w warunkach STC, równe 37,7% i 37,8%, zostały osiągnięte w końcu roku 2012, odpowiednio, przez Sharp dla ogniwa trójzłączowego [23] oraz przez Boeing-Spectrolab dla ogniwa czterozłączowego [22]. Ogniwo trójzłączowe GaInP/GaAs/GaInNAs wyprodukowane w roku 2012 przez Solar Juncion, przy dodatkowym zastosowaniu koncentracji światła wielkości 942 Słońc (czyli przy promieniowaniu bezpośrednim równym 942 kW/m²), osiągnęło obecnie rekordową sprawność fotokonwersji (potwierdzoną testami w laboratorium NREL) na poziomie 44% [23].

Ostatnią grupę przyjętego podziału rodzajów technologii stanowią fotowoltaiczne ogniwa organiczne, barwnikowe (*dye-sensitized*), hybrydowe oraz wszelkie inne alternatywne rozwiązania dążące do minimalizacji kosztów i uproszczenia procesów wytwarzania. W roku 2013 naukowcy z uniwersytetu EPFL w Lozannie osiągnęli rekordową sprawność ogniw barwnikowych równą 14,1% [22].

Tabela 2 przedstawia maksymalne sprawności otrzymane w skali laboratoryjnej dla poszczególnych grup i ich reprezentantów w warunkach standardowych według stanu na drugi kwartał 2013 roku. Zestawienie to przedstawia zarówno wyniki uzyskane w warunkach STC, jak i z wykorzystaniem koncentracji wiązki światła (*concentrator*). Przełożenie wyników uzyskanych w skali laboratoryjnej na wyniki uzyskiwane w przemysłowej produkcji ilustruje rysunek 10, gdzie obok maksymalnych sprawności ogniw o powierzchni \geq 1 cm² przedstawiono sprawność modułów o powierzchniach \geq 800 cm² (z wyjątkiem ogniw organicznych). Widać, że sprawność modułów fotowoltaicznych zawsze jest nieco niższa od sprawności ogniw, a różnica ta zależy od technologii wykonania przyrządu.

Klasyfikacja	Sprawność [%]	Powierzchnia [cm ²]	V _{oc} [V]	J _{SC} [mA/cm ²]	<i>FF</i> [%]	Pomiary (data)	Opis/wykonawca
Ogniwa krzemowe (Si)							
Krystaliczne	25,0 ±0,5	4,00	0,706	42,70	82,8	Sandia (03/1999)	UNSW PERL
Multikrystaliczne	20,4 ±0,5	1,00	0,664	38,00	80,9	NREL (05/2004)	Fraunhofer Institut
Cienkowarstwowe (moduł)	20,1 ±0,4	242,60	0,682	38,14	77,4	NREL (10/2012)	Solexel (43 µm)
Cienkowarstwowe (minimoduł)	10,5 ±0,3	94,00	0,492	29,70	72,1	FhG-ISE (08/2007)	CSG Solar (1÷2 μm na szkle; 20 ogniw)
Ogniwa z grupy III–V							_
GaAs (cienkowarstwowe)	28,8 ±0,9	0,99	1,122	29,68	86,5	NREL (05/2012)	Alta Devices
GaAs (multikrystaliczne)	18,4 ±0,5	4,01	0,994	23,20	79,7	NREL (11/1995)	RTI, na podłożu Ge
InP (krystaliczne)	22,1 ±0,7	4,02	0,878	29,50	85,4	NREL (04/1990)	Spire, epitaksjalnie
Ogniwa z grupy cienkowarstwowych chalkopirytów							
CIGS (ogniwo)	19,8 ±0,6	1,00	0,716	34,91	79,2	NREL (11/2013)	NREL, na szkle
GIGS (minimoduł)	18,7 ±0,6	15,99	0,701	35,29	75,6	FhG-ISE (09/2013)	Solibro, 4 ogniwa szeregowo

Tabela 2. Rekordowe sprawności ogniw PV uzyskane do lipca 2013 roku w warunkach STC (zgodnie z IEC60904–3: 2008, ASTM G-173–03 global) [źródło: 24]

Klasyfikacja	Sprawność [%]	Powierzchnia [cm ²]	V _{oc} [V]	J _{SC} [mA/cm ²]	<i>FF</i> [%]	Pomiary (data)	Opis/wykonawca
CdTe (ogniwo)	19,6 ±0,4	1,01	0,857	28,59	80,0	Newport (06/2013)	GE Gobal Research
Ogniwa z krzemu amorficzr	iego lub mikro	krystalicznego					
Amorficzne	10,1 ±0,3	1,04	0,886	16,75	67,8	NREL (07/2009)	Oerlikon Salar Lab, Neuchatel
Mikrokrystaliczne	10,8 ±0,3	1,05	0,523	28,24	73,2	AIST (09/2013)	AIST
Ogniwa fotochemiczne							
Barwnikowe	11,9 ±0,4	1,01	0,744	22,47	71,2	AIST (09/2012)	Sharp
Barwnikowe (minimoduł)	9,9±0,4	17,11	0,719	19,40	71,4	AIST (08/2010)	Sony, 8 ogniw równolegle
Ogniwa organiczne							
Organiczne cienkowarstwowe	10,7 ±0,3	1,01	0,872	17,75	68,9	AIST (10/2012)	Mitsubishi Chem. 4,4 mm x 23,0 mm
Organiczne (minimoduł)	6,8±0,2	395,90	0,798	13,50	62,8	AIST (10/2012)	Toshiba, 15 ogniw szeregowo
Ogniwa wielozłączowe							
5J GaAs/InP	38,8±1,9	1,02	4,770	9,56	85,2	NREL (07/2013)	Spectolab 5 junction
InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ±1,2	1,05	3,014	14,57	86,0	AIST (09/2012)	Sharp
a-Si/nc-Si/nc-Si (cienkowarstwowe)	13,4 ±0,4	1,01	1,963	9,52	71,9	NREL (07/2012)	LG Electronics
a-Si/nc-Si (cienkowarstwowe)	12,3 ± 0,3	0,96	1,365	12,93	69,4	AIST (07/2011)	Kaneka
a-Si/nc-Si (cienkowar- stwowy minimoduł)	11,7 ± 0,4	14,23	5,462	2,99	71,3	AIST (09/2004)	Kaneka



Rysunek 10. Sprawności maksymalne uzyskane: a) dla ogniw fotowoltaicznych o powierzchniach ≥ 1 cm² oraz
 b) dla modułów o powierzchniach ≥ 800 cm² i od 200÷400 cm² dla OPV, w standardowych warunkach pomiarów STC na przestrzeni dwóch ubiegłych dekad [źródło: 23]

Inny podział na generacje ogniw fotowoltaicznych został wprowadzony w 2000 roku przez profesora Martina Andrew Greena [25]. Zakłada on trzy generacje ogniw słonecznych i uwzględnia różne technologie. Pierwsza generacja obejmuje przyrządy homozłączowe, monokrystaliczne i grubowarstwowe, z których większość stanowią ogniwa na bazie krzemu monokrystalicznego. Są to ogniwa o stosunkowo wysokich sprawnościach oraz towarzyszących im znacznych kosztach produkcji. Drugą generację ogniw PV stanowią polikrystaliczne konstrukcje cienkowarstwowe o niższych sprawnościach, lecz także o znacząco niższych kosztach wytwarzania, dominujące obecnie na rynku. Do ogniw trzeciej generacji mają natomiast zaliczać się przyrządy, które za pomocą różnych zabiegów technologicznych, takich jak wielokrotne złącza tandemowe i konwertery energii padających fotonów światła [26], efekt termo-fotowoltaiczny i termo-fotoniczny, zbliżą przyrządy fotowoltaiczne do teoretycznej granicy sprawności [27]. Podział na generacje ogniw słonecznych według profesora Greena przedstawia rysunek 11.



Rysunek 11. Generacje ogniw fotowoltaicznych według M.A. Greena [źródło: 16]

Wnioskując z limitów teoretycznych sprawności w zależności od szerokości przerwy energetycznej przedstawionych na rysunku 4, można szacować wysoki potencjał technologii cienkowarstwowych ogniw słonecznych wykonanych z wymienionych materiałów i związków półprzewodnikowych. Niestety, warstwy te mają struktury polikrystaliczne, co jest jedną z głównych przyczyn, dla których ich rzeczywiste sprawności nie dorównują monokrystalicznym konstrukcjom [28]. Na przykład polikrystaliczny tellurek kadmu o szerokości przerwy energetycznej równej 1,45 eV osiąga w warunkach STC maksymalną sprawność ogniwa na poziomie 19%, podczas gdy monokrystaliczny arsenek galu z porównywalną przerwą $E_{\sigma} = 14,2$ eV charakteryzuje się wydajnością bliską 29%, co ilustrują dane zawarte w tabeli 2.

Ogromną zaletą cienkowarstwowych, polikrystalicznych struktur ogniw słonecznych jest znacznie prostszy i mniej energochłonny proces ich wytwarzania i obróbki, a także zdecydowanie mniejsze zużycie materiału półprzewodnikowego. Czynniki te kompensują niższe wartości sprawności konwersji dla tego typu przyrządów. Ponadto rozwój różnego typu technologii przyczynia się do spadku cen fotowoltaicznych źródeł energii, a co za tym idzie — do wzrostu zainteresowania nimi. Na rysunkach 12 i 13 przedstawiono, za EPIA [20], udział i prognozy rozwoju dla różnych typów technologii w globalnym rynku ogniw fotowoltaicznych, odpowiednio z uwzględnieniem i bez uwzględniania rozwiązań bazujących na krzemie krystalicznym.



Rysunek 12. Prognoza produkcji modułów fotowoltaicznych w podziale na technologie (MW; %) do roku 2017, gdzie: CPV — technologie koncentratorów PV, OPV — fotowoltaika organiczna, wysokosprawne moduły PV — moduły o sprawnościach powyżej 20%, TF — moduły wykonane w technologiach cienkowarstwowych, c-Si — technologia krzemu krystalicznego [źródło: 20]



Rysunek 13. Prognoza produkcji modułów fotowoltaicznych w technologiach innych niż c-Si (MW) do roku 2017 [źródło: 20]

Mimo iż technologia krzemu krystalicznego dominuje na rynku i według prognoz EPIA ta dominacja utrzyma się w najbliższych latach, rozwój technologii cienkowarstwowych oraz alternatywnych tanich rozwiązań PV jest nieunikniony ze względu na potrzebę zastosowań mobilnych. W szczególności lekkie, elastyczne moduły, także zintegrowane z elementami tekstylnymi lub z zasilanymi urządzeniami, stanowią obszar zainteresowania zarówno naukowców, jak i użytkowników oraz konsumentów.

5. Rozwój zastosowań fotowoltaiki

Początek praktycznych zastosowań fotowoltaicznych źródeł energii miał miejsce dopiero w połowie lat pięćdziesiątych ubiegłego wieku, pomimo iż efekt fotowoltaiczny został odkryty ponad sto lat wcześniej. Przez minione sześćdziesiąt lat obszar zastosowań rozwiązań fotowoltaiki stale powiększał się, obejmując coraz to nowe sfery działalności człowieka.

Możliwości zastosowań ogniw fotowoltaicznych są niemal tak ogromne, jak możliwości wykorzystania samej energii elektrycznej — od zasilania drobnych urządzeń elektronicznych, jak kalkulatory czy telefony komórkowe o mocy zaledwie kilku watów, poprzez systemy autonomiczne zasilania ulicznej sygnalizacji świetlnej oraz instalacji w prywatnych budynkach mieszkalnych o mocach od kilku kW, do kilkudziesięciu, a nawet kilkuset megawatowych elektrowni słonecznych. Rozwiązania fotowoltaiki, pomimo stosunkowo wysokich kosztów, cały czas cieszą się dużym zainteresowaniem, co znajduje swoje odbicie w ich szerokim zastosowaniu w porównaniu z tzw. źródłami konwencjonalnymi. Dzieje się tak z kilku powodów, z których można wymienić dwa wiodące: względy ekologiczne (w sytuacjach, gdy znaczenie ekologii przewyższa względy ekonomiczne) oraz aspekty praktyczne (promieniowanie słoneczne jest dostępne globalnie).

5.1. Pierwsze zastosowania kosmiczne i naziemne

Pierwsze praktyczne zastosowania przyrządów fotowoltaicznych wiążą się z projektami lotów kosmicznych, w których wykorzystywano grubowarstwowe ogniwa na bazie drogich materiałów monokrystalicznych, takich jak krzem czy arsenek galu do zasilania elektroniki w pojazdach kosmicznych. Pierwszy system fotowoltaiczny tego typu został zainstalowany w 1958 roku i zasilał amerykańskiego satelitę Vanguard I przez osiem lat. W roku 1962 wyniesiony został na orbitę przez NASA pierwszy aktywny satelita telekomunikacyjny Telstar 1, zasilany ogniwami słonecznymi. W 1967 roku wystartował radziecki Sojuz 1 — pierwszy załogowy statek kosmiczny, również zasilany energią słoneczną. W roku 1971 wystrzelona została na orbitę okołoziemską zasilana ogniwami PV pierwsza stacja kosmiczna. Należała do serii stacji wyniesionych w ramach radzieckiego programu Salut. Dwa lata później Amerykanie umieścili na orbicie stację badawczą Skylab (kosmiczne laboratorium), która działała zasilana panelami fotowoltaicznymi do roku 1979.

Dzięki wysokim nakładom finansowym ówczesnych programów kosmicznych możliwe były badania prowadzące do optymalizacji struktur fotowoltaicznych pod kątem uzyskania jak najwyższych sprawności tych przyrządów. Ogniwa słoneczne nadal stanowią źródło zasilania satelitów, sond, statków kosmicznych czy zdalnie sterowanych pojazdów badawczych, np. obecnie znajdujących się na Marsie. Ze względu na konieczność zapewnienia bardzo wysokiej niezawodności tych urządzeń ogniwa fotowoltaiczne do celów kosmicznych wymagają zastosowania podwyższonych standardów oraz niezmiernie dokładnej kontroli jakości produkcji [29]. Priorytetową kwestią jest tu wciąż sprawność ogniw, która — z uwagi na ograniczoną powierzchnię oraz wagę urządzeń kosmicznych — powinna być maksymalnie wysoka. Aktualny widok stacji kosmicznej NASA przedstawia fotografia 1.



Fot. 1. Międzynarodowa stacja kosmiczna [źródło: fot. NASA]

Z historycznie pierwszych systemów naziemnych warto wymienić instalację fotowoltaiczną wykonaną w 1963 roku, zaraz po wyprodukowaniu przez Sharp Corporation pierwszego krzemowego modułu PV gotowego do zastosowań komercyjnych. Był to system do zasilania latarni morskiej w Japonii, który z mocą szczytową równą 242 W stanowił największą wówczas instalację ogniw słonecznych na świecie [30]. Szerszy rozwój zastosowań źródeł fotowoltaicznych w komercyjnych systemach użytkowych rozpoczął się w latach siedemdziesiątych i był z pewnością spowodowany, mającym wówczas miejsce, światowym kryzysem energetycznym. W obawie przed wyczerpaniem się surowców konwencjonalnych źródeł energii oraz w wyniku dążenia do niezależności energetycznej, nastąpiła intensyfikacja światowych badań naukowych w tym kierunku, mających na celu obniżenie kosztów produkcji ogniw słonecznych, co w efekcie miało doprowadzić do zwiększenia możliwości ich powszechnych zastosowań. Założony w roku 1972 na Uniwersytecie w Delaware, Instytut Konwersji Energii, zajmujący się rozwojem technologii ogniw cienkowarstwowych oraz termicznych systemów solarnych, już rok później wcielił w życie pierwszą komercyjną instalację solarną o nazwie Solar One. Instalacja ta zasilała osiedle budynków w energię elektryczną poprzez zintegrowane z dachami moduły fotowoltaiczne, a także za pomocą systemu termicznych kolektorów słonecznych zapewniała dostęp do energii cieplnej [30]. W roku 1976 NASA Lewis Research Center rozpoczęło program instalacji 83 systemów fotowoltaicznych na całym świecie (głównie w miejscach, w których brakowało energii elektrycznej lub dostęp do niej był ograniczony), zakładających bardzo zróżnicowane aplikacje, takie jak m.in.: zapewnienie energii elektrycznej niezbędnej do chłodzenia szczepionek, oświetlenie pomieszczeń, oświetlenie w klinikach medycznych, telekomunikacja, pompowanie wody, mielenie zboża czy telewizja edukacyjna. Projekt realizowano etapami i zakończono w roku 1995. Również w roku 1976 David Carlson i Christopher Wronski w RCA Laboratories wyprodukowali pierwsze ogniwo na bazie amorficznego krzemu [30]. Rozpoczął się intensywny rozwój fotowoltaiki. Zaczęły powstawać specjalizowane centra badawcze dedykowane tej dziedzinie nauki (1977 — National Renewable Energy Laboratory, NREL) oraz firmy produkujące i sprzedające moduły PV (np. Solarex Corp, Kyocera Corp, ARCO Solar). Do wzrostu zainteresowania fotowoltaiką przyczyniły się również bardzo intensywnie subsydiowane programy wdrożeniowe, głównie w Europie, USA i Japonii.

5.2. Rozproszone systemy fotowoltaiczne

Spośród obecnie najbardziej popularnych zastosowań rozproszonych naziemnych systemów fotowoltaicznych można wymienić wolnostojące instalacje małej i średniej mocy, najczęściej instalowane w miejscach z trudnym lub ograniczonym dostępem do sieci energetycznej, takie jak: latarnie morskie, schroniska górskie, stacje przekaźnikowe i telefoniczne, układy telemetryczne w stacjach pomiarowo-rozliczeniowych gazu ziemnego, ropy naftowej oraz energii elektrycznej, zasilanie automatyki przemysłowej i pomiarowej, boje meteorologiczno-badawcze czy systemy pompowania i oczyszczania wody, a także oświetlenie dróg.

Niewątpliwie jednym z bardziej interesujących zastosowań ogniw fotowoltaicznych jest zasilanie pojazdów, statków czy samolotów. Od niemal trzydziestu lat w różnych miejscach na świecie organizowane są wyścigi pojazdów zasilanych energią słoneczną (po raz pierwszy w Szwajcarii w 1985 roku). Światowy Rekord Guinnessa na lądzie dla pojazdów zasilanych wyłącznie energią słoneczną należy obecnie do Uniwersytetu New South Wales i samochodu Sunswift IV. Ważący 25 kg akumulator został usunięty z pojazdu, wobec czego był on zasilany bezpośrednio z modułów słonecznych [31]. Rekord ten wynosi 88,8 km/godz. i został ustanowiony 7 stycznia 2011 roku w bazie lotniczej marynarki wojennej HMAS Albatross w miejscowości Nowra w Australii, bijąc dotychczasowego rekordzistę — samochód Sunraycer General Motors rozwijający prędkość 78,3 km/godz. Rekord ten ustanawiany jest na odcinku 500 m jako średnia przejazdu w obie strony.

Bardzo popularne jest również zasilanie ogniwami fotowoltaicznymi jachtów oraz statków, coraz częściej także w naszym kraju. Od 2008 roku na rzece Brdzie w Bydgoszczy, jako środek komunikacji miejskiej oraz atrakcja turystyczna okolicy, kursuje solarny tramwaj wodny "Słonecznik". Jego napęd stanowią dwa silniki elektryczne prądu stałego o mocy 8 kW każdy i jest on zasilany energią produkowaną przez krzemowe panele fotowoltaiczne znajdujące się na dachu statku. Pozwala mu to na rozwinięcie prędkości maksymalnej równej 12 km/godz. Zdjęcie "Słonecznika" przedstawia fotografia 2.



Fot. 2. Tramwaj wodny "Słonecznik" w Bydgoszczy [źródło: fotografia własna]

Ciekawym zastosowaniem źródeł fotowoltaicznych na wodzie jest tzw. pływająca fotowoltaika (*floatovoltaics*). Instalacja tego typu została po raz pierwszy wykonana w 2008 [32], a uruchomiona w 2009 roku [33] w winnicy Far Niente w Napa Valley w Kalifornii. System ten podłączony jest do sieci, a panele fotowoltaiczne zostały umieszczone na specjalnych pontonach pływających na stawie nawadniającym winnicę. Instalacja została zaprojektowana przez firmę SPG Solar na wodzie, aby zachować powierzchnię gruntu, która może być wówczas wykorzystana na uprawy winogron. Uprawy te w przeliczeniu na produkowane wino warte są w przybliżeniu 150 tysięcy dolarów rocznie [32]. Inna zaletą tego typu rozwiązania jest chłodzenie modułów PV znajdujących na wodzie, co przekłada się na ich wyższą sprawność, a więc większą produkcję energii. Cały system pływającej fotowoltaiki zawiera niemal tysiąc paneli słonecznych zamontowanych na 130 pontonach o łącznej mocy bliskiej 400 kW_p i produkuje rocznie więcej energii elektrycznej, niż stanowi zużycie winnicy. Fragment wodnego systemu PV w winnicy Far Niente przedstawia fotografia 3.



Fot. 3. Przykład zastosowania fotowoltaiki pływającej w winnicy Far Niente w Oakville, Napa Valley, zdjęcie: Brant Ward, The Chronicle [źródło: www.sfgate.com]

5.3. Elektrownie fotowoltaiczne

Istotnym obszarem zastosowań fotowoltaiki są elektrownie słoneczne, zwane również farmami lub parkami PV. Za farmę fotowoltaiczną uznaje się instalację naziemną o mocy szczytowej co najmniej 1 MW_p. Pierwszy jednomegawatowy system tego typu został zbudowany przez Arco Solar w miejscowości Lugo w Kaliforni pod koniec roku 1982 [34], następnie w roku 1984 zbudowano instalację o mocy 5,2 MW_p w Carrizo Plain, również w Kalifornii [35]. Kolejny etap rozbudowy farm fotowoltaicznych nastąpił w roku 2004, w wyniku zmian wprowadzonych w taryfach feed-in w Niemczech [36]. Stworzono wówczas znaczną liczbę parków fotowoltaicznych w tym kraju. Obecnie w Niemczech istnieje kilkaset instalacji o mocach ponad 1 MW_p, z których ponad 50 ma moc przewyższającą 10 MW_p [37]. Po wprowadzeniu w 2008 roku taryf feed-in w Hiszpanii, kraj ten rozwinął swoje zasoby fotowoltaiczne, stając się największym rynkiem w tej dziedzinie, posiadającym około 60 elektrowni fotowoltaicznych o mocach ponad 10 MW_p [37]. Wśród krajów posiadających obecnie największe sumaryczne moce uzyskiwane z farm fotowoltaicznych, oprócz dwóch wymienionych wyżej, można wymienić USA, Chiny, Indie, Francję, Kanadę i Włochy.

Wielkość instalacji elektrowni fotowoltaicznych stopniowo wzrastała, bijąc w ciągu ostatniej dekady kolejne rekordy. Ranking największych aktualnie istniejących instalacji PV zawiera tabela 3. Obecnie, według stanu na kwiecień 2013 roku, największa samodzielna elektrownia PV na świecie to Agua Caliente Solar Project w Arizonie, z podłączoną mocą równą 251 MW_p oraz planowaną rozbudową do 397 MW_p. Projekt ten realizowany jest przy zastosowaniu cienkowarstwowych modułów CdS/CdTe firmy First Solar z serii FS Series 3. Moduły o mocach od 75 W_p do 77 W_p każdy zamontowane są pod zoptymalizowanym kątem i połączone w panele o wyjściowej mocy AC równej 1,26 MW. Do instalacji zastosowano 400 inwerterów SMA 720CP, po dwa na każdy panel [38]. Widok tej elektrowni przedstawia fotografia 4.

Lp.	Nazwa instalacji	Kraj	Moc nominalna [MW _p]	Uwagi
1	Agua Caliente Solar Project	USA	251	Planowana rozbudowa do 379 MW _p
2	California Valley Solar Ranch	USA	250	—
3	Charanka Solar Park	Indie	221	Zbiór 17 położonych w pobliżu farm PV (największa mocy 25 MW _p)
4	Golmud Solar Park	Chiny	220	Ukończona w październiku 2011 r. jako fragment grupy 570 MW _p pobliskich farm PV
5	Welspun Energy Neemuch Project	Indie	150	_
6	Mesquite Solar Project	USA	150	Planowana rozbudowa do 700 MW _p
7	Copper Mountain Solar Facility	USA	150	Pierwszy etap zakończony w grudniu 2012 r., a drugi w styczniu 2013 r.
8	Neuhardenberg Solar Park	Niemcy	145	Ukończona we wrześniu 2012 r.
9	Campo Verde Solar Project	USA	139	Ukończona w 2013 r.
10	Templin Solar Park	Niemcy	129	Ukończona we wrześniu 2012 r.
11	Toul-Rosières Solar Park	Francja	115	Ukończona w lipcu 2012 r.

Tabela 3. Największe istniejące obecnie instalacje fotowoltaiczne



Fot. 4. Największa elektrownia fotowoltaiczna na świecie o aktualnej mocy 250 MW_p — Agua Caliente Solar Project w Arizonie [źródło: www.firstsolar.com]

Aktualnie kilka megawatowych inwestycji jest jeszcze w fazie budowy. Dwie największe z nich to Desert Sunlight Solar Farm na pustyni Mojave oraz Topaz Solar Farm w San Luis Obispo County, obie w Kalifornii. Planowana moc każdej elektrowni to 550 MW_p. Obie instalacje zakładają zastosowanie około 8,8 miliona modułów cienkowarstwowych na bazie tellurku kadmu, wyprodukowanych przez amerykańską firmę First Solar.

5.4. Fotowoltaika elewacyjna

Nowym rozwiązaniem PV, cieszącym się obecnie rosnącym zainteresowaniem, są systemy instalowane na budynkach, określane mianem instalacji fotowoltaiki elewacyjnej lub instalacji BIPV (*Building Integrated Photovoltaic*). Systemy te charakteryzują się w szczególności tym, że integracja fotowoltaiki ze strukturą nowych budynków występuje już na etapie projektu architektonicznego. Rozwijająca się koncepcja fotowoltaiki zintegrowanej z budownictwem dąży do jak najlepszego wykorzystania paneli fotowoltaicznych usytuowanych na budynkach będących obiektami różnego przeznaczenia i często niekonwencjonalnej konstrukcji. Takie rozwiązania łączą funkcjonalność energetyczną, budowlaną i architektoniczną z nowoczesnym i ekologicznym wizerunkiem budynku. Moduły fotowoltaiczne w tego typu zastosowaniach nie są już jedynie źródłem darmowej energii elektrycznej — mogą także pełnić funkcje dekoracyjne, termoizolacyjne oraz przepuszczać do wnętrza budynku ściśle określoną ilość światła słonecznego [39].

Ogniwa fotowoltaiczne mogą być zintegrowane już nie tylko z dachem budynku, ale bezpośrednio z dachówką go pokrywającą, co znacznie poszerza pole zastosowań fotowoltaiki i eliminuje zaburzenia architektury powstające często w wyniku montażu paneli PV na istniejących dachach. Przykłady dachówek PV prezentuje fotografia 5.



Fot. 5. Przykłady dachówek zintegrowanych z ogniwami PV: a) wykonanymi z krzemu monokrystalicznego [domusweb.it] oraz b) w technologii cienkowarstwowej [źródło: www.pvdatabase.org]

Inną, dość często stosowaną metodą integracji fotowoltaiki i budownictwa jest zamknięcie autonomicznych ogniw słonecznych pomiędzy dwoma szybami. Dzięki temu można tworzyć dowolne konfiguracje i kształty z pojedynczych ogniw, a także dokładnie sterować poziomem zacienienia poprzez dobór zagęszczenia ogniw w przeszkleniu (np. w ogrodzie zimowym). Tego typu integracja może być stosowana zarówno w przypadku dowolnego kształtu dachów, jak i fasad wszelkiego rodzaju budynków [40]. Przykłady półprzezroczystego dachu oraz częściowo zacieniającej wiaty ze zintegrowanymi półprzezroczystymi modułami fotowoltaicznymi są przedstawione na fotografii 6.



Fot. 6. Przykłady integracji ogniw Si ze szklanym dachem: a) palmiarnia w Monachium [źródło: www.geni.org], b) wiata przed Politechniką w Turynie [źródło: fotografia własna]

Rozwiązaniem o podobnym zastosowaniu jest wykorzystanie organicznych lub hybrydowych ogniw fotowoltaicznych, które są nie tylko częściowo przezroczyste, ale również mogą być wykonane w różnych kolorach i praktycznie dowolnych kształtach, także na podłożach elastycznych. Tego typu moduły mogą być wykorzystane w oknach lub przeszklonych dachach, gdzie oprócz produkcji energii elektrycznej pełnią funkcje przyciemniania lub zabarwiania światła wpadającego do pomieszczenia, a także stanowią element dekoracyjny. Fotografia 7 a) przedstawia przykład zastosowania modułów organicznych firmy Dyesol, zintegrowanych z oknem nowoczesnego budynku, natomiast b)–d) różne możliwości kolorystyczne ogniw organicznych wykonanych przez: EPFL w Szwajcarii (b), niemiecką firmę Heliatek (c) i australijską firmę Dyesol (d).



Fot. 7. Przykłady organicznych ogniw fotowoltaicznych: a) w zastosowaniu jako półprzezroczyste okno, b), c), d) w różnych kolorach, wyprodukowane odpowiednio przez EPFL, Heliatek i Dyesol [źródło: a), d) www.dyesol.com, b) actu.epfl.ch, c) www.heliatek.com]

Rozwiązania typu BIPV niosą z sobą szereg zalet — jedną z ważniejszych, szczególnie z punktu ekologicznego i ekonomicznego, jest możliwość wytwarzania energii elektrycznej dokładnie w miejscu, gdzie jest na nią zapotrzebowanie i gdzie jest ostatecznie konsumowana. Minimalizuje to straty związane z przesyłem energii, a więc redukuje koszty jej dostarczania do obiektu docelowego. Ponadto tego rodzaju instalacja zasilająca specjalne obiekty typu szpitale, stacje krwiodawstwa, banki czy schroniska górskie, zdecydowanie podnosi ich niezależność energetyczną i zwiększa tym samym bezpieczeństwo. Kolejną zaletą jest, wspomniana już wcześniej, integracja systemów fotowoltaicznych z infrastrukturą budynku, co pozwala na maksymalne zagospodarowanie dostępnej przestrzeni, a także dodaje formie architektonicznej nowoczesne i ekologiczne elementy wykończeniowo-konstrukcyjne. Wkomponowanie ogniw fotowoltaicznych w strukturę budynku w postaci dachówek PV lub elementów fasady czy okien pozwala również zredukować koszty konwencjonalnych materiałów budowlanych. Nie bez znaczenia jest także wyższa odporność na uszkodzenia w stosunku do systemów niezintegrowanych oraz utrudniona możliwość kradzieży modułów i ich osprzętu.

Wszystkie powyższe zalety determinują intensywny rozwój fotowoltaiki elewacyjnej [41, 42, 43], znajdującej zastosowanie w budynkach i obiektach różnorodnego przeznaczenia. Pewnym rozwinięciem fotowoltaiki zintegrowanej z budynkami są rozwiązania bazujące na coraz bardziej popularnych elastycznych ogniwach słonecznych przedstawionych w kolejnym podrozdziale. Ogniwa elastyczne w zastosowaniach BIPV posiadają tę zaletę, iż można nimi pokryć praktycznie każdy kształt architektoniczny, zapewniają one także dodatkowe korzyści ze względu na ich niską wagę i wysoką odporność mechaniczną.

5.5. Fotowoltaika elastyczna

Pojawienie się nazwy "fotowoltaika elastyczna" wiąże się z rozwojem technologii ogniw słonecznych, idącym w kierunku tanich, lekkich przyrządów cienkowarstwowych o wyższym współczynniku absorpcji i niższym zużyciu materiału półprzewodnikowego. Coraz większy stopień elastyczności struktur fotowoltaicznych umożliwia jeszcze lepszą i dokładniejszą integrację z zasilanym obiektem lub jego częścią. Elastyczność i lekkość przyrządów fotowoltaicznych znacznie poszerza również pole ich aplikacji, stwarzając niemal nieskończenie wiele możliwości — począwszy od opisanych wcześniej zastosowań w budownictwie poprzez wykorzystanie w sprzęcie mobilnym, takim jak namioty lub plecaki wojskowe, czy też odzieży specjalnego użytku wyposażonej w różnorodne czujniki wymagające zasilania (odzież wojskowa, strażacka, ratownictwa górskiego), po akcesoria turystyczne i gadżety codziennego użytku, takie jak np. torba wyposażona w zintegrowany minimoduł PV do zasilania laptopa czy kurtka narciarska z wszytym zestawem ogniw elastycznych do zasilania telefonu komórkowego lub odtwarzacza muzyki. Przykłady wyżej opisanych zastosowań przedstawione są na fotografiach 8 i 9.

Zastosowanie elastycznej fotowoltaiki w systemach powszechnego użytku staje się coraz bardziej rozpowszechnione i wraz z rosnącą świadomością ekologiczną oraz pewnego rodzaju modą na poszanowanie środowiska naturalnego i bycie ekologicznym, stwarza początki trendu również na wyroby zawierające zintegrowane elastyczne moduły PV, których dodatkową funkcją jest produkcja energii elektrycznej. Takie gadżety fotowoltaiczne mogą okazać się nieocenione w sytuacjach braku dostępu do innego źródła energii, np. podczas wielogodzinnej lub kilkudniowej wspinaczki górskiej.



Fot. 8. Namiot wojskowy Power Shade (a) i wiata TEMPER Fly (b) wykorzystywane przez armię USA [źródło: www.army.mil]



Fot. 9. Przykłady zastosowań elastycznej fotowoltaiki w wyrobach codzienny użytku: a) kurtka narciarska firmy Maier Sports [źródło: maier sports GmbH & Co. KG], b) torba solarna Noon Solar [źródło: www.ecouterre.com]

Integracja ogniw fotowoltaicznych z tkaninami, w szczególności w przypadku zastosowań w odzieży specjalnych służb, wyposażonej dodatkowo w czujniki monitorujące parametry organizmu, wchodzi częściowo w obszar tekstroniki. Tekstronika jest połączeniem dziedzin nauki, takich jak elektronika, informatyka, włókiennictwo, automatyka i metrologia oraz stanowi integrację przyrządów i układów elektronicznych z odzieżą w celu podniesienia jej funkcjonalności, poprzez rozbudowę funkcji ochronnej, monitorującej, sygnalizacyjnej i rozrywkowej [44].

Większość dostępnych na rynku elastycznych ogniw PV można bez problemu wszyć w tkaninę, nie ingerując w strukturę przyrządu oraz jego sprawność i moc wyjściową [45]. Należy jednak wziąć pod uwagę ewentualne zacienienie modułu lub jego części i unikać zasłaniania ogniw, szczególnie w połączeniach szeregowych. Moduły elastyczne pokryte są zazwyczaj laminatem zabezpieczającym je pod względem mechanicznym, dzięki czemu są odporne na wielokrotne ścieranie [45], mające miejsce przy częstym użytkowaniu ubrania, torby czy plecaka.

Komercyjne systemy fotowoltaiki elastycznej są najczęściej wykonywane w technologiach krzemu amorficznego z wykorzystaniem struktury p-i-n lub jako konstrukcje wielozłączowe CIS, CIGS oraz CIGSS, a także przy zastosowaniu ogniw organicznych i hybrydowych. Do największych producentów tego typu konstrukcji należą amerykańskie firmy, takie jak Uni-Solar czy Power Film, produkujące ogniwa i moduły elastyczne na bazie krzemu amorficznego. Również amerykańska firma Global Solar zajmuje się wytwarzaniem elastycznych przyrządów fotowoltaicznych, opartych na związkach półprzewodnikowych CIGS, wykorzystując technikę roll-to-roll [45]. Powstaje również wiele firm skupiających swoją produkcję wokół rozwiązań bazujących na elastycznych ogniwach organicznych. Niewątpliwą zaletą ogniw organicznych jest niska cena, a także częściowa przepuszczalność promieni słonecznych. Jednym z przykładów zastosowań elastycznych ogniw organicznych jest liść fotowoltaiczny, prezentowany na fotografii 10, który może stanowić element dekoracyjny wnętrza lub ogrodu, pełniąc jednocześnie funkcję dostarczania energii. Drugim przytoczonym tu przykładem jest parasol chroniący użytkownika od nadmiernego promieniowania słonecznego, które jest z kolei doskonale wykorzystywane przez umieszczone na nim ogniwa PV.



Fot. 10. Przykłady zastosowań elastycznych ogniw organicznych: a) liść fotowoltaiczny [źródło: www.solarpower2day. net], b) parasol przeciwsłoneczny wykonany z organicznych ogniw PV [źródło: dev.emcelettronica.com]

Oprócz wyżej wymienionych rodzajów elastycznych ogniw fotowoltaicznych, stanowiących struktury cienkowarstwowe, pojawiły się również pewne próby stworzenia elastycznych przyrządów w sposób alternatywny. Jednym z takich rozwiązań jest zaproponowana przez japońską firmę Clean Venture 21 struktura ogniw kulkowych. Ogniwa te wykorzystują układ stanowiący jednomilimetrową multikrystaliczną kulkę krzemową umieszczoną w ognisku sześciokątnego odbłyśnika koncentrującego światło. Połączone z sobą minireflektory pokrywają powierzchnię, tworząc strukturę podobną do plastra miodu, dzięki czemu tworzą ogniwa lub całe moduły PV [46]. Poza elastycznością takiej struktury metoda produkcji tego typu ogniw, poprzez "kapanie" roztopionego krzemu [47], umożliwia redukcję zużycia materiału, a więc i obniżenie kosztów w stosunku do ogniw wykonywanych w standardowej technologii krzemowej. Innym rozwiązaniem jest umieszczenie małych ogniw lub nawet ich fragmentów w odpowiedniej odległości od siebie, wewnątrz elastycznej obudowy, np. płyty plastikowej, przezroczystej od górnej strony ogniw. W ten sposób uzyskiwana jest częściowa elastyczność modułu, bez konieczności inwestowania w nowe technologie. Taki moduł charakteryzuje się oczywiście wyższą wagą i niższym stopniem elastyczności niż jego odpowiednik wykonany w strukturze cienkowarstwowej. Ogniwo kulkowe wytworzone przez Clean Venture 21 oraz moduł półelastyczny produkcji Enecom S.R.L. prezentuje fotografia 11.



Fot. 11. Przykłady alternatywnych rozwiązań elastycznych ogniw PV: a) ogniwo z kulek krzemowych, b) elastyczny moduł z krzemu monokrystalicznego [źródło: fotografie własne]

Technologie fotowoltaiki elastycznej pozostają w fazie ciągłego rozwoju oraz poszukiwań nowych rozwiązań, będących w stanie sprostać optymalnie wszystkim stawianym wymaganiom. Dążenie do jak najlepszego stopnia elastyczności i niskiej wagi przyrządów, przy jednocześnie pożądanej wysokiej wytrzymałości mechanicznej oraz odporności parametrów elektrycznych na zginanie struktury, skłania do ciągłego poszukiwań nowych materiałów, które oprócz wymienionych parametrów spełniają również wymaganie jak najniższych kosztów produkcji.

1. Violle J., L'oeuvre scientifique de M. Edmond Becquerel, "Revue Scientifique" 49, 1892, s. 353-360.

2. Becquerel E., *Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires*, "Comptes Rendus" 9, 1839, s. 561–567.

3. Williams R., *Becquerel Photovoltaic Effect in Binary Compounds*, "The Journal of Chemical Physics" 32 (5), 1960, s. 1505–1514.

4. Adams W.G., Day R.E., *The action of Light on Selenium*, "Proceeding of the Royal Society of London", Vol. 25, 1877, s. 113–117.

5. Green M.A., Photovoltaic principles, "Physica" E 14, 2002, s. 11-17.

6. Fritts C.E., On a New Form of Selenium Photocell, "American Journal of Science" 26, 1883, s. 465.

7. Isaacson W., *Einstein. Jego życie, jego wszechświat*, przekł. J. Skowroński, polska edycja Wydawnictwo W.A.B., Warszawa 2012.

8. The Nobel Prize in Physics 1921, http://www.nobelprize.org/, dost. 28.05.2013.

9. Czochralski J., Welter G., Lagermetalle und ihre technologische Bewertung, Julius Springer, Berlin 1924.

10. Chapin D., Fuler S., Pearson G., A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power, "Journal of Applied Physics" 25, 1954, s. 676.

11. Bellis M., History: Photovoltaics Timeline, http://inventors.about.com, dost. 28.05.2013.

12. Reynolds D.C., Leies G., Antes L.T., Margurber R.E., *Photovoltaic Effect in Cadmium Sulfide*, "Physical Review", Vol. 96, 1954, s. 533–534.

13. Perlin J., From Space to Earth — The Story of Solar Electricity, Aatec Publications Ann, Abor, MI 1999.

14. Landsberg P.T., Thermodynamics and statistical mechanics, Dover Publications, New York 2014.

15. Landsberg P.T., Tonge G., *Thermodynamic energy conversion efficiencies*, "Journal of Applied Physics" 51, 1980, R1–R20.

16. Green M.A., *Third Generation Photovoltaics: Advanced Solar Energy Conversion*, Springer Verlag Gmbh, Heidelberg 2003.

17. Shockley W., Queisser H.J., *Detailed Balance Limit of Efficiency of pn Junction Solar Cells*, "Journal of Applied Physics" 32, 1961, s. 510.

18. Green M.A., *Efficiency limits for photovoltaic solar energy conversion*, Photovoltaics for Europe Conference and Exhibition on Science, Technology and Application, Rome 2002.

19. Peter L.M., *Towards sustainable photovoltaics: the search for new materials*, "Philosophical Transactions of the Royal Society A", 2011, s. 36.

20. Masson G., Latour M., Rekinger M., Theologitis I.-T., Papoutsi M., *Global Market Outlook for Photo-voltaics 2013–2017*, European Photovoltaic Industry Association EPIA, Bruksela 2013.

21. Raport *Connecting the Sun: Solar photovoltaics on the road to large-scale grid integration*, European Photovoltaic Industry Association EPIA, 2012.

22. http://www.nrel.gov/, dost. 28.05.2013.

23. Green M.A., Emery K., Hishikawa Y., Warta W., Dunlop E.D., *Solar cell efficiency tables (version 41)*, "Progress in Photovoltaics: Research and Applications" 21, 2013, s. 1–11.

24. Green M.A., Emery K., Hishikawa Y., Warta W., Dunlop E.D., *Solar cell efficiency tables (version 43)*, "Progress in Photovoltaics: Research and Application" 22, 2014, s. 1–9.

25. Green M.A., *Generation photovoltaics: Advanced structures capable of high efficiency at low cost*, 16th European PV Solar Energy Conference, Glasgow 2000, s. 50–54.

26. Sark W. van, Meijerink A., Schropp R., Nanoparticles for solar spectrum conversion, chapter 10 in nanotechnology for photovoltaics, Taylor&Francis, USA 2009.

27. Green M.A., *Third generation photovoltaics: ultra-high conversion efficiency at low cost*, "Progress in Photovoltaics", 2001, s. 123.

28. Sites J.R., Granata J.E., Hiltner J.F., *Losses due to polycrystallinity in thin-film solar cells*, "Solar Energy Materials and Solar Cells" 55, 1998, s. 43.

29. Hardingham C.M., *Cells and systems for space applications*", Clean Electricity from Photovoltaics, Imperial College Press, London 2001, s. 585–607.

30. *The history of Solar*, US Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, http://www.eere.energy.gov/, dost. 23.08.2013.

31. World's fastest solar car smashed Guinness World Record, http://phys.org/news/, dost. 7.01.2011.

32. Doyle J., Winery goes solar with 'Floatovoltaics', "San Francisco Chronicle", 29.05.2008.

33. Pentland W., Napa Winery Pioneers Solar Floatovoltaics, "Forbes", 15.08.2011.

34. Arnett J.C., Schaffer L.A., Rumberg J.P., Tolbert R.E.L., *Design, installation and performance of the ARCO Solar one-megawatt power plant*, Photovoltaic Solar Energy Conference, Ateny, 1983, D. Reidel Publishing Co., Dordrecht 1984, s. 314–320.

35. Wenger H.J., Schaefer J., Rosenthal A., Hammond B., Schlueter L., *Decline of the Carrisa Plains PV power plant: the impact of concentrating sunlight on flat plater*, Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas 1991.

36. Raport *The Renewable Energy Sources Act*, "Bundesgesetzblatt" 2004, No. 40. Bundesumweltministerium (BMU) 2004.

37. Solar parks map, Wiki-Solar, dost. 13.04.2013.

38. Olson S., SMA tapped to deliver more than 400 inverters for Agua Caliente solar Project, "PVTech.", 7.03.2012.

39. Teneta J., *Fotowoltaiczne systemy zasilania*, [w:] *Zielone prądy w edukacji*, wyd. 2, Polskie Towarzystwo Inżynierii Ekologicznej, Oddział Krakowski, Agencja Wydawniczo-Poligraficzna Art-Tekst, Kraków 2006.

40. Znajdek K., Pozyskiwanie energii elektrycznej i cieplnej ze Słońca. Osiedle 2020. Koncepcja proekologicznego budownictwa energooszczędnego w ujęciu zintegrowanego procesu projektowego, uwzględniająca innowacyjne rozwiązania pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, Łódź 2012, s. 129–167.

41. Bernasconi A., Chianese D., Pola I., Bura E., *Thermal isolated BIPV design matched to A-Si modules behaviors*, 4th World Conference on PV Energy Conversion, Vol. 2, s. 2312–2315, Hawaii 2006.

42. Takehara T., Hayashi H., Building Integrated Photovoltaics (BIPV) module design& experience in Japan, 3rd World Conference on Photovoltaic energy Conversion Osaka, 2007–2009, Osaka 2003.

43. Yang H., Fung Y., *Energy performance simulation and experiments of different BIPV facades*, 6th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management APSCOM, Hong-Kong 2003, s. 87–92.

44. Gniotek K., Stempień Z., Zięba J., *Tekstronika – nowy obszar wiedzy*, "Przegląd Włókienniczy" 2003, s. 17–18.

45. Walczak S., Znajdek K., Sibiński M., Badanie możliwości zastosowań elastycznych ogniw fotowoltaicznych w tekstronice, "Elektronika – Konstrukcje, Technologie, Zastosowania" 9, 2012, s. 88–90.

46. Znajdek K., Sibiński M., *Charakteryzacja elektryczna i temperaturowa elastycznych ogniw słonecznych wykonanych z mikrokulek krzemowych*, "Elektronika — Konstrukcje, Technologie, Zastosowania" 1, 2011, s. 75–78.

47. Minemoto T., Okamoto C., Omae S., Murozono M., Takakura H., Hamakawa Y., *Fabrication of Spherical Silicon Solar Cells with Semi-Light-Concentration System*, "Japanese Journal of Applied Physics" 44, 2005, s. 4820.

dr inż. Maciej Sibiński

1. Fotowoltaika jako nowoczesne technologiczne rozwiązanie z zakresu odnawialnych źródeł energii

Gwałtownie rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną w większości krajów świata skłania do poszukiwań nowych rozwiązań technologicznych prowadzących do jego zaspokajania. Jednocześnie dążenie do ochrony środowiska naturalnego wraz z koncepcją dywersyfikacji źródeł powoduje wzrost zainteresowania możliwościami wykorzystania energii odnawialnych. Jedną z takich możliwości z zakresu technologii półprzewodnikowych jest fotowoltaika, której istotą jest konwersja energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną za pomocą półprzewodnikowego złącza p-n [24]

Ze względu na swoje niezaprzeczalne zalety, jakimi są m.in. przyjazny dla środowiska sposób pracy, bezpośrednia zamiana energii światła na energię elektryczną, długi czas bezawaryjnej eksploatacji oraz stale zmniejszające się koszty, ogniwa słoneczne są w coraz szerszym zakresie wykorzystywane jako źródło zasilania zarówno dla odbiorników odłączonych od powszechnej sieci energetycznej, jak i dla odbiorników sieciowych. Światowa produkcja ogniw słonecznych w ostatnich latach wzrasta wykładniczo, co jest spowodowane większym zainteresowaniem tą metodą pozyskiwania energii, jak również obniżeniem kosztów jednego wata mocy wyprodukowanej za pomocą modułów PV. Jednocześnie rośnie liczba konstrukcji i sprawność konwersji ogniw słonecznych (rys. 1).



Rysunek 1. Rozwój różnych technologii ogniw słonecznych na przestrzeni ostatnich czterdziestu lat wraz z osiąganymi w poszczególnych kategoriach sprawnościami [źródło: 6]

Produkcja ogniw oraz montaż instalacji PV w różnych regionach świata jest prowadzona z różnych przyczyn. W krajach Unii Europejskiej programy rządowe oraz zobowiązania międzynarodowe są ukierunkowane na rozwój fotowoltaiki głównie w celu ochrony środowiska naturalnego. W USA, Indiach i Chinach powstają liczne projekty PV mające na celu umożliwienie zasilania odbiorników w miejscach trudno dostępnych i oddalonych od sieci energetycznej. W Japonii głównym trendem warunkującym rozwój fotowoltaiki jest dywersyfikacja źródeł zasilania i zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. Wreszcie niektóre kraje afrykańskie korzystają z darmowych programów pomocy humanitarnej i technologicznej, obejmujących również wsparcie w zakresie autonomicznych systemów zasilania.

2. Podstawy fizyczne konwersji fotowoltaicznej w półprzewodnikach

Podstawowym źródłem energii w naszym układzie słonecznym jest promieniowanie Słońca. Gęstość energii emitowanej z jego powierzchni wynosi 62,5 MW/m², natomiast do powierzchni atmosfery ziemskiej dociera 1350 W/m². Promieniowanie to pochodzi w przeważającej części od tak zwanej fotosfery, to znaczy zewnętrznej powierzchni warstwy gazowej Słońca. Temperatura fotosfery wynosi około 5780 K, a jej emisja to głównie promieniowanie elektromagnetyczne o widmie ciągłym. Maksimum rozkładu energii widma przypada na zakres światła widzialnego o długości około 460 nm, co odpowiada barwie żółtozielonej. Fakt ten zachęca do modelowania rozkładu promieniowania słonecznego w oparciu o model ciała doskonale czarnego, zgodnie z prawem Stefana-Boltzmana. Niestety, w rzeczywistości emisja słoneczna odbiega od idealnego rozkładu ciała doskonale czarnego, jak to pokazano na rysunku 2.



Rysunek 2. Rozkład emisji ciała doskonale czarnego od temperaturze 5780 K i emisji Słońca [źródło: 18]

Największe różnice pomiędzy obydwoma przebiegami występują w zakresie fal krótkich i wynikają z niejednorodnego składu Słońca, jednak różnice te nie są znaczące wobec zmian, jakie wprowadza do tego rozkładu wpływ atmosfery ziemskiej. Wpływ ten powoduje nie tylko zmniejszenie mocy promieniowania, lecz również znaczną modyfikację jego rozkładu widmowego. Podstawowe zjawiska, jakie zachodzą w atmosferze, ważne z punktu widzenia wędrówki światła, to:

- redukcja mocy promieniowania poprzez absorpcję, rozpraszanie i odbicie w atmosferze,
- zmiana spektrum promieniowania poprzez większą absorpcję i rozpraszanie w niektórych zakresach długości fal,
- wprowadzanie dodatkowego oświetlenia pochodzącego od promieniowania rozproszonego w atmosferze,
- lokalne zmiany przejrzystości atmosfery chmury, mgła, zapylenie.

Promieniowanie słoneczne docierające do powierzchni atmosfery ulega częściowemu odbiciu, skąd pochodzi pierwsza redukcja jego energii. Następnie wiązka, która wniknęła w atmosferę, zostaje częściowo rozproszona, częściowo pochłonięta przez różne warstwy atmosfery. Ze względu na niejednorodny skład atmosfery, a w szczególności występowanie cząsteczek niektórych gazów silnie pochłaniających światło w wybranych zakresach długości fal, rozkład promieniowania przenikającego przez atmosferę jest zmieniony i w dużym stopniu niejednorodny. Cześć rozproszona promieniowania widzialnego w dużym stopniu dociera jednak do powierzchni Ziemi, wprowadzając dodatkową modyfikację do charakterystyki światła. Atmosfera ziemska jest w dużym stopniu niejednorodna i w wyniku lokalnego zachmurzenia, zapylenia lub zamglenia oświetlenie może ulegać dużym fluktuacjom.

Wszystkie opisane zjawiska wpływają bezpośrednio na wielkość i rozkład energii docierającej do powierzchni naszej planety. Oczywiste jest, że zmiany te są tym większe, im dłuższa jest droga wiązki światła w atmosferze. Dlatego do celów porównawczych wprowadzono standardowe warunki oświetlenia STC, służące do określenia widma światła słonecznego widzianego na rożnych szerokościach geograficznych. Jednostką determinującą położenie odbiornika na powierzchni Ziemi, a więc również długość drogi światła przez atmosferę, zależną od szerokości geograficznej, jest współczynnik *AM (air mass)*. W celu obliczenia jego wartości w konkretnym miejscu należy posłużyć się zależnością (1), objaśnioną na rysunku 3.

$$AM = 1/\cos\theta$$
, (1)

gdzie θ — minimalny kąt pomiędzy kierunkiem padania światła a zenitem.



Rysunek 3. Sposób wyznaczania współczynnika AM w zależności od szerokości geograficznej

Należy zaznaczyć, że kąt θ jest kątem minimalnym osiąganym na półkuli północnej w południe najdłuższego dnia w roku. Łatwo zauważyć, że tak zdefiniowany współczynnik *AM* może osiągać wartości od jedności (równik) do nieskończoności (bieguny). Oprócz tych wartości wprowadzony został szczególny przypadek *AM* = 0, opisujący warunki nasłonecznienia w przestrzeni kosmicznej, przedstawione na rysunku 2. Współczynnik *AM* jest szeroko wykorzystywany w celach porównawczych dla rożnych urządzeń konwertujących energię słoneczną, przy czym jako wartość uniwersalną przyjęło się stosować *AM* = 1,5, odpowiadającą szerokości geograficznej 48°, która jest również typowa dla Polski. Zmiany, jakie wprowadza atmosfera ziemska w charakterystyce promieniowania słonecznego dla wysokich współczynników *AM*, są bardzo duże, co przedstawia rysunek 4.



Rysunek 4. Charakterystyka promieniowania słonecznego dla różnych wartości współczynnika AM [źródło: 18]
Oprócz znacznej redukcji mocy maksymalnej wprowadzone są liczne nieciągłości, których głównymi źródłami są takie składniki atmosfery, jak: ozon (ultrafiolet), para wodna i woda (zakres widzialny i podczerwień), tlen i dwutlenek węgla (bliska i daleka podczerwień).

Promieniowanie słoneczne, docierając do różnych materiałów na powierzchni Ziemi, wywołuje różnorakie efekty fizyczne, z których najczęściej występującym jest nagrzewanie. Proces ten podobnie przebiega dla materiałów półprzewodnikowych. W przypadku gdy fotony światła wnikną do struktury półprzewodnika, mogą zostać zaabsorbowane przez różne jego składniki, co przedstawia rysunek 5. Większość z przedstawionych przypadków nie jest użyteczna dla potencjalnego odbiorcy energii słonecznej. Najciekawszym zdarzeniem jest absorpcja fotonu o energii większej niż pasmo zabronione danego półprzewodnika (warunek określony w zależności (2) przez elektron znajdujący się w paśmie walencyjnym — rys. 6).



Rysunek 5. Absorpcja fotonów światła wewnątrz półprzewodnika

$$hv > Eg$$
, (2)

gdzie:

- Eg szerokość przerwy energetycznej półprzewodnika,
- *h* stała Plancka,
- $\nu = c/\lambda$,
- c prędkość światła w próżni,
- λ długość fali świetlnej.



pasma - wydzielenie ciepła

Przeniesienie elektronu z pasma walencyjnego do przewodnicta generacja pary nośników ładunku: dziury i elektronu

Rysunek 6. Absorpcja fotonów o małych i dużych energiach przez elektrony znajdujące się w paśmie walencyjnym półprzewodnika

W przypadku absorpcji fotonu przez elektron znajdujący się w paśmie walencyjnym, elektron ten może zostać przeniesiony na wyższy poziom energetyczny. O ile energia fotonu będzie wystarczająca, elektron może zostać w wyniku takiego zderzenia przeniesiony nawet do pasma przewodnictwa. W półprzewodniku jednorodnym po pewnym czasie elektron taki powraca zazwyczaj na pierwotnie zajmowany poziom, a nadmiar energii jest wydzielany w postaci np. ciepła. Szybkość tego procesu, zwanego rekombinacją, zależy od wielu czynników, takich jak budowa półprzewodnika, a także poziom i rodzaj jego domieszkowania.

Liczba fotonów wnikających do wnętrza półprzewodnika, a także liczba fotonów zaabsorbowanych zależy od własności optycznych danego materiału. Szczególnie ważnym parametrem jest tu współczynnik absorpcji, mówiący o tym, jak wiele fotonów o danej długości fali zostało zaabsorbowanych przez konkretny materiał. Wielkość tego współczynnika dla popularnych półprzewodników fotowoltaicznych przedstawia rysunek 7.



Rysunek 7. Wielkość współczynnika absorpcji w zależności od długości padającej fali świetlnej dla różnych materiałów [źródło: 18]

3. Konwersja fotowoltaiczna w przyrządach elektronicznych

Opisane powyżej zjawisko fotogeneracji może wywołać zupełnie inny skutek, o ile zachodzi w pobliżu złącza półprzewodnikowego. Jak wiemy, złącze półprzewodnikowe to połączenie dwóch obszarów półprzewodnika (lub dwóch różnych półprzewodników), z których jeden posiada przewagę swobodnych elektronów, drugi zaś przewagę swobodnych dziur. Obszary te nazywamy odpowiednio n i p. Choć w modelu idealnym złącze jest nieskończenie cienkie, to w rzeczywistości obszary typu n i p oddzielone są od siebie warstwą przejściową (właściwym złączem) o grubości około 10^{-4} cm. Na granicy złącza w wyniku dyfuzji i rekombinacji tworzy się strefa pozbawiona ładunku (warstwa zaporowa), a w jej pobliżu strefy ładunku przestrzennego, generujące wbudowane pole elektryczne.

Warto zauważyć, że w wyniku dyfuzji nośników swobodnych (dziur i elektronów) z obu obszarów domieszkowanych, a następnie ich rekombinacji w pobliżu złącza, tworzy się strefa jonów rozmieszczonych w sieci krystalicznej, o ładunku przeciwnym do typu domieszkowania po każdej ze stron. W przypadku przyłożenia zewnętrznego napięcia do złącza (polaryzacji złącza) możemy uzyskać efekt dodatkowego "wyciągnięcia" nośników swobodnych z okolic złącza (stan zaporowy) lub ich "wstrzyknięcia" (stan przewodzenia). Obydwa wymienione przypadki mają swoje odzwierciedlenie również na modelu pasmowym złącza, co przedstawia rysunek 8. Dla stanu przewodzenia bariera potencjału złącza obniża się, ułatwiając transport nośników, natomiast w stanie zaporowym podwyższa się znacząco, uniemożliwiając ich przepływ. W wyniku takiego rozkładu ładunków w złączu półprzewodnikowym powstaje pole elektryczne.



Rysunek 8. Model pasmowy złącza spolaryzowanego na przewodzenie (a) oraz spolaryzowanego zaporowo (b)

Analizując sytuację generacji par dziura–elektron, analogiczną do przedstawionej na rysunku 6, lecz zachodzącą w pobliżu złącza p-n, możemy zauważyć wpływ pola elektrycznego na powstające nośniki ładunku (rys. 9). Dziury i elektrony zostaną rozdzielone przez pole złącza, a więc niemożliwa będzie ich szybka rekombinacja. Wygenerowany zostanie dipol elektryczny, który po podłączeniu kontaktów i zewnętrznego obciążenia może być źródłem prądu elektrycznego. Jest to istota efektu fotowoltaicznego, zwanego również efektem fotoelektrycznym i wykorzystywanego zarówno w ogniwach słonecznych, jak i detektorach optycznych.



Rysunek 9. Generacja świetlna i separacja par dziura-elektron w złączu półprzewodnikowym

W wyniku analizy przebiegu zjawiska fotowoltaicznego w półprzewodnikach można zauważyć, że fotony o energii mniejszej niż E_g nie generują w ogóle par dziura–elektron. Elektrony o energii większej niż E_g generują na ogół jedną parę dziura–elektron, unosząc lub rozpraszając resztę energii. Ponadto fotony o wysokich energiach są bardzo szybko absorbowane w pobliżu powierzchni półprzewodnika i nie docierają do złącza. Znając rozkład energii promieniowania słonecznego dla określonych warunków AM, można stwierdzić, że istnieje pewna określona szerokość przerwy energetycznej, która umożliwia wykorzystanie największej części spośród padających fotonów. Wielkość ta została wyliczona teoretycznie i potwierdzona eksperymentalnie [4]. Optymalna dla fotokonwersji przerwa energetyczna wynosi około 1,5 eV. Jak można łatwo zauważyć, różne półprzewodniki wykorzystywane w elektronice mogą mieć z tego powodu zdecydowanie różne własności, co przedstawia rysunek 10.



Rysunek 10. Rozkład potencjalnej sprawności konwersji ogniwa, wynikającej z szerokości przerw energetycznych zastosowanych półprzewodników — na podstawie [1]

Kolejnym pomysłem związanym z wykorzystaniem szerokości przerwy energetycznej do zwiększenia sprawności ogniwa słonecznego jest wykorzystanie heterozłącza półprzewodnikowego. Złącze takie powstaje poprzez kombinację dwóch różnych materiałów z przerwami energetycznymi o różnych szerokościach.

W wyniku takiej konstrukcji możliwe jest wychwytywanie fotonów z dwóch różnych przedziałów długości fal (czyli o różnych energiach). Koncepcja ta przedstawiona jest na rysunku 11. Półprzewodnik o szerszej przerwie energetycznej stanowi wierzchnią warstwę ogniwa, gdzie absorbowane są fotony o wysokich energiach, które nie mogą wniknąć w głąb półprzewodnika. Niskoenergetyczne fotony, wnikające łatwiej w głębsze obszary ogniwa, są absorbowane w drugim półprzewodniku, którego niewielka szerokość przerwy energetycznej umożliwia ich czynny udział w fotogeneracji.



Rysunek 11. Model pasmowy heterozłącza półprzewodnikowego wykorzystywanego w ogniwie słonecznym

Uproszczony widok budowy monokrystalicznego ogniwa słonecznego, uwzględniający zachodzące w nim podstawowe procesy, przedstawia rysunek 12. Zaprezentowano na nim podstawowe elementy składowe ogniwa — obie strefy półprzewodnika o domieszkowaniu n oraz p, zwyczajowo zwane emiterem i bazą. W większości przypadków, podobnie jak na rysunku, emiter ogniwa słonecznego jest zwrócony w kierunku padania promieni słonecznych i posiada znacznie mniejszą grubość od strefy bazy.



Rysunek 12. Budowa monokrystalicznego ogniwa słonecznego

Jak schematycznie pokazano na rysunku 12, w padającym świetle występują fotony, które ulegają odbiciu od powierzchni przedniej, fotony przechodzące swobodnie poprzez całą grubość przyrządu oraz takie, które zostają zaabsorbowane w ogniwie. Część spośród tej ostatniej grupy bierze udział w generowaniu par dziura–elektron. Tak powstałe pary częściowo rekombinują w obszarze ogniwa (rekombinacja objętościowa), a częściowo, ulegając separacji, przenikają przez złącze i w warstwach n i p, jako nośniki większościowe, przemieszczają się w kierunku elektrod. W obszarach przyelektrodowych występuje podwyższona szybkość rekombinacji ze względu na wysoką wartość współczynników rekombinacji powierzchniowej.

Elektrody ogniwa słonecznego, poza swoją podstawową funkcją zbierania nośników ładunku elektrycznego tworzących prąd elektryczny, uczestniczą również w zjawiskach istotnych dla efektywności konwersji opto-elektrycznej, co powoduje, że muszą spełniać dodatkowe funkcje, inne dla każdej z elektrod, i być odpowiednio do tych funkcji wykonane. Elektroda wierzchnia musi jak najskuteczniej zbierać elektrony generowane optycznie, przy jednoczesnym jak najmniejszym zacienieniu powierzchni przyrządu. Zakłada się, że nie powinna ona zacieniać więcej niż 2-3% powierzchni ogniwa. Aby to osiągnąć w klasycznej konstrukcji ogniwa, występuje ona jako konstrukcja grzebieniowa z charakterystycznymi "palcami" emiterowymi. W celu dobrego zbierania nośników z wierzchniej warstwy przyrządu rozstaw poszczególnych "palców" powinien być nie większy niż połowa średniej drogi swobodnej nośników. Wspólny pogrubiony trzon kontaktu zapewnia niską rezystancję, a tym samym małe straty mocy. Obecnie stosuje się również modyfikację konstrukcyjną polegającą na nakładaniu kontaktów emiterowych o podwójnym trzonie, w celu zabezpieczenia odbioru nośników z całej powierzchni w przypadku przerwania jednego z "palców" emiterowych, jak to ilustruje rysunek 13. W przypadku nowoczesnych, alternatywnych konstrukcji ogniw słonecznych spotykane są również inne rozwiązania kontaktów wierzchnich, spełniające powyższe warunki, jak np. transparentna warstwa kontaktowa wykonana z tlenków przewodzących.

Rysunek 13. Monokrystaliczne ogniwo krzemowe z kontaktem emiterowym o podwójnym trzonie, wykonane przez autora w Technische Universitat of Berlin [źródło: 2]

Kontakty tylne mają w tradycyjnej konstrukcji fotowoltaicznej odmienną budowę od opisanych elektrod emiterowych. Są one wykonane w postaci gładkiej metalicznej powierzchni naniesionej najczęściej na całym obszarze bazy ogniwa. Tego typu konstrukcja pełni funkcję lustra dla fotonów, które nie zostały zaabsorbowane w całej grubości przyrządu i umożliwia odzyskanie ich energii dla fotokonwersji. W celu otrzymania poprawnych kontaktów omowych, także w przypadku kontaktu tylnego, wytwarza się przypowierzchniową warstwę wzbogaconą, w tym przypadku typu p+. Warstwa ta ma w technologii ogniw słonecznych dodatkową funkcję, określaną jako BSF (*Back Side Field*).



Rysunek 14. Model pasmowy ogniwa słonecznego z dyfundowanym obszarem BSF

Istota mechanizmu BSF jest przedstawione na rysunku 14. Zadaniem przypowierzchniowego obszaru bogato domieszkowanego jest wprowadzenie dodatkowej bariery potencjału, odpychającej nośniki mniejszościowe (w tym przypadku elektrony) od strefy, w której występują procesy rekombinacji powierzchniowej. Te cofnięte nośniki mogą zostać przetransportowane w kierunku przeciwnej elektrody i wnieść wkład w prąd użyteczny ogniwa. Wysokość uzyskanej bariery przypowierzchniowej jest zależna od koncentracji wprowadzonych domieszek. W analogiczny sposób, na skutek domieszkowania donorowego, można uzyskać barierę przy przedniej elektrodzie, określaną jako FSF (*Front Side Field*).

4. Budowa i parametry ogniwa słonecznego

Historia fotowoltaiki rozpoczęła się z chwilą zaobserwowania zjawiska fotoelektrycznego w 1839 roku przez Aleksandra Edmunda Becquerela, jednak przez ponad sto lat nie skonstruowano realnie działających ogniw słonecznych. Pierwszą konstrukcją, przekraczającą 4% sprawności, było ogniwo wykonane w USA, w Bell Laboratories w 1954 roku [4]. Rozwój konstrukcji fotowoltaicznych od tego momentu do chwili obecnej przedstawia rysunek 15.



Rysunek 15. Rozwój konstrukcji ogniw słonecznych na przestrzeni ostatnich sześćdziesięciu lat [źródło: 22]

Charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa słonecznego wskazuje większość podstawowych parametrów elektrycznych i jest analogiczna do charakterystyki diody. Rysunek 16 przedstawia przebieg takiej charakterystyki ogniwa słonecznego w stanie nieoświetlonym (linia przerywana) oraz oświetlonym (linia ciągła). Widoczne jest przesuniecie charakterystyki do czwartej ćwiartki układu współrzędnych pod wpływem oświetlenia i optycznej generacji par dziura–elektron, co powoduje, że nie jest możliwy w tym ogniwie taki stan, w którym zarówno prąd ogniwa, jak i napięcie na jego zaciskach są jednocześnie równe zero. Miejsca przecięcia tej charakterystyki z osią rzędnych i osią odciętych określają, odpowiednio, wartości prądu zwarcia I_{SC} oraz napięcia obwodu otwartego V_{OC} . Punkt M odpowiada natomiast punktowi pracy ogniwa o maksymalnej mocy oddawanej przez ogniwo do obwodu zewnętrznego. Czwarta ćwiartka charakterystyki I–V ogniwa słonecznego jest najbardziej interesująca z punktu widzenia analizy zjawisk zachodzących w ogniwie i bywa często przedstawiana samodzielnie — tak w skali wartości bezwzględnych, jak i względnych.



Rysunek 16. Charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa słonecznego

Prąd zwarcia (I_{SC}) występuje wówczas, gdy emiter i baza ogniwa są z sobą bezpośredni połączone. W celach porównawczych zamiast wielkości prądu zwarcia I_{SC} wyrażonej w amperach stosuje się zwykle gęstość prądu zwarcia J_{SC} wyrażoną w miliamperach na cm². Napięcie obwodu występuje przy całkowitym rozwarciu ogniwa. Obydwa wspomniane stany są możliwe do osiągnięcia w praktyce, bez jakiegokolwiek uszkodzenia ogniwa. Zakreskowany prostokąt pokazuje dostępną wielkość mocy ogniwa. Korzystając z charakterystyki prądowo-napięciowej oraz znając warunki osiedlenia ogniwa, możemy określić jego sprawność (wyznaczoną według zależności 3).

$$\eta = \frac{A_a \cdot I_m \cdot U_m}{A_t \cdot E_e} \cdot 100\%, \quad (3)$$

gdzie:

- $-A_a$ obszar aktywny ogniwa,
- $-A_t$ całkowity obszar ogniwa,
- $-I_m$ natężenie prądu,
- U_m napięcie,
- $E_e -$ gęstość energii słonecznej docierającej do ogniwa w jednostce czasu

Korzystając z charakterystyki prądowo-napięciowej oświetlonego ogniwa słonecznego, można zdefiniować parametr *FF*, zwany współczynnikiem wypełnienia (*Fill Factor*). Jest on ważny z tego powodu, że opisując kształt charakterystyki, określa moc maksymalną ogniwa (zaznaczoną jako zakreskowany prostokąt na rysunku 16). Współczynnik wypełnienia jest zdefiniowany wzorem:

$$FF = \frac{I_M \cdot V_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \cdot 100\%, \quad (4)$$

gdzie:

 $-I_M$, V_M – prąd i napięcie w punkcie mocy maksymalnej,

 $-I_{SC}, V_{OC}-$ odpowiednio prąd zwarcia i napięcie obwodu otwartego ogniwa.

Współczynnik wypełnienia bywa również wyrażany jako ułamek właściwy, w praktyce zawsze mniejszy od jedności. Definiuje on niejako "współczynnik prostokątności" charakterystyki, a więc określa, jak bardzo dostępne wartości maksymalne napięcia V_{OC} i prądu I_{SC} odbiegają od wartości użytecznych, odpowiadających największej sprawności energetycznej ogniwa. Wartość *FF* dla ogniw rzeczywistych waha się od około 80–85% w ogniwach monokrystalicznych do około 50–60% w polikrystalicznych ogniwach cienkowarstwowych.

Innym parametrem, na podstawie którego można wyznaczyć własności oraz zbadać budowę wewnętrzną ogniwa słonecznego, jest pojemność złączowa. Jest to wielkość analogiczna jak w przypadku diody półprzewodnikowej, którą możemy zmierzyć przy polaryzacji zaporowej. Pojemność ta jest opisana wzorem (5).

$$C_J = \frac{K_S \cdot \varepsilon_0 \cdot A}{W}, \quad (5)$$

gdzie:

- ε_0 bezwzględna przenikalność dielektryczna,
- A powierzchnia ogniwa,
- W szerokość obszaru zubożonego,
- K_S współczynnik sprężystości.

Ważną rolę w odniesieniu do parametrów elektrycznych ogniwa spełniają elementy pasożytnicze wynikające z jego konstrukcji. Bezpośredni wpływ na wartość sprawności i współczynnika wypełnienia *FF* mają takie podstawowe parametry pasożytnicze, jak rezystancja szeregowa (*series resistance*) oraz rezystancja równoległa, zwana również rezystancją bocznikującą (*shunt resistance*).



Rysunek 17. Składniki rezystancji szeregowej na tle przekroju przez ogniwo słoneczne o klasycznej konstrukcji [źródło: 19]

Rezystancja szeregowa ogniwa to rezystancja pojawiająca się na drodze przepływu nośników wygenerowanych optycznie i wpływająca na zmniejszenie wielkości fotoprądu. Jej elementy składowe są uwidocznione na rysunku 17, a wartość każdego z nich jest uzależniona bezpośrednio od technologii wykonania przyrządu. Są to: rezystancje doprowadzeń — R_1 i R_2 , rezystancja kontaktów — R_3 i R_6 oraz rezystancje obszarów półprzewodnika emiterowego — R_4 i bazowego — R_5 . Pierwszy z wymienionych składników zależy głównie od typu zastosowanego materiału (metal, tlenek przewodzący, grafit, inne) oraz od kształtu doprowadzeń (kontakt lity, kratowy, "palczasty") i od ich przekroju. Rezystancja kontaktu metal–półprzewodnik ma bardziej złożony charakter i bywa niejednokrotnie przedmiotem oddzielnych prac naukowych [9, 16]. Ogólnie można stwierdzić, że w celu zapewnienia niskiej rezystancji szeregowej kontaktów należy zadbać o ich omowy charakter, na który wpływają m.in. zastosowany materiał (właściwości elektryczne, jak praca wyjścia, struktura, własności termiczne), powierzchnia, na której jest wytwarzany kontakt oraz technologia ich wytwarzania. Zwiększenie sumarycznej rezystancji szeregowej wpływa na znaczne obniżenie parametrów elektrycznych ogniwa, co jest przedstawione na rysunku 18. W praktyce wartość sumarycznej rezystancji szeregowej powyżej około 20 Ω , biorąc pod uwagę powierzchnię pojedynczego ogniwa rzędu kilkudziesięciu cm², dyskwalifikuje je jako przyrząd fotowoltaiczny.



Rysunek 18. Wpływ wzrostu rezystancji szeregowej ogniwa słonecznego na współczynnik wypełnienia [źródło: 19]

Rezystancja równoległa (bocznikująca) jest parametrem opisującym w sposób ilościowy wpływ na pracę ogniwa słonecznego zjawisk pasożytniczych związanych z wszelkiego rodzaju zwarciami i mostkami, występującymi pomiędzy elektrodami ogniwa i powodującymi straty fotoprądu. Szczególnie dotkliwy wpływ rezystancji równoległej można zaobserwować w cien-kowarstwowych ogniwach polikrystalicznych, będących przedmiotem pracy. Podstawowymi przyczynami występowania rezystancji bocznikującej są wady technologiczne warstw pół-przewodnikowych, takie jak: omowy charakter złącza (wywołany np. interdyfuzją materiału między obszarami emitera i bazy) oraz pęknięcia i nieciągłości warstw (szczególnie cien-kich warstw polikrystalicznych). Obniżenie wartości rezystancji równoległej powoduje spadek współczynnika wypełnienia oraz obniżenie napięcia obwodu otwartego, jak to pokazano na rysunku 19. Jest to łatwy do wytłumaczenia efekt, gdyż tego typu przyrząd pracuje niejako obciążony wewnętrzną rezystancją na poziomie kilku do kilkunastu omów. W efekcie ogniwo słoneczne o niskiej rezystancji bocznikującej ma znacząco zmniejszoną dostępną moc wyjściową.



Rysunek 19. Wpływ obniżenia rezystancji równoległej ogniwa na spadek napięcia V_{OC} i współczynnika wypełnienia [źródło: 19]

5. Typy współczesnych ogniw słonecznych

Konstrukcje ogniw słonecznych były i są rozwijane przez ponad sześćdziesięciu lat w licznych ośrodkach naukowych na całym świecie. Praca tych laboratoriów zaowocowała setkami rozwiązań, które z perspektywy czasu zostały podzielone na trzy generacje. Podział ten został po raz pierwszy sformułowany przez profesora Martina Greena, szefa zespołu fotowoltaicznego z University of New South Wales w Australii [13, 7]. Wyróżnił on, jako historycznie pierwszą, generację ogniw słonecznych, opartych na technologii krzemowej. Ogniwa tego typu były pierwotnie konstruowane na płytkach monokrystalicznych o grubości dochodzącej do 400 µm. Z czasem ich konstrukcja ewoluowała bądź w kierunku uzyskania maksymalnych sprawności konwersji (zastosowania w technologii kosmicznej), bądź w kierunku zmniejszenia kosztów wytwarzania (obniżenie grubości krzemu, wprowadzenie krzemu polikrystalicznego oraz ogniw taśmowych [8], co zapoczątkowało powstanie drugiej generacji ogniw). Obecny rekord sprawności fotokonwersji dla przyrządów z jednym złączem p-n, równy 24,7% [5], należy do ogniwa PERL, wywodzącego się z pierwszej generacji. Trzeba jednak zauważyć, że ten rekordowy wynik nie jest uzasadniony ekonomicznie ze względu na bardzo duże skomplikowanie konstrukcji przyrządu. W związku z tym można stwierdzić, że zarówno pod względem kosztów za m², jak i rozpatrując bardziej adekwatny wskaźnik ceny za wat szczytowy, jest to technologia najdroższa (ceny nie niższe niż 3 USD za wat szczytowy). Ponadto należy pamiętać, że po wielu latach eksploatacji konstrukcje tego typu dotarły niemal do teoretycznej granicy swojej sprawności. Świadczy o tym m.in. fakt ustalenia się parametrów tych ogniw na niezmienionym od kilku lat poziomie, pomimo prowadzonych intensywnie badań. Również technologia wytwarzania krzemu w toku pięćdziesięciu lat jest na tyle rozwinięta, że nie należy oczekiwać znacznego obniżenia jej kosztów.

Drugą generacją ogniw słonecznych profesor Green określił obecnie rozwijaną technologię ogniw cienkowarstwowych o konstrukcji polikrystalicznej, zbudowanych w oparciu o związki półprzewodnikowe i najczęściej wykorzystujących heterozłącze. Ta generacja ogniw słonecznych jest obecnie grupą najbardziej zaawansowanych urządzeń, oferujących najniższą cenę produkowanej energii. Polikrystaliczne konstrukcje cienkowarstwowe, a zwłaszcza ogniwa wywodzące się z grupy chalkopirytów, jak również ogniwa oparte na związkach kadmu, dają możliwość praktycznej budowy ogniw słonecznych w cenie około 25 USD za m², co jest ceną pięciokrotnie niższą niż w przypadku ogniw pierwszej generacji. Przewiduje się, że również konstrukcje przyszłości, znajdujące się obecnie w fazie rozważań teoretycznych, prawdopodobnie nie będą w stanie dorównać temu poziomowi. Ogniwa drugiej generacji dają realne szanse osiągnięcia pułapu 1 USD w przeliczeniu na wat szczytowy, co pozwoliłoby na wyrównanie cen energii pochodzącej ze źródeł fotowoltaicznych oraz pochodzącej z klasycznych elektrowni cieplnych. Zadanie to wymaga intensywnego rozwoju ich stosunkowo młodej i mocno zróżnicowanej technologii, jak również wprowadzania nowych rozwiązań konstrukcyjnych i technicznych, wspartych kompleksową analizą teoretyczną.

Trzecią generację stanowi grupa ogniw przyszłości, aktualnie opracowywanych pod względem teoretycznym, wykorzystująca nowe technologie i pomysły konstrukcyjne w celu zbliżenia się do granicy sprawności fotokonwersji wynikającej z bariery termodynamicznej [20, 21]. Konstrukcyjne przyrządy tej grupy mają w założeniach bazować zarówno na technologii krzemowej, jak i na wykorzystaniu innych materiałów półprzewodnikowych. Wysoka sprawność ma zostać osiągnięta poprzez skomplikowane zabiegi technologiczne i wprowadzenie takich rozwiązań, jak np. dostosowanie widma światła padającego na ogniwo do zakresu absorpcji materiału ogniwa. Trwają na razie badania wstępne na wyodrębnionych warstwach półprzewodnikowych i trudno jest ocenić, czy tego typu rozwiązania doprowadzą do powstania wysokosprawnych ogniw słonecznych.

Rysunek 20 przedstawia trzy generacje ogniw słonecznych, zestawione pod względem kosztów produkcji i osiąganych sprawności, ilustrując wskazane powyżej spostrzeżenia. Na wykresie pokazane są możliwości ogniw należących do danej technologii, określane zarówno poprzez koszt metra kwadratowego wyprodukowanego ogniwa (linia odciętych), jak również poprzez cenę jednego wata szczytowego mocy uzyskanej z tych przyrządów dla każdej generacji (przerywane linie niebieskie). Przedstawione wartości zostały wyznaczone empirycznie, na podstawie danych pochodzących z produkowanych obecnie przyrządów oraz ekstrapolacji cen i parametrów na podstawie przyjętych założeń konstrukcyjnych.



Rysunek 20. Porównanie pierwszej, drugiej i trzeciej generacji ogniw słonecznych pod względem sprawności fotokonwersji, kosztów za m² ogniwa i ceny wata szczytowego — na podstawie [14, 15]

W ramach prezentowanej klasyfikacji mieści się zdecydowana większość wariantów obecnie wytwarzanych ogniw słonecznych, jednak ze względu na intensywność prowadzonych prac naukowych, poza wymienionymi podstawowymi grupami istnieje stale rosnąca liczba konstrukcji alternatywnych, jak również modyfikacji i hybryd układów podstawowych. Wśród nich należy wymienić ogniwa fotoelektrochemiczne oraz ogniwa organiczne zwane od nazwiska wynalazcy także ogniwami Gratzela [12]. Konstruowane są również systemy hybrydowe, jak np. ogniwa fotoelektryczne zespolone z termicznymi kolektorami słonecznymi [17] oraz wiele innych konstrukcji eksperymentalnych [3, 10, 23]. Ponadto szeroko stosuje się specjalne zabiegi technologiczne i udogodnienia konstrukcyjne mające na celu zwiększenie sprawności fotokonwersji. Przybliżony aktualny profil produkcji ogniw wymienionych typów w postaci krzywej życia produktu przedstawia rysunek 21.



Rysunek 21. Aktualny przekrój produkcji ogniw słonecznych różnych typów przedstawiony w postaci krzywej życia produktu [źródło: 11]

Na rysunku 21 technologia monokrystalicznych ogniw krzemowych jest zaprezentowana jako najbardziej dojrzała, jednak obecnie jest ona wycofywana ze względu na wysokie koszty produkcji. Ogniwa słoneczne z krzemu polikrystalicznego i amorficznego stanowią większość produkcji ogólnoświatowej i zdają się być u szczytu swoich możliwości technicznych. Jako ogniwa alternatywne określone zostały nowe rodzaje przyrządów, znajdujące się obecnie w fazie badań laboratoryjnych i wdrażania do produkcji masowej.

1. De Vos A., Calculation of the maximum attainable efficiency of a single heterojunction solar cell, "Energy Conversion Journal" 1976, Vol. 16.

2. Kubiak A., Sibiński M., Mazurczyk R., Przymusiała P., *Projektowanie, wykonanie i analiza monokry*stalicznych cienkowarstwowych krzemowych ogniw słonecznych, VII Konferencja Naukowa "Technologia Elektronowa ELTE", Polanica Zdrój 2000.

3. Honsberg C., Barnett A., Kirkpatrick D., *Nanostructured solar cells for high efficiency photovoltaics*, 4th Photovoltaic Energy Conversion Conference 2006, vol. 2.

4. Chapin D., Fuler S., Pearson G., A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power, "J. Appl. Phys." 1954.

5. Green M., Emery K., Ling D., Hisikawa Y., Warta W., *Solar cellefficency tables (Version 27)*, "Progress in Photovoltaics: Research and Applications" 2006.

6. http://www.nrel.gov.

7. Cathpole K., Green M., *Third generation photovoltaics*, Optoelectronics and Microelectronic Materials and Devices 2002.

8. Zweibel K., Herson P., *Basic photovoltaics principles and methods*, Solar Research Institute, New York 1981.

9. Castaner L., Carter J., Silvestre S., Ashburn P., Alcubilla R., Luque A., Alonso J., Pons J., Markvart T., *Series resistance in polysilicon contacted solar cells*, 24th Photovoltaic Energy Conversion Conference 1994.

10. Young L., Hui S., Youjun D., A novel solar cell fabricated with spiral photo-electrode for capturing sunlight 3-dimensionally, "Science in China — Technological Series" 2006.

11. Sibiński M., *Wide Bandgap Materials in Modern Solar Cells Technology*, 3rd International Conference Novel Applications of Wide Bandgap Layers, Zakopane 2001.

12. Gratzel M., *Principles and Applications of Dye Sentized Nanocrystalline Solar Cells (DSC)*, 1st SWH International Conference, Segovia 2003.

13. Green M., Generation Photovoltaics: Advanced Structures Capable of High Efficiency at Low Cost, 16th European PV Solar Energy Conference, Glasgow 2000.

14. Green M., *Photovoltaics for the future*, PVNET Workshop proc. Cross-Fertilisation between the Photovoltaic Industry & other Technologies, Ispra 2002.

15. Green M., Third Generation Photovoltaics: Advanced Solar energy Conversion, Springer 2005.

16. Vinod P., Specific contact resistance of the porous silicon and silver metal ohmic contact structure, "Semiconductor Scientific Technology" 2005.

17. Wolf P., Machacek Z., Benda V., *Materials for photovoltaic-themal hybrid collector*, MIC-ROTHERM'2007, Microtechnology & Thermal Problems in Electronics, 2007.

18. Sze S.M., Physics of semiconductor devices, John Wiley & Sons, New York 1985, chapter 14.

19. Rodacki T., Kandyba A., *Przetwarzanie energii w elektrowniach słonecznych*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2000.

20. Trupke T., Green M., Wurfel P., *Improving solar cell efficiencies by down-conversion of high-energy photons*, "Journal of Applied Physics" 2002, vol. 92, no 3.

21. Trupke T., Green M., Wurfel P., *Improving solar cell efficiencies by up-conversion of sub-band-gap light*, "Journal of Applied Physics" 2002, vol. 92, no 7.

22. Lewandowski W., Proekologiczne źródła energii odnawialnej, WNT, Warszawa 2002.

23. Mulligan W., Terao A., Smith D., Verlinden P., Swanson R., *Development of chip-size silicon solar cells*, 28th Photovoltaic Specialists Conference 2000.

24. Jarzębski Z., Energia słoneczna – konwersja fotowoltaiczna, PWN, Warszawa 1990.

Systemy i urządzenia fototermiczne

Piotr Berliński, Krzysztof Jankowski

1. Technologia solarna — zasada działania

Kolektory słoneczne służą do zamiany energii promieniowania słonecznego na energię cieplną w postaci ciepłej wody. Taka metoda przetwarzania energii słonecznej uważana jest za szcze-gólnie wydajną i funkcjonalną.

Kolektor odbiera energię słoneczną i przekazuje ją poprzez tzw. czynnik grzewczy i wymiennik znajdujący się w zbiorniku do ogrzania wody.



ZESTAW SOLARNY

- 1. Kolektor słoneczny Vi Technology
- 2. Zasobnik solarny
- 3. Mikroprocesorowy sterownik solarny
- 4. Solarna grupa pompowa dwudrogowa
- 5. Płyn solarny o temperaturze krzepnięcia 35°C
- 6. Naczynie solarne wzbiorcze z przyłączem i zaworem stopowym
- 7. Odpowietrznik solarny
- 8. Armatura przyłączeniowa
- 9. Uchwyty montażowe do dachu

Rysunek 1. Elementy zestawu solarnego

Ciepło uzyskiwane w kolektorach jest przesyłane do zasobnika (bojlera), w którym podgrzewa się i gromadzi wodę użytkową. Posiada on co najmniej jedną grzałkę (wężownicę), przez którą przepływa czynnik grzewczy. Ponieważ kolektory nie są w stanie dostatecznie ogrzewać wodę przez cały rok, stosuje się zasobnik z dodatkowym źródłem ciepła (np. elektryczną grzałką lub wężownicą zasilaną ciepłą wodą z kotła olejowego, węglowego itp.) — tzw. zasobniki biwalentne.

Kolektor słoneczny zamienia promieniowanie słoneczne na ciepło. Nośnikiem ciepła jest niezamarzający roztwór glikolu propylenowego krążący w instalacji na skutek pracy pompy obiegowej w zespole sterowniczo-pompowym. Bateria kolektora połączona jest hydraulicznie z wężownicą umieszczoną w podgrzewaczu wody użytkowej dwoma rurami miedzianymi o średnicy dobranej do wielkości baterii słonecznej. Nośnik (roztwór glikolu) zabiera ciepło z kolektorów i przenosi je do wężownicy, która nagrzewa wodę w podgrzewaczu.

2. Systemy solarne



Rysunek 2. Zasoby słoneczne — Europa



Rysunek 3. Zasoby słoneczne — Polska



Rysunek 4. Promieniowanie słoneczne całkowite



Rysunek 5. Skuteczne wykorzystanie promieniowania słonecznego

2.1. Ukierunkowanie i nachylenie

Kolektory słoneczne w Polsce powinny być instalowane przy zorientowaniu w kierunku południowym (na południowej połaci dachu) z nachyleniem około 30°–60° (do poziomu), co zapewnia najwyższą efektywność pozyskania energii słonecznej w roku.



Rysunek 6. Ukierunkowanie i nachylenie kolektora słonecznego

W przypadku kolektorów heat-pipe wymagany kąt nachylenia wynosi od 35° do 60°.

Kierunek	Odchylenie [°]	Strata sprawności [%]
Р	0	0
PW	1–25	5
	26–45	10
PZ	1–25	3
	26–45	б
W/Z	90/90	25

Tabela 1. Wpływ odchylenia od kierunku południowego na sprawność instalacji

Nigdy nie należy ustawiać kolektora w kierowniku północnym!

2.2. Absorber

Absorber jest najważniejszym elementem w kolektorze słonecznym. Ma on na celu:

- pochłanianie promieniowania słonecznego,
- wytwarzanie ciepła,
- przekazywanie go do układu (zasobnika).

W kolektorach płaskich umieszczony jest na warstwie izolacyjnej zapobiegającej stratom ciepła. W kolektorach próżniowo-rurowych napylony jest na szklane ścianki (U-Type HeatPipe) lub w postaci "listka" przytwierdzony do układu hydraulicznego kolektora (DirectFlow).

Materiał	Gęstość [kg/m3]	Współczynnik przewodzenia ciepła [W/m · K]
Miedź	8795	385
Stal	7850	46,6
Aluminium	2675	211
Szkło	2515	1
Poliuretan	24	0,024
Polistyren	16	0,024

Tabela 2. Właściwości materiałów stosowanych w kolektorach

Tabela 3. Rodzaje absorberów

Materiał absorbera	Współczynnik absorpcji	Współczynnik emisji	Selektywność
Lakier solarny	0,90	0,25	3,6
Czerń chromowa	0,98	0,14	7,0
Aluminium pokryte tlenkiem miedzi	0,85	0,11	7,7
Czarna miedź	0,93	0,11	8,5
TiNOX	0,95	0,05	19,0
Sunselect	0,95	0,05	19,0
Blue Tec	0,95	0,05	19,0



3. Konstrukcja kolektora płaskiego

Rysunek 7. Kolektory słoneczne z serii FLAT, z przeznaczeniem do montażu pionowego i poziomego

Wysoka sprawność kolektorów gwarantuje maksymalne pokrycie zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową w okresie letnim. Pod szybą pryzmatyczną znajduje się absorber wykonany z płyty aluminium połączonej z rurami miedzianymi spawem laserowym. Absorber został pokryty warstwą wysoko selektywną Tinox.

Struktura hydrauliczna w kształcie harfy zapewnia równomierną dystrybucję ciepła w kolektorze, minimalne straty ciśnienia i optymalną wentylację przez piony.

Dzięki optymalnemu wyważeniu hydraulicznemu kolektory słoneczne FLAT doskonale nadają się do realizacji dużych, przemysłowych instalacji solarnych. Obudowa kolektora wykonana jest z blachy aluminiowej pomalowanej proszkowo na kolor czarny, dzięki czemu nie odbija promieni słonecznych. Aby zminimalizować straty ciepła na zewnątrz kolektora, został on uszczelniony termicznie od spodu i po bokach wełną mineralną.

4. Kolektory próżniowe



Kolektory próżniowe Heat-Pipe (FP58)

Rysunek 8. Kolektor próżniowy typu heat-pipe

FP58 to seria kolektorów próżniowych wykonanych w najpopularniejszej dotychczas technologii heat-pipe. Rurki cieplne (*heat-pipe*) przekazują ciepło w wyniku absorpcji promieni słonecznych poprzez parowanie i skraplanie się nisko parującej cieczy. Rury wykonane są ze szkła boro-silikatowego, hartowanego.

Dodatkowo przechodzą próby odpornościowe na mróz do -35° C, wiatr do 20 m/s oraz gradobicie do 25 mm średnicy.



Rysunek 9. Kolektor słoneczny próżniowy FP58 — cechy

Moc użyteczna kolektora przy napromieniowaniu G = 1000 W/m² i T = 0 K =>> 1153 W.

Tuba próżniowa FP58

Tuby (element absorpcyjny kolektora) są umieszczone jedna w drugiej, rozdzielone próżnią, która pełni rolę izolatora.



Rysunek 10. Rura próżniowa FP58

Wewnętrzna tuba, pokryta wysoko selektywną powłoką absorpcyjną, przekazuje energię do rurki heat-pipe za pomocą aluminiowych wyprofilowanych taśm.

Rurka heat-pipe, znajdująca się w całej długości tuby, zakończona kondensatorem, transportuje ciepło do magistrali w głowicy kolektora, które trafia do systemu solarnego.

Kolektory słoneczne próżniowe (FP58R)

Przez ostatnie lata inżynierowie dążyli do tego, aby podwyższyć efektywność najpopularniejszego kolektora próżniowego w Polsce — FP58. Dzięki współpracy z akredytowanym laboratorium powstał wysokosprawny kolektor FP58R. Wśród największych zalet próżniowych kolektorów słonecznych typu FP58R wymienić można:

- błyskawiczny rozruch i duże wartości mocy urządzeń,
- uzysk energetyczny z metra kwadratowego kolektora może być nawet trzykrotnie większy niż uzysk z tej samej powierzchni w kolektorze płaskim,
- kolektor pozyskuje energię rozproszoną, przez co spełnia swoje funkcje nawet podczas dni pochmurnych, gdy na zewnątrz panują temperatury dodatnie,
- został zmniejszony problem przegrzewania się instalacji,
- czynnik grzewczy przepływa jedynie w głowicy kolektora, oznacza to mniejsze narażenie na zbyt wysoką temperaturę,
- w systemie tym nie ma konieczności zakrywania powierzchni kolektora podczas nieobecności i braku odbioru energii.

Nowoczesny design głowicy, podwyższona efektywność cieplna i — co najważniejsze — reflektor trapezowy maksymalnie podwyższający uzysk energetyczny to elementy wyróżniające ten produkt na tle konkurencji.

Wprowadzone modyfikacje gwarantują, iż ze standardowej powierzchni kolektora uzyskaliśmy wysoką powierzchnię apertury, a co za tym idzie również absorbcji, a to zapewnia wyższą o ponad 30% efektywność energetyczną instalacji solarnej



Pełna moc po 5 minutach pracy w słoneczny dzień Wyższy uzysk energetyczny Aluminiowy reflektor Długi okres eksploatacyjny 25–30 lat Gwarancja 10 lat Sprawność 44,2%

Rysunek 11. Kolektor słoneczny próżniowy FP58R — cechy

Moc użyteczna kolektora przy napromieniowaniu G = 1000 W/m² i T = 0 K =>> 1646 W.

Kolektory słoneczne próżniowe wysokosprawne (HP65)

Kolektor HP65, dzięki specjalnej budowie i rozmiarom, oferuje wyższą wydajność przy mniejszej powierzchni absorbera.

Tuba zbudowana z wytłoczonego ekranu absorpcyjnego zespolonego z rurką heat-pipe otoczona jest w całej objętości próżnią. Zakończona kondensatorem o zwiększonej powierzchni rurka heat-pipe gwarantuje maksymalne wykorzystanie energii do podgrzewania czynnika płynącego w głowicy. Dzięki swojej unikalnej konstrukcji kolektory słoneczne HP65 umożliwiają wykorzystanie promieniowania rozproszonego, a ujemne temperatury otoczenia nie powodują spadku wydajności. Energia cieplna może być dostarczana niezawodnie w okresie całego roku, co pozwala na zwiększenie uzysku solarnego w okresie jesień-zima-wiosna.

Sposób montażu rur próżniowych, dzięki zastosowaniu systemu heat-pipe oraz uchwytów dolnych, daje wykonawcy oszczędność czasu i pewność wykonania.





Moc użyteczna kolektora przy napromieniowaniu G = 1000 W/m² i T = 0 K =>> 1611 W.

Tuba próżniowa HP65

Ekran absorpcyjny otula bezpośrednio rurkę heat-pipe i przekazuje energię cieplną wprost do kondensatora umieszczonego w głowicy kolektora. Miedziany absorber paskowy zgrzewany ultradźwiękowo z wysoce selektywną powłoką, odizolowany próżnią wytworzoną w tubie od warunków atmosferycznych panujących na zewnątrz, gwarantuje wysokowydajną pracę przez cały rok.

Rurka heat-pipe, dzięki zakończeniu powiększonym kondensatorem (średnica 24 mm) w głównej magistrali głowicy, doskonale podgrzewa płynący w niej czynnik, a szkło boro--silikiatowe gwarantuje odporność na uszkodzenia mechaniczne przy zachowaniu wysokiej przezroczystości dla promieniowania cieplnego. Ciecz w rurze grzewczej absorbera na skutek ogrzewania przechodzi w stan gazowy, proces ten wspomagany jest przez obniżenie ciśnienia wewnątrz rurki. Para przemieszcza się w górę, w kondensatorze ponownie się skrapla, opada w dół i obieg rozpoczyna się od nowa. Ciepło powstałe w kondensatorze zostaje przejęte przez płyn solarny w magistrali głowicy.



Rysunek 13. Tuba próżniowa HP65

Kolektory słoneczne próżniowe DF100/DF120

Kolektory DF100 i DF120 dają możliwość zamontowania w pozycji leżącej bądź na pionowej fasadzie lub ścianie budynku.

Tuba próżniowa zbudowana jest z wytłoczonego ekranu absorpcyjnego zespolonego z rurką directflow, otoczoną w całej objętości próżnią. Zwiększona powierzchnia absorpcyjna i bezpośredni przepływ płynu solarnego gwarantuje wysoką efektywność.

Kolektory słoneczne z serii DF umożliwiają wykorzystanie promieniowania rozproszonego, a ujemne temperatury otoczenia nie powodują spadku wydajności. Energia cieplna jest dostarczana niezawodnie w okresie całego roku, co pozwala na zwiększenie uzysku solarnego w okresie jesień-zima-wiosna.

Seria DF daje możliwość niekonwencjonalnego zastosowania i gwarantuje niewielką powierzchnię instalacji.

5. Zastosowanie instalacji solarnych

W polskich warunkach geograficznych instalacja solarna może spełniać trzy funkcje:

- wspomagania podgrzewu c.w.u.,
- wspomagania instalacji c.t. (np. podgrzewu wody basenowej),
- wspomagania instalacji c.o. (np. ogrzewanie podłogowe).

Kombinacja wyżej wymienionych funkcji umożliwia stworzenie czterech podstawowych wariantów zastosowania i instalacji solarnej:



Rysunek 14. Zastosowanie instalacji solarnych — przykładowa instalacja c.w.u. + c.o.



Rysunek 15. Zastosowanie instalacji solarnych — przykładowa instalacja c.w.u.



Rysunek 16. Zastosowanie instalacji solarnych — przykładowa instalacja c.w.u. + c.t.

6. Zasada działania instalacji solarnej



Rysunek 17. Schematy działania instalacji solarnej

7. Wytyczne projektowe projektowania instalacji solarnych

Przy projektowaniu instalacji solarnej obowiązują inne zasady niż przy doborze systemu konwencjonalnego.

System solarny projektuje się jako dodatkowe, uzupełniające źródło energii, którego efektywność uzależniona jest od natężenia promieniowania słonecznego. Zróżnicowanie geograficzne oraz godzinowe nasłonecznienia stwarza konieczność zastosowania solarnych podgrzewczy c.w.u. lub zbiorników buforowych (c.o., c.t.).

Wszystkie te urządzenia mają za zadanie zmagazynowanie ciepła i wykorzystanie go w pochmurne dni. Projektowanie instalacji solarnej obejmuje:

- dobór schematu hydraulicznego (w zależności od przeznaczenia instalacji solarnej),
- obliczenie wymaganej pojemności podgrzewacza solarnego c.w.u.,
- obliczenie zapotrzebowania ciepła na podgrzew c.w.u.,
- dobór powierzchni kolektorów pracujących na potrzeby wspomagania podgrzewu c.w.u.,
- dobór powierzchni kolektorów pracujących na potrzeby wspomagania instalacji c.o. ogrzewania podłogowego,
- dobór powierzchni kolektorów pracujących na potrzeby wspomagania instalacji c.t. podgrzewania wody basenowej,
- dobór regulatora,
- dobór dodatkowych elementów instalacji (przewody, złączki, zawory, izolacje),
- dobór zestawu montażowego i zestawu połączeń,
- dobór grupy pompowej,
- dobór średnicy przewodów,
- dobór naczynia przeponowego.

7.1. Schematy hydrauliczne instalacji solarnej



 Rysunek 18. Schemat hydrauliczny instalacji solarnej wspomagającej podgrzew c.w.u.: 1 — kolektor,

 2 — system połączeń, 3 — zestaw montażowy, 4 — regulator solarny, 5 — grupa pompowa, grupa bezpieczeństwa,

 6 — naczynie przeponowe, 7 — nośnik ciepła (zbiornik), 8 — podgrzewacz solarny c.w.u.



Rysunek 19. Schemat hydrauliczny instalacji solarnej wspomagającej podgrzew c.w.u. oraz instalacji c.o. (ogrzewanie podłogowe): 1 — kolektor, 2 — system połączeń, 3 — zestaw montażowy, 4 — regulator solarny, 5 — grupa pompowa, grupa bezpieczeństwa, 6 — naczynie przeponowe, 7 — nośnik ciepła (zbiornik), 8 — podgrzewacz solarny c.w.u., 9 — zbiornik buforowy, 10 — zawór trójdrogowy, 11 — zawór trójdrogowy, 12 — pompa ładująca podgrzewacz c.w.u.



Rysunek 20. Schemat hydrauliczny instalacji solarnej wspomagającej podgrzew c.w.u. oraz instalacji c.t. (woda basenowa): 1 — kolektor, 2 — system połączeń, 3 — zestaw montażowy, 4 — regulator solarny, 5 — grupa pompowa, grupa bezpieczeństwa, 6 — naczynie przeponowe, 7 — nośnik ciepła (zbiornik), 8 — podgrzewacz solarny c.w.u., 9 — wymiennik wody basenowej, 10 — zawór trójdrogow



Rysunek 21. Schemat hydrauliczny instalacji solarnej wspomagającej podgrzew c.w.u., instalacji c.o. (ogrzewanie podłogowe) oraz c.t. (woda basenowa): 1 — kolektor, 2 — system połączeń, 3 — zestaw montażowy, 4 — regulator solarny, 5 — grupa pompowa, grupa bezpieczeństwa, 6 — naczynie przeponowe, 7 — nośnik ciepła (zbiornik), 8 — podgrzewacz solarny c.w.u., 9 — zbiornik buforowy c.o., 10 — wymiennik wody basenowej, 11 — zawór trójdrogowy, 12 — zawór trójdrogowy, 13 — pompa ładująca podgrzewacz c.w.u. (od strony przyłącza instalacji c.o. — patrz schemat hydrauliczny na rys. 19)

7.2. Dobór pojemności podgrzewacza solarnego

Podstawą doboru instalacji solarnej jest bilans zapotrzebowania energii na potrzeby podgrzewu c.w.u. oraz dobór pojemności podgrzewacza solarnego. Podgrzewacze solarne dobiera się na podstawie wytycznych normowych, dobowego zużycia c.w.u., uzależnionego od liczby osób oraz rodzaju punktów jej poboru.

KROK 1:

Określ rodzaj obiektu i normowe dobowe zużycie c.w.u. o temp. 45°C przypadające na jedną osobę.

Obiekt	Dzienne zużycie c.w.u.		
Budynki mieszkalne — wysokie zużycie wody	100		
Budynki mieszkalne — średnie zużycie wody	60		
Budynki mieszkalne — niskie zużycie wody	30		
Hotel — pokój z łazienką (natrysk + wanna)	170		
Hotel — pokój z łazienką (natrysk)	135		

Tabela 4. Wytyczne normowe dobowego zużycia c.w.u.

Obiekt	Dzienne zużycie c.w.u.
Hotel — pokój z łazienką bez natrysku (wanna)	75
Domy społeczne	35
Pensjonaty	75

KROK 2:

Oblicz całkowitą pojemność podgrzewacza solarnego V_{ps}.

$$V_{ps} = 1,5V_{c.w.u.} \cdot n_U \cdot \frac{(T_w - T_k)}{(T_{ps} - T_k)},$$

gdzie:

– V_{ps} – pojemność podgrzewacza solarnego [l],

 $-V_{c.w.u.}$ — zapotrzebowanie na c.w.u. wg powyższej tabeli [l],

 $-n_U$ — liczba użytkowników,

— T_k — temperatura zimnej wody użytkowej [°C],

 $-T_w$ — temperatura c.w.u. w punkcie poboru [°C],

 $-T_{ps}$ — temperatura c.w.u. w podgrzewaczu solarnym [°C].

W przypadku większych instalacji wzór będzie mieć postać:

$$V_{ps} = V_{c.w.u.} \cdot n_U \cdot \frac{(T_w - T_k)}{(T_{ps} - T_k)},$$

KROK 3:

Oblicz dobowe zapotrzebowanie na energię potrzebną do przygotowania c.w.u.

$$Q = m \cdot c \cdot \Delta T,$$

gdzie:

- *Q* - dobowe zapotrzebowanie na energię potrzebną do przygotowania c.w.u. [Wh],

-m — masa wody [kg],

-c – ciepło właściwe wody [Wh/kg · K] [1,16 Wh/kg · K],

— ΔT — różnica temperatur wody użytkowej w podgrzewaczu ($\Delta T = T_{ps} - T_k$) [K].

7.3. Dobór powierzchni kolektorów

Podgrzew c.w.u.:

KROK 1:

Określ roczne nasłonecznienie Q_c [kWh/m²].

Dobór powierzchni pola kolektorów uzależniony jest od współczynnika natężenia promieniowania słonecznego. Aby określić wartość Q_c , należy ustalić lokalizację instalacji względem stref nasłonecznienia dla terenu Polski.

KROK 2:

Określ współczynnik pokrycia rocznego zapotrzebowania na energię W_p.

Prawidłowo zaprojektowana instalacja solarna jest w stanie pokryć na terenie Polski do 60% zapotrzebowania na c.w.u. Przed doborem wymaganej powierzchni kolektora należy założyć, w jakim stopniu projektowana instalacja solarna ma pokryć roczne zapotrzebowanie energii na cele podgrzewu c.w.u. W poniższej tabeli podano stopień pokrycia w zależności od przewidywanej pory użytkowania instalacji solarnej. Przy projektowaniu dużych instalacji należy założyć pokrycie zapotrzebowania na poziomie nieprzekraczającym 50%.

Okres użytkowania instalacji	Procentowe pokrycie rocznego zapotrzebowania na c.w.u. W_p		
Okres letni			
Okres wiosenno-letni	25%		
Okres letnio-jesienny			
Okres wiosenny			
Okres letni	50%		
Okres jesienny			
Okres letni			
Okres wiosenny			
Okres jesienny	60%		
Okres jesienno-zimowy			
Okres zimowo-wiosenny			

Tabela 5. Stopień pokrycia w zależności od przewidywanej pory użytkowania instalacji solarnej

KROK 3:

Określ stopień sprawności instalacji Ww.

Ustalenie stopnia sprawności instalacji solarnej odbywa się na podstawie bilansu sprawności poszczególnych urządzeń oraz strat ciepła przez przewody, złączki, wymienniki i inne elementy składowe systemu. Największy wpływ na sprawność instalacji solarnej ma temperatura otoczenia jej pracy. W poniższej tabeli podano uśrednioną wartość obniżenia sprawności instalacji W_w w zależności od stopnia pokrycia rocznego zapotrzebowania energii W_p .

Tabela 6. Uśredniona wartość obniżenia sprawności instalacji w zależności od stopnia pokrycia rocznego zapotrzebowania energii

Procentowe pokrycie rocznego zapotrzebowania na c.w.u. W_p	Stopień sprawności instalacji <i>W</i> _w
25%	0,60
50%	0,55
60%	0,50

KROK 4:

Określ obniżenie stopnia sprawności spowodowane złym ukierunkowaniem kolektora K.

Każde odchylenie płyty kolektora od kierunku południowego wiąże się z obniżeniem sprawności instalacji. W tabeli przedstawiono, w jakim stopniu wpływa ono na pracę całego układu.

Kierunek	Odchylenie [º]	Stopień obniżenia sprawności
S	0	0,00
CE	1–25	0,05
JE	26–45	0,10
CW	1–25	0,03
SW	26–45	0,06
W/E	90/90	0,25

Tabela 7. Wpływ odchylenia płyty kolektora na sprawność instalacji

KROK 5:

Określ minimalną wymaganą powierzchnię kolektora F.

Na podstawie kroku 1–4 można obliczyć wymagana powierzchnię kolektora słonecznego, podstawiając dane do wzoru:

$$F = \frac{W_p \cdot Q \cdot 365}{(W_w - K) \cdot Q_c},$$

gdzie:

— F — minimalna wymagana powierzchnia kolektora [m²],

— *W_p* — współczynnik pokrycia rocznego zapotrzebowania na energię,

— Q²— dobowe zapotrzebowanie na energię potrzebną do przygotowania c.w.u. [kWh],

— W_w — stopień sprawności instalacji solarnej,

- K - stopień obniżenia sprawności spowodowany złym ukierunkowaniem kolektora,

— Q_c — nasłonecznienie roczne w miejscu montażu instalacji [kWh/m²].

KROK 6:

Oblicz minimalną wymaganą liczbę kolektorów N_k .

Aby dobrać liczbę kolektorów potrzebnych do przygotowania ciepłej wody użytkowej, należy minimalną powierzchnię kolektora F podzielić przez powierzchnię czynną kolektora t 2,5 l, czyli przez 2,19 m²

$$N_k = F/2, 19,$$

gdzie:

— N_k — minimalna wymagana liczba kolektorów [szt.],

— F — minimalna wymagana powierzchnia kolektorów [m²].

UWAGA

Otrzymaną liczbę kolektorów N_k należy zaokrąglić w górę, chyba że wartość liczby niepełnej przed zaokrągleniem jest niższa niż 0,3. W takim przypadku liczbę kolektorów zaokrąglamy w dół.

Wspomaganie instalacji c.o. — ogrzewanie podłogowe

KROK 1:

Oblicz minimalną wymaganą powierzchnię czynną kolektora F₀.

Instalację solarną można wykorzystać w okresie przejściowym jako wspomaganie ogrzewania podłogowego lub ściennego, gdzie różnica temperatur pomiędzy zasilaniem a powrotem nie przekracza $\Delta T = 10^{\circ}$ K.

Ogólnie przyjęta zasada doboru powierzchni kolektora potrzebnej do wspomagania ogrzewania podłogowego to:

$$F_0 = A_p / 10$$
,

gdzie:

 $-F_0$ — minimalna wymagana powierzchnia kolektorów [m²],

 $-A_p$ – powierzchnia ogrzewania podłogowego [m²].

KROK 2:

Oblicz wymaganą minimalną liczbę kolektorów N_{ko}.

Aby dobrać liczbę kolektorów na potrzeby wspomagania instalacji grzewczej, należy minimalną wymaganą powierzchnię kolektora S_0 podzielić przez powierzchnię czynną kolektora Komfort 2,5 1, czyli przez 2,19 m²

$$N_{ko} = F_0/2,19$$

gdzie:

-
 $N_{ko}-$ wymagana minimalna liczba kolektorów [szt.],

 $-F_0$ — wymagana minimalna powierzchnia kolektora [m²].

Otrzymaną liczbę kolektorów N_{ko} należy zaokrąglić w górę, chyba że wartość liczby niepełnej przed zaokrągleniem jest niższa niż 0,3. W takim przypadku liczbę kolektorów zaokrąglamy w dół.

KROK 3:

Oblicz rzeczywistą powierzchnię czynną kolektora F_{Ro} .

Liczba kolektorów zaokrąglona do pełnej liczby wiąże się ze zmianą użytej powierzchni czynnej płyty kolektorowej. Aby w następnym kroku dokładnie obliczyć pojemność zbiornika buforowego, należy określić rzeczywistą powierzchnię F_{Ro} :

$$F_{Ro} = N_{ko} \cdot 2,19,$$

gdzie:

– F_{Ro} – rzeczywista powierzchnia czynna kolektorów [m²],

— N_{ko} — minimalna liczba kolektorów [szt.].

KROK 4:

Oblicz wymaganą pojemność zbiornika V_b.

Na każdy 1 m² rzeczywistej powierzchni czynnej kolektora F_{Ro} należy przyjąć 70 litrów pojemności zbiornika buforowego V_b . Otrzymaną pojemność V_b należy dopasować do najbliż-

szej rzeczywistej pojemności zbiornika buforowego z oferty. Jeżeli rzeczywista pojemność dobranego zbiornika różni się znacznie od obliczonej pojemności V_b , należy ponownie przeliczyć rzeczywistą powierzchnię i liczbę kolektorów według wyżej wymienionej zasady.

Wspomaganie instalacji c.t. — woda basenowa

Dobór pola kolektorów do potrzeb wspomagania instalacji c.t. (technologii podgrzewu wody basenowej) zależy w głównym stopniu od rodzaju basenu. Największe starty ciepła generuje lustro, dlatego też zabudowa basenu ma w tym przypadku decydujące znaczenie.

- Na potrzeby doboru powierzchni kolektorów baseny dzieli się na:
- kryte,
- odkryte z izolacją lustra,
- odkryte bez izolacji lustra.

W celu przeprowadzenia szacunkowego doboru można użyć diagramu określającego minimalną powierzchnię czynną kolektorów, w zależności od:

- powierzchni lustra wody [m²],
- temperatury wody basenowej [°C],
- ukierunkowania kolektora (względem stron świata),
- typu basenu (szacowanych dobowych strat ciepła, temperatury).

Nomogram zakłada średnią głębokości basenu 1,5 m.



Rysunek 22. Diagram określający minimalną powierzchnię czynną kolektorów

7.4. Dobór średnicy przewodów

Przepływ High flow zalecany jest standardowo dla małych instalacji solarnych. Przepływ Low flow można stosować dla dużych instalacji solarnych składających się z co najmniej dwóch rzędów po sześć kolektorów łączonych szeregowo lub całkowitej powierzchni kolektora powyżej 40 m² dla połączeń szeregowo-równoległych. Opory przepływu w przewodach miedzianych dla instalacji solarnej, w której całkowita liczba kolektorów w połączeniu szeregowym nie przekracza siedmiu sztuk, podano w tabeli 8 (High Flow) i 9 (Low Flow).

Liczba kolektorów montowanych w l rzędzie (połączenie szeregowe)	Zalecana minimal- na średnica rury [mm]	Typ przepływu	Natężenie przepływu	Prędkość przepływu [m/s]	Liniowe opory przepływu [m/mb]
1	15 x 1	High flow	54,75	0,114	0,0077
2	15 x 1	High flow	109,50	0,229	0,0154
3	15 x 1	High flow	164,00	0,345	0,0232
4	15 x 1	High flow	219,00	0,458	0,0309
5	18 x 1	High flow	273,00	0,377	0,0168
6	22 x 1	High flow	328,50	0,291	0,0081
7	22 x 1	High flow	383,50	0,338	0,0096

 Tabela 8. Opory przepływu w przewodach miedzianych instalacji solarnej.

 Przepływ High flow (przewody dla jednej sekcji pola kolektorów)

 Tabela 9. Opory przepływu w przewodach miedzianych instalacji solarnej.

 Przepływ Low flow (przewody dla jednej sekcji pola kolektorów)

Liczba kolektorów montowanych w l rzędzie (połączenie szeregowe)	Zalecana minimal- na średnica rury [mm]	Typ przepływu	Natężenie przepływu	Prędkość przepływu [m/s]	Liniowe opory przepływu [m/mb]
1	15 x 1	Low flow	39,4	0,083	0,006
2	15 x 1	Low flow	78,8	0,165	0,011
3	15 x 1	Low flow	118,3	0,247	0,017
4	15 x 1	Low flow	157,8	0,330	0,023
5	18 x 1	Low flow	197,1	0,272	0,012
6	22 x 1	Low flow	236,5	0,210	0,006
7	22 x 1	Low flow	275,9	0,244	0,007

Liczba kolektorów montowanych w l rzędzie (połączenie szeregowe)	Zalecana minimal- na średnica rury [mm]	Typ przepływu	Natężenie przepływu	Prędkość przepływu [m/s]	Liniowe opory przepływu [m/mb]
2	15 x 1	High flow	109,5	0,229	0,0154
4	15 x 1	High flow	219,0	0,458	0,0309
б	22 x 1	High flow	328,5	0,291	0,0081
8	22 x 1	High flow	438,0	0,387	0,0111
10	22 x 1	High flow	547,5	0,484	0,0260
12	22 x 1	Low flow	473,1	0,418	0,0201
14	22 x 1	Low flow	551,0	0,488	0,0264

 Tabela 10.
 Opory przepływu w przewodach miedzianych instalacji solarnej.

 Przepływ High flow/Low flow (przewody zbiorcze)

 Tabela 11. Opory przepływu w przewodach miedzianych instalacji solarnej.

 Przepływ High flow/Low flow (przewody zbiorcze)

Liczba kolektorów montowanych w l rzędzie (połączenie szeregowe)	Zalecana minimal- na średnica rury [mm]	Typ przepływu	Natężenie przepływu	Prędkość przepływu [m/s]	Liniowe opory przepływu [m/mb]
3	15 x 1	High flow	164,5	0,345	0,0232
6	22 x 1	High flow	328,5	0,291	0,0081
9	22 x 1	High flow	492,8	0,435	0,0218
12	28 x 1	High flow	657,0	0,344	0,0103
15	28 x 1	High flow	822,0	0,430	0,0155
18	28 x 1	Low flow	710,0	0,361	0,0118
21	28 x 1	Low flow	827,8	0,433	0,0154

W tabeli 10 i 11 podano opory przepływu w przewodach miedzianych, zbiorczych, dla instalacji solarnych składających się z dwóch i trzech rzędów kolektorów (połączenie szeregowo--równoległe).

Przepływ High Flow

Przewody zbiorcze (tabela 10: dla 2, 4, 6, 7, 10 kolektorów)

Przewody zbiorcze (tabela 11: dla 3, 6, 9, 12, 15 kolektorów)

Przewody sekcji/pola kolektorów (tabela 8)

Przepływ Low Flow

Przewody zbiorcze (tabela 10: dla 12, 14 kolektorów)

Przewody zbiorcze (tabela 11: dla 18, 21 kolektorów)

Przewody sekcji/pola kolektorów (tabela 9)
7.5. Dobór naczynia przeponowego

$$V = (V_U + V_A + V_K) \cdot (6,5)/(5,5 - P_1),$$

gdzie:

- V pojemność naczynia przeponowego [l],
- -
 V_U- pojemność użytkowa naczynia przeponowego,
 - $V_U = V_{inst.} \cdot 0,015, V_U \ge 1$ litr [l],
- $-V_{\!A}-$ przyrost czynnika spowodowany w
zrostem temperatury w instalacji,
- $V_A = V_{inst.} \cdot 0,07$ [1],
- $-V_K-$ pojemność kolektorów,
- -
 P_1- ciśnienie wstępne w naczyniu przeponowym,
 - $P_1 = 1,5 + 0,1 h$ [bar],
- h wysokość geometryczna instalacji solarnej [m].

8. Błędy popełniane przez projektantów oraz instalatorów instalacji solarnych

Błędy popełniane przez projektantów oraz instalatorów mogą w krótkim czasie objawić się w postaci obniżonej wydajności instalacji solarnej czy zbędnego postoju lub nawet prowadzić do uszkodzeń podzespołów. Błędy te wynikają z szeregu przyczyn, które zostaną pokrótce przedstawione poniżej.

8.1. Niedostateczne rozpoznanie obiektu

Do najczęściej popełnianych błędów należą:

- zaniedbanie zjawiska zacienienia instalacji (istniejącego i potencjalnego),
- brak analizy wpływu usytuowania kolektorów oraz zasobników.

Za mało uwagi poświęca się problemowi zacienienia, które może odgrywać znaczącą rolę w obniżeniu wydajności instalacji solarnej, a w przypadkach ekstremalnych prowadzić nawet do uszkodzeń. Może to następować po pierwsze w tych przypadkach, gdy instalator nie prowadzi właściwego rozpoznania sytuacji u klienta. Trzeba pamiętać, że instalacja solarna ma długą żywotność, często przekraczającą dwadzieścia lat, okres zwrotu nakładów inwestycyjnych jest długi, a co za tym idzie — należy zapewnić, aby instalacja w całym tym okresie pracowała efektywnie. Tymczasem kolektory słoneczne zostają z upływem czasu zasłonięte przez wysokie drzewa lub budynki w sąsiedztwie. Krótka rozmowa z klientem i pytanie o potencjalną wysoką zabudowę w planach zagospodarowania może sytuację rozjaśnić. Problem drzew jest możliwy do rozpoznania na miejscu. Po drugie, podstawowym błędem popełnianym przez projektantów lub instalatorów jest niewłaściwe usytuowanie szeregów kolektorów słonecznych, które w efekcie prowadzi do zacienienia (fot. 1).

Zwykle błąd ten popełniany jest w sytuacji, gdy projektant wyliczy wymaganą powierzchnię kolektorów słonecznych, która pozwoli na zaspokojenie potrzeb energetycznych obiektu, a powierzchnia dachu, na którym kolektory mają być usytuowane, jest zbyt mała. Projektuje więc odległość pól kolektorów tak, aby wszystkie się tam zmieściły. Występuje zacienienie. Poza obniżeniem wydajności instalacji solarnej występuje w tym przypadku szereg zjawisk ubocznych, na które w ogóle nie zwraca się uwagi. Warto przyjrzeć się im bliżej.



Fot. 1. Zacienienie pól kolektorów

Pola kolektorów słonecznych poddane są działaniu różnych wartości promieniowania słonecznego w identycznym czasie. W polach kolektorów słonecznych występują więc różne temperatury medium roboczego, niekiedy różnice temperatur są ekstremalne. W efekcie gorące medium, poruszające się z określoną prędkością, trafiać może na medium zimne i praktycznie zatrzymać się — efektem jest występowanie uderzeń hydraulicznych. W konsekwencji dochodzić może nawet do przecieków absorbera kolektorów słonecznych w wyniku ekstremalnego wzrostu ciśnienia. Skutkiem ubocznym uderzeń są efekty dźwiękowe.

Kolektor słoneczny pracujący w warunkach zacienienia narażony jest na szybsze zaparowanie, zwłaszcza gdy nie jest właściwie wentylowany.

Część pól kolektorów słonecznych może ulegać zapowietrzeniu, gdy powstaną w nich nadmierne temperatury. W obszarze zacienienia ciecz posiada niższą temperaturę roboczą, a więc większą gęstość. W związku z tym występują zwiększone opory przepływu. Poza niepotrzebnym wzrostem poboru mocy pompy występuje niebezpieczeństwo wycierania się rur, a co za tym idzie przedostawania się cząsteczek metalu do cieczy roboczej i jej przyspieszonego starzenia się.



Fot. 2. Nierównomierne odtajanie w wyniku zacienienia

Zacienienie kolektorów powoduje, że w okresie zimy powierzchnie kolektorów słonecznych w różnym tempie ulegają odtajaniu (fot. 2). Dolna część zacienionego kolektora słonecznego

może być przykryta warstwą śniegu. Zmieniające się warunki atmosferyczne (np. na przemian ciepłe dni i zimne noce) powodują powstanie pod takim kolektorem swoistej "rynny" wypełnionej wodą. Woda ta może przedostawać się do wnętrza płaskiego kolektora słonecznego i prowadzić do nasiąknięcia izolacji cieplnej. Izolacja taka pod wpływem ciężaru części nasiąkniętej wodą przemieszcza się w dół kolektora. Efektem jest wypychanie ściany tylnej lub absorbera kolektora oraz zmniejszenie efektywności izolacji cieplnej. W przypadku kolektorów próżniowych zachodzi niebezpieczeństwo uszkodzenia rur w wyniku ich zaciśnięcia lub wypchnięcia, jeżeli zamarznie woda znajdująca się w wyżej opisanej "rynnie".

8.2. Usytuowanie kolektorów na połaci dachowej

Osobnym zagadnieniem jest sposób usytuowania/umieszczenia kolektorów słonecznych w/na połaci dachowej.

W sytuacji, kiedy instalator ma do dyspozycji praktycznie całą połać dachu, może on swobodnie wybrać ostateczne miejsce instalacji kolektorów. W przypadku gdy połać dachu jest odpowiednio nachylona, kolektory można posadowić bezpośrednio na połaci lub wpuścić w połać. W każdym z tych przypadków popełnić można szereg błędów, które mogą skutkować obniżeniem wydajności lub niebezpieczeństwami.

Na fotografii 2 widać, że instalator posadowił kolektory przy samej kalenicy, przewody poprowadził przez kalenicę na drugą stronę dachu. Decydując się świadomie na takie rozwiązanie (w najwyższym punkcie instalacji umieścił odpowietrznik), zamiast poprowadzenia przewodów bezpośrednio pod dach, powiększył niepotrzebnie straty ciepła w instalacji. W takim przypadku występuje również prawdopodobieństwo zebrania się powietrza przy kalenicy i konieczność wchodzenia na dach w celu odpowietrzenia instalacji.

Zapowietrzenie instalacji prowadzi do zatrzymania przepływu i postoju. Z kolei kolektory wpuszczane w połać dachu, które już z tytułu swojej konstrukcji zapewniają umieszczenie przewodów pod dachem, a co za tym idzie — mniejsze straty ciepła niż w przypadku, gdy znajdują się one na połaci dachu, muszą posiadać szczelną wannę oddzielającą od wnętrza budynku. Ewentualne przecieki gorącego medium pod dach to bezpośrednie zagrożenie dla życia mieszkańców.

W przypadku niewłaściwego montażu kolektorów, na przykład zbyt blisko śniegołazów lub płotków przeciwśniegowych, istnieje niebezpieczeństwo, że śnieg zsuwający się z kolektorów (fot. 3) zatrzyma się na nich w dolnej części. Spowoduje to takie same problemy jak opisane wyżej.



Fot. 3. Śnieg zsuwający się z kolektorów

Nieprawidłowe rozpoznanie rodzaju pokrycia połaci dachowej lub niewłaściwy montaż haków mocujących kończy się sytuacjami pokazanymi na kolejnych zdjęciach (fot. 4). Naprawa dachówek wiąże się często z koniecznością demontażu kolektorów, a więc instalacji.



Fot. 4. Błędy wykonawcze mogące skutkować uszkodzeniami

8.3. Nieprawidłowe określenie potrzeb energetycznych

Do najpoważniejszych błędów dotyczących określenia potrzeb energetycznych należą:

- brak właściwej konsultacji oraz ustaleń z klientem,
- przyjęcie średnich wartości zużycia energii.

Właściwe określenie potrzeb energetycznych związanych z wyznaczeniem prawidłowej liczby zastosowanych kolektorów słonecznych jest podstawowym zadaniem przy projektowaniu instalacji słonecznej. Przy określaniu tych potrzeb należy pozyskać maksymalną ilość informacji od klienta, a następnie je zweryfikować. Nie można bezwiednie polegać na informacjach klienta. Prowadząc rozmowy z klientem, należy go poinformować, jaki będzie przewidywany uzysk roczny oraz wskaźnik pokrycia solarnego zastosowanej instalacji solarnej oraz jakie można przedsięwziąć zabiegi oszczędnościowe, np. poprzez zastosowanie armatury wodooszczędnej. Mniejsze zużycie ciepłej wody użytkowej oznacza bowiem zastosowanie mniejszej instalacji solarnej, a w efekcie mniejsze koszty. Użytkownik uprzedzony o zakupie instalacji solarnej o zmniejszonej wartości wskaźnika pokrycia solarnego i świadomie dokonujący jej zakupu nie będzie nękał instalatora niepotrzebnymi telefonami. Podobnie użytkownik, który decyduje się na zakup instalacji przewymiarowanej, musi zastosować się do wskazówek dotyczących sposobu zabezpieczenia instalacji przed skutkami przegrzewu.

Prześledźmy to zagadnienie na przykładzie wybranej instalacji. Przyjęto, że wartość rocznego nasłonecznienia w wybranej lokalizacji wynosi 1300 kWh/(m² · rok), zapotrzebowanie c.w.u. wynosi 200 l/d, temperatura zimnej wody 12°C, temperatura ciepłej wody 45°C, zasobnik posiada pojemność 300 l, straty ciepła w systemie (zasobnik i cyrkulacja) wynoszą 20%. Do obliczeń przyjęto płaski kolektor słoneczny o powierzchni 2,45 m², sprawności optycznej $h_0 = 0,76$, współczynnikach strat ciepła $k_1 = 3,32$ W/(m² · K), $k_2 = 0,0165$ W/(m² · K).

Na rysunku 23 przedstawiono wielkości miesięcznego nasłonecznienia oraz uzysku cieplnego kolektorów o wybranych wielkościach powierzchni, pokazano wyniki obliczeń dla różnej liczby zastosowanych kolektorów słonecznych.

Kolejne wykresy (rys. 24) pokazują, jak kształtuje się rozkład uzysku solarnego oraz niezbędnej energii dodatkowej w analizowanym przypadku. Widać znaczny przyrost udziału uzysku solarnego przy zwiększeniu liczby kolektorów z jednego do dwóch.



Rysunek 23. Wielkości miesięcznego nasłonecznienia oraz uzysku cieplnego kolektorów o wybranych wielkościach powierzchni



Rysunek 24. Rozkład uzysku solarnego

Dla wyjaśnienia zależności wynikających z wyżej przedstawionych diagramów sporządzono wykres (rys. 25) obrazujący, jak kształtuje się wartość wskaźnika pokrycia solarnego w funkcji powierzchni kolektorów słonecznych.



Rysunek 25. Sprawność systemu oraz wskaźnik pokrycia w funkcji wielkości instalacji

Widać wyraźny przyrost wartości wskaźnika pokrycia solarnego w przypadku wzrostu liczby kolektorów z jednego do dwóch (40% do 60%) oraz ograniczony przyrost wartości tego wskaźnika przy dalszym wzroście — 68% przy trzech kolektorach oraz 72% przy czterech kolektorach.

Na rysunku 25 pokazano również, jak kształtuje się sprawność analizowanego systemu solarnego. Jak widać, spada ona wraz ze wzrostem wartości wskaźnika pokrycia solarnego. Na wykresie tym nie widać jednak zależności zmian wskaźnika pokrycia solarnego od pory roku. Można to zobaczyć w przypadku przebiegu miesięcznego tego wskaźnika dla poszczególnej liczby kolektorów słonecznych (rys. 26).



Rysunek 26. Zestawienie wartości wskaźnika pokrycia solarnego w funkcji liczby kolektorów

Jak widać, znaczny wzrost wartości wskaźnika pokrycia solarnego przy zwiększeniu liczby kolektorów słonecznych z jednego do dwóch jest wynikiem znacznego przyrostu ich wykorzystania w okresie letnim. Można również zauważyć, że dalsze zwiększanie liczby kolektorów do trzech prowadzi co prawda do dalszego zwiększenia wartości wskaźnika pokrycia solarnego, ale nie uzyskuje się znaczącego zwiększenia wartości wskaźnika podczas lata, a jedynie nieco większe wartości w okresie przejściowym. Natomiast zastosowanie czterech kolektorów słonecznych nie powoduje dalszego zwiększenia wartości wskaźnika w okresie letnim, a jedynie w okresach małego nasłonecznienia.

Podsumowując — optymalna liczba kolektorów w analizowanym obiekcie to dwie lub trzy sztuki. W naszym przypadku wybieramy korzystniejszy ekonomicznie wariant z dwoma kolektorami słonecznymi. Zestaw taki zapewni co prawda nieco mniejszą wartość pokrycia solarnego, ale pracować będzie z lepszą sprawnością.

Decyzja o zastosowaniu czterech kolektorów słonecznych wiąże się z kolei z problemem nadmiaru energii w okresie lata (rys. 27). W takim przypadku mówimy o przewymiarowaniu instalacji solarnej. Jak widać, ilość bezproduktywnej energii w lipcu równa się praktycznie ilości energii użytecznej.

Efektem przewymiarowania jest szybsze zużycie (spadek wydajności), a w ekstremalnym przypadku uszkodzenie elementów instalacji solarnej.



4 kolektory (9,8 m²)

Rysunek 27. Obraz przewymiarowania instalacji solarnej

8.4. Nieuwzględnienie obowiązujących norm oraz standardów technicznych

Błędy dotyczące obowiązujących norm i standardów technicznych popełniane są w wyniku:

— planowania parametrów instalacji jedynie w oparciu o doświadczenia osobiste,

– nieznajomości przepisów budowlanych oraz higienicznych.

Wiele czynności dokonywanych jest przez projektantów i instalatorów w sposób rutynowy, wynikający z przeniesienia wiedzy z techniki grzewczej na instalacje solarne. Tymczasem na przykład umieszczenie kolektorów słonecznych na połaci dachowej wymaga zapoznania się z obowiązującymi przepisami budowlanymi. Przydatna jest rozszerzona wiedza z zakresu wytrzymałości materiałów. Bardzo ważnym zagadnieniem jest również aspekt zastosowania instalacji odgromowej i problem zabezpieczenia instalacji przed bakteriami legionelli. Niedostateczne doświadczenie w tym zakresie powoduje, że projektant zapomina o uwzględnieniu strefy opadów śniegu i związanych z nimi dodatkowych obciążeń. Podobnie ma się sprawa zwiększonych obciążeń w strefach mocnych wiatrów. Niejednokrotnie wymaga to zastosowania konstrukcji podnoszących (fot. 5), aby kolektory słoneczne nie "tonęły w śniegu", tak jak to opisano wyżej.



Fot. 5. Kolektory słoneczne nad kalenicą

Jeżeli ktoś decyduje się na ekstremalne usytuowanie kolektorów słonecznych, musi pamiętać o dodatkowym wzmocnieniu konstrukcji. Pokazane na fotografii 6 kolektory utrzymują się na dachu tylko dzięki temu, że zastosowano rurowe kolektory próżniowe bez lustra, które nie powodują dużych naporów.

Wykonywanie samowolnych przeróbek konstrukcji mocujących może skończyć się tragicznie (fot. 6).



Fot. 6. Konsekwencje naruszenia konstrukcji mocującej

Brak instalacji odgromowej skutkuje najczęściej uszkodzeniem regulatora instalacji solarnej, co wiąże się z postojem i zbędnymi kosztami.

W dużych instalacjach niezbędne jest zastosowanie pomp rezerwowych w celu uniknięcia zbędnego postoju instalacji. Obieg antylegionelli jest również niezbędny.

W trakcie montażu instalacji solarnych coraz częściej stosuje się giętkie węże stalowe. Przy okazji stosowania takich węży może zdarzyć się, że zastosowanie przy ich montażu standardów podparcia rur twardych miedzianych przyniesie "przykre niespodzianki" (fot. 7). Przed napełnieniem instalacji podparcie węża wydawać się może odpowiednie, po napełnieniu wąż zaczyna się uginać i powstają miejsca przegięcia, mogące stanowić punkty tworzenia się poduszek powietrznych. Efektem jest ustanie przepływu i niepotrzebny postój instalacji. Jeżeli jeszcze dodatkowo okaże się, że miejsce utworzenia się poduszki jest przykryte (pod ociepleniem dachu), sytuacja może się pogorszyć (utrudniony dostęp).



Fot. 7. Wąż giętki stalowy w otulinie

8.5. Niewłaściwe parametry komponentów instalacji

Najczęstsze błędy to:

- nieprawidłowy dobór pompy, przewodów oraz naczyń wzbiorczych,
- niewłaściwe izolacje cieplne.

Wymagania stawiane instalacjom solarnym jako sprzyjającym ochronie środowiska są bardziej rygorystyczne niż w przypadku szeregu innych instalacji. Jednym z wymogów jest zastosowanie pompy o odpowiednich parametrach. Nie wolno pod żadnym pozorem stosować pompy przewymiarowanej, pobierającej nadmierną ilość energii. Pompa ta musi być oczywiście pompą solarną.

Właściwe zwymiarowanie średnic przewodów instalacji oraz pojemności solarnych naczyń wzbiorczych jest również warunkiem prawidłowego funkcjonowania instalacji, także w przypadku wystąpienia stagnacji.

Bardzo ważnym zagadnieniem w instalacjach pozyskujących energię cieplną jest zadbanie o prawidłową izolację cieplną. Nie można dopuszczać do sytuacji, w której energia cieplna pozyskana określonym, można powiedzieć bez popełnienia błędu, dużym kosztem, była tracona bezpowrotnie w wyniku zastosowania niewłaściwej izolacji cieplnej. Warto zastanowić się, dlaczego w pokazanym poniżej przykładzie zastosowano jeden duży zasobnik zamiast szeregu małych (miejsca jest aż nadto) (fot. 8). Wynika to oczywiście ze znacznie mniejszych strat ciepła.



Fot. 8. Zasobnik solarny dużych rozmiarów

Podobnie niezrozumiałe jest zastosowanie niewłaściwych izolacji cieplnych rurociągów. Chodzi tu zarówno o ich średnice, jak i właściwości. Stosowanie małych średnic prowadzi do znacznego wzrostu strat ciepła. Przykładowo strata ciepła na 1 mb rury o średnicy 22 mm i grubości izolacji 20 mm wynosi około 3 kWh/miesiąc, przy długości rurociągu rzędu 30 m (zasilanie + powrót) wynosi 90 kWh. Wielu instalatorów stosuje znacznie mniejsze grubości, decydując się na jeszcze większe straty. W sytuacji gdy dodatkowo zastosuje się izolację cieplną nieprzystosowaną do instalacji solarnych, straty mogą być jeszcze większe (fot. 9).



Fot. 9. Uszkodzenia izolacji cieplnej

9. Podsumowanie

W rozdziale tym przedstawiono szereg błędów, które mogą zostać popełnione przez projektantów oraz instalatorów instalacji solarnych. Błędy te po krótszym lub dłuższym okresie eksploatacji instalacji mogą skutkować obniżeniem wydajności instalacji, a nawet awariami. Każdy niepotrzebny postój instalacji solarnej lub obniżenie jej wydajności wydłuża okres zwrotu kosztów inwestycji i stawia pod znakiem zapytania jej opłacalność.

Energetyka geotermalna

dr inż. Łukasz Antczak, prof. dr hab. inż. Władysław Kryłłowicz

Wstęp

Wykorzystanie alternatywnych zasobów energii jest zadaniem priorytetowym dla współczesnej energetyki. Wynika ono nie tylko z dbałości o środowisko naturalne i obaw przed wyczerpaniem nośników energii, ale również z regulacji prawnych i zobowiązań międzynarodowych w tym zakresie. Efektywne zagospodarowanie tych źródeł może w krótkim czasie doprowadzić do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze produkcji prądu w Polsce.

Pierwsze próby zwiększenia sprawności siłowni, polegające na rozbudowaniu układu podstawowego, sprowadzały się do podniesienia temperatury górnego źródła ciepła i stworzenia bloku energetycznego "nadbudowanego" układem turbiny gazowej pracującej w zakresie znacznie wyższych temperatur. Obecne tendencje opierają się na systemach realizowanych poprzez "podbudowę" bloku energetycznego obiegiem pracującym w zakresie niższych temperatur. Rozwiązanie takie daje możliwość wykorzystania źródeł ciepła o niższym potencjale temperaturowym, chociażby takich jak wody geotermalne. Wymaga ono jednak zastosowania zamiast wody czynnika roboczego o niższej temperaturze wrzenia.

Ze względu na ogólnoświatowe trendy w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła, zmierzające do tworzenia układów o jak największej sprawności przy jednoczesnym minimalnym obciążeniu środowiska naturalnego, liczba publikacji w tej dziedzinie jest bardzo duża. Obecna energetyka determinowana działaniami politycznymi, względami gospodarczymi oraz ekonomicznymi, chociażby takimi jak konieczność realizacji przez Polskę do 2020 roku celów "Pakietu 3x20", czyli zwiększenie do 20% udziału energii odnawialnej w ogólnym bilansie energetycznym, zmniejszenie energochłonności procesów o 20% oraz zmniejszenie o 20% emisji CO_2 do atmosfery, prowadzi do ciągłego powstawania nowych rozwiązań w zakresie zwiększenia efektywności gospodarki energetycznej [78].

W Polsce przykładem wysokosprawnej elektrowni jest blok na parametry nadkrytyczne w Elektrowni Bełchatów. Obieg cieplny niniejszego bloku energetycznego 858 MW_e charakteryzuje wysoka sprawność konwersji energii pierwotnej paliw węglowych na energię użyteczną, a sprawność wytwarzania energii elektrycznej netto wynosi ponad 42% [90].

Istnieje wiele sposobów podnoszenia sprawności układów energetycznych: podnoszenie parametrów pary, wykorzystywanie ciepła odpadowego, modyfikacje układów oraz zastępowanie części niskosprawnych układu nowymi, o wyższej sprawności [74, 75]. Z kolei o zwiększaniu sprawności polegającej na zastosowaniu układów ORC i systemów trigeneracyjnych pisze autor w [47].

1. Podstawy technologii wykorzystywania ciepła geotermalnego

Piśmiennictwo z zakresu geologii rozróżnia następujące podziemne źródła energii:

- zasoby hydrogeotermalne nośnikiem ciepła są ciepłe złoża wody (czasami i pary), zgromadzone w porowatych i przepuszczalnych skałach; mogą one być eksploatowane za pomocą otworów wiertniczych lub ujawniać się samorzutnie na powierzchni (gorące źródła, gejzery);
- zasoby ciepła gorących suchych skał (ang. *Hot Dry Rock* HDR) źródłem ciepła są lite (bardzo gorące: 180÷600°C) skały o niskiej porowatości; są one położone stosunkowo głęboko – od 3 do 10 km pod powierzchnią ziemi;
- zasoby geociśnieniowe są to podziemne, głęboko położone (4–6 km) zbiorniki solanki, której towarzyszy również metan; zasoby te zawierają zatem energię cieplną, mechaniczną (ciśnienie) oraz gaz palny;
- zasoby magmowe jest to ciepło magmy w stanie płynnym lub bardzo gorących skał wulkanicznych (w Polsce nie występują).

W praktyce w kraju musimy obecnie poprzestać na dość dobrze rozpoznanych zasobach hydrogeotermalnych. Zakład geotermalny musi dysponować co najmniej dwoma takimi otworami, tworzącymi tzw. dublet — otworem wydobywczym oraz otworem chłonnym. Przepisy prawa nakazują bowiem wtłoczenie schłodzonej w wymienniku wody z powrotem do warstwy wodonośnej. Pomiędzy końcówkami obu odwiertów musi być zachowana odpowiednia odległość, tak aby otwór wydobywczy nie zasysał schłodzonej wody.

Parametrami charakteryzującymi każde geotermalne źródło ciepła są:

- wydajność źródła,
- temperatura wody,
- zasolenie,
- ciśnienie (możliwość tzw. samowypływu wody termalnej).

Istnieją obecnie metody fizykochemiczne mające na celu zwiększenie wydajności źródeł geotermalnych. Metody takie, zwane stymulacją, polegają na sztucznym wytworzeniu rozległego systemu szczelin w skale i połączeniu go z naturalnym, w którym znajduje się gorąca woda.

1.1. Siłownie binarne — dwuczynnikowe

W klasycznej siłowni parowej para wodna jest jedynym nośnikiem energii cieplnej przetwarzanej w turbinie na energię mechaniczną. Istnieją jednak układy siłowni kombinowanych, w których wykorzystywane są przynajmniej dwa czynniki robocze. Popularnym przykładem takiego rozwiązania są siłownie binarne — dwuczynnikowe. W układ takiej siłowni wchodzą dwa obiegi termodynamiczne pracujące w różnych zakresach temperatur. Pierwowzorem były siłownie pracujące na parach rtęci i wody. Doświadczenia te sięgają lat dwudziestych XX wieku. W obydwu przypadkach: Hardford Electric Light o mocy 10 MW oraz Portsmounth o mocy 50 MW, pary rtęci pracowały w układzie wysokotemperaturowym, natomiast podczas jej skraplania produkowana była para wodna w układzie niskotemperaturowym. Z powodu szkodliwego działania rtęci siłownie te wycofano z eksploatacji w latach siedemdziesiątych [80]. Obecnie bardzo często spotyka się układy gazowo-parowe, stanowiące również odmianę siłowni binarnych. Poprzez wykorzystanie spalin generowanych w komorze spalania turbiny gazowej, i tym samym podniesienie temperatury górnego źródła ciepła, uzyskujemy znacznie większą sprawność całego zespołu siłowni. Na rysunku 1 przedstawiono przykład takiego układu. W jego skład wchodzi turbina gazowa napędzająca generator elektryczny i zasilająca instalacje kotła odzyskowego, w którym wytworzona para wodna kierowana jest na turbinę parową napędzającą drugi z generatorów. Instalacja obiegu parowego składa się z pompy wody zasilającej, ekonomizera, parownika, walczaka parowego, przegrzewacza pary, turbiny parowej, skraplacza, pompy kondensatu oraz odgazowywacza.



Rysunek 1. Schemat prostego układu gazowo-parowego [źródło: 24]

Przypadkiem znacznie mniej rozpowszechnionym są siłownie binarne budowane w oparciu o obieg klasyczny — parowy, stanowiący część wysokotemperaturową, oraz tzw. obieg ORC.

Obiecującym rozwiązaniem jest wykorzystanie czynnika niskowrzącego w instalacji współpracującej z blokiem nadkrytycznym, dzięki czemu również mamy możliwość wykorzystania ciepła odpadowego spalin. Ciekawym elementem jest turbina binarna realizująca w części wysoko- i średnioprężnej tradycyjny obieg parowy, a w niskoprężnej obieg ORC. Przekazanie ciepła odbywałoby się w wymienniku będącym jednocześnie skraplaczem pary wodnej oraz generatorem pary czynnika niskowrzącego. Na skutek małych objętości właściwych pary czynnika niskowrzącego w porównaniu do pary wodnej można by zastąpić dużą i kosztowną część niskoprężną turbiny parowej małą turbiną pracującą w obiegu ORC. Po wprowadzeniu czynnika niskowrzącego jako płynu roboczego w części niskotemperaturowej turbiny można by przede wszystkim znacząco zmniejszyć natężenie przepływu w części niskoprężnej, a co za tym idzie — zmniejszyć powierzchnię wylotową turbiny i koszty inwestycyjne [85].

Należy nadmienić, że siłownie dwuczynnikowe (binarne) mają znacznie wyższe sprawności niż najnowocześniejsze siłownie parowe. Dotyczy to zarówno małych, jak i dużych jednostek [24].

Podobny wniosek można wysnuć na przykładzie wykresu według [26], ilustrującego sprawności Carnota dla różnych rodzajów siłowni cieplnych. Sprawność termiczną takiego obiegu definiuje się jako bezwzględną różnicę temperatur źródła górnego i dolnego, odniesioną do temperatury źródła górnego. Na rysunku 2 kolorem czerwonym oznaczono ilość energii doprowadzonej do obiegu ze źródła górnego, kolor fioletowy oznacza ilość energii odprowadzonej z obiegu do źródła dolnego, natomiast kolor zielony to ilość energii do wykorzystania.



Rysunek 2. Sprawności różnego rodzaju siłowni [źródło: 26]

1.2. Obiegi ORC

Organic Rankine Cycle, potocznie zwany obiegiem ORC, jest zmodyfikowanym prawobieżnym obiegiem klasycznej siłowni parowej. Zasada działania obu obiegów jest taka sama, natomiast różnice wynikają z zastąpienia medium roboczego czynnikiem organicznym oraz z zastosowania urządzeń innej konstrukcji. W odróżnieniu od klasycznej siłowni parowej, w której za wytworzenie pary napędzającej obieg odpowiada odpowiednio zaprojektowany kocioł parowy, w układzie ORC rolę parownika pełni wymiennik ciepła specjalnej konstrukcji. Dalsza kolejność procesów konwersji energii realizowanych w obu układach zachodzi w następującej kolejności: energia pary czynnika roboczego jest przekształcana na energię mechaniczną w turbinie, która jest zamieniana na energię elektryczną w generatorze. Skraplacz znajdujący się za turbiną umożliwia skroplenie pary czynnika i tym samym stworzenie różnicy ciśnienia w obiegu, natomiast pompa zapewnia powrót cieczy do parownika. Mimo że większość urządzeń, z wyjątkiem elementu, w którym powstaje para, jest taka sama, jednak układy ORC wymagają zastosowania urządzeń spełniających znacznie wyższe wymagania — przede wszystkim pod względem szczelności, z racji rodzaju czynnika roboczego.



Rysunek 3. Obszar zastosowania obiegów parowych oraz ORC [źródło: 20]

Na rysunku 3 przedstawiono schematycznie obszar zastosowania obiegów parowych oraz obiegów ORC. Został on sporządzony na podstawie trzydziestoletniego doświadczenia firmy Turboden. Wynika z niego, że technologię ORC stosuje się zdecydowanie częściej w przypadku małej mocy źródła. Technologia ta wykorzystywana jest już przy generacji mocy elektrycznej na poziomie 0,3 kW, przy czym komercyjne obiegi parowe generują moc od 300 kW. Dla mniejszych mocy zastosowanie tych obiegów jest mało opłacalne ze względu na niską sprawność turbin parowych. Prezentacja małego układu ORC przedstawiona jest m.in. w [6, 54, 82].

Zastąpienie medium roboczego czynnikiem organicznym, który charakteryzuje znacznie niższa temperatura parowania, stwarza możliwość wykorzystania źródeł ciepła o niższym potencjale temperaturowym, takich jak źródła geotermalne, ciepło odpadowe procesów technologicznych, ciepło wylotowe silników spalinowych turbin gazowych, ciepło ze spalania biomasy czy energia słoneczna. Źródła ciepła odpadowego oraz metody jego wykorzystania opisują autorzy w [38, 66, 68]. Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii była również tematem projektu badawczego [69]. Procentowy udział wykorzystania niskotemperaturowych źródeł ciepła w układach ORC przedstawiono poniżej.



Rysunek 4. Procentowy udział wykorzystania odnawialnych źródeł energii w układach ORC [źródło: 50]

Przykładem jednego z pierwszych rozwiązań ORC wykorzystującego źródła geotermalne może być siłownia zbudowana w 1967 roku na Kamczatce w miejscowości Paratunka. Elektrownia ta, pracująca na parach freonu R12, miała moc 720 kW. Według literatury jest to przypadek wykorzystania wód geotermalnych o najniższej jak dotąd temperaturze.

Mimo że jest to przykład zastosowania z ubiegłego stulecia, technologia ORC rozwija się dopiero od niedawna. Świadczyć może o tym fakt, że pierwsza międzynarodowa konferencja poświęcona tej tematyce odbyła się w 2011 roku.



Rysunek 5. Siłownia geotermalna w miejscowości Paratunka na Kamczatce [źródło: 61]

Czynnik roboczy	R12
Sprawność turbiny	80%
Moc elektryczna na generatorze	720 kW
Temperatura wody geotermalnej na wlocie	81ºC
Strumień wody geotermalnej	200 m ³ /h
Temperatura wody chłodzącej	5°C
Strumień wody chłodzącej	1500 m ³ /h
Ciśnienie R12 na wlocie do turbiny	14 at
Ciśnienie R12 na wylocie z turbiny	5 at

Parametry techniczne siłowni geotermalnej w miejscowości Paratunka na Kamczatce

Instalacja przedstawiona na rysunku 6 obrazuje możliwość wykorzystania energii powietrza nadmiarowego z chłodnika klinkieru, którego wypalanie stanowi jeden z etapów produkcji cementu. W instalacji tej wykorzystano olej termalny jako substancję pośredniczącą w przekazywaniu ciepła pomiędzy powietrzem nadmiarowym a pentanem. Moc elektryczna uzyskiwana w elektrowni wynosi 1,5 MW_{el}, co stanowi około 12% zapotrzebowania na moc elektryczną całej cementowni. Efektem ekologicznym pracy opisywanej instalacji jest ograniczenie o około 7000 ton rocznie emisji CO_2 (ta sama ilość odpowiadałaby ilości emisji przy produkcji tej samej ilości energii w klasycznej elektrowni węglowej) [27]. Schemat instalacji został podzielony na cztery segmenty: część A przedstawia uproszczony schemat instalacji do realizacji procesu technologicznego wypalania klinkieru cementowego, blok B to instalacja oleju termalnego pośredniczącego w przekazywaniu ciepła z chłodnika klinkieru cementowego (źródła ciepła) do organicznego czynnika roboczego, układ C to schemat instalacji nad-krytycznej siłowni ORC, instalacja D przedstawia schemat odprowadzania ciepła skraplania z siłowni organicznej do otoczenia. W [12] autorzy przeprowadzają analizę możliwości i opłacalności przetwarzania ciepła odpadowego na prąd elektryczny z zastosowaniem siłowni ORC na parametry nadkrytyczne. Podobna technologia wykorzystywania ciepła odpadowego została przedstawiona w [14].



Rysunek 6. Przykład wykorzystania ciepła odpadowego do realizacji obiegu ORC [źródło: 12]

O wykorzystaniu energii słonecznej do produkcji energii elektrycznej dla małego odbiorcy piszą autorzy w [53]. Schemat instalacji z wykorzystaniem energii słonecznej w obiegu ORC przedstawiono na rysunku 7.



Rysunek 7. Schemat instalacji ORC z wykorzystaniem energii słonecznej [źródło: 86]

1.3. Obieg referencyjny ORC zasilany tylko energią geotermalną



Rysunek 8. Zakłady geotermalne w Polsce [źródło: 73]

Źródła geotermalne, oprócz doskonałych właściwości leczniczych, są również ważnym źródłem energii do celów energetycznych. W Polsce w ostatnim okresie powstało kilka instalacji geotermalnych, których zadaniem jest wytwarzanie ciepła do celów grzewczych. Na rysunku poniżej przedstawiono funkcjonujące w Polsce zakłady geotermalne.

Siłownia geotermalna mająca na celu produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem grzewczym dla osiedla studenckiego miała powstać również na terenie Łodzi. Rysunek 9 przedstawia schemat ogólny siłowni geotermalnej na parę wodną dla kampusu Politechniki Łódzkiej. Niewątpliwą zaletą tej siłowni jest jej prostota, oparta na znanej technologii z użyciem jednego czynnika roboczego — wody. Problemem byłaby tu jednak zbyt rozbudowana konstrukcja turbiny parowej ze względu na dużą liczbę stopni.



Rysunek 9. Siłownia geotermalna dla kampusu Politechniki Łódzkiej [źródło: 15]

Tymczasem układ ORC z wykorzystaniem jedynie energii geotermalnej jest jednym z prostszych rozwiązań zastosowania tego typu obiegów. Możliwości wykorzystania energii geotermicznej do zasilania ciepłowni i elektrociepłowni są przedstawione m.in. w pracach [30, 31, 43, 62]. Schemat urządzeń stosowanych przy realizacji takiego obiegu przedstawiono na rysunku 10.



Rysunek 10. Obieg ORC zasilany energią geotermalną [źródło: 28]

Moc takiego obiegu najłatwiej definiuje się poprzez różnicę pracy technicznej rozprężania w turbinie (L_{roz}) i sprężania w pompie (L_{spr}), co dla przemian izentropowych jest tożsame z odpowiednimi spadkami entalpii.

$$P = \dot{L}_{roz} - \dot{L}_{spr} \quad (1)$$
$$\dot{L}_{roz} = \dot{m} \left(h_1 - h_{2s} \right) \quad (2)$$
$$\dot{L}_{spr} = \dot{m} \left(h_4 - h_3 \right) \quad (3)$$

Na podstawie założenia izotermiczności procesu sprężania cieczy w pompie można przyjąć, że:

$$T_4 = T_3$$
, (4)

stąd:

$$h_4 = h_3$$
, (5)

w wyniku czego praca pompowania wynosi:

$$\dot{L}_{spr} = 0.$$
 (6)

Jak podaje autor w [7], praca pompowania może stanowić nawet do 10% pracy rozprężania w turbinie, a jej wartość zależna jest od rodzaju czynnika roboczego i zakresu ciśnień odpowiadających zakresowi temperatury pracy obiegu. Mimo że dla większości obliczeń projektowych klasycznych elektrowni założenie zerowej pracy pompowania jest powszechnie stosowane, w przypadku czynników roboczych innych niż woda wskazane jest uwzględnienie wartości pracy sprężania w obliczeniach. Sprawność termiczną takiego obiegu określamy następującym wzorem:

$$\eta = \frac{\dot{L}_{roz} - \dot{L}_{spr}}{\dot{Q}_d}, \quad (7)$$

gdzie ciepło doprowadzone do obiegu wyraża się wzorem:

$$\dot{Q}_d = \dot{m} \left(h_1 - h_4 \right), \quad (8)$$

a ciepło odprowadzone:

$$\dot{Q}_{od} = \dot{m} (h_{2s} - h_3).$$
 (9)

W praktyce często spotyka się przypadek, w którym ciepło doprowadza się do układu poprzez dwa wymienniki, z których jeden jest podgrzewaczem służącym do podgrzewu medium roboczego, drugi zaś parownikiem, w którym następuje odparowanie czynnika.

$$\dot{Q}_d = \dot{Q}_{pod} + \dot{Q}_{par}.$$
 (10)

W ramach [28] przeprowadzono symulację dla obiegu przedstawionego na rysunku 10, przy założeniu sprawności izentropowej turbiny $\eta = 0,78$, temperatury skroplin 20°C oraz parametrów źródła geotermalnego: objętości 120 m³/h, temperatury 70°C oraz ciśnienia 1,5 bar. Dla obiegu ORC przyjęto czynnik roboczy R227ea. Analiza takiego obiegu dla temperatury opuszczającej parownik z zakresu 30°C do 60°C wykazuje, że podobną moc netto obiegu można uzyskać na parze wodnej. Kłopotem byłaby jednak realizacja — ze względu na bardzo niskie ciśnienia pary wodnej (ciśnienie przed turbiną około 0,2 bara, natomiast ciśnienie za skraplaczem 0,023 bara).



Rysunek 11. Wykres mocy obiegu netto w funkcji temperatury czynnika za parownikiem [źródło: 28]

Przykładem wykorzystania jedynie źródeł geotermalnych w instalacji ORC może być współczesna siłownia zbudowana w pobliżu miejscowości Altheim w Austrii. Źródłem ciepła są wody geotermalne o temperaturze 106°C i strumieniu 86 kg/s. Czynnikiem roboczym jest mieszanina azeotropowa PFPE (perfluoropolieter) oraz R365mfc, natomiast chłodziwem woda o temperaturze 10°C i strumieniu 340 kg/s. Temperatura wody geotermalnej na powrocie wynosi 70°C. Elektrownia zaopatruje blisko pięciotysięczne miasteczko w ciepło i energię elektryczną. Moc siłowni wynosi 1000 kW.



Rysunek 12. Schemat obiegu siłowni ORC w Altheim [źródło: 89]



Fot. 1. Siłownia geotermalna w miejscowości Altheim [źródło: 89]

1.4. Obiegi z kotłem niskotemperaturowym oraz wysokotemperaturowym

Kolejnym obiegiem referencyjnym jest obieg rozbudowany w stosunku do poprzedniego o kocioł parowy. Zadaniem kotła jest osuszenie pary cieczy niskowrzącej, częściowo odparowanej w wymienniku ciepła. Alternatywnie kocioł może zostać zastąpiony drugim wymiennikiem zasilanym wodą uprzednio podgrzaną w kotle. Rozwiązanie to zapewnia uzyskanie większych mocy. W [36] autorzy dokonują analizy takiego obiegu.



Rysunek 13. Obieg ORC z dodatkowym kotłem osuszającym [źródło: 28]

Zwiększenie mocy można również uzyskać, stosując regenerator ciepła. Ponieważ dla większości czynników pracujących w układach ORC tzw. suchych temperatura pary opuszczającej turbinę jest znacznie większa od temperatury skroplin, dzięki zastosowaniu odzysku ciepła zwiększamy sprawność całego układu. Instalację ORC z zastosowaniem regeneratora oraz ekonomizera opisuje autor w [65].



Rysunek 14. Instalacja ORC z zastosowaniem dodatkowych wymienników do odzysku ciepła [źródło: 65]



Rysunek 15. Wpływ regeneratora na sprawność obiegu ORC dla różnych temperatur parowania czynnika roboczego [źródło: 84]

Wadą tego typu rozwiązań są względy ekonomiczne, które najczęściej są wyznacznikiem rozwiązania optymalnego. Często zdarza się tak, że pomimo możliwości uzyskania większej sprawności obiegu czy jego mocy, nakład środków finansowych na dodatkowe elementy obiegu, takie jak wymienniki czy kotły, jest nieporównywalnie duży. Drugim mankamentem są również bariery technologiczne dla niektórych rozwiązań.

Siłownia ORC zlokalizowana w miejscowości Lienz (Austria) jest przykładem elektrociepłowni wyposażonej w układ odzysku ciepła z pary czynnika opuszczającego turbinę. Zasilana jest biomasą, która spalana w kotle przekazuje ciepło na nośnik ciepła, którym jest olej termalny. W obiegu ORC wykorzystano olej silikonowy spełniający odpowiednie wymagania dla realizacji przemian termodynamicznych. Woda chłodząca skraplacz pokrywa zapotrzebowanie na cele c.o. oraz c.w.u. w sieci miejskiej.



Rysunek 16. Wizualizacja siłowni w miejscowości Lienz [źródło: 88]: 1 — regenerator, 2 — skraplacz, 3 — turbina, 4 — generator elektryczny, 5 — pompa obiegowa, 6 — podgrzewacz, 7 — parownik, 8 — odpływ gorącej wody, 9 — dopływ gorącej wody, 10 — dopływ oleju termalnego, 11 — odpływ oleju termalnego



Rysunek 17. Schemat siłowni zasilanej biomasą [źródło: 88]

1.5. Obiegi hybrydowe

Innym kierunkiem rozwoju siłowni jest jednoczesne wykorzystanie przynajmniej dwóch różnych źródeł ciepła. Przykładem takiego rozwiązania może być układ hybrydowy zasilany energią geotermalną oraz energią ze spalania biomasy. Układ ten stanową dwa obiegi zespolone wspólnym wymiennikiem ciepła. Problemem występującym w tego typu układach jest sprzężenie obu obiegów, szczególnie w przypadkach, kiedy charakterystyka obu źródeł ciepła jest różna. Znalezienie optymalnego punktu pracy jest wtedy bardzo trudne przede wszystkim w aspekcie doboru urządzeń (wymienników ciepła) i odpowiedniego ich zbilansowania. W [28] przedstawiono kilka wariantów układów hybrydowych, w skład których wchodzą dwa obiegi: obieg wysokotemperaturowy zasilany kotłem oraz obieg niskotemperaturowy zasilany ciepłem geotermalnym.

Na załączonych schematach użyto następujących oznaczeń: K — wodny kocioł parowy, G — generator, PW — pompa skroplonej wody, PC — pompa skroplonego czynnika, WW — wymiennik woda-woda geotermalna, WP — parownik, TP — turbina parowa, TORC — turbina ORC, OZ — odwiert zatłaczający, OW — odwiert wydobywczy, SK — skraplacz.



Rysunek 18. Sprzężone obiegi wodne ze wstępnym podgrzaniem wody kierowanej do kotła parowego [źródło: 28]

Na rysunku 19 przedstawiono sprzężone obiegi wodne. Niewielka część ciepła geotermalnego jest tutaj wykorzystywana na wstępne podgrzanie wody kierowanej do kotła parowego. Para o wysokich parametrach jest następnie kierowana na część wysokoprężną dwuprężnej turbiny parowej. W części niskoprężnej dochodzi do mieszania się pary nasyconej, wytworzonej w parowniku zasilanym wodą geotermalną z parą rozprężoną w części wysokoprężnej.



Rysunek 19. Rozdzielone obiegi pary wodnej i ORC ze wstępnym podgrzaniem wody [źródło: 28]

Rysunek 20 przedstawia zupełnie odizolowane obiegi pary wodnej i ORC. Charakterystyczną rzeczą jest wstępne podgrzewanie wody kierowanej do kotła parowego za pomocą ciepła geotermalnego.



Rysunek 20. Sprzężony obieg wodny oraz ORC [źródło: 28]

Obiegi pary wodnej oraz ORC połączone wymiennikiem ciepła przedstawiono na rysunku 21. Wymiennik jest jednocześnie skraplaczem dla obiegu parowego oraz parownikiem dla obiegu ORC. Parownik ten nie odparowuje czynnika od stanu wrzenia, lecz od pewnego stopnia wilgotności, dzięki czemu ciepło geotermalne zostaje wykorzystane optymalnie.

Podobne rozwiązanie przedstawia rysunek 22, z ta różnicą, że woda kierowana do kotła jest wstępnie podgrzewana w wymienniku z wodą geotermalną.



Rysunek 21. Schemat siłowni hybrydowej [źródło: 28]

Wykres zaprezentowany na rysunku 23 umożliwia porównanie mocy produkowanych przez zaprezentowane powyżej obiegi. Największą moc 833,7 kW przy temperaturze pary nasyconej T_2 równej 46°C daje obieg przedstawiony na rysunku 22. Maksymalne moce układów z rysunków 20 i 21 są porównywalne i wynoszą odpowiednio 823,7 kW oraz 822,3 kW dla temperatury pary czynnika równej 44°C. Z kolei maksymalna moc produkowana przez sprzężone obiegi wodne osiągana jest dla temperatury pary nasyconej równej 43°C i wynosi 812 kW. Należy tutaj zaznaczyć, że w rzeczywistości turbina w takim układzie byłaby prawdopodobnie mniej sprawna niż turbiny w obiegach z rysunków 20 i 21, dysproporcja w produkowanej mocy byłaby zatem jeszcze większa. Najmniejszą moc maksymalną wytworzył obieg analogiczny do obiegu z rysunku 19, bez wstępnego podgrzewu wody kierowanej do kotła, i osiągnął ją dla temperatury pary nasyconej czynnika równej 44°C. Wyniosła ona 787,4 kW, co pokazuje wyraźną przewagę sprawności obiegów hybrydowych nad obiegami prostymi.



Rysunek 22. Wykres mocy prezentowanych obiegów w funkcji temperatury [źródło: 28]: kolor zielony — obieg ORC i parowy całkowicie rozdzielone, kolor czerwony — rozdzielone obiegi parowy i ORC ze wstępnym podgrzewem wody (rys. 22), kolor fioletowy — sprzężone obiegi ORC i parowy (rys. 23), kolor niebieski — sprzężone obiegi ORC i parowy ze wstępnym podgrzaniem wody (rys. 24)

1.6. Kryteria wyboru medium w układzie ORC

Czynnik roboczy stosowany w układach ORC powinien spełniać cały szereg odpowiednich wymogów. Zagadnienie doboru czynnika jest elementem wielu prac badawczych [13, 17, 18, 51, 60, 76]. W [48, 87] autorzy prezentują wykaz współcześnie stosowanych czynników roboczych. Jako że większość tych czynników to freony lub ich pochodne, duże znaczenie mają właściwości związane z wpływem na środowisko. Wskaźnikami charakteryzującymi czynnik pod tym względem są potencjał niszczenia warstwy ozonowej ODP oraz potencjał tworzenia efektu cieplarnianego GWP. Tak więc pierwszym kryterium doboru czynnika są względy środowiskowe. Na rysunku 24 przedstawiono wartości wskaźnika ODP w odniesieniu do freonu R-11 oraz wskaźnika GWP w odniesieniu do dwutlenku węgla dla niektórych czynników roboczych.



Rysunek 23. Wskaźniki ODP oraz GWP dla różnych czynników niskowrzących wg [źródło: 70]

Innym aspektem wyboru medium są względy bezpieczeństwa. Czynnik powinien być przede wszystkim nietoksyczny i niepalny. Mimo że dopuszcza się do użytku związki niezawierające w swojej budowie chloru czy fluoru, takie jak butan, izobutan, pentan, izopentan, jednak ze względu na kategorię palności stosuje się je w instalacjach umieszczonych najczęściej na wolnym powietrzu. Z punktu widzenia sprawności termodynamicznej ważny jest taki dobór, który zapewni najwyższą sprawność konwersji energii. Jak wiadomo, moc obiegu zależy od strumienia masy czynnika oraz pracy jednostkowej, w związku z czym, aby wygenerować maksymalną produkowaną moc obiegu, należy zadbać o to, żeby entalpia parowania czynnika była jak najmniejsza, a jego temperatura krytyczna była nieco poniżej temperatury źródła ciepła. Istotnym kryterium są również właściwości fizykochemiczne czynników. Po pierwsze czynnik powinien być stabilny chemicznie, a po drugie powinien posiadać własności umożliwiające najlepsze rozwiązanie konstrukcyjne obiegu, np. odpowiednie ciśnienie w obiegu przekładające się chociażby na konstrukcję turbiny. Ze względu na pracę turbiny ważne jest również to, w którym obszarze pary kończy się proces ekspansji – jeżeli jest to obszar pary suchej, eliminujemy problem ewentualnej erozji łopatek. Na rysunku 25 przedstawiono krzywe nasycenia dla różnych rodzajów czynników roboczych.



Rysunek 24. Krzywe nasycenia dla różnych rodzajów czynników roboczych [źródło: 5]

Ponadto często pojawia się problem wyciekania czynnika z instalacji pomimo dużych rozmiarów molekuł. Stąd też powinniśmy unikać czynników o dużej przenikalności ze względu na problemy z uszczelnieniem układu. Podsumowując, istnieje wiele kryteriów doboru czynnika i nie da się dobrać takiego, który będzie spełniał jednocześnie wszystkie kryteria w największym stopniu. Problemem może okazać się również cena czynnika czy jego dostępność.

ein	eworeq ołqei)	kJ/kg	1347,0	2256,0	383,8	328,4	357,2	438,7	362,5	200,8	215,5	339,9	166,1	208,5	217,8	178,8		168,8	171,5	146,5	136,2	143,9	129,3	87,8
Temp. krzep- nięcia		×	195,4	273,2	135,2	114,0	143,4	278,7	178,2	243,2	172,2	178,2	115,5	166,2	199,8	162,0		179,0	166,2	156,2	179,2	236,7		
	òèotạịd0	m ³ /kg	0,00427	0,00315	0,00490	0,00514				0,00193	0,00195		0,00179	0,00193	0,00193	0,00182		0,00180	0,00182	0,00179	0,00172	0,00174	0,00186	
krytyczne	əinəinži)	MPa	11,33	22,06	3,80	3,65	3,37	4,90	4,10	3,25	4,06	3,50	4,13	3,64	3,86	4,41	3,73	3,18	3,70	3,62	3,26	3,41	2,85	2,05
arametry		Х	405,3	647,0	425,2	408,1	469,8	562,2	591,8	460,1	374,2	616,2	385,1	430,7	451,6	471,0	444,0	403,8	456,9	395,5	418,9	487,3	450,8	420,6
Р	. Temperatura	ç	132,0	373,8	150,8	134,9	196,6	289,0	318,6	186,9	101,0	343,0	111,8	157,5	178,4	197,8	170,8	130,6	183,8	122,3	145,7	214,1	177,6	147,4
bii .220	Temp. wrzer przy ciśn. oto	×	239,7	373,0	272,6	261,3	309,2	353,0	383,6	314,5	248,0	411,0	243,2	288,4	298,2	296,2		272,0	301,0	261,2	276,7	320,4	308,8	302,4
ewolom eseM		g/mol	17,0	18,0	58,1	58,1	72,2	78,1	92,1	148,1	102,0	106,1	121,0	134,1	134,1	137,0	150,0	152,0	152,9	136,5	170,9	187,0	184,5	288,0
	Oznaczenie		R717	R718	R600	R600a				R365mfc	R134a		R12	HFC-245fa	HFC-245ca	R11	HFE-245fa	HFC-236fa	R123	R124	R114	R113	SES36	
	Wzór chemiczny		NH3	H ₂ 0	C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₆	C ₇ H ₈	CF ₃ CH ₂ CF ₂ CH ₃	CH ₂ F-CF ₃	C ₈ H ₁₀	cd ₂ F ₂	CHF ₂ CH ₂ CF ₃	CHF ₂ CF ₂ CH ₂ F	cd ₃ F		CF ₃ CH ₂ CF ₃	CHCl ₂ CF ₃	CF ₃ CHCIF	C ₂ Cl ₂ F ₄	CCI ₂ FCCIF ₂	CF ₃ CH ₂ CF ₂ CH ₃	C,F ₁ ,
Nazwa			Amoniak	Woda	n-Butan	Izobutan	n-Pentan	Benzen	Toluen	1,1,1,3,3-Pentafluorobutan	1,1,1,2-Tetrafluoroetan	Etylobenzen	Dichlorodifluorometan	1,1,1,3,3-Pentafluoropropan	1,1,2,2,3-Pentafluoropropan	Trichlorofluorometan		1,1,1,3,3,3-Heksafluoropropan	Dichlorotrifluoroetan	2-Chloro-1,2,2,2-Tetrafluoroetan	1,2-Dichlorotetrafluoroetan	1,1,2-Trichloro-1,2,2-Trifluoroetan		n-Perfluoro-Pentan
	Lp.		-	2	~	4	5	9	7	8	6	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22

Tabela 1. Przykładowe czynniki organiczne [źródło: 48]

1.7. Przyszłość energetyki geotermalnej w Polsce

Polska należy do krajów europejskich o znacznym potencjale energii geotermalnej o niskiej i średniej entalpii. Oceny zasobów geotermalnych naszego kraju dokonano w latach osiemdziesiątych ubiegłego wieku na podstawie danych z kilku tysięcy odwiertów oraz wyników różnych prac geotermalnych, hydrogeologicznych i geofizycznych. Ci sami autorzy oceniają objętość wód termalnych w Polsce na co najmniej 6000 km³.

W naszym kraju dotychczas zbadane i udokumentowane złoża wód geotermalnych występują głównie w rejonie:

- Niżu Polskiego (gdzie zlokalizowana jest lwia część zasobów),
- Zapadliska Podkarpackiego oraz Karpat.

Mapa usytuowania istniejących zakładów geotermalnych (rys. 8) wyraźnie potwierdza powyższe dane. Widzimy, że od Szczecina aż po Łódź ciągnie się pas obejmujący obszary o potencjalnych bogatych zasobach energii geotermalnej.

Celem podstawowym niniejszego artykułu jest przedstawienie perspektyw rozwoju energetyki geotermalnej w Polsce (pod tym pojęciem rozumieliśmy zarówno produkcję energii cieplnej, jak i produkcję ciepła i energii elektrycznej) oraz istniejących ograniczeń, zarówno natury ekonomicznej, jak i technologicznej.

W Polsce nie ma jeszcze elektrowni bądź elektrociepłowni geotermalnych, istnieją jedynie ciepłownie geotermalne. W tabeli 3 zestawiono podstawowe parametry wybranych krajowych obiektów geotermalnych [26].

Parametr charakteryzujący	Bańska — Biały Dunajec	Pyrzyce	Mszczonów	Uniejów	Bańska Niż. — Biały Dunajec	Słomniki k. Krakowa		
Rok uruchomienia	1994	1996	1999	2001	2001	2002		
Temperatura wody w złożu [°C]	86	61	40	67–70	76–80	17		
Głębokość złoża [m]	2000-3000	1500-1650	1600–1700	~2000	2500	300		
Mineralizacja [g/l]	3,0	120	0,5	6,8–8,8	3,0			
Wydatek [m ³ /h]	120	2 × 170	60	68	550	360		
Całkowita moc cieplna [MW]	9	50	12	4,6	125	3,5		

Tabela 2. Podstawowe parametry niektórych obiektów geotermalnych w Polsce

Na rysunku 26 przedstawiono (jako przykład) schemat polskiej ciepłowni geotermalnej Bańska Niżna/Biały Dunajec — Zakopane.

Zadaniem ciepłowni jest zaspokojenie potrzeb cieplnych Zakopanego i Nowego Targu oraz okolicznych miejscowości. Ciepłownia ta współpracuje z otworem wydobywczym Bańska PGP-1 o wydajności 550 m³/h. Integralną częścią systemu jest ciepłownia szczytowa o mocy 42 MW, usytuowana w centrum Zakopanego, wyposażona w opalany gazem ziemnym zespół kotłów (jeden ma palnik dwufunkcyjny gaz–olej) oraz w trzy agregaty o mocy elektrycznej 1,5 MW oraz cieplnej 2,1 MW. Długość izolowanych rurociągów magistralnych pomiędzy Bańską Niżną a Zakopanem wynosi aż 15 km.



Rysunek 25. Uproszczony schemat systemu ciepłowniczego Bańska Niżna — Biały Dunajec

Oceniając stan polskiej geotermii, należy stwierdzić, że w stosunku do potencjału geologicznego ta gałęź energetyki cieplnej znajduje się w początkowej fazie rozwoju. Przyczyny tego stanu rzeczy są zarówno natury technicznej, jak i polityczno-ekonomicznej.

Cechą charakterystyczną pracy każdej ciepłowni jest nierównomierność zapotrzebowania na ciepło. Ilustruje to rysunek 27, przedstawiający produkcję energii cieplnej w Uniejowie.



Rysunek 26. Produkcja miesięczna energii cieplnej w zakładzie geotermalnym w Uniejowie w roku 2004. Ciemniejszy kolor oznacza ciepło pochodzące z kotłów szczytowych

Widzimy, że w okresie czerwiec–sierpień produkcja energii równa jest praktycznie zeru — potrzebna jest jedynie ciepła woda użytkowa. Okazuje się, że nieużywane otwory chłonne zarastają bardzo szybko, co jest źródłem dużych kłopotów technicznych oraz bardzo wysokich kosztów — przed sezonem grzewczym konieczne jest drogie udrażnianie odwiertów.

W większości zakładów geotermalnych kotły szczytowe opalane są drogim gazem lub olejem opałowym. Wyjątkiem jest tu Uniejów, wykorzystujący kotły szczytowe na biomasę (jest to pierwsza "w pełni ekologiczna" gmina w Polsce). Na rysunku 28 przedstawiono, na tzw. uporządkowanym wykresie zapotrzebowania mocy, udział energii szczytowej dla projektowanej elektrociepłowni geotermalnej Nowy Targ.



Rysunek 27. Uporządkowany wykres zapotrzebowania mocy dla zakładu geotermalnego Nowy Targ

Przyczynami natury polityczno-ekonomicznej są:

- brak konsekwentnej polityki państwa (geotermia ma ponadto "złą prasę"),
- brak gwarancji dla inwestycji geotermalnych,
- wysokie koszty inwestycyjne (ponad dwukrotnie wyższe w przeliczeniu na MW mocy niż dla siłowni gazowych),
- wysokie ryzyko geologiczne (przykład nietrafionej inwestycji toruńskiej).

1. Antczak Ł., Fijałkowski T., *Koncepcja budowy doświadczalnej mikrosiłowni hybrydowej w oparciu o obieg Rankine'a*, materiały konferencji "Rozwój Zrównoważony — Zarządzanie Technologiami", Instytut Nauk Społecznych i Zarządzania Technologiami PŁ, Łódź 2010, s. 66–71.

2. Antczak Ł., Fijałkowski T., *Turbiny małej mocy dla potrzeb doświadczalnej mikrosiłowni hybrydowej*, "ZN PŁ", seria "Turbomachinery", Łódź 2010, nr 138, s. 15–20.

3. Antczak Ł., Fijałkowski T., Ruciński M., Badania eksploatacyjne rurociągów obiegu parowego doświadczalnej mikrosiłowni binarnej, "ZN PŁ", seria "Turbomachinery", Łódź 2012, nr 141, s. 33–40.

4. Antczak Ł., Kryłłowicz W., *Projekt i badania doświadczalnej mikrosiłowni hybrydowej typu geo-bio. Aktualne kierunki rozwoju energetyki*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2012, s. 149–155.

5. Baldocchino D., Bozonnet P., Santhanam S., *Design of a 150W OTEC prototype based on the Kalina cycle and comparison with ORC based OTEC*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

6. Bin Mohd Tahir M., Yamada N., *Characteristics of Small ORC System for Low Temperature Waste Heat Recovery*, "Journal of Environment and Engineering" 2009, Vol. 4, No. 2.

7. Borsukiewicz-Gozdur A., *Efektywność pracy elektrowni geotermalnej z organicznym czynnikiem roboczym*, rozprawa doktorska, Politechnika Szczecińska, Szczecin 2008.

8. Borsukiewicz-Gozdur A., *Dual-fluid-hybryd Power plant co-powered by low-temperature geothermal water*, "Geothermics", June 2010, Vol. 39, Issue 2, s. 170–176.

9. Borsukiewicz-Gozdur A., Hanausek P., Klonowicz W., ORC Power Plants with Hermetic Turbogenerators: First Practical Experiences, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

10. Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W., *Review of the Polish Research Works on Applicability of the ORC Power Plants*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

11. Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W., Utylizacja ciepła odpadowego z procesu wypalania klinkieru cementowego w elektrowni z nadkrytyczną siłownią organiczną, "Rynek Energii" 2009, nr 6.

12. Borsukiewicz-Gozdur A., Nowak W., Stachel A., *Utilisation of geothermal energy in a geothermal hybrid power plant as compared with that in a traditional geothermal ORC power plant*, "ZN PŁ", seria "Turbomachinery", Łódź 2008, nr 133, s. 69–76.

13. Brasz L., Bilbow M., *Ranking of Working Fluids for Organic Rankine Cycle Applications*, paper R068 presented at the 10th International Refrigeration and Air Conditioning Conference at Purdue, West Lafayette, Indiana, July 12–15, 2004

14. Bruno C., Coronas A., *Integration of ORC for the simultaneous recovery of waste heat and two temperature levels in a cement industry*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

15. Chodkiewicz R., Hanausek P., Porochnicki J., *Pozyskiwanie energii elektrycznej ze źródła geotermalnego (na przykładzie możliwości wykorzystania otworu wiertniczego na terenie Politechniki Łódzkiej)*, "ZN PŁ", seria "Turbomachinery", Łódź 2001, nr 120, s. 19–37.

16. Chodkiewicz R., Kryłłowicz W., Antczak T., *Projekt koncepcyjny turbiny parowej dla doświadczalnej mikrosiłowni hybrydowej*, "ZN PŁ", seria "Turbomachinery", Łódź 2009, nr 136, s. 33–42.

17. Defoer E., ORC Fluids: Types, Properties, Use, International Symposium Waste Heat Recovery by Organic Rankine Cycle, Kortrijk, Belgium, 19–20 May 2009.

18. Drescher U., Brüggemann D., *Fluid selection for the ORC in biomass power and heat plants*, "Applied Thermal Engineering" 2006, Vol. 27, Issue 1.

19. EES V8.406 (07/13/09), EES Engineering Equation Solver for Microsoft Windows Operating Systems, S.A. Klein 1992–2009

20. Gaia M., 30 years of Organic Rankine Cycle Development, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

21. Gnutek Z., Kolasiński P., *Experimental studies on low power ORC's with vane expanders*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

22. Gnutek Z., Kolasiński P., Organic Rankine Cycle — Technology, Applications and Current Market Overview, Proceedings of Heat Transfer And Renewable Sources of Energy 2010 Conference, Wydawnictwo Politechniki Szczecińskiej, Szczecin 2010.

23. Gnutek Z., Kolasiński P., Pietrowicz S., *Prototypowa mikrosiłownia parowa zasilana energią odpadową*, [w:] *Termodynamika w nauce i gospodarce*, t. 1, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2008.

24. Goliński J., Jesionek K., Siłownie powietrzno-parowe, WM Maszyny Przepływowe IMP PAN, Gdańsk 2009.

 Gundlach W., Podstawy maszyn przepływowych i ich systemów energetycznych, WNT, Warszawa 2008.
Hanausek P., Klonowicz P., Krysiński J., Koncepcja hybrydowej siłowni geotermalnej w Uniejowie, "Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój" 2010, nr 1–2. 27. Huckkauf H., Sankol B., *Prozesses zur Abwärmenutzung beim Zementklinkerbrand*, "Zement-Kalk-Gips" 2000, No. 3.

28. Hybrydowe siłownie geotermalne z wykorzystaniem biomasy i źródeł o niskiej entalpii, raport z realizacji projektu R 0600901, praca niepublikowana IMP PŁ nr 1638, Łódź 2009.

29. Janiczek R.S., *Eksploatacja elektrowni parowych*, WNT, Warszawa 1992.

30. Joost J., Brasz P., Biederman G., *Power Production from a Moderate — Temperature Geothermal Resource*, GRC Annual Meeting September 25–28th, Reno 2005.

31. Kaczmarek R., Stachel A., Ocena możliwości wykorzystania energii geotermicznej do zasilania ciepłowni i elektrociepłowni, "Rynek Energii" 2009, nr 6 (85), s. 82–89.

32. Klonowicz P., Optymizacja turbin przeznaczonych do pracy w niskotemperaturowych obiegach ORC (Organic Rankine Cycle), rozprawa doktorska, Politechnika Łódzka, Instytut Maszyn Przepływowych, Łódź 2012.

33. Klonowicz P., Fijałkowski T., Antczak Ł., Magiera R., *Radial Curtis Stage*, Proceedings 10th Conference Power System Engineering, Thermodynamics & Fluid Flow, Pilzno 2011.

34. Klonowicz P., Hanausek P., *Optimum Design of the Axial ORC Turbines with Support of the ANSYS CFX Simulations*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

35. Klonowicz P., Klonowicz W., *Synergy effect in the Hybrid ORC Power Plant Driven by Two Low Enthalpy Heat Sources*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

36. Klonowicz P., Sobczak K., Fijałkowski T., *Analysis of Kinematics for a Single-Stage ORC Impulse Turbine*, Proceedings of the International Symposium on Compressors & Turbine Flow Systems SYMKOM 2011, Łódź 2011.

37. Kolasiński P., *Termodynamika układów konwersji energii o zmiennej ilości czynnika roboczego*, rozprawa doktorska, Politechnika Wrocławska, Instytut Techniki Cieplnej i Mechaniki Płynów, Wrocław 2010.

38. Kolasiński P., Źródła energii odpadowej — natura występowania, opis termodynamiczny i metody wykorzystania, praca niepublikowana, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, nr 1689, Łódź 2011.

39. Kryłłowicz W., Hanausek P., Magiera R., Klonowicz P., *Projekt techniczny turbiny doświadczalnej do pracy w układzie ORC (czynnik HFC 227)*, praca niepublikowana, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, nr 1619, Łódź 2008.

40. Kryłłowicz W., Magiera R., Klonowicz P., Kantyka K., Antczak Ł., *Projekt techniczny agregatu turbiny parowej dla mikrosiłowni hybrydowej*, praca niepublikowana, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, nr 1729, Łódź 2012.

41. Kryłłowicz W., *Program funkcjonalno-użytkowy elektrociepłowni hybrydowej w Uniejowie*, praca niepublikowana, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, nr 1676, Łódź 2010.

42. Kryłłowicz W., *Przyszłość energetyki geotermalnej w Polsce*, materiały konferencji "Rozwój zrównoważony zarządzanie technologiami", Instytut nauk Społecznych i Zarządzania Technologiami PŁ, Łódź 2010, s. 8–16,

43. Kryłłowicz W., *Założenia techniczne mikrosiłowni hybrydowej*, praca niepublikowana, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, nr 1668, Łódź 2010.

44. Kryłłowicz W., Ciepielewska D., *The Uniejów Project — an example how geothermal energy is used in Poland*, Proceedings 8th Conference Power System Engineering, Thermodynamics and Fluid Flow, Pilzno 2009, s. 123–130.

45. Kryłłowicz W., Antczak Ł., Fijałkowski T., *Concept and a test stand of the hybrid micro power plant*, materiały konferencji "Heat transfer and renewable sources of energy", Wydawnictwo Uczelniane ZUT, Szczecin 2012, s. 527–533.

46. Kryłłowicz W., Magiera R., Klonowicz P., Antczak Ł., Kaczmarek A., *Projekt techniczny i badania turbogeneratora ORC*, praca niepublikowana, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, nr 1730, Łódź 2012.
47. Kubski P., Lewandowski W.M., *Systematyka i kryteria doboru czynnika roboczego układu ORC*, [w:] Z. Gnutek, W. Gajewski (red.), *Termodynamika w nauce i gospodarce*, t. 2., OWPW, Wrocław 2008, s. 648–653.

48. Kubski P., Lewandowski W.M., Ryms W., Zwiększenie sprawności procesów technologicznych poprzez zastosowanie układów ORC i systemów trigeneracyjnych, "NAFTA-GAZ" 2010, nr 10, s. 886–891

49. Kuczkowski M., Kryłłowicz W., Adaptation of a Test Stand of the micro-hybrid Power Plant for *Co-generation*, 10th Conference on Power System Engineering — ES 2011, Pilsen 2011.

50. Lemort V., Quoilin S., *Technological and economical survey of ORC systems*, Fifth Europan Conference Economics and Management of Energy in Industry, Alagarve 2009.

51. Lewandowski W.M., *Wstępna koncepcja doboru czynnika roboczego obiegu ORC dla określonych źródeł ciepła odpadowego*, [w:] Z. Gnutek, W. Gajewski (red.), *Termodynamika w nauce i gospodarce*, t. 2., OWPW, Wrocław 2008, s. 31–36.

52. Magiera R., Klonowicz P., Hanausek P., *The design, construction and first operational experience for a small turbine applied an ORC research installation*, Proceedings 8th Conference Power System Engineering, Thermodynamics and Fluid Flow, Pilzno 2009, s. 151–158.

53. Mazurek W., Bryszewska-Mazurek A., *Wykorzystanie energii słonecznej do produkcji energii elektrycznej dla małego odbiorcy*, "Zeszyty Problemowe — Maszyny Elektryczne" 2011, nr 91, s.103–108.

54. Mikielewicz J., *Domowa siłownia kogeneracyjna*, [w:] *Termodynamika w nauce i gospodarce*, t. 1, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2008.

55. Mikielewicz D., Mikielewicz J., *Cogenerative micro Power plants — a New Direction for development of Power engineering?*, "Arch. of Thermodynamics" 2008, No. 29(4), s. 109–132.

56. Mikielewicz J., Piwowarski M., Kosowski K., Design Analysis of turbines for cogenerating micro-power plant working in accordance with organic Rankine's cycle, "Polish Maritime Research" 2009, s. 34–38.

57. Mikielewicz D., Wajs J., Mikielewicz J., Determination of transfer coefficient in evaporator of the organic Rankine cycle using the Wilson method, materiały konferencyjne HTRSE 2008, Szczecin-Międzyzdroje 2008.

58. Mikielewicz J., Kardaś D., Kosowski K., Kozanecki Z., Ihnatowicz E., Mikielewicz D., ORC micro-power plant for combined heat and electric power generation, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

59. Natalewicz H., Wozdusznyje mikroturbiny, Maszinostrojenije, Moskwa 1970.

60. Nikolskiy A., Boyarski M., Sapozhnikov M., Shipkow A., *Comperative performance of working fluids in low-temperature vapour-turbine cycle*, Proceedings of International Geothermal Workshop, Sochi 2011.

61. Nikolskiy A., Rybakon S., Tmoarow G., Semenov V., Shipkow A., *Development and construction of binary geothermal power plant in Russia*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

62. Nowak W., Borsukiewicz-Gozdur A., Klonowicz P., Stachel A., Hanausek P., Klonowicz W., *Wstępne wyniki badań prototypowego układu mini siłowni z ORC zasilanej woda o temperaturze 100°C*, "Przegląd Geologiczny" 2010, vol. 58, nr 7, s. 622–625.

63. Nowak W., Borsukiewicz-Gozdur A., Stachel A., *Ocena efektywności pracy hybrydowej elektrowni* ORC zasilanej parą wodną z kotła opalanego biomasą, "Rynek Energii" 2008, nr 5, s. 35–40.

64. Nowak W., Stachel A., Analysis of possibility of utilization of geothermal resource in Stargard Szczeciński for Construction of binary power station, "ZN PŁ", seria "Turbomachinery", Łódź 2005, nr 128, s. 405–412.

65. Paska J., *Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej i ciepła*, Oficyna wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2010.

66. Połęcki Z., Możliwość wykorzystania organicznego obiegu Rankine'a dla odzysku ciepła z procesów technologicznych, "Rynek Energii" 2008, nr 2, s. 50–53.

67. Praca zbiorowa, Przemysłowa energia odpadowa, WNT, Warszawa 1993.

68. Prace teoretyczne i budowa stanowiska do badań hybrydowych obiegów Rankine'a dla potrzeb energetyki rozproszonej, raport z realizacji projektu R 06 002 106, praca niepublikowana, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, nr 1738, Łódź 2012

69. Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w wielopaliwowych systemach parogazowych, raport z realizacji projektu badawczego KBN nr 4 T10B 00725, praca niepublikowana, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej, nr 1545, Łódź 2006.

70. Rajagopal K., Kumar K., *Computational and experimental investigation of low ODP and low GWP HCFC-123 and HC-290 refrigerant mixture alternate to CFC-12,* "Energy Conversion and Management", December 2007, Vol. 48.

71. REFPROP 9.0, National Institute of Standards and Technology, Standard Reference Database 23, Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties, US, 2010.

72. Sahm M., Rosfjord T., *Microturbine Generators for FC/MTG Hybrid Power Systems.PDF*, Second DOE/UN International Conference and Workshop on Hybrid Power Systems. 2002.

73. Smith I., *Choice of Working Fluids for Power Recovery From Waste Heat Streams*, Transactions by the Institute of Marine Engineers of Conference on Organic Fluids for Waste Heat Recovery in Ships and Industry, January 7–8 1981, s. 8–18.

74. Sokołowski J. i inni, Prowincje i baseny geotermalne Polski, CPPGSMiE PAN, Kraków 1995.

75. Stodola A., Loewenstein C., Steam and Gas Turbines, Peter Smith, New York 1945

76. Stefanowski B., Podstawy techniki cieplnej, WNT, Warszawa 1972.

77. Szargut J., Termodynamika, PWN, Warszawa 1985.

78. Taradejna R., *Obowiązek zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych*, "Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki" 2005, nr 4.

79. Termodynamiczne dane płynu HFE (3M).

80. The Electrical Year Book 1937, Emmott and Company Limited, Manchester 1958, s. 34.

81. Tkacz E., Kozanecki Z., *Investigations of oil-free Systems to improve the Reliability of ORC hermetic High — speed Turbomachinery*, "Mechanics and Mechanical Engineering" 2011, Vol. 15, No. 3.

82. Tkacz E., Kogeneracja rozproszona — nowoczesny system zintegrowany z mikrosiłownią ORC pracujący na potrzeby osiedla domów ekologicznych. Osiedle 2020. Koncepcja proekologicznego budownictwa energooszczędnego w ujęciu zintegrowanego procesu projektowego, uwzględniająca innowacyjne rozwiązania pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, Oddział Polskiej Akademii Nauk, Łódź 2012.

83. Vankeirsbilck I., Vanslambrouck B., Gusev S., De Paepe M., *Energetical, Technical and Economical considerations by choosing between a Steam and an Organic Rankine Cycle for Small Scale Power Generation*, First International Seminar on ORC Power Systems, ORC 2011, TU Delft 2011.

84. Wagner T., Cogswell F., Gerlach D., Mulugenta J., *Energetical, Design of an organic Rankine cycle for waste heat recovery from a portable diesel generator*, Proceedings of the ASME 2011 International Mechanical Engineering Congress & Exposition, IMECE 2011, 11–17 November, Denver 2011.

85. Ziółkowski P., Mikielewicz D., Analiza pracy bloku nadkrytycznego 900 MWe współpracującego z obiegiem ORC, "Archiwum Energetyki" 2012, t. XLII.

86. Zhao L., Wang X., Analysis of zeotropic mixures used in low-temperature solar Rankine cycles for power generation, "Science direct, Solar energy" 2008.

87. Zyhowski G., Brown A., *Low Global Warming Fluids for Replacement of HFC-245fa and HFC-134a in ORC Applications*, materiały firmy Honeywell.

Źródła internetowe:

- 1. www.bios-bioenergy.at.
- 2. www.elbelchatow.pgegiek.pl.
- 3. www.geothermie.de.

Energetyka wiatrowa

prof. dr hab. inż. Irena Wasiak

1. Wiadomości ogólne o energetyce wiatrowej

1.1. Powstawanie wiatru

W atmosferze ziemskiej masy powietrza, w następstwie ogrzania (energią słoneczną) bądź schładzania, transportują energię. Następuje zamiana energii cieplnej na energię kinetyczną, wynikiem czego jest transport masy objawiający się podmuchem wiatru.

Można więc powiedzieć, że **wiatr** to przemieszczanie się mas powietrza o różnych gęstościach i temperaturach, zależnych od ich nagrzewania się lub schładzania. Na rysunku 1 pokazano najbardziej ogólny schemat powstawania wiatru — ciepłe powietrze przemieszcza się ku górze, a wytworzone podciśnienie powoduje zasysanie zimnych mas powietrza.



Rysunek 1. Schemat powstawania wiatru

Wyjaśnienie, że wiatr jest ruchem powietrza z obszaru o wyższym do obszaru o niższym ciśnieniu atmosferycznym, jest całkowicie prawdziwe tylko dla zjawisk o skali lokalnej — przykładem może być powstawanie bryzy dziennej i nocnej, jak pokazano na rysunku 2.



Rysunek 2. Schemat powstawania bryzy

Oprócz różnic temperatury, a zatem i ciśnienia sąsiadujących z sobą mas powietrza, na powstawanie wiatru wpływ mają również inne czynniki, takie jak siła odchylająca wywołana ruchem obrotowym Ziemi (tzw. siła Coriolisa) lub siła tarcia o podłoże poruszającego się powietrza.

Wiatry globalne

Wiatry globalne występujące na wysokościach powyżej 1000 m n.p.m. decydują o głównym kierunku wiatru w danej lokalizacji. I tak, masy powietrza nad równikiem są szczególnie mocno nagrzewane — unoszą się więc do góry, osiągając górne warstwy atmosfery, a następnie poruszają się w tych warstwach w kierunkach od równika, czyli w kierunku północnym i południowym. Od szerokości geograficznej 30° (północnej i południowej) siła Coriolisa uniemożliwia dalszy przepływ mas powietrza do obu półkul Ziemi. Ponieważ powietrze nad równikiem wznosi się ku górze, w okolicach gruntu powstaje obszar niskiego ciśnienia, który przyciąga wiatry z północy i południa. Ponieważ nad biegunami w wyniku schładzania powierza znajdują się obszary wysokiego ciśnienia, to w wyniku wyrównywania ciśnień oraz działania siły Coriolisa, w zależności od szerokości geograficznej, powstają inne główne kierunki wiatru (rys. 3). Dla przykładu nad Polską, leżącą między 49 i 55°N, główny kierunek wiatru to południowo-zachodni.



Rysunek 3. Główne kierunki wiatru nad Ziemią

Wiatry lokalne

Ze względu na okoliczności powstawania wiatry można podzielić na:

- wiatry morskie (rys. 4),
- wiatry górskie (rys. 5).



Rysunek 4. Schemat powstawania wiatru morskiego



Rysunek 5. Schemat powstawania wiatru górskiego

Wiatry lokalne zależą od tzw. klasy szorstkości terenu. Klasa szorstkości oznacza właściwości terenu, które pośrednio lub bezpośrednio mogą oddziaływać na parametry wiatru. Należą do nich: rzeźba terenu, drzewa, wysokie budynki itp. Klasa szorstkości wpływa na zakłócenie przepływu mas powietrza i powstawanie tzw. turbulencji.

Klasa szorstkości wynika z jej długości. Tak zwana długość szorstkości jest maksymalną wysokością nad powierzchnią Ziemi, na której prędkość wiatru wynosi 0 m/s, a więc strumień powietrza jest całkowicie wyhamowany. Im większa jest zatem szorstkość terenu, tym większy jest wzrost prędkości wiatru wraz z rosnącą wysokością.

W tabeli 1 pokazano klasy szorstkości.

Klasa szorstkości	Długość szorstkości [m]	Energia (%)	Rodzaj terenu
0	0,0002	100	Powierzchnia wody
0,5	0,0024	73	Całkowicie otwarty teren, np. betonowe lotnisko, trawiasta łąka itp.
1	0,03	52	Otwarte pola uprawne z niskimi zabudowaniami (pojedynczymi). Tylko lekko pofalowany teren.
1,5	0,055	45	Tereny uprawne z nielicznymi zabudowaniami i 8-metrowymi żywopłotami oddalonymi od siebie o ok. 1250 metrów.
2	0,1	39	Tereny uprawne z nielicznymi zabudowaniami i 8-metrowymi żywopłotami oddalonymi od siebie o ok. 500 metrów.
2,5	0,2	31	Tereny uprawne z licznymi zabudowaniami i sadami lub 8-metrowe żywopłoty oddalone od siebie o ok. 250 metrów.
3	0,4	24	Wioski, małe miasteczka, tereny uprawne z licznymi żywopłotami, las lub pofałdowany teren.
3,5	0,8	18	Duże miasta z wysokimi budynkami.
4	1,6	13	Bardzo duże miasta z wysokimi budynkami i drapaczami chmur.

Tabela 1. Klasy szorstkości

Prędkość wiatru a wysokość

Średnia prędkość wiatru rośnie zawsze wraz z wysokością względem ziemi. Jednocześnie im wyżej nad ziemią, tym wiatr ma coraz bardziej stały charakter (zmniejszają się turbulencje spowodowane ukształtowaniem terenu). Na rysunku 6 pokazano przykładową aproksymację prędkości wiatru wraz ze wzrostem wysokości, przy uwzględnieniu różnych klas szorstkości terenu.



Rysunek 6. Prędkość wiatru w funkcji wysokości nad ziemią dla różnych klas szorstkości terenu według: energiazwiatru.w.interia.pl

Róża wiatrów

Róża wiatrów występuje jako:

- zwyczajowe określenie "róży kompasowej" okrągłej tarczy z podziałką stopniową lub rumbową (rumb to miara kąta powstałego z podziału okręgu na 32 części, odpowiada wartości 11,25°) i zaznaczonymi kierunkami według stron świata, nanoszonej na stare mapy morskie i stosowanej przez żeglarzy przed wprowadzeniem kompasu magnetycznego oraz
- graficzna ilustracja wieloletnich meteorologicznych statystyk kierunków i prędkości wiatrów, występujących w różnych miejscach kuli ziemskiej (również — nazwa tabel będących źródłem danych dla tych ilustracji; są w nich zamieszczane dodatkowe cechy poszczególnych sytuacji meteorologicznych).

Początki wykreślania na starych mapach róży wiatrów sięgają zamierzchłych czasów. Już Etruskowie używali jej prymitywnej postaci. Jeden z wczesnych zapisów o użyciu róży składającej się z 12 wiatrów pochodzi od Timostenesa z Rodos, greckiego admirała żyjącego w III wieku p.n.e. Pierwsze róże wiatrów były proste i składały się zaledwie z 4 kardynalnych kierunków [N, E, S, W]. Wraz z rozwojem kartografii róża transformowała się z 8-rumbowej przez 12-rumbową i 24-rumbową, aby ostatecznie osiągnąć 32 rumby.



Rysunek 7. Przykład 8-rumbowej róży wiatrów



Rysunek 8. Przykład 32-rumbowej róży wiatrów

Obecnie stosowana róża wiatrów pokazuje na wykresie kołowym, z jaką prędkością i z jakiego kierunku wieje wiatr na danym terenie. Róża wiatrów najczęściej podzielona jest na 8 do 16 sektorów obrazujących poszczególne kierunki (N, S, E, W i pośrednie). O tym, jak często z danego kierunku wieje wiatr, świadczy wielkość promienia wypełnienia poszczególnych sektorów.



Rysunek 9. Przykład współczesnej róży wiatrów dla wybranych obszarów

Skala procesów atmosferycznych

Procesy zachodzące w powietrzu klasyfikowane są często w zależności od swojej skali przestrzennej i czasowej. Wyróżnia się trzy skale:

- makroskalę,
- mikroskalę,
- mezoskalę.

Makroskala (skala synoptyczna)

W makroskali typowe odległości przekraczają 1000 km.

Przy tej skali przepływ atmosferyczny jest związany głównie ze zjawiskami synoptycznymi, tj. geograficznym rozmieszczeniem ośrodków ciśnienia (wyże, niże).

Mikroskala

W mikroskali typowe odległości nie przekraczają 1 km.

Przy tej skali przepływ atmosferyczny jest bardzo złożony, ponieważ silnie zależy od specyficznych cech powierzchni (tj. kształtu budynków, ich skierowania względem wiatru itp.).

Mezoskala

Zajmuje się procesami atmosferycznymi w skali przestrzennej mniejszej niż 300 km. W tej skali przestrzennej mogą mieć one różny okres trwania. Typowymi zjawiskami są burze, linie szkwałowe, zjawiska tworzone przez orografię, bryza morska i lądowa.

Najczęściej istnieje oddziaływanie pomiędzy zjawiskami w mezo- i makroskali.

Zmienność wiatru

Najbardziej istotną cechą energii wiatrowej jest jej duża zmienność, zarówno w przestrzeni (geograficzna), jak i w czasie. Zmienność wiatru w czasie dotyczy bardzo szerokiej skali czasu — od kilku sekund do wielu lat.

Zmienność wieloletnia

Na niektórych obszarach obserwuje się wyraźne trendy zmian (prawdopodobnie związane z postępującymi zmianami klimatycznymi). Na ogół występują wyraźne różnice o charakterze przypadkowym między kolejnymi latami, także wtedy, gdy badamy uśrednione warunki wiatrowe na dużych obszarach.

Zmienność roczna

W warunkach Polski średnia siła wiatru jest bardzo mocno zróżnicowana, w zależności od pory roku. Na rysunku 10 pokazano typowy rozkład energii wiatru dla poszczególnych miesięcy roku na wybrzeżu Polski. Zmienność energii wiatru w tej skali czasu jest dość dobrze przewidywalna, co pozwala wystarczająco dokładnie prognozować wielkość energii, która może zostać wyprodukowana w ciągu roku. Innym ważnym wnioskiem jest to, że energia wiatru jest największa w miesiącach od listopada do marca, czyli wtedy, gdy w warunkach polskich jest ona najbardziej potrzebna.



Rysunek 10. Przykładowy rozkład energii wiatru w skali roku na wybrzeżu Polski

Zmienność synoptyczna

Zmienność kilkudniowa związana jest ze zjawiskami atmosferycznymi dużej skali (przesuwanie się ośrodków wyżowych i niżowych). Zmienność ta ma charakter przypadkowy i jest trudno przewidywalna.

Zmienność dobowa

W wielu miejscach pomiary prędkości wiatru wykazują cykliczność o okresie doby (rys. 11). Jest ona związana z lokalnymi, powtarzającymi się zjawiskami termicznymi (np. nagrzewaniem się ziemi w ciągu dnia, oziębianiem w nocy i wywołanym tym ruchem powietrza).

Na rysunku 12 pokazano porównanie przykładowych rozkładów miesięcznych prędkości wiatru i otrzymywanej z niego energii elektrycznej, a na rysunku 13 produkcję energii elektrycznej z urządzeń wiatrowych w Polsce w roku 2013.



Rysunek 11. Przykładowy rozkład energii wiatru w skali doby na wybrzeżu Polski



Rysunek 12. Przykładowy miesięczny rozkład prędkości wiatru i otrzymanej energii elektrycznej



Rysunek 13. Produkcja energii elektrycznej z urządzeń wiatrowych w Polsce w 2013 roku

Zmienność minutowa, sekundowa

Zmiany te wywołane są turbulencjami i podmuchami wiatru, przechodzącymi frontami burzowymi itp. Mają one charakter przypadkowy, są nieprzewidywalne i należy je traktować jako zakłócenia. Zjawiska powodujące zmienność sekundową są słabo skorelowane.

1.2. Potencjał wiatru i jego wykorzystanie

Wiatr jest odnawialnym źródłem energii. Światowe zasoby energii wiatru, które nadają się do wykorzystania z technicznego punktu widzenia, to 53 tys. TWh/rok. Dla porównania globalne zużycie energii elektrycznej w roku 2000 wyniosło tylko około15 tys. TWh/rok (wg URE).

Energia wiatru zamieniana jest w turbinach wiatrowych na energię mechaniczną. Energia mechaniczna zamieniana jest w generatorach na energię elektryczną (rys. 14).



Rysunek 14. Zasada przetwarzania energii w turbinach wiatrowych

1.3. Energetyka wiatrowa na świecie i w Polsce

Poniżej przedstawione są graficzne dane obrazujące wielkości produkcji energii elektrycznej w ramach światowej energetyki wiatrowej.







Rysunek 16. Przyrost mocy zainstalowanych na świecie w elektrowniach wiatrowych w latach 1996–2012 [MW] [źródło: http://www.gwec.net/about-winds/about-gwec/, Global Wind Energy Council]



Rysunek 17. Przyrost mocy zainstalowanych na świecie w elektrowniach wiatrowych w latach 1996–2012 [MW] [źródło: http://www.gwec.net/about-winds/about-gwec/, Global Wind Energy Council]



Rysunek 18. Zainstalowana moc farm wiatrowych na mieszkańca w roku 2012 [źródło: http://www.gwec.net/about-winds/about-gwec/, Global Wind Energy Council]







Rysunek 20. Energetyka wiatrowa na świecie [źródło: http://www.gwec.net/about-winds/about-gwec/, Global Wind Energy Council]

Mezoskala polska

Na rysunku 21 przedstawiono mapę wietrzności opracowaną przez prof. H. Lorenc z IMiGW. Zaznaczone na niej strefy I, II i III są strefami, w których średnioroczne prędkości wiatru są większe od 4 m/s.



Rysunek 21. Mapa wietrzności w Polsce

Potencjalne zasoby energii wiatru w Polsce

W tabeli 2 przedstawiono wyniki przybliżonych obliczeń określających potencjalne zasoby energii wiatru w Polsce.

Powierzchnia Polski:	312 683 km ²
60% obszaru kraju spełnia minimalne warunki do wykorzystania wiatru do celów energetycznych (przy założeniu $v > 4$ m/s (średnia roczna) na wysokości 30 m nad pow. gruntu, co stanowi:	188 000 km ²
Zakładając, że jedna siłownia wiatrowa przypada na powierzchnię 1 km² na obszarze uprzywilejowanym pod względem prędkości wiatru, uzyskujemy:	188 000 siłowni
Średnia produkcja energii jednej siłowni zlokalizowanej w obszarze uprzywilejowanym wynosi:	1250 kWh/m²/rok
Średnia powierzchnia skrzydeł jednej siłowni wynosi:	370 m ²
Teoretyczna produkcja energii przez wykorzystanie wiatru wynosi zatem:	86 950 GWh/rok
Produkcja energii elektrycznej z zawodowych elektrowni cieplnych w 1995 r. wg rocz- nika statystycznego wynosiła:	126 857 GWh
Teoretyczny udział produkcji energii wiatru stanowiłby w tym bilansie zapotrzebowania na energię w Polsce:	68,5%
Zakładając, że 1/4 potencjalnych zasobów energii wiatru jest rzeczywistą energią użyteczną, uzyskujemy:	21 738 GWh/rok, które możne być teoretycznie uwzględnione w bilansie energetycznym kraju

Tabela 2. Potencjalne zasoby energii wiatru w Polsce

Produkcja energii z wiatru w Polsce

Poniżej umieszczono wykresy obrazujące moc zainstalowaną oraz produkcję energii z wiatru w Polsce. W kolejnych tabelach przedstawiono miejsca instalacji największych farm wiatrowych w Polsce oraz rozkład takich instalacji według województw.



Rysunek 22. Moc zainstalowana energetyki wiatrowej w Polsce



Rysunek 23. Produkcja energetyki wiatrowej w Polsce

Miejsce instalacji	Moc [MW]	Własność
Margonin	120,0	EDP Renewables
Korsze	70,0	EDP Renewables
Karścino	69,0	Iberdrola
Żuromin	60,0	PGE EO
Karcino	51,0	DONG
Tymień	50,0	EEZ
Pelplin	48,0	PGE EO
Kisielice	40,5	Iberdrola
Karwice	40,0	DONG
Lake Ostrowo (Jagniątkowo)	30,6	DONG
Zagórze	30,0	Vattenfall
Karnice	30,0	DONG
Kamieńsk	30,0	PGE EO

Tabela 3. Miejsca instalacji największych farm wiatrowych w Polsce

Tabela 4. Rozkład instalacji farm wiatrowych według województw

Województwo	Liczba instalacji	Moc [MW]
zachodniopomorskie	49	836,9
kujawsko-pomorskie	215	296,1
pomorskie	31	312,2
wielkopolskie	114	291,5
łódzkie	162	277,7
warmińsko-mazurskie	23	209,5
podlaskie	19	120,4
mazowieckie	62	142,7
opolskie	5	84,2
dolnośląskie	7	74,3
podkarpackie	25	82,5
lubuskie	7	56,6
śląskie	16	11,6
świętokrzyskie	14	6,1
małopolskie	11	3,0
lubelskie	5	2,2

Razem 795 instalacji wiatrowych o łącznej mocy 3082 MW (stan na 30.09.2013 — w
g danych URE).





Rysunek 24. Udział energetyki wiatrowej w produkcji w Polsce według województw



Rysunek 25. Energetyka wiatrowa w Polsce — udział w OŹE

2. Elektrownie wiatrowe

2.1. Energia i moc wiatru

Na skutek odpowiedniego ukształtowania łopatek wirnika strumień wiatru opływający powierzchnię górną przebywa drogę dłuższą niż strumień wiatru opływający powierzchnię dolną. Pomiędzy górną a dolną powierzchnią łopatki wytwarza się różnica ciśnień (wyższe ciśnienie jest w dolnej części łopaty), której efektem jest ruch obrotowy wirnika.



Rysunek 26. Zasada działania turbiny wiatrowej

Energia wiatru jest związana z ruchem mas powietrza i można ją zapisać wzorem:

$$E = \frac{1}{2}m\upsilon^2, \quad (1)$$

gdzie

-m — masa powietrza [kg],

-v - prędkość wiatru [m/s].

Strumień masy powietrza przepływającego przez powierzchnię A zakreśloną przez łopaty silnika wiatrowego (prostopadle do kierunku wiatru) w czasie t = 1 s pokazano na rysunku 27.



Rysunek 27. Strumień masy powietrza przepływającego przez powierzchnię A

Na tej podstawie zapisuje się:

$$m = \rho \cdot \mathbf{V} = \rho \mathbf{A} \upsilon$$
, (2)

gdzie:

— *m* — strumień powietrza [kg/s],

 $-\rho$ – gęstość powietrza [kg/m³],

– V – objętość strumienia powietrza [m³/s],

-A — powierzchnia [m²].

Moc tego strumienia powietrza określa zależność:

$$P = \frac{1}{2}\rho A \upsilon^3. \quad (3)$$

W warunkach normalnych (czyli $T = 15^{\circ}$ C, $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$) moc jednostkowa wiatru wynosi $P_j \approx 0,6 v^3$ [W/m²]; przy prędkości 6 m/s moc jednostkowa wiatru wynosi $P_j = 139$ [W/m²]. Oznacza to, że dla uzyskania 1 MW mocy średnica wirnika powinna wynosić około 48 m.

Strumień powietrza przepływający przez wirnik silnika wiatrowego ulega zaburzeniu. Moc przejmowana przez silnik wiatrowy:

$$P_{w} = F(\upsilon - \Delta \upsilon_{1}) = m\Delta \upsilon_{2}(\upsilon - \Delta \upsilon_{1}) = 2\rho s(\upsilon - \Delta \upsilon_{1})^{2} \Delta \upsilon_{1}, \quad (4)$$

gdzie:

-F — siła działająca na wirnik,

 $-\Delta v_1 -$ zmiana prędkości wiatru przed wirnikiem,

 $-\Delta v_2$ — zmiana prędkości wiatru za wirnikiem.

Na tej podstawie wyznacza się sprawność strumieniową:

$$\eta_{s} = \frac{P_{w}}{P} = \frac{2\rho s \left(\upsilon - \Delta \upsilon_{1}\right)^{2} \Delta \upsilon_{1}}{\frac{1}{2} \rho s \upsilon^{3}} = 4 \frac{\Delta \upsilon_{1} \left(\upsilon - \Delta \upsilon_{1}\right)^{2}}{\upsilon^{3}}.$$
 (5)

Można obliczyć, że sprawność osiąga swoją wartość maksymalną dla $\Delta v_1 = 1/3v$ i wynosi wtedy:

$$\eta_{smax} = 0,593.$$

Do wyznaczania sprawności strumieniowej służy diagram pokazany na rysunku 28.



Rysunek 28. Diagram do wyznaczania sprawności strumieniowej

Moc elektrowni wiatrowej

Moc użyteczną elektrowni wiatrowej określa zależność:

$$P_u = \eta_a \eta_m P_w, \quad (6)$$

gdzie:

 $-\eta_a$ – sprawność aerodynamiczna,

 $-\eta_m$ – sprawność mechaniczna.

Straty aerodynamiczne powstają wskutek tarcia powietrza o powierzchnie łopat, zawirowań strumienia powietrza za wirnikiem, częściowego odpływu powietrza na zewnątrz wirnika.

Straty mechaniczne powstają w łożyskach i przekładniach.

Moc elektrowni wiatrowej:

$$P_e = \eta_g P_u, \quad (7)$$

gdzie:

— η_g — sprawność generatora,

 $-\eta_m$ – sprawność mechaniczna.

Łączna sprawność silnika wiatrowego i generatora jest równa:

$$\eta_g \eta_a \eta_m = (0, 4 \div 0, 8).$$

2.2. Historia turbin wiatrowych

Wiatrak kozłowy (koźlak) to najstarszy typ wiatraka — występuje w Europie od XII wieku (rys. 29).

Cały budynek wiatraka wraz ze skrzydłami obracał się wokół pionowego, drewnianego słupa. Dyszel umieszczony w tylnej ścianie budynku umożliwiał nastawianie budynku skrzydłami do kierunku wiatru. Koźlaki stanowiły najliczniejszą grupę wiatraków i przetrwały do XX wieku praktycznie bez zmian konstrukcyjnych.



Rysunek 29. Wiatrak kozłowy [źródło: wikipedia.org]

W wieku XVII wprowadzono w Europie nowy typ wiatraka, tzw. wiatrak holenderski. Budynek wiatraka, zwykle murowany, miał przekrój koła lub wieloboku. Obracalna była tylko bryła dachu wraz ze śmigłami.



Rysunek 30. Wiatrak holenderski [źródło: wikipedia.org]

Pierwsza turbina wiatrowa wykorzystana do produkcji energii elektrycznej została skonstruowana przez Charlesa Brusha w USA w 1888 roku. Turbina składała się z wirnika o średnicy 17 m oraz ze 144 drewnianych łopat. Moc tej siłowni wiatrowej wynosiła 12 kW. Wykorzystano ją do ładowania akumulatorów.



Rysunek 31. Pierwsza turbina wiatrowa skonstruowana przez Charlesa Brusha [źródło: wikipedia.org]

W końcu XIX wieku Duńczyk Poul la Cour odkrył, że znacznie wydajniejsze dla generatorów elektrycznych są wirniki o kilku łopatach. Do 1940 roku Dania miała ponad 1300 działających generatorów wiatrowych.

W tym czasie w USA zbudowano około 6 milionów generatorów wiatrowych. Turbiny wiatrowe były jedynym dostępnym źródłem elektryczności dla mieszkańców odległych rejonów wiejskich.

Również w USA powstała pierwsza na świecie duża elektrownia wiatrowa o mocy nominalnej 1,25 MW (osiąganej przy prędkości 13 m/s) — niestety, w ciągu kilku lat uległa uszkodzeniu.



Rysunek 32. Turbina wiatrowa o trzech łopatach [źródło: wikipedia.org]

Współczesna elektrownia wiatrowa

W 1991 roku powstała pierwsza turbina wiatrowa w Polsce, na Pomorzu, natomiast na początku XXI wieku zaczęły działać pierwsze farmy wiatrowe składające się z 5–6 turbin.



Rysunek 33. Współczesna turbina wiatrowa [źródło: wikipedia.org]

2.3. Budowa elektrowni wiatrowej

Na poniższych rysunkach przedstawiono schemat funkcjonalny, schematyczną budowę i widok elektrowni wiatrowej.



Rysunek 34. Schemat funkcjonalny elektrowni wiatrowej: 1 — silnik wiatrowy, 2 — generator elektryczny, 3 — przekładnia mechaniczna, 4 — układ regulacji, 5 — urządzenia pomocnicze



Rysunek 35. Podstawowe elementy elektrowni wiatrowej

Wirnik elektrowni wiatrowej osadzony jest na wale napędowym poprzez skrzynię przekładniową. Gondola wykonana jest z tworzywa lub stali i wzmacniana włóknem szklanym. Na szczycie wieży zainstalowany jest silnik, który poprzez przekładnię zębatą może obracać gondolę, aby ustawienie pod wiatr było możliwe.

Wewnątrz gondoli umieszczone są: generator, skrzynia przekładniowa, wyłączniki serwisowe, układy hamowania, układy odgromowe oraz transformator.

Skrzynię przekładniową stosuje się, aby zwiększyć prędkość obrotową wirnika, który obraca się z prędkością kilkaset, a nawet tysiąc razy mniejszą niż prędkość generatora.



Rysunek 36. Budowa elektrowni wiatrowej [źródło: zielonaenergia.eco.pl]

W rozwiązaniach z generatorami synchronicznymi wolnoobrotowymi (rys. 37) stosowanie przekładni nie jest konieczne.

Małe obroty i brak przekładni powodują znaczne uproszczenie konstrukcji, zmniejszenie zużycia materiałów i generowanego hałasu. Zmienne obroty zwiększają sprawność elektrowni i jej wydajność energetyczną.

W takich rozwiązaniach konieczne jest zastosowanie przekształtnika dopasowującego parametry produkowanej energii do parametrów sieci zasilającej.



Rysunek 37. Turbina bezprzekładniowa

2.4. Turbiny wiatrowe

W turbinie wiatrowej następuje przetwarzanie energii kinetycznej wiatru na energię mechaniczną. Wyróżnia się (rys. 38):

- turbiny o osi poziomej (HAWT) (ang. Horizontal Axis Wind Turbines),
- turbiny o osi pionowej (VAWT) (ang. Vertical Axis Wind Turbines).



Rysunek 38. Turbina z osią: a) poziomą oraz b) pionową

Turbiny HAWT charakteryzują się większą sprawnością, turbiny VAWT pracują niezależnie od kierunku wiatru. Bardziej szczegółowy podział turbin wiatrowych pokazano na rysunku 39.

Powszechnie stosowane są turbiny o osi równoległej do kierunku wiatru (HAWT). Elementami silnika wiatrowego są:

- wirnik utworzony z zespołu łopat zamocowanych promieniowo w piaście i osadzonych na poziomym wale,
- wał ułożyskowany w głowicy osadzonej obrotowo na wieży lub maszcie,
- urządzenia kierunkowe do samoczynnego nastawiania wirnika pod wiatr,
- urządzenia regulacyjne i sterownicze,
- zespół przeniesienia napędu.



Rysunek 39. Podział turbin wiatrowych [źródło: www.zielonaenergia.eco.pl]

Spotykane turbiny mają białe maszty rurowe o wysokości przekraczającej 100 m (rys. 40).



Rysunek 40. Porównanie wysokości turbiny wiatrowej do najwyższych budynków w Polsce [źródło:www.zielonaenergia.eco.pl]

Podział turbin wiatrowych

Turbiny wiatrowe charakteryzuje się wyróżnikiem szybkobieżności:

$$Z = \frac{u_z}{\upsilon} = \frac{\pi r_z \omega}{30\upsilon}, \quad (8)$$

gdzie:

- $-u_z$ prędkość obwodowa końca łopat [m/s],
- -
v prędkość wiatru [m/s],
- $-r_z$ odległość końca łopaty od osi obrotu wirnika [m],
- $-\omega$ prędkość obrotowa wirnika [min⁻¹].

W zależności od wartości wyróżnika szybkobieżności turbiny wiatrowe dzielą się na (rys. 41):

— wolnobieżne: $Z \le 1,5 - 12-40$ łopat, duży moment rozruchowy,

- średniobieżne: 1,5 < $Z \le 3,5$ 4–7 łopat,
- szybkobieżne (śmigłowe): Z > 3,5 1–3 łopaty, większa sprawność aerodynamiczna, niewielki moment rozruchowy.



Rysunek 41. Przykłady turbin wiatrowych

2.5. Generatory elektrowni wiatrowych

Wymagania stawiane generatorom wiatrowym:

- długotrwała praca bez konieczności wymiany elementów,
- współczynnik mocy bliski jedności,
- dostosowanie do zmiennej prędkości wirowania,
- utrzymanie parametrów napięcia zasilającego odpowiednio do sposobu pracy:
 - układy pracujące w połączeniu z siecią zasilającą AC,
 - układy pracujące autonomicznie.

Rodzaje generatorów:

- asynchroniczne:
 - klatkowe,
 - pierścieniowe,

- synchroniczne

- szybkoobrotowe,
- wolnoobrotowe.

Generatory asynchroniczne z wirnikiem klatkowym stosowane są w układach pokazanych na rysunku 42.

Bezpośrednie połączenie z siecią AC:



Połączenie z siecią AC przez przekształtniki AC/DC i DC/AC:



Połączenie z siecią AC przez przemiennik częstotliwości AC/AC:



Rysunek 42. Układy przyłączania elektrowni wiatrowych z generatorami asynchronicznymi klatkowymi

Generatory asynchroniczne z wirnikiem pierścieniowym stosowane są w układach pokazanych na rysunku 43.

Układ z regulacją poślizgu, zmienna rezystancja wirnika:



Generator asynchroniczny podwójnie zasilany:





Generator podwójnie zasilany umożliwia regulację mocy biernej oraz pracę przy zmienności prędkości wirnika $(0,8 \div 1,2)n_s$.

Generatory asynchroniczne

Prędkość wirowania *n* zależy od poślizgu *s* i zmienia się nieznaczne przy zmianach momentu napędowego

$$n = (1 - s) \cdot n_s = (1 - s) \cdot 60 \cdot f/p,$$
 (9)

gdzie:

 $- n_s -$ prędkość synchroniczna [obr./min].

p — liczba par biegunów,

 $-s - 0 \div 0,08.$

W przypadku połączenia przez przekształtnik:

$$n = (0,8 \div 1,3) \cdot n_{s}$$
. (10)

Cechy generatorów asynchronicznych:

- stosowane są maszyny o przełączalnej liczbie biegunów,
- nie wymagają synchronizacji z siecią zasilającą,
- pobierają moc bierną z sieci, konieczną do namagnesowania wirnika,
- dobra niezawodność, korzystna cena,
- rozruch dokonywany jest zazwyczaj za pomocą łącznika tyrystorowego z układem "soft--startu" dla ograniczenia prądu rozruchowego.

Generatory synchroniczne z układem wzbudzenia wirnika

Na wirniku umieszczone jest uzwojenie wzbudzające, do którego doprowadzony jest prąd stały ze źródła zewnętrznego. Obrót wirnika powoduje wytworzenie zmiennego pola elektromagnetycznego i indukowanie SEM w uzwojeniach stojana.

W celu uzyskania częstotliwości napięcia zgodnej z częstotliwością napięcia sieci zasilającej prądnica synchroniczna z dwoma parami biegunów musi obracać się z prędkością 1500 obr./ min; jest to prędkość nieosiągalna dla turbiny wiatrowej — konieczna jest przekładnia me-chaniczna.

Ze względu na zmienną prędkość wirnika i możliwość wypadnięcia z synchronizmu stosuje się najczęściej połączenie z siecią przez przekształtnik:



Rysunek 44. Przyłączanie elektrowni wiatrowej z generatorem synchronicznym z układem wzbudzenia wirnika

Zwiększanie liczby biegunów powoduje zmniejszenie obrotów, zgodnie z zależnością:

$$f = p \cdot v, \quad (11)$$

gdzie:

p — liczba par biegunów,

– v – prędkość obrotowa.

Generatory z dużą liczbą par biegunów, tzw. wolnoobrotowe, nie wymagają stosowania przekładni. Do połączenia z siecią konieczne jest zastosowanie przekształtników:



Rysunek 45. Przyłączanie elektrowni wiatrowej z generatorem synchronicznym wolnoobrotowym



Rysunek 46. Generator wolnoobrotowy

Cechy generatorów synchronicznych:

- najlepsze wykorzystanie energii wiatru umożliwiają generatory wolnoobrotowe,
- praca przy zmiennej prędkości wirowania,
- brak przekładni w generatorach wolnoobrotowych powoduje uproszczenie konstrukcji i zmniejszenie hałasu,
- możliwość regulacji mocy wyjściowej,
- większa sprawność elektrowni,
- wyższa cena elektrowni, głównie z uwagi na koszt urządzeń przekształtnikowych.

Układy autonomiczne

W układach autonomicznych stosuje się generatory prądu stałego. Wirnik generatora wiruje w stałym polu magnetycznym wytwarzanym przez magnes stały lub uzwojenia elektromagnesu zasilane zewnętrznym prądem stałym. Napięcie na stojanie indukuje się poprzez komutator za pomocą grafitowych szczotek.

Generatory pracują przy zmiennej prędkości obrotowej. Układy takie zawierają najczęściej baterię akumulatorów do gromadzenia energii, regulatory napięcia, ewentualnie falowniki do przekształcenia prądu stałego na jedno- lub trójfazowy, jeśli jest to potrzebne.



Rysunek 47. Przyłączanie elektrowni wiatrowej z generatorem prądu stałego

2.6. Charakterystyki pracy elektrowni wiatrowej

W zależności od prędkości wiatru istnieją trzy główne rodzaje pracy turbiny wiatrowej:

- stan jałowy (oczekiwania), przy prędkości wiatru poniżej $v_{\rm min},$
- praca normalna, przy prędkości wiatru $v_{\min} < v < v_{\max}$,
- praca przy tzw. prędkości burzowej wiatru, tj. gd
y $v > v_{\rm max}.$



Rysunek 48. Przykładowa charakterystyka pracy elektrowni wiatrowej

Przykładowo, dla turbin firmy ENERCON E70–E4 o $P_n = 2$ MW minimalna prędkość wiatru, przy której następuje załączanie turbiny, wynosi $v_{\min} = 2,5$ m/s, a prędkość dla mocy znamionowej wynosi 12 m/s. Jeśli prędkość wiatru przekracza 28 m/s, rozpoczyna się stałe zmniejszanie mocy turbiny poprzez zmianę kąta natarcia łopat wirnika (*pitch control*), natomiast przy prędkości 34 m/s turbina przechodzi do stanu pracy jałowej.

W warunkach pracy normalnej farma wiatrowa wytwarza moc czynną o wartości zależnej od prędkości wiatru oraz moc bierną o wartości zapewniającej nieprzekraczanie zadanego poziomu współczynnika mocy na szynach stacji głównej.

Przy wzroście napięcia powyżej 1,2 U_n uruchamiany jest tryb zakłóceniowy — Overvoltage Ride Through (OVRT), przy obniżeniu napięcia poniżej 0,8 U_n — Undervoltage Ride Through (UVRT). Przy U > 45% U_n następuje wyłączenie turbin.



Rysunek 49. Przykładowa charakterystyka pracy elektrowni wiatrowej

Przy nadmiernym wzroście napięcia (OVRT) farma zaprzestaje produkcji mocy *P* i *Q*, choć turbiny mogą pozostawać nadal w stanie załączenia — opcja ZPM (ang. *Zero Power Mode*).

Przy nadmiernym obniżeniu napięcia (UVRT) możliwe są cztery opcje pracy:

- opcja generacji mocy P i Q (ang. P and Q Mode PQM),
- opcja utrzymania stałego kąta fazowego (ang. Phase Angle Mode PAM),
- opcja generacji prądu biernego w funkcji zapadu napięcia (ang. *Reactive Current according to Voltage Dip* QUM),
- opcja mocy zerowej (ang. Zero Power Mode ZPM).

Dla opcji generacji mocy *P* i *Q* (PQM) turbina utrzymuje zadany poziom mocy pozornej.

Dla opcji utrzymania stałego kąta fazowego (PAM) turbina generuje moc S na poziomie takim jak przed zakłóceniem, zadawany jest kąt fazowy prądu w zakresie 0÷88°.

Dla opcji generacji prądu biernego w funkcji zapadu napięcia (QUM) moc Q jest funkcją wartości napięcia w punkcie *PWP*, przy czym im większy jest zapad napięcia, tym większa jest wartość tej mocy.

Dla opcji mocy zerowej (ZPM) turbina zaprzestaje generacji mocy, choć jest nadal przyłączona do sieci zasilającej.



Rysunek 50. Charakterystyka VFRT (ang. voltage fault ride through)

2.7. Regulacja turbin wiatrowych

Regulacja przez tzw. przeciąganie (ang. *stall regulation*) polega na wykorzystaniu charakterystyki aerodynamicznej łopat wirnika — jest to metoda pasywna.

Regulacja przez tzw. aktywne przeciąganie (ang. *active stall regulation*) polega na możliwości zmiany kąta ustawienia łopat względem wiatru (w ograniczonym zakresie).

Regulacja kąta ustawienia łopat (ang. *pitch control*) — układ umożliwia regulację siły wiatru działającej na łopatki wirnika. Nastawiony kąt każdej łopaty jest w sposób ciągły kontrolowany przez układ pomiaru kąta. Ustawienie łopat wirnika w pozycji w chorągiewkę (wyprowadzenie z kierunku wiatru) powoduje hamowanie wirnika bez stosowania hamulca mechanicznego.

Regulacja ustawienia gondoli w kierunku wiatru (ang. *yaw control*) polega na zmianie położenia osi obrotu wirnika w płaszczyźnie prostopadłej do kierunku wiatru. Realizowana

jest za pomocą układu śledzącego i dodatkowego napędu silnikowego. Stosowana jest w dużych turbozespołach wiatrowych.

Regulacja lotkami łopat wirnika (ang. *aileron control*) polega na zmianie charakterystyki aerodynamicznej łopat wirnika przez zmianę ustawienia tzw. lotek, podobnie jak w przypadku układów sterowniczych w samolotach.

3. Praca elektrowni wiatrowych w systemie elektroenergetycznym

3.1. Zasady przyłączania źródeł do sieci elektroenergetycznej

Rozproszone źródła energii (RŹE) można przyłączyć do sieci:

- 110 kV,
- średniego napięcia (SN).
- niskiego napięcia (nn),

zgodnie ze schematami podanymi poniżej.



Rysunek 51. Schematy przyłączania źródeł do sieci elektroenergetycznej



Farmy wiatrowe o większych mocach przyłącza się na ogół do sieci 110 kV, jak pokazano na rysunku 52, na przykładzie farmy wiatrowej Kamieńsk o mocy zainstalowanej 30 MW.

Rysunek 52. Schemat przyłączenia farmy wiatrowej do sieci

Oddziaływanie RŹE i sieci zasilającej



Rysunek 53. Schemat oddziaływania RŹE i sieci zasilającej

3.2. Problemy integracji rozproszonych źródeł energii z siecią zasilającą

Przyłączanie coraz większej liczby RŹE zmienia warunki pracy systemu elektroenergetycznego i wiąże się z występowaniem wielu zjawisk, które mogą pogarszać jakość dostawy energii elektrycznej do odbiorców. Jednocześnie źródła te mogą stanowić potencjalne środki do kompensacji zaburzeń elektromagnetycznych i poprawy bezpieczeństwa energetycznego.

3.2.1. Wymagania przyłączeniowe

Ogólne wymagania w zakresie przyłączania RŹE do sieci elektroenergetycznej powinny zapewnić:

- bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- dotrzymanie standardów jakościowych energii,
- spełnienie wymagań w zakresie ochrony środowiska.

Dla RŹE o mocy $P_n \ge 50$ MW przyłączonych do sieci 110 kV koordynowanej wymagania przyłączeniowe określa operator systemu przesyłowego (IRiESP).

Dla urządzeń wytwórczych o mniejszych mocach wymagania techniczne ustala operator właściwego systemu dystrybucyjnego (IRiESD).

Podstawą formułowania wymagań przyłączeniowych jest Rozporządzenie "systemowe" [5].

Warunki przyłączenia

Wprowadza się następujące grupy przyłączeniowe:

- grupa I przyłączanie do sieci o $U_n > 110$ kV,
- grupa II przyłączanie do sieci 110 kV,
- grupa III $1 < U_n < 110$ kV,
- grupa IV $U_n \le 1$ kV, P > 40 kW,
- grupa V $U_n \le 1$ kV, $P \le 40$ kW.

Wniosek o określenie warunków przyłączenia powinien zawierać m.in.:

- określenie mocy przyłączeniowej, ilości energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci,
- parametry techniczne i charakterystykę ruchową urządzeń oraz informacje techniczne dotyczące zakłóceń wprowadzanych przez urządzenia — dla grup przyłączeniowych I–IV,
- stopień skompensowania mocy biernej,
- ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń, wykonaną w zakresie i na warunkach uzgodnionych z operatorem, na którego obszarze nastąpi przyłączenie — dla I i II grupy przyłączeniowej, z wyłączeniem jednostek o mocy nie większej niż 2 MW.
 Warunki przyłączenia określają m.in.:
- miejsce i rodzaj przyłączenia oraz zakres niezbędnych zmian w sieci, związanych z przyłączeniem,
- moc przyłączeniową,
- miejsce zainstalowania i wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- wymagania z zakresu automatyki zabezpieczeniowej,
- wymagany stopień skompensowania mocy biernej,
- dane umożliwiające określenie prądów zwarciowych w miejscu przyłączenia,
- wymagania z zakresu:
 - sterowania dyspozytorskiego,
 - zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez instalacje wnioskodawcy,
 - wyposażenia instalacji/urządzeń wnioskodawcy niezbędnego do współpracy z siecią,
 - ochrony przeciwporażeniowej i przepięciowej przyłączanej instalacji.

Zdolność sieci do przyłączania źródeł

Dla każdej sieci można wyznaczyć maksymalną moc źródeł, których przyłączenie nie spowoduje pogorszenia jej warunków pracy i przekroczenia wartości granicznych charakteryzujących ją parametrów. Ta moc wyznacza zdolność sieci do przyłączania źródeł i zależy od:

- charakterystyki sieci,
- rodzaju i mocy źródła,
— sposobu przyłączenia.

Dopuszczalną moc źródeł wyznacza się, biorąc pod uwagę różne aspekty pracy sieci:

- poziomy napięcia w węzłach,
- parametry jakości napięcia zasilającego,
- obciążalność elementów sieci,
- nastawy zabezpieczeń,
- straty w sieci elektroenergetycznej.

W odniesieniu do każdego oddziaływania można określić maksymalny poziom generacji, przy którym nie zostaną przekroczone zdefiniowane dla tego oddziaływania wskaźniki (rys. 3.4).



Rysunek 54. Zdolność sieci do przyłączania źródeł

3.2.2. Obciążalność elementów sieci

Sieć dystrybucyjna SN

Do węzła k sieci jak na rysunku 55 przyłączono źródło energii.



Rysunek 55. Źródło przyłączone do sieci SN

Moce czynną i bierną w gałęziach sieci można wyznaczyć z zależności:

$$P_{\alpha-1,a} = \sum_{i=\alpha}^{k-1} P_i - P_k + P_{k+1}.$$
 (12)

$$Q_{\alpha-1,a} = \sum_{i=\alpha}^{k-1} Q_i \mp Q_k + Q_{k+1}.$$
 (13)

Zwykle przyłączanie źródła zmniejsza obciążenie sieci, czego efektem jest zmniejszenie strat mocy i energii. Jeżeli $P_k > P_{loads}$, wówczas moc płynie do sieci.

Uproszczone kryterium wyznaczenia zdolności przyłączeniowej:

$$I_{dd\min} > I_{k\max}$$
, (14)

gdzie:

— $I_{dd\min}$ — minimalna obciążalność prądowa,

 $-I_{kmax}$ — maksymalny prąd źródła.

Dla typowych sieci 15 kV można wyznaczyć:

Linie kablowe $s_n = 120 \text{ mm}^2 \text{ Al.} - I_{dd\min} = 285 \text{ A}$ Linie napowietrzne AFL-6 70 mm² - $I_{dd\min} = 253 \text{ A}$ Problemy praktyczne: $S_k \le 6,64 \text{ MVA}$

- przeciążenie może wystąpić w obszarach sieci projektowanych na małe obciążenia odległe sieci wiejskie,
- przeciążenie może wystąpić w okresie minimalnego obciążenia sieci.

Sieć przesyłowa

Analiza warunków obciążeniowych w sieci zamkniętej jest bardziej złożona i bez wykonania analizy rozpływów mocy trudno jest przewidzieć, jaki będzie wpływ źródła przyłączonego do tej sieci.

Problemy praktyczne:

- farmy wiatrowe o stosunkowo dużej mocy skoncentrowane na ograniczonym obszarze o korzystnych warunkach wiatrowych i słabej infrastrukturze sieciowej;
- warunki awaryjne:
 - bezpieczeństwo przesyłu powinno być gwarantowane w sytuacji wyłączenia pojedynczego elementu bez ograniczeń przesyłanej mocy;
 - bezpieczna praca systemu jest gwarantowana w sytuacji, gdy dwa elementy są wyłączone; dopuszczalne jest ograniczenie mocy przesyłanej.

3.2.3. Poziomy napięć

Sieć dystrybucyjna

W sieci ze źródłami rozproszonymi możliwe są odchylenia ujemne i dodatnie, te ostatnie prowadzą do wzrostów napięcia w węzłach sieci.

Spadek napięcia w linii rozdzielczej:

$$\delta U_{0k} = \sum_{i=1}^{k} \left(I'_{i-1,i} \cdot R_{i-1,i} + I''_{i-1,i} \cdot X_{i-1,i} \right).$$
(15)

Uwzględniając, że prądy gałęziowe wynikają z prądów odbiorów, a składowe rzeczywista i urojona prądów gałęziowych wynikają z mocy czynnej i biernej pobieranej przez odbiory, po przekształceniach można zapisać:

$$\delta U_{0,k} = \frac{1}{\sqrt{3}U_n} \left[\sum_{i=1}^{k-1} (P_i \cdot R_{0,i} + Q_i \cdot X_{0,i}) - P_k \cdot R_{0,k} \mp Q_k \cdot X_{0,k} + P_{k+1} \cdot R_{0,k} + Q_{k+1} \cdot X_{0,k} \right].$$
(16)

$$R_{0,i} = \sum_{j=1}^{i} R_{j-1,j} \quad X_{0,i} = \sum_{j=1}^{i} X_{j-1,j} \quad R_{0,k} = \sum_{j=1}^{k} R_{j-1,j} \quad X_{0,k} = \sum_{j=1}^{k} X_{j-1,j} \quad (17)$$

W sieciach dystrybucyjnych o stosunkowo dużej wartości *R* spadek napięcia zależy przede wszystkim od mocy czynnej.

Zakładając, że napięcie w stacji zasilającej jest utrzymywane na stałym poziomie za pomocą przełącznika zaczepów transformatora, można wyznaczyć, o ile zmieni się napięcie w węźle k (PWP) po przyłączeniu źródła.

Zmiana napięcia w PWP:

$$\Delta U_{k\%} = \frac{100}{U_n^2} \Big(-R_{0,k} \cdot P_k \mp X_{0,k} \cdot Q_k \Big). \quad (18)$$

Przy założeniu $Q_k = 0$ można wyznaczyć dopuszczalną moc źródła:

$$P_k \le \frac{\Delta U_{k\%\min} \cdot U_n^2}{100R_{0k}}, \quad (19)$$

gdzie:

— $\Delta U_{k\%min}$ — dopuszczalna zmiana napięcia.



Rysunek 56. Zmiana napięcia w węźle PWP po wyłączeniu turbiny wiatrowej [źródło: 8]

Zmiana napięcia po przyłączeniu zależy od:

- odległości pomiędzy źródłem i GPZ,
- rodzaju linii i jej obciążenia,
- mocy czynnej źródła.
- Dodatkowe czynniki i warunki:
- Dopuszczalna zmiana napięcia: $\pm 5\% U_n$ (IRiESD).
- Korzystny efekt poprawy profilu napięciowego w sieci mocno obciążonej.
- Nadmierne wzrosty napięcia w warunkach słabego obciążenia.

- Ograniczone możliwości regulacji napięcia przez zmianę mocy biernej źródła.
- Konieczność ograniczenia produkcji mocy czynnej przy nadmiernym wzroście napięcia.

Sieć przesyłowa

Przy niewielkich mocach źródeł rozproszonych na ogół nie ma problemu z przekroczeniem wartości dopuszczalnych napięć węzłowych. Ponadto widoczny jest pozytywny wpływ źródeł na podtrzymanie wartości napięć w czasie zakłóceń w systemie.

Przy dużych mocach źródeł występują przeciążenia elementów sieci, prowadzące do znacznego obniżenia napięcia w węzłach, co niesie ze sobą zagrożenie utraty stabilności napięciowej.

Operator sieci wymaga, aby elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV uczestniczyły w regulacji napięcia także podczas zakłóceń w systemie elektroenergetycznym.

Farmy wiatrowe o mocy co najmniej 50 MW powinny uczestniczyć w regulacji częstotliwości.

3.2.4. Jakość napięcia zasilającego

RŹE mogą być emiterami takich zaburzeń jak krótkotrwałe zmiany i wahania napięcia. Zgodnie z zasadą kompatybilności elektromagnetycznej poziom emisji danego zaburzenia powinien być mniejszy od ustalonej dla niego wartości dopuszczalnej.

Dopuszczalne wartości wskaźników migotania światła, spowodowanego wahaniami napięcia w punkcie PWP na skutek pracy źródła, są określone przez operatora sieci i odnoszą się do percentyla 0,95 wartości mierzonych przez okres tygodnia.

Do oceny wpływu turbozespołów wiatrowych na jakość napięcia zasilającego w PWP wyznacza się wskaźniki jakości napięcia na podstawie danych o emisji zaburzeń, zawartych w certyfikacie WINDTEST, zależnie od mocy zwarciowej sieci w PWP (zgodnie z EN 61400–21).

Wymagane poziomy emisji:

odchylenie napięcia: ±5% napięcia znamionowego lub deklarowanego,

- harmoniczne:

- 1,0% (0,7%) dla miejsc przyłączenia w sieci 30 kV < $U_n \le 110$ kV,
- 2,0% (1,5%) dla miejsc przyłączenia w sieci 1 kV < $U_n \le 30$ kV,
- 3,5% dla miejsc przyłączenia w sieci $U_n \le 1$ kV,

— THD (uwzględniający harmoniczne do rzędu 40):

- 2% (2%) dla miejsc przyłączenia w sieci 30 kV < $U_n \le 110$ kV,
- 4% (4%) dla miejsc przyłączenia w sieci 1 kV < $U_n \le 30$ kV,
- 6% dla miejsc przyłączenia w sieci $U_n \le 1$ kV,

— wskaźnik długookresowego migotania światła *P*_{lt} < 0,6:

- (P_{st} < 0,35 dla sieci 110 kV i P_{st} < 0,45 dla sieci SN),
- ($P_{lt} < 0.25$ dla sieci 110 kV i $P_{lt} < 0.35$ dla sieci SN).

W nawiasach (kolorem niebieskim) podano wymagania dla farm wiatrowych.

Wahania napięcia



Rysunek 57. Przykład zmian napięcia spowodowanych pracą farmy wiatrowej i wyniki pomiaru wskaźnika P_{lt}

Ocena wahań napięcia

Wskaźniki migotania w punkcie PWP dla pojedynczego generatora wiatrowego:

Praca ciągła:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, \upsilon_a) \cdot \frac{S_n}{S_k}, \quad (20)$$

gdzie:

-
 $P_{st}, P_{lt}-$ wskaźniki krótko
okresowej i długo
okresowej uciążliwości migotania,

 $-c(\psi_k, v_a) -$ współczynnik emisji migotania pojedynczego turbozespołu wiatrowego, w funkcji kąta fazowego sieci ψ_k , i średniej prędkości wiatru v_a ,

 $-S_n$ — moc znamionowa turbozespołu,

 $-S_k^{"}$ – moc zwarciowa sieci w punkcie przyłączenia.

Operacje łączeniowe:

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k}, \quad (21)$$
$$P_{tt} = 8 \cdot N_{120}^{0.31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k}, \quad (22)$$
$$\Delta U_{dyn}[\%] = 100 \cdot k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k}, \quad (23)$$

gdzie:

- $-N_{10}$ liczba łączeń w czasie 10 min,
- $-N_{120}$ liczba łączeń w czasie 2 godz.,
- $-k_f(\psi_k)$ współczynnik skokowej emisji migotania,
- $-k_{\mu}(\psi_k)$ współczynnik przetężenia podczas operacji łączeniowych,
- $-\Delta U_{dvn}-$ dynamiczna zmiana napięcia spowodowana czynnościami łączeniowymi.

Lp.	Minimalna moc zwarciowa w PWP [MVA]	Ψ_{K}	k _f	$c(\Psi_K, v)$	Wa dopus P _{st}	rtości zczalne P _{lt}	P _{st}	P _{lt}	
	· · · ·	Praca ci	iągła P _s	$P_{ll}, v =$	7,5 m/s	•			
1	132.84	58.80	-	2.01	0.45	0.35	0.0572	0.0572	
Operacje łączeniowe przy startowej prędkości wiatru, v = 2,5 m/s									
2	132.84	58.80	0.02	-	0.45	0.35	0.0129	0.0123	
0	peracje lączeniov	ve przy z	namior	lowej prę	dkości v	viatru, v	= 12,0 m	/s	
3	132.84	58.80	0.06	-	0.45	0.35	0.0256	0.0244	
Lp.	Minimalna moc zwarciowa w PWP	Ψ _K		k _u		ΔU_{dyn}		$\Delta_{d} U_{dyn}$	
-	MVA	0		-		%		%	
			Układ 1	ıormalny			_		
1	132.84	58.8	0	0.54		0.8189	2	.5	

Tabela 5. Przykładowe wyniki oceny — fragment z ekspertyzy przyłączeniowej

Dotyczy farmy wiatrowej 10 MW przyłączonej do sieci 15 kV.





Rysunek 58. Pomiar wskaźnika P_{lt} w punkcie PWP oraz prądu turbiny wiatrowej

Pomiar wskaźnika P_{lt} w punkcie PWP oraz prądu turbiny wiatrowej — brak korelacji wskazuje, że turbina nie jest źródłem zaburzenia.

Ocena zniekształcenia napięcia

Do oceny zniekształcenia napięcia w węźle przyłączenia konieczne jest wyznaczenie charakterystyki częstotliwościowej impedancji sieci zasilającej dla różnych konfiguracji tej sieci.



Rysunek 59. Charakterystyka częstotliwościowa impedancji sieci zasilającej

Lp.	h	(U _h /U _n) _d [%]	(I _h /I _n) _d [%]	U _h /U _n [%]	_h / _n [%]	(<i>THD_U</i>) _d [%]	(<i>THD_I</i>) _d [%]	THD _U [%]	<i>THD₁</i> [%]
1	5	1,5	4,0	0,13	0,70				
2	7	1,5	4,0	0,12	0,40				
3	10	1,5	1,0	0,05	0,10				
4	11	1,5	2,0	0,38	0,70				
5	13	1,5	2,0	0,42	0,60	4.0	5.0	0.02	1 2 2
6	14	1,5	0,5	0,08	0,10	4,0	5,0	0,05	1,52
7	16	1,5	0,5	0,10	0,10				
8	17	1,5	1,5	0,44	0,40				
9	19	1,5	1,5	0,15	0,10				
10	23	1,5	0,6	0,31	0,10				

Tabela 6. Przykładowe wyniki oceny — fragment ekspertyzy przyłączeniowej

Dotyczy farmy wiatrowej 10 MW przyłączonej do sieci 15 kV. Limity harmonicznych prądu wg IEEE Standard 1547.

Analiza przypadku – wyniki symulacji

Badany układ:

- Linia napowietrzna 0,4 kV, zasilana z transformatora 63 kVA, przewodami Al 4 x 25 mm² o długości 300 m.
- Dwa źródła przyłączone na końcu linii:
 - faza A turbina wiatrowa 10 kW, generacja mocy w zakresie (30–110)% P_n przy stałej wartości tg φ = 0,4,
 - faza B źródło fotowoltaiczne 5 kW, generacja mocy (20–100)%.
- Odbiór jednofazowy przyłączony do fazy C, maksymalna moc czynna 4 kW, bierna 1,5 kVAr.

Dokonano oceny jakości energii w PWP zgodnie z PN-EN 50160 — czas symulacji 50 s, czas uśredniania wyników 0,5 s.



Rysunek 60. Wyniki symulacji

Warunki zwarciowe:

- RŹE przyłączone do sieci elektroenergetycznej, w szczególności generatory synchroniczne, mogą zwiększać poziom prądów zwarciowych w sieci.
- W większości przypadków RŹE nie powodują przekroczeń wytrzymałości zwarciowej aparatów elektrycznych, aczkolwiek taka sytuacja może wystąpić w sieci nn.
- Zwiększenie wartości prądów zwarciowych powoduje konieczność analizy i ewentualnej korekty nastawień zabezpieczeń elektroenergetycznych. Nieprawidłowe działanie zabezpieczeń prowadzi do zwiększonej liczby przerw w zasilaniu.
- Nastawienia zabezpieczeń źródeł muszą być skoordynowane z zabezpieczeniami sieci (IRiESD) dla uzyskania odpowiedniej czułości i selektywności działania w różnych warunkach pracy sieci i w różnej konfiguracji.

Wpływ sieci zasilającej na pracę źródeł:

- Jakość napięcia zasilającego ma podobny wpływ na rozproszone źródła jak i na odbiorniki energii elektrycznej: powoduje skrócenie czasu życia urządzeń, zwiększenie strat i może być przyczyną ich nieprawidłowej pracy, a nawet wyłączenia.
- Aby uzyskać kompatybilność elektromagnetyczną, poziom zaburzeń powinien być mniejszy od poziomu odporności urządzenia. Do oceny kompatybilności w stanach ustalonych, w normalnych warunkach pracy sieci, można przyjąć dopuszczalne wartości parametrów jakościowych podane w obowiązujących normach lub ustalone przez operatorów sieci jako poziomy planowane.
- Zakłócenie w sieci zasilającej może spowodować wyłączenie źródła. W celu uniknięcia niekontrolowanej pracy wyspowej czas wyłączenia źródła powinien być mniejszy od czasu działania zabezpieczenia linii zasilającej.
- Wyłączenie źródła przyłączonego do sieci przesyłowej może naruszyć bilans mocy i energii, a więc wpływa na stabilność pracy systemu.
- Ocena kompatybilności elektromagnetycznej w warunkach zakłóceniowych sprowadza się do porównania charakterystyki zapadów napięcia w sieci oraz charakterystyki odpornościowej źródła.
- Poziom odporności źródeł na zapady napięcia jest narzucony wymaganiami operatora sieci.

 Operator sieci przesyłowej wymaga generacji mocy biernej przez źródło dla podtrzymania napięcia w czasie zapadu.



Rysunek 61. Przebieg krzywej *fault-ride-through* dla farm wiatrowych

3.2.5. Elektrownie wiatrowe a środowisko

Elektrownie wiatrowe — zalety:

- wykorzystanie energii odnawialnej,
- zmniejszenie zanieczyszczenia środowiska w efekcie ograniczenia wytwarzania ze źródeł konwencjonalnych,
- zagospodarowanie nieużytków (rozmieszczenie elektrowni wiatrowych na terenach niezurbanizowanych).

Elektrownie wiatrowe — wady:

- zakłócanie krajobrazu,
- hałas wywołany pracą turbin, ultradźwięki, szczególnie w starszych rozwiązaniach konstrukcyjnych,
- zagrożenie dla ptaków.



Rysunek 62. Rozkład względnego poziomu hałasu wokół turbiny wiatrowej

3.3. Rola zasobników energii we współpracy z elektrownią wiatrową

Generatory prądu elektrowni wiatrowej pracują średnio na poziomie 25% zainstalowanej mocy, a ich czas pracy wynosi przeciętnie tylko 5000 godz./rok. Aby więc móc w sposób ciągły korzystać z tak wytworzonej energii, zwłaszcza gdy siłownia nie pracuje, niezbędne okazuje się magazynowanie.

Technologie magazynowania energii:

- baterie akumulatorów,
- superkondensatory,
- zasobniki nadprzewodnikowe,
- koła wirujące,
- zasobniki pneumatyczne.

Technologia	Sprawność η	Gęstość mocy P/m Moc P	Gęstość energii	Czas eksploatacji	Czas rozładowania
Baterie akumulatorów	70–90%	$50-3 \cdot 10^{3} W/kg$	10-240 Wh/kg	10 ³ —10 ⁴ cykli	min — godz.
Superkondensatory	85-95%	(1–15) · 10 ³ W/kg	5—10 Wh/kg	10 ⁶ cykli	sek. — min
Zasobniki nadprzewodnikowe	90-95%	300-600 W/kg	30–65 Wh/kg	30 lat	sek.— min
Koła wirujące	85-95%	$> 10^4 W/kg$	15-850 Wh/kg	20 lat	sek. — godz.
Zasobniki pneumatyczne	65-70%	0,1-400 MW	5–50 Wh/kg	20–40 lat	godz. — dni

Tabela 7. Magazynowanie energii pozyskanej z wiatru

Wykorzystanie zasobników



Rysunek 63. Wykorzystanie zasobników energii

Instalacja źródła energii z zasobnikiem



Rysunek 64. Schemat instalacji RŹE

Usługi pomocnicze realizowane przez RŹE

Wiele RŹE przyłączonych jest do sieci zasilającej przez falowniki, których głównym zadaniem jest przesył do sieci mocy czynnej wytworzonej w źródle.

Istnieje możliwość wykorzystania falowników do pełnienia innych funkcji — związanych z poprawą jakości, bezpieczeństwa, niezawodności i efektywności dostawy energii elektrycznej. Funkcje te określane są mianem usług pomocniczych.

Poprawa jakości zasilania oznacza kompensację zaburzeń wprowadzanych do sieci zasilającej:

- zmian napięcia (odchylenia i wahania migotanie światła),
- harmonicznych,
- asymetrii.

Inne zadania: kompensacja mocy biernej — poprawa współczynnika mocy.

Falowniki źródeł rozproszonych realizujące dodatkowe funkcje kompensacyjne mogą zastępować działanie układów specjalnie dedykowanych do tego celu, jak np. kompensatory DSTATCOM, przy zachowaniu założonej produkcji mocy czynnej.

Stosunkowo krótki czas generowania maksymalnej mocy czynnej stwarza możliwość wykorzystania przekształtników do realizacji zadań dodatkowych, bez wzrostu ich mocy znamionowej.

Najczęściej stosownym w sieci trójfazowej niskiego napięcia jest falownik trójfazowy czterogałęziowy, o wysokiej częstotliwości łączeń. Umożliwia on generowanie dowolnego przebiegu prądów lub napięć fazowych.

Analiza przypadku — wyniki symulacji

Do szyn nn sieci na rysunku 65 przyłączono elektrownię wiatrową przez falownik DC/AC. Falownik wykorzystano do:

- kompensacji zaburzeń wprowadzanych do sieci przez odbiory mocy biernej i asymetrii,
- kompensacji zapadów napięcia pochodzących od sieci zasilającej.



Rysunek 65. Schemat symulowanego układu



Rysunek 66. Kompensacja mocy biernej i asymetrii odbioru



Rysunek 67. Kompensacja zapadów napięcia

4. Podsumowanie

Rozwój elektrowni wiatrowych jest podstawą wzrostu wykorzystania energii odnawialnej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Technologie wiatrowe są dostatecznie dojrzałe, a ich koszty systematycznie maleją.

Stosunkowo niski stopień wykorzystania mocy zainstalowanej jest charakterystyczną cechą energetyki wiatrowej w warunkach polskich.

Zmienność energii pierwotnej uzasadnia potrzebę zastosowania zasobników do współpracy z OZE.

Wpływ RŹE na sieć zasilającą nie jest jednoznaczny. Z jednej strony źródła mogą być emiterami zaburzeń, które pogarszają warunki pracy sieci, z drugiej zaś instalowanie źródeł w pobliżu odbiorów zmniejsza straty mocy i energii oraz stwarza możliwości poprawy jakości i niezawodności zasilania.

Ocena wpływu źródeł generacji rozproszonej wymaga znajomości sieci i analizy jej pracy w wielu aspektach.

Możliwość wykonywania usług pomocniczych, które oferują operatorowi sieci źródła rozproszone jest obiecującą cechą sieci z generacją rozproszoną.

- 1. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, PSE-Operator SA, Warszawa 2006.
- 2. EN 61400-21:2002. Wind turbine generator systems. Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines.
- 3. PN-EN 50160, 2002. Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems, 1994.
- 4. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz.U. z 1997 r. nr 54. poz. 348 z późniejszymi zmianami — Dz.U. z 1997 r. nr 158, poz. 1042, z 1998 r. nr 94, poz. 594, z 1998 r. nr 106, poz. 668, z 1998 r. nr 162, poz. 1126, z 1999 r. nr 88, poz. 980, z 1999 r. nr 110, poz. 1255, z 2000 r. nr 48, poz. 555).
- 5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93, poz. 623).
- Mieński R., Pawełek R., Wasiak I., Gburczyk P., Foote C., Burt G., Espie P., Voltage dip compensation in LV networks using distributed generation, IEEE 11th Int. Conf. on Harmonics and Quality of Power, 12–15.08., Lake Placid 2004.
- Wasiak I., Mienski R., Pawelek R., Gburczyk P., Espie P., Burt G.M., *Improving electrical power quality using distributed generation: Part 2 – case studies*, 7th Int. Conf. on Electrical Power Quality and Utilisation, 17–19.09, Cracow 2003.
- 8. Wasiak I., Hanzelka Z., On-site generation and microgrids, Chapter 6 [w:] Electrical Energy Efficiency: Technologies and Applications, John Wiley & Sons Ltd., Chichester UK, 2012.

Ocena energetyczna budynku na przykładzie domku jednorodzinnego

mgr inż. Sebastian Górka

1. Wymagania formalno-prawne

Ocena energetyczna budynków jest koniecznym procesem pozwalającym m.in. na określenie, czy budynek spełnia wymagania stawiane mu przez obowiązujące przepisy prawa oraz pozwala na przyporządkowanie go do klasyfikacji pod względem energooszczędności.

W artykule omówiona zostanie ocena energetyczna na podstawie wchodzącego w życie od 3 października 2014 roku Rozporządzania Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 3 czerwca 2014 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość technicznoużytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw charakterystyki energetycznej (D.U. z 2014 r., poz. 888).

Podczas projektowania budynku konieczne jest spełnienie wymagań stawianych przez Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. nr 75, poz. 690 z późn. zm.).

Podstawowe definicje:

Energii użytkowa (Q_u):

- w przypadku ogrzewania budynku energia przenoszona z budynku do jego otoczenia przez przenikanie lub z powietrzem wentylacyjnym, pomniejszona o zyski ciepła,
- w przypadku chłodzenia budynku zyski ciepła pomniejszone o energię przenoszoną z budynku do jego otoczenia przez przenikanie lub z powietrzem wentylacyjnym,
- w przypadku przygotowania ciepłej wody użytkowej energia przenoszona z budynku do jego otoczenia ze ściekami.

Energia końcowa (Q_k) — energia dostarczana do budynku dla systemów technicznych. Jest to ilość energii, która powinna być dostarczona do budynku przy standardowym lub faktycznym sposobie użytkowania, z uwzględnieniem wszystkich strat, aby zapewnić utrzymanie temperatury wewnętrznej, której wartość została określona w przepisach techniczno-budowlanych, niezbędną wentylację oraz oświetlenie i przygotowanie ciepłej wody użytkowej z uwzględnieniem sprawności wyżej wymienionych systemów. Niskie wartość sygnalizują wysokosprawne systemy techniczne w budynku i jego wysoką efektywność energetyczną.

Nieodnawialna energia pierwotna (Q_p) — energia zawarta w kopalnych surowcach energetycznych, która nie została poddana procesowi konwersji lub transformacji. Energia pierwotna uwzględnia, obok energii końcowej, dodatkowe nakłady nieodnawialnej energii pierwotnej na dostarczenie do budynku każdego wykorzystanego nośnika energii lub energii. Uzyskane niskie wartości wskazują na nieznaczne zapotrzebowanie na energię i tym samym wysoką efektywność energetyczną budynku i zużycie energii chroniące zasoby naturalne i środowisko.

- Spis aktów prawnych oraz norm związanych z oceną energetyczną budynków:
- 1. Dyrektywa 2006/32/WE PE i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych (ESD) (Dz.U. UE L 114/64).
- 2. Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2011 r. nr 94, poz. 551 z późn. zm.).
- 3. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2012 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (M.P. z 2013 r., poz. 15).
- 4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 września 2012 r. w sprawie sposobu obliczania ilości energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa efektywności energetycznej oraz wysokości jednostkowej opłaty zastępczej (Dz.U. z 2012 r., poz. 1039).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 23 października 2012 r. w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (Dz.U. z 2012 r., poz. 1227).
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej, wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii (Dz.U. z 2012 r., poz. 962).
- 7. Ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz.U. z 2008 r. nr 223, poz. 1459).
- 8. Ustawa z dnia 5 marca 2010 r. o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz.U. z 2010 r. nr 76, poz. 493).
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmów oceny opłacalności przedsięwzięcia (Dz.U. z 2009 r. nr 43, poz. 346).
- 10. Rozporządzania Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 3 czerwca 2014 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw charakterystyki energetycznej (D.U. z 2 lipca 2014 r., poz. 888).
- 11. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. z 2002 r. nr 75, poz. 690 z późn. zm.).
- 12. Polska Norma PN-EN ISO 6946:2008 "Elementy budowlane i części budynku. Opór cieplny i współczynnik przenikania ciepła. Metoda obliczeń".
- 13. Polska Norma PN-EN ISO 13370 "Właściwości cieplne budynków Wymiana ciepła przez grunt Metody obliczania".
- 14. Polska Norma PN-EN 12831:2006 "Instalacje ogrzewcze w budynkach. Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego".
- 15. Polska Norma PN-EN ISO 14683:2008 "Mostki cieplne w budynkach Liniowy współczynnik przenikania ciepła — Metody uproszczone i wartości orientacyjne".
- 16. Polska Norma PN-EN ISO 13790:2009 "Energetyczne właściwości użytkowe budynków Obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia".
- 17. Polska Norma PN-EN 12464–1:2012 "Światło i oświetlenie Oświetlenie miejsc pracy. Część 1: Miejsca pracy we wnętrzach".

- Polska Norma PN-82/E-04040.03 "Pomiary fotometryczne i radiometryczne. Pomiar natężenia oświetlenia".
- 19. Polska Norma PN-EN ISO 50001:2012 "Systemy zarządzania energią. Wymagania i zalecenia użytkowania".

Literatura pomocnicza:

1. R. Tytko, I. Góralczyk, *Racjonalna gospodarka energią*, Towarzystwo Słowaków w Polsce, Kraków 2013.

2. Dane do obliczeń

2.1. Dane klimatyczne

Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków zamieszczone są na stronie Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju: http://www.mir.gov.pl/budownictwo/rynek_budowlany_i_technika/efektywnosc_energetyczna_budynkow/typowe_lata_meteorologiczne/strony/start.aspx.

Znajdujące się na stronie MIIR dane klimatyczne dla Polski mogą służyć do obliczeń energetycznych w budownictwie i mogą być wykorzystane w obliczeniach charakterystyk energetycznych i do sporządzania świadectw energetycznych, w audytingu energetycznym oraz pracach projektowych i symulacjach energetycznych.



Rysunek 1. Mapa stacji klimatycznych (wykonana w programie Audytor OZC)

Oceniany budynek znajduje się w Łodzi. Najbliższą stacją meteorologiczną dla ocenianego budynku jest Łódź Lublinek. Dane dotyczące średniej miesięcznej temperatury termometru suchego oraz sumy promieniowania słonecznego przyjęte zostaną do obliczeń dla tej stacji meteorologicznej.

Ze względu na usytuowanie budynku w podstawowych kierunkach geograficznych dane dotyczące sumy całkowitego promieniowania słonecznego (SR) przyjmujemy tylko na kierunków N, S, W, E dla przegród pionowych (nachylenie przegrody względem poziomu 90°).

Miesiąc	Ld [dni]	θe [°C]	SR N 90° [Wh/(m²·mc)]	SR E 90° [Wh/(m²·mc)]	SR S 90° [Wh/(m²·mc)]	SR W 90° [Wh/(m²·mc)]
1	31	-1,00	19 379,00	22 642,00	46 632,00	21 986,00
2	28	-1,00	21 512,00	26 219,00	43 624,00	25 533,00
3	31	3,30	46 900,00	63 803,00	86 490,00	56 429,00
4	30	7,60	70 721,00	87 704,00	93 453,00	81 626,00
5	31	13,50	86 539,00	120 847,00	118 333,00	110 467,00
6	30	16,60	104 166,00	128 500,00	117 985,00	120 680,00
7	31	17,50	97 906,00	125 179,00	115 458,00	113 806,00
8	31	17,90	83 293,00	103 247,00	109 926,00	99 320,00
9	30	12,90	57 424,00	64 857,00	78 571,00	66 702,00
10	31	6,60	35 668,00	42 172,00	64 958,00	43 718,00
11	30	3,80	18 650,00	20 378,00	30 334,00	20 464,00
12	31	0,70	15 698,00	16 388,00	23 201,00	1 6008,00

Tabela 1. Dane klimatyczne dla stacji Łódź Lublinek

2.2. Dane dotyczące pomieszczeń w budynku

Przestrzeń ogrzewaną stanowi siedem pomieszczeń znajdujących się na parterze. Przestrzeń nieogrzewana składa się z pomieszczeń piwnicy oraz poddasza. Temperatury w pomieszczeniach przyjęte zostały zgodnie z Rozporządzeniem [11].

Powierzchnię pomieszczeń należy obliczyć zgodnie Polską Normą dotyczącą właściwości użytkowych w budownictwie — określanie i obliczanie wskaźników powierzchniowych i kubaturowych, a w przypadku pomieszczeń lub ich części w budynku mieszkalnym jednorodzinnym i lokalu mieszkalnym o zmiennej wysokości w świetle określa się według zasady:

- wysokość równa lub większa od 2,20 m powierzchnia jest zaliczana do obliczeń w 100%;
- wysokość równa lub większa od 1,40 m, lecz mniejsza od 2,20 m powierzchnia jest zaliczana do obliczeń w 50%;
- wysokość mniejsza od 1,40 m powierzchnia jest pomijana całkowicie w obliczeniach.

Symbol	Opis	$\theta_{\text{int,H}}$	A	v	Hi
		°C	m ²	m ³	m
1	Pokój 1	20,0	22,68	54,0	2,38
2	Pokój 2	20,0	17,84	42,5	2,38
3	Pokój 3	20,0	10,56	25,1	2,38
4	Kuchnia z oknem gaz 4	20,0	15,20	36,2	2,38
5	Przedpokój 5	20,0	8,88	21,1	2,38
6	Łazienka bez okna 6	24,0	2,45	5,8	2,38
7	Kotłownia 7	20,0	2,14	5,1	2,38

Rysunek 2. Zestawienie pomieszczeń ogrzewanych w budynku (wykonane w programie Audytor OZC)

W ocenianym budynku wysokość pomieszczeń w świetle jest większa niż 2,2 m i w związku z tym jest zaliczana w 100% do dalszych obliczeń. Całkowita powierzchnia o regulowanej temperaturze wynosi Af = 79,75 m².

Kubatura pomieszczeń o regulowanej temperaturze w świetle przegród ograniczających wynosi 189,8 m³.

Średnioważona temperatura w strefie wynosi 20,12°C.



Rysunek 3. Rzut budynku (wykonany w programie Audytor OZC)



Rysunek 4. Wizualizacja budynku (wykonana w programie Audytor OZC)

3. Współczynniki przenikania ciepła

3.1. Obliczenia współczynników przenikania ciepła dla przegród nieprzezroczystych

Współczynnik przenikania ciepła dla przegród nieprzezroczystych należy wyznaczyć za pomocą PN-EN ISO 6946.

Całkowity opór cieplny przegrody wyznacza się z zależności:

$$R_T = R_{si} + R_1 + R_2 + R_3 + \ldots + R_n + R_{se}.$$

Opory cieplne poszczególnych warstw (R_1, R_2, R_3, R_n) wyznacza się z zależności:

$$R=\frac{d}{\lambda},$$

gdzie:

— *d* — grubość warstwy [m],

 $-\lambda - współczynnik przewodzenia ciepła materiału [W/(m \cdot K)].$

Opory przejmowania ciepła po stronie wewnętrznej R_{si} oraz po stronie zewnętrznej R_{se} przyjmuje się na podstawie określenia kierunku przepływu ciepła przez przegrodę:

Opór przejmowania ciepła	Kierunek strumienia ciepła					
m²·K/W	W górę	Poziomy	W dół			
R _{si}	0,10	0,13	0,17			
R _{se}	0,04 0,04		0,04			
UWAGA 1 Podane warto współczynnika przenikania gane są wartości niezaleźr kierunku strumienia ciepła, ciepła.	ści są wartościami o i ciepła komponentó ne od kierunku strum , zaleca się przyjmov	bliczeniowymi. W przy w i w innych przypadk iienia clepła lub gdy m vanie wartości poziom	rpadku deklaracji ach, gdzie wyma- iożliwa jest zmiana ego przepływu			
UWAGA 2 Opory przejm z powietrzem. Nie stosuje z innym materiałem.	owania ciepła stosuji slę oporów przejmov	e się do powierzchni w vania ciepła do powier	/ kontakcie zchni w kontakcie			

Rysunek 5. Zwyczajowe opory przejmowania ciepła na powierzchni na podstawie tablicy 1 normy PN EN ISO 6946

Współczynnik przenikania ciepła należy wyznaczyć według wzoru:

$$U=\frac{1}{R_T}.$$

W przypadku przegród niejednorodnych, z warstwami o zmiennej grubości oraz zawierających warstwy powietrza, należy stosować zasady określone w normie PN EN ISO 6946.

Symbol	D	Opis materiału	λ	R	
	m		W/ (m ·K)	$m^2 \cdot K/W$	
📉 STD	Strop p	ood poddaszem			
Rodzaj przegro	ody: Str	rop pod nieogrz. poddaszem, Warunki wilgot	tności: Ś	rednio	
BUK	0,0200	Drewno bukowe w poprzek włókien.	0,220	0,091	
BET-POSADZ	0,0500	Podkład z betonu pod posadzkę.	1,400	0,036	
M STYROPIANS	0,3000	Styropian ułożony szczelnie.	0,040	7,500	
STR-DZ3-24	0,2400	Strop gęstożebrowy z wypełnieniem pustak		0,260	
TYNK-CW	0,0100	Tynk lub gładź cementowo-wapienna.	0,820	0,012	
		Opór przejmowania wewnątrz R _i , [m	² ⋅K/W]:	0,100	
		Opór przejmowania na zewnątrz R _e , [m	² ⋅K/W]:	0,100	
	Suma	oporów przejmowania i przewodzenia R, [m	2 ·K/W]:	8,099	
		Współczynnik przenikania ciepła U, [W/(m ² ⋅K)]:	0,123	
鞣 STP	Strop n	nad piwnicą			
Rodzaj przegro	ody: Str	rop ciepło do dołu, Warunki wilgotności: ś	Średnio w	vilgotn	
BUK	0,0200	Drewno bukowe w poprzek włókien.	0,220	0,091	
BET-POSADZ	0,0500	Podkład z betonu pod posadzkę.	1,400	0,036	
M STYROPIANS	0,2000	Styropian ułożony szczelnie.	0,040	5,000	
STR-DZ3-24	0,2400	Strop gęstożebrowy z wypełnieniem pustak		0,260	
TYNK-CW	0,0100	Tynk lub gładź cementowo-wapienna.	0,820	0,012	
		Opór przejmowania wewnątrz R _i , [m	² ⋅K/W] :	0,170	
		Opór przejmowania wewnątrz R _i , [m	² ·K/W] :	0,170	
Suma oporów przejmowania i przewodzenia R, [m ² ·K/W]: 5,					
		Współczynnik przenikania ciepła U, [W/(m ² ·K)]:	0,174	

SW SW	Ściana	ciana wewnętrzna 12,0 cm							
Rodzaj przegro	ody: Ści	ana wewnętrzna, Warunki wilgotności: Śred	anio wilg	otne					
🔠 CEGŁA-K-2	0,1200	Mur z cegły kratówki K-2 120x250x140.	0,450	0,267					
		Opór przejmowania wewnątrz R _i , [m	² ⋅K/W]:	0,130					
Opór przejmowania wewnątrz R _i , [m ² ·K/W]: (
Suma oporów przejmowania i przewodzenia R, [m ² ·K/W]:									
		Współczynnik przenikania ciepła U, [W/(m ² ·K)]:	1,899					
SZ SZ	Ściana	zewnętrzna							
Rodzaj przegro	ody: Ści	ana zewnętrzna, Warunki wilgotności: Śred	anio wilg	otne					
M STYROPIANS	0,2000	Styropian ułożony szczelnie.	0,040	5,000					
🔠 CEGŁA-K-2	0,2500	Mur z cegły kratówki K-2 120x250x140.	0,450	0,556					
		Opór przejmowania wewnątrz R _i , [m	2 ·K/W]:	0,130					
Opór przejmowania na zewnątrz R _e , [m ² ·K/W]: 0,0									
	Suma	oporów przejmowania i przewodzenia R, [m	2 ·K/W]:	5,726					
Współczynnik przenikania ciepła U. [W/(m ² ·K)]:									

Rysunek 6. Obliczenia współczynników przenikania ciepła (wykonane w programie Audytor OZC)

Symbol	Opis	υ	A _{G1}	Gl _s	g ^c	А
		W/m ² ·K	m ²	8	(TR)	m ²
STD	Strop pod poddaszem	0,123				91,69
🔯 STP	Strop nad piwnicą	0,174				91,69
SZ	Ściana zewnętrzna	0,175				97,82

Rysunek 7. Zestawienie przegród nieprzezroczystych oddzielających przestrzeń nieogrzewaną od środowiska zewnętrznego i przestrzeni nieogrzewanych

3.2. Obliczenia współczynników przenikania ciepła dla przegród przezroczystych

Obliczenia współczynników przenikania ciepła należy wykonać na postawie normy PN-EN ISO 10077-1 lub dobrać na postawie Aprobaty Technicznej okna.

Dla okien współczynnik przenikania ciepła według normy PN EN ISO 10077-1 oblicza się z zależności:

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

gdzie:

– A_g — powierzchnia szyby, — U_g — współczynnik przenikania ciepła szyby.

Pojedyncze	M Podwó	ijne 🛛 🎊 Pot	rójne
Szkło	Emisyjność normalna	Wymiary mm	Ug
Zwykłe szkło	0.89	4	5.75
Inne			

Rysunek 8. Współczynniki przenikania dla szyby według PN-EN ISO 10077, szklenie pojedyncze (wykonane w programie Audytor OZC)

🛛 🕅 Pojedyncze	🗍 🎼 Podwó	ijne 🕅 Pot	rójne				
244	Emisyjność	Wymiary		Współczyni	nik przenikani	ia ciepła Ug	
SZK10	normalna	mm	Powietrze	Argon	Krypton	SF ₆	Ksenon
		4-6-4	3.3	3.0	2.8	3.0	2.6
		4-8-4	3.1	2.9	2.7	3.1	2.6
Niepokryte (zwykłe szkło)	0.89	4-12-4	2.8	2.7	2.6	3.1	2.6
(,		4-16-4	2.7	2.6	2.6	3.1	2.6
		4-20-4	2.7	2.6	2.6	3.1	2.6
		4-6-4	2.7	2.3	1.9	2.3	1.6
		4-8-4	2.4	2.1	1.7	2.4	1.6
	≤ 0.20	4-12-4	2.0	1.8	1.6	2.4	1.6
		4-16-4	1.8	1.6	1.6	2.5	1.6
		4-20-4	1.8	1.7	1.6	2.5	1.7
	≤ 0.15	4-6-4	2.6	2.3	1.8	2.2	1.5
		4-8-4	2.3	2.0	1.6	2.3	1.4
		4-12-4	1.9	1.6	1.5	2.3	1.5
		4-16-4	1.7	1.5	1.5	2.4	1.5
Jedna szyba		4-20-4	1.7	1.5	1.5	2.4	1.5
pokryta		4-6-4	2.6	2.2	1.7	2.1	1.4
		4-8-4	2.2	1.9	1.4	2.2	1.3
	≤ 0.10	4-12-4	1.8	1.5	1.3	2.3	1.3
		4-16-4	1.6	1.4	1.3	2.3	1.4
		4-20-4	1.6	1.4	1.4	2.3	1.4
		4-6-4	2.5	2.1	1.5	2.0	1.2
		4-8-4	2.1	1.7	1.3	2.1	1.1
	≤ 0.05	4-12-4	1.7	1.3	1.1	2.1	1.2
		4-16-4	1.4	1.2	1.2	2.2	1.2
		4-20-4	1.5	1.2	1.2	2.2	1.2

Rysunek 9. Współczynniki przenikania dla szyby według PN-EN ISO 10077, szklenie podwójne (wykonane w programie Audytor OZC)

🛛 🕅 Pojedyncze	Podwó	ijne 🎆 Pot	rójne					
Califa	Emisyjność	Wymiary	Współczynnik przenikania ciepła Ug					
52K10	normalna	mm	Powietrze	Argon	Krypton	SF ₆	Ksenon	
		4-6-4-6-4	2.3	2.1	1.8	1.9	2.1	
Niepokryte (zwykłe szkło)	0.89	4-8-4-8-4	2.1	1.9	1.7	1.9	1.9	
(englice belies)		4-12-4-12-4	1.9	1.8	1.6	2.0	1.8	
		4-6-4-6-4	1.8	1.5	1.1	1.3	1.5	
	≤ 0.20	4-8-4-8-4	1.5	1.3	1.0	1.3	1.3	
		4-12-4-12-4	1.2	1.0	0.8	1.3	1.0	
	≤ 0.15	4-6-4-6-4	Potrójne	/ε<=0.20/4	-8-4-8-4 mr	n/Powietrze	1.4	
		4-8-4-8-4	1.5	1.2	0.9	1.2	1.2	
Dwie szyby		4-12-4-12-4	1.2	1.0	0.7	1.3	1.0	
pokryte		4-6-4-6-4	1.7	1.3	1.0	1.1	1.3	
	≤ 0.10	4-8-4-8-4	1.4	1.1	0.8	1.1	1.1	
		4-12-4-12-4	1.1	0.9	0.6	1.2	0.9	
		4-6-4-6-4	1.6	1.2	0.9	1.1	1.2	
	≤ 0.05	4-8-4-8-4	1.3	1.0	0.7	1.1	1.0	
		4-12-4-12-4	1.0	0.8	0.5	1.1	0.8	

Rysunek 10. Współczynniki przenikania dla szyby według PN-EN ISO 10077, szklenie potrójne (wykonane w programie Audytor OZC)

— A_f — powierzchnia ramy, — U_f — współczynnik przenikania ciepła ramy.

	U ₁ =1.25 - Drewno twarde 160 mm
Inny	U ₁ =1.19 - Drewno twarde 170 mm
U1=2.80 - Poliuretan z rdzeniem metalowym, grubość PUR>=5 mm	U ₁ =2.32 - Drewno miękkie 30 mm
U ₁ =2.20 - PVC - 2 puste komory	U ₁ =2.16 - Drewno miękkie 40 mm
U ₁ =2.00 - PVC - 3 puste komory	U ₁ =2.02 - Drewno miękkie 50 mm
U ₁ =2.70 - Drewno twarde 30 mm	U ₁ =1.89 - Drewno miękkie 60 mm
U ₁ =2.53 - Drewno twarde 40 mm	U ₁ =1.78 - Drewno miękkie 70 mm
U ₁ =2.37 - Drewno twarde 50 mm	U ₁ =1.67 - Drewno miękkie 80 mm
U ₁ =2.23 - Drewno twarde 60 mm	U ₁ =1.57 - Drewno miękkie 90 mm
U ₁ =2.09 - Drewno twarde 70 mm	U ₁ =1.48 - Drewno miękkie 100 mm
U ₁ =1.96 - Drewno twarde 80 mm	U ₁ =1.39 - Drewno miękkie 110 mm
U ₁ =1.85 - Drewno twarde 90 mm	U ₁ =1.31 - Drewno miękkie 120 mm
U ₁ =1.75 - Drewno twarde 100 mm	U ₁ =1.24 - Drewno miękkie 130 mm
U ₁ =1.64 - Drewno twarde 110 mm	U ₁ =1.16 - Drewno miękkie 140 mm
U ₁ =1.55 - Drewno twarde 120 mm	U ₁ =1.11 - Drewno miękkie 150 mm
U ₁ =1.47 - Drewno twarde 130 mm	U ₁ =1.05 - Drewno miękkie 160 mm
U ₁ =1.39 - Drewno twarde 140 mm	U ₁ =0.98 - Drewno miękkie 170 mm
U ₁ =1.32 - Drewno twarde 150 mm	

Rysunek 11. Współczynniki przenikania dla ramy według PN-EN ISO 10077 (wykonane w programie Audytor OZC)

- $-l_{\rm g}$ długość liniowego mostka cieplnego (długość styku ramy z szybą),
- $\bar{\Psi}_g$ liniowy współczynnik przenikania ciepła wynikający z połączonych efektów cieplnych szyby, rozpórki i ramy.

Rysunek 12. Wartości liniowych współczynników ciepła według PN-EN ISO 10077 (wykonane w programie Audytor OZC)

Dane dotyczące powierzchni oraz długości mostków należy obliczyć na podstawie geometrii okna oraz zasad określonych w PN-EN ISO 10077–1.

Dane dotyczące współczynników przenikania ciepła ramy i szyby oraz liniowych współczynników przenikania ciepła połączenia rozpórki i ramy należy określić na podstawie danych producenta lub z PN-EN ISO 10077–1.

✓ Przegroda z podanymi wymiarami		
Długość L m Wysokość H m Całkowita pow. A _W m ²		
1,50 💌 1,50 💌 2,250		
Przeszklenie		Δ
Powierzchnia przeszklenia Ag m ² 1,690]	∕ ∧ w
Typ przeszklenia	Ug W/m²∙K	
Podwójne/ε<=0.05/4-12-4 mm/Krypton γ	1,100	
Obwód przeszkienia lg m 5,200]	
Typ połączenia rama/szyby	Ψg W/mK	
Ψ_{g} =0.08 - Podwójne lub potrójne przeszklenie, szkł c $lambda$	0,080	
Udział szyb % Typ szyb	g _G (TR)	
75,1 Podwójna szyba g _G =0.75 ∨	0,75 💌	
	-	
		U _W 1,287 W/m ² ·K
Rama		
Powierzchnia ramy Afm ² 0,560		
Typ ramy	U _f W/m ² ·K	
Uf=1.11 - Drewno miękkie 150 mm V	1,110	

Rysunek 13. Przykład obliczeń współczynnika przenikania ciepła dla okna 034 (wykonane w programie Audytor OZC)

Symbol	Opis	U	A _{G1}	Gl _s	g _C	A
		W/m ² ⋅K	m ²	8	(TR)	m ²
DZ	Drzwi zewnętrzne L×H= 120,0×210,0 cm	1,300	0,00	0,0		2,52
034	Okno zewnętrzne L×H= 150,0×150,0 cm	0,900	1,35	60,0	0,75	9,00
037	Okno zewnętrzne L×H= 170,0×170,0 cm	0,900	1,73	60,0	0,75	11,56

Rysunek 14. Zestawienie zewnętrznej stolarki okiennej i drzwiowej w ocenianym budynku

4. Mostki termiczne

Bardzo ważnym aspektem w ocenie energetycznej jest prawidłowe określenie wpływu mostków cieplnych na straty energii w budynku. Najprostszą metodą określenia liniowych współczynników przenikania ciepła Ψ jest skorzystanie z publikacji zawierających katalog mostków cieplnych lub z normy PN-EN ISO 14693 "Mostki cieplne w budynkach — Liniowy współczynnik przenikania ciepła — Metody uproszczone i wartości orientacyjne".

Najdokładniejszą metodą określania współczynnika Ψ jest wykonanie symulacji komputerowych pozwalających na precyzyjne obliczenia uwzględniające rzeczywistą konstrukcję połączeń przegród budowlanych.

Zgodnie z PN-EN ISO 14683: 2008 można w budynkach zidentyfikować mostki cieplne typu:

- R połączenie dachu ze ścianą,
- B połączenie płyty balkonowej ze ścianą zewnętrzną,
- C naroża ścian zewnętrznych,
- IF połączenie stropu ze ścianą zewnętrzną,
- IW połączenie ściany zewnętrznej z wewnętrzną,
- GF połączenie podłogi na gruncie lub podłogi podwieszanej ze ścianą zewnętrzną,
- P połączenie słupa i ściany zewnętrznej,
- W połączenie stolarki ze ścianą.



Rysunek 15. Typy mostków cieplnych

Do obliczeń przyjęto system wymiarowania po obrysie zewnętrznym. W związku z tym z katalogu mostków należy przyjąć wartości współczynnika Ψ_e .

W ocenianym budynku można zidentyfikować mostki cieplne typu:

— C — naroża ścian zewnętrznych — współczynnik Ψ_e = –0,05 — długość mostka l = 9 m:

$$\Psi_e \cdot l = -0.05 \cdot 9 = -0.45 \text{ [W/K]}$$



Rysunek 16. Mostek cieplny typu C1 (wykonany w programie Audytor OZC)

— IF — połączenie stropu ze ścianą zewnętrzną — współczynnik Ψ_e = 0,00 — ze względu na wartość współczynnika Ψ nie ma konieczności obliczania długości mostka:



Rysunek 17. Mostek cieplny typu IF1 (wykonany w programie Audytor OZC)



— IW — połączenie ściany zewnętrznej z wewnętrzną:



— W — połączenie stolarki ze ścianą:



Rysunek 19. Mostek cieplny typu W1 (wykonany w programie Audytor OZC)

5. Współczynniki strat ciepła

5.1. Całkowity współczynnik przenoszenia ciepła przez przenikanie dla strefy ogrzewanej

Całkowity współczynnik przenoszenia ciepła przez przenikanie dla strefy ogrzewanej $H_{tr,s}$ według Rozporządzenia [10] wyznacza się z zależności:

$$H_{tr,s} = H_{tr,ie} + H_{tr,iue} + H_{tr,ij} + H_{tr,Ig} [W/K],$$

gdzie:

*H*_{tr,ie} — współczynnik przenoszenia ciepła ze strefy ogrzewanej (*i*) bezpośrednio do środowiska zewnętrznego (*e*), wyznaczony zgodnie z podstawową metodą według Polskiej Normy dotyczącej instalacji ogrzewczych w budynkach — metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego (PN-EN ISO 12831):

$$H_{tr,ie} = \sum_{k} A_k \cdot U_k + \sum_{k} \Psi_k \cdot l_k.$$

 H_{tr,iue} — współczynnik przenoszenia ciepła ze strefy ogrzewanej (i) przez przyległe przestrzenie nieogrzewane w budynku lub przyległym budynku (u) do otoczenia (e), wyznaczony zgodnie z podstawową metodą według Polskiej Normy dotyczącej instalacji ogrzewczych w budynkach — metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego:

$$H_{tr,iue} = \sum_{k} A_k \cdot U_k \cdot b_u + \sum_{k} \Psi_k \cdot l_k \cdot b_u.$$

Pomieszczenia APrzestrzenie nieog	rzewane				
5:13					
Symbol	Opis				
BU=0.4	Pomieszczenie tylko z 1 ścianą zewnętrzną				
BU=0.5	Pomieszczenie z przynajmniej 2 ścianami zewnętrznymi bez drzwi zewnętrznych				
BU=0.6	Pomieszczenie z przynajmniej 2 ścianami zewnętrznymi z drzwiami zewnętrznymi (np. hale, ga-raże)				
BU=0.8	Pomieszczenie z trzema ścianami zewnętrznymi (np. zewnętrzna klatka schodowa)				
BU=0.5	Podziemie bez okien/drzwi zewnętrznych				
BU=0.8	Podziemie z oknami/drzwiami zewnętrznymi				
BU=0.5 BU=1.0	Poddasze przestrzeń poddasza silnie wentylowana (np. pokrycie dachu z dachówek lub innych materiałów tworzących pokrycie nieciągłe) bez deskowania pokrytego papą lub płyt łączonych brzegami				
BU=0.9	Poddasze inne nieizolowane dachy				
BU=0.7	Poddasze izolowany dach				
BU=0.0	Wewnętrzne przestrzenie komunikacyjne(bez zewnętrznych ścian, krotność wymiany powietrza mniejsza niż 0.5 1/h)				
BU=1.0	Swobodnie wentylowane przestrzenie komunikacyjne (powierzchnia otworów/kubatura powierzchni $>$ 0,005 m²/m²)				
BU=0.8	Przestrzeń podpodłogowa (podłoga nad przestrzenią nieprzechodnią)				
BU=0.9	Przejścia lub bramy przelotowe nieogrzewane, obustronnie zamknięte				

Rysunek 20. Współczynnik zmniejszenia temperatury *b*_u uwzględniający różnicę między temperaturą przestrzeni nieogrzewanej a temperaturą zewnętrzną (wykonany w programie Audytor OZC)

- H_{tr,ig} współczynnik przenoszenia ciepła ze strefy ogrzewanej (i) do gruntu (g), wyznaczony zgodnie z podstawową metodą według Polskiej Normy dotyczącej instalacji ogrzewczych w budynkach — metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego. Strumień może być obliczony w sposób szczegółowy według PN-EN ISO 13370 lub metodą uproszczoną według PN-EN ISO 12831.
- W analizowanym budynku przestrzeń ogrzewana nie znajduje się w bezpośrednim styku z gruntem, w związku z tym współczynnik H_{tr.ig} nie będzie równy 0 [W/K].
- H_{tr,ij} współczynnik przenoszenia ciepła ze strefy ogrzewanej (i) do przyległej strefy ogrzewanej w budynku lub w przyległym budynku (j), wyznaczony zgodnie z podstawową metodą według Polskiej Normy dotyczącej instalacji ogrzewczych w budynkach metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego.

W analizowanym budynku wyznaczona będzie tylko jedna strefa cieplna (obliczenia jednostrefowe) — różnica temperatur pomiędzy pomieszczeniami nie jest większa niż 4 K, współczynnik $H_{tr,ii} = 0$ [W/K].

W przypadku zastosowania w budynku elementów specjalnych, takich jak przestrzenie słoneczne nieklimatyzowane, elementy z izolacją transparentną, wentylowane ściany słoneczne oraz wentylowane elementy obudowy, wpływ takich elementów na wartość współczynnika $H_{tr,ie}$ należy wyznaczać według Polskiej Normy dotyczącej energetycznych właściwości użytkowych budynków — obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia.

Przykład obliczeń współczynnika H_{tr.ie} dla ściany zewnętrznej:

$$H_{tr,ie} = \sum_{k} A_{k} \cdot U_{k} + \sum_{k} \Psi_{k} \cdot l_{k} = 97,82 \cdot 0,175 + (-0,05) \cdot 9 = 16,67 \text{ [W/K]}.$$

Przykład obliczeń współczynnika H_{tr.iue} stropu nad piwnicami:

$$H_{tr,iue} = \sum_{k} A_{k} \cdot U_{k} \cdot b_{u} + \sum_{k} \Psi_{k} \cdot l_{k} \cdot b_{u} = 91,69 \cdot 0,174 \cdot 0,5 + 0 \cdot 0,5 = 7,98 \text{ [W/K]}.$$

в		
B	DUL 0.5	
	BU=0.5	Podziemie bez okien/drzwi zewnetrznych
в		r ouriente our onderiger rennige ringer i
в		

Rysunek 21. Wartość współczynnika *b*_{*u*} dla stropu nad piwnicami

Dla stropu pod nieogrzewanym poddaszem przyjęto do dalszych obliczeń wartość $b_{\mu} = 0.9$.

```
BU=0.9 Poddasze inne nieizolowane dachy
```

Rysunek 22. Wartość współczynnika *b*_u dla stropu pod nieogrzewanym poddaszem

Współczynnik strat ciepła dla całego budynku wynosi 64,19 [W/K].

H _{tr,adj}
W/K
64,19

Rysunek 23. Wynik obliczeń komputerowych współczynnika H_{tr} (wykonany w programie Audytor OZC)

5.2. Współczynnik przenoszenia ciepła przez wentylację ze strefy ogrzewanej

Współczynnik przenoszenia ciepła przez wentylację ze strefy ogrzewanej dla strefy ogrzewanej $H_{ve,s}$ według Rozporządzenia [10] wyznacza się z zależności:

$$H_{ve} = \rho_a \cdot c_a \cdot \sum_k b_{ve,k} \cdot V_{ve,k,n} \text{ [W/K]}.$$

gdzie:

- $\rho_a \cdot c_a$ pojemność cieplna powietrza (równa jest 1200) [J/(m³ · K)],
- $b_{ve,k}$ czynnik korekty temperatury dla strumienia powietrza zewnętrznego k [–],
- $-V_{\textit{ve,k,n}}-$ uśredniony w czasie strumień powietrza zewnętrznego kw strefie ogrzewanej,
- *k* identyfikator strumienia powietrza zewnętrznego:
 - $k=1-{\rm w}$ przypadku podstawowego strumienia powietrza zewnętrznego w okresie użytkowania budynku,
 - k = 2 w przypadku dodatkowego strumienia powietrza zewnętrznego w okresie użytkowania budynku, zależnego od rodzaju wentylacji i szczelności budynku,
 - k = 3 w przypadku podstawowego strumienia powietrza zewnętrznego w okresie, kiedy budynek nie jest użytkowany,
 - k = 4 w przypadku dodatkowego strumienia powietrza zewnętrznego w okresie, kiedy budynek nie jest użytkowany, zależnego od rodzaju wentylacji i szczelności budynku.

Lp.	Wentylacja	k	b _{vek}	V _{ve,k,n}
				[m ³ /s]
1	Wentylacja grawitacyjna	1	1	V_0
		2	1	Vinf
2	Wentylacja mechaniczna wywiewna	1	1	Vex
		2	1	V _{x,ex}
3	Wentylacja mechaniczna nawiewno-	1	$1 - \eta_{oc}$	V _{su}
	wywiewna	2	1	Vx su

Rysunek 24. Wartości uśrednionego w czasie strumienia powietrza zewnętrznego *k*, wartości współczynnika korekty temperatury dla wentylacji w budynkach mieszkalnych, zamieszkania zbiorowego oraz w użytkowanych całodobowo budynkach użyteczności publicznej przeznaczonych na potrzeby opieki zdrowotnej

W budynku występuje wentylacja grawitacyjna. Średni podstawowy strumień powietrza zewnętrznego w strefie ogrzewanej należy określić z zależności:

$$V_{ve,1,n} = V_{ve,1,s} \cdot A_{f,s},$$

gdzie:

 $-A_{f,s}$ — powierzchnia strefy ogrzewanej,

 $-V_{ve,1,s}^{N}$ — podstawowy strumień powietrza zewnętrznego w okresie użytkowania budynku odniesiony do powierzchni strefy ogrzewanej, określony w przypadku budynku jednorodzinnego na podstawie tabeli:

Lp.	Strefa ogrzewana	$V_{ve,1,s}$ $[m^3/(s m^2)]$
1	Pomieszczenia mieszkalne i pomocnicze, w tym wewnętrzna klatka schodowa, w przypadku wentylacji: a) ciągłej, b) mechanicznej z osłabieniem w nocy	0,31 · 10 ⁻³ 0,27 · 10 ⁻³

Rysunek 25. Wartości podstawowego strumienia powietrza zewnętrznego w okresie użytkowania budynku odniesione do powierzchni ogrzewanej w budynku mieszkalnym jednorodzinnym wyposażonym w wentylację grawitacyjną lub mechaniczną wywiewną

Przykład obliczeń:

 $Vo = V_{ve,1,n} = V_{ve,1,s} \cdot A_{f,s} = 0,31 \cdot 10^{-3} \cdot 79,8 = 0,024738 \text{ m}^3/\text{s}.$

Średni dodatkowy strumień powietrza zewnętrznego infiltrującego przez nieszczelności, spowodowany działaniem wiatru i wyporu termicznego w pomieszczeniach w przypadku wentylacji grawitacyjnej i w przypadku wyłączonej wentylacji mechanicznej V_{inf} dla budynku bez próby szczelności, wyznacza się w następujący sposób:

1. Na podstawie wyników próby szczelności budynku:

$$V_{inf} = n \cdot V/3600,$$

gdzie:

- *V* kubatura strefy ogrzewanej,
- n krotność wymiany powietrza w budynku spowodowana infiltracją powietrza przez nieszczelności obudowy budynku w warunkach eksploatacyjnych:
 - n = 0,2 w budynkach wzniesionych po 1995 roku oraz w budynkach wzniesionych wcześniej, w których po roku 1995 wymienione zostały okna i drzwi balkonowe,
 - n = 0,3 w budynkach innych niż wymienione wyżej.

Przykład obliczeń dodatkowego strumienia powietrza infiltrującego:

$$V_{inf} = n \cdot V/3600 = 0.2 \cdot 189.90/3600 = 0.01055 \text{ m}^3/\text{s}.$$

Przykład obliczeń współczynnika przenoszenia ciepła przez wentylację ze strefy ogrzewanej dla strefy ogrzewanej $H_{ve.s}$:

$$H_{ve} = \rho_a \cdot c_a \cdot \sum_k b_{ve,k} \cdot V_{ve,k,n} = 1200 \cdot (1 \cdot 0,024738 + 1 \cdot 0,01055) = 42,34 \text{ [W/K]}.$$

H _{ve,adj}
W/K
42,34

Rysunek 26. Wyniki obliczeń komputerowych współczynnika H_{ve} (wykonany w programie Audytor OZC)

6. Straty ciepła

6.1. Całkowita ilość ciepła przenoszona ze strefy ogrzewanej przez przenikanie

Całkowitą ilość ciepła przenoszoną ze strefy ogrzewanej przez przenikanie w n-tym miesiącu roku $Q_{tr,s,n}$ wyznacza się według wzoru:

$$Q_{tr,s,n} = H_{tr,s} \cdot (\theta_{int,s,H} - \theta_{e,n}) \cdot t_m \cdot 10^{-3} \text{ [kwh/m-c]},$$

gdzie:

- θ_{int,s,H} średnia temperatura wewnętrzna w strefie ogrzewanej, wyznaczona według Polskiej Normy dotyczącej energetycznych właściwości użytkowych budynków obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia; wartości temperatury wewnętrznej w pomieszczeniach strefy ogrzewanej przyjmuje się zgodnie z przepisami techniczno-budowlanymi [°C];
- $\theta_{e,n}$ średnia miesięczna temperatura powietrza zewnętrznego według danych klimatycznych z najbliższej względem lokalizacji budynku stacji meteorologicznej, podawanych w "Biuletynie Informacji Publicznej" urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw budownictwa, lokalnego planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa [°C];
- $t_m -$ liczba godzin w miesiącu [h]. Przykład obliczeń strat ciepła dla stycznia:

$$\begin{aligned} Q_{tr,s,n} &= H_{tr,s} \cdot (\theta_{int,s,H} - \theta_{e,n}) \cdot t_m \cdot 10^{-3} = 64,19 \cdot (20,12 - (-1)) \cdot 744 \cdot 10^{-3} = \\ &= 1008,64 \; [\text{kWh/m-c}] \; (3,63 \; \text{GJ}). \end{aligned}$$

6.2. Całkowita ilość ciepła przenoszona ze strefy ogrzewanej przez wentylację

Całkowitą ilość ciepła przenoszoną ze strefy ogrzewanej przez wentylację w n-tym miesiącu roku $Q_{ve.s.n}$ wyznacza się według wzoru:

$$Q_{ve,s,n} = H_{ve,s} \cdot (\theta_{int,s,H} - \theta_{e,n}) \cdot t_m \cdot 10^{-3} \text{ [kwh/m-c]},$$

gdzie:

- θ_{int,s,H} średnia temperatura wewnętrzna w strefie ogrzewanej, wyznaczona według Polskiej Normy dotyczącej energetycznych właściwości użytkowych budynków obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia; wartości temperatury wewnętrznej w pomieszczeniach strefy ogrzewanej przyjmuje się zgodnie z przepisami techniczno-budowlanymi [°C];
- $\theta_{e,n}$ średnia miesięczna temperatura powietrza zewnętrznego według danych klimatycznych z najbliższej względem lokalizacji budynku stacji meteorologicznej, podawanych w "Biuletynie Informacji Publicznej" urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw budownictwa, lokalnego planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa [°C];
- $-t_m$ liczba godzin w miesiącu [h].

Przykład obliczeń strat ciepła dla stycznia:

$$Q_{ve,s,n} = H_{ve,s} \cdot (\theta_{int,s,H} - \theta_{e,n}) \cdot t_m \cdot 10^{-3} = 42,34 \cdot (20,12 - (-1)) \cdot 744 \cdot 10^{-3} = 665,30 \text{ [kWh/m-c]} (2,40 \text{ G]}).$$

7. Zyski ciepła

Całkowite zyski ciepła w strefie ogrzewanej w *n*-tym miesiącu roku $Q_{H,gn,s,n}$ wyznacza się według wzoru:

$$Q_{H,gn,s,n} = Q_{sol,H} + Q_{int,H}$$
 [kWh/miesiąc],

gdzie:

- Q_{sol,H} miesięczne zyski ciepła od promieniowania słonecznego przez okna, drzwi balkonowe lub powierzchnie oszklone,
- $-Q_{int,H}$ miesięczne wewnętrzne zyski ciepła.

7.1. Miesięczne zyski ciepła od promieniowania słonecznego

Miesięczne zyski ciepła od promieniowania słonecznego przez okna, drzwi balkonowe lub powierzchnie oszklone $Q_{sol,H}$ wyznacza się według wzoru:

$$Q_{sol,H} = \sum_{i} C_{i} \cdot A_{i} \cdot I_{i} \cdot F_{sh,al} \cdot F_{sh} \cdot g_{al} \text{ [kWh/m-c]},$$

gdzie:

- C_i udział pola powierzchni oszklenia do całkowitego pola powierzchni okna (wartość średnia równa jest 0,7) [–],
- A_i pole powierzchni okna, drzwi balkonowych lub powierzchni oszklonej w świetle otworu w przegrodzie [m²],
- I_i energia promieniowania słonecznego padająca w danym miesiącu na płaszczyznę, w której usytuowane jest okno, drzwi balkonowe lub powierzchnia oszklona, według danych klimatycznych z najbliższej względem lokalizacji budynku stacji meteorologicznej, podawanych w "Biuletynie Informacji Publicznej" urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw budownictwa, lokalnego planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa [kWh/(m²m-c)],
- *F_{sh,gl}* czynnik redukcyjny ze względu na zacienienie dla ruchomych urządzeń zacieniających, wyznaczony według Polskiej Normy dotyczącej energetycznych właściwości użytkowych budynków — obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia.

Typ ruchomych urządzeń ochrony przeciwsłonecznej	Wsp. F _{sh,gl}
Domyślny	
Brak	1,000
Inny	
Białe żaluzje o lamelach nastawnych wsp. przepuszczalności 0.05 - kurtyna wewnętrzna	0,250
Białe żaluzje o lamelach nastawnych wsp. przepuszczalności 0.05 - kurtyna zewnętrzna	0,100
Białe żaluzje o lamelach nastawnych wsp. przepuszczalności 1.0 - kurtyna wewnętrzna	0,300
Białe żaluzje o lamelach nastawnych wsp. przepuszczalności 1.0 - kurtyna zewnętrzna	0,150
Białe żaluzje o lamelach nastawnych wsp. przepuszczalności 0.3 - kurtyna wewnętrzna	0,450
Białe żaluzje o lamelach nastawnych wsp. przepuszczalności 0.3 - kurtyna zewnętrzna	0,350
Białe zasłony wsp. przepuszczalności 0.5 - kurtyna wewnętrzna	0,650
Białe zasłony wsp. przepuszczalności 0.5 - kurtyna zewnętrzna	0,550
Białe zasłony wsp. przepuszczalności 0.7 - kurtyna wewnętrzna	0,800
Białe zasłony wsp. przepuszczalności 0.7 - kurtyna zewnętrzna	0,750
Białe zasłony wsp. przepuszczalności 0.9 - kurtyna wewnętrzna	0,950
Białe zasłony wsp. przepuszczalności 0.9 - kurtyna zewnętrzna	0,950
Kolorowe tkaniny wsp. przepuszczalności 0.1 - kurtyna wewnętrzna	0,420
Kolorowe tkaniny wsp. przepuszczalności 0.1 - kurtyna zewnętrzna	0,170
Kolorowe tkaniny wsp. przepuszczalności 0.3 - kurtyna wewnętrzna	0,570
Kolorowe tkaniny wsp. przepuszczalności 0.3 - kurtyna zewnętrzna	0,370
Kolorowe tkaniny wsp. przepuszczalności 0.5 - kurtyna wewnętrzna	0,770
Kolorowe tkaniny wsp. przepuszczalności 0.5 - kurtyna zewnętrzna	0,570
Tkaniny z powłoką alumminiową wsp. przepuszczalności 0.05 - kurtyna wewnętrzna	0,200
Tkaniny z powłoką alumminiową wsp. przepuszczalności 0.05 - kurtyna zewnętrzna	0,080

Rysunek 27. Typy ruchomych urządzeń ochrony przeciwsłonecznej (wykonany w programie Audytor OZC)

F_{sh} — czynnik redukcyjny ze względu na zacienienie od przegród zewnętrznych, wyzna- czony według Polskiej Normy dotyczącej energetycznych właściwości użytkowych bu-dynków — obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia:

$$F_{sh} = F_{hor} \cdot F_{ov} \cdot F_{fin}$$

• F_{hor} — częściowy współczynnik korekcyjny dla horyzontu



Rysunek 28. Kąt wzniesienia ponad horyzont (rysunek G.1 Norma PN-En ISO 13790)

Horizon angle	45° N lat.			55° N lat.			65° N lat.		
Horizon angle	s	E/W	N	s	E/W	Ν	s	E/W	N
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10°	0,97	0,95	1,00	0,94	0,92	0,99	0,86	0,89	0,97
20°	0,85	0,82	0,98	0,68	0,75	0,95	0,58	0,68	0,93
30°	0,62	0,70	0,94	0,49	0,62	0,92	0,41	0,54	0,89
40°	0,46	0,61	0,90	0,40	0,56	0,89	0,29	0,49	0,85

Rysunek 29. Częściowy czynnik zacienienia dla horyzontu (tablica G.5 PN-EN ISO 13790)

• *F*_{ov} — częściowy czynnik korekcyjny dla zadaszenia



Rysunek 30. Kąt zadaszenia (rysunek G.2 PN-EN ISO 13790)

Overhang	45° N lat.			55° N lat.			65° N lat.		
angle	s	E/W	N	s	E/W	N	s	E/W	N
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30°	0,90	0,89	0,91	0,93	0,91	0,91	0,95	0,92	0,90
45°	0,74	0,76	0,80	0,80	0,79	0,80	0,85	0,81	0,80
60°	0,50	0,58	0,66	0,60	0,61	0,65	0,66	0,65	0,66

Rysunek 31. Częściowy współczynnik korekcyjny zacienienia dla zadaszenia w zależności od szerokości geograficznej (tablica G.7 PN-EN ISO 13790)

• F_{fin} — częściowy czynnik korekcyjny dla pilastrów



Rysunek 32. Kąt pilastra (rysunek G.2 PN-EN ISO 13790)
Fin angle		45° N la	t.		55° N lat	t.	65° N lat.			
	s	E/W	N	s	E/W	N	s	E/W	N	
0°	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
30°	0,94	0,92	1,00	0,94	0,91	0,99	0,94	0,90	0,98	
45°	0,84	0,84	1,00	0,86	0,83	0,99	0,85	0,82	0,98	
60°	0,72	0,75	1,00	0,74	0,75	0,99	0,73	0,73	0,98	

Rysunek 33. Częściowy czynnik korekcyjny zacienienia dla pilastrów w zależności od szerokości geograficznej (tablica G.7 PN-EN ISO 13790)

SR N 90°
Wh/(m² mc)
19379,00

— g_{gl} — całkowita przepuszczalność energii promieniowania słonecznego dla przezroczystej części okna, drzwi balkonowych lub powierzchni oszklonej, wyznaczona według Polskiej Normy dotyczącej energetycznych właściwości użytkowych budynków — obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia

Typ oszklenia	g _{ql}
Oszklenie pojedyncze	0,85
Oszklenie podwójne	0,75
Oszklenie podwójne z selektywną niskoemisyjną powłoką	0,67
Oszklenie potrójne	0,70
Oszklenie potrójne z dwoma selektywnymi niskoemisyjnymi powłokami	0,50
Okno podwójne	0,75

Rysunek 34. Typowe wartości całkowitej przepuszczalności energii promieniowania słonecznego przy normalnym kącie padania dla zwykłych typów oszklenia (tablica G.2 PN-EN ISO 13790)

Przykład obliczeń zysków ciepła dla okien z elewacji północnej dla stycznia:

- powierzchnia okien na elewacji północnej: dwa okna 037 A_N = 2 · 1,7 · 1,7 = **5,78** m²,
- udział oszklenia C = 0,779,
- wartość promieniowania na elewację północną: $I_N = 19,379 \text{ kWh/(m^2m-c)},$
- czynnik redukcyjny $F_{sh,gl} = 1$ (brak ruchomych urządzeń ochrony przeciwsłonecznej),
- czynnik redukcyjny F_{sh} brak elementów zacieniających elewacje, zadaszeń i pilastrów:

$$F_{sh} = F_{hor} \cdot F_{ov} \cdot F_{fin} = 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1,$$

— współczynnik przepuszczalności — oszklenie podwójne z selektywną powłoką niskoemisyjną $g_{ql} = 0,67$.

$$Q_{sol,H} = \sum_{i} C_{i} \cdot A_{i} \cdot I_{i} \cdot F_{sh,al} \cdot F_{sh} \cdot g_{al} = 0,779 \cdot 5,78 \cdot 19,379 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,67 = 58,46 \text{ kWh/m-c},$$

7.2. Miesięczne wewnętrzne zyski ciepła

Miesięczne wewnętrzne zyski ciepła Q_{int,H} wyznacza się według wzoru:

$$Q_{int,H} = q_{int} \cdot A_f \cdot t_M \cdot 10^{-3} \text{ [kWh/m-c]},$$

gdzie:

 $-q_{\it int}-$ obciążenie cieplne pomieszczeń wewnętrznymi zyskami ciepła określone według tabeli:

Lp.	Rodzaj budynk	cu	q_{int} $[W/m^2]$
1	Mieszkalny	wielorodzinny	7,1 *) 1,0 **)
2		jednorodzinny	6,8
3	Użyteczności	biurowy	$(20,0\cdot P_1 + 8,0\cdot (1-P_1))\cdot\beta +$
	publicznej		+ $(2,0\cdot P_1 + 1,0\cdot(1-P_1))\cdot(1-\beta)$ ***)****)
4		przeznaczony na potrzeby: oświaty, szkolnictwa wyższego, nauki	$12,0.\beta+1,0.(1-\beta)^{****}$
5		przeznaczony na potrzeby opieki zdrowotnej	8,0
6		przeznaczony na potrzeby gastronomii	$10,0.\beta+1,0.(1-\beta)$ ****)
7		przeznaczony na potrzeby sportu	9,0 $\cdot\beta$ + 1,0 $\cdot(1-\beta)$ ****)
8		przeznaczony na potrzeby: handlu, usług	$10,0.\beta+1,0.(1-\beta)^{****}$
9	Zamieszkania	zbiorowego	$6,0.\beta+2,0.(1-\beta)****)$
10	Magazynowy		$2,0.\beta+1,0.(1-\beta)****)$
11	Produkcyjny		indywidualnie w zależności od rodzaju produkcji i sposobu użytkowania

*) Lokale mieszkalne.

**' Klatki schodowe.

 $***^{i}$ P₁ - udział powierzchni pomieszczeń biurowych w powierzchni pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza w budynku biurowym.

 $(1-P_1)$ - udział powierzchni pomieszczeń pomocniczych w powierzchni pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza w budynku biurowym.

Przy standardowym sposobie użytkowania budynków biurowych (P₁ = 0,6 i β = 0,3): q_{int} = 5,7 W/m².

****) β - udział czasu działania wentylatorów wentylacji mechanicznej w miesiącu równy wykorzystaniu budynku w miesiącu, wyznaczony zgodnie z pkt 5.5.2.

Rysunek 35. Wartości obciążenia cieplnego pomieszczeń wewnętrznymi zyskami ciepła (tabela 26 Rozporządzenie [źródło: 10])

 $-A_f-$ powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (powierzchnia ogrzewana) $[\mathrm{m}^2],$

 $- t_M -$ liczba godzin w miesiącu [h].

Przykład obliczeń dla stycznia:

$$Q_{int,H} = q_{int} \cdot A_f \cdot t_M \cdot 10^{-3} = 6.8 \cdot 79.75 \cdot 744 = 403.47 \text{ [kWh/m-c]} (1.45 \text{ GJ}).$$

8. Energia użytkowa

8.1. Pojemność cieplna budynku lub strefy budynku

Postępując według zasad określonych w PN-EN ISO 13786 oraz PN-EN ISO 13786, aby wyznaczyć pojemność cieplną przegród, należy pamiętać o tym, że:

- pojemność cieplną obliczamy poprzez sumowanie pojemności cieplnych wszystkich elementów budynku w bezpośrednim kontakcie cieplnym z powietrzem wewnętrznym,
- maksymalna grubość, jaką należy rozpatrzyć dla wewnętrznej pojemności cieplnej, wynosi 0,10 m,
- jeżeli w przegrodzie znajduje się warstwa izolacji, a niewyczerpana została maksymalna grubość 0,10 m, obliczenia kończymy na warstwie izolacji (do izolacji),
- w przypadku gdy całkowita grubość przegrody wewnętrznej jest mniejsza niż 2 · 0,1 m, wówczas liczymy do połowy grubość z każdej ze stron (np. dla ściany o grubości 15 cm po 7,5 cm z każdej strony)

$$C_m = \sum_j K_j \cdot A_j \ [J/K],$$

gdzie:

- K_j wewnętrzna pojemność cieplna odniesiona do pola powierzchni elementu budynku j [J/m²K],
- $-A_i$ pole powierzchni elementu budynku j [m²].

$$k = \sum_{i} c_{i} \cdot \rho_{i} \cdot d_{i},$$

 $-c_i$ — ciepło właściwe materiału warstwy *i* w elemencie budynku [J/(kgK)],

 $-\rho_i$ – gęstość materiału warstwy *i* w elemencie budynku [kg/m³],

 $-d_i$ – grubość warstwy *i* w elemencie budynku [m].

Norma PN-EN ISO 13790 umożliwia także obliczenia wartości zastępczych pojemności cieplnej budynku:

Klasa budynku	Pojemność cieplna <i>C_m</i> [J/K]
Bardzo lekka	80 000 · A _f
Lekka	110 000 · A _f
Średnia	165 000 · A _f
Ciężka	260 000 · A _f
Bardzo ciężka	370 000 · A _f

Rysunek 36. Wartości zastępcze pojemności cieplnej (na podstawie tablicy 12 PN-EN ISO 13790)

Przykład obliczeń metodą zastępczą:

$$C_m = 370\ 000 \cdot 79,75 = 29\ 507\ 500\ \text{J/K}.$$

Wynik obliczeń pełną metodą wykonany w programie Audytor OZC C_m = 33 396 700 J/K (wartość będzie wykorzystywana w kolejnych przykładach).

8.2. Stała czasowa budynku

Stała czasowa strefy budynku τ , wyrażona w godzinach, charakteryzuje wewnętrzną bezwładność cieplną strefy o regulowanej temperaturze. Do obliczenia stosuje się wzór z PN-EN ISO 13790:

$$\tau = \frac{\frac{C_m}{3600}}{H_{tr} + H_{ve}} \text{ [h]}.$$

Przykład obliczeń stałej czasowej:

$$\tau = \frac{\frac{C_m}{3600}}{H_{tr} + H_{ve}} = \frac{\frac{33396700}{3600}}{64,19+42,34} = 87 \text{ [h]}.$$



Rysunek 37. Wyniki obliczeń komputerowych stałej czasowej (wykonane w programie Audytor OZC)

8.3. Bezwymiarowy parametr liczbowy

Bezwymiarowy parametr liczbowy zależny od stałej czasowej τ określa się ze wzoru:

$$a_H = a_{H,0} + \frac{\tau}{\tau_{H,0}},$$

gdzie:

-
 $a_{H,0}-$ bezwymiarowy referencyjny parametr liczbowy, określ
ony zgodnie z tablicą:

Typ metody	а _{н,0}
Miesięczna metoda obliczania	1,0
Sezonowa metoda obliczania	0,8

Rysunek 38. Wartości parametru liczbowego (na podstawie tablicy 9 PN-EN ISO 13790)

— $\tau_{\!H\!,0}$ — stała czasowa odniesienia wyrażona w godzinach

Typ metody	$ au_{H,0}$ [h]
Miesięczna metoda obliczania	15
Sezonowa metoda obliczania	30

Rysunek 39. Wartości stałej czasowej odniesienia (na podstawie tablicy 9. PN-EN ISO 13790)

Przykład obliczeń stałej czasowej:

$$a_{H} = a_{H,0} + \frac{\tau}{\tau_{H,0}} = 1 + \frac{87}{15} = 6,8.$$

8.4. Współczynnik wykorzystania zysków ciepła

Współczynnik wykorzystania zysków ciepła w strefie ogrzewanej w *n*-tym miesiącu roku $\eta_{H,gn,s,n}$ wyznaczyć należy według Polskiej Normy dotyczącej energetycznych właściwości użytkowych budynków — obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia.

Bezwymiarowy współczynnik wykorzystania zysków ciepła jest funkcją stosunku zysków ciepła do bilansu cieplnego $\gamma_{\rm H}$ i parametru liczbowego $a_{\rm H}$ i jest wyznaczany za pomocą zależności:

— jeżeli
$$\gamma_{\rm H} > 0$$
 oraz $\gamma_{\rm H} \neq 1$: $\eta_{H,gn} = \frac{1 - \gamma_{H}^{a}}{1 - \gamma_{H}^{a_{H+1}}}$

— jeżeli $\gamma_{\rm H} = 0$: $\eta_{H,gn} = \frac{a_H}{a_{H+1}}$,

— jeżeli
$$\gamma_{\rm H} < 0$$
: $\eta_{H,gn} = 1/\gamma_{H}$

Stosunek zysków do strat: $\gamma_H = \frac{Q_{H,gn}}{Q_{H,ht}}$.

Przykład obliczeń dla stycznia:

$$\gamma_H = \frac{Q_{H,gn}}{Q_{H,ht}} = \frac{683,88}{1673,56} = 0,409$$

$$\eta_{H,gn} = \frac{1 - \gamma_H^{a_{H}}}{1 - \gamma_H^{a_{H+1}}} = \frac{1 - 0,409^{6,8}}{1 - 0,409^{6,8+1}} = 0,999$$

$\eta_{\rm H,gn}$
0,999

Rysunek 40. Wyniki obliczeń komputerowych współczynnika wykorzystania zysków ciepła (wykonane w programie Audytor OZC)

8.5. Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do ogrzewania i wentylacji

Aby określić roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do ogrzewania i wentylacji w strefie, należy określić zapotrzebowanie na energię użytkową dla poszczególnych miesięcy roku $Q_{H,nd,s,n}$ według wzoru:

$$Q_{\downarrow}(H, nd, s, n) = Q_{\downarrow}(H, ht, s, n) - [\eta]_{\downarrow}(H, gn, s, n) \cdot Q_{\downarrow}(H, gn, s, n) \text{ [kWh/m-c]},$$

gdzie:

- Q_{H,ht,s,n} całkowita ilość ciepła przenoszona ze strefy ogrzewanej w n-tym miesiącu roku [kWh/m-c],
- *η*_{H,gn,s,n} współczynnik wykorzystania zysków ciepła w strefie ogrzewanej w *n*-tym miesiącu [–],
- $-Q_{H,gn,s,n}-$ całkowite zyski ciepła w strefie ogrzewanej w
 n-tym miesiącu roku [kWh/m-c]. Przykład obliczeń dla stycznia:

$$Q_{\downarrow}(H, nd, s, n) = Q_{\downarrow}(H, ht, s, n) - [\eta]_{\downarrow}(H, gn, s, n) \cdot Q_{\downarrow}(H, gn, s, n) = 1673,56 - 0,999 \cdot 683,88 = 990,36 [kWh/m-c].$$

Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do ogrzewania i wentylacji w strefie ogrzewanej $Q_{H,nd,s}$ wyznacza się według wzoru z uwzględnieniem wartości $Q_{H,nd,s,n}$ większych od zera:

Miesiąc	Q _{H,ht,s,n} [kWh]	Q _{H,gn,s,n} [kWh]	η _{H,gn}	Q _{H,nd} [kWh]
Styczeń	1669,83	685,35	0,999	985,43
Luty	1508,24	664,72	0,998	844,92
Marzec	1329,04	1058,16	0,948	325,88
Kwiecień	956,37	1262,35	0,726	39,58
Maj	520,66	1543,02	0,337	0,21
Czerwiec	266,10	1629,53	0,163	0,00
Lipiec	203,64	1591,03	0,128	0,00
Sierpień	171,94	1438,31	0,120	0,00
Wrzesień	549,88	1088,85	0,503	2,62
Październik	1067,51	884,88	0,938	237,54
Listopad	1247,82	623,23	0,996	627,37
Grudzień	1535,10	588,90	0,999	946,74
W sezonie				4010,29

$$Q_{H,nd,s} = \sum_{n} Q_{H,nd,s,n} \text{ [kWh/rok]}.$$

Rysunek 41. Wyniki obliczeń energii użytkowej dla ogrzewania i wentylacji

Miesiąc	L _{d,m}	T _{em,m}	QD	Qiw	Qg	Q _{ve}	$\eta_{\rm H,gn}$	Q _{sol}	Q _{int}	Q _{H,nd}	Cm	H _{tr,adj}	H _{ve,adj}	$\tau_{\rm H}$	a _H	Ϋ́H,m	YH,lim
	dni	°C	GJ/rok	GJ/rok	GJ/rok	GJ/rok		GJ/rok	GJ/rok	GJ/rok	kJ/K	W/K	W/K	h			
Styczeń	31	-1,0	2,59	1,03	0,00	2,40	0,999	1,01	1,45	3,55	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	0,410	1,147
Luty	28	-1,0	2,34	0,93	0,00	2,16	0,998	1,08	1,31	3,04	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	0,441	1,147
Marzec	31	3,3	2,06	0,82	0,00	1,91	0,948	2,36	1,45	1,17	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	0,796	1,147
Kwiecień	30	7,6	1,48	0,59	0,00	1,37	0,726	3,14	1,41	0,14	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	1,320	1,147
Maj	31	13,5	0,80	0,32	0,00	0,75	0,337	4,10	1,45	0,00	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	2,964	1,147
Czerwiec	30	16,6	0,41	0,17	0,00	0,39	0,163	4,46	1,41	0,00	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	6,124	1,147
Lipiec	31	17,5	0,31	0,13	0,00	0,30	0,128	4,28	1,45	0,00	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	7,813	1,147
Sierpień	31	17,9	0,26	0,11	0,00	0,25	0,120	3,73	1,45	0,00	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	8,365	1,147
Wrzesień	30	12,9	0,85	0,34	0,00	0,79	0,503	2,51	1,41	0,01	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	1,980	1,147
Październik	31	6,6	1,65	0,66	0,00	1,53	0,938	1,73	1,45	0,86	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	0,829	1,147
Listopad	30	3,8	1,93	0,77	0,00	1,79	0,996	0,84	1,41	2,26	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	0,499	1,147
Grudzień	31	0,7	2,38	0,95	0,00	2,20	0,999	0,67	1,45	3,41	33396,7	64,19	42,34	87	6,81	0,384	1,147
W sezonie	365	8,3	17,04	6,81	0,00	15,85	0,537	29,91	17,10	14,44	33396,7	64,19	42,34	87	6,81		1,147

Rysunek 42. Wyniki obliczeń komputerowych energii użytkowej na potrzeby ogrzewania i wentylacji (wykonane w programie Audytor OZC)



Rysunek 43. Graficzne przedstawienie składników bilansu cieplnego dla analizowanego budynku (wykonane w programie Audytor OZC)

8.6. Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do przygotowania ciepłej wody użytkowej

Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do przygotowania ciep
łej wody użytkowej $Q_{W,nd}$ wyznacza się według wzoru:

$$Q_{W,nd} = V_{Wi} \cdot A_f \cdot c_W \cdot \rho_W \cdot (\theta_W - \theta_o) \cdot k_R \cdot \frac{t_R}{3600} \text{ [kWh/rok]},$$

gdzie:

 $-V_{Wi}$ – jednostkowe dobowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową [dm³/(m² · dzień)]

Lp.	Rodzaj budynk	:u	k _R	V _{wi} [dm ³ /(m ² ·dzień)]
1	Mieszkalny	wielorodzinny	0,90	2.00 *)
				1,60 **)
2		jednorodzinny	0,90	1,40
3	Użyteczności	biurowy	0,70	0,35
4	publicznej	przeznaczony na	0,55	0,80
		potrzeby: oświaty,		
		szkolnictwa		
		wyższego, nauki		
5		przeznaczony na	1,00	6,50
		potrzeby opieki		
		zdrowotnej	0.00	2.50
0		przeznaczony na	0,80	2,50
7		potrzeby gastronomii	0.22 + 0.50	0.25
/		przeznaczony na	0,33 - 0,50	0,25
0		polizeby sportu	0.78	0.60
0		przeznaczony na potrzeby: bandlu	0,78	0,00
		ushig		
9	Zamieszkania	zbiorowego	0.60	3.75
10	Magazynowy		0.70	0,10
11	Produkcyjny		indywidualnie	w zależności od rodzaju
			produkcji i spo	sobu użytkowania
*) R	vczałtowe rozlic	zenie za ciepłą wodę.		·
**) F	Rozliczenie wed	ług indywidualnego zuży	cia.	

- **Rysunek 44.** Wartości współczynnika korekcyjnego ze względu na przerwy w użytkowaniu ciepłej wody k_R oraz wartości jednostkowego dobowego zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową V_{Wi} (tabela 27 Rozporządzenia [źródło: 10])
- $-A_f$ powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (powierzchnia ogrzewana) [m²],
- c_W ciepło właściwe wody (równe jest 4,19) [kJ/(kg · K)],
- ρ_W gęstość wody (równa jest 1) [kg/dm³],
- θ_W- obliczeniowa temperatura ciepłej wody użytkowej w zaworze czerpalnym (równa jest 55°C) [°C],
- θ_0 obliczeniowa temperatura wody przed podgrzaniem (równa jest 10°C) [°C],
- k_R współczynnik korekcyjny ze względu na przerwy w użytkowaniu ciepłej wody użytkowej [–],
- t_R liczba dni w roku (równa jest 365) [dzień].

Przykład obliczeń:

$$Q_{W,nd} = V_{Wi} \cdot A_f \cdot c_W \cdot \rho_W \cdot (\theta_W - \theta_o) \cdot k_R \cdot \frac{t_R}{3600} =$$

= 1, 4 \cdot 79, 75 \cdot 4, 19 \cdot 1 \cdot (55 - 10) \cdot 0, 9 \cdot \frac{365}{3600} = 1920, 96 [kWh/rok].

8.7. Roczne zapotrzebowane na energię użytkową

Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową Q_u w budynku i lokalu mieszkalnym lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową wyznacza się według wzoru:

$$Q_u = Q_{H,nd} + Q_{W,nd} + Q_{C,nd} \text{ [kWh/rok]},$$

gdzie:

- $-Q_{H.nd}$ roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do ogrzewania i wentylacji,
- $-Q_{W,nd}$ roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do przygotowania ciepłej wody użytkowej,

— Q_{C,nd} — roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do chłodzenia.
 Przykład obliczeń:

 $Q_{\mu} = Q_{H,nd} + Q_{W,nd} + Q_{C,nd} = 4010,29 + 1920,96 + 0 = 5931,25$ [kWh/rok].

Podsumowanie:

 $\begin{array}{l} Q_{u} = 5931,25 \; [kWh/rok] \\ Q_{H,nd} = 4010,29 \; [kWh/rok] \\ Q_{W,nd} = 1920,96 \; [kWh/rok] \\ Q_{C,nd} = 0 \; [kWh/rok] \end{array}$

9. Energia końcowa

9.1. System grzewczy

9.1.1. Sprawność wytwarzania

Wartość średniej sezonowej sprawności wytwarzania ciepła z nośnika energii lub energii dostarczanych do źródła ciepła $\eta_{H,g}$ przyjmuje się w oparciu o dane udostępnione przez producenta lub dostawcę źródła. W budynkach, w których zostały przeprowadzone kontrole okresowe polegające na sprawdzeniu stanu technicznego kotłów, wartość $\eta_{H,g}$ powinna zostać określona na podstawie wyników tych kontroli. W przypadku braku takich danych przyjmuje się wartości określone w tabeli:

Lp.	Rodzaj źródła ciepła	$\eta_{H,g}$
1	Kotły węglowe wyprodukowane:	
	 a) przed 1980 r., 	0,60
	b) w latach 1980-2000,	0,65
	c) po 2000 r.	0,82
2	Kotły na biomasę (słoma), wrzutowe, z obsługą ręczną, o mocy:	
	 a) do 100 kW, 	0,63
	b) powyżej 100 kW	0,70
3	Kotły na biomasę (drewno: polana, brykiety, pelety, zrębki), wrzutowe,	0,65
	z obsługą ręczną, o mocy do 100 kW	
4	Kotły na biomasę (słoma) automatyczne o mocy:	
	 a) do 100 kW, 	0,70
	b) powyżej 100 kW do 600 kW	0,75
5	Kotły na biomasę (drewno: polana, brykiety, pelety, zrębki), automatyczne, o mocy:	
	a) do 100 kW,	0,70
	b) powyżej 100 kW do 600 kW	0,85
6	Kotły na biomasę (słoma, drewno: polana, brykiety, pelety, zrębki),	0,85
	automatyczne, z mechanicznym podawaniem paliwa, o mocy powyżej	
	600 kW	
7	Kominki z zamkniętą komorą spalania	0,70
8	Piece kaflowe	0,80
9	Podgrzewacze elektryczne przepływowe	0,94
10	Podgrzewacze elektrotermiczne	1,00
11	Elektryczne grzejniki bezpośrednie: konwektorowe, płaszczyznowe,	0,99
	promiennikowe i podłogowe kablowe	
12	Piece olejowe lub gazowe pomieszczeniowe	0,84
13	Kotły na paliwo gazowe lub ciekłe z otwartą komorą spalania	0,86
	(palnikami atmosferycznymi) i dwustawną regulacją procesu spalania	
14	Kotły niskotemperaturowe na paliwo gazowe lub ciekłe, z zamkniętą	
	komorą spalania i palnikiem modulowanym, o mocy nominalnej:	
	 a) do 50 kW, 	0,87
	b) powyżej 50 do 120 kW,	0,91
	c) powyżej 120 do 1200 kW	0,94
15	Kotły gazowe kondensacyjne (70/55°C) o mocy nominalnej:	
	 a) do 50 kW, 	0,91
	b) powyżej 50 do 120 kW,	0,92
	c) powyżej 120 do 1200 kW	0,95
16	Kotły gazowe kondensacyjne niskotemperaturowe (55/45°C) o mocy	
	nominalnej:	
	a) do 50 kW,	0,94
	b) powyżej 50 do 120 kW,	0,95
	c) powyżej 120 do 1200 kW	0,98

17	Pompy ciepła typu woda/woda, sprężarkowe, napędzane elektrycznie:	2.00
	a) 55/45 C,	3,00
19	D) 55/28 C Rommy signly tumu glikal/wada enrotarkowa nanodzana alaktryaznia:	4,00
10	 a) 55/45°C 	3.50
	b) 35/28°C	4.00
19	Pompy ciepła typu bezpośrednie odparowanie w gruncie/woda.	4,00
	spreżarkowe, napedzane elektrycznie:	
	a) 55/45°C.	3.50
	b) 35/28°C	4,00
20	Pompy ciepła typu bezpośrednie odparowanie w gruncie/bezpośrednie	4,00
	skraplanie w instalacji płaszczyznowego ogrzewania, sprężarkowe,	
	napędzane elektrycznie	
21	Pompy ciepła typu powietrze/woda, sprężarkowe, napędzane	
	elektrycznie:	
	a) 55/45°C,	2,60
	b) 35/28°C	3,00
22	Pompy ciepła typu powietrze/woda, sprężarkowe, napędzane gazem:	1.20
	a) 55/45 C,	1,30
22	D) 55/28 C	1,40
23	 Pompy ciepia typu powietrze/woda, absorpcyjne, napędzane gazem: a) 55/45°C 	1 30
	b) 35/28°C	1,30
24	Pompy ciepła typu glikol/woda, spreżarkowe, napedzane gazem:	1,40
	a) 55/45°C.	1.40
	b) 35/28°C	1,60
25	Pompy ciepła typu glikol/woda, absorpcyjne, napędzane gazem:	
	a) 55/45°C,	1,40
	b) 35/28°C	1,60
26	Pompy ciepła typu powietrze/powietrze, sprężarkowe, napędzane	3,00
	elektrycznie	
27	Pompy ciepła typu powietrze/powietrze, sprężarkowe, napędzane	1,30
	gazem	
28	Pompy ciepła typu powietrze/powietrze, absorpcyjne, napędzane	1,30
20	gazem	
29	Węzeł ciepłowniczy kompaktowy z obudową, o mocy nominalnej:	0.00
	a) do 100 kW,	0,98
20	 B) powyżej 100 kw Warał sieniewniew komecktowy bez obudowy, o mosy nominalnej, 	0,99
30	 a) do 100 kW 	0.01
	 b) nowatei 100 do 300 kW 	0.91
	c) nowyżej 300 kW	0.95
Wnrz	zvnadku nomn ciepła nodano wartości współczynnika wydajności sezonow	rei
Wpr	zypadku innych źródeł ciepła, za wyjatkiem zasilanych eneroja elektry	czna, podano
spraw	ność odniesiona do wartości onałowej naliwa.	

Rysunek 45. Tabela wartości średniej sezonowej sprawności wytwarzania ciepła z nośnika energii lub energii dostarczanych do źródła ciepła (tabela 2 Rozporządzenia [źródło: 10])

9.1.2. Sprawność regulacji i wykorzystania

Średnią sezonową sprawność regulacji i wykorzystania ciepła w przestrzeni ogrzewanej $\eta_{H,e}$ wyznacza się według wzoru:

$$\eta_{H,e} = \eta'_{H,e} + 0,03 \cdot X - 0,03,$$

gdzie:

- X stosunek sumy mocy cieplnej grzejników usytuowanych przy ścianach zewnętrznych do sumy mocy cieplnej wszystkich grzejników w systemie ogrzewczym, ustalany na podstawie budowlanej dokumentacji technicznej (stosunek liczony dla grzejników płytowych oraz członowych; w pozostałych przypadkach przyjmuje się, że X równe jest 1,00);
- $-\eta'_{H,e}$ obliczeniowa średnia sezonowa sprawność regulacji i wykorzystania ciepła w przestrzeni ogrzewanej określona w tabeli:

Lp.	Rodzaj instalacji, grzejników i regulacji	$\eta_{H,e'}$				
1	Elektryczne grzejniki bezpośrednie: konwektorowe, płaszczyznowe i					
	promiennikowe z regulatorem:					
	 a) proporcjonalnym P, 	0,91				
	b) proporcjonalno-całkującym PI					
2	Elektryczne grzejniki akumulacyjne z regulatorem:					
	 a) proporcjonalnym P, 	0,88				
	b) proporcjonalno-całkująco-różniczkującym PID z optymalizacją	0,91				
3	Elektryczne ogrzewanie podłogowe z regulatorem:					
	a) dwustawnym,	0,88				
	b) proporcjonalno-całkującym PI	0,90				
4	Ogrzewanie piecowe lub z kominka	0,70				
5	Ogrzewanie wodne z grzejnikami członowymi lub płytowymi w					
	przypadku regulacji:					
	 a) centralnej bez automatycznej regulacji miejscowej, 					
	b) automatycznej miejscowej,					
	c) centralnej i miejscowej z zaworem termostatycznym o działaniu					
	proporcjonalnym z zakresem proporcjonalności P - 2K,					
	d) centralnej i miejscowej z zaworem termostatycznym o działaniu	0,89				
	proporcjonalnym z zakresem proporcjonalności P - 1K,					
	e) centralnej i miejscowej z zaworem termostatycznym o działaniu	0,93				
	proporcjonalno-całkującym PI z funkcjami adaptacyjną i					
	optymalizującą					
6	Ogrzewanie wodne podłogowe w przypadku regulacji:					
	 a) centralnej bez regulacji miejscowej, 	0,76				
	b) centralnej i miejscowej z regulatorem dwustawnym lub	0,89				
	proporcjonalnym P					
7	Ogrzewanie wodne płaszczyznowe w przypadku regulacji centralnej bez	0,85				
	regulacji miejscowej, dla temperatury zasilania poniżej 30°C					

Rysunek 46. Wartości obliczeniowej średniej sezonowej sprawności regulacji i wykorzystania ciepła w przestrzeni ogrzewanej (tabela 3 Rozporządzenia [źródło: 10]

9.1.3. Sprawność przesyłu

Średnią sezonową sprawność przesyłu ciepła ze źródła ciepła do przestrzeni ogrzewanej można wyznaczyć według metodologii określonej w Rozporządzeniu [10] lub — w przypadku braku danych do obliczeń — przyjmuje się wartości średniej sezonowej sprawności przesyłu ciepła ze źródła ciepła do przestrzeni ogrzewanej budynku $\eta_{H,d}$ określone w tabeli:

Lp.	Rodzaj systemu ogrzewczego	$\eta_{H,d}$
1	Źródło ciepła w pomieszczeniu (ogrzewanie elektryczne, piec kaflowy,	1,00
	kominek)	
2	Ogrzewanie mieszkaniowe (wytwarzanie ciepła w przestrzeni lokalu	1,00
	mieszkalnego)	
3	Ogrzewanie centralne wodne z lokalnego źródła ciepła usytuowanego w	
	ogrzewanym budynku:	
	 a) z zaizolowanymi przewodami, armaturą i urządzeniami, które są zainetalowane w przestrzeni ogrzewanej 	0,96
	(h)	0.00
	zainstalowane w przestrzeni nieogrzewanej,	0,90
	c) z niezaizolowanymi przewodami, armaturą i urządzeniami, które są	0,80
	zainstalowane w przestrzeni nieogrzewanej	
4	Ogrzewanie powietrzne	0,95

Rysunek 47. Wartości średniej sezonowej sprawności przesyłu ciepła ze źródła do przestrzeni ogrzewanej (tabela 6 Rozporządzenia [źródło: 10])

9.1.4. Sprawność akumulacji

Średnią sezonową sprawność akumulacji ciepła w elementach pojemnościowych można wyznaczyć według metodologii określonej w Rozporządzeniu [10] lub w przypadku braku danych do obliczeń, przyjmuje się wartości średniej sezonowej sprawności akumulacji ciepła $\eta_{H,s}$ określone w tabeli:

Lp.	Parametry systemu ogrzewczego	$\eta_{H,s}$
1	Zbiornik buforowy w systemie ogrzewczym o parametrach 70/55°C w	
	przestrzeni:	
	a) ogrzewanej,	0,93
	b) nieogrzewanej	0,90
2	Zbiornik buforowy w systemie ogrzewczym o parametrach 55/45°C w	
	przestrzeni:	
	a) ogrzewanej,	0,95
	b) nieogrzewanej	0,93
3	System ogrzewczy bez zbiornika buforowego	1,00

Rysunek 48.	Wartości średniej sezonowej sprawności akumulacji ciepła w elementach pojemnościowych systemu
	grzewczego (tabela 8 Rozporządzenia [źródło: 10])

9.1.5. Sprawność całkowita systemu grzewczego

Średnia sezonowa sprawność systemu grzewczego $\eta_{H,tot}$ określana jest z zależności:

$$\eta_{H,tot} = \eta_{H,g} \cdot \eta_{H,e} \cdot \eta_{H,d} \cdot \eta_{H,s}.$$

Przykład obliczeń:

$$\eta_{H,tot} = \eta_{H,g} \cdot \eta_{H,e} \cdot \eta_{H,d} \cdot \eta_{H,s} = 0.94 \cdot 0.89 \cdot 0.96 \cdot 1.00 = 0.803,$$

gdzie:

- $-\eta_{H,g}-$ kocioł gazowy kondensacyjny (70/55C) o mocy nominalnej do 50 kW-0,94,
- $\eta_{H,e}$ ogrzewanie wodne z grzejnikami członowymi lub płytowymi w przypadku regulacji centralnej i miejscowej z zaworem termostatycznym o działaniu proporcjonalnym z zakresem proporcjonalności P-1K, wszystkie grzejniki płytowe i członowe pod ścianami zewnętrznymi X = 1 - η_{H,e} = 0,89 + 0,03 · 1 - 0,03 = 0,89,
- $-\eta_{H,d}$ ogrzewanie centralne wodne z lokalnego źródła ciepła usytuowanego w ogrzewanym budynku, z zaizolowanymi przewodami, armaturą i urządzeniami, które są zainstalowane w przestrzeni ogrzewanej — 0,96,
- $-\eta_{H,s}$ system grzewczy bez zbiornika buforowego 1,00.

9.1.6. Energia końcowa systemu grzewczego

Roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do budynku dla systemu grzewczego $Q_{k,H}$ wyznacza się z zależności:

$$Q_{k,H} = \frac{Q_{H,nd}}{\eta_{H,tot}}$$
 [kWh/rok].

Przykład obliczeń:

$$Q_{k,H} = \frac{Q_{H,nd}}{\eta_{H,tot}} = \frac{4010, 29}{0,803} = 4994, 13 \, [kWh/rok].$$

9.2. System przygotowania ciepłej wody użytkowej

9.2.1. Sprawność wytwarzania

Wartość średniej rocznej sprawności wytwarzania ciepła z nośnika energii lub energii dostarczonej do źródła ciepła $\eta_{W,g}$ przyjmuje się w oparciu o dane udostępnione przez producenta lub dostawcę źródła ciepła. W budynkach, w których zostały przeprowadzone kontrole okresowe polegające na sprawdzeniu stanu technicznego kotłów, wartość $\eta_{W,g}$ powinna zostać określona na podstawie wyników tych kontroli. W przypadku braku takich danych przyjmuje się wartości $\eta_{W,g}$ określone w tabeli:

Lp.	Rodzaj źródła ciepła	$\eta_{W,g}$
1	Przepływowy podgrzewacz gazowy z zapłonem:	
	a) elektrycznym,	0,85
	b) płomieniem dyżurnym	0,50
2	Kotły stałotemperaturowe wyprodukowane przed 1980 r. (tylko	0,40
	przygotowanie ciepłej wody użytkowej)	
3	Kotły stałotemperaturowe dwufunkcyjne (ogrzewanie i przygotowanie	0,65
	ciepłej wody użytkowej)	-
4	Kotły niskotemperaturowe o mocy:	
	a) do 50 kW.	0.83
	b) powyżej 50 kW	0.88
5	Kotły kondensacyjne, opalane gazem ziemnym lub olejem opałowym	
-	lekkim, o mocy:	
	a) do 50 kW.	0.85
	b) powyżej 50 kW	0.88
6	Elektryczny podgrzewacz akumulacyjny (z zasobnikiem ciepłej wody	0.96
	użytkowej bez strat)	0,70
7	Elektryczny podgrzewacz przepławowy	0.99
8	Pompa gianla turu woda/woda, sprażarkowa, papadzana alaktrycznia	3.00
0	Pompa ciepła typu woda, woda, sprężarkowa, napędzana ciektrycznie	3,00
9	Pompa ciepia typu gikol/woda, spięzarkowa, napędzana elektrycznie Pompa ciepia typu bezpoźradnia odnarowania w grupcje/woda	3,00
10	spratorkowa napadzana alaktrycznia	3,00
11	Spręzarkowa, napędzana elektrycznie	2.60
11	Pompa ciepia typu powietrze/woda, spręzarkowa, napędzana	2,00
10	elektrycznie	1.20
12	Pompa ciepia typu powietrze/woda, sprężarkowa, napędzana gażem	1,20
13	Pompa ciepła typu powietrze/woda, absorpcyjna, napędzana gazem	1,20
14	Pompa ciepła typu glikol/woda, sprężarkowa, napędzana gazem	1,30
15	Pompa ciepła typu glikol/woda, absorpcyjna, napędzana gazem	1,30
16	Węzeł cieplny kompaktowy z obudową, o mocy nominalnej:	
	a) do 100 kW,	0,98
	b) powyżej 100 kW	0,99
17	Węzeł cieplny kompaktowy bez obudowy, o mocy nominalnej:	
	a) do 100 kW,	0,91
	b) powyżej 100 kW	0,93
18	Węzeł cieplny kompaktowy z obudową (ogrzewanie i przygotowanie	
	ciepłej wody użytkowej), o mocy nominalnej:	
	a) do 100 kW,	0,97
	b) powyżej 100 kW	0,98
19	Węzeł cieplny kompaktowy bez obudowy (ogrzewanie i	
	przygotowanie ciepłej wody użytkowej), o mocy nominalnej:	
	a) do 100 kW,	0,90
	b) powyżej 100 kW	0,91
W przy	nadku nomn cienła nodano wartości współczynnika wydajności sezonowa	ni .

W przypadku pomp ciepła podano wartości współczynnika wydajności sezonowej. W przypadku innych źródeł ciepła, za wyjątkiem zasilanych energią elektryczną, podano

sprawność odniesioną do wartości opałowej paliwa.

Rysunek 49. Wartość średniej rocznej sprawności wytwarzania ciepła z nośnika energii lub energii dostarczanej do źródła ciepła na cele ciepłej wody użytkowej (tabela 9 Rozporządzenia [źródło: 10])

9.2.2. Sprawność przesyłu

Średnią roczną sprawność przesyłu ciepła ze źródła ciepła do zaworów czerpalnych $\eta_{W,d}$ wyznacza się zgodnie z zasadami określonymi w Rozporządzeniu [10], a w przypadku braku danych przyjmuje się wartości średniej rocznej sprawności przesyłu ciepła ze źródła ciepła do zaworów czerpalnych $\eta_{W,d}$ określone w tabeli:

Lp.	 Rodzaj systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej 		
1	Miejscowe podgrzewanie wody – systemy bez obiegów cyrkulacyjnych		
1.1	Podgrzewanie wody bezpośrednio przy punktach poboru 1,00		
1.2	Podgrzewanie wody dla grupy punktów poboru w jednym lokalu mieszkalnym	0,80	
2	Mieszkaniowe wezły cieplne		
2 1	Kompaktowa wezek cieplny dla pojedynezego lokalu mieszkalnego bez	0.85	
2.1	obiegu cyrkulacyjnego	0,85	
3	Centralne podgrzewanie wody - systemy bez obiegów cyrkulacyjnych		
3.1	Systemy przygotowania ciepłej wody użytkowej w budynkach jednorodzinnych	0,60	
4	Centralne podgrzewanie wody – systemy z obiegami cyrkulacyjnymi, z niezaizolowanymi pionami instalacyjnymi i zaizolowanymi przewodami rozprowadzajacymi		
4.1	Liczba punktów poboru ciepłej wody:		
	a) do 30,	0,60	
	b) powyżej 30 do 100,	0,50	
	c) powyżej 100	0,40	
5	Centralne podgrzewanie wody – systemy z obiegami cyrkulacyjnymi, z instalacyjnymi i zaizolowanymi przewodami rozprowadzającymi	pionami	
5.1	Liczba punktów poboru ciepłej wody:		
	a) do 30,	0,70	
	b) powyżej 30 do 100,	0,60	
	c) powyżej 100	0,50	
6	Centralne podgrzewanie wody - systemy z obiegami cyrkulacyjnymi z ograr	niczeniem	
	czasu pracy, z pionami instalacyjnymi i zaizolowanymi prz	zewodami	
	rozprowadzającymi		
6.1	Liczba punktów poboru ciepłej wody:		
	a) do 30,	0,80	
	b) powyżej 30 do 100,	0,70	
	c) powyżej 100	0,60	



9.2.3. Sprawność akumulacji

Średnią roczną sprawność akumulacji ciepła w elementach pojemnościowych $\eta_{W,s}$ określa się zgodnie z zasadami określonymi w Rozporządzeniu [10], a w przypadku braku danych przyjmuje się wartości średniej rocznej sprawności akumulacji ciepła $\eta_{W,s}$ określone w tabeli:

Lp.	Zasobnik ciepłej wody użytkowej w systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej	$\eta_{W,s}$
1	Zasobnik ciepłej wody użytkowej w systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej, wyprodukowany: a) przed 1995 r., b) w latach 1995-2000, c) w latach 2001-2005, d) po 2005 r.	0,60 0,65 0,80 0,85
2	System przygotowania ciepłej wody użytkowej bez zasobnika ciepłej wody użytkowej	1,00

Rysunek 51. Wartości średniej rocznej sprawności akumulacji ciepła w elementach pojemnościowych systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej (tabela 14 Rozporządzenia [źródło: 10])

9.2.4. Sprawność całkowita systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej

Średnia roczna sprawność całkowita systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej wyznaczana jest z zależności:

$$\eta_{W,tot} = \eta_{W,g} \cdot \eta_{W,s} \cdot \eta_{W,d} \cdot \eta_{H,e}$$

Uwaga: $\eta_{H,e}$ — średnią roczną sprawność wykorzystania ciepła przyjmuje się równą 1,0. Przykład obliczeń:

$$\eta_{W,tot} = \eta_{W,g} \cdot \eta_{W,s} \cdot \eta_{W,d} \cdot \eta_{H,e} = 0,85 \cdot 0,85 \cdot 0,60 \cdot 1,00 = 0,434,$$

gdzie:

- $-\eta_{W,g}-$ kocioł kondensacyjny, opalany gazem ziemnym, o mocy do 50 kW- 0,85,
- $-\eta_{W,s}$ zasobnik w systemie przygotowania wody użytkowej wyprodukowany po 2005 roku 0,85,
- $-\eta_{W,d}$ centralne ogrzewanie ciepłej wody, system przygotowania wody w budynkach jednorodzinnych 0,6.

9.2.5. Energia końcowa systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej

Roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do budynku dla systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej $Q_{k,W}$ wyznacza się według wzoru:

$$Q_{K,W} = \frac{Q_{W,nd}}{\eta_{W,tot}} \text{ [kWh/rok]}.$$

Przykład obliczeń:

$$Q_{K,W} = \frac{Q_{W,nd}}{\eta_{W,tot}} = \frac{1920,96}{0,434} = 4426,18 \text{ [kWh/rok]}.$$

9.3. Energia pomocnicza końcowa

9.3.1. System grzewczy

Roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla systemu grzewczego $E_{el,pom,H}$ wyznacza się według wzoru:

$$E_{el,pom,H} = \sum_{i} q_{el,H,i} \cdot t_{el,i} \cdot A_{f} \cdot 10^{-3} \text{ [kWh/rok]},$$

gdzie:

q_{el,H,i} — zapotrzebowanie na moc elektryczną do napędu *i*-tego urządzenia pomocniczego w systemie grzewczym (według tabeli 20 Rozporządzenia [10] [W/m²]

Lp.	Rodzaj urządzenia pomocniczego	q _{el} [W/m ²]	t _{el} [h/rok]
1	Pompy obiegowe w systemie ogrzewczym z grzejnikami członowymi lub płytowymi przy granicznej temperaturze ogrzewania:		
	a) 12°C w budynku o powierzchni A_f do 250 m ² ,	0,30	5700
	 b) 10°C w budynku o powierzchni A_f powyżej 250 m² 	0,15	4700
2	Pompy obiegowe w systemie ogrzewczym z grzejnikami podłogowymi przy granicznej temperaturze ogrzewania 15° C w budynku o powierzchni A _f do 250 m^2	0,50	6700
3	Pompy cyrkulacyjne w systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej: a) o działaniu ciągłym w budynku o powierzchni A _f do 250 m ² ,	0,15	8760
	b) o pracy przerywanej do 4 godzin na dobę w budynku o powierzchni A_f powyżej 250 m²,	0,04	7300
	c) o pracy przerywanej do s godzin na dobę w budynku o powierzchni A_f powyżej 250 m ²	0,04	3640

4	Pompa ładująca zasobnik ciepłej wody użytkowej w budynku			
	o powierzchni A _f :			
	a) do 250 m^2 ,	0,25	270	
	b) powyżej 250 m ²	0,20	580	
5	Pompa ładująca zasobnik buforowy w systemie ogrzewczym			
	w budynku o powierzchni Af:			
	a) do 250 m^2 ,	0,20	1500	
	b) powyżej 250 m ²	0,04	1500	
6	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do przygotowania ciepłej			
	wody użytkowej w budynku o powierzchni A _f .			
	a) do 250 m^2 ,	1,40	310	
	b) powyżej 250 m ²	0,50	410	
7	Napęd pomocniczy i regulacja kotła do ogrzewania w			
	budynku o powierzchni Af:			
	a) do 250 m^2 ,	0,50	2520	
	b) powyżej 250 m^2	0,15	3900	
8	Naped pomocniczy pompy ciepła woda/woda w systemie:			
	a) ogrzewczym,	0,70	1600	
	b) przygotowania ciepłej wody użytkowej	0,70	400	
9	Naped pomocniczy pompy ciepła glikol/woda w systemie:			
	a) ogrzewczym,	0,45	1600	
	b) przygotowania ciepłej wody użytkowej	0,45	400	
10	Regulacja wezła cieplnego obsługującego system ogrzewczy i	0,09	8760	
	system przygotowania ciepłej wody użytkowej			
11	Pompy i regulacja instalacji solarnej w budynku o			
	powierzchni A _f :			
	a) do 500 m^2 ,	0,40	1530	
	b) powyżej 500 m^2	0,30	1530	
12	Wentylator w centrali nawiewno-wywiewnej, krotność			
	wymiany powietrza:			
	a) do 0.6 h^{-1} ,	0,50	8760·β ^{*)}	
	b) powyżej 0.6 h^{-1}	1,30	8760·β ^{*)}	
13	Wentylator w centrali wywiewnei, krotność wymiany		0,00 p	
1.0	powietrza:			
	a) do 0.6 h^{-1} .	0.40	8760·B*)	
	b) powyżej 0.6 h^{-1}	0.90	8760·B*)	
14	Wentylator miejscowy systemu wentylacyjnego	2 40	8760-B*)	
*) 0	wanighter mejseowy systemu wentylacyjnego	2,70	6700-p	
p ·	rudział czasu uziałania weniylatorow wentylacji mechanicznej	w miesią	įcu rowny	
wykorzystaniu budynku w miesiącu, wyznaczony zgodnie z pkt 5.5.2.				

Rysunek 52. Wartości zapotrzebowania na moc elektryczną do napędu urządzeń pomocniczych oraz ich czasów działania (tabela 20 Rozporządzenia [źródło: 10])

- $-t_{el,i}$ czas działania *i*-tego urządzenia pomocniczego w systemie grzewczym w ciągu roku (według tabeli 20 Rozporządzenie [10]) [h/rok],
- A_f powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (powierzchnia ogrzewana) [m²].

9.3.2. System przygotowania ciepłej wody

Roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla systemu przygotowania ciepłej wody $E_{el,pom,W}$ wyznacza się według wzoru:

$$E_{el,pom,W} = \sum_{i} q_{el,W,j} \cdot t_{el,j} \cdot A_f \cdot 10^{-3} \text{ [kWh/rok]},$$

gdzie:

q_{el,W,j} — zapotrzebowanie na moc elektryczną do napędu *i*-tego urządzenia pomocniczego w systemie grzewczym (według tabeli 20 Rozporządzenia [10] [W/m²],

- $-t_{el,j}$ czas działania *i*-tego urządzenia pomocniczego w systemie grzewczym w ciągu roku (według tabeli 20 Rozporządzenie [10]) [h/rok],
- A_f powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (powierzchnia ogrzewana) [m²].

9.3.3. Roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla systemów technicznych

Roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla systemów technicznych $E_{el,pom}$ wyznacza się według wzoru:

$$E_{el,pom} = E_{el,pom,H} + E_{el,pom,W} + E_{el,pom,C},$$

gdzie:

— $E_{el,pom,H}$ — pompa obiegowa w systemie grzewczym z grzejnikami członowymi lub płytowymi przy granicznej temperaturze ogrzewania 12°C w budynku o powierzchni A_f do 250m²: $q_{el,H} = 0,3$ W/m²; $t_{el,i} = 5700$ h/rok,

$$E_{el,pom,H} = \sum_{i} q_{el,H} \cdot t_{el,i} \cdot A_f \cdot 10^{-3} = 0,3 \cdot 5700 \cdot 79,75 \cdot 10^{-3} = 136,37 \text{ [kWh/rok]},$$

— $E_{el,pom,W}$ — pompa ładująca zasobnik ciepłej wody użytkowej w budynku o powierzchni A_f do 250m²: $q_{el,W}$ = 0,25 W/m²; t_{el} = 270 h/rok,

$$E_{el,pom,W} = \sum_{i} q_{el,W,j} \cdot t_{el,j} \cdot A_{f} \cdot 10^{-3} = 0,25 \cdot 270 \cdot 79,75 \cdot 10^{-3} = 5,38 \text{ [kWh/rok]},$$

 $- E_{el,pom,C}$ – brak urządzeń:

$$E_{el,pom} = E_{el,pom,H} + E_{el,pom,W} + E_{el,pom,C} = 136,37 + 5,38 + 0 = 141,75 \text{ [kWh/rok]}.$$

9.3.4. Roczne zapotrzebowanie na energię końcową

$$Q_k = Q_{k,H} + Q_{k,W} + Q_{k,C} + Q_{k,L} + E_{el,pom} = 4994,13 + 4426,18 + 0 + 0 + 141,75 = 9562,06 \text{ kWh/rok}.$$

10. Energia pierwotna

10.1. Współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej

Wartość współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla systemów technicznych W_i przyjmuje się w oparciu o dane udostępnione przez dostawcę tego nośnika energii lub energii. W przypadku braku takich danych przyjmuje się wartości współczynnika W_i określone w tabeli 1 Rozporządzenia [10].

	<u> </u>	<u> </u>	
Lp.	Sposób zasilania budynku w	Rodzaj nośnika energii lub	Wi
	energię	energii	
1	Miejscowe wytwarzanie	Olej opałowy	1,10
2	energii w budynku	Gaz ziemny	
3		Gaz płynny	
4		Wegiel kamienny	
5		Węgiel brunatny	
6	Ciepło sieciowe z kogeneracji	Wegiel kamienny lub gaz*)	0,80
7		Biomasa, biogaz	0,15
8	Ciepło sieciowe z ciepłowni	Węgiel kamienny	1,30
9	lokalnej	Gaz lub olej opałowy	1,20
10	Sieć elektroenergetyczna	Energia elektryczna	3,00
	systemowa		
11	Lokalne odnawialne źródła	Energia słoneczna	0,00
12	energii	Energia wiatrowa	
13		Energia geotermalna	
14		Biomasa	0,20
15	1	Biogaz	0,50
*) W 1	przypadku braku danych o wytwa	arzaniu ciepła w kogeneracji przy	imuie sie w=1.2.

Rysunek 53. Wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla systemów technicznych (tabela 1 Rozporządzenia [źródło: 10])

10.2. Roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną

Roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną dla systemów technicznych Q_p wyznacza się według wzoru:

$$Q_{P} = Q_{P,H} + Q_{P,W} + Q_{P,C} + Q_{P,L},$$

gdzie:

— $Q_{P,H}$ — roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną dla systemu grzewczego,

$$Q_{P,H} = \sum_{i} (Q_{K,H,i} \cdot W_{H,i} + E_{el,pom,H,i} \cdot W_{el,i}),$$

- *i* liczba podsystemów w systemie grzewczym zasilanych różnymi rodzajami nośnika energii lub energii,
- $Q_{K,H,i}$ roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do budynku dla *i*-tego podsystemu w systemie grzewczym,
- $W_{H,i}$ współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla *i*-tego podsystemu w systemie grzewczym,
- $E_{el,pom,H,i}$ roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla *i*-tego podsystemu w systemie grzewczym,
- $W_{el,i}$ współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii elektrycznej, właściwy dla rocznego zapotrzebowania na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla *i*-tego podsystemu w systemie grzewczym,
- Q_{P,W} roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną dla systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej:

$$Q_{P,W} = \sum_{j} (Q_{K,W,j} \cdot W_{W,j} + E_{el,pom,W,j} \cdot W_{el,j}),$$

- *j* liczba podsystemów w systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej zasilanych różnymi rodzajami nośnika energii lub energii,
- $Q_{K,H,j}$ roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do budynku dla *j*-tego podsystemu w systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- $W_{W,j}$ współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla *j*-tego podsystemu w systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- $E_{el,pom,W,j}$ roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla *j*-tego podsystemu w systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- $W_{el,j}$ współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii elektrycznej, właściwy dla rocznego zapotrzebowania na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla *j*-tego podsystemu w systemie przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- Q_{P,C} roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną dla systemu chłodzenia:

$$Q_{P,C} = \sum_{k} (Q_{K,C,k} \cdot W_{C,k} + E_{el,pom,C,k} \cdot W_{el,k}),$$

- *k* liczba podsystemów w systemie chłodzenia zasilanych różnymi rodzajami nośnika energii lub energii,
- $\cdot Q_{K,C,k}$ roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do budynku dla k-tego podsystemu w systemie chłodzenia,
- $W_{C,k}$ współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla *k*-tego podsystemu w systemie chłodzenia,
- $E_{el,pom,C,k}$ roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla *k*-tego podsystemu w systemie chłodzenia,
- W_{el,k} współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii elektrycznej, właściwy dla rocznego zapotrzebowania na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla k-tego podsystemu w systemie chłodzenia,
- $Q_{P,L}$ roczne zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną dla systemu wbudowanej instalacji oświetlenia (nie wyznacza się dla budynków mieszkalnych i lokali mieszkalnych).

$$Q_{P,L} = \sum_{l} (Q_{K,L,l} \cdot W_{el,l}),$$

- *l* liczba podsystemów w systemie wbudowanej instalacji oświetlenia zasilanych różnymi rodzajami nośnika energii lub energii,
- $Q_{K,L,l}$ roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do budynku dla *l*-tego podsystemu w systemie wbudowanej instalacji oświetlenia (nie wyznacza się dla budynków mieszkalnych i lokali mieszkalnych),
- $W_{el,l}$ współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii elektrycznej, właściwy dla rocznego zapotrzebowania na energię po-

mocniczą końcową dostarczaną do budynku dla *l*-tego podsystemu w systemie wbudowanej instalacji oświetlenia.

Przykład obliczeń:

$$\begin{aligned} Q_{P,H} &= \sum_{i} (Q_{K,H,i} \cdot W_{H,i} + E_{el,pom,H,i} \cdot W_{el,i}) = 4994, 13 \cdot 1, 1 + 136, 37 \cdot 3 = 5902, 65 \text{ kWh}, \\ Q_{P,W} &= \sum_{j} (Q_{K,W,j} \cdot W_{W,j} + E_{el,pom,W,j} \cdot W_{el,j}) = 4426, 18 \cdot 1, 1 + 5, 38 \cdot 3 = 4884, 94 \text{ kWh}, \\ Q_{P,C} &= \sum_{k} (Q_{K,C,k} \cdot W_{C,k} + E_{el,pom,C,k} \cdot W_{el,k}) = 0 \text{ (brak instalacji w budynku)}, \\ Q_{P,L} &= \sum_{l} (Q_{K,L,l} \cdot W_{el,l}) = 0 \text{ (nie dotyczy budynków mieszkalnych)}, \\ Q_{P} &= Q_{P,H} + Q_{P,W} + Q_{P,C} + Q_{P,L} = 5902, 65 + 4884, 94 + 0 + 0 = 10787, 59 \text{ kWh}. \end{aligned}$$

11. Wskaźniki rocznego zapotrzebowania na energię EP, EK i EU

Charakterystykę energetyczną określają wartości wskaźników rocznego zapotrzebowania na:

- Nieodnawialną energię pierwotną określoną wzorem:

$$EP = \frac{Q_P}{A_f} \text{ kWh/(m^2 \text{ rok})}$$

- Nieodnawialną energię pierwotną określoną wzorem:

$$EK = \frac{Q_K}{A_f} \text{ kWh/(m2 rok)}.$$

- Nieodnawialną energię pierwotną określoną wzorem:

$$EU = \frac{Q_U}{A_f}$$
 kWh/(m² rok).

Przykład obliczeń:

$$EP = \frac{Q_P}{A_f} = \frac{10787,59}{79,75} = 135,27 \text{ kWh/(m2 rok)}.$$
$$EK = \frac{Q_K}{A_f} = \frac{9562,06}{79,75} = 119,90 \text{ kWh/(m2 rok)}.$$

$$EU = \frac{Q_U}{A_f} = \frac{5931,25}{79,75} = 74,37 \text{ kWh/(m2 rok)}.$$

Otrzymane wartości wskaźnika *EP* należy porównać z wymaganiami stawianymi przez Rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie.

Lp.	Rodzaj budynku	Cząstkowe maksymalne wartości wskaźnika EP _{H+W} na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej [kWh/(m ² · rok)]		
		od 1 stycznia 2014 r.	od 1 stycznia 2017 r.	od 1 stycznia 2021 r.*)
1	2		3	
	Budynek mieszkalny:			
1	a) jednorodzinny	120	95	70
	b) wielorodzinny	105	85	65
2	Budynek zamieszkania zbiorowego	95	85	75
	Budynek użyteczności publicznej:			
3	a) opieki zdrowotnej	390	290	190
	b) pozostałe	65	60	45
4	Budynek gospodarczy, magazynowy i produkcyjny	110	90	70
*) Od 1 stycznia 2019 r. – w przypadku budynków zajmowanych przez władze publiczne oraz będących ich własnością.				

Rysunek 54. Tabela maksymalnych wartości wskaźnika *EP* na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody

Dla analizowanego budynku:

$$EP = 135,27 \text{ kWh/(m^2 rok)} > EP_{WT_2014} = 120 \text{ kWh/(m^2 rok)}.$$

WARUNEK NIE JEST SPEŁNIONY. Wniosek: konieczne przeprojektowanie budynku.

12. Porównanie wyników obliczeń dla różnych źródeł ciepła

12.1. Kocioł gazowy kondensacyjny (analizowany budynek)



Rysunek 55. Charakterystyka energetyczna analizowanego budynku, źródło ciepła — kocioł kondensacyjny (obliczenia z programu Audytor OZC)

12.2. Kocioł na biomasę (ogrzewania i ciepła woda)

EP - budynek 38,0 kWh/(n	oceniany n ^{2,} rok)							
0 50	100 150	200 250	300	350	400	450	500 >500	
Wg wymagań W budynek no	† r 2014 ²⁾ wy							
STWIERDZENIE DOTRZ	YMANIA WYMAGA	AŃ WG WT 20:	14 ²⁾					
ZAPOTRZEBOWANIE NA ENE	ergię pierwotną (ef	P)	ZAPOTRZE	BOWANIE	NA ENER	rgię końco	ową (ek)	
BUDYNEK OCENIANY	38,0 kW	h/(m²rok)	BUDYNEK	OCENIANY		16	5,0 kWh/(m²rok)
BUDYNEK WG WT 2014	120,0 kW	h/(m²rok)						

Rysunek 56. Charakterystyka energetyczna analizowanego budynku, źródło ciepła — kocioł na biomasę (obliczenia z programu Audytor OZC)

12.3. Pompa ciepła (ogrzewania i ciepła woda)

E P - budy 96,3 kV	nek oceniany Vh/(m ² ·rok)							
U 50 Wg wym agań W budynek no	100 150 ↑ T 2014 ²⁾ wy	200 250	300	350	400	450	500 >500	
STWIERDZENIE DOTRZ	YMANIA WYMAG	AŃ WG WT 20	14 ²⁾					
ZAPOTRZEBOWANIE NA ENE	ERGIĘ PIERWOTNĄ (E	EP)	ZAPOTRZ	EBOWANIE	E NA ENER	GIĘ KOŃCO	ową (ek)	
BUDYNEK OCENIANY	96,3 kW	/h/(m²rok)	BUDYNEK	OCENIAN	Y	3	2,1 kWh/(m ² i	rok)
BUDYNEK WG WT 2014	120,0 kW	/h/(m²rok)						

Rysunek 57. Charakterystyka energetyczna analizowanego budynku, źródło ciepła — pompa ciepła (obliczenia z programu Audytor OZC)

13. Audyty energetyczne

13.1. Szczegółowy zakres audytu energetycznego budynku

Audyt energetyczny budynku składa się z następujących części: — Strony tytułowej, sporządzonej zgodnie ze wzorem:

1.00		THE ACTION DE				Ì		
1. DA	NE IDENTY dzai	IKACYJNE BUDYNKU						
budyn	ku				1.2 Rok budowy			
1.3 It (nazwa	twestor 1 lub imię i 1 ko. adres			1.4 Adres budynku	i			
do koresp PESEI (*w.pr	ondencji, .*) zvnadku	ulmiejscowość	nr	ulnr				
cudzoz nazwa dokum tożsan	i numer i numer ientu iości)	telfax		. kodmiejscowość				
		Nazwanr.		powiat	województwo			
2. Naz	wa, adres i nu	umer REGON podmiotu wykor	ującego audyt:	1				
3. Imi	, nazwisko, a	dres audytora koordynującego	wykonanie audytu,	posiadane kwalifika	icje, podpis:			
4. Wsp	ółautorzy au	dytu: imiona, nazwiska, zakresj	y prac,					
Lp.		Imię i nazwisko	Zakres udział	u w opracowaniu au	udytu energetycznego lub au	dytu remontowego		
1. 2. 3								
5.								
5. Mie	jscowość	data wyko	nania opracowania:.					
6. Spis	treści							
2					Str			
3					str			
4	4str							
5str								
6	6str							
7					str			
8					Str			
10					str			

Karty audytu energetycznego budynku, obejmującej dane ogólne budynku, jego parametry energetyczne oraz zestawienie wyników audytu, sporządzonej zgodnie ze wzorem:

1. Dar	e ogólne			
1.	Konstrukcja/technologia budynku			
2.	Liczba kondygnacji			
3.	Kubatura części ogrzewanej	[m ³]		
4.	Powierzchnia netto budynku	[m ²]		
5.	Powierzchnia użytkowa części mieszkalnej	[m ²]		
6	Powierzchnia użytkowa lokali użytkowych oraz innych	n pomieszczeń niemieszkalnych		
0.	[m ²]			
7.	Liczba lokali mieszkalnych			
8.	Liczba osób użytkujących budynek			
9.	Sposób przygotowania ciepłej wody			
10.	Rodzaj systemu grzewczego budynku			
11.	Współczynnik kształtu A/V	[1/m]		
12.	Inne dane charakteryzujące budynek			
2. Ws	półczynniki przenikania ciepła przez przegrody budo	wlane [W/(m ² K)]	Stan przed termomoderniza- cją	Stan po termomodernizacji
1.	Sciany zewnętrzne			
2.	Dach/stropodach			
3.	Strop piwnicy			
4.	Okna			
5.	Drzwi/oramy			
0.	nine			
3. Spi 1	Sprawność wytwarzania			1
2	Sprawność przesyłania			
3	Sprawność regulacji i wykorzystania			
4	Sprawność akumulacji			+
5	Uwzględnienie przerw pa ogrzewanie w okresie tygodr	aia		
6	Uwzględnienie przerw na ogrzewanie w ciagu doby	inu -		
4. Ch:	rakterystyka systemu wentylacii			
1.	Rodzaj wentylacji (naturalna, mechaniczna)			
2.	Sposób doprowadzenia i odprowadzenia powietrza			<u> </u>
3.	Strumień powietrzą wentylacyjnego	[m ³ /h]		
4.	Liczba wymian	[1/h]		<u> </u>
5. Ch	arakterystyka energetyczna budynku	(
		0.00		
1.	Obliczeniowa moc ciepina systemu grzewczego	[kW]		
Z.	Obliczeniowa moc ciepina na przygotowanie ciepłej w	ody uzytkowej [KW]		
3.	Roczne zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania budy	ynku (bez uwzgiędniema		
L	Roszne obliczeniowe zużycie energii do ogrzewanie b	u) [CD/T0K] udunku (z uwzgladnianiam		
4.	sprawności systemu grzewczego i przerw w ogrzewania od	u) [GI/rok]		
5	Obliczeniowe zużycje energij do przygotowania ciepłe	i wody użytkowei [GJ/rok]		
- 51	Zmierzone zużycie ciepła na ogrzewanie przeliczone n	a warunki sezonu standardowego		
6.	i na przygotowanie cwu (służące do weryfikacji przyję obliczeniowych bilansu ciepła) [GJ/rok]	tych składowych danych		
	Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrz	ewania budynku (bez		
7.	uwzględnienia sprawności systemu grzewczego i przer	w w ogrzewaniu)		
I	kWh/(m ² xrok)]			
	Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrz	ewania budynku (z		
8.	uwzględnieniem sprawności systemu grzewczego i prz	erw w ogrzewaniu)		
	[kWh/(m [*] xrok)]			
	Wskażnik rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrz	ewania budynku (z		
9.	uwzgiędnieniem sprawności systemu grzewczego i prz	erw w ogrzewaniu)		
6.00	[[Kwin(iff Xr0K)]]	and the b		
0. Op	aty jeunostkowe (obownizujące w dniu sporządzania	(audytu)		
1.	Cena za IGJ na ogrzewanie**/	zł		
2.	Opiata i sviw mocy zamowionej na ogrzewanie na mie	siąc Zł		
3.	Oplata L MW mogy mmówionaj na nadownie w te	ZI		
4.	Oplata za ogrzanie 1 m ² now winthowai	zyskowej na miesłąc [21]		
5.	Opiata abonamentoura	[2]		
0.	opiaia aboliamentowa	[21]		
7.01	mine	[ZI]	inaga	
7. Ch	irakterystyka ekonomiczna optymainego wariantu pr	zedsięwzięcia termomodernizac	Jnego	
Planov	wana kwota kredytu [zł]	Roczne zmniejszenie zapotrzebo	owania na energię	[%]
Planov	vane koszty całkowite [zł]	Premia termomodernizacyina		[zł]
Rocza	a oszczedność kosztów energij [zł/rok]	1		
AUCCZII	a osvezimne rostina energii [rittar]			
··· -	dla budynku o mieszanej funkcji należy podać wszystkie	 dane oddzielnie dla każdej części 	budynku	
	opiata zmienna związana z dystrybucją i przesyłem jedno	ostki energii		
****	stata optata miestęczna związana z dystrybucją i przesył	em energii		

- Wykazu dokumentów i danych źródłowych, z których korzystał audytor, oraz wyszczególnienia wytycznych i uwag inwestora, stanowiących ograniczenia zakresu możliwych ulepszeń, w tym w szczególności określenie wielkości środków własnych inwestora przeznaczonych na pokrycie kosztów przedsięwzięcia termomodernizacyjnego oraz kwotę kredytu możliwego do zaciągnięcia przez inwestora.
- Inwentaryzacji techniczno-budowlanej budynku, zawierającej:

- ogólne dane techniczne, w tym w szczególności opis konstrukcji i technologii, nazwę systemu, niezbędne wskaźniki powierzchniowe i kubaturowe, średnią wysokość kondygnacji, współczynnik kształtu,
- co najmniej uproszczoną dokumentację techniczną, w tym rzuty poziome z zaznaczeniem układu przerw dylatacyjnych oraz stron świata,
- opis techniczny podstawowych elementów budynku, w tym w szczególności ścian zewnętrznych, dachu, stropów, ścian piwnic, okien oraz przegród szklanych i przezroczystych, drzwi,
- charakterystykę energetyczną budynku, dane dotyczące takich parametrów, jak ilość mocy cieplnej zamówionej, zapotrzebowanie na ciepło, zużycie energii, wysokość taryf i opłat,
- charakterystykę systemu grzewczego, w tym w szczególności sprawności składowe systemu grzewczego, typ instalacji, parametry pracy, rodzaje grzejników, a dla budynków, w których po roku 1984 przeprowadzono modernizację systemu grzewczego opis tej modernizacji,
- charakterystykę instalacji ciepłej wody użytkowej, w tym w szczególności rodzaj instalacji, opomiarowanie, izolację pionów,
- charakterystykę węzła cieplnego lub kotłowni znajdującej się w budynku,
- charakterystykę systemu wentylacji, w tym w szczególności rodzaj i typ wentylacji,
- charakterystykę instalacji gazowej oraz instalacji przewodów kominowych w przypadku, gdy mają one wpływ na ulepszenie lub przedsięwzięcie termomodernizacyjne,
- charakterystykę instalacji elektrycznej w przypadku, gdy ma ona wpływ na ulepszenie lub przedsięwzięcie termomodernizacyjne.
- Oceny stanu technicznego budynku w zakresie istotnym dla wskazania właściwych ulepszeń i przedsięwzięć termomodernizacyjnych.
- Zestawienia wskazanych rodzajów ulepszeń oraz przedsięwzięć wykonanych zgodnie z algorytmem oceny opłacalności i poddanych optymalizacji, o której mowa w rozporządzeniu dotyczącym sporządzania świadectw.
- Dokumentacji wykonania kolejnych kroków optymalizacyjnych algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego i wyboru optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego wraz z kosztorysami sporządzonymi według metody kalkulacji uproszczonej określonej w przepisach odrębnych.

1 krok optymalizacyjny polega na wskazaniu rodzajów ulepszeń termomodernizacyjnych mających na celu zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło:

- a) na pokrycie strat przenikania ciepła przez przegrody budowlane oraz na ogrzanie powietrza wentylacyjnego,
- b) na przygotowanie ciepłej wody użytkowej.
- 2 krok optymalizacyjny polega na:
- a) wyborze optymalnych ulepszeń i wariantów termomodernizacyjnych spośród rodzajów ulepszeń określonych w pkt 1 lit. a i b,
- b) zestawieniu, zgodnie ze wzorem, wybranych ulepszeń i wariantów termomodernizacyjnych w kolejności rosnącej wartości prostego czasu zwrotu nakładów (*SPBT*), charakteryzującego każde ulepszenie.

3 krok optymalizacyjny polega na wyborze optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego poprawiającego sprawność cieplną systemu grzewczego.

4 krok optymalizacyjny polega na wyborze optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego. — Opisu technicznego, niezbędnych szkiców i przedmiaru robót optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego przewidzianego do realizacji.

13.2. Metodologia obliczeń audytu energetycznego

13.2.1. Ocena opłacalności i wyboru ulepszeń prowadzących do zmniejszenia strat przenikania ciepła przez ściany, stropy i stropodachy

Ocena opłacalności i wybór wariantu zmniejszającego str	aty ciepła p	rzez przeni	kanie dla d	ziałania:			
Ocieplenie przegrody: Ocieplenie stropodachu	Ocieplenie przegrody: Ocieplenie stropodachu						
Materiał dodatkowej izolacji: Styropian (lub wełna i Jub konstrukcja nowej przegrody)	mineralna)	λ=	0,040	W/(mK)			
Opic	Stan		Nazwa wariant	J			
Opis	istniejący	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3			
Grubość dodatkowej izolacji d m		0,15	0,20	0,25			
Cena jednostkowa usprawnienia Kj zł/m ²		200,00	225,00	250,00			
Powierzchnia przegrody do obliczeń strat ciepła m ²	901,79	901,79	901,79	901,79			
Powierzchnia przegrody do kalkulacji kosztów m ²	-	901,79	901,79	901,79			
Stopniodni dzień K/rok	3696,4	3696,4	3696,4	3696,4			
Temperatura wewnętrzna tw (Θi) °C	20,0	20,0	20,0	20,0			
Temperatura zewnętrzna tz (Oe) °C	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0			
Opłata zmienna za 1 GJ zł/GJ	60,01	60,01	60,01	60,01			
Opłata stała miesięczna za 1MW zł/(MW/miesiąc)	0,00	0,00	0,00	0,00			
Abonament, inne koszty zł/miesiąc	0,00	0,00	0,00	0,00			
Zwiększenie oporu cieplnego ∆R (m ² K)/W	-	3,750	5,000	6,250			
Opór cieplny R (m ² K)/W	0,934	4,684	5,934	7,184			
Współczynnik przenikania ciepłą U W/(m ² K)	1,071	0,214	0,169	0,139			
Straty ciepła na przenikanie Q GJ	308,45	61,49	48,54	40,09			
Zapotrzebowanie na moc cieplną q MW	0,03863	0,00770	0,00608	0,00502			
Roczna oszczędność kosztów ∆O zł/rok	-	14820	15598	16105			
Koszt realizacji usprawnienia Nu zł	-	180 358,00	202 902,75	225 447,50			
Prosty czas zwrotu SPBT lat	-	12,17	13,01	14,00			
Wyniki optymalizacji: - optymalnym wariantem przedsięwzięcia jest wariant: - koszt realizacji optymalnego wariantu: - prosty czas zwrotu optymalnego wariantu: - grubość dodatkowej izolacji w optymalnym wariancie: - opór cieplny przegrody w optymalnym wariancie: - przedmiar (powierzchnia do docieplenia) Uwagi techniczne: -	Nu= SPBT= d= R=	1 180 358,00 12,17 0,15 4,684 901,79	zł lat m (m²K)/W m²				
Uzasadnienie przyjęcia nakładów:							

Średnie koszty na rynku lokalnym. W celu dokładnego oszacowania kosztów konieczne wykonanie kosztorysów inwestorskich

- Grubość dodatkowej izolacji proponowanego materiału izolacyjnego należy dopierać tak, aby spełniony został warunek koniecznego do osiągniecia oporu cieplnego. Sugeruje się także dobór grubości handlowych materiału izolacyjnego.
- Cena jednostkowa K_i usprawnienia służy do określenia kosztów realizacji usprawnienia N_u.
- Powierzchnię przegrody do obliczeń strat ciepła należy obliczyć na podstawie posiadanej dokumentacji technicznej lub przeprowadzonej inwentaryzacji. Należy pamiętać o tym, że powierzchnię do strat ciepła obliczamy po wymiarach zewnętrznych.
- Powierzchnię przegrody do kalkulacji kosztów określamy w celu obliczenia N_u z tego względu, iż w związku z innymi zasadami obliczania powierzchni kosztorysowych bardzo często różni się ona od powierzchni do obliczeń strat ciepła.

— Stopniodnie *S_d* obliczamy zgodnie ze wzorem:

$$S_{d} = \sum_{m=1}^{L_{g}} \left[t_{wo} - t_{e}(m) \right] L_{d}(m) \text{ [dzień \cdot K/rok]}.$$

Przykład obliczeń S_d:

- Dane klimatyczne dla stacji meteorologicznej:

tacja:	Łódź Li	ublinek	Strefa: III	$\Theta_{e}=$	-20	°C Sd=	3696,4
			Obliczenia sto	pniodni ⊖ _i =	20,0	°C	
		L.p.	Miesiąc	Temperatura miesiąca	Liczba dni	Stopniodni	
				Θ_0	Ld	Sd _{i-e20}	
		1	Styczeń	-1,0	31	651,0	
		2	Luty	-1,0	28	588,0	
		3	Marzec	3,3	31	517,7	
		4	Kwiecień	7,6	30	372,0	
		5	Maj	13,5	5	32,5	
		6	Czerwiec	16,6	0	0,0	
		7	Lipiec	17,5	0	0,0	
		8	Sierpień	17,9	0	0,0	
		9	Wrzesień	12,9	5	35,5	
		10	Październik	6,6	31	415,4	
		11	Listopad	3,8	30	486,0	
		12	Grudzień	0,7	31	598,3	
				Ogółem:	222	3696,4	

- Temperatura wewnętrzna jest to obliczeniowa temperatura powietrza wewnętrznego, określona zgodnie z Rozporządzeniem w sprawie warunków, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [°C].
- Temperatura zewnętrzna jest to średnia wieloletnia temperatura miesiąca m, a w przypadku stropów nad nieogrzewanymi piwnicami lub pod nieogrzewanymi poddaszami – temperatura wynikająca z obliczeń bilansu cieplnego budynku [°C].
- Opłata zmienna O_z jest to opłata zmienna związana z dystrybucją i przesyłem jednostki energii wykorzystywanej do ogrzewania, odpowiadająca:
 - w przypadku ogrzewania zdalaczynnego opłacie za ciepło i zmiennej opłacie za usługi przesyłowe,
 - dla energii elektrycznej sumie stawek za energię czynną, systemową opłatę przesyłową i zmienny składnik stawki sieciowej przeliczonej na zł/GJ,
 - dla gazu stawce opłaty zmiennej za przesłane paliwo zł/m³ przeliczonej na zł/GJ,
 - dla własnego źródła ciepła zasilanego dowolnym paliwem stawce opłaty zmiennej, określonej według kalkulacji kosztów rodzajowych przeliczonej na zł/GJ.
- Opłata stała miesięczna O_m jest to opłata związana z dystrybucją i przesyłem energii wykorzystywanej do ogrzewania, odpowiadająca:
 - w przypadku ogrzewania zdalaczynnego opłacie za zamówioną moc cieplną i opłacie stałej za usługi przesyłowe,
 - dla energii elektrycznej składnikowi stałemu stawki sieciowej zł/(kW · miesiąc), przeliczonemu na zł/(MW · miesiąc),
 - dla gazu składnikowi stałemu wyznaczonemu na jednostkę mocy umownej w miesięcznym okresie rozliczeniowym, przeliczonemu na zł/(MW · miesiąc),
 - dla własnego źródła ciepła zasilanego dowolnym paliwem składnikowi miesięcznych kosztów stałych, określonemu zgodnie z kalkulacją kosztów rodzajowych, odniesionemu do mocy źródła.

- Abonament A_h miesięczna opłata abonamentowa.
- Zwiększenie oporu cieplnego ΔR określa się z zależności:

$$\Delta R = \frac{d}{\lambda} [\mathrm{m}^2 \cdot \mathrm{K}/\mathrm{W}]$$

 Opór cieplny R jest to całkowity opór cieplny ocenianej przegrody budowlanej, określony zgodnie z PN-EN ISO 6946. Dla wariantów modernizacyjnych można go określić jako sumę oporu cieplnego w stanie istniejącym i zwiększenie oporu cieplnego dla danego wariantu:

$$R_1 = R_0 + \Delta R_1 \left[m^2 \cdot K/W \right].$$

- Współczynnik przenikania ciepła jest to odwrotność oporu cieplnego:

$$U = \frac{1}{R} [W/m^2 \cdot K].$$

Straty ciepła Q na przenikanie określa się zgodnie ze wzorem (3) Rozporządzenia:

$$Q = \frac{9,64 \cdot 10^{-5} \cdot S_d \cdot A}{R}$$
 [GJ]

— Zapotrzebowanie na moc cieplną q określa się zgodnie ze wzorem (5) Rozporządzenia:

$$q = \frac{10^{-6} \cdot A \cdot (t_w - t_e)}{R}$$
 [MW].

— Roczna oszczędność kosztów ΔO określana jest zgodnie ze wzorem (2) Rozporządzenia:

$$\Delta O = (Q_0 O_{0z} - Q_1 O_{1z}) + 12(q_0 O_{0m} - q_1 O_{1m}) + 12(A_{b0} - A_{b1}) [zl/rok].$$

 Koszt realizacji usprawnienia N_u jest to koszt wykonania danego wariantu na postawie wykonanego kosztorysu lub określony z zależności:

$$N_u = K_i \cdot A_K \, [\text{zl}].$$

Prosty czas zwrotu SPBT określany jest zgodnie ze wzorem (1) Rozporządzenia:

$$SPBT = \frac{N_u}{\Delta O}$$
 [lat].

 Optymalnym wariantem ulepszenia prowadzącego do zmniejszenia strat przenikania ciepła przez ściany, stropy i stropodachy jest wariant, dla którego prosty czas zwrotu SPBT przyjmuje wartość minimalną (przy założeniu spełnienia warunku wymaganej wartości oporu cieplnego R).

13.2.2. Ocena opłacalności i wyboru optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego polegającego na wymianie okien lub drzwi oraz poprawie systemu wentylacji

Ocena opłacalności i wybór wariantu zmniejszającego straty ciepła przez przenikanie dla działania: Wymiana okien					
Doprowadzenie powietrza odbywa się prze	ez nieszczelno:	ści stolarki			
Stolarka:					
Stan istniejący bardzo nieszczelna (a>4)					
Wariant W1 szczelna (0,5 <a<1)< td=""><td></td><td></td><td></td><td></td></a<1)<>					
Wariant W2 szczelna (0,5 <a<1)< td=""><td></td><td></td><td></td><td></td></a<1)<>					
Wariant W3 szczelna (0,5 <a<1)< td=""><td></td><td></td><td></td><td></td></a<1)<>					
Opis	Stan		Nazwa wariant	u	
	istniejący	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	
Powierzchnia przegrody m ²	567,43	567,43	567,43	567,43	
Min. strumień powietrza wentylacyjnego Ψ m ³ /h	5605,00	5605,00	5605,00	5605,00	
Stopniodni dzień K/rok	3696,4	3696,4	3696,4	3696,4	
Temperatura wewnętrzna tw (Θi) °C	20,0	20,0	20,0	20,0	
Temperatura zewnętrzna tz (Θe) °C	-20,0	-20,0	-20,0	-20,0	
Opłata zmienna za 1 GJ zł/GJ	60,01	60,01	60,01	60,01	
Opłata stała miesięczna za 1MW zł/(MW miesiąc)	0,00	0,00	0,00	0,00	
Abonament, inne koszty zł/miesiąc	0,00	0,00	0,00	0,00	
Współczynnik korekcyjny cw	1,20	1,20	1,20	1,20	
Współczynnik korekcyjny cr	1,10	1,00	1,00	1,00	
Współczynnik korekcyjny cm	1,20	1,00	1,00	1,00	
Współczynnik przepływu powietrza przez szczeliny a m³/(m/h/daPa23)	-	-	-	-	
Długość zewnętrznych szczelin przylgowych I m	-	-	-	-	
Współczynnik przenikania ciepła U W/(m ² K)	3,200	1,800	1,600	1,300	
Straty ciepła na przenikanie Q GJ	1383,94	1057,14	1020,89	966,53	
Zapotrzebowanie na moc cieplną g MW	0,16410	0,11708	0,11254	0,10573	
Roczna oszczedność kosztów ∆O zł/rok	-	19612	21787	25049	
Cena jednostkowa wymiany stolarki Kj zł/m ²		680.00	750.00	820.00	
Koszt modernizacii wentylacii Nw zł		0.00	0.00	0.00	
Koszt wymiany stolarki Nok zł		385 852,40	425 572.50	465 292.60	
Koszt całkowity realizacji przedsiewziecja Nok+Nw zł		385 852,40	425 572.50	465 292,60	
Prosty czas zwrotu SPBT lat	-	19,67	19,53	18,58	
Wyniki optymalizacji:			1		
 optymalnym wariantem przedsięwzięcia jest wariant: 		3			
 koszt realizacji optymalnego wariantu: 	Nw+Nok=	465 293	zł		
 prosty czas zwrotu optymalnego wariantu: 	SPBT=	18,58	lat		
 współczynnik przenikania ciepła w optymalnym wariancie: 	U=	1,30	W/(m ² K)		
 przedmiar (powierzchnia przegrody do wymiany) 	A=	567,43	m ²		
- typ stolarki	szczelna	(0,5 <a<1)< td=""><td></td><td></td></a<1)<>			
Uwagi techniczne: -					
Uzasadnienie przviecia nakładów:					
Średnie koszty na rynku lokalnym. W celu dokładnego oszacowania kosztów	konieczne wyko	onanie kosztory	sów inwestorsł	kich	

- Minimalny strumień powietrza wentylacyjnego Ψ obliczony według zasad podanych w Polskiej Normie dotyczącej wentylacji w budynkach mieszkalnych, zamieszkania zbiorowego i użyteczności publicznej.
- Cena jednostkowa K_{ok} wymiany okien lub drzwi służy do określenia kosztów realizacji wymiany stolarki N_{ok} .
- Powierzchnia okien lub drzwi służy do obliczeń strat ciepła oraz do obliczeń kosztów ich wymiany.
- Stopniodnie *S_d* obliczamy zgodnie ze wzorem:

$$S_d = \sum_{m=1}^{L_g} \left[t_{wo} - t_e(m) \right] L_d(m) \text{ [dzień · K/rok]}.$$

- Temperatura wewnętrzna jest to obliczeniowa temperatura powietrza wewnętrznego, określona zgodnie z Rozporządzeniem w sprawie warunków, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [°C].
- Temperatura zewnętrzna jest to średnia wieloletnia temperatura miesiąca m, a w przypadku stropów nad nieogrzewanymi piwnicami lub pod nieogrzewanymi poddaszami temperatura wynikająca z obliczeń bilansu cieplnego budynku [°C]
- Opłata zmienna O_z jest to opłata zmienna związana z dystrybucją i przesyłem jednostki energii wykorzystywanej do ogrzewania, odpowiadająca:
 - w przypadku ogrzewania zdalaczynnego opłacie za ciepło i zmiennej opłacie za usługi przesyłowe,
 - dla energii elektrycznej sumie stawek za energię czynną, systemową opłatę przesyłową i zmienny składnik stawki sieciowej przeliczonej na zł/GJ,
 - dla gazu stawce opłaty zmiennej za przesłane paliwo zł/m3 przeliczonej na zł/GJ,
 - dla własnego źródła ciepła zasilanego dowolnym paliwem stawce opłaty zmiennej, określonej według kalkulacji kosztów rodzajowych przeliczonej na zł/GJ.
- Opłata stała miesięczna O_m jest to opłata związana z dystrybucją i przesyłem energii wykorzystywanej do ogrzewania, odpowiadająca:
 - w przypadku ogrzewania zdalaczynnego opłacie za zamówioną moc cieplną i opłacie stałej za usługi przesyłowe,
 - dla energii elektrycznej składnikowi stałemu stawki sieciowej zł/(kW \cdot miesiąc), przeliczonemu na zł/(MW \cdot miesiąc),
 - dla gazu składnikowi stałemu wyznaczonemu na jednostkę mocy umownej w miesięcznym okresie rozliczeniowym, przeliczonemu na zł/(MW · miesiąc),
 - dla własnego źródła ciepła zasilanego dowolnym paliwem składnikowi miesięcznych kosztów stałych, określonemu zgonie z kalkulacją kosztów rodzajowych, odniesionemu do mocy źródła.
- Abonament A_b miesięczna opłata abonamentowa.
- Współczynnik korekcyjny c_wsłuży do korygowania strumienia powietrza wentylacyjnego ze względu na stopień wyeksponowania budynku na działanie wiatru:

Stopień wyeksponowania budynku na działanie wiatru	<i>د</i> _w
a) budynek na otwartej przestrzeni lub budynki wysokie	1,2
b) inne budynki	1,0

Współczynnik korekcyjny c_r służy do korygowania strumienia powietrza wentylacyjnego określony na podstawie tabeli:

Wyszczególnienie przyczyn wpływających na zapotrzebowanie ciepła na cele wentylacji	c _r	¢m
Wentylacja naturalna Szczelność okien i drzwi, charakterystyka nawiewnika lub obserwowany poziom wentylacji		
a) okna bardzo nieszczelne ($a \le 4$) lub obserwowana nadmierna wentylacja powodująca wyziębianie pomieszczeń	1,1–1,3	1,2–1,5
b) okna szczelne (0,5 < a < 1), okno ze skrzydłem rozwieralno-uchylnym lub opcją rozszczelniania; warunki wentylacji normalne	1,0	1,0
c) okna bardzo szczelne ($a < 0,3$) z nawiewnikami powietrza regulowanymi ręcznie	0,85	1,0

d) okna bardzo szczelne ($a < 0,3$) z nawiewnikami powietrza regulowanymi automatycznie	0,70	1,0
e) okna szczelne, obserwowana niewystarczająca wentylacja*	0,4–0,7	0,6-0,8
Wentylacja mechaniczna wywiewna Szczelność okien i drzwi, charakterystyka nawiewnika lub obserwowany poziom wentylacji		
a) otwory nawiewne bez możliwości regulacji lub okna bardzo nieszczelne ($a < 4$) oraz otwory nawiewne z możliwością regulacji	1,1–1,3	1,2–1,5
b) okna bardzo szczelne ($a < 0,3$) z nawiewnikami powietrza regulowanymi ręcznie lub automatycznie	1,0	1,0
c) współczesne szczelne okna bez nawiewników powietrza, obserwowana niewystarczająca wentylacja**	0,4–0,7	0,6–0,8
* Współczynniki korekcyjne odnoszą się wyłącznie do budynków, w których sposób odprowadze wymagania przepisów techniczno-budowlanych i Polskich Norm. ** Instalacie wentylacji należy poddać modernizacji	nia powietrz	za spełnia

— Współczynnik przepływu *a* należy dobrać na podstawie tabeli:

Rodzaj przegrody	а
Okna i drzwi balkonowe stare	
Okna i drzwi balkonowe drewniane, bez uszczelek, z luzem wrębowym 5 mm	3,0-4,0*
Okna i drzwi balkonowe drewniane, bez uszczelek, z luzem wrębowym 3 mm	2,0
Okna i drzwi balkonowe drewniane, bez uszczelek, z luzem wrębowym 2 mm	1,5
Okna i drzwi balkonowe drewniane, z uszczelkami samoprzylepnymi z miękkiego PCW, z luzem wrębowym do 5 mm	2,0
Okna i drzwi balkonowe drewniane, z uszczelkami samoprzylepnymi z EPDM, z luzem wrębowym do 5 mm	1,2
Okna i drzwi balkonowe drewniane, z uszczelkami samoprzylepnymi z pianki PU, z luzem wrębowym do 5 mm	0,8
Okna i drzwi balkonowe drewniane, z uszczelkami silikonowymi	0,5
Okna aktualnie produkowane	
Okna i drzwi balkonowe jednoramowe, drewniane i z PCV, trwale rozszczelnione lub z mikrouchyleniem	0,5–1,0
Okna i drzwi balkonowe jednoramowe, drewniane i z PCV z nawiewnikami powietrza	< 0,3
* Wartość współczynnika <i>a</i> przyjmuje się w zależności od stanu technicznego okna.	

 Długość zewnętrznych szczelin przylgowych okien lub drzwi *l* określana jest na postawie dokumentacji lub pomiarów własnych.

— Współczynnik przenikania ciepła *U* okna lub drzwi przewidzianych do wymiany, przyjęty z dokumentacji technicznej lub Polskiej Normy i powiększony o nie więcej niż 20%, w zależności od oceny stanu technicznego okna lub drzwi, oraz po wymianie przyjęty na podstawie aprobaty technicznej, $W/(m^2 \cdot K)$; przy czym dla pomieszczeń ogrzewanych, w których temperatura obliczeniowa jest większa niż 16°C, maksymalna wartość współczynnika przenikania ciepła okien po wymianie nie może być większa niż określona w Warunkach Technicznych:

Typ przegrody	Min. R	Max U
Okna w ścianach (strefa I, II, III)		1,9
Okna w dachu (strefa I, II, III)		1,7
Okna wszystkie typy (strefa IV, V)	_	1,7

 Straty ciepła Q na przenikanie, w przypadku gdy doprowadzenie powietrza wentylacyjnego odbywa się przez nawiewniki ścienne, okna lub drzwi, określa się zgodnie ze wzorem:

$$Q = (8,64 \cdot S_d \cdot A_{ok} \cdot U + 2,94 \cdot c_r \cdot c_w \cdot V_{nom} \cdot S_d) \cdot 10^{-5} \text{ [GJ]}$$

lub w przypadku gdy doprowadzenie powietrza wentylacyjnego nie odbywa się przez nawiewniki okienne lub ścienne, okna lub drzwi, zgodnie ze wzorami:

$$Q = 8,64 \cdot 10^{-5} \cdot S_d \cdot A_{ok} \cdot U + Q_{inf}) \cdot [GJ],$$
$$Q_{inf} = 1,43 \cdot 10^{-6} \cdot a \cdot 1 \cdot \sum_{m=1}^{L_g} [t_w - t_e(m)]^{\frac{5}{3}} \cdot L_d(m) [GJ].$$

Zapotrzebowanie na moc cieplną *q*, w przypadku gdy doprowadzenie powietrza wentylacyjnego odbywa się przez nawiewniki ścienne, okna lub drzwi, określa się zgodnie ze wzorem:

$$q = 10^{-6} \cdot A_{ok} \cdot (t_w - t_e) \cdot U + 3.4 \cdot 10^{-7} \cdot \Psi \cdot c_m \cdot (t_w - t_e) \text{ [MW]}$$

lub w przypadku gdy doprowadzenie powietrza wentylacyjnego nie odbywa się przez nawiewniki okienne lub ścienne, okna lub drzwi, zgodnie ze wzorem:

$$q = 10^{-6} \cdot A_{ok} \cdot (t_w - t_e) \cdot U + 1,65 \cdot 10^{-8} \cdot a \cdot 1 \cdot (t_w - t_e)^{5/3} \text{ [MW]}$$

— Roczna oszczędność kosztów ΔO określana jest zgodnie ze wzorem (7) Rozporządzenia:

$$\Delta O = (Q_0 O_{0z} - Q_1 O_{1z}) + 12(q_0 O_{0m} - q_1 O_{1m}) + 12(A_{b0} - A_{b1}) [zl/rok]$$

 Koszt wymiany okien lub drzwi N_{ok} jest to koszt wykonania danego wariantu na postawie wykonanego kosztorysu lub określony z zależności:

$$N_u = K_{ok} \cdot A_{ok} \, [\text{zl}].$$

- Koszt modernizacji wentylacji N_u jest sumą wszystkich kosztów przewidzianym do realizacji usprawnienia wentylacji w ramach wariantu.
- Prosty czas zwrotu SPBT określany jest zgodnie ze wzorem (6) Rozporządzenia:

$$SPBT = \frac{N_{ok} + N_w}{\Delta O}$$
 [lata].

 Optymalnym wariantem ulepszenia prowadzącego do zmniejszenia strat przenikania ciepła przez ściany, stropy i stropodachy jest wariant, dla którego prosty czas zwrotu SPBT przyjmuje wartość minimalną (przy założeniu spełnienia warunku wymaganej wartości oporu cieplnego *R*).

13.2.3. Ocena opłacalności i wybór wariantu zmniejszającego zapotrzebowanie na ciepło na przygotowanie ciepłej wody użytkowej

Ocena opłacalności i wybór wariantu zmniejszającego zapotrze Opis modernizacji: Modernizacja systemu przygotow	bowanie na c vania ciepłe	iepło na przy j wody użyti	/gotowanie cwu kowej	
Zakres prac	Cena jedn.	llość	Koszt	
Wymiana instalacji na nową z izolacją	200000,00	1	200 000,00 zł	
•	-	-	- zł	
-	-	-	- zł	
-	-	-	- zł	
-	-	-	- zł	
		Suma	200 000,00 zł	
Opie	Stan	N	azwa wariantu	
Орів	istniejący	W1		
Opłata zmienna za 1 GJ zł/GJ	60,01		60,01	
Opłata stała miesięczna za 1MW zł/(MW miesiąc)	0		0	
Abonament, inne koszty zł/miesiąc	0		0	
Zapotrzebowanie na ciepło Q GJ	1467,97		1174,38	
Zapotrzebowanie na moc cieplną q MW	0,05958		0,05958	
Roczna oszczędność kosztów ∆O zł/rok	-	17618,65		
Koszt realizacji usprawnienia Nu zł	-		200 000,00 zł	
Prosty czas zwrotu SPBT lat	-		11,35	
Wyniki optymalizacji: - optymalnym wariantem przedsięwzięcia jest wariant: - koszt realizacji optymalnego wariantu: - prosty czas zwrotu optymalnego wariantu:	Nu= SPBT=	1 200 000,00 11,35	zł lat	
Uwagi techniczne: Uzasadnienie przyjęcia nakładów:				
W celu dokładnego oszacowania kosztów modernizacji należ	y wykonać k	osztorysy inv	westorskie	

- Opłata zmienna O_z jest to opłata zmienna związana z dystrybucją i przesyłem jednostki energii wykorzystywanej do ogrzewania, odpowiadająca:
 - w przypadku ogrzewania zdalaczynnego opłacie za ciepło i zmiennej opłacie za usługi przesyłowe,
 - dla energii elektrycznej sumie stawek za energię czynną, systemową opłatę przesyłową i zmienny składnik stawki sieciowej przeliczonej na zł/GJ,
 - dla gazu stawce opłaty zmiennej za przesłane paliwo zł/m³ przeliczonej na zł/GJ,
 - dla własnego źródła ciepła zasilanego dowolnym paliwem stawce opłaty zmiennej określonej według kalkulacji kosztów rodzajowych, przeliczonej na zł/GJ.
- Opłata stała miesięczna O_m jest to opłata związana z dystrybucją i przesyłem energii wykorzystywanej do ogrzewania, odpowiadająca:
 - w przypadku ogrzewania zdalaczynnego opłacie za zamówioną moc cieplną i opłacie stałej za usługi przesyłowe,
 - dla energii elektrycznej składnikowi stałemu stawki sieciowej zł/(kW \cdot miesiąc), przeliczonemu na zł/(MW \cdot miesiąc),

- dla gazu składnikowi stałemu wyznaczonemu na jednostkę mocy umownej w miesięcznym okresie rozliczeniowym, przeliczonemu na zł/(MW · miesiąc),
- dla własnego źródła ciepła zasilanego dowolnym paliwem składnikowi miesięcznych kosztów stałych, określonemu zgodnie z kalkulacją kosztów rodzajowych, odniesionemu do mocy źródła.
- Abonament A_h miesięczna opłata abonamentowa.
- Roczną oszczędność kosztów wyznacza się z zależności:

$$\Delta O_{cw} = (Q_{0cw}O_{0z} - Q_{1cw}O_{1z}) + 12(q_{0cw}O_{0m} - q_{1cw}O_{1m}) + 12(A_{b0} - A_{b1}) \text{ [zl/rok]}.$$

— Prosty czas zwrotu SPBT:

$$SPBT = \frac{N}{\Delta O_{cw}}.$$

13.2.4. Wybór optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego poprawiającego sprawność cieplną systemu grzewczego

Ocena opłacalności i wybór wariantu poprawiającego sprawność cieplną systemu grzewczego Opis modernizacji: Modernizacja systemu grzewczego						
Zakres prac	Cena jedn.	llość	Koszt			
Wymiana instalacji, grzejników, montaż zaworów termostatycznych	500000,00	1	500 000,00 zł			
-	-	-	- zł			
-	-	-	- zł			
-	-	-	- zł			
-		-	- zł			
=	-	-	- zł			
		Suma	500 000,00 zł			
Opis	Stan		Nazwa wariantu			
	istniejący		W1			
Opłata zmienna za 1 GJ zł/GJ	60,01		60,01			
Opłata stała miesięczna za 1MW zł/(MW miesiąc)	0,00		0,00			
Abonament, inne koszty zł/miesiąc	0	L	0			
Zapotrzebowanie na ciepło Q GJ	1986,68		1986,68			
Sprawność całkowita systemu grzewczego η -	0,626		0,875			
Iloczyn współczynników przerw w ogrzewaniu w _t w _d -	1,000		1,000			
Zapotrzebowanie na moc cieplną q MW	0,05958	0,05958				
Roczna oszczędność kosztów ∆O zł/rok	-		54197,12			
Koszt realizacji usprawnienia Nu zł	-	500 000,00 zł				
Prosty czas zwrotu SPBT lat	-		9,23			
Wyniki optymalizacji: - optymalnym wariantem przedsięwzięcia jest wariant: - koszt realizacji optymalnego wariantu: - prosty czas zwrotu optymalnego wariantu:	Nu= SPBT=	1 500 000 9,23	zł lat			
Uwagi techniczne: -						
Uzasadnienie przyjęcia nakladów: W celu dokładnego oszacowania kosztów modernizacji należ	y wykonać k	osztorysy in	westorskie			

 — Q_{0,CO}, Q_{1CO} — zapotrzebowanie budynku na ciepło przed termomodernizacją [GJ/rok], obliczone zgodnie z Polską Normą według metody dotyczącej obliczania zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania, z uwzględnieniem współczynników korekcyjnych c_r , c_m , c_w ; dla budynków nieobjętych zakresem tej normy sezonowe zapotrzebowania na ciepło należy określić zgodnie z rozporządzeniem dotyczącym świadectw lub indywidualnie, na podstawie dokumentacji technicznej lub pomiarów.

- q_{0CO} , q_{1CO} zapotrzebowanie budynku na moc cieplną przed i po zastosowaniu wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego poprawiającego sprawność całkowitą systemu grzewczego budynku, określone zgodnie z Polską Normą lub projektu technicznego instalacji ogrzewania [MW].
- Sprawność systemu grzewczego η przed i po modernizacji, określona zgodnie z zasadami z rozporządzenia dotyczącego świadectw energetycznych.
- Współczynniki przerw w ogrzewaniu określone na podstawie tabel:
- Współczynnik W_t przerwy tygodniowe

Lp.	Czas ogrzewania	Lekki	Ciężki	
1	7 dni	1,00	1,00	
2	5 dni	0,75	0,85	

Budynek lekki, którego masa części ogrzewanej odniesiona do kubatury ogrzewanej nie przekracza 150 kg/m³

• Współczynnik *W*_d — przerwy dobowe

Lp.	Czas przerw w ogrzewaniu	Lekki	Ciężki
1	Bez przerw	1,00	1,00
2	4 godziny	0,96	0,98
3	8 godzin	0,93	0,95
4	12 godzin	0,85	0,91
5	16 godzin	0,79	0,88

Budynek lekki, którego masa części ogrzewanej odniesiona do kubatury ogrzewanej nie przekracza 150 kg/m³ Dla budynków mieszkalnych wielorodzinnych typu lekkiego lub ciężkiego, w których nie stosuje się przerw w ogrzewaniu w okresie doby, a zainstalowano termostatyczne zawory grzejnikowe i podzielniki kosztów lub mieszkaniowe liczniki ciepła oraz wprowadzono rozliczenie kosztów ogrzewania indywidualnie dla poszczególnych odbiorców, przyjmuje się wartość współczynnika $W_d = 0,95$ jako uwzględnienie stosowanych indywidualnie przerw w ogrzewaniu

- Wartość rocznej oszczędności kosztów energii oblicza się ze wzoru:

$$\Delta O_{cw} = \left(\frac{Q_{0CO}O_{0z}}{\eta_0} - \frac{Q_{1cw}O_{1z}}{\eta_1}\right) + 12(q_{0CO}O_{0m} - q_{1CO}O_{1m}) + 12(A_{b0} - A_{b1}) \text{ [zl/rok]}$$

- Prosty czas zwrotu:

$$SPBT = \frac{N}{\Delta O_{cw}}$$

13.2.5. Metoda wyboru optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego — Zestawienie wszystkich ulepszeń według rosnącej wartości *SPBT* w tabeli:

Zestawienie wybranych ulepszeń i wariantów w kolejności rosnącej wartości prostego czasu zwrotu nakładów SPBT

L.p.	Rodzaj i zakres ulepszenia termomodernizacyjnego albo	Planowane koszty	SPBT
	wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego	robót [zł]	[lata]
1.	Modernizacja systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej	200 000,00 zł	11,35
2.	Ocieplenie stropodachu	180 358,00 zł	12,17
3.	Ocieplenie ścian zewnętrznych	562 214,80 zł	15,06
4.	Wymiana okien	465 292,60 zł	18,58
5.	Wymiana drzwi	20 976,00 zł	36,69

— Ustalenie wariantów według zasady:

Wariant 1: Zestaw wszystkich usprawnień wymienionych w tabeli według rosnącej kolejności *SPBT* i wybranego wariantu optymalnego przedsięwzięcia termomodernizacyjnego poprawiającego sprawności sytemu grzewczego.

Wariant 2: Zestaw jw., bez ulepszenia o najwyższym wskaźniku SPBT.

Wariant 3: Zestaw jw., bez ulepszenia o najwyższym wskaźniku SPBT itd.

Wariant *n*: Wariant optymalnego przedsięwzięcia termomodernizacyjnego poprawiającego sprawności sytemu grzewczego.

Llenroumienie z	Numer wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego							
tabeli nr 6.2.4								
	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.
Modernizacja systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej	X	X	X	X	X			
Ocieplenie stropodachu	X	X	X	X				
Ociepłenie ścian zewnętrznych	X	X	X					
Wymiana okien	X	X						
Wymiana drzwi	Х							

Modern. c.o. X	x x	X	X	X		
----------------	-----	---	---	---	--	--
— Zestawienie obliczeń w tabeli:

	vite		ŝć gię	Optymaina kwota kredytu		Premia termomodernizacyjna		
Warlant przedsięwzięcia termomodernizacyjnego	Planowane koszty całkow	Roczne oszczędności kosztów energii	Procentowa oszczędnoś zapotrzebowania na ener (z uwzględnieniem sprawności całkowitej)			20% kredytu	16% kosztów calkowitych	Dwukrotność rocznej oszczędności kosztów energii
	[zł]	[zł/rok]	[%]	[zł] [%]		[zł]	[zł]	[zł]
1	2	3	4	5		6	7	8
Wariant 1	1 928 841	156 062	56,03	1 928 841	100,00%	385 768	308 614	312 124
Wariant 2	1 907 865	155 597	55,86	1 907 865	100,00%	381 573	305 258	311 194
Wariant 3	1 442 573	131 917	47,36	1 442 572	100,00%	288 514	230 811	263 834
Wariant 4	880 358	89 879	32,27	880 358	100,00%	176 071	140 857	179 758
Wariant 5	700 000	71 816	25,78	700 000	100,00%	140 000	112 000	143 632
Wariant 6	500 000	54 197	19,46	500 000	100,00%	100 000	80 000	108 394

Roczne oszczędności kosztów określa się ze wzoru:

$$\Delta O_{cw} = \left(\frac{Q_{0CO}O_{0z}}{\eta_0} - \frac{Q_{1cw}O_{1z}}{\eta_1}\right) + 12(q_{0CO}O_{0m} - q_{1CO}O_{1m}) + 12(A_{b0} - A_{b1}) \text{ [zl/rok]}$$

Wariantem optymalnym jest wariant pierwszy, dla którego wartość procentowej oszczędności zapotrzebowania na energię spełnia wymagania, a wartości kredytu i środków własnych nie przekroczyły wartości zadeklarowanych przez inwestora.

Wartość premii termomodernizacyjnej określana jest jako wartość minimalna z kwot: 20% wartości kredytu, 16% kosztów całkowitych, dwukrotności rocznej oszczędności kosztów energii.