

# Konceptcja hybrydowego OZE dla domu jednorodzinnego

## Hybrid renewable energy concept for a single-family house

Małgorzata Kwęstarcz, Wiktoria Kostrzewska<sup>\*)</sup>

**Słowa kluczowe:** indywidualny zasobnik ciepła, TES, hybrydowe źródło ciepła, OZE w domu jednorodzinnym

### Streszczenie

Hybrydowe odnawialne źródło energii dla domu jednorodzinnego omówione w niniejszym artykule to układ składający się z dwóch źródeł energii: pompy ciepła typu A/W i instalacji kolektorów fotowoltaicznych współpracujący z indywidualnym zasobnikiem ciepła typu Thermal Energy Storage. (ITES). Przeprowadzona szacunkowa analiza kosztów i przychodów eksploatacyjnych jedynie sygnalizuje problematykę rozliczeń w systemie Net-billing i jednocześnie potwierdza potencjał, jaki daje magazyn energii.

**Keywords:** Individual Thermal Energy Storage, TES, hybrid heat source, RES in single-family house

### Abstract

The hybrid renewable energy source for a single-family home discussed in this paper is a system consisting of two energy sources: an A/W heat pump and a photovoltaic collector system working together with an individual Thermal Energy Storage. (ITES). The estimated analysis of operating costs and revenues only signals the problem of net-billing and confirms the potential of an energy storage facility.

## Wstęp

Cały rynek pomp ciepła w 2022 r. wzrósł o 120%, a pomp ciepła do ogrzewania budynków o 130%. W 2022 r. niemal co trzecie urządzenie w ogólnej liczbie sprzedanych urządzeń do ogrzewania pomieszczeń w Polsce w 2022 r. było pompą ciepła.

W 2022 r. liczba sprzedanych pomp ciepła typu powietrze-woda w Polsce zwiększyła się o 137% w porównaniu do 2021 r. i wyniosła 188,2 tys. sztuk. Oznacza to ponad 100-krotny wzrost rynku pomp ciepła typu powietrze/woda w ciągu ostatnich 10 lat w Polsce.

Zwiększyła się też liczba sprzedanych gruntowych pomp ciepła o 28% i wyniosła 7,2 tys. sztuk. W grudniu 2022 r. udział wniosków o wymianę źródeł ciepła z pompami ciepła w programie „Czyste Powietrze” osiągnął 63%. To tylko kilka faktów z rynku urządzeń wykorzystujących odnawialne źródła energii. Drugim co do wielkości rynkiem jest fotowoltaika. Pod koniec grudnia 2022 roku moc zainstalowanej w Polsce fotowoltaiki przekroczyła 12 GW i wyniosła dokładnie 12 189,1 MW. To znaczący wzrost w porównaniu z grudniem 2021 roku, gdy całkowita moc zainstalowana polskiej fotowoltaiki wynosiła zaledwie 7681,4 MW. W całym 2022 roku powstało 362 159 instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy 4 269,8 MW. Z kolei średnia moc instalacji zbudowanej w ostatnim miesiącu ubiegłego roku wyniosła 23,5 kW. Pokazuje to, że najczęściej budowanym typem instalacji PV jest mikroinstalacja fotowoltaiczna czyli taka, której całkowita moc zainstalowana wynosi poniżej 50 kW. Popularność tego rozwiązania jest związana z tym, że procedury administracyjno-prawne w przypadku tego typu inwestycji są najprostsze i najbardziej wychodzą naprzeciw konsumentom pozaprzemysłowym.

Z perspektywy użytkownika końcowego, który jest klientem obu wymienionych powyżej rynków odnoszących spektakularne sukcesy popularności, jest uzyskanie efektów wynikających z synergii pompy ciepła i układu fotowoltaicznego. Urządzeniem umożliwiającym uzyskanie efektów większych niż suma prosta wynikająca z równoległej eksploatacji PC i PV jest inwestycja w indywidualny magazyn ciepła typu TES (Thermal Energy Storage). Jest to urządzenie umożliwiające utrzymanie wysokiej efektywności pompy ciepła (maksymalizacja wartości współczynnika SCOP (Sezonal Coefficient of Performance) przy jednoczesnej minimalizacji kosztów eksploatacyjnych, tj. kosztu zakupu energii elektrycznej do napędu sprężarki pompy ciepła.

## Magazynowanie ciepła

W latach pięćdziesiątych dwudziestego wieku Speyer teoretycznie rozważał potencjał magazynowania ciepła latem i wykorzystania go zimą. Praktyczne zastosowania tych idei znalazły swoje początki w Szwecji pod koniec lat siedemdziesiątych dwudziestego wieku. Przechowywanie ciepła sezonowe jest procesem bardziej złożonym i kosztowym w porównaniu z przechowywaniem krótkoterminowym. Główną różnicą między tymi dwoma systemami jest skala czyli wielkość systemu (pod względem powierzchni czynnej) kolektorów słonecznych oraz pojemność magazynowa (pojemność cieplna). [1,2,6,8] W procesie przechowywania ciepła krótkoterminowym można osiągnąć stosunkowo wysoką temperaturę czynnika, tj. maksymalnie 95 °C, co pozwala np. na bezpośrednie wykorzystanie ciepła do zasilania w sieci ciepłowniczej. W przypadku długoterminowego prze-

<sup>\*)</sup> Małgorzata Kwęstarcz, dr hab. inż., Wiktoria Kostrzewska (Dyplomantka), Inż., Zakład Sytemu Ciepłowniczych i Gazowniczych, Wydział Instalacji Budowlanych Hydrotechniki i Inżynierii Środowiska, małgorzata.kwestarcz@pw.edu.pl, wiktoria.kostrzewska(stud)@pw.edu.pl

chowywania temperatura jest zazwyczaj niższa (maksymalna około 30-40 °C). W przypadku współpracy z siecią ciepłowniczą wysokoparametrową potrzebny jest wówczas dodatkowy system dostosowujący poziom temperatury ciepła pozyskiwanego z zasobnika sezonowego, np. układy pomp ciepła, kotłownia gazowa.

Systemy ogrzewania słonecznego zwykle składają się z szeregu kolektorów słonecznych tzw. cieczowych, sieci rurociągów do transportu ciepła i zasobnika ciepła, w celu magazynowania ciepła przez krótki lub długi okres. Efektywność pracy systemów kolektorów cieczowych oceniana jest na podstawie współczynnika frakcji słonecznej tj. stosunku ciepła dostarczonego przez system kolektorów cieczowych do całkowitego zapotrzebowania.[9]

Wybór metody magazynowania zależy od charakteru procesu. W przypadku podgrzewania wody, magazynowanie energii jako ciepło jawne w zbiorniku wodnym jest w pełni uzasadnione. Jeśli stosowane są kolektory z ogrzewaniem powietrznym, wskazane jest przechowywanie ciepła jawnego lub utajonego w złożach stałych, np. ciepło jawne w wymienniku ciepła ze złożem żwirowym. W przypadku procesów fotowoltaicznych lub fotochemicznych, przechowywanie termochemiczne jest najlepszym wyborem. [5,10]

Do najbardziej popularnych technik i technologii magazynowania ciepła należy akumulacja ciepła w zasobnikach wypełnionych wodą jako złożem magazynującym ciepło, określanymi akronimem TES (Thermal Energy Storage). W zależności jaką funkcję pełni akumulator można zastosować następującą systematykę:

- Centralny zasobnik ciepła (Main TES) akumulator/ zasobnik ciepła włączony w obiegi technologiczne źródła ciepła,
- Rozproszone zasobniki ciepła (Distributed TES) – zazwyczaj kilka współpracujących ze wspólną siecią ciepłowniczą,
- Indywidualny zasobnik ciepła (Individual TES) – zasobnik ciepła współpracujący z instalacjami grzewczymi w jednym obiekcie.

W każdym przypadku zasada działania zasobnika typu TES opiera się na magazynowaniu ciepła w postaci jawnej tj. wody o różnej temperaturze, przy zachowaniu naturalnej stratyfikacji temperatury. W górnej części zbiornika zbiera się woda o wyższej temperaturze a najchłodniejsza gromadzi się przy dnie. W przypadku ośrodka magazynującego jakim jest woda, stratyfikacja temperatury w zbiorniku układa się w dwóch obszarach: górnym – woda gorąca, dolnym woda chłodna przedzielonymi warstwą tzw. termokliny, w obszarze której gwałtownie zmienia się temperatura z wysokiej na niską.

Właściwość ta pozwala na magazynowanie ciepła również przy częściowym napełnieniu zasobnika TES. Proces ładowania i rozładowywania akumulatora odbywa się przez zespoły dysz górnych i dolnych. Podczas procesu ładowania dyszami górnymi wprowadzana jest woda gorąca a dolnymi usuwana chłodna. W przypadku rozładowania dyszami górnymi wypływa woda gorąca a dolnymi zatłaczana jest woda o niskiej temperaturze. Proces ładowania i rozładowania nie zmienia poziomu wody w zbiorniku a jedynie przesuwają warstwę termokliny z góry do dołu podczas procesu ładowania, bądź z dołu ku górze podczas rozładowania.

Do kluczowych parametrów charakteryzujących zasobnik ciepła typu TES zalicza się:

- smukłość – stosunek wysokości zbiornika do jego średnicy, – rekomendowana jest < 3, co zapewnia łatwość tworzenia się warstwy termokliny i jej utrzymywanie się podczas procesów ładowania/rozładowania,
- moc cieplna akumulatora ciepła – maksymalna wielkość strumienia ciepła odniesiona do czasu ładowania/rozładowania zasobnika,
- sprawność magazynowania – stosunek ciepła zmagazynowanego do ciepła odzyskanego z zasobnika uwzględnia straty energii w okresie przechowywania jak i cykli ładowania/rozładowania,
- zasobnik krótkoterminowy / długoterminowy /sezonowy – określa czas przechowywania ciepła i trwa od kilku godzin do kilku dni bądź miesięcy w przypadku zasobników sezonowych,
- czas ładowania i rozładowania – określa czas niezbędny do naładowania/rozładowania zasobnika (zachowując warwę termokliny),

- koszt jednostkowy odnosi się do pojemności cieplnej (€/kWh) lub mocy cieplnej (€/kW) zasobnika. [4]

Ilość zgromadzonego ciepła zależy od ciepła właściwego ośrodka magazynującego, zmiany jego temperatury oraz ilości ośrodka znajdującego się w zasobniku. Opisywaną zależność przedstawia wzór (1).[6]

$$Q_s = \int_{t_i}^{t_f} mc_p dt = mc_p(t_f - t_i) \quad (1)$$

$Q_s$  – ilość zmagazynowanego ciepła [J]

$m$  – masa nośnika ciepła [kg]

$c_p$  – ciepło właściwe [J/kgK]

$t_i$  – temperatura początkowa [°C]

$t_f$  – temperatura końcowa [°C]

W tab. 1 zamieszczono porównanie parametrów wody, oleju silnikowego i innych związków organicznych, które również są stosowane jako ośrodki magazynujące ciepło. Należy zwrócić uwagę że woda cechuje się najwyższą wartością ciepła właściwego i jedynie ten ośrodek magazynujący jest obojętny pod względem oddziaływania toksycznego na środowisko.

Tabela 1. Lista materiałów ciekłych do magazynowania ciepła jawnego

Table 1. List of liquid materials for sensible heat storage

Materiał	Rodzaj	Zakres temp [°C]	Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]	Ciepło właściwe [J/kgK]
Woda	-	0-100	1000	4190
Olej silnikowy	Olej	≤160	888	1880
Etanol	Olej	≤78	790	2400
Propan	Ciecz organiczna	≤97	800	2500
Butan	Ciecz organiczna	≤118	809	2400
Izotunaol	Ciecz organiczna	≤100	808	3000
Izopentanol	Ciecz organiczna	≤148	831	2200
Oktan	Ciecz organiczna	≤126	704	2400

Zdolność magazynowania ciepła przez jednostkę masy wody (lub innej cieczy) w jednolitej temperaturze (tj. w pełni zmieszanej, nieuwarstwionej) działającej przy skończonej różnicy temperatury jest opisana zależnością numer 2.

$$Q_s = mc_p \Delta t_s \quad (2)$$

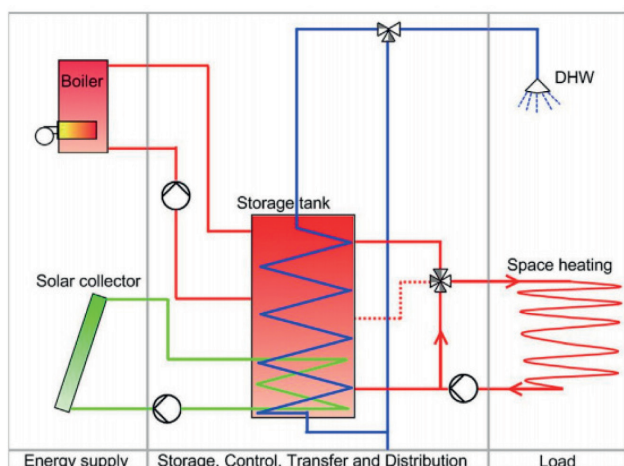
gdzie  $Q_s$  to całkowita pojemność cieplna dla cyklu działającego w zakresie temperatury,

$\Delta t_s$ , gdzie  $m$  i  $c_p$  są odpowiednio masą i ciepłem właściwym wody w zasobniku. Zakres temperatury jest ograniczony jako temperatura minimalna dla większości zastosowań przez wymagania procesu. Górna granica czyli temperatura maksymalna zazwyczaj określana jest na poziomie 95 °C (dla wody) jako graniczna temperatura która nie spowoduje wrzenia w górnej warstwie wody przy ciśnieniu zbliżonym do wartości ciśnienia atmosferycznego w zbiorniku. [30]

Technologia magazynowania ciepłej wody użytkowej jest rozposzechniona. Od małych zasobników CWU współpracujących z kotłami indywidualnymi, po duże zbiorniki CWU dwuwęzownicowe zasilane przez kolektory cieczowe i wymienniki w węzle ciepłowniczym.

Bardziej złożony system z magazynowaniem ciepła w zbiorniku przedstawiono na rysunku 1. Jest to solarny system kombi, w którego centralną częścią jest zasobnik ciepła. Magazyn (combistore) jest ła-

dowane kolektorami słonecznymi i drugim źródłem ciepła, takim jak kocioł na biopaliwo lub gaz, a ciepło jest pobierane do dwóch odbiorników ciepła o bardzo zróżnicowanych parametrach: instalacji ciepłej wody użytkowej i instalacji centralnego ogrzewania pomieszczeń. [3]



Rys. 1. Schemat systemu solarnego kombi z kolektorami słonecznymi i zasobnikiem buforowym wody ładującej kocioł [3]

Fig 1. Schematic of a solar combi system with solar collectors and boiler charging water buffer tank [3]

### Indywidualny zasobnik ciepła typu TES (ITES)

Opracowanie wydajnego i opłacalnego magazynowania ciepła jest nadal jednym z głównych wyzwań technicznych dla powszechnego wykorzystania pogodowo zależnego źródła ciepła do ogrzewania pomieszczeń. Interesującym rozwiązaniem jest magazynowanie ciepła w zbiorniku buforowym. [11] Koncepcja bardzo zbliżona do przykładu omówionego powyżej na rys. 1. Istotna różnica polega na czasie akumulacji ciepła.

Opisana poniżej koncepcja to instalacja w fazie półtechnicznej.

Na rys. 2 przedstawiono koncepcję budynku jednorodzinnego z wbudowanym zasobnikiem ciepła typu ITES (Individual Thermal Energy Storage), zasilanym z instalacji OZE wspieranej źródłem na paliwo kopalne.



Rys. 2 Zasobnik ITES w aranżacji domu jednorodzinnego [11]

Fig. 2 ITES storage tank in a single-family house arrangement [11]

W celu pozyskania od 50 do 80% ciepła, potrzebnego do ogrzewania i przygotowanie ciepłej wody użytkowej w nowoczesnym budynku niskoenergetycznym jednorodzinym, niezbędna jest powierzchnia kolektorów cieczowych od około 30 do 60 m<sup>2</sup>. Właściwa orientacja i nachylenie dachu umożliwi zabudowanie ich w pokrycie dachowe.

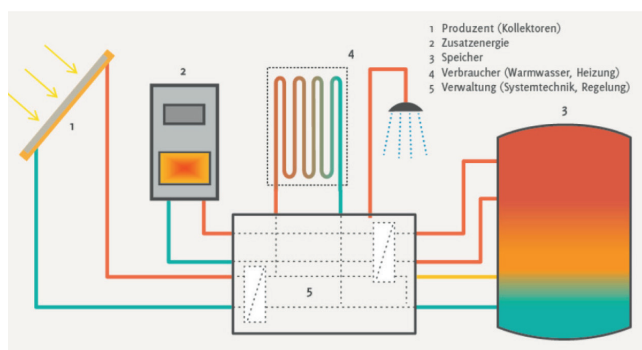
Pozostała powierzchnia dachu może być wyposażona w system fotowoltaiczny [11]

Magazyn buforowy ma za zadanie magazynować nadmiar ciepła z instalacji solarnej. W tym celu zazwyczaj stosuje się szacunkowy wskaźnik dla projektantów, około 150 dm<sup>3</sup> wody na metr kwadratowy powierzchni kolektora. Odpowiednio większa powierzchnia kolektorów cieczowych wymusza większą pojemność wodną zasobnika ciepła. [11]

Zainstalowanie zasobnika w izolowanej termicznie obudowie umożliwi w dużej mierze bezstratną pracę systemu, ponieważ ciepło tracone na skutek przenikania przez ścianki zbiornika jest wykorzystywane do ogrzewania przyległych pomieszczeń. Niemniej jednak, grubość izolacji zasobnika powinna wynosić co najmniej 200 mm. Smukła konstrukcja i odpowiednie włączenie urządzeń pracujących w obszarze o różnych poziomach temperatury zapewniają właściwe rozwarstwienie wody i długotrwałe utrzymanie termokliny w zasobniku. [11]

W celu przygotowania ciepłej wody użytkowej dostępny jest kocioł gazowy, zintegrowany z zasobnikiem buforowym lub podłączony zewnętrznie, tworząc tzw. moduł świeżej wody, który ogrzewa przepływającą wodę w wymienniku. W przypadku zasobnika indywidualnego TES wiodącą rolę odegra instalacja centralnego ogrzewania, które jest głównym odbiorcą zmagazynowanego ciepła. Rekomenduje się aby było to instalacja niskoparametrowa czyli ogrzewanie płaszczyznowe. Pozwoli to na wykorzystanie zmagazynowanego ciepła do znacznie niższego poziomu energetycznego niż w przypadku instalacji wymagającej wyższych poziomów temperatury, czyli wyposażonej w grzejniki konwekcyjne.

Eksploatacją instalacji magazynowej i odbiorczej zarządza specjalistyczne oprogramowanie. Nadrzędnym celem jest utrzymanie stratyfikacji temperatury w zasobniku ciepła, przy jednoczesnym wykorzystaniu dostępnego ciepła na właściwym poziomie energetycznym tj o temperaturze właściwej dla instancji odbiorczej. Schemat koncepcji zarządzania przedstawiono na rys. 3, zacytowanym z materiałów reklamowych producenta [11].



Rys. 3. Schemat instalacji ze modulem sterującym dystrybucją ciepła z zasobnika [11]

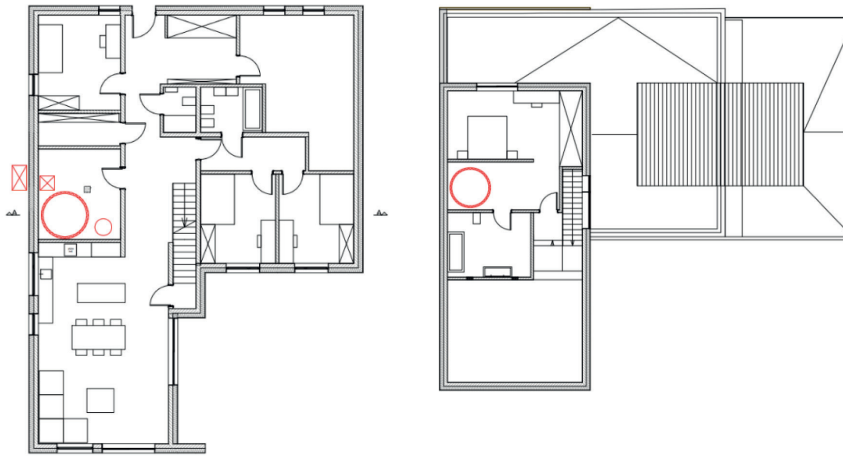
Fig. 3: Schematic of an installation with a module controlling the distribution of heat from the storage tank [45]

### Analiza techniczno-ekonomiczna dla warunków polskich

Do analizy w warunkach polskich przyjęto budynek jednorodzinny, dwukondygnacyjny, niepodpiwniczony, o powierzchni użytkowej 204,3 m<sup>2</sup> zlokalizowany w centralnej Polsce. Budynek wyposażony jest w ogrzewanie podłogowe wodne, z zaizolowanymi przewodami prowadzonymi w systemie podpodłogowym ze skrzynek rozdzielaczy dla każdej kondygnacji, w systemem cwu podgrzewanej w wymienniku pojemnościowym umieszczonym w pomieszczeniu technicznym na parterze. Budynek współczesny odpowiadający Warunkom Technicznym z 2021 r. [7]

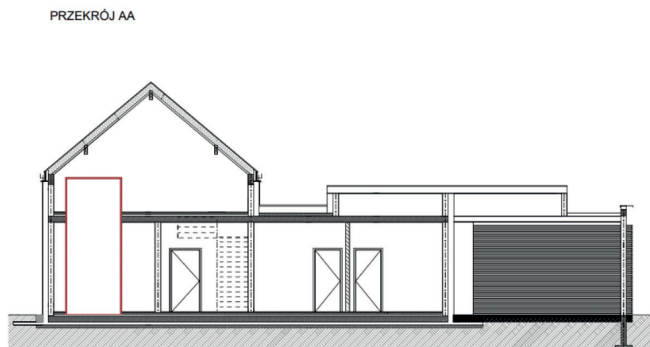
Jako system zasilający budynek w ciepło zaproponowano koncepcję indywidualnego zasobnika ciepła, zasilanego przez pompę ciepła powietrze – woda (A/W). Zaprojektowano zbiornik magazynu-





Rys. 4 a i 4b Rzut parteru i pierwszego piętra  
Fig. 4a and 4b Ground floor and first floor plan

nający ciepło – ITES o pojemności 11,45 m<sup>3</sup>. Wymiary zbiornika: r=0,9m h=4,5m, wynikają z architektury budynku. Zasobnik jest zlokalizowany na parterze w pomieszczeniu technicznym i sięga pierwszego piętra do pomieszczenia pomiędzy sypialnią a łazienką. Fundamentem budynku jest płyta fundamentowa, przewidująca dodatkowe zbrojenie pod zbiornikiem. W pomieszczeniu technicznym częściowe wyburzenie stropu spowoduje konieczność montażu słupa wraz z podciągami w postaci belek podtrzymujących strop pomiędzy kondygnacjami. Koncepcja zabudowy indywidualnego zasobnika ciepła wraz z urządzeniami współpracującymi, tj. pompą ciepła i pojemnościowym wymiennikiem cwu (oznaczonymi kolorem czerwonym) zamieszczono na rys. 4a,b i 5.



Rys. 5 Przekrój AA budynku  
Fig. 5 Cross-section AA of the building

Analiza bilansowa potrzeb cieplnych budynku została przeprowadzona w środowisku programu OZC firmy Sankom. Zapotrzebowanie na moc na cele grzewcze plasuje się na poziomie 8kW. Całkowite zapotrzebowanie na ciepło na cele centralnego ogrzewania w ciągu standardowego sezonu grzewczego wynosi 18 343 kWh [7].

Zapotrzebowanie ciepła na potrzeby przygotowania cwu dla 4-osobowej rodziny obliczono korzystając z zależności 3.

$$Q_{c.w.u.} = V * n * \Delta t * c_p \quad (3)$$

V – zużycie wody przez jedną osobę na dobę, [35 dm<sup>3</sup>/dobę]

n – liczba osób,

Δt – różnica temperatury – przyjęto 45,

$Q_{c.w.u.} = 26\,397 \text{ [kJ/doba]} = 7,33 \text{ [kWh/doba]}$

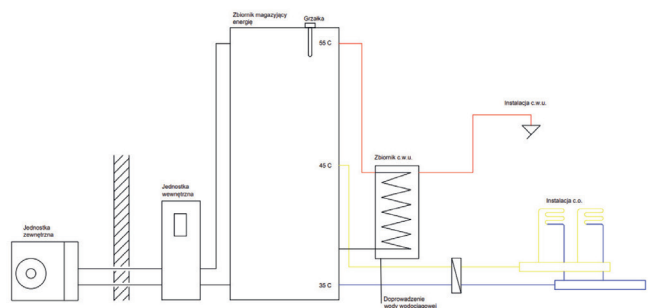
Strumień ciepła na cele cwu w roku kalendarzowym, zakładając nieobecność mieszkańców przez łącznie 28 dni, wynosi 2 470,2 kWh.

Przyjmując czas przygotowania pełnego, dobowego zapotrzebowania na poziomie 1h odpowiada to mocy cieplnej cwu 7,32 kW. W dalszej analizie przyjęto 7 kW.

Bazując na powyższych szacunkowych obliczeniach zapotrzebowania na moc cieplną, dobrano sprężarkową pompę ciepła A7/W55 Termet Heat Platinum 13 EVI o mocy grzewczej 13,5 kW.

Pompa ciepła będzie jednostką wytwórczą, współpracującą z indywidualnym zasobnikiem ciepła. Z geometrii zasobnika oraz przyjętych poziomach temperatury instalacji zasilany jako odbiorcze, różnica wynosi 20 °C, przy dobranej geometrii zbiornika przekłada się na pojemność cieplną zasobnika ITES na poziomie 395 kWh.

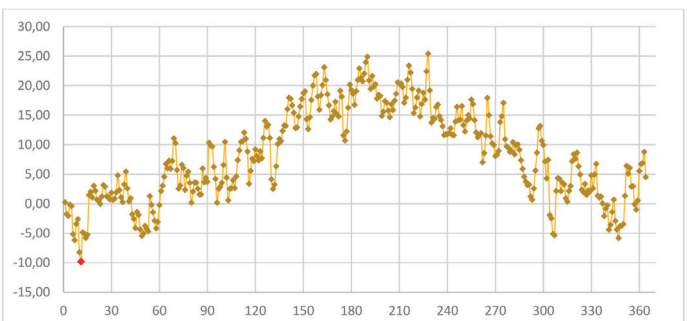
Na rys. 6 zaproponowano schemat koncepcji źródła ciepła wraz ze zbiornikiem magazynującym, czyli indywidualnym zasobnikiem ITES.



Rys. 6. Schemat koncepcji źródła ciepła z ITES [7]  
Fig. 6. Schematic of the heat source concept with ITES [7]

Zaproponowana pompa ciepła wykorzystuje jako dolne źródło ciepła powietrze zewnętrzne. W przypadku, gdy temperatura zbliża się i spada poniżej wartości 0 °C, następuje oszronienie wymiennika w jednostce zewnętrznej tj. w parowaczu. W takiej sytuacji zazwyczaj stosowana jest dodatkowa grzałka elektryczna, odszraniająca wymiennik dolnego źródła ciepła.

W oparciu o dane klimatyczne dla typowego roku kalendarzowego dla stacji meteorologicznej Okęcie, przeanalizowano rozkład temperatury powietrza zewnętrznego w roku. Na potrzeby niniejszej analizy uśredniono temperatury w każdej dobie (rys. 7). Do analizy energetycznej szczegółowej wybrano najchłodniejszą dobę w roku. Z danych klimatycznych wynika że jest to doba datowana na 11 stycznia.



Rys. 7. Średnie temperatury dobowe [opracowanie własne, 7]  
Fig. 7. Average daily temperatures [own elaboration, 7]

W tab. 2 przedstawiono godzinowy rozkład temperatury przypadający na dzień 11 stycznia oraz godzinowe rzeczywiste zapotrzebowanie na ciepło w budynku na cele co.

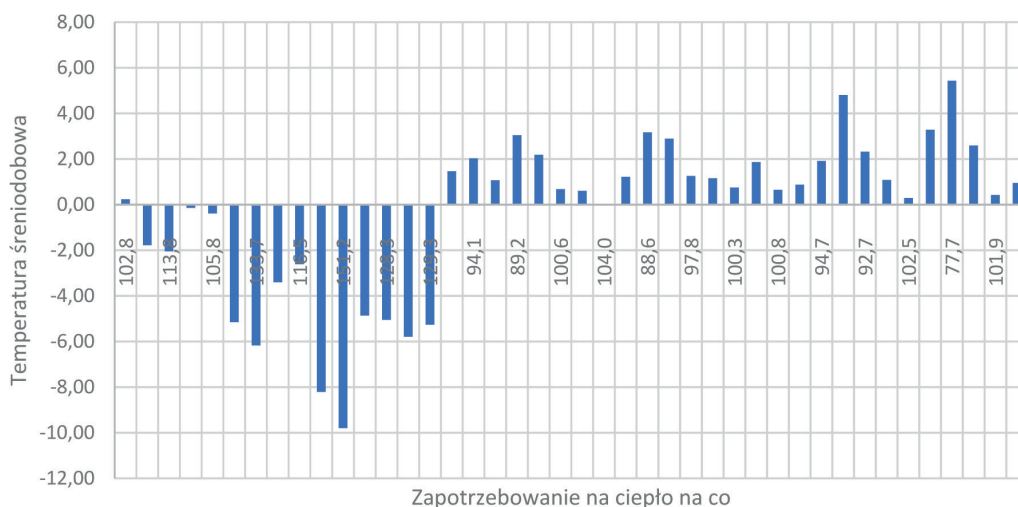
Tabela 2. Zapotrzebowanie na ciepło na cele co w najchłodniejszym dniu  
 Table 2. heat demand for heating space on the coldest day

Miesiąc	Dzień	Godzina	Temperatura [°C]	Rzeczywiste obciążenie budynku [kWh]
1	11	0	-10,90	6,22
1	11	1	-11,20	6,28
1	11	2	-11,40	6,32
1	11	3	-11,70	6,38
1	11	4	-11,90	6,42
1	11	5	-12,10	6,46
1	11	6	-12,30	6,50
1	11	7	-11,80	6,40
1	11	8	-11,40	6,32
1	11	9	-10,90	6,22
1	11	10	-9,90	6,02
1	11	11	-9,00	5,84
1	11	12	-8,00	5,64
1	11	13	-8,20	5,68
1	11	14	-8,30	5,70
1	11	15	-8,50	5,74
1	11	16	-8,50	5,74
1	11	17	-8,50	5,74
1	11	18	-8,50	5,74
1	11	19	-8,50	5,74
1	11	20	-8,50	5,74
1	11	21	-8,50	5,74
1	11	22	-8,40	5,72
1	11	23	-8,20	5,68
<b>Suma</b>				<b>143,91</b>

Całkowite zapotrzebowanie na ciepło w najchłodniejszą dobę wynosi 143,91 kWh (zapotrzebowanie na c.o.) + 7,32 kWh (zapotrzebowanie na c.w.u.), łącznie plasuje się na poziomie 151,2 kWh. Jeżeli szacunkowa pojemność cieplna indywidualnego zasobnika wynosi 395 kWh, oznacza że w pełni naładowany akumulator pozwoli na postój pompy ciepła przez około 2,5 doby, w okresie najchłodniejszym, pokrywając potrzeby cieplne przez powolne rozładowanie.

Idąc śladem okresu najchłodniejszego, przeanalizowano szczegółowo 12 dni tj. 1-11 stycznia, przyjmując w czasie gdy temperatura powietrza zewnętrznego spada poniżej 0°C pompa ciepła nie będzie pracowała a tym samym nie będzie również włączana grzałka odszraniająca.

Wyniki zapotrzebowania na ciepło na cele co w przedmiotowym budynku w najchłodniejszym okresie przedstawiono na rys. 8.



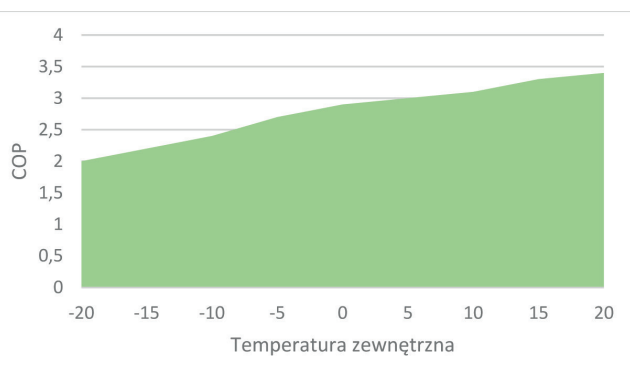
Rys. 8 Zapotrzebowanie na energię w okresie 01.01-11.02.

Fig. 8 Energy demand in the period 01.01-11.02.

Z wykresu wynika, że w analizowanym okresie występuje kilka dni pod rząd, kiedy nie mamy możliwości ładowania zbiornika bez załączenia grzałki elektrycznej odszraniającej parownik pompy ciepła. Podtrzymując przyjęte założenie w okresie tym zrezygnowano z eksploatacji pompy ciepła, a w zamian zaproponowano zainstalowanie w indywidualnym zasobniku ciepła grzałkę elektryczną o mocy 2 kW, która będzie w najchłodniejsze dni podtrzymywać odpowiedni poziom energetyczny zmagazynowanego ciepła.

W jakiej sytuacji powyższy zabieg jest rekomendowany? Odpowiedź zależy od modelu pompy ciepła, a dokładnie od charakterystyki zmienności współczynnika COP w funkcji wartości temperatury dolnego i górnego źródła ciepła.

Dobrana pompa ciepła, zgodnie z kartą katalogową, posiada współczynnik COP na poziomie 4 dla A7/W35, czyli temperatury powietrza zewnętrznego 7 °C i temperatury wody z zasobnika 35 °C. W przypadku zmiany temperatury dolnego źródła ciepła i oczekiwanej temperatury po stronie indywidualnego zasobnika ciepła, wartość współczynnika COP (Coefficient of Performance) zmienia się. Poniżej przedstawiono zmianę wartości COP w zależności od temperatury powietrza zewnętrznego, (Seasonal Coefficient of Performance). Wartość katalogowa COP, wynosząca 4, została również zredukowana ze względu na wymaganą temperaturę po stronie górnego źródła ciepła tj. 55 °C a nie 35 °C, jak podaje producent. Stąd w miejsce 4 wartość COP dla W7 wynosi zaledwie 3. (rys. 9)



Rys. 9. Wskaźnik COP w funkcji temperatury dolnego źródła ciepła [opracowanie własne, 7]  
 Fig. 9. COP as a function of the temperature of the lower heat source [own elaboration, 7].

W przypadku dobranej w przykładzie pompy ciepła, spadek temperatury powietrza zewnętrznego poniżej 0 °C nie powoduje znaczącego obniżenia współczynnika COP. Zatem praca pompy ciepła w temperaturach ujemnych jest dopuszczalna, gdyż COP nawet przy temperaturze obliczeniowej – 20°C, nie spada poniżej 2.

W celu obniżenia kosztów eksploatacyjnych sprężarkowej pompy ciepła w zakresie zakupu energii elektrycznej, zaproponowano układ kolektorów fotowoltaicznych.

Analizowany budynek ma dach dwuspadowy, ze spadkiem 40°, o łącznej powierzchni połąci 142 m<sup>2</sup>.

Dobrane panele fotowoltaiczne firmy Hewalex model JKM 395M-6RL3-V-BF o mocy 395 W i wymiarach jednostkowych 1,029 m x 1,855 m, czyli o powierzchni 1,9 m<sup>2</sup>, co pozwala rozmieścić 70 sztuk paneli na dachu.

Przeprowadzono analizę najbardziej korzystnej orientacji domu względem stron świata, co odpowiada maksymalizacji wyprodukowanej energii elektrycznej PV. Optymalizację przeprowadzono posługując się programem online FOTOWOLTAICZNY SYSTEM INFORMACJI GEOGRAFICZNEJ na stronie Unii Europejskiej. W tab.2 przedstawiono wynik w postaci rocznej produkcji energii elektrycznej odniesionej do pojedynczego panelu PV w zależności od kierunku świata.

Tabela 5. Roczna produkcja energii elektrycznej przez pojedynczy panel (o pow. 1,9 m<sup>2</sup>)  
Table 5: Annual electricity production of a single panel (1.9 m<sup>2</sup>)

Kierunek	Roczna produkcja energii ee [kWh]	Suma [kWh]
Północ	192,71	595,08
Południe	402,37	
Północny wschód	235,31	610,24
Południowy zachód	374,93	
Północny zachód	232,58	611,95
Południowy wschód	379,37	
Zachód	310,23	625,97
Wschód	315,74	

Na podstawie otrzymanych wyników, rekomendowana orientacja budynku pod względem kierunkowości połąci dachowych, na których proponuje się zamontowanie elektrowni PV, to wschód – zachód.

Roczna produkcja energii elektrycznej z przyjętego układu elektrowni PV wynosi 22220,90 kWh (tab. 3)

Tabela 3. Produkcja energii elektrycznej w elektrowni domowej PV  
Table 3. Electricity production of a domestic PV power plant

Miesiąc	Wschód [kWh]	Zachód [kWh]	Suma [kWh]
1	232,30	228,70	461,00
2	393,20	391,10	784,30
3	830,00	851,50	1 681,50
4	1 300,00	1 323,30	2 623,30
5	1 549,50	1 544,00	3 093,50
6	1 668,80	1 658,80	3 327,60
7	1 605,50	1 639,20	3 244,70
8	1 420,50	1 465,90	2 886,40
9	1 028,30	1 021,00	2 049,30
10	599,70	620,30	1 220,00
11	252,60	263,60	516,20
12	170,60	162,50	333,10
<b>Suma</b>			<b>22 220,90</b>

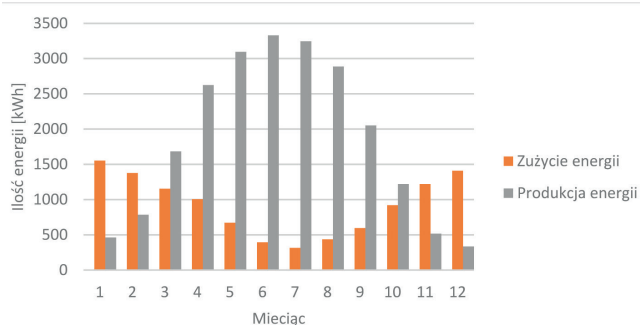
W oparciu o dane statystyczne czteroosobowa rodzina w gospodarstwie domowym, wyposażonym w urządzenia elektryczne typu płyta indukcyjna, czajnik elektryczny, zmywarka, pralka i drobne AGD, roczne zużywa około 2500 kWh. Zdecydowanie w okresie letnim zużycie jest niższe niż w okresie zimowym, przede wszystkim ze względu na ilość godzin słonecznych w ciągu doby. W tab. 4 przedstawiono roczne zużycie energii elektrycznej w podziale na cele w jakich jest używana, w tym również do zasilania sprężarkowej pompy ciepła.

Na rys. 10 przedstawiono prognozowane zużycie energii elektrycznej przez gospodarstwo domowe vs energia elektryczna wyprodukowana przez proponowany zestaw paneli PV.

Tabela 4. Roczne zużycie energii elektrycznej

Table 4 Annual electricity consumption

Miesiąc	Średnia temp. zewn. [°C]	Energia cieplna wyprodukowana przez pompę ciepła [kWh]	Energia elektryczna zasilająca pompę ciepła i grzałkę [kWh]	Energia elektryczna zasilająca pozostałe odbiorniki [kWh]	Zużycie energii elektrycznej [kWh]
1	-1,17	3 169,97	1 551,48	275	1 826,48
2	-0,72	2 828,33	1 375,00	250	1 625,00
3	4,43	2 323,43	1 153,23	225	1 378,23
4	6,26	1 960,96	1 003,88	175	1 178,88
5	12,19	1 101,24	671,20	125	796,20
6	17,16	404,49	393,40	125	518,40
7	19,18	157,60	314,26	125	439,26
8	16,60	493,34	434,75	150	584,75
9	12,78	922,93	595,36	225	820,36
10	8,18	1 746,31	919,03	250	1 169,03
11	3,05	2 477,57	1 219,78	300	1 519,78
12	0,79	2 876,35	1 408,45	300	1 708,45
<b>Suma</b>					<b>13 564,81</b>



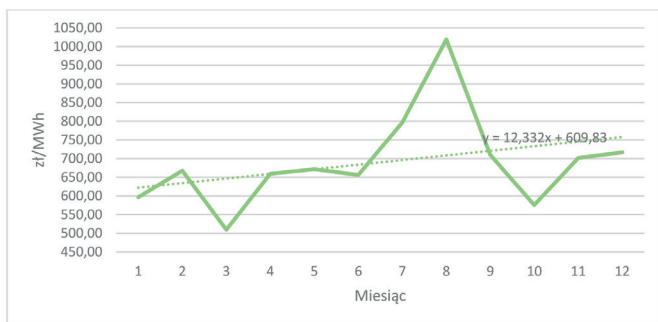
Rys. 10. Pokrycie energii używanej oraz produkowanej [opracowanie własne, 7]  
Fig. 10: Coverage of energy used and energy produced [own elaboration, 7]

Na powyższym wykresie można zauważyć, że w miesiącach zimowych: styczeń, luty, listopad oraz grudzień ilość energii produkowanej przez panele jest niewystarczająca do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną. Bilans jest zatem ujemny. W miesiącach letnich sytuacja jest dużo korzystniejsza i wykazuje znaczącą produkcję w porównaniu do zużycia. System włączenia do lokalnej sieci dystrybucyjnej elektrowni fotowoltaicznej, jaka została zaproponowana na potrzeby niniejszej analizy opierają się na rozliczeniach net-billing z prosumentem tj. w tym przypadku osobą prywatną która jednocześnie jest nabywcą/odbiorcą energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej i producentem/dostawcą energii do wspomnianej sieci. Bez wchodzenia w szczegóły umów w zakresie zasad włączeń lub braku odbioru generowanej przez prosumenta energii elektrycznej, net-billing polega na sprzedaży przez prosumenta wyprodukowanej energii elektrycznej po cenie dynamicznej, odpowiadającej sytuacji na giełdzie energii. Sprzedawca/operator sieci elektroenergetycznej prowadzi konto prosumenta, na które trafia wartość pieniężna (przychód) z odprowadzonej wyprodukowanej energii elektrycznej. To konto jest wykorzystywane do dokonywania płatności za zakup energii elektrycznej pobranej z sieci dystrybucyjnej. Nazywa się je depozytem prosumencki. Wartość tego depozytu może zostać wykorzystana w ciągu 12 miesięcy od wprowadzenia na konto, oczywiście w pierwszej kolejności są pobierane środki z najstarszą datą. Jeżeli po roku nie zostaną wykorzystane zgromadzone przez prosumenta środki, to prosument otrzymuje 20% ich wartości.

Ze strony internetowej Polskich Sieci Elektroenergetycznych uzyskano dane dotyczące rynkowych średniomiesięcznych cen energii elektrycznej (RCEm). Ze względu na uruchomienie programu Net-billing dopiero



w czerwcu ubiegłego roku brak jest cen z kwietnia i maja. Na potrzeby analizy ceny przyjęto w oparciu prognozę na bazie wyznaczonej linii trendu – rys. 11.



Rys. 11. RCEm [opracowanie własne, 7]

Fig. 11: RCEm [own elaboration, 7]

Analizowany budynek zasilany jest przez operatora sieci PGE. Do analizy kosztowej przyjęto zgodnie z taryfą G11 na rok 2023 cenę 0,8585 zł/kWh oraz wysokość opłaty abonamentowej 8 zł/m-c.

W tab. 5 przedstawiono szacunkowe wartości przychodu ze sprzedaży wyprodukowanej energii PV oraz koszty zakupu energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej operatora. Niniejsza analiza dotyczy pierwszego roku eksploatacji i nie bierze pod uwagę rachunku depozytowego rocznego a jedynie porównuje wartości kwotowe kosztów i przychodów, wynikających z eksploatacji elektrowni dachowej PV i zasilania odbiorników wewnątrz budynku. Prezentowane dane są szacunkowe, oparte na cenach uśrednionych, opublikowanych za ubiegły rok przez PSE, przy założeniu że energia elektryczna wyprodukowana zostanie odebrana w całości przez sieć dystrybucyjną.

W powyższej tabeli kolumna numer 2 przedstawia 100% rocznej produkcji wytworzonej energii elektrycznej przez panele fotowoltaiczne. Kolumna numer 3 zawiera ilość wyprodukowanej energii elektrycznej pomniejszoną o 20%, które pobiera lokalny operator sieci jako koszt bilansowania indywidualnej elektrowni PV. Wartość ta jest zmienna, w zależności od rejonu Polski i lokalnych uwarunkowań sieci dystrybucyjnej. W kolumnie numer 5 wykazano potencjalny przychód ze sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej. W kolumnie 6 została powtórzona ilość energii jako zużywa gospodarstwo domowe. W kolumnie numer 7 obliczono koszt zakupu energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej od dostawcy i producenta.

Na rys. 12 zaprezentowano szacunkowe przychody vs koszty.

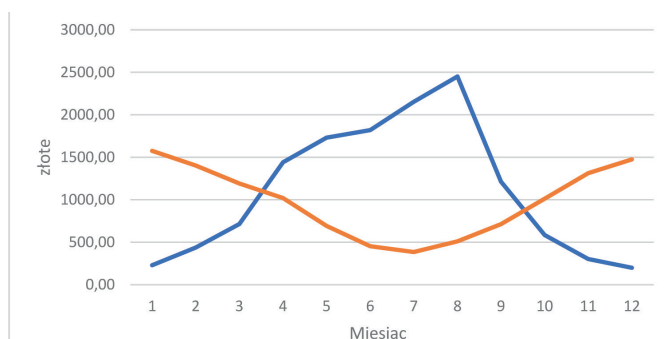
Zgodnie z oczekiwaniem, przychód ze sprzedaży jest mniejszy w miesiącach zimowych styczeń, luty oraz listopad, grudzień. W pozostałych miesiącach przychód rośnie, a koszty maleją. Po pierwszym roku eksploatacji, przy bardzo uproszczonych założeniach depozyt w systemie net-billingu osiągnie poziom 1500 zł.

## Podsumowanie

Na podstawie powyższej analizy można stwierdzić, że zaproponowane rozwiązanie hybrydowego odnawialnego źródła energii dla domu jednorodzinnego stanowi technicznie uzasadnione rozwiązanie zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną domu jednorodzinnego. Pomimo wykorzystania pogodowo zależnych źródeł ciepła, jakim jest nasłonecznienie i temperatura powietrza zewnętrznego, budynek jest przez cały rok kalendarzowym zasilany w media energetyczne ze znaczącym udziałem OZE. Rozwiązanie charakteryzuje się wysokimi kosztami inwestycyjnymi. Jednak inwestycja w pompę ciepła, indywidualny zasobnik ciepła i układ fotowoltaiczny daje szansę pozyskania współfinansowania z programów wspierających rozwój OZE. Atutem proponowanej koncepcji hybrydowego OZE, jest możliwość akumulacji energii elektrycznej w postaci ciepła w indywidualnym zasobniku ciepła, w momencie braku odbioru przez sieć dystrybucyjną i marginalnym zapotrzebowaniem na energię elektryczną przez urządzenia domowe. W zaproponowanej koncepcji celowo została przekroczona wielkość układu fotowoltaicznego ponad 10 kW, wykazując zalety instalacji wciąż prosumenckiej ale o mocy zbliżonej do 50 kW. Niedocenianym

Tabela 5. Porównanie przychodu z energii wyprodukowanej z kosztem za energię kupioną  
Table 5. Comparison of revenue from energy produced with cost for energy purchased

1 Mie- siąc	2 Produk- cja energii PV [kWh]	3 En. elektryczna podlegająca odsprzeda- ży [kWh]	4 RCEm [zł/kWh]	5 Przychód ze sprzedaży en. elektrycznej [zł]	6 Zużycie energii elek- trycznej [kWh]	7 Koszt zakupu en. elektrycz- nej [zł]
1	461,00	384,17	0,597	229,18	1 826,48	1 576,03
2	784,30	653,58	0,668	436,33	1 625,00	1 403,06
3	1681,50	1401,25	0,510	714,25	1 378,23	1 191,21
4	2623,30	2186,08	0,659	1 440,97	1 178,88	1 020,07
5	3093,50	2577,92	0,671	1 731,05	796,20	691,53
6	3327,60	2773,00	0,656	1 819,20	518,40	453,04
7	3244,70	2703,92	0,796	2 153,05	439,26	385,11
8	2886,40	2405,33	1,019	2 451,18	584,75	510,00
9	2049,30	1707,75	0,710	1 212,55	820,36	712,28
10	1220,00	1016,67	0,575	585,07	1 169,03	1 011,61
11	516,20	430,17	0,702	301,84	1 519,78	1 312,73
12	333,10	277,58	0,717	198,97	1 708,45	1 474,70
<b>Suma</b>				<b>13 273,63</b>		<b>11 741,39</b>



Rys. 12. Porównanie przychodów i kosztów energii elektrycznej

Fig. 12: Comparison of electricity revenues and costs

aspektem wielkoskalowej nie mniej wciąż mikroinstalacji PV jest estetyka połączeń dachowych, które w znaczącej części będą zintegrowane z kolektorami PV oraz wykorzystanie ITES do akumulacji energii elektrycznej i ciepłej, co znacząco podnosi czas wykorzystania źródła pogodowo zależnych, a w przypadku pompy ciepła, ograniczenia czasu pracy przy niskim współczynniku COP. ■

## LITERATURA

- [1] Bauer D, Marx R, Nußbicker-Lux J, Ochs F, Heidemann W, Müller-Steinhagen H. 2010. German central solar heating plants with seasonal heat storage. Sol Energy.
- [2] Dincer I, Dost S, Li X. 1997. Thermal energy storage applications from an energy saving perspective. Int J Global Energy Issues.
- [3] Dincer I. 2002. On thermal energy storage systems and applications in buildings. Energy Build.
- [4] Dincer, I.; Rosen, M.A. 2011. Thermal energy storage: systems and application; John Wiley & Sons: Chichester, UK.
- [5] Dodds PE, Staffell I, Hawkes AD, Li F, Gru'newald P, McDowall W, et al. 2015. Hydrogen and fuel cell technologies for heating: a review. Int J Hydrogen Energy.
- [6] Handbook of energy storage: demand, technologies, integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg; 2019.
- [7] Kostrzewska W, 2023. Analiza techniczno-ekonomiczna magazynowania energii w skali domu jednorodzinnego, praca dyplomowa magisterska, Politechnika Warszawska.
- [8] Ochs F, Heidemann W, Müller-Steinhagen H. 2009. Performance of large-scale seasonal thermal energy stores. J Sol Energy Eng.
- [9] Twidell, J.; Weir, T. 2015. Renewable Energy Resources; Routledge: London, UK.
- [10] Weinand JM, Scheller F, McKenna R. 2020. Reviewing energy system modelling of decentralized energy autonomy. Energy.
- [11] <https://www.sonnenhaus-institut.de/>