

doi:10.15199/48.2018.02.40

Projekt i analiza techniczno ekonomiczna hybrydowego systemu energetycznego z długoterminowym magazynem ciepła dla budownictwa jednorodzinne

Streszczenie. W artykule przedstawiony został projekt hybrydowego układu zasilania dla domu jednorodzinne. System hybrydowy składa się z układu kogeneracyjnego (micro – CHPH), instalacji słonecznej oraz kondensacyjnego kotła gazowego. Ponadto zastosowano długoterminowy magazyn ciepła oraz akumulator energii elektrycznej. W uproszczonej analizie ekonomicznej przedstawiono czas zwrotu nakładów inwestycyjnych instalacji hybrydowej w porównaniu z eksploatacją instalacji konwencjonalnej zasilanej kotłem gazowym.

Abstract. This article presents a hybrid supply system project for single-family housing. The hybrid system is composed of a cogeneration system (micro – CHPH), solar installation and gas-fired condensing boiler. Additionally, an extended heat accumulation and electric storage unit were used. A simplified economic analysis presents payback time for hybrid power systems compared to costs of operating conventional gas-fired boilers. (Project and techno-economic analysis of hybrid power systems with extended heat accumulation in single-family housing).

Słowa kluczowe: hybrydowe systemy wytwórcze, mikrokogeneracja, instalacje słoneczne, magazynowanie ciepła.

Keywords: hybrid power systems, microcogeneration, solar installation, heat accumulation.

Wstęp

Ograniczenia związane z emisją gazów cieplarnianych do atmosfery w przyszłości będą się zwiększać. Zatem polityka wielu rządów jest ukierunkowana na substytucję paliw kopalnych (pierwotnych) odnawialnymi źródłami energii przy równoczesnym wdrażaniu technologii energooszczędnych [1].

Szacuje się, że budynki zużywają około 40% energii pierwotnej w świecie przez co są jednym z większych konsumentów energii [2]. Przy obecnie dostępnych technologiach trudno jest pokryć ze źródeł odnawialnych zapotrzebowanie na ciepło w budownictwie. Z tego względu coraz częściej stosowane są instalacje hybrydowe oparte na kilku źródłach ciepła. Instalacje tego typu mogą być wyposażone np. w kolektory słoneczne, kocioł na biomasę lub gazowy kocioł kondensacyjny [3, 4].

Technologią pozwalającą zwiększyć o 20÷30% sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest kogeneracja [5]. Obecnie mikro-kogenerację (micro-CHPH) stosuje się również w budownictwie jednorodzinne [6,7]. Dostępne na rynku układy micro-CHPH do zastosowań domowych posiadają nominalne moce elektryczne do 2 kW_e, z czego najczęściej spotykane są urządzenia o mocy nominalnej 1 kW_e [8].

Sprawność systemu energetycznego z technologią micro-CHPH może wynosić do 90%, podobnie jak w przypadku dużych systemów kogeneracyjnych CHP [8,9]. Dodatkową zaletą układów micro-CHPH montowanych bezpośrednio w budownictwie jednorodzinne jest eliminacja strat związanych z przesyłem energii elektrycznej i ciepła [9].

Instalacje hybrydowe sprzyjają rozwojowi obecnie propagowanej energetyki rozproszonej, ponieważ zapewnia ona poprawę bezpieczeństwa energetycznego na obszarze jej stosowania [3,10,11]. W Polsce do mikro-kogeneracji rozproszonej zalicza się instalacje o mocy elektrycznej poniżej 5 kW_e [5].

Ponadto zmniejszenie zużycia paliw kopalnych można uzyskać przez stosowanie w instalacjach hybrydowych długoterminowych magazynów ciepła. Jako nośnik ciepła stosuje się wodę lub objętość gruntu [12]. Połączenie instalacji słonecznej i magazynu ciepła może pokryć ponad 50% zapotrzebowania na ogrzewanie i c.w.u. w budynkach mieszkalnych [13]. Dodatkowy atut stosowania

długoterminowych magazynów ciepła to poprawa efektywność wykorzystania odnawialnych źródeł energii, ponieważ magazyny ciepła niwelują występujące niedopasowanie pomiędzy produkcją a zapotrzebowaniem na ciepło [1].

Cel i przedmiot pracy

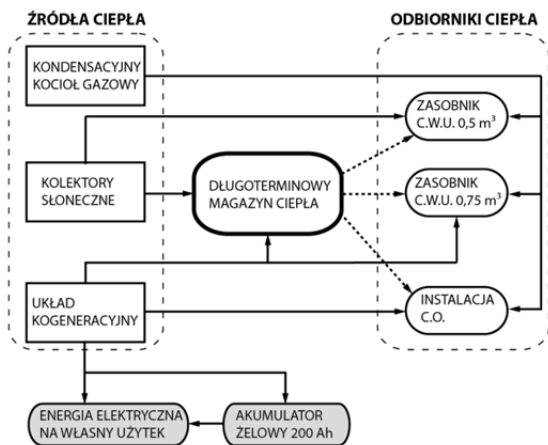
Celem pracy jest udzielenie odpowiedzi na pytanie, w jakim stopniu zastosowanie układu hybrydowego do celów grzewczych w budownictwie jednorodzinne jest opłacalne ekonomicznie.

Przedmiotem pracy jest projekt i analiza techniczno ekonomiczna hybrydowego układu zasilania centralnego ogrzewania (c.o.) i ciepłej wody użytkowej (c.w.u.). Proponowany układ hybrydowy przeznaczony jest do domu jednorodzinne parterowego z użytkowym poddaszem o łącznej powierzchni 197,5 m² i kubaturze 533,3 m³. Budynek jest zamieszkały przez 4 osoby, a poddasze użytkowe zostało przeznaczone na cele agroturystyki (maksymalnie 8 osób). Koncepcja zakłada połączenie konwencjonalnych i odnawialnych źródeł energii poprzez zastosowanie: układu kogeneracyjnego (micro-CHPH), kolektorów słonecznych oraz gazowego kotła kondensacyjnego. Ponadto zastosowano długoterminowy magazyn ciepła oraz akumulator energii elektrycznej.

Koncepcja hybrydowego układu zasilania

Schemat hybrydowego układu zasilania c.w.u. i c.o. przedstawiono na rysunku 1.

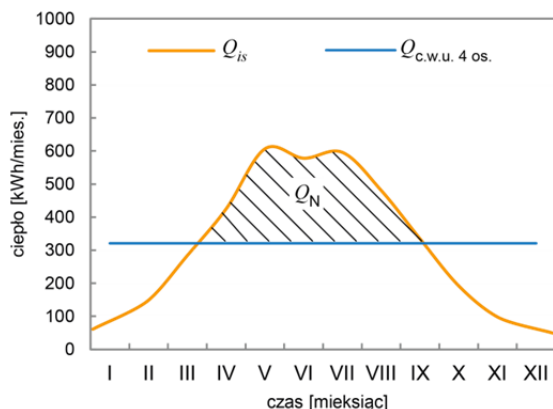
Układ kogeneracyjny (patrz rys. 1) dostarcza energię elektryczną na cele własne. Nadmiar energii elektrycznej jest magazynowany w akumulatorze ze względu na nieopłacalność sprzedaży prosumenckiej do sieci elektroenergetycznej. Uzyskane z kogeneracji ciepło zapewnia c.w.u. dla segmentu mieszkańców agroturystyki oraz częściowo pokryje zapotrzebowanie c.o. budynku. W instalacji hybrydowej zastosowano układ kogeneracyjny zasilany gazem ziemnym ecoPOWER 1.0 (Vaillant) o mocy cieplnej 2,5 kW_{th} i elektrycznej 1 kW_e. Micro-CHPH połączony jest z zasobnikiem c.w.u. o pojemności 0,75 m³, Vitocell 100-V oraz akumulatorem żelowym NPG200 o pojemności 200 Ah.



Rys.1. Schemat hybrydowego układu zasilania dla budynku jednorodzinnego

Drugim źródłem ciepła w instalacji hybrydowej są kolektory słoneczne (patrz rys. 1) do przygotowania c.w.u. na potrzeby 4 osób (stałych mieszkańców domu). Instalacja słoneczna składa się z trzech kolektorów rurowych próżniowych Vitosol 200-T (Viessmann) oraz zasobnika c.w.u. o pojemności 0,5 m³, Vitocell 100-V (przyjęta sprawność instalacji 80%). Nadmiar ciepła z kolektorów słonecznych kierowany jest do długoterminowego magazynu ciepła, natomiast występujące niedobory są uzupełniane przez gazowy kocioł kondensacyjny.

Krzywą obciążenia rocznego instalacji słonecznej przedstawiono na rysunku 2. Instalacja słoneczna (Q_{is}) zapewni c.w.u. dla czterech mieszkańców ($Q_{c.w.u. 4os.}$) od kwietnia do września. Nadwyżka uzyskanego ciepła z instalacji słonecznej (Q_N) w okresie letnim jest gromadzona w długoterminowym magazynie ciepła. W przypadku niedoborów ciepła występujących od października do marca są one uzupełniane przez kondensacyjny kocioł gazowy lub długoterminowy magazyn ciepła.



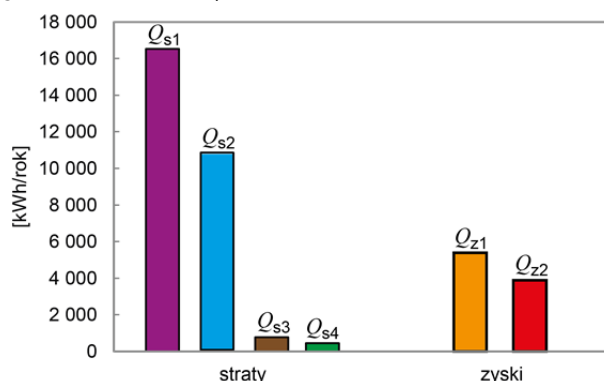
Rys.2. Krzywa obciążenia rocznego – instalacja słoneczna (Q_{is} – ciepło uzyskane z instalacji słonecznej, $Q_{c.w.u. 4os.}$ – energia użytkowa zapewniająca c.w.u. czterem mieszkańcom budynku, Q_N – nadwyżka ciepła z instalacji słonecznej)

W projektowanej instalacji funkcję długoterminowego magazynu ciepła pełni zbiornik z wodą o pojemności 39,7 m³ typu 2Max (Ebitsch). Współczynnik przenikania ciepła k zbiornika magazynującego wynosi 0,1 W/m²K. Długoterminowy magazyn ciepła składa się z dwóch komór (komory krótko i długoterminowego magazynowania ciepła) i jest przystosowany do montażu w ziemi.

Funkcję konwencjonalnego źródła ciepła w instalacji hybrydowej pełni gazowy kocioł kondensacyjny ecoTEC exclusiv VC 146 (Vaillant) o maksymalnej mocy 15,2 kW_{th}.

Bilans cieplny

Sezonowe zapotrzebowanie na ciepło budynku zostało obliczone z wykorzystaniem programu Audytor OZC [14]. Analizowany budynek o konstrukcji tradycyjnej znajduje się w IV strefie klimatycznej (projektowa temperatura zewnętrzna -22°C, średnia roczna temperatura zewnętrzna 6,9°C). Temperatury wewnętrzne w budynku w zależności od stref ogrzewanych przyjęto 20/24°C. W budynku zastosowano wentylację mechaniczną. Obliczone straty i zyski cieplne rozpatrywanego budynku jednorodzinnego przedstawione na rysunku 3. Roczne zapotrzebowanie budynku na energię użytkową według obliczeń wynosi 19 256 kWh/rok, przy czym największe straty cieplne występują w przegrodach zewnętrznych (Q_{s1} = 16 525 kWh/rok) oraz wentylacji (Q_{s2} = 10 775 kWh/rok). Znacznie mniejsze są straty przegród przyległych do gruntu (Q_{s3} = 778 kWh/rok) oraz przegród wewnętrznych (Q_{s4} = 450 kWh/rok). Zyski cieplne to głównie promieniowanie słoneczne przez zewnętrzne przegrody przezroczyste (Q_{z1} = 5 383 kWh/rok) oraz zyski bytowe (Q_{z2} = 3 889 kWh/rok).

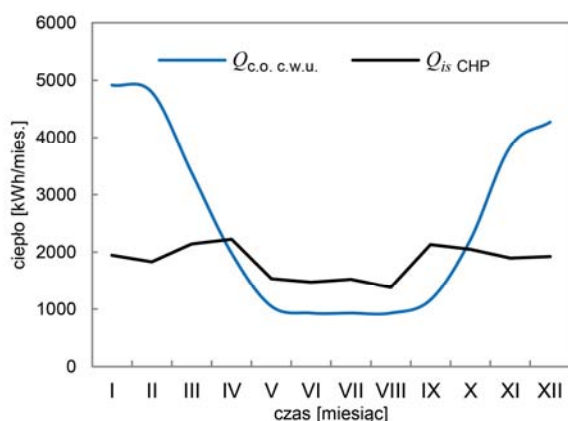


Rys.3. Roczne straty i zyski cieplne budynku (Q_{s1} – strata ciepła przez przegrody zewnętrzne, Q_{s2} – strata ciepła przez wentylację, Q_{s3} – strata ciepła przez przegrody przyległe do gruntu, Q_{s4} – strata ciepła przez przegrody wewnętrzne, Q_{z1} – zyski ciepła od promieniowania słonecznego przez zewnętrzne przegrody przezroczyste, Q_{z2} – bytowe zyski ciepła)

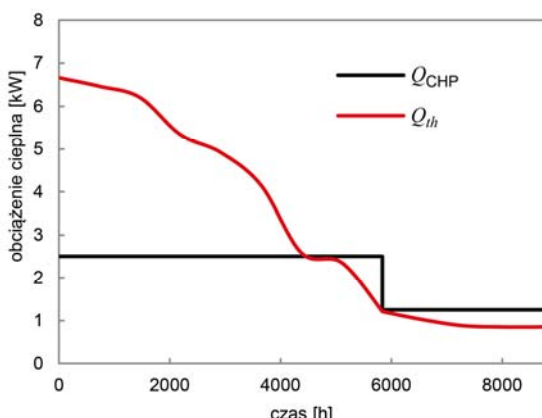
W bilansie cieplnym rozpatrywanego układu hybrydowego zestawiono roczną prognozę uzysku ciepła z instalacji słonecznej i kogeneracji micro-CHPH (Q_{is_CHP}) z zapotrzebowaniem na c.o. i c.w.u. ($Q_{c.o. c.w.u.}$). Zestawienie przedstawiono w formie krzywej obciążenia rocznego (rys. 4). Przy obliczeniach zapotrzebowania na c.w.u. założono, że w domu przebywa na stałe 12 osób. Przyjęto zużycie na jedną osobę 0,05 m³/dzień [15], temperaturę ciepłej wody 55°C, temperaturę wody zimnej 10°C [16].

Z rysunku 4 wynika, że nadwyżki produkcji ciepła z układu kogeneracji i instalacji słonecznej występujące od kwietnia do września wyniosą około 3 293 kWh. To jest ciepło, które w okresie letnim jest gromadzone w długoterminowym magazynie ciepła. W okresie od października do marca będą występowały niedobory o łącznej wartości 11 624 kWh. Niedobory energii zostaną pokryte przez uruchomienie kondensacyjnego kotła gazowego, a w kolejnych latach również częściowo przez magazyn ciepła ładowany w okresie letnim.

Na podstawie wykresu uporządkowanego obciążenia cieplnego (rys. 5) założono ciągłą dobową pracę układu micro-CHPH (Q_{CHP}) w miesiącach od września do kwietnia, natomiast od maja do sierpnia dwanaście godzin w ciągu doby. Przyjęta liczba godzin pracy układ micro-CHPH pokryje całkowicie w danym horyzoncie czasowym zapotrzebowanie na ciepło do przygotowania c.w.u.

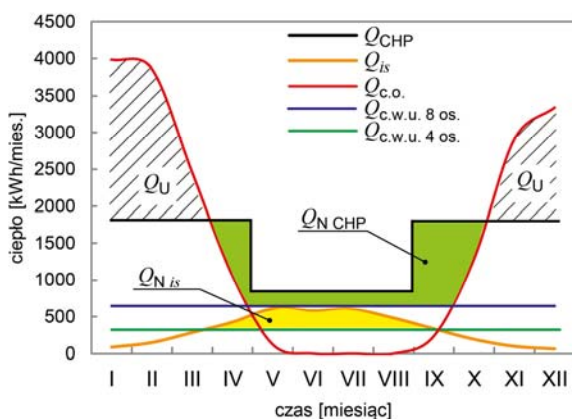


Rys.4. Krzywa rocznego obciążenia cieplnego $Q_{c.o. c.w.u.}$ (c.o., c.w.u.) oraz uzysku ciepła $Q_{is\ CHP}$ (instalacja słoneczna, układu kogeneracji micro-CHPH)



Rys.5. Wykres uporządkowany obciążenia cieplnego Q_{th} (c.o., c.w.u. dla 8 osób) w ciągu roku

Zestawienie źródeł ciepła w systemie hybrydowym oraz zapotrzebowanie na ciepło w ciągu roku przedstawiono na rysunku 6.



Rys.6. Zestawienie źródeł i zapotrzebowania na ciepło domu jednorodzinnego w ciągu roku (Q_U – niedobory ciepła do uzupełnienia przez gazowy kocioł kondensacyjny i długoterminowy magazyn ciepła, $Q_{N\ is}$ – nadwyżka ciepła z instalacji słonecznej, $Q_{N\ CHP}$ – nadwyżka ciepła z układu kogeneracyjnego)

Z rysunku 6 wynika, że występują nadwyżki ciepła w sezonie letnim z układu kogeneracyjnego ($Q_{N\ CHP}$) oraz instalacji słonecznej ($Q_{N\ is}$). Nadwyżki ciepła są gromadzone w długoterminowym magazynie ciepła. Niedobory ciepła na potrzeby c.o. (Q_U) są uzupełniane w

pierwszej kolejności przez ciepło zgromadzone w długoterminowym magazynie ciepła, a następnie przez gazowy kocioł kondensacyjny.

Uproszczona analiza ekonomiczna

Koszty inwestycyjne instalacji hybrydowej przedstawiono w tabeli 1. Całkowity koszt instalacji wynosi około 230 000 zł brutto (koszty nie uwzględniają montażu oraz systemu sterującego układem).

Tabela 1. Ceny brutto elementów składowych instalacji hybrydowej

Element instalacji hybrydowej	Cena
Układ kogeneracyjny + inwerter	33 320 zł
Zasobnik c.w.u. 0,75 m ³	11 615 zł
Akumulator żelowy	1 370 zł
Instalacja słoneczna, zasobnik c.w.u. 0,5 m ³	24 618 zł
Magazyn ciepła 39,7 m ³	150 208 zł
Kocioł kondensacyjny	8 358 zł

Prognozowany zysk z eksploatacji hybrydowego systemu energetycznego wynika z częściowego zastąpienia energii konwencjonalnej (kocioł kondensacyjny) energią odnawialną (słońce, układ kogeneracyjny).

Zysk z eksploatacji instalacji słonecznej w ciągu roku obliczono według wzoru [17]:

$$(1) \quad Z_{is} = \frac{Q_{is} k_g}{W_u} - Q_{el} k_{el} \quad [\text{zł/rok}]$$

gdzie: Z_{is} – prognozowany zysk w ciągu roku, Q_{is} – energia uzyskana z instalacji słonecznej 14 023,26 MJ/rok, W_u – wartość opałowa gazu ziemnego 34 MJ/m³, k_g – koszt jednostkowy gazu ziemnego 2,7 zł/m³, Q_{el} – zużycie energii elektrycznej przez instalację słoneczną 80 kWh/rok, k_{el} – koszt brutto jednostkowy energii elektrycznej 0,62 zł/kWh.

Uzyskano wartość $Z_{is} = 1\ 064$ zł/rok.

Zysk (Z_{el}) wynikający z produkcji energii elektrycznej (układ kogeneracyjny micro-CHPH) wynosi:

$$(2) \quad Z_{el} = Q_{el} k_{el} \quad [\text{zł/rok}]$$

gdzie: Z_{el} – prognozowany zysk z zaoszczędzonej energii elektrycznej, Q_{el} – energia elektryczna uzyskana z układu kogeneracji 7 284 kWh/rok.

Uzyskano wartość $Z_{el} = 4\ 516$ zł/rok.

Koszty (K_{CHP}) związane z pracą układu kogeneracyjnego obliczono według wzoru [17]:

$$(3) \quad K_{CHP} = V_g k_g \tau_{CHP} \quad [\text{zł/rok}]$$

gdzie: K_{CHP} – koszt pracy układu kogeneracyjnego, V_g – zużycie gazu ziemnego (grupa E) 0,4 m³/h, k_g – koszt jednostkowy brutto gazu ziemnego 2,7 zł/m³, τ_{CHP} – czas pracy układu kogeneracyjnego 7 284 h.

Uzyskano wartość $K_{CHP} = 7\ 867$ zł/rok.

Proponowana instalacja hybrydowa zakłada uzupełnienie niedoborów ciepła przez eksploatację kotła kondensacyjnego. Koszty gazu i energii elektrycznej (K_{kg}) zużywanej przez kocioł kondensacyjny obliczono na podstawie wzoru [18]:

$$(4) \quad K_{kg} = V_{kg} k_g \tau_{kg} + E_{kg} k_{el} \quad [\text{zł/rok}]$$

gdzie: K_{kg} – koszt brutto gazu ziemnego i energii elektrycznej kotła gazowego, V_{kg} – zużycie gazu ziemnego (grupa E) 1,7 [m³/h], τ_{kg} – czas pracy kotła gazowego 548 h, E_{kg} – zużycie energii elektrycznej przez kocioł gazowy 38 kWh/rok.

Uzyskano wartość $K_{kg} = 2\ 538$ zł/rok.

Całkowity roczny koszt brutto (K_{ih}) zakupu gazu i energii elektrycznej do pracy instalacji hybrydowej, z uwzględnieniem zysków wynikających z pracy instalacji słonecznej i produkcji energii elektrycznej przez układ kogeneracji obliczono według wzoru:

$$(5) \quad K_{ih} = K_{CHP} + K_{kg} - Z_{is} - Z_{el} \text{ [zł/rok]}$$

Uzyskano wartość $K_{ih} = 4\ 825$ zł/rok

W celu wykonania analizy ekonomicznej obliczone roczne koszty eksploatacji instalacji hybrydowej porównano z kosztami eksploatacji instalacji, w której źródłem ciepła jest wyłącznie kondensacyjny kocioł gazowy. Roczne koszty gazu i energii elektrycznej instalacji zasilanej kondensacyjnym kotłem gazowym wyznaczono według wzoru:

$$(6) \quad K'_{kg} = V_{kg} k_g \tau'_{kg} + E'_{kg} k_{el} \text{ [zł/rok]}$$

gdzie: K'_{kg} – koszt brutto gazu ziemnego i energii elektrycznej instalacji zasilanej kotłem gazowym, τ'_{kg} – czas pracy kotła gazowego, E'_{kg} – zużycie energii elektrycznej przez kocioł gazowy 140 kWh/rok.

Czas pracy kotła gazowego określono z zależności:

$$(7) \quad \tau'_{kg} = \frac{Q_{EU}}{Q_{kg}} \text{ [h/rok]}$$

gdzie: Q_{EU} – roczne zapotrzebowanie budynku na energię użytkową (c.o. – 19 256 kWh/rok, c.w.u. 12 osób – 11 470 kWh/rok), Q_{kg} – maksymalna moc kondensacyjnego kotła gazowego 15,2 kW.

Uzyskano wartość $K'_{kg} = 9\ 363$ zł/rok.

Oszczędność uzyskana z eksploatacji instalacji hybrydowej w porównaniu do instalacji konwencjonalnej, w której jedynym źródłem ciepła jest kondensacyjny kocioł gazowy dla rozpatrywanego budynku to kwota 4 538 zł/rok.

Czas zwrotu inwestycji w porównaniu do konwencjonalnej instalacji z kondensacyjnym kotłem gazowym obliczono według wzoru [19]:

$$(8) \quad SPB = \frac{C_{ih}}{O_{ih}} \text{ [lata]}$$

gdzie: SPB – czas zwrotu inwestycji [lata], C_{ih} – całkowity koszt brutto instalacji hybrydowej 230 000 zł, O_{ih} – uzyskane oszczędności w porównaniu z instalacją konwencjonalną zasilaną kotłem gazowym 4 538 zł/rok.

Uzyskano wartość $SPB \approx 51$ lat.

Podsumowanie

W wyniku przeprowadzonej analizy techniczno ekonomicznej hybrydowego systemu energetycznego z długoterminowym magazynem ciepła sformułowano następujące wnioski:

- zastosowanie systemu hybrydowego w budynku jednorodzinym pozwala zaoszczędzić rocznie około 4 538 zł w porównaniu z konwencjonalnym źródłem ciepła (kondensacyjny kocioł gazowy),
- czas zwrotu inwestycji w porównaniu do instalacji z kondensacyjnym kotłem gazowym przekracza 50 lat,
- wytwarzanie energii elektrycznej przez układu mikro-CHPH jest opłacalne jedynie w przypadku wykorzystania ciepła powstającego w tym układzie,
- największy koszt układu hybrydowego stanowi długoterminowy magazyn ciepła - 65% kosztów inwestycji.

Zastosowanie w praktyce przedstawionego układu hybrydowego ze względu na wysoki koszt inwestycyjny (wg.

aktualnych cen) w porównaniu do klasycznego układu grzewczego jest obecnie nieuzasadnione ekonomicznie.

Autorzy: dr hab. inż. Jacek Bieranowski, prof. UWM, E-mail: jacbie@uwm.edu.pl; dr Daniel Chludziński, E-mail: daniel.chludzinski@uwm.edu.pl, Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie, Katedra Elektrotechniki Energetyki Elektroniki i Automatyki, ul. Oczapowskiego 11, 10-736 Olsztyn, mgr Łukasz Gajo, E-mail: lgajo@mpec.olsztyn.pl, MPEC Spółka z o.o., ul. Słoneczna 46, 10-710 Olsztyn.

LITERATURA

- [1] Novo A. V., Bayon J. R., Castro-Fresno D., Rodriguez-Hernandez J., Review of seasonal heat storage in large basins: Water tanks and gravel-water pits, *Applied Energy*, 87 (2010), 390–397
- [2] Skorek J., Zastosowania układów mikrokogeneracji gazowej w budynkach, *Rynek Energii*, Nr 3(112) – (2014), 58-62
- [3] Kubski P., O konieczności rozpatrzenia racjonalnych możliwości wykorzystania wysokoefektywnych systemów alternatywnych zaopatrzenia budynków w energię i ciepło, *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*, Nr 1(46) – (2015)
- [4] Neupauer K., Głuszek A., Magiera J., Sterownik nowego typu dla instalacji hybrydowych z odnawialnymi źródłami energii, *Inż. Ap. Chem.* 49, 3 (2010), 87-88
- [5] Matuszczyk P., Popławski T., Flaszka J., Rozwój energetyki prosumenckiej na przykładzie kogeneracji CHP, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 92 NR 1/2016, 105-108
- [6] Janowski T., Nalewaj K., Holuk M., Układ kogeneracyjny z silnikiem Stirlinga, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 90 NR 2/2014, 63-64
- [7] Kaleta P., Wałek T., Porównanie efektywności i czasów zwrotu nakładów na gazową instalację mikrokogeneracyjną MCHP XRGI w obiektach o zróżnicowanym zapotrzebowaniu na energię elektryczną i ciepło (Część 2), *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*, Nr 8(46) – (2015), 300-306
- [8] Caoa S., Mohameda A., Hasanb A., Sirén K., Energy matching analysis of on-site micro-cogeneration for a single-family house with thermal and electrical tracking strategies, *Energy and Buildings*, 68 (2014) 351-363
- [9] Janowski T., Holuk M., Zastosowanie silnika Stirlinga w mikrokogeneracji domowej, *Prace Instytutu Elektrotechniki*, zeszyt 249, 2011, 117-128
- [10] Mikielwicz D., Mikielwicz J., Wajs J., Bajor M., Mikrosiłownia domowa jako źródło energii cieplnej i elektrycznej, *Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej. Mechanika*, z. 86 [290], nr 3 (2010), 409-416
- [11] Szczerbowski R., Ceran B., Możliwości rozwoju i problemy techniczne małej generacji rozproszonej opartej na odnawialnych źródłach energii, *Polityka Energetyczna*, T. 16, z. 3 (2013), 193-205
- [12] Wang H., Qi C., Performance study of underground thermal storage in a solar-ground coupled heat pump system for residential buildings, *Energy and Buildings*, 40 (2008)
- [13] Schmidt T., Mangold D., Müller-Steinhagen H., Central solar heating plants with seasonal storage in Germany, *Solar Energy*, 76 (2004), 165-174
- [14] SANKOM Sp. z o.o., Program z serii Audytor OZC 6.5 Pro
- [15] Tytko R., Urządzenia i systemy energetyki odnawialnej, *Wydawnictwo i Drukarnia Towarzystwa Słowaków w Polsce*, (2014)
- [16] Kaleta P., Wałek T., Porównanie efektywności i czasów zwrotu nakładów na gazową instalację mikrokogeneracyjną MCHP XRGI w obiektach o zróżnicowanym zapotrzebowaniu na energię elektryczną i ciepło (Część 1), *Ciepłownictwo Ogrzewnictwo Wentylacja*, Nr 6(46) – (2015), 218-222
- [17] Ostrowska A., Sobczyk W., Pawul M., Ocena efektów ekonomicznych i ekologicznych wykorzystania energii słonecznej na przykładzie domu jednorodzinnego, *Środowopomorskie towarzystwo naukowe ochrony środowiska*, Tom 15, (2013), 2697-2710
- [18] Pisarev V., Czerniecka A., Analiza zaopatrzenia w energię budynku z wykorzystaniem instalacji kogeneracyjnej i fotowoltaicznej, *Czasopismo inżynierii lądowej, środowiska i architektury*, (2013), 113-127
- [19] Skorek J., Kalina J., Gazowe układy kogeneracyjne, *Wydawnictwa Naukowo Techniczne*, Warszawa 2005