

Identyfikacja warunków pracy elektrociepłowni dla potrzeb oceny możliwości zabudowy akumulatora ciepła

Identification of operating conditions of the CHP plant for the purpose of assessing the possibility of building a heat storage

ZBIGNIEW PLUTECKI, JANUSZ LICHOTA, PAWEŁ SATTLER, KRYSZTIAN RYSZCZYK

DOI 10.36119/15.2021.12.1

W pracy przedstawiono wybrane wyniki badań przemysłowych i prac rozwojowych związanych z realizacją projektu badawczego mającego na celu określenie technologii zapewniającej optymalną współpracę elektrociepłowni z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła. W ramach pierwszej fazy projektu dokonano określenia właściwości statycznych i dynamicznych istotnych elementów układu technologicznego elektrociepłowni i zaproponowano na ich podstawie koncepcje poprawy efektywności ekonomicznej skojarzonego wytwarzania energii poprzez aktywne wykorzystywanie zjawiska akumulacji ciepła.

W artykule zaprezentowano wybrane wyniki tej pracy. Są to założenia wstępne związane z doбором pojemności akumulatora ciepła z uwzględnieniem pracy w cyklu dobowym tak, aby zmaksymalizować produkcję energii elektrycznej w godzinach o największej cenie sprzedaży. Przedstawiono zmienność cen sprzedaży energii elektrycznej w ciągu doby odnotowywane na Towarowej Giełdzie Energii. Przedstawiono metodykę wstępnego określania właściwej pojemności akumulatora ciepła.

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, akumulacja ciepła, optymalizacja

The paper presents selected results of industrial research and development work related to the implementation of a research project aimed at determining the technology for optimum cooperation of a CHP plant with a highly efficient heat storage system. As part of the first phase of the project, the static and dynamic properties of key elements of the CHP technological system were determined and, based on them, concepts were proposed for improving the economic efficiency of combined heat and power (CHP) generation through the active use of the heat accumulation phenomenon.

The article presents selected results of this work. These are the initial assumptions related to the selection of the heat accumulator capacity taking into account the operation in the daily cycle in order to maximise the production of electricity at hours with the highest sale price. Variability of electricity sale prices during a day recorded at the Polish Power Exchange is presented. A methodology for preliminary determination of proper heat accumulator capacity was presented.

Keywords: energy efficiency, heat accumulation, optimization

Wstęp

W ostatnich trzech latach przychody osiągnięte przez większość koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych osiągnęły ujemny poziom. Oznacza to, że koszty prowadzenia działalności związanej z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło były większe niż uzyskane przychody. Najgorsza sytuacja została odnotowana w przedsiębiorstwach produkujących ciepło w skojarzeniu. Według oceny prezesa URE przyczyn takiego stanu rzeczy należy szukać w tzw. uproszczonym modelu taryfowym dla kogeneracji, który z opóźnie-

niem przenosi na ceny ciepła zmiany następujące na rynku, w tym przypadku był to przede wszystkim szybki wzrost kosztów uprawnień do emisji CO₂ w ramach EU ETS w latach 2018 ÷ 2021 [6,22].

Poszukiwane są obecnie, przez spółki energetyczne, wszelkie możliwości ograniczenia kosztów w procesach produkcji i dystrybucji ciepła oraz energii elektrycznej [30]. Optymalizacja finansowa staje się zatem w chwili obecnej jedną z najważniejszych części codziennej działalności uczestników rynku energii w tym sektorze. Przedsiębiorstwa energetyczne chcąc zachować swoją konkurencyjność są zmuszone bar-

dzo dokładnie planować i monitorować składniki swoich kosztów, a następnie na ich podstawie wprowadzać działania zaradcze i optymalizacyjne [6,22,30].

Jednym z ważniejszych obszarów poszukiwań możliwości obniżenia kosztów jest zmiana paliwa węglowego na inne, mniej obciążające środowisko naturalne, np. gazowe, biomasowe czy paliwa alternatywne, w tym przetworzone biociecze, biogazy, ale także przy zachowaniu odpowiedniej technologii, np. wysegregowane biodegradowalne frakcje odpadów komunalnych i wysuszone osady ściekowe [3,4,10,23,24,30].

dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Krystian Ryszczuk – Katedra Bezpieczeństwa i Systemów Technicznych, Politechnika Opolska, dr hab. inż. Janusz Lichota, prof. PWr – Katedra Inżynierii Konwersji Energii, Politechnika Wroclawska, mgr inż. Paweł Sattler – Biuro projektowe INERIO z Opola. Adres do korespondencji/Corresponding author: Z.Plutecki@po.edu.pl.

Inne propozycje to zastosowanie rozwiązań zmierzających do wdrażania nowych ulepszonych metod podnoszenia sprawności i poprawy elastyczności wytwarzania energii w układach już istniejących, optymalizacja wytwarzania energii poprzez zastosowanie nowoczesnych systemów sterowania i monitoringu – systemy zarządzania energią, wdrażanie technologii poprawiającej efektywność źródeł szczytowych, ale również metody magazynowania energii z zastosowaniem różnych nośników, w tym materiałów zmienofazowych, wdrażania metod zarządzania automatycznego i zdalnego poprzez systemy umożliwiające płynną regulację podaży i popytu energii [15,18,25,30].

Proces szacowania efektywności ekonomicznej dla zabudowy układów akumulacji ciepła w pracy elektrociepłowni jest jedną z ważniejszych analiz, jakie należy wykonać w przedsiębiorstwie wytwórczym [31]. Niezbędnym składnikiem ułatwiającym podjęcie decyzji inwestycyjnej w obecnej sytuacji jest rzetelnie wykonana identyfikacja warunków pracy układu technologicznego elektrociepłowni w warunkach rzeczywistej eksploatacji, znajomość ponoszonych kosztów oraz warunków panujących na rynku sprzedaży ciepła i energii elektrycznej [32].

Główne założenia zrealizowanych prac B+R

Głównym celem projektu było przeprowadzenie badań przemysłowych i prac rozwojowych, rezultatem których było opracowanie innowacyjnej instalacji technologicznej elektrociepłowni zintegrowanej z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła i układem zarządzania realizującym algorytmy dynamicznego wykorzystania zjawiska akumulowania i rozładowywania ciepła na różnym poziomie temperatur [20, 21].

Celem poznawczym projektu było: określenie właściwości statycznych i dynamicznych elementów układu technologicznego elektrociepłowni i zaproponowania na ich podstawie innowacyjnych koncepcji poprawy efektywności ekonomicznej skojarzonego wytwarzania energii poprzez aktywne wykorzystywanie zjawiska akumulacji ciepła. Analiza była realizowana z wykorzystaniem modelowania matematycznego i badań symulacyjnych zjawisk cieplno-przepływowych, a następnie modelowania procesów zarządzania zasobami umożliwiającymi dokonanie wyboru optymalnej konfiguracji układu elektrociepłowni. W analizie brano pod uwagę możliwości wykorzystania istniejących obiektów układu

technologicznego elektrociepłowni, takich jak: rurociągi technologiczne, magistrale ciepłownicze, niepracujące kotły wodne do magazynowania i efektywnego wykorzystania ciepła w różnych warunkach pracy układu. W ramach prac opracowano modele matematyczne pozwalające optymalizować proces technologiczny w czasie rzeczywistym z uwzględnieniem bieżącej analizy wielkości popytu oraz ceny sprzedaży zarówno na rynku energii elektrycznej jak i ciepła poprzez dobór: optymalnej czynnej pojemności poszczególnych akumulatorów, nastaw procesowych pracujących maszyn i urządzeń oraz określić chwilę rozpoczęcia oraz czasu ładowania i rozładowywania akumulatorów.

Projekt był realizowany z podziałem na trzy etapy prac. Etap 1 – badania przemysłowe, cz.1 w ramach których opracowano instalacje technologiczne elektrociepłowni z układem akumulacji ciepła w oparciu o identyfikację obiektu i warunków jego użytkowania. Etap 2 obejmował badania właściwości układów technologicznych z akumulacją ciepła w różnych warunkach eksploatacji instalacji elektrociepłowni w oparciu o modelowanie techniczno-ekonomiczne. Etap 3 obejmował wykonanie prac rozwojowych, w ramach których opracowano dokumentację wdrożeniową wykorzystującą w optymalny sposób zjawisko akumulacji ciepła w układzie technologicznym badanej elektrociepłowni.

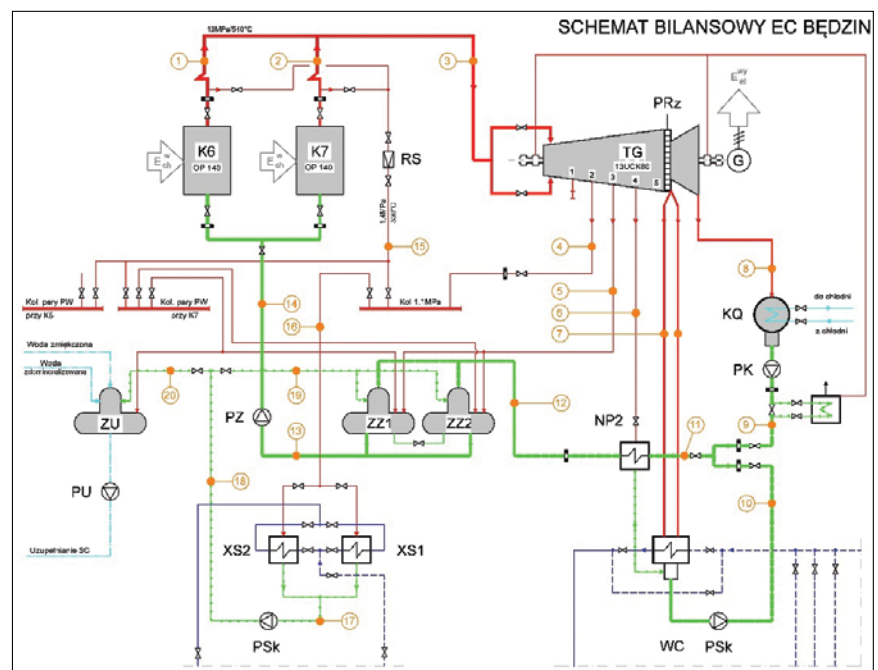
Projekt był realizowany w latach 2017÷2019. Beneficjentem projektu była Elektrociepłownia Będzin sp. z o.o. Głównym wykonawcą części badawczo-rozwojowej była Politechnika Opolska przy udziale dodatkowo partnerów: Instytutu Gospodarowania Surowcami i Energią PAN z Krakowa, Politechniki Wrocławskiej i Akademii Górniczo Hutniczej w Krakowie.

Kierownikiem zespołu badawczego był dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. Politechniki Opolskiej. Projekt uzyskał dofinansowanie w ramach pozytywnie rozstrzygniętego konkursu nr RPSL.01.02.00-IP.01-24-002/16 dla działania 1.2. Badania, rozwój i innowacje w przedsiębiorstwach w ramach Osi Priorytetowej I Nowoczesna Gospodarka Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Śląskiego na lata 2014-2020, typ projektu: Wsparcie prac B+R w przedsiębiorstwach.

Projekt, mimo że formalnie się zakończył, jest w fazie monitorowania efektów i wyników wdrożonych rozwiązań. W kolejnych artykułach zespół autorów będzie prezentował inne wyniki zrealizowanych w ramach tego projektu badań i prac rozwojowych.

Charakterystyka obiektu badań wraz z identyfikacją warunków pracy

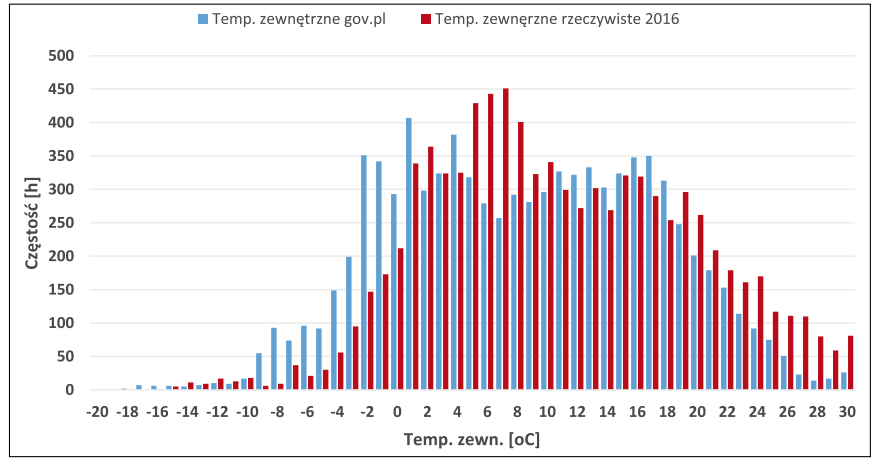
Analiza możliwości doboru układu akumulacji ciepła została przeprowadzona na przykładzie układu technologicznego Elektrociepłowni Będzin sp. z o.o. (EC). Przedsiębiorstwo wytwarza energię elektryczną i ciepło w kogeneracji. Priorytetem jest produkcja ciepła i dostarczenie go do systemu ciepłowniczego aglomeracji śląskiej.



Rys.1. Schemat technologiczny części parowo-wodnej układu cieplnego EC bez kotła wodnego WP-70
Fig.1. Technological scheme of the steam and water part of the thermal system of the CHP plant without the WP-70 water boiler

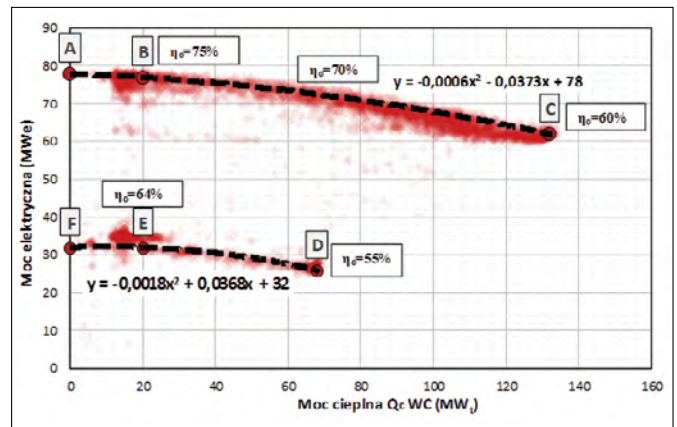
Podstawowymi urządzeniami wytwórczymi w EC są kotły energetyczne parowe: 2 x OP-140 o parametrach: znamionowa wydajność kotłów energetycznych: 2 x 145 t/h = 290 t/h, osiągalna wydajność kotłów energetycznych: 2 x 145 t/h = 290 t/h, osiągalna moc kotłów energetycznych: 2 x 112,6 MW = 225,2 MW. Kotły pracują w układzie duobloku na jeden turbozespół 13UCK80 o parametrach: znamionowa moc elektryczna turbozespołu: 81,5MW, osiągalna moc elektryczna turbozespołu: 78,0 MW, osiągalna moc cieplna w skojarzeniu: 161,5 MW (woda + para). W skład tego układu ciepłowniczego wchodzi ponadto: wymiennik ciepłowniczy o mocy 143,9 MW, kocioł wodny rusztowy WP-70 o mocy 81,0 MW. Łączna moc cieplna osiągalna przez EC wynosi 224,9 MW. Układ termohydrauliczny EC pozwala na współpracę układu kotłów parowych – turbozespołu – wymienników ciepłowniczych oraz kotła wodnego z systemem ciepłowniczym. Na rys. 1 przedstawiono ideowy schemat technologiczny: układu kotłów parowych, turbozespołu oraz wymiennika ciepłowniczego.

Rzeczywiste zapotrzebowanie na ciepło odbiorców zasilanych z EC oszacowano na podstawie oceny warunków pracy układu technologicznego w okresie trzech lat poprzedzającym rozpoczęcie realizacji projektu badawczego. Po przeliczeniu na

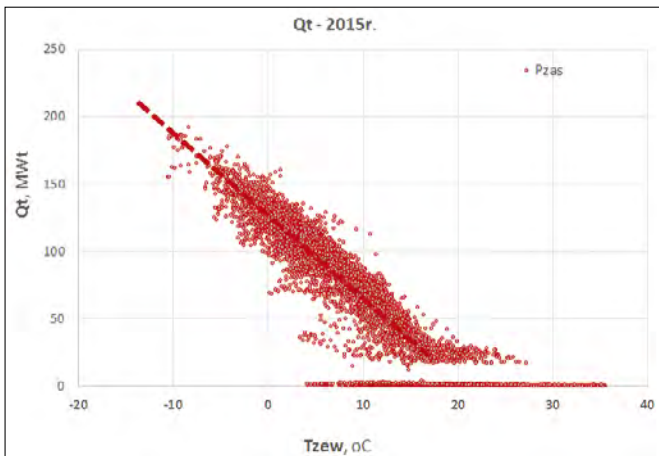


Rys.4. Częstość występowania temperatury zewnętrznej na terenie pracy EC określony na podstawie: a) danych wieloletnich wg gov.pl, b) warunków rzeczywistej pracy EC w roku 2016
Fig.4. Histogram of outdoor temperature at CHP site determined from: a) multi-year data according to gov.pl, b) actual operating conditions in 2016

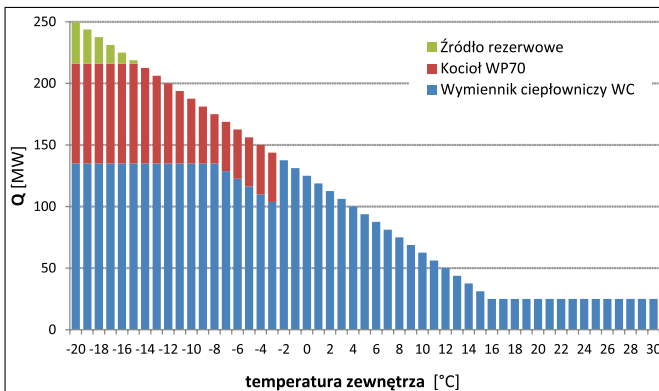
Rys.5. Charakterystyka obszaru pracy turbozespołu z turbiną 13UCK80 na podstawie rzeczywistych warunków eksploatacji zarejestrowanych w latach 2015-2017
Fig.5. Operating area characteristics of the turbine set with 13UCK80 turbine based on actual operating conditions recorded in 2015-2017



Rys.2. Eksploatacyjne warunki pracy EC – wykres rozproszenia osiągniętej mocy cieplnej za lata 2015-2017
Fig.2 Operational conditions of CHP – scatter plot of achieved thermal power for 2015-2017



Rys.3. Harmonogram pracy źródeł ciepła w układzie technologicznym EC opracowany na podstawie warunków eksploatacyjnych EC za lata 2015-2017
Fig.3. Operation schedule of heat sources in CHP technological system developed based on operating conditions for 2015-2017



warunki obliczeniowe (III strefa klimatyczna) moc ta wynosi 250MWt. (rys.2). Zapotrzebowanie na ciepło odbiorców odbywa się poprzez czynnik wodny, którego temperatura jest regulowana pogodowo w oparciu o krzywą regulacyjną. Na rys. 3 przedstawiono harmonogram pracy dostępnych źródeł ciepła.

Dla pełnej oceny warunków pracy EC posłużono się zapotrzebowaniem na ciepło odbiorców wyznaczanym na podstawie analizy częstości występowania temperatur zewnętrznych. Posłużono się wynikami krótko i długoterminowej obserwacji występowania temperatur zewnętrznych. Porównanie tych wyników przedstawiono na rysunku 4.

Kluczową zależnością opisującą właściwości turbin upustowo – ciepłowniczo – kondensacyjnych jest charakterystyka opisująca możliwy obszar pracy. Określa ona warunki pracy między członem ciepłowniczym i mocą elektryczną uzyskiwaną na zaciskach generatora [15,30]. Obszar pracy turbozespołu z turbiną 13UCK80 określony w warunkach rzeczywistej eksploatacji przedstawiono na rysunku 5.

Analiza wraz z oceną możliwości wykorzystania akumulacji ciepła w układzie technologicznym elektrociepłowni

Akumulacja ciepła w układach elektrociepłowni

Obecnie stosowane w elektrociepłowniach akumulatory ciepła służą do: gromadzenia ciepła w postaci gorącej wody w okresach zmniejszonego zapotrzebowania by oddawać ją w okresach zwiększonego popytu w cyklu dobowej zmienności zapotrzebowania na ciepło, ograniczenia czasu pracy oraz produkcji energii w kotłach wodnych – przeniesienie produkcji do układu skojarzonego i tym samym zwiększenie produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu, ograniczenie emisji CO₂ poprzez redukcję liczby bloków pokrywających potrzeby ciepłe oraz zmniejszenie liczby uruchomień bloków w wyniku wyrównywania obciążeń cieplnych, pełnienie funkcji naczynia kompensującego i przyczyniają się do eliminacji strat wodysieciowej [7,11,12,14,29,30,33].

Stosowane w skali technicznej rozwiązania to najczęściej akumulatory wodne wykonywane jako wyporowe ciśnieniowe lub bezciśnieniowe. Włączane są w system ciepłowniczy bezpośrednio lub pośrednio. Wadą obecnych akumulatorów wodnych są przede wszystkim: ograniczenia temperaturowe max. 95÷99°C, duża pojemność magazynów, duża bezwładność, co obniża sprawność regulacji, układy automatyki nie realizują w pełni algorytmów optymalizujących sposób ładowania i rozładowywania akumulatorów. W akumulatorach wodnych dochodzi do degradacji i niszczenia stratyfikacji wynikającej z czynników, takich jak: mieszanie, konwekcja między warstwami gorącej i zimnej wody, z recyrkulacji przepływu spowodowanej przez przewodnicstwo ciepła na pionowej ścianie oraz wymianie ciepła na drodze konwekcji wymuszonej w trakcie cykli ładowania i rozładowywania zbiornika [30,31,33].

W Polsce wybudowano kilka akumulatorów ciepła. Wszystkie z nich to akumulatory wodne bezciśnieniowe. Najważniejsze z nich pracują w Elektrociepłowniach: Siewerki (V = 30,4 tys. m³), Kraków (V = 20 tys. m³), Białystok (V = 13 tys. m³), Ostrołęka (V = 13 tys. m³) i Bielsko – Biała (V = 12 tys. m³) [30,31]. Sumaryczna pojemność cieplna zainstalowanych magazynów wynosi około 4,7 GWh (dla przedziału temperatur wody 40 ÷ 98°C). Budowa i oddanie do użytkowania ww. akumulatorów miało miejsce w latach 2006÷2014. Opracowań koncepcyjnych obejmujących zabudowę akumulatorów wodnych było

znacznie więcej, między innymi w EC-3 i EC-4 w Łodzi, EC Cergia Toruń, EC Lublin, EC Pruszków, EC Żerań, RADPEC S.A.

W krajach Europy zachodniej dominują również akumulatory wodne, które są stosowane między innymi w Danii, Finlandii, Holandii, Szwecji, Norwegii, Niemczech i Czechach. Najwięcej akumulatorów w przeliczeniu na ilość produkowanej energii w układach skojarzonych jest użytkowanych w Danii. Korzysta z nich 16 elektrociepłowni. Ich łączna pojemność wynosi 400 tys. m³. Okres budowy wodnych akumulatorów ciepła w krajach zachodnich przypada na lata '90 poprzedniego stulecia. Wzrost efektywności ekonomicznej elektrociepłowni w wyniku użytkowania akumulatorów wodnych wynosi średnio od 2 do 7%. Zdyskontowany czas zwrotu inwestycji polegającej na budowie akumulatorów wodnych wynosi od 10 do 15 lat [6,14].

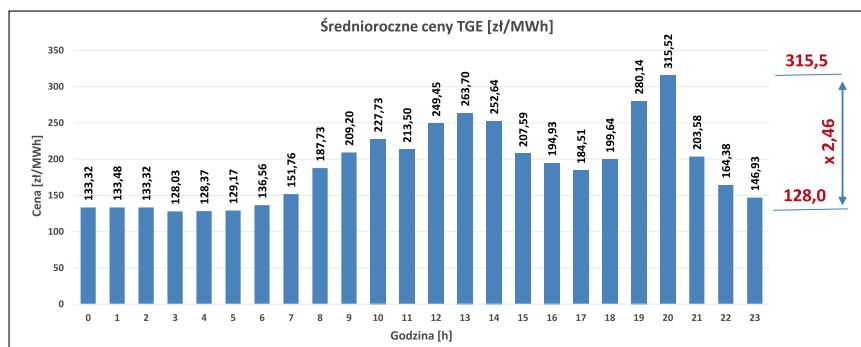
Opisane wyżej wady oraz długi czas zwrotu z inwestycji powodują mniejsze zainteresowanie budową nowych akumulatorów w technologii tradycyjnej. Obecnie w świecie są już dostępne technologie magazynowania ciepła inne niż wodne [26,27,28,29]. Pozwalają one magazynować ciepło na wyższym poziomie temperatur i z większą gęstością akumulacji [1,2,17,19,]. Do tej grupy można zaliczyć akumulatory termo-chemiczne, z przemianami fazowymi czynnika tzw. PCM oraz akumulatory hybrydowe [5,8,9,13,16].

Rozwiązania takie są już stosowane w elektrowniach słonecznych między innymi w Stanach Zjednoczonych, Malezji, Tajlandii [29,32].

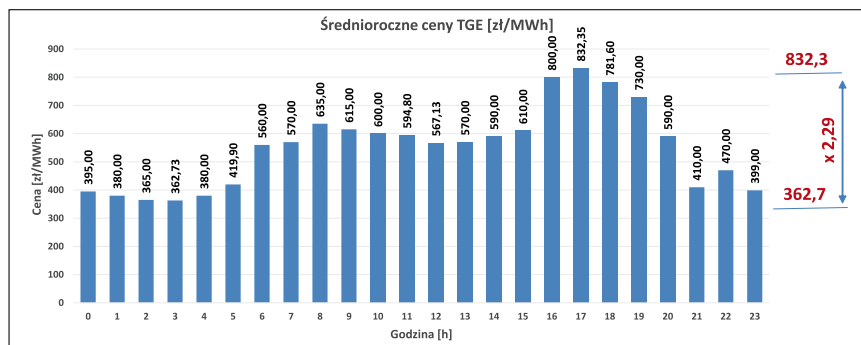
Nowe wyzwania jakie stoją przed branżą energetyczną w sektorze przedsiębiorstw kogeneracyjnych to zwiększenie elastyczności pracy oraz zwiększenie okresowej niezależności wielkości produkcji energii elektrycznej od ciepła [14,32]. Nowe akumulatory dają szansę poprzez umiejętne ich włączenie w układ technologiczny elektrociepłowni oraz zoptymalizowanie parametrów pracy takiego układu [21].

Podstawowe zadania akumulatora ciepła w badanym układzie technologicznym elektrociepłowni

Podstawowe zadanie akumulatora ciepła to wyrównywanie obciążenia źródła przy zmiennym zapotrzebowaniu energii przez odbiorców. Biorąc pod uwagę cel i zakres projektu badawczego za najważniejsze kryterium doboru wielkości akumulatora było umożliwienie efektywnej gry na rynku sprzedaży energii elektrycznej i ciepła pod kątem maksymalizacji zysku. W tym celu dobór centralnego zasobnika ciepła powinien być dokonany na podstawie zebranych i przeanalizowanych danych eksploatacyjnych oraz analizy zmienności cen sprzedaży energii elektrycznej na Towarowej Giełdzie Energii – Rynek Dnia Następnego.



Rys.6. Rozkład cen energii elektrycznej w dniu 19.10.2016
Fig.6. Distribution of electricity prices on 19.10.2016



Rys.7. Rozkład cen energii elektrycznej w dniu 2.11.2021
Fig.7. Distribution of electricity prices on 2.11.2021

Na rys. 6 przedstawiono przykładowy rozkład cen sprzedaży energii elektrycznej jaki miał miejsce w dniu 19.10.2021, w którym najniższa cena wyniosła 128 PLN/MWh, a najwyższa 315,5 PLN/MWh. Różnica pomiędzy najniższą, a najwyższą ceną wynosi 187,5 PLN/MWh co oznacza, że w ciągu doby następuje okresowo ok. 2,5 krotny wzrost ceny energii elektrycznej. Na kolejnym rys. 7 przedstawiono rozkład cen sprzedaży energii elektrycznej w dniu 02.11.2021, w którym najniższa cena wyniosła 362,7 PLN/MWh, a najwyższą 832,3 PLN/MWh. Różnica pomiędzy najniższą, a najwyższą ceną wynosi 469,6 PLN/MWh co oznacza, że w ciągu doby następuje również ponad 2 krotny wzrost ceny sprzedaży energii elektrycznej.

Aktualnie ceny energii elektrycznej zanotowały znaczący, bo ponad dwukrotny wzrost. Mimo tego rozkład zmienności cen sprzedaży energii elektrycznej w ciągu doby właściwie nie uległ zmianie co sprawia, że temat akumulacji ciepła powinien być nadal aktualny.

Wstępny dobór pojemności akumulatora ciepła

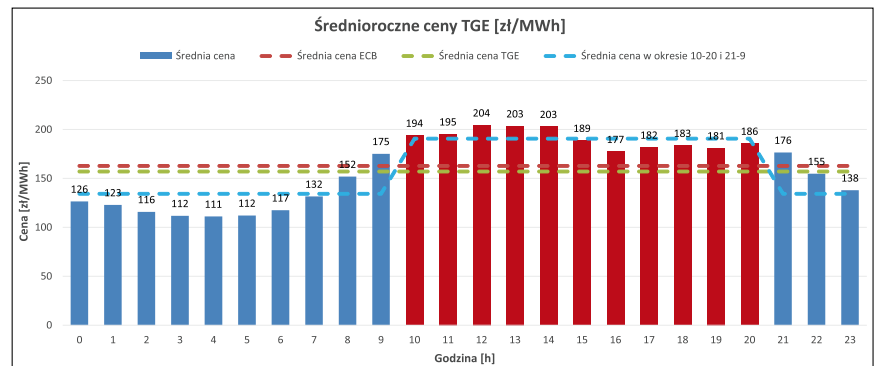
Najczęściej akumulator ciepła ma pracować w trybie dobowym, tzn. że proces ładowania i rozładowania akumulatora rozpatruje się w ciągu jednej doby [29,30]. Właściwy czas ładowania i rozładowania akumulatora powinien zależeć od bieżącej i prognozowanej ceny energii elektrycznej oraz możliwości wytworzenia dodatkowego strumienia ciepła w istniejących źródłach przy najniższych możliwych kosztach. W zależności od warunków atmosferycznych akumulator w danym dniu może być niedoładowywany lub naładowany do pełnej pojemności bez możliwości jej wykorzystania, co spowoduje możliwość rozładowywania akumulatora w dłuższym okresie niż dobowym.

W fazie wstępnej, prac dobór wielkości akumulatora przeprowadzono dla trzech wariantów pracy. Rozpatrzono w nich przede wszystkim różny czas ładowania i rozładowania akumulatora ze względu na możliwą okresowo nadprodukcję ciepła oraz zmienność cen energii elektrycznej w tzw. szczytach cenowych. Wielkości charakterystyczne rozpatrywanych wariantów przedstawiono w tabeli 1. Na rysunkach 8 ÷ 10 przedstawiono dobową zmienność cen sprzedaży energii elektrycznej z oznaczeniem charakterystycznych parametrów przyjętych do analizy.

Na rys. 11 ÷ 13 przedstawiono w sposób uporządkowany w funkcji temperatury zewnętrznej wymagany poziom wielkości

Tabela 1. Wielkości charakterystyczne wariantów

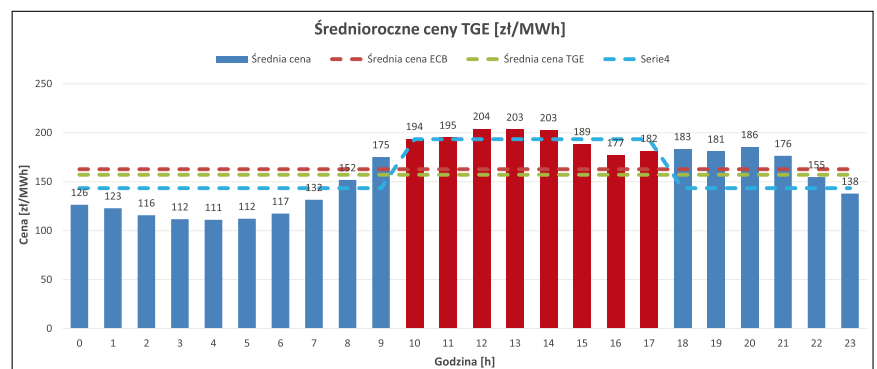
Ozn.	Godziny ładowania	Godziny rozładowania	Średnia cena energii elektrycznej w szczycie, PLN/MWhe
Wariant 1	21:00 ÷ 9:00 (13h)	10:00 ÷ 20:00 (11h)	190,60
Wariant 2	18:00 ÷ 9:00 (16h)	10:00 ÷ 17:00 (8h)	193,40
Wariant 3	16:00 ÷ 9:00 (18h)	10:00 ÷ 15:00 (6h)	198,00



Rys. 8.

Rozkład średnich cen energii elektrycznej przyjętych w Wariantie 1, stan cenowy TGE 2016r.

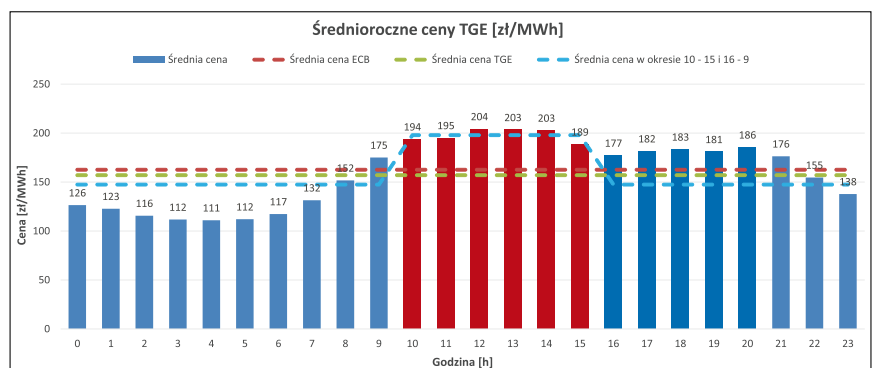
Fig. 8. Distribution of average electricity prices assumed in Option 1, price status of POLPX 2016



Rys. 9.

Rozkład średnich cen energii elektrycznej w Wariantie 2, stan cenowy TGE 2016r.

Fig. 9. Distribution of average electricity prices assumed in Option 2, price status of POLPX 2016



Rys. 10.

Rozkład średnich cen energii elektrycznej w Wariantie 3, stan cenowy TGE 2016r.

Fig. 10. Distribution of average electricity prices assumed in Option 3, price status of POLPX 2016

akumulacji ciepła, przy którym możliwe jest ładowanie akumulatora ciepłem nadwyżkowym pochodzącym ze współpracy kotłów parowych z TG (scenariusz S1) oraz ze współpracy kotłów parowych z TG i dodatkowo pracującego kotła wodnego WP70 (scenariusz S2). Dodatkowo na wskazanych rysunkach zaznaczono dla każdej temperatury zewnętrznej wymagany poziom akumulacji ciepła niezbędny do

tego, aby w pełni móc zaspokoić potrzeby ciepłe odbiorców ciepłem pochodzącym z akumulatora w okresie zmaksymalizowania produkcji energii elektrycznej.

Z analizy rysunku 11 można zauważyć, że w scenariuszu S2 dopiero przy występowaniu temperatur zewnętrznych – 16°C i niższych nie jest możliwe już ładowanie akumulatora nadwyżkowym ciepłem pochodzącym z układu technologicznego

EC. W scenariuszu S1 taka sama sytuacja będzie występowała przy temperaturach zewnętrznych – 3°C i niższych. Przedział temperatury zewnętrznej między punktem

charakterystycznym i temperaturą przy której nie jest możliwe już ładowanie akumulatora dla danego scenariusza, to okres nie wykorzystywania całej pojemności akumu-

latora. Podobnie jest dla temperatur zewnętrznych wyższych od punktu charakterystycznego. Mimo, że w tym okresie dysponujemy nadwyżką mocy cieplnej w źródle to nie jesteśmy jej w stanie efektywnie wykorzystywać w procesie rozładowywania akumulatora. Z przeprowadzonej analizy wstępnej wynika, że maksymalna pojemność akumulatora wynosi odpowiednio w scenariuszu S1 i S2 – 894MWh i 1.375MWh. Oznaczono na rysunkach 11÷13 kropkami maksymalne pojemności akumulatora ciepła, przy których w pełni wykorzystuje się ich pojemność.

Wyniki zbiorcze przeprowadzonej analizy dla zaprezentowanych wariantów przedstawiono w tabeli 1. Wynika z nich, że w obecnym układzie technologicznym elektrociepłowni występują możliwości ładowania akumulatora w szerokim zakresie występowania temperatur zewnętrznych i efektywnego rozładowywania w okresie, w którym chcemy maksymalizować produkcję i sprzedaż energii elektrycznej.

Tabela 2. Wyniki szacowania maksymalnej pojemności akumulatora ciepła w danym układzie technologicznym EC

Ozn.	Temperatura $T_{zew, min}$, °C	Temperatura $T_{zew, Qmax}$, °C	Maksymalna pojemność akumulatora Q_{max} , MWh
Scenariusz S1			
Wariant 1	- 3,0	7,0	894
Wariant 2	-3,0	4,0	720
Wariant 3	-3,0	2,0	585
Scenariusz S2			
Wariant 1	- 16,0	0,0	1 375
Wariant 2	-16,0	-4,0	1 216
Wariant 3	-16,0	-7,0	1 031

Gdzie:

$T_{zew, min}$, °C – temperatura zewnętrzna, poniżej której nie jest możliwe ładowanie akumulatora ciepła,

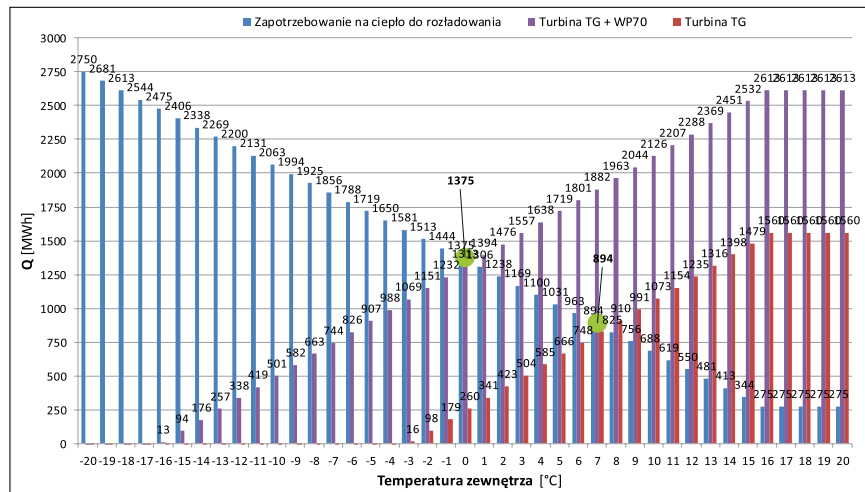
$T_{zew, Qmax}$, °C – temperatura zewnętrzna, przy której określa się maksymalną pojemność ciepłą akumulatora ciepła,

Q_{max} , MWh – maksymalna pojemność akumulatora.

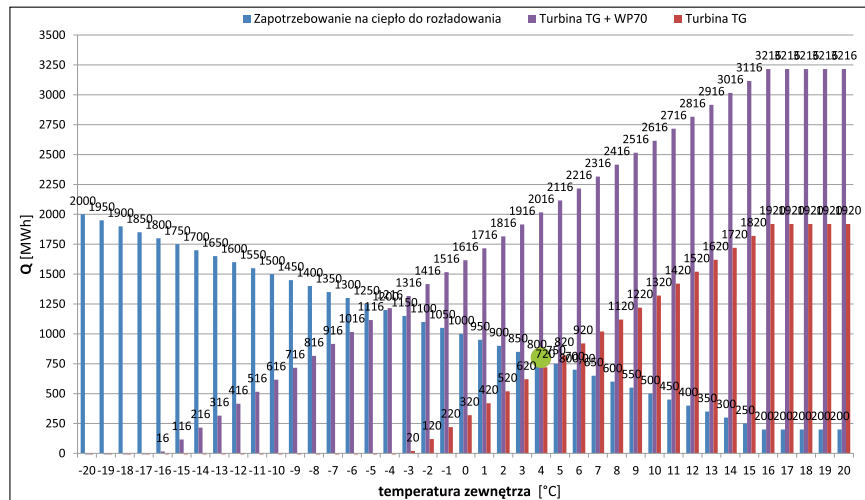
Analiza oceny efektywności zabudowy akumulatora ciepła

Zaprezentowany powyżej sposób to metoda wstępnego określania maksymalnej pojemności akumulatora ciepła w danym układzie technologicznym elektrociepłowni. Na tym etapie możliwa jest również wstępna ocena spodziewanych dodatkowych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w okresach szczytów cenowych.

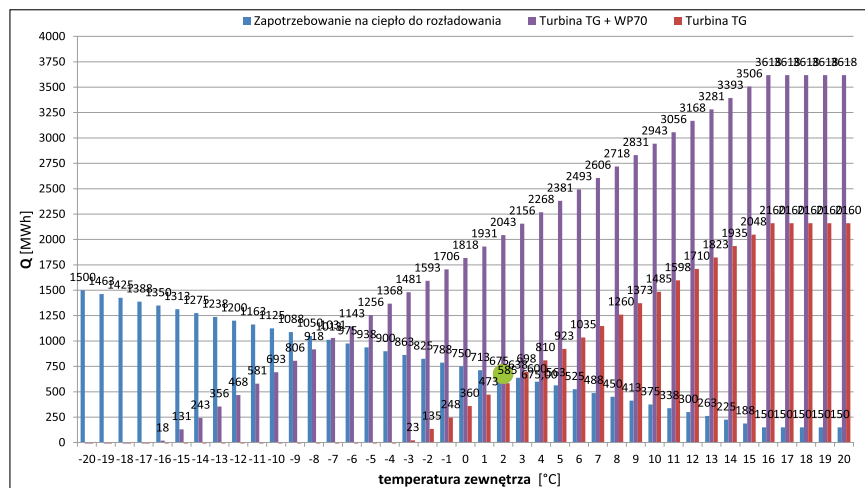
Wyniki wstępnej analizy szacowania oceny efektywności inwestycji w zabudowę akumulatora ciepła przedstawiono w tabelach 3÷5. W tabelach zestawiono:



Rys. 11. Analiza możliwości ładowania i rozładowania akumulatora – Wariant 1
Fig. 11. Analysis of charging and discharging the heat storage – Option 1



Rys. 12. Analiza możliwości ładowania i rozładowania akumulatora – Wariant 2
Fig. 12. Analysis of charging and discharging the heat storage – Option 2



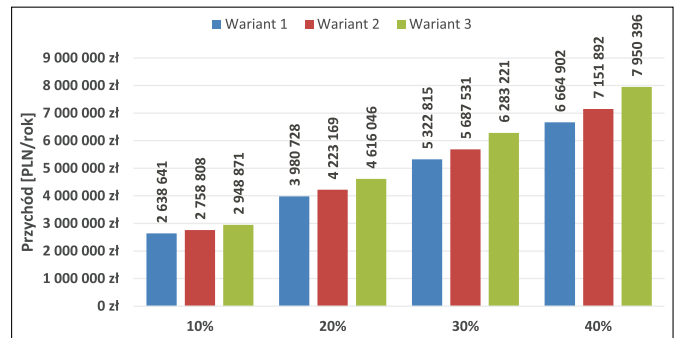
Rys. 13. Analiza możliwości ładowania i rozładowania akumulatora – Wariant 3
Fig. 13. Analysis of charging and discharging the heat storage – Option 3

wielkość produkcji energii elektrycznej w szczytach cenowych i poza nimi, wielkość potrzeb własnych energii elektrycznej, średnią cenę ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody łącznie i różnicowo ze sprzedaży w okresie szczytowych cen sprzedaży energii elektrycznej. Jako parametry odniesienia przyjęto warunki odpowiadające warunkom rzeczywistej produkcji energii elektrycznej jakie miały miejsce w roku porównawczym tj. w 2016 r. Sumaryczna ilość wyprodukowanego ciepła w stanie istniejącym i projektowanym była taka sama.

Dla szerszego spojrzenia na wyniki prowadzonej analizy w tabelach 3÷5 przedstawiono wpływ procentowego zmniejszenia produkcji energii elektrycznej w okresie nocnym na rzecz zwiększonej produkcji ciepła dla potrzeb ładowania akumulatora. W tym samym zakresie procentowych zmian określono zwiększenie produkcji energii elektrycznej kosztem mniejszej produkcji ciepła i uzupełnieniem brakującej ilości ciepła z akumulatora ciepła w godzinach szczytowych cen energii elektrycznej. Analizowany zakres procentowy zmian udziału w obu okresach pracy układu technologicznego z akumulatorem wynosi między 10 a 40%. Porównanie otrzymanych wyników przedstawiono graficznie na rysunku 14.

Z przeprowadzonej analizy wynika, że za najkorzystniejszy należy uznać wariant W3. Poziom dodatkowych przychodów

Rys.14.
Porównanie przychodów analizowanych wariantów
Fig.14. Comparison of revenues of analyzed options



z tytułu wykorzystywania akumulacji ciepła jest w tym wariantcie wyższy o około 7% niż w wariantcie W2 i o ponad 10% niż w wariantcie W1, przy zaledwie 10% przesunięciu wielkości produkcji energii elektrycznej z okresu nocnego na okres, w którym występują maksymalne ceny sprzedaży energii elektrycznej. Wydłużanie czasu pracy z maksymalną produkcją energii elektrycznej w godzinach dziennych powoduje znaczny wzrost wymaganej pojemno-

ści akumulatora. Jednocześnie większa pojemność akumulatora powoduje, że w mniejszym stopniu będzie on w pełni wykorzystywany w okresie całego roku.

Prezentowany sposób wyznaczania pojemności akumulatora należy uznać za bardzo wstępny. Podejście to należy znacząco rozszerzyć chcąc wyznaczyć optymalną pojemność akumulatora. Na rysunku 15 przedstawiono wyniki poszukiwania pojemności akumulatora przy maksymaliza-

Rys.15.
Zależność dodatkowego zysku brutto od pojemności cieplnej akumulatora dla bilansowania (sterowania) 24 godzinnego
Fig.15. Dependence of the additional gross profit on the thermal capacity of the heat storage for balancing (control) 24-hour

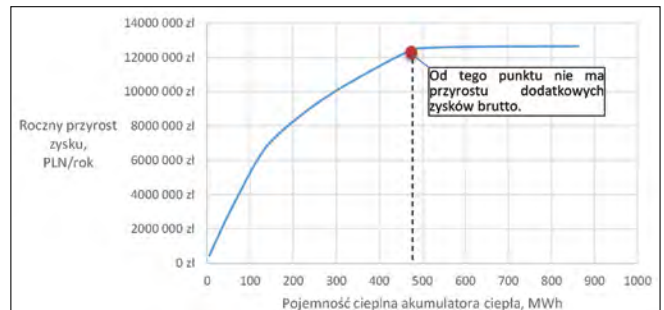


Tabela 3. Wyniki szacowania efektywności z zabudowy akumulatora ciepła, wariant W1

Lp	Charakterystyka	Jednostka	Stan istniejący	10%	20%	30%	40%
1	Produkcja energii elektrycznej w szczycie	[MWh]	238450,3	266445,4	294440,6	322435,7	350430,83
2	Produkcja energii elektrycznej poza szczytem	[MWh]	279951,4	251956,2	223961,1	195966,0	167970,82
3	Całkowita produkcja energii elektrycznej	[MWh]	518401,7	518401,7	518401,7	518401,7	518401,7
4	Potrzeby własne	[MWh]	440641,4	440641,4	440641,4	440641,4	440641,4
5	Średnia cena	[zł/MWh]	157,20 zł	163,19 zł	166,23 zł	169,28 zł	172,33 zł
6	Przychód	[zł/rok]	69 268 829,42 zł	71 907 470,61 zł	73 249 557,48 zł	74 591 644,36 zł	75 933 731,23 zł
7	Efekt ekonomiczny	[zł/rok]		2 638 641,19 zł	3 980 728,06 zł	5 322 814,94 zł	6 664 901,81 zł

Tabela 4. Wyniki szacowania efektywności z zabudowy akumulatora ciepła, wariant W2

Lp	Charakterystyka	Jednostka	Stan istniejący	10%	20%	30%	40%
1	Produkcja energii elektrycznej w szczycie	[MWh]	173418,4	207873,9	242329,5	276785,0	311240,60
2	Produkcja energii elektrycznej poza szczytem	[MWh]	344555,5	310100,0	275644,4	241188,9	206733,32
3	Całkowita produkcja energii elektrycznej	[MWh]	517973,9	517973,9	517973,9	517973,9	517973,9
4	Potrzeby własne	[MWh]	440277,8	440277,8	440277,8	440277,8	440277,8
5	Średnia cena	[zł/MWh]	157,20 zł	163,47 zł	166,79 zł	170,12 zł	173,44 zł
6	Przychód	[zł/rok]	69 211 675,65 zł	71 970 484,11 zł	73 434 845,13 zł	74 899 206,15 zł	76 363 567,16 zł
7	Efekt ekonomiczny	[zł/rok]		2 758 808,47 zł	4 223 169,48 zł	5 687 530,50 zł	7 151 891,52 zł

Tabela 5. Wyniki szacowania efektywności z zabudowy akumulatora ciepła, wariant W3

Lp	Charakterystyka	Jednostka	Stan istniejący	10%	20%	30%	40%
1	Produkcja energii elektrycznej w szczycie	[MWh]	130063,8	168826,3	207588,8	246351,3	285113,78
2	Produkcja energii elektrycznej poza szczytem	[MWh]	387625,0	348862,5	310100,0	271337,5	232574,99
3	Całkowita produkcja energii elektrycznej	[MWh]	517688,8	517688,8	517688,8	517688,8	517688,8
4	Potrzeby własne	[MWh]	440035,5	440035,5	440035,5	440035,5	440035,5
5	Średnia cena	[zł/MWh]	157,20 zł	163,90 zł	167,69 zł	171,48 zł	175,27 zł
6	Przychód	[zł/rok]	69 173 573,13 zł	72 122 444,43 zł	73 789 619,44 zł	75 456 794,46 zł	77 123 969,48 zł
7	Efekt ekonomiczny	[zł/rok]		2 948 871,30 zł	4 616 046,31 zł	6 283 221,33 zł	7 950 396,35 zł

cji zysków pracy elektrociepłowni z akumulatorem. Z przeprowadzonej analizy wynika, że wartość maksymalna pojemności cieplnej akumulatora, po przekroczeniu której nie odnotowujemy wzrostu zysków, w rozpatrywanym układzie elektrociepłowni, wynosi 500 MWh. Z analizy rysunku 15 można wnioskować ponadto, że w pierwszej fazie, tj. od pojemności 0 do około 130 MWh przebieg krzywej ma najbardziej stromy przebieg. Świadczy to o tym, że w tym przedziale wpływ zwiększanej pojemności prawie liniowo wpływa na wzrost osiąganego zysku z pracy elektrociepłowni z akumulatorem. Po przekroczeniu poziomu 130 MWh przyrosty efektywności ekonomicznej ze zwiększania pojemności akumulatora są już coraz mniejsze.

Podsumowanie i wnioski

Autorzy w artykule przedstawili wybrane wyniki badań wstępnych wykonanych na rzecz Elektrociepłowni Będzin sp. z o.o. w ramach powierzonego im projektu badawczego. W tym etapie zebrano i przeanalizowano archiwalne dane historyczne, a następnie opracowano na ich podstawie charakterystyki i wskaźniki techniczne niezbędne do dalszej części badań symulacyjnych i optymalizacyjnych.

W pierwszej fazie prac autorzy przeprowadzili również badania eksperymentalne z wykorzystaniem istniejącego układu technologicznego elektrociepłowni w różnych warunkach przemysłowej eksploatacji, w celu wyznaczenia statycznych i dynamicznych właściwości poszczególnych obiektów instalacji. Na tej podstawie zostały opracowane wariantowe koncepcje instalacji technologicznych zintegrowanych z układem akumulacji ciepła w elektrociepłowni. Dla każdego z wariantów został opracowany model matematyczny do prowadzenia analiz techniczno-ekonomicznych i symulacji pozwalających zbadać przyszłe efekty współpracy elektrociepłowni z systemem elektroenergetycznym i ciepłowniczym.

W artykule autorzy przedstawili sposób wyznaczania maksymalnej pojemności akumulatora z uwzględnieniem warunków wynikających z obecnego układu technologicznego elektrociepłowni. Z przeprowadzonych analiz wstępnych wynikało, że pojemność maksymalna akumulatora w wariantcie W3 i scenariuszu S1 wyniosła około 585 MWh. Podobny poziom wielkości pojemności akumulatora określono w znacznie bardziej zaawansowanej analizie z wykorzystaniem modelu matematycznego i badań symulacyjnych. W tym przypadku maksymalna pojemność akumulatora wyniosła 500 MWh.

Z wyznaczonej na drodze badań sy-

mulacyjnych krzywej określającej wpływ wielkości pojemności akumulatora na spodziewany zysk brutto wynika, że za uzasadnioną ekonomicznie wielkość pojemności akumulatora należy uznać przedział od 0 do 130 MWh. W tym zakresie zaobserwowano prawie liniową zależność pomiędzy wzrostem pojemności i zyskiem. Powyżej 130 MWh krzywa zmienia nieco kąt nachylenia i w coraz mniejszym stopniu wzrost pojemności akumulatora powoduje wzrost zysku.

Biorąc pod uwagę złożoność podejmowanej tematyki i możliwości prezentowania wyników swoich badań na łamach niniejszego czasopisma, autorzy będą prezentowali dalsze wyniki zakończonych badań w kolejnych publikacjach.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Bauer D., Heidemann W., Müller-Steinhagen H., (2007), *Der Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim*, Proc. OTTI, 17. Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, Germany.
- [2] Van Berkel, J., "Storage of solar energy in chemical reactions", IN: Jean-Christophe Hadorn ed., "Thermal energy storage for solar and low energy buildings", IEA Solar heating and cooling Task 32, 2005.
- [3] Bloess A., Schill W.P., Zerrahn A., *Power-to-Heat for Renewable Energy Integration: Technologies, Modeling Approaches and Flexibility Potentials*, German Institute for Economic Research, DIW Berlin 2017, ISSN electronic edition 1619-4535.
- [4] Borowski P., Powałka M. (red.), *Planowanie i zarządzanie w energetyce*, Warszawa, Wydawnictwo SGGW 2009.
- [5] Brosseau, D., Kelton, J.W., Ray, D., Edgar, M., Chisman, K. and Emms, B., "Testing of thermocline filler materials and molten-salt heat transfer fluids for thermal energy storage systems in parabolic trough power plants", *Journal of Solar Energy Engineering-Transactions of the Asme*, vol. 127, no. 1, pp. 109-116, 2005.
- [6] Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE; *Energetyka ciepłowna w liczbach w 2019 roku URE*, Warszawa 2020, ISBN 978-83-948942-2-1
- [7] Dinçer I., Rosen M.A., "Thermal energy storage, systems and applications", John Wiley & Sons Ltd., Chichester, England, 2002.
- [8] Felderhoff M., Bogdanović B., *High Temperature Metal Hydrides as Heat Storage Materials for Solar and Related Applications*, *International Journal of Molecular Sciences*, ISSN 1422-0067, www.mdpi.com/journal/ijms.
- [9] Foster, M., "Theoretical investigation of the system SnOx/Sn for the thermochemical storage of solar energy", vol. 29, no. Energy, pp. 789-799, 2004.
- [10] Goranczewski, B.: *Systemy zarządzania energią wg PN-EN ISO 50001:2011 jako narzędzie racjonalizacji gospodarki energetycznej w gminie*; *Journal of Mechanical and Transport Engineering*; 2013.
- [11] Hernandez-Guerrero, A., Aceves, S.M., Cabrera-Ruiz, E. and Baltazar-Cervantes, J.C., "Modeling of the charge and discharge processes in energy storage cells", *Energy Conversion and Management*, vol. 40, no. 15-16, pp. 1753-1763, 1999.
- [12] Herrmann, U., Geyer, M. & Kearney, D., "Overview on thermal storage systems", *FLABEG Solar International GmbH*, 2006.
- [13] *High solar fraction heating and cooling systems with combination of innovative components and methods*, (2008), EU Project High-Combi, Workpackage WP 2.2, Deliverable D6, www.highcombi.eu
- [14] Kearney, D., Kelly, B. and Price, H., "Thermal storage commercial plant design study for a two-tank indirect molten salt system", *National Renewable Energy Laboratory*, 2006.
- [15] Kostowski E.: *Przepływy ciepła*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2006.
- [16] Lovegrove, K., Luzzi, A. and Kreetz, H., "A solar-driven ammonia-based thermochemical energy storage system", *Solar Energy*, vol. 67, no. 4-6, pp. 309-316, 1999.
- [17] Michels, H. and Pitz-Paál, R., "Cascaded latent heat storage for parabolic trough solar power plants", *Solar Energy*, vol. 81, no. 6, pp. 829-837, 2007.
- [18] Parczewski Z.: *Efektywność energetyczna w wybranych krajach UE, USA oraz w Polsce (trendy zmian, mechanizmy i instrumenty polityki)*, monografia Instytutu Energetyki – Instytut Badawczy, Warszawa 2014.
- [19] Pilkington Solar International, GmbH, "Survey of thermal storage for parabolic trough power plants", *National Renewable Energy Laboratory*, Toledo OH, USA, 2000.
- [20] Plutecki Z., i inni, *Innowacyjna instalacja technologiczna zapewniająca optymalną współpracę elektrociepłowni z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła wspomagana inteligentnym systemem podejmowania decyzji na rynku sprzedaży energii elektrycznej i ciepła*, Raport z realizacji prac badawczych i rozwojowych, Etap 1, Opole 2017.
- [21] Plutecki Z., i inni, *Innowacyjna instalacja technologiczna zapewniająca optymalną współpracę elektrociepłowni z układem wysokoefektywnej akumulacji ciepła wspomagana inteligentnym systemem podejmowania decyzji na rynku sprzedaży energii elektrycznej i ciepła*, Raport z realizacji prac badawczych i rozwojowych, Etap 2, Opole 2018.
- [22] Plutecki Z., Duczowska A., *Nowe otwarcie rynku biomasy dla ciepłownictwa systemowego*, *Rynek Energii* 1(152)/2021.
- [23] Plutecki Z., Duczowska A., *Wykorzystanie MST w ocenie potencjału biomasy dla ciepłownictwa i logistyce – studium przypadku*, *Rynek Energii* 5(156)/2021.
- [24] PN-EN ISO 50001:2018-09, PN-EN 50001: *Zarządzanie energią – wersja polska.*
- [25] Sartor K., Dewallef P., *Optimized Integration of Heat Storage Into District Heating Networks Fed By a Biomass CHP Plant*, 11th International Energy Storage Conference, IRES 2017, 14-16 March 2017, Dusseldorf, Germany, *Energy Procedia* 135 (2017) 317-326.
- [26] Schmidt T., Mangold D., (2010), *Conversion of Germany's first seasonal solar thermal energy storage into an innovative multifunctional storage*, EuroSun, International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings, Graz, Austria.
- [27] Schmidt T., Mangold D., Sørensen P.A., From N. (2011), *Large-scale heat storage*, IRES 2011 6th International Renewable Energy Storage Conference, Eurosolar, Berlin, Germany.
- [28] Tamme, R., "Phase-change storage systems", *Workshop on Thermal Storage for Trough Power Systems*, Golden CO, USA, 2003.
- [29] Thamaraiakann R., Kanimozhi B., Anish M., Jayaprabakar J., Saravanan P., RohanNicholas A., *Review Of Phase Change Materials Based On Energy Storage System With Applications*, *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering* 197 (2017) 012034 doi:10.1088/1757-899X/197/1/012034.
- [30] Wójs K. i inni, *Odzysk i zagospodarowanie niskotemperaturowego ciepła odpadowego ze spalin wylotowych*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2015.
- [31] Wyrwicz M., Adamski R., *Produkcja energii elektrycznej i ciepła wspierana możliwością akumulacji ciepła EC Kraków*, II Konferencja Wytwórców Energii Elektrycznej Skawina 2011.
- [32] Zalba, B., Marin, J.M., Cabeza, L.F. and Mehling, H., "Review on thermal energy storage with phase change: materials, heat transfer analysis and applications", *Applied Thermal Engineering*, vol. 23, no. 3, pp. 251-283, 2003.
- [33] Zuwała J.: *Wariantowa analiza zastosowania akumulacji ciepła w elektrociepłowni przy uwzględnieniu sezonowej i dobowej zmienności zapotrzebowania na ciepło grzejne*, *Instal* 10/2009, s.2 – 10