

# Wpływ rozwiązań technicznych w bloku ciepłowniczym na sprawność i emisję CO<sub>2</sub>. Doświadczenia po modernizacji układu pomp wody sieciowej bloku ciepłowniczego

Impact of technical solutions in the coal unit on its efficiency and CO<sub>2</sub> emissions. Operational experience following the modernization of the district heating water pump system for a cogeneration unit

JOANNA TYCHANYCZ, JANUSZ LICHOTA

DOI: 10.17512/INSTAL.2026.04.04

Niniejszy artykuł opisuje zrealizowaną modernizację układu pomp wody sieciowej bloku ciepłowniczego BC-2 w Elektrociepłowni Wrocław, która pozwala uzyskać wymierne efekty ekologiczne i ekonomiczne. Efekty te to oszczędność średnio 9388 MWh energii finalnej rocznie oraz obniżenie emisji ditlenku węgla o 1306 ton rocznie. Analiza po 12 miesiącach eksploatacji potwierdziła opłacalność projektu, z przewidywanym zwrotem z inwestycji w połowie 2029 roku. Przedsięwzięcie generuje roczne oszczędności kosztów energii wynoszące około 2 mln zł, a przeprowadzone badanie wrażliwości potwierdziło stabilność projektu.

Słowa kluczowe: roczna emisja ditlenku węgla, analiza efektywności ekonomicznej

This article describes the modernization of the district heating water pump system of the BC-2 cogeneration unit at the Wrocław Heat and Power Plant, which has yielded measurable ecological and economic results. The investment saves an average of 9,388 MWh of final energy annually and reduces CO<sub>2</sub> emissions by 1,306 tonnes per year. An analysis after 12 months of operation confirmed the project's profitability, with the return on investment expected in mid-2029. The project generates annual energy cost savings of approximately PLN 2 million, and a sensitivity analysis confirmed the stability of the project.

Keywords: annual carbon dioxide emissions, economic efficiency analysis

## Wstęp

Energia elektryczna zużywana na pompowanie wody sieciowej stanowi istotny składnik całkowitych kosztów eksploatacyjnych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w rozległych sieciach o zmiennych warunkach hydraulicznych. Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA) w raporcie [1] podkreśla, że efektywność energetyczna – określana często jako „pierwsze paliwo” (first fuel) – jest najtańszym i najszybszym sposobem ograniczania emisji oraz poprawy bezpieczeństwa energetycznego. Postępy w tym zakresie odnotowano w 2025 r. kiedy to wskaźnik poprawy intensywności energii pierwotnej określający o ile mniej energii zużywa

gospodarka wyniósł 1,8%, podczas gdy w 2024 r. wynosił 1%. Mimo to globalny trend pozostaje daleko poniżej celu uzgodnionego na COP28, czyli podwojenia tempa poprawy do 4% rocznie do 2030 r. Zgodnie z założeniami zrównoważonego rozwoju [2] ciągłe zwiększanie efektywności energetycznej pozostaje jednym z kluczowych elementów strategii dekarbonizacji i ograniczenia kosztów energii w sektorach takich jak ciepłownictwo. W artykule [3] wskazano na przykładzie Malborka, że inwestycje w modernizację układów pompowych mogą być skutecznym narzędziem poprawy efektywności w mniejszych systemach ciepłowniczych. Autor pracy [4] nawet stwierdza, że modernizacja istniejących obiektów daje

efekty widoczne w bilansie energetycznym kraju. Zagadnienia racjonalnego gospodarowania i zarządzania energią opisane są również w pracy [5]. Efekty obniżenia zużycia energii przez pompy wody sieciowej w przypadku wrocławskiej elektrociepłowni zostały opisane w artykułach [6, 7].

Literatura dotycząca redukcji zapotrzebowania na energię w systemie ciepłowniczym jest liczna. Omawiana jest m.in. optymalizacja hydrauliczna sieci [10, 15, 16], analiza modelowa parametrów (średnica rur, straty ciśnienia [20], porównanie koncepcji centralnie umieszczonych i rozproszonych w sieci ciepłowniczej pomp [17], metody redukcji zużycia energii przez pompy w tym efektywność pomp

mgr inż. Joanna Tychanycz, Dyrektor Departamentu Zarządzania Majątkiem i Inwestycjami, Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A., Członek Polskiej Izby Inżynierów Budownictwa; dr hab. inż. Janusz Lichota, prof. PWR, Politechnika Wroclawska, Wydział Mechaniczno-Energetyczny, Autor korespondencyjny: email: janusz.lichota@pwr.edu.pl

o zmiennej prędkości [8, 9, 18], redukcja strumieni szczytowych [19, 21], strategie sterowania obciążeniem u odbiorcy [19], modelowanie hydrauliczne i sterowanie oraz narzędzia predykcyjne [20].

Autorzy pracy [8] opisują m.in. różne typy pomp, podają sposoby obliczania parametrów pomp i zwracają uwagę na regulację wydajności i mocy pomp. Praca [9] opisuje sposoby obliczania pomp w układzie przewodów hydraulicznych. Metoda graficzna analizy układów hydraulicznych została dalece rozwinięta w pracy [10]. Klasyczna polska pozycja zajmująca się problemem optymalnego doboru pompy ze względu na sumę kosztu przesyłania ciepła siecią ciepłowniczą, strat ciepła i nakładów inwestycyjnych to praca [11]. Książka [12] kompleksowo ujmując zagadnienia parametrów pracy, teorii, projektowania, charakterystyk, pracy, kawitacji, regulacji, budowy, doboru i poprawy efektywności pomp. Z kolei praca [13] stanowi monografię łączącą elementy teorii grafów (do opisu struktury układów), metod programowania i obliczeń numerycznych oraz teorii pomp. Zagadnienia termodynamicznego modelowania maszyn przepływowych m.in. pomp zostały opisane przez Autorów publikacji [14]. Wiele idei połączeń hydraulicznych pomp w sieci zostało pokazanych przez Autorów opracowania [15] w szczególności zmniejszających zapotrzebowanie na energię oraz ilość potrzebnych urządzeń. Prowadzone później badania przez innych autorów (również cytowanych poniżej) potwierdziły ich prawidłowość i stosowność.

Autorzy w [16] przeprowadzili kompleksową analizę hydrauliczną sieci ciepłowniczych w kontekście redukcji energii pompowania. Jak wskazują badania, zapotrzebowanie na energię pompowania jest silnie zależne od konfiguracji sieci, strat ciśnienia oraz przyjętej koncepcji rozmieszczenia pomp. Badanie wykazało, że wprowadzenie pomp o zmiennej prędkości rozproszonych w sieci ciepłowniczej (ang. Distributed Variable Speed Pumping configuration – DVSP) zmniejsza zużycie energii w porównaniu z pompami umieszczonymi w centralnym źródle ciepła (ang. Conventional Central Circulating Pumping system – CCCP) w różnych konfiguracjach sieciowych, co przekłada się na poprawę efektywności systemu. Analiza wrażliwości wykazała, że średnica rur jest czynnikiem krytycznym dla strat ciśnienia i kosztów pomp, a zmiany tych parametrów mogą znacząco wpływać na zapotrzebowanie energii pompowania. Autorzy sugerują również, że rozdzielony system z rozproszonymi pompami DVSP może osiągnąć oszczędności na koszcie pompowania rzędu 21–28% w porównaniu z CCCP, zredu-

kować straty ciepła i moc pompowania przy niższych przepływach.

Podobne badanie pokazano w pracy [17]. Autorzy stwierdzili, że systemy z pompami z płynną regulacją częstotliwości mają większy potencjał oszczędności energii niż systemy z centralnymi pompami CCCP umieszczonymi w źródle ciepła, głównie dzięki eliminacji strat dławienia i lepszemu bilansowaniu hydraulicznemu. Wyniki sugerują, że redukcja strat ciśnienia u odbiorców i na rozgałęzieniach sieci poprzez strategiczne rozmieszczenie pomp może prowadzić do znacznych oszczędności energii.

Jednym z najczęściej analizowanych kierunków poprawy efektywności energetycznej jest zastąpienie regulacji dławieniowej regulacją prędkości obrotowej pomp. Autorzy pracy [18] przeprowadzili badanie dotyczące efektywności energetycznej pomp ciepłowniczych oraz metod zmniejszania zużycia przez nie energii. Autorzy wykazali, że regulacja przepływu za pomocą pomp o zmiennej prędkości sterowanych przemiennikami częstotliwości może prowadzić do oszczędności energii pomiędzy 20% a 50% w porównaniu z regulacją za pomocą zaworów dławiących. W studium przypadku analizowany system ciepłowniczy Timisoary wykazał, że roczne zużycie energii przez pompy można zmniejszyć z 275 064 kWh do 124 173 kWh.

W pracy [19] przeanalizowano trzy sposoby redukcji przepływów szczytowych w systemie ciepłowniczym na podstawie danych operacyjnych: czasowe przesuwanie zapotrzebowania (elastyczność odbiorcy), górne ograniczenie temperatury powrotu oraz górne ograniczenie strumienia masy w każdym z węzłów ciepłowniczych. Praca wykazała na podstawie danych, że elastyczność obciążenia odbiorcy (zmiana mocy cieplnej względem zapotrzebowania) wynosząca 18% skutkuje takim samym zmniejszeniem szczytowych strumieni masy wody u odbiorcy. Ograniczenie temperatury wody powrotnej ma mniejszą skuteczność niż elastyczność, ale zmniejsza strumień całkowity. Natomiast ograniczanie strumienia poprzez np. mechaniczną blokadę regulatora różnicy ciśnień na wlocie do węzła powoduje paradoksalnie powstawanie nowych szczytowych przepływów całkowitych, bo odbiorcy kompensują zanizanie dostawy w innym czasie.

Autorzy pracy [20] przedstawili technikę modelowania hydraulicznego sieci, która wspiera projektowanie i sterowanie systemem ciepłowniczym. Przekształcono opis macierzowy sieci promieniowej na równoważny opis grafowy i zaproponowano algorytmy rozwiązania zadania opty-

malizacyjnego. Opracowana metoda modelowania umożliwia symulację przepływów i temperatur w sieci, przy założonym kryterium optymalizacji np. minimalizacji długości sieci lub strat ciepła z sieci przy ustalonych położeniach węzłów ciepłowniczych i źródła ciepła.

W pracy [21] porównano sterowanie ze zmienną temperaturą do sieci ciepłowniczej (VT), sterowanie zmiennym natężeniem przepływu (VF) oraz sterowanie zmienną temperaturą i natężeniem przepływu (VT-VF). Połączenia tych trzech strategii w sieciach pierwotnych i wtórnych porównano pod względem zużycia energii przez pompy. Wyniki wskazują, że strategie operacyjne powinny być wprowadzane etapami w różnych okresach, w zależności od tego, czy potrzebne jest ogrzewanie szczytowe, czy nie. Pokazano, że całkowite zużycie energii pompowania zostało zmniejszone o 20–28% w porównaniu z trybem połączenia szeregowego.

Inne pozycje omawiające zagadnienia projektowania pomp i ich parametrów pracy to [22, 23]. Przegląd literatury wskazuje jednoznacznie, że modernizacja układów pomp wody sieciowej w blokach ciepłowniczych powinna obejmować zarówno wymianę lub modernizację samych pomp, jak i wdrożenie zaawansowanych strategii sterowania oraz szczegółowe modelowanie hydrauliczne sieci.

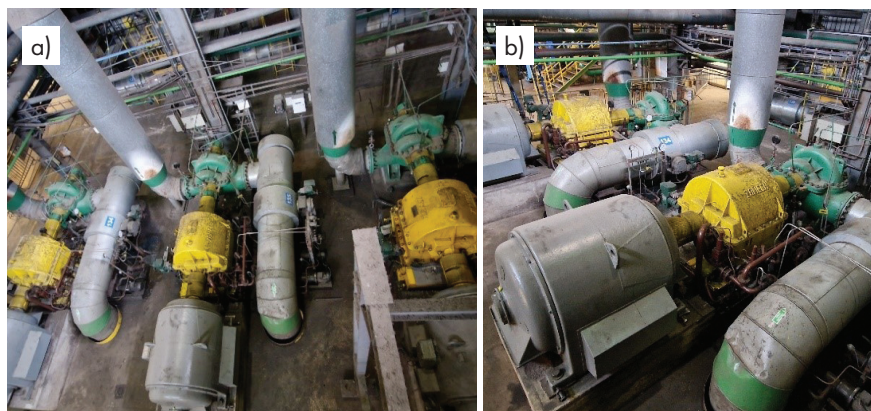
Niniejsza praca weryfikuje założenia o skuteczności zmniejszenia zużycia energii po modernizacji układu pomp wody sieciowej bloku ciepłowniczego nr 2 (BC-2) w Elektrociepłowni Wrocław zrealizowanej w 2024. Weryfikacja wskaźników nakładu energii elektrycznej na przepompowanie 1 m<sup>3</sup> wody odbywa się po dwunastu miesiącach od zakończenia modernizacji.

## Opis obiektu

Modernizacja układu pomp wody sieciowej bloku BC-2 zaplanowana została w następstwie analizy kosztów eksploatacji oraz głównych strat i miała pozwolić na obniżenie kosztów remontów oraz usuwania awarii i usterek ponad 40-letniego układu sieci ciepłowniczej bloku BC-2. Rekonfiguracja istniejącego systemu hydraulicznego pomp polegała na opracowaniu projektów wykonawczych i realizacyjnych we wszystkich branżach tj. AKPiA, mechanicznej, elektrycznej i budowlanej w oparciu o koncepcję optymalizacji pracy układu pomp wody sieciowej [21], a następnie kompleksowej przebudowie obejmującej dostawę oraz wykonanie prac zgodnie z wykonanym projektem, opracowanie projektu programu sterowania armaturą członu ciepłowniczego, zastosowanie przemiennika częstotliwości z regulacją

w zakresie 50-110% prędkości obrotowej pomp sieciowych głównych, dostawę wszystkich niezbędnych elementów do realizacji zadania oraz uruchomienie, remont i modernizację pomp wstępnych i głównych (w zakresie zmian wysokości podnoszenia, wydajności i sprawności), modernizację fundamentów pomp sieciowych głównych PS z powodu likwidacji sprzęgieł hydrokinetycznych wraz z naprawami uszkodzonej konstrukcji betonowej, modernizację fundamentów pomp sieciowych wstępnych 1NC, a także remont armatury w obrębie modernizowanych instalacji.

średniego napięcia. Przełącznik dzięki konstrukcji i zaawansowanemu systemowi sterowania cechuje się wysoką dyspozycyjnością. Dyspozycyjność przełącznika jest zapewniona dzięki modułowej (celkowej) budowie, pozwalającej na pracę przełącznika nawet przy uszkodzeniu do sześciu celek poprzez zastosowanie by-passu, możliwości długotrwałej pracy przełącznika w stanie awaryjnym przy doziemieniu jednej fazy (dzięki zastosowaniu transformatora separacyjnego) oraz możliwości długotrwałej pracy z napięciami do 66% napięcia znamionowego  $U_n$ .



Rys. 1. Zestaw pomp głównych 1PS-1, 1PS-2, 1PS-3 przed modernizacją: a) widok z góry, b) widok z boku (źródło: własna fotografia)  
 Fig. 1. Set of main pumps 1PS-1, 1PS-2, 1PS-3 before modernization: a) top view, b) side view (source: author's photo)

Pompy bloku BC-2 stanowią element wewnętrznej sieci ciepłowniczej. Jest to zespół urządzeń składający się z pomp wstępnych 1NC-1, 1NC-2 i 1NC-3 oraz pomp głównych 1PS-1, 1PS-2 i 1PS-3.

## Wyniki i ich dyskusja

### Modernizacja układu pomp wody sieciowej bloku ciepłowniczego

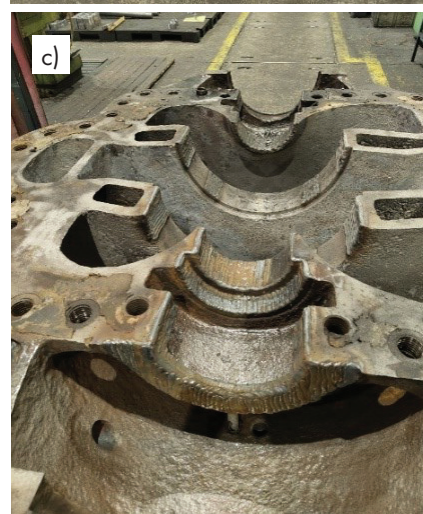
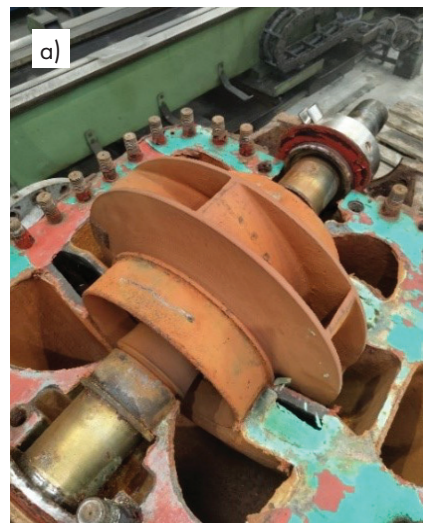
Zmianę wydajności urządzeń za pomocą przełączników piątej generacji GH180 PERFECT HARMONY oceniono jako najbardziej energooszczędny sposób regulacji urządzeń pompowych. Jest to kompletny system regulacyjny średniego napięcia złożony z wejściowego transformatora separacyjnego oraz wielopozycyjnego przełącznika o napięciu izolacji do 7,2 kV. Ze względu na zaawansowaną konstrukcję przełącznik nadaje się do standardowych silników średniego napięcia bez dodatkowych wzmocnień izolacji stojana lub izolacji łożysk. Przełącznik w sposób bezpośredni, bez zastosowania transformatorów podwyższających napięcie elektryczne przy jednoczesnym zmniejszeniu prądu w stosunku do mocy wejściowej, generuje napięcie i prąd sinusoidalne



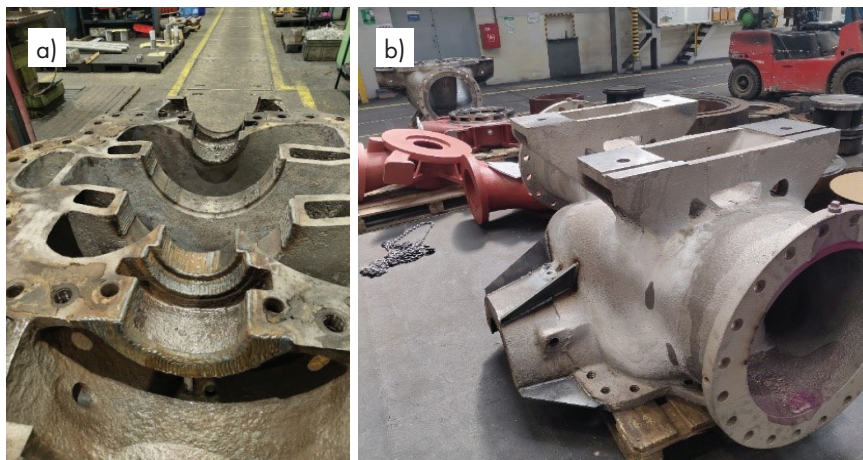
Rys. 2. Przełącznik częstotliwości SINAMICS PERFECT HARMONY GH180 (źródło: Siemens [24])  
 Fig. 2. SINAMICS PERFECT HARMONY GH180 frequency converter (source: Siemens [24])

Przełącznik GH180 PERFECT HARMONY cechuje się stabilnym (niezależnym od głębokości regulacji) poziomem współczynnika mocy (0,95). Zastosowanie transformatora separującego powoduje znaczące ograniczenie mocy zwarciorowej w miejscu zainstalowania przełącznika, odseparowanie go od przepięć pochodzących z sieci zasilającej oraz możliwość pracy z doziemieniem jednej fazy.

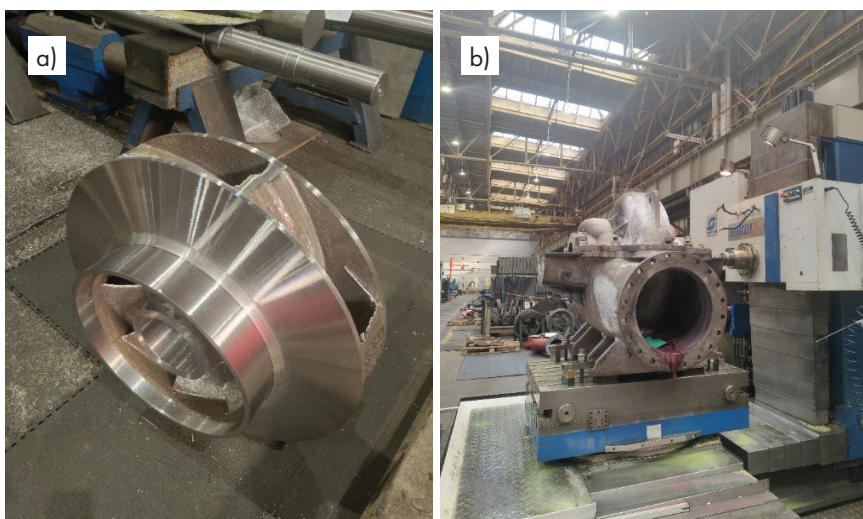
Zastosowanie 30-to pulsowego mostka wejściowego powoduje, że przełączniki



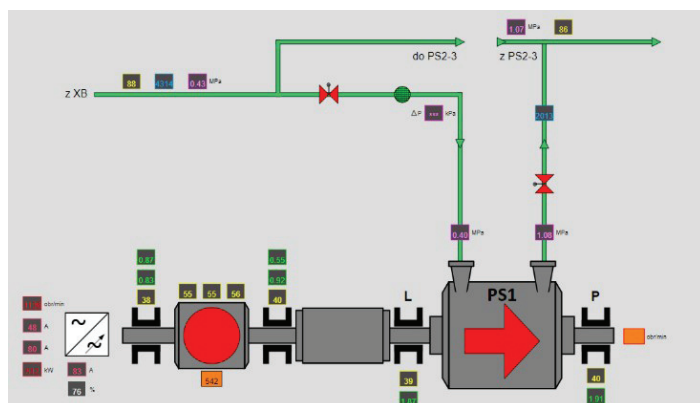
Rys. 3. Zespół wirujący osadzony w korpusie dolnym: a) stan przed modernizacją; b) korpus dolny po śrutowaniu, badaniach penetracyjnych oraz pomiarach grubości ścianek, w trakcie wykonywania napaw regeneracyjnych, c) korpus dolny w trakcie wykonywania napaw regeneracyjnych (źródło: fotografia własna wykonana w fabryce Grupa Powen-Wafapomp SA)  
 Fig. 3. Rotating assembly mounted in the lower casing: a) condition before modernization; b) lower casing after shot blasting, penetrant testing and wall thickness measurements, during regenerative hardfacing, c) lower casing during regenerative hardfacing (source: author's photo taken at the Group Powen-Wafapomp SA factory)



Rys. 4. Etapy regeneracji oraz obróbki korpusów: a) korpus dolny w trakcie wykonywania napawiań regeneracyjnych, b) korpusy po obróbce płaszczyzny górnej i dolnej, z wykonanymi żebrami wzmacniającymi węzły (źródło: fotografia własna wykonana w fabryce Grupa Powen-Wafapomp SA)  
 Fig. 4. Stages of regeneration and machining of casings: a) lower casing during regeneration welding, b) casings after machining of the upper and lower surfaces, with ribs reinforcing the joints (source: author's photo taken at the Group Powen-Wafapomp SA factory)



Rys. 5. Widok elementów pompy NC po i w trakcie obróbki: a) wirnik pompy NC - powierzchnie zewnętrzne po obróbce, b) korpus NC w trakcie obróbki regenerowanych powierzchni pasowanych (źródło: fotografia własna wykonana w fabryce Grupa Powen-Wafapomp SA)  
 Fig. 5. View of the NC pump components after and during machining: a) NC pump impeller - external surfaces after machining, b) NC casing during machining of regenerated fitted surfaces (source: author's photo taken at the Grupa Powen-Wafapomp SA factory)



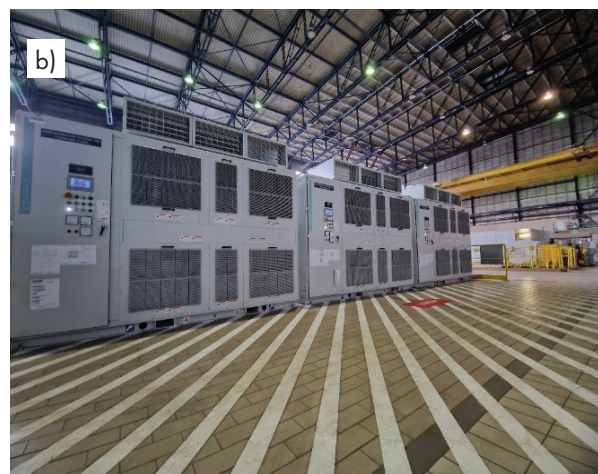
Rys. 6. Schemat pompy PS-1 po modernizacji wraz z parametrami pracy (źródło: zrzut ekranu z Platformy PROMAN-raportowanie produkcji)  
 Fig. 6. Diagram of the PS-1 pump after modernization along with operating parameters (source: screenshot from the PROMAN Platform - production reporting)

GH180 PERFECT HARMONY mają najniższy ze stosowanych w przemyśle poziom harmonicznych napięcia i prądu zakłócających sieć elektroenergetyczną. W zależności od mocy zwarciowej w miejscu podłączenia współczynnik THDI wynosi pomiędzy 2-3%, a THDU pomiędzy 0,5% a 2%. Daje to pewność, że sieć zasilająca będzie wolna od zakłóceń.

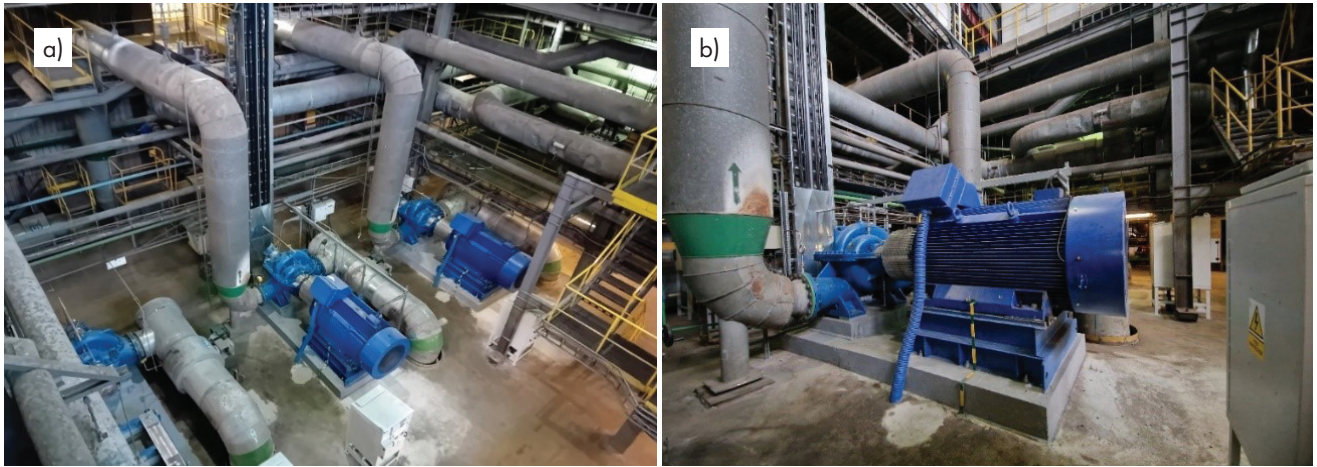
Modernizacja zoptymalizowała ciągłą regulację ciśnienia wyjściowego i przepływu wody sieciowej oraz zautomatyzowała proces. Na poniższych zdjęciach przedstawiono wybrane elementy modernizacji.

Schemat pompy PS-1 po modernizacji przedstawia rysunek 6.

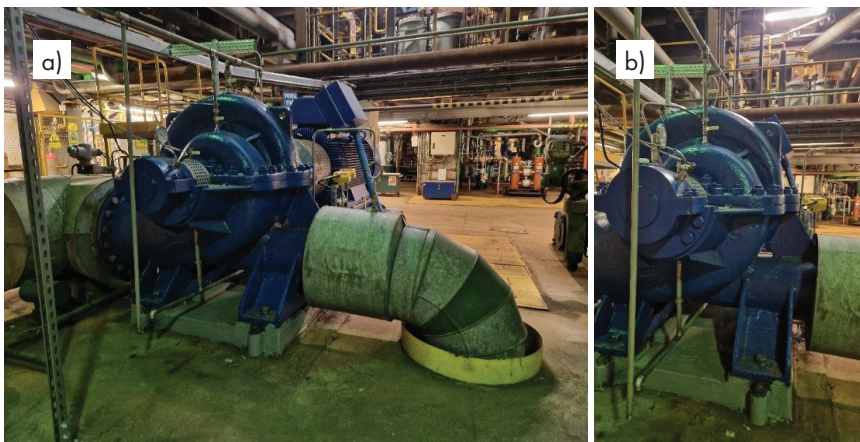
Zdjęcia na rysunkach 7-10 przedstawiają zabudowane urządzenia w obiekcie.



Rys. 7. Elementy infrastruktury technicznej sterowania pompami sieciowymi: a) strefa bezpieczeństwa, b) szafy z przemiennikami częstotliwości pomp sieciowych głównych PS (źródło: fotografia własna)  
 Fig. 7. Components of the technical infrastructure for network pumps control: a) safety zone, b) cabinets with frequency converters of the main PS network pumps (source: author's photography)



Rys. 8. Główne elementy układu pomp sieciowych PS po modernizacji: a) widok z góry, b) widok z boku (źródło: fotografia własna)  
 Fig. 8. Main components of the PS network pump system after modernization: a) top view, b) side view (source: author's photography)



Rys. 9. Widok pomp wstępnych NC po modernizacji: a), b) pompa wstępna NC (źródło: fotografia własna)  
 Fig. 9. View of the NC booster pumps after modernization: a), b) NC booster pump (source: author's photo)



Rys. 10. Widok z góry pomp wstępnych NC po modernizacji (źródło: fotografia własna)  
 Fig. 10. Top view of the NC booster pumps after modernization (source: author's photo)

### Analiza efektywności ekonomicznej

Na potrzeby powykonawczej analizy efektywności ekonomicznej zadania wykonano analizę porównawczą wpływu pracy pomp wody sieciowej bloku BC-2 bez modernizacji i z modernizacją układu.

Wyniki analizy obejmują wartość bieżącą netto NPV, zmodyfikowaną wewnętrzną stopę zwrotu MIRR (stopa IRR z reinwestycją dodatnich przepływów pieniężnych i dyskontowaniem ujemnych) oraz wskaźnik wartości bieżącej netto NPVR przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Wyniki powykonawczej analizy ekonomicznej przedsięwzięcia polegającego na modernizacji układu pomp wody sieciowej bloku BC-2

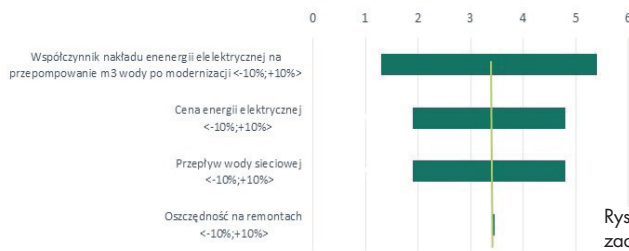
Table 1. Results of the post-implementation economic analysis of the project involving the modernization of the network water pump system of the BC-2 unit

Opis	Jednostka	Wartość
NPV	mln PLN	3,4
MIRR	%	11,1%
NPVR	PLN/PLN	0,29

Obliczenia po wykonaniu inwestycji potwierdzają zasadność zrealizowanej inwestycji. Corocznie inwestycja generuje dodatnie przyływy finansowe.

Przeprowadzono również analizę wrażliwości [23], w celu analizy wpływu zmiennych wejściowych na wynik obliczeń finansowych. Wyniki analizy przedstawia rysunek 11.

Kluczowym czynnikiem determinującym opłacalność inwestycji jest zmiana współczynnika nakładu energii elektrycznej na przepompowanie wody. Istotny wpływ na efektywność ekonomiczną wywiera również wahanie cen energii oraz przepływu wody sieciowej. Z kolei projekt wykazuje najwyższą odporność na zmiany w zakresie unikniętych kosztów remontowych (bieżących i kapitalizowanych).



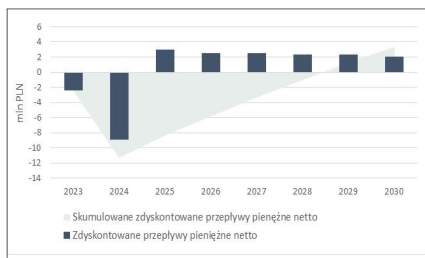
Rys. 11. Analiza wrażliwości zadania, NPV = 3,4 mln PLN  
Fig. 11. Task sensitivity analysis, NPV = PLN 3.4 million

Należy podkreślić, że odchylenia analizowanych zmiennych o +/-10% nie zagrażają rentowności przedsięwzięcia.

Profil wartości bieżącej netto strumienia środków finansowych dla założonej ścieżki cenowej NPV oraz zdyskontowane przepływy pieniężne netto przedstawia rysunek 12.

Modernizacja ma wartość bieżącą netto NPV = 0 po 5 latach.

W tabelach 2 i 3 przedstawiano dane techniczne – stan aktualny przed modernizacją (średnia z lat 2017-2024) w zakresie zużycia energii elektrycznej oraz sumaryczny strumień wody w ciągu roku.



Rys. 12. Profil wartości bieżącej netto strumienia pieniędzy dla założonej ścieżki cenowej NPV oraz zdyskontowane przepływy pieniężne netto  
Fig. 12. Net present value (NPV) profile of the cash flow for the assumed price trajectory and discounted net cash flows

Tabela 2. Dane techniczne – stan aktualny przed modernizacją (średnia z lat 2017-2024) – zużycie energii elektrycznej na rok, kWh  
Table 2. Technical data – current condition before modernization (average from 2017-2024) – annual electricity consumption, kWh

Opis	Oznaczenie	Średnia moc elektryczna, kW	Czas pracy, h	Zużycie energii elektrycznej na rok, kWh
Pompa wstępna	1NC-1	636	4 193	3 288 989
Pompa wstępna	1NC-2	776	4 059	3 177 937
Pompa wstępna	1NC-3	776	2 048	1 502 188
Pompa główna	1PS-1	804	2 435	1 866 409
Pompa główna	1PS-2	766	3 289	2 495 320
Pompa główna	1PS-3	733	3 395	2 717 192
SUMA				15 048 035

Tabela 3. Dane techniczne – stan aktualny przed modernizacją (średnia z lat 2014-2024) – sumaryczny strumień wody w ciągu roku, m<sup>3</sup>/rok  
Table 3. Technical data – current condition before modernization (average from 2014-2024) – total water flow over the year, m<sup>3</sup>/year

Opis	Oznaczenie	Średnia wydajność pompy, m <sup>3</sup> /h	Czas pracy, h	Sumaryczny strumień wody w ciągu roku, m <sup>3</sup> /rok
Pompa główna	1PS-1	2331	2 435	5 675 428
Pompa główna	1PS-2	1935	3 289	6 364 118
Pompa główna	1PS-3	2519	3 395	8 550 696
SUMA				20 590 243

Roczne zużycie energii przed modernizacją wynosi średnio 15 048 035 kWh, co przy strumieniu objętości 20 590 243 m<sup>3</sup>/rok daje współczynnik nakładu energii elektrycznej na przepompowanie jednostki wody wynoszący 0,73 kWh/m<sup>3</sup>.

W tabelach 4 i 5 przedstawiano rzeczywiste parametry po modernizacji (grudzień 2024 – listopad 2025) w zakresie zużycia energii elektrycznej oraz sumaryczny strumień wody w ciągu roku.

Tabela 4. Rzeczywiste parametry po modernizacji (grudzień 2024 – listopad 2025) – zużycie energii elektrycznej na rok, kWh

Table 4. Actual parameters after modernization (December 2024 – November 2025) – annual electricity consumption, kWh

Opis	Oznaczenie	Średnia moc, kW	Czas pracy, h	Zużycie energii elektrycznej na rok, kWh/rok
Pompa wstępna	1NC-1	423	4 611	1 949 679
Pompa wstępna	1NC-2	441	4 238	1 869 419
Pompa wstępna	1NC-3	406	3 143	1 277 060
Pompa główna	1PS-1	483	3 901	1 884 186
Pompa główna	1PS-2	471	5 078	2 392 364
Pompa główna	1PS-3	459	5 216	2 395 136
SUMA			11 767 843	

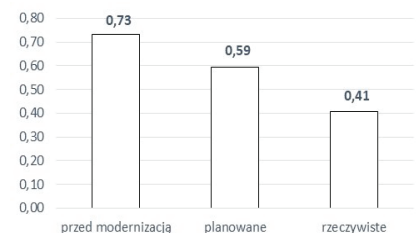
Tabela 5. Rzeczywiste parametry po modernizacji (grudzień 2024-listopada 2025) - sumaryczny strumień wody w ciągu roku, m<sup>3</sup>

Table 5. Actual parameters after modernization (December 2024-November 2025) - total water flow over the year, m<sup>3</sup>

Opis	Oznaczenie	Średnia wydajność pompy, m <sup>3</sup> /h	Czas pracy, h	Sumaryczny strumień wody w ciągu roku, m <sup>3</sup> /rok
Pompa główna	1PS-1	2127	3 901	8 297 181
Pompa główna	1PS-2	2053	5 078	10 424 985
Pompa główna	1PS-3	1960	5 216	10 225 323
SUMA				28 947 489

Rzeczywiste roczne zużycie energii po modernizacji wyniosło 11 767 843 kWh, co przy przepływie 28 947 489 m<sup>3</sup>/rok daje współczynnik nakładu energii elektrycznej na przepompowanie jednostki wody w wysokości 0,41 kWh/m<sup>3</sup>.

Po 12 miesiącach pracy po przekazaniu bloku ciepłowniczego do eksploatacji - średni współczynnik nakładu energii elektrycznej na przepompowanie jednostki wyniósł 0,41 kWh/m<sup>3</sup>, czyli uzyskano obniżenie współczynnika o 56%.



Rys. 13. Porównanie współczynników nakładu energii elektrycznej na przepompowanie jednostki wody, kWh/m<sup>3</sup>  
Fig. 13. Comparison of specific energy consumption coefficients for pumping a unit of water, kWh/m<sup>3</sup>

Rysunek 13 przedstawia porównanie współczynników nakładu energii elektrycznej na przepompowanie jednostki wody tj. przed modernizacją, planowane oraz rzeczywiste.

### Obliczenia redukcji emisji CO<sub>2</sub> wynikających z modernizacji pomp

W celu obliczenia redukcji emisji dwutlenku węgla skorzystano z następującego wzoru [26]:

$$\Delta E = E_2 - E_1 \text{ [t/rok]} \quad (1)$$

gdzie:

E<sub>2</sub> – roczna emisja dwutlenku węgla zastępiąca/uniknięta w wyniku realizacji modernizacji, t/rok,

E<sub>1</sub> – roczna emisja dwutlenku węgla z instalacji po realizacji modernizacji, t/rok.

Roczną emisję CO<sub>2</sub> przed i po realizacji zadania określono z następującej zależności:

$$E_{1,2} = 10^{-3} \cdot Q_{1,2} \cdot W_{1,2} \cdot A \text{ [t/rok]} \quad (2)$$

gdzie;

Q<sub>1</sub> – ilość energii dostarczonej z paliwem użytym w ciągu roku, GJ/rok,

W<sub>1</sub> – wskaźnik emisji dwutlenku węgla z stosowanego paliwa, kg/GJ,

A – współczynnik utleniania.

W tabeli przedstawiano roczną emisję CO<sub>2</sub> przed i po realizacji projektu.

Tabela 6. Roczna emisja CO<sub>2</sub> przed i po realizacji projektu

Table 6. Annual CO<sub>2</sub> emissions before and after the project implementation

Lp.	Opis	Oznaczenie	Jednostka	Stan	
				Przed wykonaniem zadania	Po realizacji zadania
1	Ilość energii dostarczonej z paliwem użytym w ciągu roku	Q <sub>1,2</sub>	GJ/rok	69 741	56 230
2	Wskaźnik emisji dwutlenku węgla z stosowanego paliwa	W <sub>1,2</sub>	Mg CO <sub>2</sub> /TJ	94,125	94,01
3	Współczynnik utleniania	A	-	0,97435	0,96286
4	Emisja CO <sub>2</sub>	E <sub>1,2</sub>	t/rok	6 396	5 090

Rzeczywiste oszczędności w emisji dwutlenku węgla wynikających z realizacji zadania wynoszą 1 306 t/rok. Roczne obniżenie emisji dwutlenku węgla w wyniku zrealizowania zadania wynosi 1 306 ton w ciągu roku.

### Podsumowanie

W wyniku modernizacji układu pomp wody sieciowej bloku BC-2 w Elektrociepłowni Wrocław uzyskano średnioroczną oszczędność energii finalnej na poziomie 9 388 MWh/rok oraz roczne

obniżenie emisji dwutlenku węgla na poziomie 1 306 ton. Średni współczynnik nakładu energii elektrycznej na przepompowanie obniżył się o 56%. Został zatem osiągnięty efekt proefektywnościowy i stanowi on wkład w ograniczenie zużycia energii finalnej. Analiza powykonawcza obejmująca okres 12 miesięcy oraz planowaną pracę bloku BC-2 do 2030 roku, potwierdziła, że inwestycja polegająca na modernizacji układu pomp wody sieciowej bloku jest opłacalna, a zdyskontowany okres zwrotu wystąpi w połowie 2029 roku. Projekt generuje roczne dodatnie przepływy pieniężne (ok. 2 mln zł), będące efektem obniżenia kosztów energii na pompowanie. Badanie wrażliwości wykazało, że wzrost współczynnika energochłonności o 16% jest bezpieczny dla rentowności projektu (NPV>0). Nawet przy wzroście tego parametru o 42% projekt zachowuje płynność i nie generuje ujemnych przepływów finansowych.

### Literatura

[1] IEA, Energy Efficiency 2025, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/23a80bb2-6985-4507-ab99-c1d700f6548b/EnergyEfficiency2025.pdf>

[2] Jędral W., Jak powiększyć efektywność energetyczną instalacji pompowej? PAT – jeden ze sposobów rekuperacji energii, Kierunek Pompy 1/2024

[3] Podśudek S., ECO MALBORK oszczędza na pompowaniu, Kierunek Energetyka 5-6/25 (894), s. 60-62

[4] Jędral W., Potencjał efektywności energetycznej pompowania w świetle nowych wyzwań, Kierunek Pompy 1/2023 s. 8-12, <https://www.kierunekpompy.pl/artukul.98833,potencjal-efektywnosci-energetycznej-pompowania-w-swietle-nowych-wyzwan.1.html>, data dostępu: czerwiec 2023

[5] W. Kamrat, Gospodarka energetyczna w warunkach rynkowych, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2022

[6] Tychanycz J., Lichota J., Wpływ rozwiązań technicznych w bloku węglowym na jego sprawność i emisję CO<sub>2</sub>. Modernizacja układu pomp wody sieciowej, Rynek Energii 4(173)/2024

[7] Tychanycz J., Lichota J., Wpływ rozwiązań technicznych w bloku węglowym na jego sprawność i emisję CO<sub>2</sub>. Obniżenie zużycia energii na potrzeby własne bloku przeciwprężnego. Modernizacja układu pomp wody sieciowej, Rynek Energii 6(175)/2024

[8] Dubbel H, Taschenbuch für den Maschinenbau, fünfte Auflage, Berlin 1929, Verlag von Julius Springer

[9] Walden H., Mechanika płynów, Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, 1980, 1991

[10] Roos. H., Zagadnienia hydrauliczne w instalacjach ogrzewania wodnego, CIBET, 1997

[11] Kamler W., Ciepłownictwo, PWN, 1979

[12] Jędral W., Pompy wirowe, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2014

[13] Skowroński M., Obliczenia hydrauliczne i cieplne układów pompowych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2015

[14] Gundlach W., Podstawy maszyn przepływowych, WNT 2008

[15] Munser H., Fernwärmeversorgung, VEB Leipzig, 1983

[16] Kolahi M., Chambers J., Mennel S., Patel M., Reducing pumping energy in thermal grids: A study on hydraulic modeling and design approaches, Energy 327 (2025) 136410

[17] Sheng X., Duanmu L., Energy saving factors affecting analysis on district heating system with distributed variable frequency speed pumps, Applied Thermal Engineering 121, 2017, DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2017.04.079, [https://www.researchgate.net/publication/316344651\\_Energy\\_saving\\_factors\\_affecting\\_analysis\\_on\\_district\\_heating\\_system\\_with\\_distributed\\_variable\\_frequency\\_speed\\_pumps](https://www.researchgate.net/publication/316344651_Energy_saving_factors_affecting_analysis_on_district_heating_system_with_distributed_variable_frequency_speed_pumps)

[18] Sarbu I., Valea E., Energy Savings Potential for Pumping Water in District Heating Stations, Sustainability 2015, 7, 5705-5719; doi:10.3390/su7055705

[19] Agner F., Trabert U., Rantzer A., Orozaliev J., A data-based comparison of methods for reducing the peak volume flow rate in a district heating system, Smart Energy, 2024, <https://arxiv.org/abs/2403.16738>

[20] Blizard A., Stockar S., A Graph-Based Technique for the Automated Control-Oriented Modeling of District Heating Networks, ASME Journal of Dynamic Systems, Measurement and Control, Volume 146, Issue 4 July 2024, <https://arxiv.org/pdf/2309.12860>

[21] Wang H., Duanmu L., Wu X., Li X., Lahdelma R., Operational strategies and pumping energy saving potential of the combined district heating system with peak shaving gas-fired boilers in heating substations, Science and Technology for the Built Environment, 26(9), 1216-1230, 2020, <https://aaltodoc.aalto.fi/items/eb3da266-4a70-49f9-81d5-bc9880dc54a7>

[22] Żarski K., Obiegi wodne i parowe w ciepłowniach, Ośrodek Informacji „Technika instalacyjna w budownictwie”, Warszawa 2000

[23] Śnieżyk R., O pompowaniu w ciepłowniach, Rynek Instalacyjny 1-2/2009, cz.1-cz.7, <http://www.rynekinstalacyjny.pl/artukul/id846,o-pompowaniu-w-cieplowniach?p=1>

[24] Modernizacja układu wyprowadzenia mocy TG2 w EC Wrocław koncepcja optymalizacji pracy układu pomp wody sieciowej Nr EM/263/15” – ENERCOM, materiały niepublikowane, Zakład Przepływowych Maszyn Energetycznych, 2015

[25] Siemens, Strona internetowa [https://cache.industry.siemens.com/dl/files/720/109761720/att\\_994739/v1/sinamics-perfect-harmony-gh180-catalog-d17-global-2019.pdf](https://cache.industry.siemens.com/dl/files/720/109761720/att_994739/v1/sinamics-perfect-harmony-gh180-catalog-d17-global-2019.pdf),

[26] Bućko P., Kamrat W., Opłacalność wykorzystania paliw gazowych do celów energetycznych, Rynek Energii, nr 4/2006

[27] Metodyka wyliczania redukcji emisji CO<sub>2</sub> oraz szacowania strat ciepła dla projektów realizowanych ze środków Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego 2014-2021 W ramach Programu Operacyjnego: „Środowisko, Energia, Zmiany Klimatu”, Ministerstwo Środowiska, materiał publikowany na stronie [www.eog.gpv.pl](http://www.eog.gpv.pl) 2020