



Informacja dotycząca funkcjonowania Spółki Geotermia Piryce w 2024 r.

Piryce, wrzesień 2024 r.

1. Ogólny opis działalności.

Geotermia Pырzyce powstała 5 grudnia 1994 r. Odbiory końcowe miały miejsce w połowie 1997 r. Od niemal 30 lat nieprzerwanie produkowana jest energia cieplna dla m. Pырzyce. Od początku produkcja ciepła odbywa się w systemie biwalentnym, do 72% pochodzi z układu geotermalnego, uzupełniającym i szczytowym źródłem jest natomiast gaz.

Obecnie funkcjonują cztery odwierty chłonne tj. GT-1, GT-2, GT-3, GT-4. Pierwotnie były to dwa odwierty wydobywcze i dwa chłonne (układ 2:2). Od roku 2017 funkcjonuje piąty odwiert, który pełni rolę wydobywczą (GT-1 bis).

Od ilości wody geotermalnej jaką można wtłoczyć z powrotem do złoża zależy sprawność układu i jego moc.

Od początku funkcjonowania ciepłowni, wiadomo było, że zaprojektowano i zainstalowano urządzenia o mocy znacznie przekraczającej potrzeby miasta. Dużym problemem, który od początku wpływał na kondycję finansową spółki, był brak wystarczających środków na dokończenie budowy ciepłowni wraz z całą infrastrukturą. Poza dotacjami, wkładami wspólników, Spółka zaciągnęła również pożyczkę na realizację budowy, której znaczna część została zamieniona na udziały NFOŚiGW w Warszawie, który jest większościowym udziałowcem.

Obecna moc zamówiona przez odbiorców wynosi 15,0566 MW, możliwa maksymalna to 28 MW. Spadek mocy zamówionej był zauważalny w poprzednich 10 latach, kiedy prowadzone były kompleksowe prace termomodernizacyjne w budynkach mieszkalnych i obiektach użyteczności publicznej. W tej chwili sytuacja stabilizuje się, zwłaszcza, że co roku dokonuje się nowych podłączeń.

Podstawową działalnością jest produkcja, dystrybucja i sprzedaż ciepła. Co roku wykonywane są nowe przyłącza do obiektów, które znajdują się w obrębie magistrali lub w odległości, która zapewnia techniczne i ekonomiczne możliwości przyłączenia do sieci.

O wydanie warunków przyłączeniowych zwracają się podmioty i osoby prywatne. Niestety, zdarzają się nieliczne odmowy, ponieważ obszar objęty głównymi sieciami obejmuje około 70% zabudowy w Pырzycach.

Struktura procentowa obecnych odbiorców wg zużycia energii przedstawia się następująco:

	2021	2022	2023
- Obiekty mieszkalne	60,70%	62,13%	63,24%
- Obiekty administracji, szkoły, urzędy	28,72%	27,49%	27,08%
- Obiekty przemysłowe i usługowe	10,58%	10,38%	9,68%

Struktura odbiorców wg. zużycia w roku 2023 nie odbiega znacząco od sytuacji w latach ubiegłych. Główne przyłącza były realizowane w budynkach mieszkalnych.

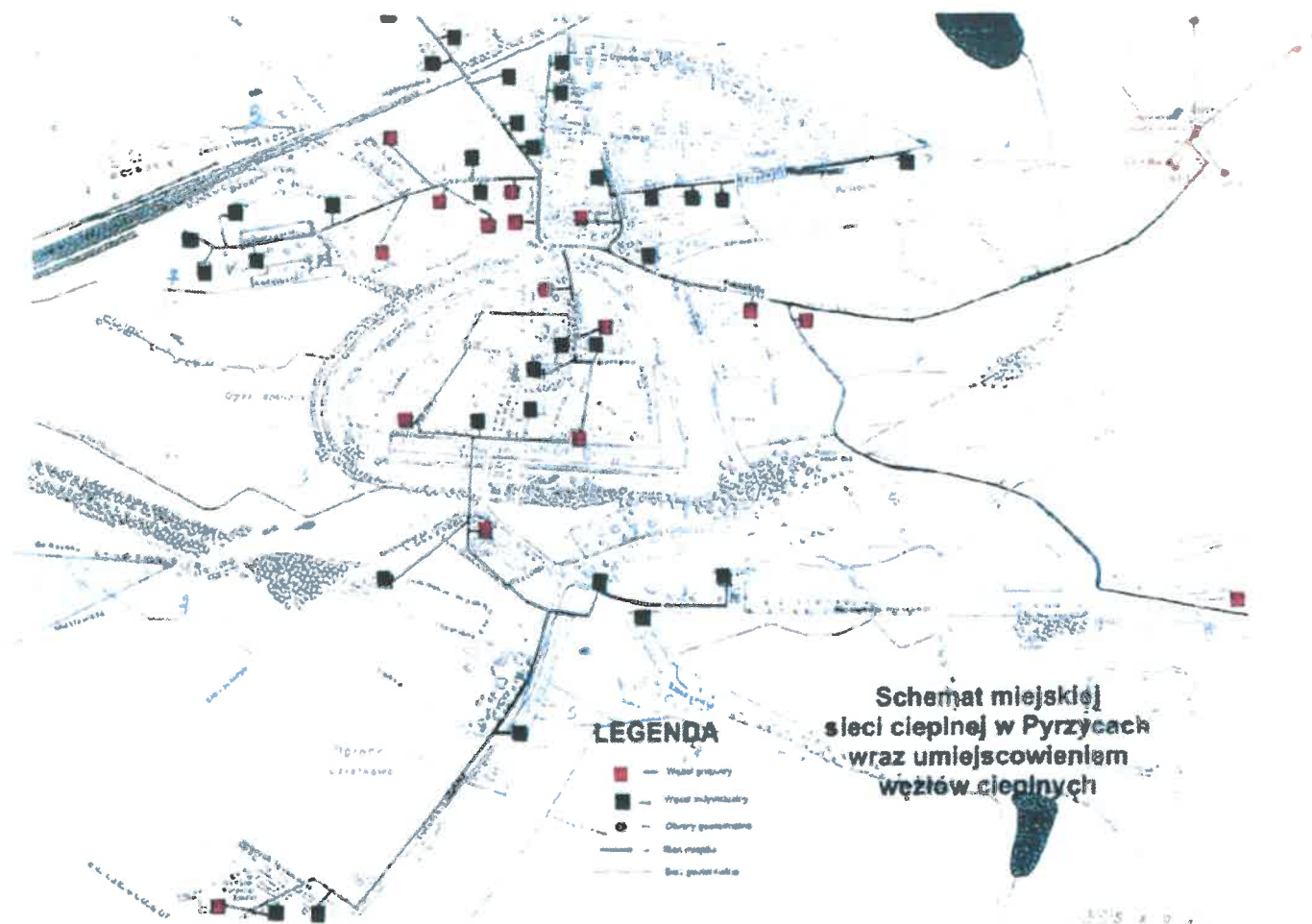
Zmianom ulega struktura według grup taryfowych. Większość punktów odbioru przypisanych jest do grupy taryfowej A (indywidualne węzły cieplne). W roku 2023 było ich 63.

Spółka nadal prowadzi prace, które mają na celu ograniczenie liczby węzłów zbiorowych (taryfy B), na rzecz dwufunkcyjnych, indywidualnych (taryfa A). Węzły zlokalizowane indywidualnie dla budynku, generują najniższe straty ciepła, zaletą jest również możliwość rozpoczęcia i zakończenia sezonu konkretnego dnia dla danego bloku.

Grupa taryfowa A jest najtańsza, dlatego w najbliższych 5 latach prowadzone będą inwestycje zmierzające do likwidacji węzłów grupowych na rzecz indywidualnych. Podłączenia tego typu zostały w ostatnich 3 latach wykonane na ul. Dąbrowskiego i Kilińskiego, na dostawy ciepła i cwu.

Warunkiem wykonania nowych przyłączy i zautomatyzowanych węzłów jest otrzymanie wsparcia finansowego z programów pomocowych.

Rys. 1 Schemat sieci ciepłowniczej i węzłów w Pырzycach.



Inwestycje w infrastrukturę sieciową są bardzo kosztowne. W miarę możliwości Spółka wykonuje przyłącza ze środków własnych, korzysta również z możliwych dotacji. Dostępne są programy, których głównym celem jest konieczność dostosowania ciepłownictwa do wymagań dyrektyw UE i osiągnięcia statusu przedsiębiorstw efektywnych energetycznie. Największym problemem jeśli chodzi o pozyskanie środków zewnętrznych jest trudny do uzyskania efekt ekologiczny ze zrealizowanych przedsięwzięć oraz wysokie nakłady finansowe. Pyrzycka ciepłownia ma status przedsiębiorstwa efektywnego energetycznie i obiekty są przyłączone do źródła opartego o OZE, więc już na początku działalności znacząco zredukowała w procesach produkcji m.in. CO₂.

Ciepło systemowe wykorzystywane jest do celów grzewczych w 52,2 proc. gospodarstw domowych w Polsce. Systemy ciepłownicze w dalszym ciągu opierają się głównie na paliwach kopalnych – w 2022 r. udział węgla w produkcji ciepła koncesjonowanego wyniósł 66,2 proc., paliw gazowych – 9,3 proc., a źródeł OZE – 12,6 proc. (źródło: raport cire.pl).

W celu utrzymania konkurencyjności ciepła, konieczne jest nie tylko bieżące utrzymanie potencjału produkcyjnego, ale działania modernizacyjne, służące m.in. redukcji strat na sieciach ciepłowniczych i węzłach cieplnych.

Na bieżąco analizowane są nowatorskie rozwiązania alternatywne w stosunku do gazu, zużywanego w kotłach, pełniących funkcję rezerwowo-szczytową.

Na tym etapie dokonywane są regulacje wewnętrzne, jeśli chodzi o parametry produkcyjne, które wpływają na ograniczenie zużycia wielkości gazu. Ponadto, w kontrakcie na rok 2024 dokonuje się zakupów gazu po cenie giełdowej, co daje wymierne oszczędności, w stosunku do cen stałych w ubiegłym roku. Nowa taryfa dla ciepła, obowiązująca do końca grudnia br. zapewnia konkurencyjność cenową.

W stosunku do ubiegłego roku obniżono ceny w taryfie średnio o ok. 36%.

2. Zrealizowane i planowane inwestycje.

W ostatnich latach udało się pozyskać środki z programu Polska Geotermia Plus na wykonanie modernizacji dwóch odwiertów chłonnych GT-2 i GT-3. Ostatnim zadaniem jest budowa instalacji fotowoltaicznej na potrzeby własne, czyli przede wszystkim do zasilenia pompy głębinowej w odwiercie wydobywczym. Inwestycja ma zakończyć się w 2025 roku. We wrześniu została podpisana umowa na projekt i montaż dwóch instalacji o łącznej mocy 0,24 MW na łączną kwotę 805 tys. zł, z czego pokrycie dotacją wynosi 322 tys. zł.

W okresie ostatnich 12 miesięcy zrealizowano szereg nowych inwestycji i modernizacji m.in.:

- wymianę filtrów świecowych (w celu utrzymania prawidłowego zatłaczania wody geotermalnej)	138 tys. zł
- system wizualizacji i sterowania (dalsza redukcja strat na sieciach i węzłach cieplnych)	68 tys. zł
- zmodernizowano rurociąg geotermalny, w celu usunięcia nieszczelności	83 tys. zł
- wykonano nowe przyłącza na ul. Młodych Techników, Owocowej	83 tys. zł
- rozbudowano węzeł na ul. Warszawskiej, o dodatkową cwu	19 tys. zł
- wykonano przyłącze do sklepu Netto	72 tys. zł

W tej chwili trwają prace na odwiercie GT-1 bis i przygotowania w roku 2025 do montażu nowej pompy głębinowej o większym wydatku i wyższej klasie energooszczędności.

W roku 2024 planowane jest oczyszczenie odwiertu GT-3, w celu dalszej poprawy chłonności.

Spółka wystąpiła z wnioskiem do NFOŚiGW w Warszawie w ramach nawiązanych umów na dotację i pożyczkę – z realizowane programu Polska Geotermia Plus o przesunięciu środków z fotowoltaiki, na dalszą modernizację odwiertu GT-3. Jeśli wniosek zostanie rozpatrzony, 40% środków

będzie finansowanych z dotacji, 60% z pożyczki. Wstępny projekt zakładał instalację PV 1MW, Spółka otrzymała decyzję jedynie na 0,4 MW, po ponownym przeprowadzeniu analiz ekonomicznych zaplanowano budowę dwóch instalacji – 50 kW i 190 kW.

Obecne prace na GT-1 bis są wykonywane ze środków własnych.

W tym roku planowane jest złożenie wniosku do programu *OZE dla ciepłownictwa*, wdrożonego przez NFOŚiGW w Warszawie w kwietniu 2024 r.

Dofinansowanie może obejmować takie zadania jak: rekonstrukcja odwiertu chłonnego GT-4, wymiana pompy głębinowej i wykonanie nowych przyłączy. Program przewiduje maksymalną dotację w wysokości 50%, 20% pożyczki i 30% środków własnych.

W ubiegłym roku na skutek poważnej awarii na układzie geotermalnym, trudna sytuacja finansowa zmusiła do opracowania Planu naprawczego, z dwoma możliwymi wariantami poprawy płynności i stanu technicznego. Spółka nie otrzymała wnioskowanego wsparcia finansowego na wykonanie planu minimum, określonego w Wariancie II (optymalnym), tj. na wykonanie inwestycji, przywracających funkcjonalność układu na optymalnym poziomie, pomimo ubiegania się o pożyczkę w WFOŚiGW oraz w NFOŚiGW. W związku z tym zrealizowano plan podstawowy (Wariant I), który polegał na utrzymaniu kontroli i zdolności do regulowania zobowiązań poprzez negocjacje cen gazu, utrzymanie układu w trybie pracy awaryjnej i 2 miesięczną zmianę taryfy.

Pierwotny plan na rok 2023 zakładał stratę finansową w wysokości – 4,310 mln zł. Na koniec roku zmniejszono stratę do poziomu – 2,571 mln zł. Przywrócenie pracy układu geotermalnego na warunkach awaryjnych oraz negocjacje z dostawcą gazu i aneksowanie warunków dostaw, pozwoliły na ograniczenie straty finansowej.

W roku 2024 sytuacja jest stabilna, realizowane są po kolei zaplanowane prace na układzie geotermalnym.

Ciepłownia jest również gotowa do nowego sezonu grzewczego.

3. Stan układu geotermalnego w 2024 roku.

W marcu 2023 r. zarejestrowano bardzo duże wyrzuty ilów i piasków z otworu GT-1 bis. Niektóre z nich były na tyle gwałtowne, że spowodowały przerwanie worków filtracyjnych oraz zginięcie filtrów świecowych na otworach zatłaczających. W wyniku tego doszło do zanieczyszczenia stref filtracyjnych otworów GT-1, GT-2, GT-3 i GT-4, obniżając ich możliwości przyjmowania solanki i doprowadzając do zatrzymania układu, z powodu przekroczenia dopuszczalnych ciśnień. Od maja ubiegłego roku, do końca lipca br. układ funkcjonował w trybie pracy awaryjnej, na ciśnieniach instalacji, nie przekraczających 15,8 bar oraz przepływach ok. 80m³/h. Z uwagi na konieczne minimalizowanie ryzyka, układ był cyklicznie wyłączany. Przestoje i płukania trwały od kilku dni do 2 tygodni w miesiącu. Nie jest możliwe trwałe funkcjonowanie układu na takich parametrach.

Podczas obserwacji i analiz parametrów pracy oraz przestojów układu geotermalnego, zostały sformułowane następujące wnioski:

- zakres minimalnych prac oczyszczających, a także kwasowanie oraz dozowanie CO₂ jest niezbędne do utrzymania układu,
- praktyka utrzymania granicznych warunków bezpieczeństwa pracy, nie może być podstawą dalszej eksploatacji, gdyż w dłuższym okresie zagraża odwiertom;
- nie można dopuścić do spadku przepływu poniżej 80m³/h i granicznego ciśnienia 15,8 bar.
- nie ma możliwości zdiagnozowania problemu piaszczenia z odwiertu wydobywczego, bez wykonania geofizyki i zejścia urządzeniem sondującym, do samego dołu odwiertu.

Z jednej strony przystąpiono do działań pozwalających na usunięcie skutków zanieczyszczeń otworów i podjęto następujące decyzje:

- przeprowadzenie badań laboratoryjnych zanieczyszczeń z filtrów;
- zlecenie do specjalistycznej firmy geologicznej dokonania ekspertyzy zaistniałej sytuacji;
- wykorzystanie zaistniałego postoju układu do dokładnego przejrzania stanu technicznego filtrów;
- podjęcie prac dotyczących usunięcia istniejących nieszczelności na instalacji obiegu geotermalnego.

W wyniku realizacji tych ustaleń zlecono firmie Multiconsult Sp. z o.o. ustalenie przyczyn oraz przedstawienie możliwości przywrócenia prawidłowej pracy otworów. W dniu 28 marca firma przedstawiła opracowanie pozwalające na podjęcie dalszych działań.

W wyniku realizacji prac określonych opracowaną ekspertyzą, 14 kwietnia 2023 r. rozesłane zostały zapytania ofertowe w sprawie oczyszczenia otworów. Z drugiej strony podjęte zostały próby zatłaczania i oczyszczania stref filtracyjnych, we własnym zakresie.

Prace te polegały na :

- obniżeniu wydajności pracy pompy głębinowej do jej dopuszczalnego minimum, które wynosi $75 \text{ m}^3/\text{h}$,
- stałego dawkowania dwutlenku węgla w celu rozpuszczania osadów,
- utrzymywania czystości pracy filtrów i całego układu
- okresowego zatrzymywania układu w celu obniżenia ciśnień w złożu

Działania te pozwoliły na pracę układu geotermalnego w ograniczonym zakresie, w oczekiwaniu na rozstrzygnięcie rozmów w sprawie terminu i sposobu prowadzenia prac naprawczych.

Dopiero na początku czerwca br. Spółka podpisała umowę z wykonawcą, ponieważ prace można wykonywać dopiero po sezonie grzewczym. Obecnie trwają prace polegające na oczyszczaniu rur okładzinowych w otworze GT1- bis. Po ich oczyszczeniu wprowadzone zostaną urządzenia pomiarowe, których zadaniem będzie znalezienie przyczyn piaszczenia odwiertu.

Po opracowaniu wyników badań, na ich podstawie wykonany zostanie projekt prac naprawczych, które zabezpieczą system geotermalny przed zanieczyszczeniami wydobywającymi się z otworu GT-1 bis.

Dopiero zakończenie prac na odwiercie wydobywczym, będzie kolejnym etapem, polegającym na odpłukaniu zanieczyszczeń złożowych z odwiertu chłonnego GT-3.

Do końca lipca br. układ geotermalny funkcjonował w trybie awaryjnym.

4. Wybrane parametry ekonomiczne

Spółka opiera działalność głównie na przychodach uzyskiwanych ze sprzedaży ciepła. Sposób ustalania cen ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa regulują odpowiednie przepisy wykonawcze, wydane na podstawie ustawy Prawo energetyczne.

Taryfy dla ciepła co roku kalkulowane są na podstawie kosztów uzasadnionych prowadzenia działalności i są następnie zatwierdzane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Stosowany model regulacji cen nie jest wystarczająco efektywny i stąd silne zdekapitalizowanie ciepłownictwa systemowego w całej branży i obniżenia jego kondycji finansowej. Spółka od wielu lat nie uzyskuje wysokich zysków, zdarzają się lata, kiedy występują straty na koniec roku. Przy konstrukcji taryfy ważne jest pokrycie uzasadnionych kosztów i wypracowanie zysków, co nie jest możliwe, zwłaszcza kiedy ma miejsce poważna awaria na układzie geotermalnym i pojawiają się nieprzewidziane koszty.

Sytuacja finansowa Spółki, w porównaniu do roku ubiegłego znacznie się poprawiła, przede wszystkim ze względu na utrzymanie pracy układu geotermalnego, czyli produkcję ciepła po najniższych kosztach, ale także stabilną ceną gazu, średnio za 8 miesięcy 206 zł/MW, co jest ponad trzykrotnie niższą ceną, w porównaniu do ubiegłego roku.

Koszty gazu za 8 miesięcy 2023 r. wyniosły 8,686 mln zł, w tym roku 3,364 mln zł.

Wzrost kosztów odnotowano na zużyciu materiałów (głównie zakup filtrów), a także w pozycji podatki i opłaty.

Znacznie poprawił się wynik finansowy, w stosunku do roku ubiegłego, dlatego możliwe jest wykonanie niezbędnych modernizacji oraz remontów ze środków bieżących, a także planowanie dalszych przyłączy.

Jeśli chodzi o wynik finansowy, w ciepłownictwie występuje sezonowość produkcji, a więc również uzyskiwanych przychodów i kosztów, a więc w okresach od stycznia do maja oraz od października do grudnia przychody są wyższe, wzrastają również koszty gazu. W okresach letnich, kiedy do produkcji używana jest energia z układu geotermalnego do produkcji na cele podgrzania wody (cwu), wówczas koszty są najniższe. Na koniec roku 2024 zaplanowano wynik finansowy brutto na poziomie 270,2 tys. zł.

W przypadku znaczących wzrostów cen gazu powyżej progów uwzględnionych w taryfie, dokonany zostanie zakup po cenie dnia np. na cały IV kwartał lub konkretny miesiąc.

W tej chwili nie ma istotnych zagrożeń pogorszenia płynności finansowej, Spółka na bieżąco realizuje zobowiązania, również poziom należności jest pod kontrolą, wdrażane są procedury windykacji opracowane w Spółce i przyjęte przez Radę Nadzorczą.

Zagrożenia mogą wynikać z nagłych sytuacji geopolitycznych, kryzysów energetycznych lub długotrwałych awarii.

Tabela 1. Parametry ekonomiczne za 8 miesięcy 2024.

Wyszczególnienie	Wykonanie		Dynamika w %	Plan 2024	Wskaźnik wyk.planu
	2023	2024			
Przychody ze sprzedaży en. ciepl.	10 144,1	9 730,0	95,9	15 476,7	62,9
Pozostała sprzedaż	30,5	47,0	154,1	50,0	94,0
Sprzedaż materiałów	55,0	0,0		140,3	
Pozostałe przychody operacyjne	22,9	60,7	265,1	10,0	607,0
Przychody finansowe	16,4	38,8	236,6	30,0	129,3
RAZEM PRZYCHODY	10 268,9	9 876,5	96,2	15 707,0	62,9
Koszty działalności operac.	13 120,6	7 995,4	60,9	15 221,8	52,5
Wartość sprzed.mater.	54,9	0,0		0,0	
Koszty finansowe	134,4	110,4		215,0	51,3
Pozostałe koszty operacyjne	16,2	32,5		0,0	
RAZEM KOSZTY	13 326,1	8 138,3	61,1	15 436,8	52,7
Wynik finansowy brutto	-3 057,2	1 738,2		270,2	
Zużycie gazu - m3	1 060 968	1 079 169	101,7	2 209 860,0	48,8
Zużycie energii elektrycznej - kWh	801 012	818 693	102,2	1 611 875,0	50,8
Sprzedaż GJ	49 131,4	45 099,9	91,8	81 344,5	55,4
KOSZTY wg rodzaju: w tym:	13 120,6	7 995,4	60,9	15 221,80	52,5
Amortyzacja	1 466,7	1 419,2	96,8	2 150,0	66,0
Zużycie materiałów	9 626,6	4 396,9	45,7	9 313,9	47,2
- zużycie gazu	8 686,5	3 364,8	38,7	7 403,2	45,5
- zużycie energii	746,6	755,4	101,2	1 460,7	51,7
- pozostałe materiały	193,5	276,7	143,0	450,0	61,5
Pozostałe koszty	2 027,3	2 179,3	107,5	3 757,9	58,0

5. Perspektywy ciepłownictwa systemowego i możliwości rozwoju Spółki.

Poprawa efektywności energetycznej, jak i optymalizacja układu geotermalnego wymaga dużych nakładów. Najtańszym źródłem do produkcji ciepła pozostaje woda geotermalna. W okresie od maja do października Spółka zabezpiecza dostawy ciepła na podgrzanie wody, z której korzysta również coraz więcej wspólnot i mieszkańców spółdzielni mieszkaniowej.

Polityka Energetyczna Polski zakłada, że do 2030 roku co najmniej 85 proc. spośród systemów ciepłowniczych, w których moc zamówiona przekracza 5 MW, ma spełniać kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, czyli opartego na produkcji ciepła powyżej 50% z OZE.

W Polsce panuje ogólne przekonanie, że ciepłownictwo powinno być usługą publiczną. Rentowne ciepłownie nie oznaczają wysokich cen ciepła, bo zyski nie muszą przekładać się wprost na wzrost stawek. Gwarantem rentowności jest możliwość realizowania inwestycji przyłączeniowych, optymalizacyjnych w zakresie procesu produkcji i dostaw ciepła, co jest wymierne zarówno dla Spółki i znaczące dla końcowego odbiorcy.

Automatyzacja układów regulacji np. grupowego węzła ciepłowniczego pozwala rozwiązać sprawną obsługę większej liczby odbiorców w tym samym czasie.

Pełną automatykę pogodową posiada większość średnich i dużych węzłów, co skutkuje szybką reakcją na warunki zewnętrzne. Istotą redukcji strat w całym systemie produkcyjnym, ale też na sieciach, jak i węzłach w mieście, jest dostosowanie i optymalizacja produkcji i przesyłu, do odbioru. W roku 2023 odnotowano najniższy poziom strat na sieciach ciepłowniczych. Usprawnienia, poprzez wprowadzenie nowych tabel regulacyjnych dostosowujących parametry pracy systemu ciepłowniczego do aktualnych potrzeb odbiorców, pozwalają na ograniczenie zużycia gazu w produkcji, obniżenie temperatury powrotu i wykorzystanie większym stopniu układu geotermalnego. W

związku z wprowadzeniem automatyki np. napełniania czy detekcji odcinków sieci, nie ma potrzeby zwiększania zatrudnienia w Spółce do obsługi systemu.

Gaz pozostaje największym kosztem w Spółce. Jeśli chodzi o nowe perspektywy, w tym roku również rozważano propozycję ograniczenie zużycia gazu lub alternatywy do produkcji ciepła. Rozpatrywano zasadność zaopatrywania w energię poprzez silniki gazowe, pompy sprężarkowe, kotły elektrodowe czy też rozwiązania z użyciem biogazu lub wodoru. Na tym etapie na podstawie obliczeń i analiz, opcja gazu w połączeniu ze źródłem geotermalnym jest optymalnym rozwiązaniem.

Przyszłość wykorzystania wodoru w procesie produkcji jest możliwa, ale obecnie wódór znajduje zastosowanie w nielicznych instalacjach prototypowych, a w ciepłownictwie nie jest jeszcze testowany. Pozyskanie, przesył i magazynowanie zielonego wodoru może być przyszłym rozwiązaniem dla ciepłownictwa, w najbliższych 15 latach.

"GEOTERMIA PYRZYCE"
Spółka z o.o.
74-200 Pyrzyce, ul. Ciepłownicza 27
tel. 91 570-27-96, fax 91 570-27-97
NIP 853-10-00-876

PREZES ZARZADU

mgr Bogusław Zieliński