



KGP.430.015.2022
Nr ewid. 114/2022/P/21/020/KGP

Informacja o wynikach kontroli

ROZWÓJ EFEKTYWNYCH SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH

DEPARTAMENT GOSPODARKI,
SKARBU PAŃSTWA I PRYWATYZACJI

MISJA

Najwyższej Izby Kontroli jest niezależna, profesjonalna kontrola zadań publicznych w interesie obywateli i państwa

Informacja o wynikach kontroli

Rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych

p.o. Dyrektora Departamentu Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji



Maciej Maciejewski

Zatwierdzam:

Prezes Najwyższej Izby Kontroli



Marian Banaś

Warszawa, dnia 27. 11. 2022

Najwyższa Izba Kontroli
ul. Filtrowa 57
02-056 Warszawa
T/F +48 22 444 50 00

www.nik.gov.pl

SPIS TREŚCI

WYKAZ STOSOWANYCH SKRÓTÓW, SKRÓTOWCÓW I POJĘĆ.....	4
1. WPROWADZENIE.....	7
2. OCENA OGÓLNA	9
3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI.....	11
4. WNIOSKI.....	15
5. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI	16
5.1. Charakterystyka infrastruktury ciepłowniczej.....	16
5.2. Tworzenie strategii rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych.....	26
5.2.1. Analiza sektora ciepłowniczego pod względem identyfikowania barier w rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych	27
5.2.2. Opracowanie rządowych programów działań służących rozwojowi efektywnych systemów ciepłowniczych uwzględniających zdiagnozowane bariery	31
5.2.3. Opracowanie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło	33
5.2.4. Wykonanie oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych na obszarze gminy	38
5.2.5. Uwzględnianie w dokumentach strategicznych i programach operacyjnych gmin potrzeb rozwoju efektywnego systemu ciepłowniczego.....	40
5.3. Realizacja programów w zakresie tworzenia i rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych.....	41
5.3.1. Efekty mechanizmów wsparcia rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych.....	42
5.3.2. Działania w zakresie poprawy efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego realizowane na terenie skontrolowanych gmin	46
5.4. Nadzór nad funkcjonowaniem systemów ciepłowniczych	52
5.4.1. Monitorowanie rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych.....	52
5.4.2. Nadzór gminy nad funkcjonowaniem systemu ciepłowniczego.....	53
6. ZAŁĄCZNIKI	58
6.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe.....	58
6.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno-ekonomicznych.....	72
6.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności	85
6.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli.....	88
6.5. Stanowisko Ministra do informacji o wynikach kontroli	89
6.6. Opinia Prezesa NIK do stanowiska Ministra	105

Wykaz stosowanych skrótów, skrótowców i pojęć

- DC** Departament Ciepłownictwa w Ministerstwie Klimatu i Środowiska;
- dyrektywa 2012/27/UE** dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012, str. 1);
- dyrektywa IED** dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych – Dz. Urz. L 334 z 17.12.2010, str. 13;
- dyrektywa MCP** dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania – Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1;
- efektywnie energetycznie system ciepłowniczy** system, w którym do produkcji ciepła wykorzystuje się co najmniej w 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w 50% ciepło odpadowe lub w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji lub w 50% wykorzystuje się połączenie ww. energii i ciepła (art. 2 ust. 2 pkt 41 dyrektywy 2012/27/UE);
- EU ETS** Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji (European Union Emissions Trading Schema) ustanowiony w ramach Wspólnoty Europejskiej dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. U. L 275 z 25.10.2003, s. 32). EU ETS zobowiązuje emitentów do pozyskiwania i umarzania uprawnień do emisji CO₂. Co do zasady, uprawnienia są kupowane na rynku z dostępnej puli znanej wszystkim uczestnikom rynku;
- JST** jednostka samorządu terytorialnego;
- kogeneracja lub CHP (Combined Heat and Power)** równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego – art. 3 pkt 33 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385);
- konkluzje BAT** decyzja wykonawcza komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE – Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, str. 1;
- Krajowy Plan** Krajowy Plan na rzecz Klimatu i Energii na lata 2021–2030 – dokument przekazany Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r. (wypełnienie obowiązku nałożonego na Polskę rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1). Rada Ministrów na wniosek Ministra Klimatu i Środowiska w dniu 28 czerwca 2019 r. przyjęła Krajowy Plan do wiadomości;
- NFOŚiGW** Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej;

- Minister** Minister odpowiedzialny za sprawy związane z ciepłownictwem. W latach 2017–2020 był to minister do spraw energii, a od 29 lutego 2020 r. minister właściwy do spraw klimatu (na podstawie ustawy z dnia 23 stycznia 2020 r. o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw – Dz. U. z 2020 r. poz. 284);
- Ministrem właściwym do spraw energii był od 1 grudnia 2015 r. do 14 listopada 2019 r. Minister Energii, a od 15 listopada 2019 r. do 20 marca 2020 r. Minister Aktywów Państwowych;
- Od dnia 21 marca 2020 r. działem administracji państwowej energia kierował Minister Klimatu, a od 6 października 2020 r. Minister Klimatu i Środowiska;
- Ministerstwo** ministerstwo obsługujące w latach 2016–2021 (I półrocze) sprawy działu energia: od 1 stycznia 2016 r. do 14 listopada 2019 r. było to Ministerstwo Energii, od 15 listopada 2019 r. do 20 marca 2020 r. Ministerstwo Aktywów Państwowych, a od 21 marca 2020 r. do 5 października 2020 r. Ministerstwo Klimatu i od 6 października 2020 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska;
- ODEX** zagregowany wskaźnik efektywności energetycznej;
- PEP 40** *Polityka energetyczna Polski do 2040* – ogłoszona obwieszczeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. poz. 264);
- PGN** Plan Gospodarki Niskoemisyjnej;
- OZE** odnawialne źródła energii;
- PONE** Program Ograniczenia Niskiej Emisji;
- POP** Program Ochrony Powietrza;
- POŚ** program ochrony środowiska, do opracowania którego organ wykonawczy gminy jest zobowiązany na podstawie art. 17 ust. 1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, ze zm.);
- Plan zaopatrzenia w ciepło** uchwalony przez radę gminy plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru gminy lub jej części, opracowywany na podstawie uchwalonych przez radę tej gminy założeń do planu zaopatrzenia i z nim zgodny, w przypadku gdy plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji założeń gminy (art. 20 *Prawa energetycznego*);
- Prawo energetyczne** ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385.);
- Prawo ochrony środowiska** ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, ze zm.);
- Prezydent** dla potrzeb niniejszego dokumentu pod pojęciem prezydent należy rozumieć również burmistrza miasta;
- RDF** ang. *Refuse Derived Fuel* – frakcja kaloryczna odpadów o dużej wartości opałowej (zwykle około 18 MJ na kilogram masy), które nie nadają się do recyklingu;
- rozporządzenie w sprawie poziomów substancji w powietrzu** rozporządzenie Ministra Środowiska dnia 24 sierpnia 2012 r. sprawie *poziomów niektórych substancji w powietrzu* (Dz. U. z 2021 r. poz. 845);
- sieć preizolowana** sieć cieplna składająca się z rur posiadających fabrycznie wykonaną zewnętrzną warstwę izolacji cieplnej (rury preizolowane), minimalizującą nadmierną utratę ciepła do otoczenia;

TMU	obszar o funkcji mieszkaniowej z dominującym udziałem funkcji mieszkaniowej;
URE	Urząd Regulacji Energetyki;
ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o <i>efektywności energetycznej</i> (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166, ze zm.);
ustawa o promowaniu CHP	ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o <i>promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji</i> (Dz. U. z 2022 r. poz. 553);
ustawa o zmianie Prawa energetycznego	ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – <i>Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw</i> (Dz. U. Nr 21 poz. 104, ze zm.)
wysokosprawna kogeneracja	wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: <ul style="list-style-type: none"> a) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego lub b) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego art. 3 pkt 38 <i>Prawa energetycznego</i> ;
Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło lub Założenia	Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, sporządzane dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat (art. 19 <i>Prawa energetycznego</i>);
Zespół do spraw określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła	Zespół powołany zarządzeniem Ministra Energii z dnia 8 października 2018 r. w sprawie powołania <i>Zespołu do spraw określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła</i> (Dz. Urz. ME z 2018 r. poz. 21) i zarządzeniem Ministra Klimatu z dnia 29 lipca 2020 r. w sprawie powołania <i>Zespołu do spraw określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła</i> (Dz. Urz. MK z 2020 r. poz. 38).

1. WPROWADZENIE

Pytanie definiujące cel główny kontroli

Czy działania administracji publicznej zapewniają rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych?

Pytania definiujące cele szczegółowe kontroli

1. Czy administracja publiczna w planowaniu energetycznym rzetelnie uwzględniła potrzeby rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych?
2. Czy działania w zakresie rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych były skuteczne?

Jednostki kontrolowane

Ministerstwo Klimatu i Środowiska,
25 urzędów gmin

Okres objęty kontrolą

2016–2021 (I połowa), z uwzględnieniem dowodów i faktów wykraczających poza ten okres, mających wpływ na kontrolowane obszary.

Efektywność systemu energetycznego nie jest jednoznacznie zdefiniowana w przepisach prawa. W praktyce funkcjonowania rynku ciepła składa się na nią zarówno efektywność energetyczna, jak i efektywność ekonomiczna oraz ekologiczna.

Pojęcie efektywności energetycznej w art. 7b ust. 4 *Prawa energetycznego* odnosi się do źródeł wytwarzania ciepła. Przepis ten uznaje system ciepłowniczy za efektywny energetycznie, jeśli do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w 50% OZE lub w 50% ciepło odpadowe lub w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji lub w 50% wykorzystuje się połączenie ww. energii i ciepła. Tymczasem system ciepłowniczy to nie jest jedynie źródło wytwarzania ciepła. System ciepłowniczy to sieć ciepłownicza oraz współpracujące z nią urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania lub odbioru ciepła. Definicja efektywności energetycznej uwzględniająca cały system ciepłowniczy została zawarta w art. 2 pkt 3 ustawy *o efektywności energetycznej*. Efektywność energetyczna w rozumieniu tego przepisu to stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, albo w wyniku wykonanej usługi niezbędnej do uzyskania tego efektu.

Najistotniejszymi kierunkami działań służących poprawie efektywności systemu ciepłowniczego to działania powodujące oszczędność energii oraz ograniczanie strat ciepła z sieci ciepłowniczych. W pierwszym ww. zakresie działań mieszczą się m.in. wymiana i modernizacja elementów węzłów ciepłowniczych oraz zastosowanie układów kogeneracyjnych w źródłach ciepła. W drugim zakresie działań można wymienić w szczególności zmianę technologii sieci ciepłowniczej na preizolowaną czy zmianę parametrów pracy sieci. Poprawie efektywności systemów ciepłowniczych służą też takie procesy, jak likwidacja lokalnych kotłowni osiedlowych i indywidualnych poprzez przyłączenie obiektów do sieci ciepłowniczej, przyłączanie do sieci ciepłowniczych nowo powstających obiektów budowlanych (mieszkalnych, użyteczności publicznej, usługowych). Wszystkie ww. kategorie działań prowadzą do poprawy sprawności produkcji i dystrybucji ciepła oraz racjonalizacji jego zużycia, a w konsekwencji tego spada ilość energii pierwotnej niezbędna dla celów ogrzewania.

Ze względu na przestarzały stan techniczny większości systemów ciepłowniczych oraz wymagania w zakresie ochrony środowiska (głównie konkluzje BAT), przedsiębiorstwa ciepłownicze są zmuszone do inwestycji modernizacyjnych. Główne kierunki tych inwestycji to zmiana źródeł wytwarzania ciepła na bardziej ekologiczne oraz rozwój i modernizacja sieci dystrybucyjnych. Jednak przedsiębiorstwa te w zdecydowanej większości nie są w stanie podołać samodzielnie tym wyzwaniom, ze względu na brak płynności i brak środków na inwestycje i modernizację. Według analiz zamówionych przez Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie dostosowanie się do konkluzji BAT to wydatek rzędu 10 mld zł.

Przesłanką podjęcia kontroli był niski odsetek systemów ciepłowniczych spełniających ustawowe kryteria efektywnych energetycznie (w 2020 r. szacowano je na 17% wszystkich systemów), a także zła jakość powietrza. Spośród 45 stref, na które podzielono kraj na potrzeby oceny jakości powietrza, w 2020 r. w 39 strefach (87%) przekroczono limit emisji benzo(a)pirenu, w 16 pyłu PM10, a w 14 pyłu PM2,5¹.

W kontroli założono, że w odniesieniu do Ministra zostanie dokonana ocena programowania działań wspierających rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych i ich ocena w odniesieniu do zdiagnozowanych barier i ograniczeń w rozwoju tych systemów, a także monitorowanie funkcjonowania instrumentów wspierających transformację systemów ciepłowniczych oraz działań związanych z bieżącą oceną wpływu zastosowanych środków pomocowych na rozwój tych systemów. W odniesieniu do gmin założono ocenę realizacji zadań własnych gminy w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, uwzględniających rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych, a także skuteczność działań JST zmierzających do transformacji systemu ciepłowniczego.

¹ Na podstawie *Oceny jakości powietrza w strefach w Polsce za rok 2020 – Zbiórny raport krajowy z rocznej oceny jakości powietrza w strefach wykonanej przez GIOŚ według zasad określonych w art. 89 ustawy – Prawo ochrony środowiska*, dokument opracowany przez Główny Inspektorat Ochrony Środowiska.

2. OCENA OGÓLNA

W okresie objętym kontrolą działania administracji publicznej nie przyczyniły się do zmniejszenia uciążliwości źródeł wytwarzania ciepła dla środowiska i oszczędniejszego gospodarowania energią w procesach dostarczania ciepła.

Minister właściwy do spraw energii, mimo kilkuletnich prac, nie opracował strategii modernizacji ciepłownictwa, a dotychczasowe mechanizmy wsparcia były niewystarczające i nieadekwatnie zaadresowane. Na poziomie administracji rządowej nie prowadzono monitoringu efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych, a brak precyzyjnych danych utrudniał właściwe ukierunkowanie interwencji państwa, służącej zwiększeniu efektywności procesów zaopatrzenia w ciepło.

Pomimo zidentyfikowania barier i ograniczeń w rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych, Minister z opóźnieniem podjął działania diagnostyczne i projektujące strategiczne podejście do ciepłownictwa. Co więcej, działania te były niekonsekwentne i nieskuteczne. Podjęte w październiku 2018 r. prace nad wypracowaniem generalnych rozwiązań i systemów wsparcia dla sektora ciepłownictwa nie zostały zakończone żadnymi decyzjami. Działania Ministra były zastępcze i doraźne, i polegały przede wszystkim na zmianie regulacji prawnych związanych z kształtowaniem taryf zaopatrzenia w ciepło. Dopiero w połowie 2020 r. podjęto prace nad *Strategią dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.* Jednak mimo planowanego przedstawienia tego dokumentu Radzie Ministrów do akceptacji w IV kwartale 2021 r., projekt nadal pozostawał na etapie przygotowania w Ministerstwie.

Gminy nie dbały o to, by realizować zadanie własne w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło z uwzględnieniem wymogów efektywności systemów ciepłowniczych. W opracowywanych strategiach rozwoju i lokalnych politykach energetycznych brak było docelowej wizji rynku ciepła oraz analizy możliwych do zastosowania środków tak, by procesy dostarczania ciepła mieszkańcom unowocześnić i ograniczyć ich negatywny wpływ na środowisko. Gminy nie wypełniały nawet tych zadań, które były ich obowiązkiem wynikającym z *Prawa energetycznego* i innych przepisów. Do najistotniejszych nieprawidłowości należy zaniechanie aktualizacji *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło* lub przyjęcie *Założeń* pozbawionych kluczowych elementów planowania w zakresie efektywności energetycznej. Część gmin nie prowadziła bieżących działań zapewniających ocenę, czy plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zapewniają realizację przyjętych w gminie *Założeń*. Uniemożliwiło to wypełnienie ustawowego obowiązku opracowania *Planu zaopatrzenia w ciepło* w sytuacjach, gdy nie była zapewniona realizacja *Założeń*. Gminy zaniechały też wykonania ustawowego obowiązku oceny potencjału wysokosprawnej kogeneracji i efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na swoim obszarze.

Podejmowane przez gminy działania związane z poprawą efektywności systemów ciepłowniczych były realizowane nie w pełni skutecznie. W żadnej skontrolowanej gminie nie powstały odnawialne źródła ciepła zaopatrujące system ciepłowniczy i nadal dominują źródła oparte na węglu. W efekcie wciąż większość miejskich systemów ciepłowniczych nie spełnia kryteriów efektywności energetycznej określonej w art. 7b ust. 4 *Prawa energetycznego*, a straty ciepła w sieciach ciepłowniczych nie zmniejszyły się istotnie.

Kontrola wykazała, że przedsiębiorstwa energetyczne działają w warunkach zwiększających się wymagań środowiskowych, co powoduje potrzebę podjęcia inwestycji modernizujących posiadaną infrastrukturę. W sytuacji pogarszających się wyników ekonomicznych tych przedsiębiorstw, działania takie były prowadzone w bardzo ograniczonym zakresie, co było skutkiem coraz wyższych kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂. W przypadku przedsiębiorstw prywatnych, wytwarzających lub dostarczających ciepło

Działania administracji publicznej nie w pełni zapewniały rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych

OCENA OGÓLNA

do odbiorców, gminy miały ograniczone możliwości oddziaływania na strategię i kierunki rozwoju systemu ciepłowniczego. Powyższe kwestie wskazują na potrzebę strategicznych rozwiązań na szczeblu administracji rządowej, a także wykonywania przez samorząd gminny swych obowiązków w zakresie planowania i zaopatrzenia w ciepło z uwzględnieniem rzetelnego diagnozowania, programowania oraz wykorzystywania uprawnień władczych wobec przedsiębiorstw ciepłowniczych.

3. SYNTEZA WYNIKÓW KONTROLI

Minister w odpowiedzi na zdiagnozowane uwarunkowania rynku ciepła podjął prace nad wyznaczeniem strategicznych kierunków rozwoju ciepłownictwa i zmianą modelu rynku ciepła. Działania te były jednak spóźnione, niekonsekwentne i nieskuteczne. Pomimo dysponowania wiedzą od 2014 r. o ograniczeniach w transformacji systemów ciepłowniczych w kierunku efektywnych energetycznie², Minister dopiero w październiku 2018 r. powołał *Zespół do spraw modelu funkcjonowania rynku ciepła*. Prace tego *Zespołu* zakończyły się bez realizacji celu, jakim było wypracowanie generalnych rozwiązań i systemów wsparcia dla sektora ciepłownictwa. Prace, powołanego w lipcu 2020 r. nowego *Zespołu do spraw określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła* koncentrowały się już tylko na analizie funkcjonowania tego rynku i na tej podstawie proponowaniu zmian w przepisach bądź kierunków zmian. Wdrożoną doraźną propozycją *Zespołu* były zmiany przepisów kształtowania taryf zapatrzenia w ciepło w związku z lawinowym wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂. Zmiany miały zapewnić poprawę płynności finansowej w sektorze i uzyskanie przez przedsiębiorstwa ciepłownicze większej zdolności finansowej, umożliwiającej finansowanie inwestycji. Prace nad dokumentem strategicznym rozwoju ciepłownictwa – *Strategią dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.* – podjęto w Ministerstwie dopiero w połowie 2020 r. Do zakończenia okresu objętego kontrolą nie nastąpiła jednak finalizacja tych prac. Mimo planowanego przedstawienia tego dokumentu Radzie Ministrów do akceptacji w IV kwartale 2021 r., projekt nadal pozostawał na etapie przygotowania w MKiŚ. [str. 24–26]

Spóźnione i nieskuteczne działania w celu opracowania strategicznego dokumentu wskazującego kierunki rozwoju rynku ciepła

Wyznaczone w ramach celu 7 PEP 40 działania *Zapewnienie warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego* poprzez uproszczenie procedur w obszarze prowadzenia inwestycji w zakresie ciepłowniczej infrastruktury sieciowej oraz zmianę modelu rynku ciepła i polityki taryfowej nie zostały zakończone. Prowadzone w latach 2009–2018 prace nad ustawą *o korytarzach przesyłowych* mającą ułatwić realizację inwestycji liniowych w energetyce ostatecznie zakończono (bez ich finalizacji) w 2018 r. Prace prowadziło Ministerstwo Infrastruktury jako odpowiedzialne za kwestie zagospodarowania przestrzennego. Według stanu na dzień zakończenia czynności kontrolnych Minister nie prowadził prac legislacyjnych w celu uproszczenia procedur inwestycyjnych w zakresie ciepłowniczej infrastruktury sieciowej. Powyższą analizę powierzył *Zespołowi do spraw lokalnego bezpieczeństwa energetycznego*³. Natomiast kontynuację zadań w zakresie zmiany modelu rynku ciepła i polityki taryfowej zaplanował na 2022 r. [str. 26]

Nieskuteczna realizacja celu PEP 40 w zakresie zapewnienia warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego

Gminy nie przeprowadzały samodzielnie, jak również nie zlecały przeprowadzenia w latach 2016–2021 (I połowa) odrębnej całościowej analizy w zakresie oceny ograniczeń utrudniających rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Częściowe analizy w tym zakresie były wykonywane na etapie opracowań przez gminy dokumentów strategicznych kształtują-

Identyfikacja utrudnień ograniczających rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych przez JST

² W 2014 r. w Ministerstwie trwały prace nad przygotowaniem projektu nowej ustawy *o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych* wymuszone potrzebą dokonania transpozycji przepisów prawa UE, zmieniających funkcjonowanie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

³ Powołanego zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 17 maja 2021 r. w sprawie *powołania Zespołu do spraw lokalnego bezpieczeństwa* – Dz. Urz. MKiŚ poz. 47.

cych gminną politykę energetyczną oraz programów związanych z poprawą stanu środowiska. Głównymi barierami transformacji w kierunku efektywnych systemów ciepłowniczych, wskazywanymi przez gminy, były wysokie koszty inwestycji (konieczność uzyskania finansowania zewnętrznego); układ własności majątku źródłowego oraz dystrybucyjnego (forma własności przedsiębiorstw) i w rezultacie brak instrumentów interwencji gminy na podmioty prywatne będące właścicielami źródła ciepła; niestabilna cena gazu oraz niska akceptacja społeczna źródeł spalania paliw alternatywnych (biomasa, RDF). [str. 23]

Niedochowanie obowiązków aktualizacji Założeń

Gminy nie wywiązały się z obowiązku aktualizacji *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło* w terminie wynikającym z art. 19 ust. 2 *Prawa energetycznego*, czyli co najmniej raz na trzy lata. W konsekwencji w okresie przeprowadzania kontroli większość objętych kontrolą gmin (22 z 25, czyli 88,0%) nie dysponowała aktualnymi *Założeniami do planu zaopatrzenia w ciepło*, w tym jedna gmina nie posiadała ich w ogóle. [str. 26–27]

Nierzetelne opracowanie Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło

Poza opóźnieniami w przyjęciu aktualizacji *Założeń*, przyjęte przez gminy *Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło* (16 *Założeń*) zawierały wady takie, jak: nierzetelne oszacowanie zapotrzebowania na ciepło, nieuwzględnienie przedsięwzięcia inwestycyjnego w zakresie budowy nowego źródła ciepła, nierzetelny opis miejskiego systemu ciepłowniczego, nieokreślenie skali i rzeczowego zakresu możliwych do zastosowania środków racjonalizacji i wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii oraz stosowania środków poprawy efektywności energetycznej. W części objętych badaniem *Założeń* (66,7%) nie wskazano celów wynikających z potrzeb gmin, jak również szczegółowych zadań w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, w tym celów w zakresie tworzenia efektywnych systemów ciepłowniczych oraz ich rezultatów. W dokumentach tych przedstawiono podstawowe kierunki działania w zakresie zaopatrzenia w ciepło i/lub powielono plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Niektóre *Założenia* były niespójne z kierunkami rozwoju gminy określonymi w przyjętych dokumentach strategicznych. W przypadku trzech zakres zadań wskazanych w *Założeniach* był niezgodny z POŚ, a w przypadku czterech ze studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Według art. 18 ust. 2 pkt 1 *Prawa energetycznego*, gmina realizuje zadania w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w nośniki energii m.in. zgodnie ze studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania gminy. Stwierdzone nieprawidłowości w treści *Założeń* skontrolowanych gmin mogą stanowić dla przedsiębiorstw energetycznych podstawę do odmowy przyłączenia do sieci ubiegających się o to nowych odbiorców. Tym samym występuje ryzyko niezaspokojenia potrzeb mieszkańców tych gmin w zakresie przyłączenia do sieci ciepłowniczej przez przedsiębiorstwa energetyczne, o których mowa w art. 7 ust. 5 *Prawa energetycznego*. [str. 27–30]

Niewywiązanie się z obowiązku oceny potencjału wysokosprawnej kogeneracji i efektywnych systemów ciepłowniczych

Większość gmin (80% gmin objętych kontrolą) nie wywiązała się z obowiązku określonego w art. 18 ust. 1 pkt 5 *Prawa energetycznego*, polegającego na wykonaniu oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy. Obowiązek ten

został ustanowiony od 1 października 2016 r.⁴ jako jedno z zadań własnych gminy. Niedokonanie oceny potencjału uniemożliwiało określenie możliwych do zastosowania rozwiązań w systemie ciepłowniczym jako istotnego elementu poprawy efektywności energetycznej infrastruktury gmin. W szczególności w gminach, na terenach których odnotowuje się wysokie straty ciepła, przeprowadzenie oceny potencjału efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych dałoby gminie informację jaka występuje różnica pomiędzy obecnymi całkowitymi stratami w sieciach przesyłowych, a stratami minimalnymi, jakie występowałyby w tych samych sieciach, gdyby zastosować w nich najlepsze dostępne praktyki. [str. 30–31]

Minister w odpowiedzi na zidentyfikowane bariery rozwoju ciepłownictwa, w tym tworzenia i rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych, wprowadził programy wsparcia, jednak ze względu na opóźnienie działań na poziomie strategicznym, wdrażanie poszczególnych programów wsparcia też było opóźnione. Programy ze środków krajowych uruchomiono dopiero w 2019 r. Wprowadzane programy wsparcia nie w pełni uwzględniały potrzeby ciepłownictwa, nie obejmowały bowiem przedsiębiorców i niektórych źródeł wymagających modernizacji. Warunki programu *Ciepłownictwo Powiatowe* ograniczały wsparcie do spółek kapitałowych z większością udziałem jst ujętych na liście 139 miast średnich tracących funkcje społeczno-gospodarcze. Poza wsparciem pozostawały spółki komunalne działające na terenie miast nieujętych na tej liście.

W większości przypadków oszacowanie efektów działań podjętych przez Ministra nie jest możliwe, ponieważ nie upłynęły jeszcze terminy zakończenia realizacji programów. Nie osiągnięto natomiast zakładanego w OSR projektu *ustawy o wspieraniu CHP* wolumenów mocy zainstalowanej planowanej do osiągnięcia w latach 2019–2021 w wysokości 2400 MW. Do października 2021 r. zrealizowano 15,4% zaplanowanego wskaźnika. Wprowadzone korekty programów pomocowych, wynikające z ich monitorowania, przyczyniały się do inwestowania w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych, ale wymagały dalszych analiz i wypracowania zmian. [str. 33–36]

Działania w zakresie modernizacji i rozwoju systemu ciepłowniczego prowadzone na terenie skontrolowanych gmin nie były do końca skuteczne. Pomimo podjęcia działań projektowych i wykonawczych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze, będące właścicielami źródła ciepła na terenie 9 kontrolowanych gmin (z 15 na terenie, których system ciepłowniczy nie spełniał wymagań art. 7b ust. 4 *Prawa energetycznego*), żaden z systemów ciepłowniczych w okresie objętym kontrolą nie uzyskał statusu efektywnego energetycznie. Wynikało to przede wszystkim z konieczności uzyskania finansowania zewnętrznego na realizację inwestycji. W okresie objętym kontrolą dominującym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła w tych źródłach było paliwo węglowe⁵. Stopień realizacji pozostałych zadań związanych z modernizacją źródeł wytwarzania ciepła,

Efekty programów wsparcia dla sektora ciepłownictwa

Niski stan realizacji zadań związanych z transformacją systemu ciepłowniczego w kierunku efektywnego energetycznie

⁴ Przepis został dodany przez art. 43 pkt 8 ustawy *o efektywności energetycznej* i wszedł w życie z dniem 1 października 2016 r.

⁵ Tylko na terenie jednej gminy wykorzystywano gaz.

rozbudową (bądź modernizacją) sieci ciepłowniczej, termomodernizacją budynków oraz wymianą pieców węglowych odbiegał od wartości zaplanowanych, co obniżało poziom efektywności tych systemów. Nie osiągnięto części zaplanowanych celów wskazanych w dokumentach strategicznych. Gminy nie wywiązywały się również z obowiązków monitorowania realizacji strategicznych programów związanych z poprawą efektywności energetycznej. [str. 36–40]

Brak mechanizmu monitorowania rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych

Minister nierzetelnie realizował obowiązek monitorowania efektywnych systemów ciepłowniczych. Nie opracował systemu gromadzenia danych o liczbie i lokalizacji systemów ciepłowniczych w Polsce, w tym o liczbie systemów efektywnych energetycznie. Minister nie dysponował więc wiedzą, które systemy ciepłownicze były efektywne oraz na terenie ilu i jakich gmin funkcjonowały. W tej sytuacji informacje zawarte w ocenie potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, dokonanej w 2015 r. w ramach obowiązku określonego w art. 10c ust. 1 i 3 *Prawa energetycznego*, nie były w pełni wiarygodne. Minister nie wykonał również obowiązku sporządzenia kolejnej oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, która powinna być dokonywana co pięć lat (art. 10 c ust. 3 *Prawa energetycznego*). [str. 42–43]

Monitoring zgodności planów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych z Załoženiami

Część gmin (28% objętych kontrolą) nie prowadziła bieżącego monitoringu zgodności planów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych z *Załoženiami do planu zaopatrzenia w ciepło*. Brak takiego monitoringu uniemożliwiał rzetelną ocenę, czy wystąpiły przesłanki zobowiązujące do uchwalenia *Planu zaopatrzenia w ciepło*, zgodnie z art. 20 ust. 1 *Prawa energetycznego*. Istotą tego obowiązku jest weryfikacja, czy plany przedsiębiorstw energetycznych zapewniają realizację *Założeń*, a w przypadku zaistnienia sytuacji niezapewnienia realizacji *Założeń* powstaje obowiązek sporządzenia przez organ wykonawczy gminy na podstawie *Założeń* projektu *Planu zaopatrzenia w ciepło* dla gminy lub jej części, zgodnego z *Załoženiami*. [str. 44]

4. WNIOSKI

Najwyższa Izba Kontroli wnosi o podjęcie działań celem doprecyzowania art. 18 ust. 1 pkt 5 ustawy *Prawo energetyczne*, poprzez określenie terminu wykonania oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy oraz jej przedmiotowych i merytorycznych ram.

Minister Klimatu
i Środowiska

Wniosek *de lege ferenda*

Ustalenia kontroli wskazują, że dotychczasowe brzmienie art. 18 ust. 1 pkt 5 *Prawa energetycznego* jest zbyt ogólne, ponieważ brak jest wskazania terminu na wykonanie oceny potencjału oraz nie określono niezbędnego zakresu przedmiotowego i merytorycznego oceny powyższego potencjału – co prowadziło do dowolności w realizacji przez gminy wyznaczonego obowiązku.

Ponadto poza sformułowaniem wniosku *de lege ferenda*, wyniki kontroli wskazują na potrzebę:

1. Niezwłocznego opracowania projektu *Strategii na rzecz ciepłownictwa* i przedłożenia go Radzie Ministrów.
2. Zorganizowania systemu pozyskiwania informacji o liczbie, lokalizacji i udziale systemów efektywnych energetycznie w liczbie systemów ciepłowniczych w Polsce jako niezbędnym elementem oceny, do której minister właściwy ds. energii jest zobowiązany na podstawie art. 10c ust. 1 i 2 *Prawa energetycznego*.
1. Przeprowadzenie oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na terenie gminy.
2. Zapewnienie organizacji procesu aktualizacji *Założeń*.
3. Zapewnienie skutecznych mechanizmów monitorowania realizacji celów strategicznych w zakresie rozwoju systemów ciepłowniczych.

Prezydenci,
burmistrzowie

5. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Identyfikacja efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych

5.1. Charakterystyka infrastruktury ciepłowniczej

Minister nie posiadał wiedzy, ile systemów ciepłowniczych spełnia kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, wskazane w art. 7b ust. 4 *Prawa energetycznego*. Ministerstwo opierało się jedynie na szacunkowych wyliczeniach organizacji branżowej – Forum Energii, według których w 2021 r. tylko 20% systemów ciepłowniczych było efektywnych energetycznie (według definicji *Prawa energetycznego*).

Definicja efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego zawarta w *Prawie energetycznym* (art. 7b ust. 4) i w dyrektywie 2012/27/UE (art. 2 ust. 2 pkt 41) odnosi się wyłącznie do źródeł wytwarzania ciepła. Ponadto, jedno z kryteriów uznania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie, wskazuje wykorzystanie do produkcji ciepła 75% ciepła pochodzącego z kogeneracji. Oznacza to, że w świetle powyższych przepisów efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym jest system, w którym cała produkowana energia jest wytwarzana z węgla, o ile co najmniej 75% tej produkcji pochodzi z kogeneracji (czyli wytwarzania jednocześnie ciepła i energii elektrycznej w jednym procesie technologicznym).

Obecna definicja efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego ma obowiązywać do końca 2025 r. Według proponowanych zmian w dyrektywie 2012/27/UE efektywnym systemem ciepłowniczym i chłodniczym będzie system spełniający następujące warunki:

- od dnia 1 stycznia 2026 r. – system, w którym wykorzystuje się co najmniej 50% energii z OZE, lub co najmniej 50% ciepła odpadowego lub co najmniej 80% ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji, lub co najmniej połączenia takiej energii cieplnej wprowadzanej do sieci, w którym udział energii z OZE wynosi co najmniej 5%, a całkowity udział energii z OZE, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50%;
- od dnia 1 stycznia 2035 r. – system, w którym wykorzystuje się co najmniej 50% energii z OZE i ciepła odpadowego, w którym udział energii z OZE wynosi co najmniej 20%;
- od dnia 1 stycznia 2045 r. – system, w którym wykorzystuje się co najmniej 75% energii z OZE i ciepła odpadowego, w którym udział energii z OZE wynosi co najmniej 40%;
- od 1 stycznia 2050 r. – system, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię z OZE i ciepła odpadowego, w którym udział energii z OZE wynosi co najmniej 60%.

Jednocześnie w kryteriach dotyczących statusu wysokiej sprawności dla jednostki kogeneracji dodano warunek emisji CO₂ na poziomie 270g/kWh, co praktycznie uniemożliwi uzyskanie tego statusu jednostkom kogeneracji węglowej.

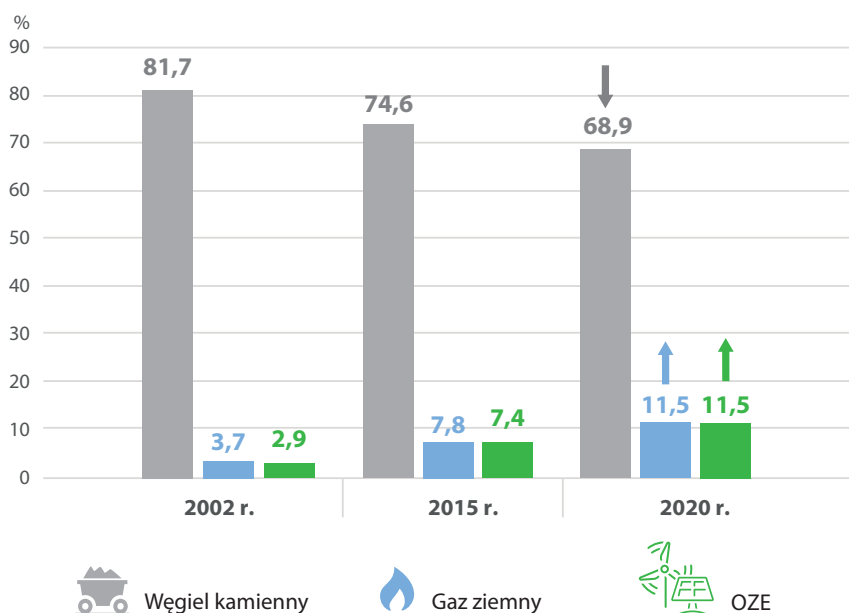
W latach 2002–2020 nie zmieniła się znacząco struktura paliw wykorzystywanych do wytwarzania ciepła systemowego. Według danych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zamieszczanych corocznie w opraco-

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

waniach *Energetyka ciepła w liczbach* w koncesjonowanym ciepłownictwie dominowały paliwa węglowe (których udział w paliwach zużywanych w źródłach ciepła stanowił w 2020 r. – 68,9% (w 2019 r. – 71%, w 2018 r. – 72,5%, w 2017 r. – 74,0%, w 2016 r. – 75,0% i w 2015 r. – 74,6%). Od 2002 r. udział paliw węglowych obniżył się o 12,8 punktów procentowych, w tym w latach 2015–2020 o 5,7 punktów procentowych. Udział gazu ziemnego w latach 2002–2020 zwiększył się o 7,8 punktów procentowych, w tym w latach 2015–2020 – o 3,7 punktów procentowych (w 2015 r. wyniósł – 7,8%, a w 2020 r. – 11,5%). Udział OZE zwiększył się w latach 2002–2020 o 8,6 punktów procentowych, w tym w latach 2015–2020 o 4,1 punktów procentowych (w 2015 r. wyniósł 7,4%, a w 2020 r. – 11,5%).

Infografika nr 1

Struktura paliw wykorzystywanych do wytwarzania ciepła systemowego w latach 2002–2020 (z uwzględnieniem węgla kamiennego, gazu i OZE)



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych prezentowanych przez Prezesa URE w opracowaniach *Energetyka ciepła w liczbach*.

Z 25 gmin objętych kontrolą, w 10 (40%) systemy ciepłownicze spełniały ustawowe kryterium efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego⁶. W każdym z 10 przypadków spełnione było jedynie kryterium wykorzystywania 75% ciepła pochodzącego z kogeneracji. Żaden z systemów nie wykorzystywał do wytwarzania ciepła 50% energii z OZE lub 50% ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 i 2 *Prawa energetycznego*). W dziewięciu systemach efektywnych energetycznie dominującym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła był węgiel (ponad 82,0%)⁷. Oprócz węgla zużywano w nich również odpady komunalne (3 systemy), biomasę

Charakterystyka systemów ciepłowniczych kontrolowanych gmin

⁶ Na terenie gmin: Bydgoszcz, Głogów, Grudziądz, Katowice, Kraków, Łódź, Mielec, Warszawa, Zabrze i Zgierz, przy czym na terenie Katowic działały trzy niezależne podmioty wytwarzające ciepło sieciowe. Źródła wytwarzania ciepła tylko jednego z nich – Dalkia Polska Energia SA spełniały wymagania określone w art. 7b ust. 4 pkt 3 *Prawa energetycznego*.

⁷ Zarówno kamienny jak i brunatny.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

(2 systemy), gaz ziemny (1 system) oraz gaz ziemny i biomasę (3 systemy). W jednym (z 10) systemie do produkcji ciepła używano oprócz węgla także gaz z odmetanowania kopalń. W całym okresie objętym kontrolą dwa systemy ciepłownicze (funkcjonujące na terenie Głogowa i Zabrza) nie spełniały przesłanek efektywności energetycznej w 2018 r. Istniało również ryzyko utraty takiego statusu po 2020 r. przez dwa systemy ciepłownicze (działające na terenie Głogowa i m.st. Warszawy).

Przykłady

Procentowy udział ciepła wytworzonego przez **PGNiG Termika SA** w wysokosprawnej kogeneracji i dostarczonego w latach 2016–2020 do systemu ciepłowniczego m.st. Warszawy wyniósł kolejno: 89,3%, 85,8%, 85,7%, 84,5%, 87,6% i 83,1%. Wskutek planowanych wyłączeń niektórych bloków Urząd m.st. Warszawy szacował spadek udziału wytwarzania ciepła w kogeneracji, po 2020 r. do 78%, czyli niewiele powyżej minimalnego ustawowo wymaganego poziomu (75%), by system uznać za efektywny energetycznie.

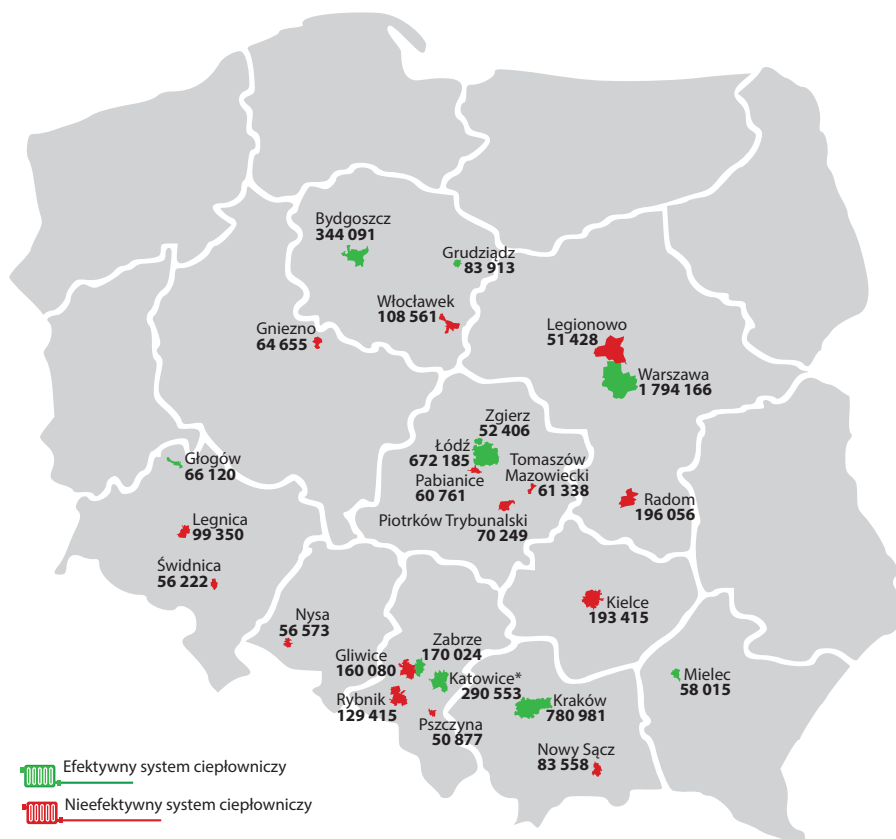
Udział ciepła użytkowego dostarczanego do Głogowa wytworzonego przez **Energetyka sp. z o.o.** w wysokosprawnej kogeneracji w latach 2016–2020 wyniósł odpowiednio: 100%, 98%, 60%, 79% i 82%. Spadek produkcji energii cieplnej w wysokosprawnej kogeneracji w 2018 r. o 15 punktów procentowych poniżej ustawowego poziomu kwalifikującego jako system efektywny energetycznie, związany był przede wszystkim ze zmianą podstawowego źródła wytwarzającego ciepło dla gminy Głogów. Zarząd spółki Energetyka sp. z o.o. przewidywał, że udział ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego Głogowa, wytworzonego w wysokosprawnej kogeneracji, w kolejnych latach wynosić będzie około 75–80% (przy braku nieprzewidzianych zdarzeń wpływających na dyspozycyjność bloku gazowo-parowego Głogów).

Efektywne systemy ciepłownicze występowały w większości (60%) w tych skontrolowanych gminach, których liczba mieszkańców przekraczała 100,0 tys. W czterech gminach liczba ta kształtowała się od 52,4 tys. do 83,9 tys. W gminach, gdzie nie funkcjonował efektywny energetycznie system ciepłowniczy liczba mieszkańców wahała się od 50,9 tys. do 196,1 tys. (60% gmin poddanych kontroli). Na 15 gmin nieposiadających efektywnych systemów ciepłowniczych, w 10 gminach (66,7%) liczba mieszkańców kształtowała się poniżej 100,0 tys.

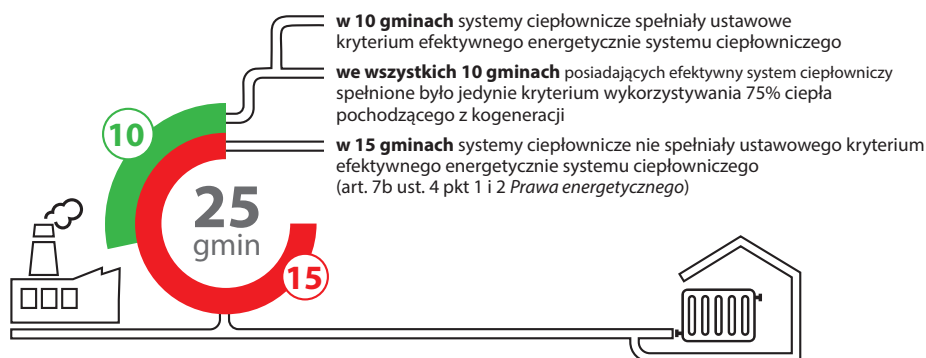
WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Infografika nr 2

Gminy objęte kontrolą z uwzględnieniem występowania na ich terenie efektywnego systemu ciepłowniczego oraz liczby mieszkańców według stanu na 31.12.2020 r.



* Na terenie gminy Katowice działały trzy niezależne podmioty wytwarzające ciepło sieciowe. Tylko jeden z nich – Dalkia Polska Energia SA spełniał wymagania określone w art. 7b ust. 4 pkt 3 *Prawa energetycznego*



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od kontrolowanych podmiotów.

Właścicielami źródeł ciepła systemowego, spełniającymi przesłanki efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, w 90% były podmioty prywatne. Tylko jedno systemowe źródło ciepła (wytwarzające energię cieplną dla Grudziądza) należało do spółki, której właścicielem była jednostka samorządu terytorialnego. Systemowe źródła ciepła niespełniające wymogów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego należały przede wszystkim do jst (80,0%). Trzy takie źródła (dostarczające ciepło na terenie Kielc, Rybnika i Legnicy) należały do podmiotów prywatnych.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

W gminach, gdzie właścicielem infrastruktury ciepłowniczej były podmioty prywatne, gminy nie miały wpływu na źródła wytwarzania ciepła, a w odniesieniu do sieci ciepłowniczej mogły jedynie wykorzystywać przepisy *Prawa energetycznego*.

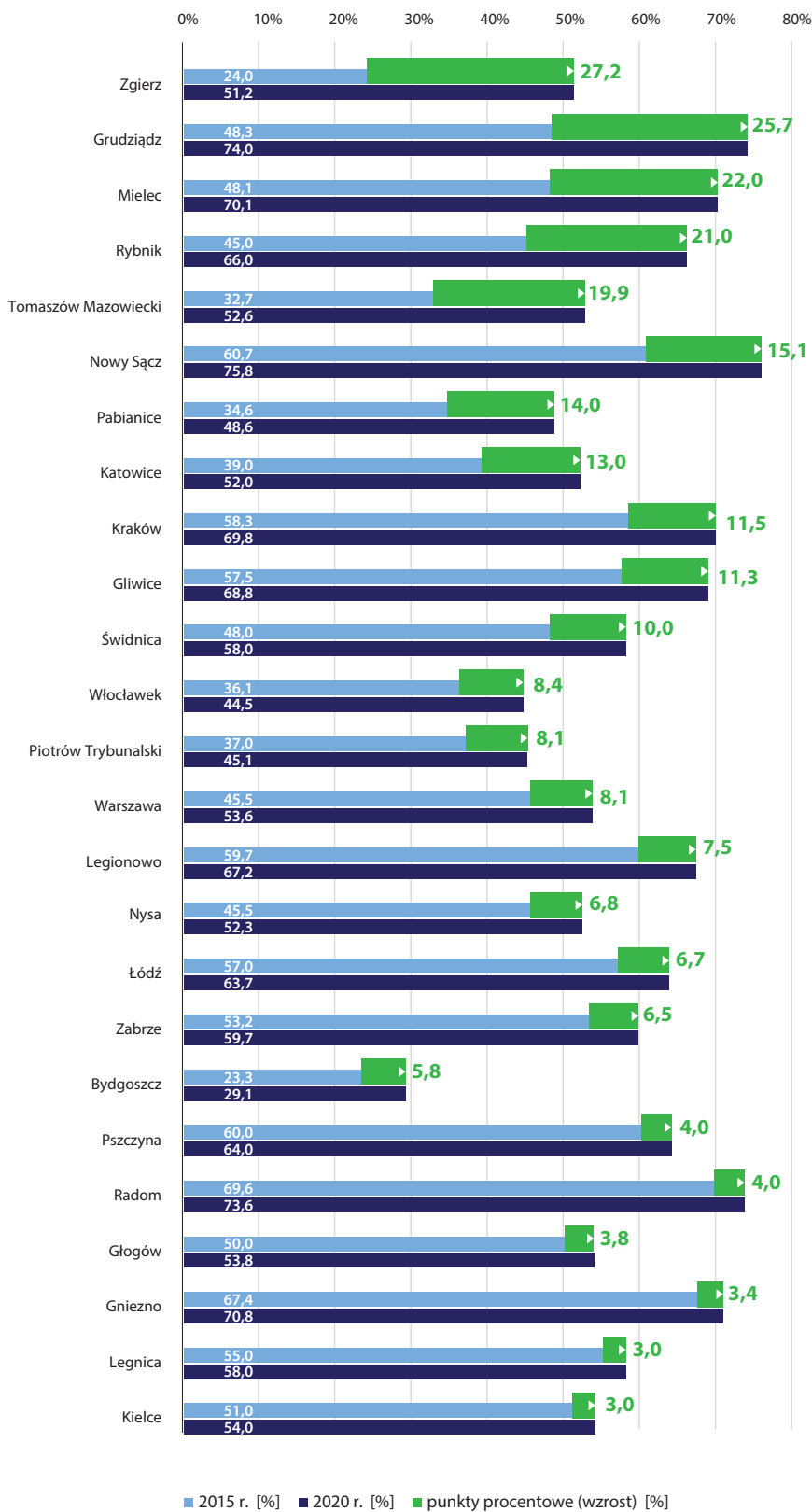
Żadna z gmin nie dysponowała pełnymi danymi dotyczącymi źródeł zaopatrzenia w ciepło na ich obszarze. Wszystkie gminy posiadały informacje o systemowych źródłach ciepła (ich liczba w latach 2015–2020 uległa zmniejszeniu o 10,8%, tj. z 65 w 2015 r. do 58 w 2020 r.), natomiast dane o ilości lokalnych kotłowni funkcjonujących na terenie danej gminy w odniesieniu do 2015 r. posiadało 17 gmin (68% kontrolowanych), a w odniesieniu do 2020 r. 12 gmin (48% kontrolowanych). Dane o liczbie indywidualnych źródeł ciepła (główne źródło niskiej emisji) na koniec 2015 r. posiadało tylko sześć gmin (24% kontrolowanych), a na koniec 2020 r. – osiem (32%). Tylko w pięciu gminach urzędy posiadały informacje jaki odsetek mieszkańców zaopatrywany był w ciepło z miejskiego systemu ciepłowniczego, a jaki z indywidualnych źródeł ciepła. W 2015 r. na łączną liczbę mieszkańców tych gmin 1 155 947 z miejskiego systemu ciepłowniczego korzystało 673 550 osób, tj. 58,3% mieszkańców, natomiast w 2020 r. na łączną liczbę 1 167 397 mieszkańców z tego systemu korzystało 760 891 osób, tj. 65,2% mieszkańców.

W okresie objętym kontrolą długość eksploatowanych sieci ciepłowniczych (przesyłowej i rozdzielczej) na terenie 24 kontrolowanych gmin wzrosła łącznie o 406,3 km, tj. o 8,7% (z 4695,7 km do 5102,0 km). Największy wzrost sieci ciepłowniczej (powyżej 20,0%) nastąpił na obszarze czterech gmin (Kielce – 30,0%, Świdnica – 29,6%, Gliwice – 23,0% i Tomaszów Mazowiecki – 23,0%), najmniejszy (poniżej 5,0%) na terenie pięciu gmin (Legionowo – 1,2%, Zabrze – 2,0%, Mielec – 3,1%, Głogów – 3,4% i Bydgoszcz – 4,8%). Na obszarze gminy Pszczyna w latach 2015–2020 nie odnotowano rozwoju sieci ciepłowniczej. Udział długości preizolowanych sieci ciepłowniczych w ogólnej długości eksploatowanych sieci we wszystkich gminach w okresie objętym kontrolą uległ zwiększeniu. Wzrost ten zawierał się w przedziale od 3,0 punktu procentowego (Legnica, Kiece) do 27,2 punktu procentowego (Zgierz). Największy udział preizolowanych sieci ciepłowniczych (według stanu na koniec 2020 r.) posiadały gminy: Nowy Sącz – 75,8%, Grudziądz – 74,0%, Radom – 73,6%, Mielec – 70,1% i Gniezno – 70,8%. Na koniec 2015 r. na obszarze 12 gmin (52,2% gmin, dla których uzyskano pełne dane w tym zakresie) wskaźnik ten był niższy od 50%. Natomiast na koniec 2020 r. wskaźnik ten był niższy od 50% tylko w czterech gminach (Bydgoszcz – 27,5%, Zgierz – 34,0%, Piotrków Trybunalski – 45,1% i Pabianice – 47,6%).

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Infografika nr 3

Zmiana udziału sieci preizolowanej w długości sieci ciepłowniczej ogółem w 2020 r. w porównaniu do 2015 r.



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od kontrolowanych podmiotów.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

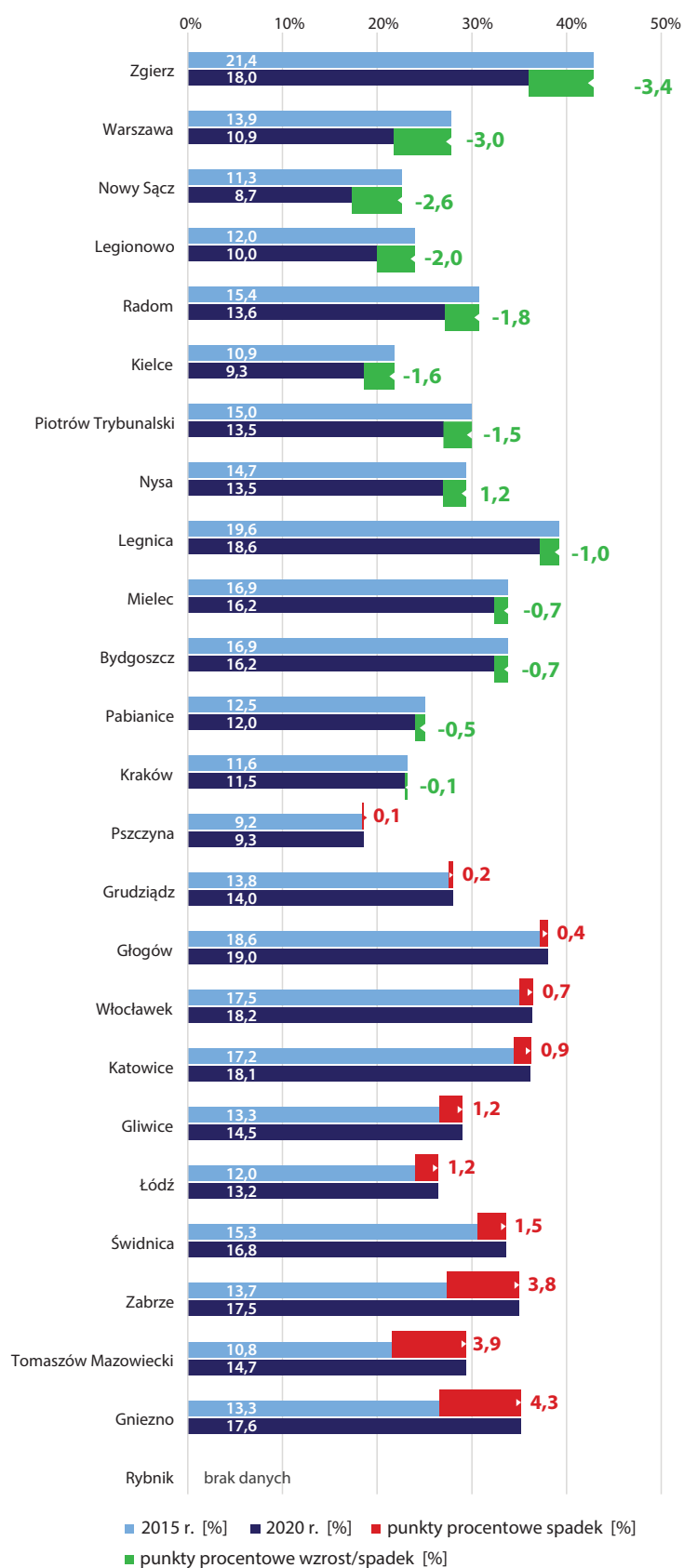
Wzrost udziału długości sieci preizolowanych w ogólnej długości sieci ciepłowniczych nie wpłynął w zasadniczy sposób na ograniczenie strat ciepła. Wprawdzie w 2020 r. w stosunku do 2015 r. łączne straty ciepła na terenie kontrolowanych gmin uległy zmniejszeniu o 3,1% (o 333 852,7 GJ, z poziomu 10 631 630,2 GJ do poziomu 10 297 777,4 GJ), to w prawie połowie kontrolowanych gmin (48,0%) wzrosły one średnio o 11,9% (od 2,1% w Głogowie, poprzez 13,5% w Łodzi do 56,2% w Tomaszowie Mazowieckim). W 12 gminach wzrósł udział strat ciepła w ilości zużytego ciepła (od 0,1 punktu procentowego w Pszczynie do 4,6 punktu procentowego w Gnieźnie), a zmniejszył się w 13 gminach (od 0,1 punktu procentowego w Krakowie do 3,4 punktu procentowego w Zgierzu). Na koniec 2020 r. wskaźnik ten we wszystkich gminach był wyższy od pożądanego poziomu wskazywanego w dokumentach rządowych (4%)⁸, a w 16 gminach również od wskazywanego średniego poziomu w kraju (12,9%). Najwyższa wartość tego wskaźnika w 2020 r. wystąpiła w gminach: Głogów (19,0%), Włocławek (18,2%), Legnica (18,6%) i Zgierz (18,0%), a najniższa w gminach: Nowy Sącz (8,7%), Pszczyna i Kielce (9,3%) oraz m.st. Warszawa (10,9%).

⁸ W Kompleksowej ocenie potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Polsce stwierdzono, że w przypadku warunków krajowych przyjęto, że średnia gęstość mocy systemów ciepłowniczych umożliwi osiągnięcie strat na poziomie 4% (przy zastosowaniu najlepszej dostępnej techniki). Osiągnięcie strat na poziomie 4% (przy obecnych stratach 12,9%) wymaga modernizacji sieci ciepłowniczych tak, aby roczne straty na poziomie 1,6 TJ/km zostały zredukowane do 0,45 TJ/km.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Infografika nr 4

Straty ciepła (udział strat w ilości zużytego ciepła) w 2020 r. w porównaniu do 2015 r.



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od kontrolowanych podmiotów.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

W okresie objętym kontrolą wzrosła o 2144,8 MW (17,6%) łączna zamówiona moc cieplna (z 12 185,3 MW na koniec 2015 r. do 14330,1 MW na koniec 2020 r.). Jednocześnie wzrosło o 7,4% (łącznie w 19 gminach) zużycie ciepła przez odbiorców w ramach miejskich systemów ciepłowniczych (z 69 975 423,3 GJ w 2015 r. do 75 146 116,28 GJ w 2020 r.). W 14 gminach wzrost ten wahał się w przedziale od 0,1% (Legnica) poprzez 5,3% (Mielec) do 9,1% (Tomaszów Mazowiecki). W pozostałych sześciu gminach zużycie ciepła w 2020 r. było niższe niż w 2015 r. Procent redukcji zamówionego ciepła wyniósł od 0,5% w Pabianicach do 16,1% w Zabrzu.

Struktura paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła

Na terenie 22 gmin (88% skontrolowanych) dominującym paliwem używanym do produkcji ciepła systemowego był węgiel kamienny (miął węglowy). Jego udział wahał się od 56,0% (Kielce) do 100% (Gliwice, Legnica, Pabianice, Piotrków Trybunalski, Radom, Tomaszów Mazowiecki i Włocławek). Jedna gmina (Zgierz) używała węgla brunatnego, a kolejna (Pszczyna) gazu ziemnego. Pozostałymi paliwami współspalanymi z węglem kamiennym były: gaz ziemny, biomasa i odpady komunalne. Biomase wykorzystywano w czterech gminach (16,0% kontrolowanych gmin). Jej udział w produkcji ciepła zwiększył się w 2020 r. w porównaniu do 2015 r. w dwóch gminach (m.st. Warszawa w 2015 r. nie używało biomasy, jej udział w miksie paliwowym w 2020 r. wyniósł 5,1%, udział biomasy w miksie paliwowym Łodzi zwiększył się z 13,3% w 2015 r. do 17,3% w 2020 r.). W jednej gminie (Grudziądz) udział biomasy zmniejszył się (z 19,9% w 2015 r. do 15,7% w 2020 r.). Na obszarze dwóch gmin (8,0% kontrolowanych gmin) nastąpił widoczny wzrost zużycia odpadów komunalnych do wytwarzania ciepła sieciowego (z 7,0% w 2016 r. do 12,7% w 2020 r. w Krakowie⁹ i z 0,9% w 2015 r. do 17,1% w 2020 r. w Bydgoszczy), a na obszarze jednej gminy (Zabrze) wyraźny wzrost zużycia frakcji RDF (w 2015 r. odpady RDF nie były używane, w 2020 r. ich udział wyniósł 26,0%). Tylko w jednej gminie (Głogów) nastąpiła całkowita zmiana materiału opałowego do wytwarzania energii cieplnej, wprowadzono wyłącznie gaz ziemny.

Wpływ infrastruktury ciepłowniczej na jakość powietrza

W 2015 r. średnioroczne stężenie pyłu PM_{2,5} na terenie 12 gmin (z 19 objętych pomiarami¹⁰) przekraczało dopuszczalny poziom – 25 µg/m³. Największe przekroczenie odnotowano na obszarze Nowego Sącza (o 44,0%) i Pszczyny (o 40,0%). Natomiast na koniec 2020 r. przekroczenie dopuszczalnego poziomu tego pyłu (20 µg/m³) wystąpiło już tylko na terenie sześciu gmin. Ponownie największe przekroczenie odnotowano na obszarze Nowego Sącza (o 34,0%) i Pszczyny (o 50,0%). W całym okresie objętym kontrolą przekroczenie dopuszczalnego poziomu stężenia tego pyłu odnotowano na terenie pięciu gmin (oprócz Nowego Sącza i Pszczyny również na terenie Gliwic, Piotrkowa Trybunalskiego i Pabianic). Na terenie jednej gminy (Zgierz) poziom ten wzrósł z poziomu dopuszczalnego 20,5 µg/m³ w 2015 r. do poziomu niedozwolonego 23,3 µg/m³ w 2020 r. (w 2016 r. wyniósł 18,8 µg/m³, w 2017 r. – 30,8 µg/m³, w 2018 r. – 30,2 µg/m³ i w 2019 r. – 27,0 µg/m³).

⁹ W 2015 r. odpady komunalne nie były używane. Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów został uruchomiony w 2016 r. Wielkość zużycia odpadów komunalnych podano łącznie dla odpadów komunalnych i biomasy – odpady komunalne.

¹⁰ W sześciu gminach nie prowadzono pomiarów oraz modelowania w zakresie emisji pyłu PM_{2,5} w 2015 r.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

W 2015 r. nastąpiło przekroczenie dopuszczalnego średniorocznego stężenia pyłu PM₁₀ (o okresie uśredniania wyników pomiarów rok kalendarzowy i dopuszczalnej normie 40 µg/m³) na obszarze ośmiu gmin (z 25 objętych pomiarami). Stopień przekroczenia wahał się od 1,8% w Piotrkowie Trybunalskim do 30,4% w Pszczynie. Natomiast w 2020 r. na obszarze żadnej z gmin nie odnotowano już przekroczeń dozwolonego poziomu stężenia tego pyłu. Podobnie w 2020 r. w porównaniu z 2015 r. zmniejszyła się liczba gmin, na terenie których odnotowano przekroczenie dopuszczalnego poziomu pyłu PM₁₀ w okresie 24-godzinnego uśredniania wyników pomiarów (dopuszczalny poziom – 50 µg/m³, dopuszczalna liczba dni w roku z przekroczeniem poziomu dopuszczalnego – 35 dni). W 2015 r. na obszarze 24 gmin (96% objętych pomiarem) wystąpiło naruszenie 35-dniowego limitu. Przekroczenie wyniosło od 5 dni (Głogów, Zgierz) do 120 dni (Kraków – stacja pomiarowa przy ul. Bulwarowej). W 2020 r. naruszenie dopuszczalnej normy 35 dni wystąpiło na terenie 11 gmin (44,0% objętych pomiarem), a liczba dni ponad określoną normę wyniosła od 2 (Pabianice) do 40 (Pszczyna). Wyraźne zmniejszenie liczby dni z przekroczeniem poziomu stężenia pyłu PM₁₀ (w okresie 24-godzinnego uśredniania wyników pomiaru) w 2020 r. w porównaniu z 2015 r. zaobserwowano na terenie gmin: Gliwice (o 85 dni), Tomaszów Mazowiecki (o 71 dni) i Grudziądz (o 60 dni).

W latach 2015–2020 średnioroczny poziom stężenia benzo(a)pirenu systematycznie obniżał się na terenie wszystkich gmin objętych pomiarami (23). Stopień redukcji wyniósł od 16,9% (Pszczyna) do 51,9% (Pabianice). Nadal jednak, na koniec 2020 r., na obszarze prawie wszystkich gmin (22 z 23 objętych pomiarami) przekraczał dopuszczalną normę (1 ng/m³). Największe stężenie wystąpiło na terenie Nowego Sącza (10,9 ng/m³), Rybnika (9,0 ng/m³) i Pszczyny (6,4 ng/m³). Na obszarze pozostałych 19 gmin wahało się od 4,4 ng/m³ (Kraków) do 1,9 ng/m³ (Włocławek). Tylko na terenie m.st. Warszawa poziom stężenia benzo(a)pirenu nie przekraczał dopuszczalnej normy.

Istotny udział w zanieczyszczeniu powietrza na terenach gmin miały indywidualne źródła wytwarzania energii, zwłaszcza w zakresie tzw. niskiej emisji. Według danych Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Instytutu Ochrony Środowiska – Państwowego Instytutu Badawczego¹¹, takie źródła były głównym źródłem emisji pyłu PM₁₀ w Polsce, podobnie jak dla pyłu całkowitego (41,0% w 2019 r.). W przypadku benzo(a)pirenu jest to udział dominujący (91,0% w 2019 r., a emisja z gospodarstw domowych to 89,0%). Stan jakości powietrza zależy również od takich czynników jak położenie terenu, warunki klimatyczne czy źródła emitujące zanieczyszczenia sąsiadujące bezpośrednio z gminą.

Przykład

Na terenie **m.st. Warszawy** największy wpływ na wielkość stężeń pyłu zawieszonego PM₁₀ i PM_{2,5} oraz benzo(a)pirenu w obszarach przekroczeń miał napływ zanieczyszczeń spoza Warszawy (ponad 42,0%). Natomiast biorąc pod uwagę źródła zanieczyszczeń powstające na terenie Warszawy to odnośnie zanieczyszczeń pyłowych (PM₁₀ i PM_{2,5}) oprócz transportu samochodowego (udział źródeł liniowych wynosił dla pyłu zawieszonego PM₁₀ blisko 40,0%

¹¹ Krajowy bilans emisji SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 1990–2019.

natomiast dla PM_{2,5} – ponad 37,0%) istotny wpływ miały źródła powierzchniowe, czyli indywidualne ogrzewanie budynków kotłami na paliwa stałe (węgiel, drewno – 17,0% dla pyłu PM₁₀ i ponad 19,0% dla pyłu PM_{2,5}). W wypadku zanieczyszczeń benzo(a)pirenem niemal wyłącznym źródłem było indywidualne ogrzewanie budynków kotłami na paliwa stałe. Pozostałe źródła emisji z terenu Warszawy (w szczególności procesy spalania i produkcyjne w przemyśle) nie miały znaczącego wpływu na jakość powietrza w mieście.

5.2. Tworzenie strategii rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych

Minister zidentyfikował bariery i ograniczenia w rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych i podjął działania diagnostyczne i projektujące strategiczne podejście do ciepłownictwa. Podejmowane działania były jednak opóźnione, niekonsekwentne i nieskuteczne.

Minister w planach działalności dla działu energia na lata 2016–2018 nie formułował celów w zakresie rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych, natomiast cele zaplanowane na lata 2019–2021 były realizowane nieskutecznie.

Prace powołanego w październiku 2018 r. *Zespołu do spraw funkcjonowania rynku ciepła* zakończyły się bez realizacji celu, jakim było wypracowanie generalnych rozwiązań i systemów wsparcia dla sektora ciepłownictwa. Prace powołanego w lipcu 2020 r. nowego *Zespołu do spraw określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła* koncentrowały się już na analizie funkcjonowania tego rynku i na tej podstawie proponowaniu zmian w przepisach bądź kierunków zmian. Prace nad dokumentem strategicznym rozwoju ciepłownictwa – *Strategią dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.* podjęto dopiero w 2020 r. Nie zakończono jednak tych prac. Mimo planowanego przedstawienia tego dokumentu Radzie Ministrów do akceptacji w IV kwartale 2021 r., *projekt* pozostawał na etapie przygotowania. Wyznaczone w PEP 40 na 2021 r. działania *Zapewnienia warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego* nie zostały zakończone i miały być kontynuowane w 2022 r., poprzez zmianę modelu rynku ciepła i polityki taryfowej.

Nie zrealizowano, zaplanowanego w ramach celu 7 PEP 40 działania *Zapewnienie warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego* poprzez: uproszczenie procedur w obszarze prowadzenia inwestycji w zakresie ciepłowniczej infrastruktury. Prowadzone w latach 2009–2018 prace nad ustawą *o korytarzach przesyłowych* nie zostały sfinalizowane.

Gminy nie przeprowadzały samodzielnie, ani nie zlecały przeprowadzenia w latach 2016–2021 (I połowa) odrębnej analizy w zakresie barier utrudniających rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Częściowe analizy były wykonywane na etapie prac nad dokumentami kształtującymi politykę energetyczną w gminach oraz programami poprawy stanu środowiska. Jednak większość skontrolowanych gmin nie posiadała aktualnych *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło* jako narzędzia realizacji zadań w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło. Nieprawidłowości dotyczyły nie tylko nieterminowego wykonania obowiązku aktualizacji tego dokumentu, ale również nieuwzględnienia w *Założeniach* niektórych elementów, wymaganych *Prawem energetycznym* (dwie gminy) oraz/lub nierzetelnego opracowania tego dokumentu, a także niespójności zadań określonych w *Założeniach* z innymi programami strategicznymi gminy.

Większość gmin nie sporządziła oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy, co było niezgodne z art. 18 ust. 1 pkt 5 *Prawa energetycznego*.

Wszystkie gminy posiadały programy, w których ujęto działania dotyczące poprawy efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego. Zaplanowane w poszczególnych programach przedsięwzięcia dotyczyły przede wszystkim: modernizacji źródeł wytwarzania ciepła, rozbudowy (bądź modernizacji) sieci ciepłowniczej, termomodernizacji budynków oraz udzielania dotacji dla osób fizycznych na wymianę przestarzałych pieców węglowych.

5.2.1. Analiza sektora ciepłowniczego pod względem identyfikowania barier w rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych

Minister nie wykonywał okresowych ocen rozwoju systemów ciepłowniczych. Według wyjaśnień Dyrektora DC, Ministerstwo opierając się na danych Prezesa URE i organizacji branżowych dysponowało wiedzą oraz danymi niezbędnymi do określania reguł funkcjonowania sektora ciepłownictwa, implementacji prawa UE oraz formułowania planów i strategii dla tego sektora.

Głównymi barierami rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych zidentyfikowanymi przez Ministerstwo były:

- struktura systemów ciepłowniczych w Polsce (70,0% wytwarzanego ciepła pochodziło z paliwa węglowego);
- niewystarczające środki finansowe przedsiębiorców na inwestycje w transformację ciepłowniczą – spowodowane wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ i gazu ziemnego; kształtem systemu taryfowego, nastawionego na stabilizację cen ciepła (powodującego wydłużenie okresu zwrotu z zaangażowania kapitału);
- od 2014 r. Minister dysponował pełną wiedzą¹², że w trzecim okresie rozliczeniowym systemu EU ETS, przypadającym na lata 2013–2020, podmioty z branży ciepłowniczej będą musiały ponosić coraz wyższe nakłady finansowe na zakup uprawnień do emisji CO₂. W Ocenie Skutków Regulacji projektu ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. o *systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych*¹³ oszacowany koszt zakupu uprawnień przez ciepłownie zawodowe wyniósł 984,6 mln zł;
- zmniejszenie się zapotrzebowania na ciepło wynikające z termomodernizacji i wzrostu norm efektywności energetycznej budynków;
- niepewności w zakresie europejskiej polityki klimatycznej (konieczność zmniejszenia emisji CO₂, ograniczenie przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, proponowany przez KE wzrost udziału energii z OZE, niepewność inwestycyjna związana z podejściem KE do kwestii wykorzystania w ciepłownictwie gazu ziemnego).

Brak sformalizowanego systemu monitorowania rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych

Barierami rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych

¹² W 2014 r. w Ministerstwie trwały prace nad przygotowaniem projektu nowej ustawy o *systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych* wymuszone potrzebą dokonania transpozycji przepisów prawa UE, zmieniających funkcjonowanie systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

¹³ Dz. U. z 2022 r. poz. 1092.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Infografika 5

Barriere rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych wskazywane przez Ministra



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od kontrolowanych podmiotów.

Organizacje branżowe sektora ciepłowniczego¹⁴ wskazywały jako bariery rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych również (barriere niewskazane przez Ministra):

- brak dokumentu strategicznego określającego sprecyzowane, stałe, wieloletnie kierunki na poziomie krajowych zmian w ramach transformacji sektora ciepłowniczego i promowanych technologii;
- brak zsynchronizowania procesu głębokiej termomodernizacji¹⁵ budynków z modernizacją lokalnych sieci ciepłowniczych i budową/modernizacją źródeł ciepła. Pomimo wymogu przekazania do KE dokumentu w terminie do 10 marca 2020 r. Minister Rozwoju i Technologii nie opracował jeszcze *Długoterminowej Strategii Renowacji*¹⁶;
- brak regulacji ułatwiających prowadzenie inwestycji w zakresie infrastruktury sieciowej;

¹⁴ Źródło: opracowania Forum Energii: *Przedsiębiorstwa ciepłownicze przyszłości, Nowy model biznesowy; Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce; Czyste ciepło 2030, Strategia dla ciepłownictwa; Ciepłownictwo w Polsce* publikacja z 2019 r.; opracowanie PIE *Czas na ciepło*; analiza opracowana na zlecenie MKiŚ *Czyste ciepło*; raport Polityka Insight przygotowany przy udziale Prezesa URE *Ciepło do zmiany – jak zmodernizować ciepłownictwo systemowe w Polsce*; opracowanie ARE SA *Krajowy Integrator Procesów inwestycyjnych w PEC Program wsparcia małych i średnich Przedsiębiorstw Energetyki Ciepłej*; opracowanie IGCP *Raport w zakresie transformacji ciepłownictwa systemowego w Polsce*.

¹⁵ Poddając budynek głębokiej termomodernizacji, należy skoncentrować się przede wszystkim na wysokim poziomie oszczędności energii (jest to zazwyczaj około 50,0%), jaki należy osiągnąć dla obiektu oraz na poprawieniu jego charakterystyki energetycznej. Zgodnie z projektem *Długoterminowej Strategii Renowacji* z lutego 2021 r. głęboka renowacja będzie możliwa do osiągnięcia dopiero po 2035 r. Zgodnie z informacją RM (dostępna w dniu 13 października 2021 r.). <https://archiwum.bip.kprm.gov.pl/kpr/form/r57519716,Projekt-uchwały-Rady-Ministrow-w-sprawie-przyjecia-quotDlugoterminowej-strategii.html>

¹⁶ Obowiązek przygotowania nowych zapisów oraz aktualizacji *Długoterminowej Strategii Renowacji* wynika z art. 2a dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. UE L 153 z 18.06.2010, str. 13, ze zm.), zwanej dalej dyrektywą 2010/31. Przedłożenie KE *Strategii* jest konieczne, aby spełnić warunkowość wstępną dla perspektywy UE na lata 2021–2027.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

- konieczność równoległego finansowania inwestycji związanych z modernizacją technologii oczyszczania spalin (dostosowanie do *konkluzji BAT* i do dyrektywy MCP) i przekształceniem źródeł w efektywne systemy ciepłownicze – dotychczas Ministerstwo nie analizowało kwestii skumulowania się inwestycji;
- brak krajowego doświadczenia w zakresie implementacji i ograniczenie wynikające z możliwości polskiego przemysłu z uwagi na budowę w ciągu następnej dekady nowych jednostek wytwórczych i modernizację sieci dystrybucji ciepła przez 396 koncesjonowanych przedsiębiorców energetycznych (dane URE za 2019 r.).

Infografika 6

Barier rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych wskazywane przez organizacje branżowe



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od kontrolowanych podmiotów.

Z 25 gmin objętych kontrolą 24 nie przeprowadzało samodzielnie, jak również nie zlecało przeprowadzenia w latach 2016–2021 (I połowa) odrębnej całościowej analizy w zakresie oceny ograniczeń utrudniających rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Częściowe analizy w tym zakresie były wykonywane na etapie opracowań przez gminy dokumentów strategicznych kształtujących politykę energetyczną gminy jak i programów związanych z poprawą stanu środowiska, w tym programów dotyczących ograniczenia zanieczyszczeń powietrza.

Tylko Rada Miasta Krakowa w dniu 23 września 2015 r. uchwałą Nr XXV/418/15 w sprawie kierunków działania Prezydenta Miasta Krakowa w sprawie rozwoju sieci ciepłowniczej, zobowiązała Prezydenta Miasta Krakowa do wykonania analizy dotyczącej zasadności rozbudowy sieci ciepłowniczej o niskich walorach ekonomicznych dla celów podniesienia efektywności ekologicznej i poprawy stanu powietrza, z uwzględnieniem skutków takiej rozbudowy dla zmian polityki cenowej w zakresie cen ciepła.

Analiza szans i zagrożeń dla rozwoju systemów ciepłowniczych wykonywana przez gminy

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

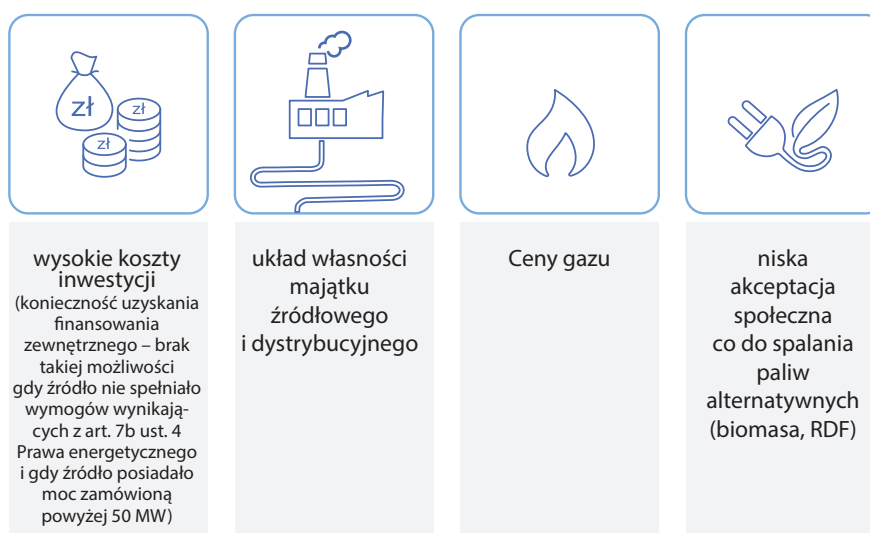
Utrudnienia w rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych prezentowane przez gminy

Zasadniczymi ograniczeniami utrudniającymi (a nawet uniemożliwiającymi) rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych, przedstawianymi przez gminy były:

- wysokie koszty inwestycji (konieczność uzyskania finansowania zewnętrznego);
- układ własności majątku źródłowego oraz dystrybucyjnego – forma własności przedsiębiorstw - ich struktura organizacyjna nie dawała gminom narzędzi do prowadzenia ewentualnej praktyki interwencyjnej wobec podmiotów będących głównymi właścicielami majątku ciepłowniczego. Ponadto układ własności uzależniał realizację wymaganych działań odtworzeniowych od kondycji finansowej tych przedsiębiorstw;
- niepodejmowanie decyzji inwestycyjnych przez przedsiębiorstwa przesyłu i dystrybucji z uwagi na brak możliwości uzyskania wsparcia ze środków publicznych (sytuacja powyższa występowała, gdy pomiędzy różnych przedsiębiorców – nie powiązanych właścicielsko – rozdzielona była działalność przesyłu i dystrybucji oraz wytwarzania ciepła, a źródło wytwarzania ciepła nie spełniało wymogów określonych w art. 7b ust. 4 *Prawa energetycznego*);
- ceny gazu (kilkukrotny ich wzrost w ciągu 2021 r.);
- brak środków dotacyjnych dla przedsiębiorstw posiadających źródła ciepła o mocy zamówionej powyżej 50 MW oraz przedsiębiorstw nieposiadających efektywnego systemu ciepłowniczego;
- niska akceptacja społeczna co do spalania paliw alternatywnych (biomasa, RDF).

Infografika 7

Bariery rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych wskazywane przez gminy



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od kontrolowanych podmiotów.

5.2.2. Opracowanie rządowych programów działań służących rozwojowi efektywnych systemów ciepłowniczych uwzględniających zdiagnozowane bariery

Minister w planach działalności dla działu energia na lata 2016–2018 nie formułował celów w zakresie rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych. Natomiast na lata 2019–2021 sformułował cele i zadania dotyczące opracowania nowego modelu rynku ciepła i *strategii dla ciepłownictwa*. Sformułowany w planach na lata 2020–2021 cel dotyczył przygotowania *strategii rozwoju ciepłownictwa* po analizie aktualnego modelu rynku ciepła i przyjęciu koncepcji transformacji ciepłownictwa. W planach na lata 2018–2020 Minister zakładał realizację celów i zadań wdrażających nowy system wsparcia wysokosprawnej kogeneracji oraz optymalizację dostępności wsparcia z tego systemu.

Powołany w dniu 18 października 2018 r. *Zespół do spraw modelu funkcjonowania rynku ciepła*, do którego zadań należało opracowanie m.in. oceny funkcjonowania rynku ciepła w Polsce; oceny potencjału oraz rekomendacji w zakresie strategii rozwoju obszaru rynku ciepła, w tym w szczególności w kontekście dostosowania do wymogów implementowanego prawa unijnego, nie zrealizował swojego zadania. Nie opracował generalnych rozwiązań i rekomendacji w zakresie strategii dla rynku ciepła. Przygotował jedynie fragment *strategii dla ciepłownictwa* oraz koncepcję zmian modelu rynku ciepła, która nie została następnie przez Ministra wykorzystana. Prace, powołanego w lipcu 2020 r., nowego *Zespołu do spraw określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła* związane były już tylko z analizą funkcjonowania tego rynku i na tej podstawie proponowaniem zmian bądź kierunków zmian w przepisach. Były to działania doraźne i ograniczyły się jedynie do propozycji zmiany rozporządzenia w sprawie zasad kształtowania taryf, mającej na celu uwzględnienie lawinowych wzrostów cen uprawnień do emisji CO₂ w taryfach obowiązujących w 2020 r.

Zintensyfikowanie prac nad kompleksowym dokumentem regulującym funkcjonowanie rynku ciepła nastąpiło dopiero w 2020 r. W pracach tych wystąpiło opóźnienie. Nie przedstawiono w zaplanowanym terminie – do końca 2021 r. – Radzie Ministrów projektu *Strategii dla ciepłownictwa*.

Z wyjaśnień dyrektora DC wynikało, że główną przyczyną niepodejmowania działań systemowych i niezakończenia podjętych prac w powyższym zakresie był brak takiego obowiązku w przepisach prawa. Zdaniem NIK, brak wyrażonego wprost obowiązku prawnego podjęcia działań czy opracowania strategii działania nie może stanowić uzasadnienia zaniechania realizacji zadań w zakresie kompetencji Ministra. Na podstawie art. 7a ust. 2 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej¹⁷ do ministra właściwego do spraw energii należą w szczególności sprawy rynków energii oraz infrastruktury energetycznej, w tym funkcjonowania systemów energetycznych, z uwzględnieniem zasad racjonalnej gospodarki i potrzeb bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zidentyfikowanie ryzyk czy zagrożeń dla rynku ciepła oraz dla rozwoju infrastruktury ciepłowniczej, a następnie opracowanie programu działań zapobiegającego negatywnym zjawiskom, mieściło się więc w zakresie obowiązków Ministra.

Cele w zakresie rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych formułowane w planach działalności dla działu energia

Nieskuteczne działania Zespołu do spraw modelu funkcjonowania rynku ciepła

Zwłoka w opracowaniu Strategii dla ciepłownictwa

¹⁷ Dz. U z 2021 r. poz. 1893, ze zm.

Z wyjaśnień Podsekretarza Stanu wynikało, że wprowadzenie mechanizmu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji stanowiło systemowe działanie mające na celu transformację systemów ciepłowniczych w efektywne systemy ciepłownicze.

W opinii NIK efektywny system ciepłowniczy to nie tylko system, w którym do wytwarzania ciepła wykorzystuje się co najmniej 75% ciepła pochodzącego z kogeneracji. To także system, w którym do wytwarzania ciepła wykorzystuje się 50% energii z OZE, 50% ciepła odpadowego, a także 50% połączenia energii i ciepła wytwarzanych z OZE, ciepła odpadowego i ciepła i wysokosprawnej kogeneracji. Ponadto wsparcie wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji obejmowało dofinansowanie wyprodukowanej energii elektrycznej (kosztów jej wyprodukowania), nie obejmowało natomiast nakładów inwestycyjnych na modernizację źródeł wytwarzania ciepła. Nie można więc stwierdzić, że wsparcie wysokosprawnej kogeneracji stanowiło systemowe działanie mające na celu transformację systemów ciepłowniczych w kierunku efektywnych energetycznie. Był to jedynie jeden z elementów takiej transformacji, niewystarczający w świetle nowych wymogów nakładanych na operatorów systemów ciepłowniczych oraz wytwórców ciepła.

Działania służące poprawie kondycji finansowej sektora ciepłownictwa

W latach 2020–2021 Minister zainicjował i wprowadził zmiany przepisów regulujących taryfę dla ciepła. Zmiany miały na celu dostosowanie metody kosztowego kształtowania taryfy wytwarzania ciepła w jednostkach kogeneracji do nowego mechanizmu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji (wprowadzonego ustawą o *promowaniu CHP*), a także pokrycia niedoboru finansowego przedsiębiorstw ciepłowniczych, wynikłego ze wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ oraz poprawy płynności finansowej w tym sektorze, umożliwiającej uzyskanie przez przedsiębiorstwa większej zdolności kredytowej pozwalającej na finansowanie inwestycji.

Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie *szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło*¹⁸ umożliwiło m.in.: uelastycznienie procesu zmiany taryfy w przypadku zmiany czynników zewnętrznych, tj. wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, wzrostu cen paliw czy wzrostu cen energii elektrycznej, a także umożliwiło jednorazowe pokrycie poniesionych w 2018 r. kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂ w taryfie kalkulowanej metodą benchmarkową.

Cele transformacji sektora ciepłowniczego określone w dokumentach rządowych

W *Krajowym Planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*¹⁹ założono osiągnięcie na koniec 2030 r. 28,4% udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie oraz roczny wzrost udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,1 punktu procentowego. Ponadto założono rozwój ekologicznych i efektywnych systemów ciepłowniczych (w tym uciepłowanie elektrowni) i rozwój produkcji ciepła w kogeneracji (zamianę kotłów ciepłowniczych na kogeneracyjne).

¹⁸ Dz. U. z 2020 r. poz. 718, ze zm. – weszło w życie 8 maja 2020 r., które poprzedzało rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 września 2017 r. w sprawie *szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło* – (Dz. U. z 2017 r. poz. 1988) – uchylone z dniem 8 maja 2020 r.

¹⁹ Dokument przekazany Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r. Rada Ministrów na wniosek Ministra Klimatu i Środowiska w dniu 28 czerwca 2019 r. przyjęła *Krajowy Plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* do wiadomości.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

W PEP 40 *Cel szczegółowy 7 Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji*²⁰ dedykowano rozwojowi ciepłownictwa i kogeneracji. Jego realizacja miała następować przede wszystkim poprzez budowę i przekształcanie istniejących systemów w systemy efektywnie energetycznie. Założono osiągnięcie tego statusu w 2030 r. przez co najmniej 85% spośród systemów ciepłowniczych (lub chłodniczych), których moc zamówiona przekraczała 5 MW. Założono również, że w realizacji celu długoterminowego zeroemisyjnego systemu energetycznego stosowane będą technologie energetyczne oparte m.in. na paliwach gazowych. Kluczową rolę miały spełniać działania dotyczące rozwoju kogeneracji i sieci dystrybucji ciepła i chłodu oraz zwiększenie wykorzystania OZE, a także ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów w ciepłownictwie systemowym.

Nie zrealizowano, zaplanowanego²¹ w ramach celu 7 PEP 40 działania *Zapewnienie warunków zwiększenia wykorzystania ciepła systemowego* poprzez: uproszczenie procedur w obszarze prowadzenia inwestycji w zakresie ciepłowniczej infrastruktury sieciowej oraz zmianę modelu rynku ciepła i polityki taryfowej. Prowadzone w latach 2009–2018 prace nad ustawą *o korytarzach przesyłowych*, mającą ułatwić realizację inwestycji liniowych w energetyce, ostatecznie zakończono (bez ich finalizacji) w 2018 r. Prace prowadziło Ministerstwo Infrastruktury jako odpowiedzialne za kwestie zagospodarowania przestrzennego. Według stanu na dzień zakończenia czynności kontrolnych Minister nie prowadził prac legislacyjnych w celu uproszczenia procedur inwestycyjnych w zakresie ciepłowniczej infrastruktury sieciowej. Powyższą analizę powierzył *Zespołowi do spraw lokalnego bezpieczeństwa energetycznego*²².

Nieskuteczna realizacja celu PEP 40 w zakresie uproszczenia procedur legislacyjnych

5.2.3. Opracowanie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło

Spośród 25 gmin objętych kontrolą 21 nie dokonywało aktualizacji *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło* w terminie wynikającym z art. 19 ust. 2 *Prawa energetycznego*, tj. co najmniej raz na trzy lata. Cztery gminy (Pabianice, Warszawa, Zgierz, Włocławek), w związku z niewykonaniem tego obowiązku, przez większość okresu objętego kontrolą nie posiadały aktualnych *Założeń*.

Brak aktualnych *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło*

Pierwszą aktualizację już posiadanych *Założeń* (bądź przyjęcie *Założeń*) gminy były zobowiązane wykonać, na podstawie art. 17 ustawy *o zmianie Prawa energetycznego*, do dnia 12 marca 2012 r.

Przykłady

Gmina Zgierz, po przyjęciu w dniu 28 lutego 2002 r. *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło* (zmienionych uchwałą nr XL/423/2002 Rady Miasta Zgierz w dniu 28 marca 2002 r.), dopiero w dniu 29 grudnia 2020 r., czyli prawie dziewięć lat po wymaganym terminie, przyjęła aktualizację tego dokumentu. Według wyjaśnień Prezydenta Miasta, mimo niewypełnienia tego obowiązku

²⁰ Wpisywał się w filar PEP 40 *Zeroemisyjny system energetyczny i Dobra jakość powietrza*.

²¹ Do końca 2021 r. przez Ministra Klimatu i Środowiska, Ministra Rozwoju i NFOŚiGW.

²² Powołanego zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 17 maja 2021 r. w sprawie powołania *Zespołu do spraw lokalnego bezpieczeństwa* – Dz. Urz. MKiŚ poz. 47.

plany i inwestycje były szeroko omawiane podczas walnych zgromadzeń wspólników Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o., jak również podczas posiedzeń rady nadzorczej spółki.

Miasto st. Warszawa po uchwaleniu w dniu 3 października 2003 r. *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło*, dopiero w dniu 12 maja 2015 r. zawarło umowę na wykonanie aktualizacji dokumentu. Opracowany projekt *Założeń* został odebrany w dniu 28 listopada 2016 r. a *Założenia* zostały przyjęte uchwałą Rady m.st. Warszawy z dnia 27 sierpnia 2020 r. W wyjaśnieniach Zastępcy Dyrektora Biura Infrastruktury jako przyczynę dokonania aktualizacji dopiero w sierpniu 2020 r. wskazał fakt przedłużającej się procedury udzielenia zamówienia publicznego, związanego z wyłonieniem wykonawcy tego dokumentu. W marcu 2011 r. w związku ze złożeniem ofert przekraczających cenowo środki przeznaczone na wykonanie zamówienia, postępowanie zostało unieważnione. Po zabezpieczeniu środków, wykonawca wybrany został w lipcu 2012 r., natomiast w wrześniu 2013 r., z uwagi na opóźnienia i nienależyte wykonanie prac zamawiający podjął decyzję o odstąpieniu od umowy i naliczeniu wykonawcy kary umownej. NIK, uwzględniając powyższe fakty, wskazuje, że wystąpiły częściowo obiektywne przyczyny zwłoki, ale fakty świadczą przede wszystkim o niewłaściwym planowaniu i zarządzaniu ryzykiem w wykonywaniu tego ustawowego obowiązku. Zdaniem NIK procedury postępowań o udzielenie zamówień publicznych, w przypadkach wykonywania zadań z określonym ustawowo terminem, powinny uwzględniać analizę ryzyka związanego z typowymi dla takich postępowań czynnikami. NIK zauważa przy tym, że od momentu odstąpienia od umowy w 2013 r. upłynęło siedem lat, zanim aktualizacja *Założeń* została przyjęta przez Radę Miasta. Na 8-letnie opóźnienie w wypełnieniu obowiązku aktualizacji *Założeń* w większym stopniu niż problemy z wyborem wykonawcy projektu miał sposób planowania w Urzędzie Miasta prac z tym związanych. Opracowany harmonogram opracowania i wdrożenia *Założeń z 2020 r.* zakładał, że po zawarciu w maju 2015 r. umowy na wykonanie projektu, jego odebranie nastąpi w grudniu 2016 r., a uchwalenie przez Radę Miasta po upływie czterech lat od odebrania projektu (w III kwartale 2020 r.). Tak więc planowana procedura opracowania *Założeń* była znacznie dłuższa niż trzyletni okres częstotliwości ich aktualizacji.

Po uchwaleniu w dniu 25 lutego 2002 r. przez **Radę Miasta Włocławek** *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło*, gmina dopiero 7 kwietnia 2021. r. zawarła umowę z wykonawcą na opracowanie aktualizacji powyższego dokumentu. Aktualizacja miała zostać wykonana w terminie 7 miesięcy od podpisania umowy, tj. do 6 listopada 2021 r. Jako czynniki wpływające na podjęcie prac związanych z aktualizacją *Założeń* dopiero w 2021 r. Dyrektor Wydziału Dróg Transportu Zbiorowego i Energii podał nieskuteczne próby zatrudnienia pracownika odpowiedzialnego za politykę energetyczną (odpowiednie stanowisko udało się utworzyć dopiero w czerwcu 2020 r.), brak środków w budżecie, a także brak negatywnych konsekwencji nieopracowania *Założeń*. NIK nie podziela takiej argumentacji. Zgodnie z art. 18 ust. 1 pkt 1 *Prawa energetycznego* działalność polegająca na zaopatrywaniu w energię ciepłą to zadanie własne gminy, mające charakter użyteczności publicznej, a brak aktualnych *Założeń* prowadzi do niezgodnej z przepisami realizacji tego zadania, polegającego na planowaniu i organizacji zaopatrzenia w ciepło.

W efekcie przedstawionych powyżej nieprawidłowości gminy nie dysponowały w latach 2012–2020 aktualnym dokumentem określającym politykę w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło. Powodowało to ryzyko nieuwzględnienia w realizowanych zadaniach własnych zmieniających się uwarunkowań na lokalnym rynku ciepła. Jednocześnie brak aktualnych *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło* stwarzał ryzyko nie-

zgodności pomiędzy *Załoženiami* a planami rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych (dystrybucyjnych) działających na terenie gmin. To wieloletnie zaniechanie spowodowało także niewykonywanie obowiązku określenia możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej, wprowadzonego do *Prawa energetycznego* (art. 19 ust. 3 pkt 3a) jako obowiązkowy element *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło*.

W 16 z 24 gmin (66,7%), posiadających *Załozenia* (bądź ich aktualizację) były one wadliwie opracowane. W dwóch przypadkach (Legionowo, Piotrków Trybunalski) nie zawarto elementów wymaganych art. 19 ust. 3 *Prawa energetycznego* – możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu ustawy *o efektywności energetycznej* (art. 19 ust. 3 pkt 3a) oraz możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem ciepła użytkowego wytwarzanego w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych (art. 19 ust. 3 pkt 3 *Prawa energetycznego*). W 10 *Załozeniach*²³ elementy wymagane powyższym przepisem były formalnie zawarte, jednak faktycznie nie uwzględniały dyspozycji tych przepisów, np. nie wskazując skali i rzeczowego zakresu możliwych do zastosowania środków racjonalizacji i użytkowania ciepła, wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów energii oraz zastosowania środków poprawy efektywności energetycznej.

Nieprawidłowe opracowanie *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło*

Przykład

W *Załozeniach z 2015 r.* oraz w *Załozeniach z 2018 r.*²⁴ przyjętych przez **miasto Kielce** przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła (art. 19 ust. 3 pkt 2 *Prawa energetycznego*) nie zostały skonkretyzowane pod względem możliwego zakresu rzeczowego ich zastosowania w warunkach lokalnego rynku ciepła, jak również nie wskazano szacunkowych danych o niezbędnych zasobach i środkach. W odniesieniu do możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek lokalnych zasobów energii z uwzględnieniem ciepła wytwarzanego w instalacjach odnawialnego źródła energii i ciepła użytkowego wytwarzanego w kogeneracji (art. 19 ust. 3 pkt 3 *Prawa energetycznego*) również nie określono lokalnych zasobów ciepła i możliwego ich wykorzystania. Wymieniono jedynie podmioty wykorzystujące energię solarną oraz realizujące pilotażowy projekt mikroinstalacji fotowoltaicznej, zawarto informację, że dopiero po przeprowadzeniu badań magneto-tellurycznych można będzie stwierdzić jakie są możliwości wykorzystania energii geotermalnej oraz zalecenie promowania wykorzystania energii geotermalnej tzw. płytkiej (bez podania jej potencjału). W zakresie możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 10 ust. 2 oraz art. 6 ust. 2 ustawy *o efektywności energetycznej* (art. 19 ust. 3 pkt 3a *Prawa energetycznego*)²⁵ nie wskazano wymiernych skutków zamierzonych działań w zakresie zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło. Wskazanie jedynie, że występuje znaczny potencjał oszczędności związanych z szeroko pojętą gospodarką energetyczną.

²³ Gminy: Gliwice, Gniezno, Kielce, Legionowo, Nowy Sącz, Radom, Świdnica, Tomaszów Mazowiecki, Zabrze, Zgierz.

²⁴ Uchwalonych odpowiednio: w dniu 22 stycznia 2015 r. i 8 października 2018 r.

²⁵ Art.10 ust. 2 ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. *o efektywności energetycznej* – (Dz. U. z 2015 r. poz. 2167, ze zm.) – uchylona z dniem 1 października 2016 r. oraz aktualnie obowiązujący przepis art. 6 ust.2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. *o efektywności energetycznej* (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166, ze zm.).

W jednych *Założeniach* (Mielec) nierzetelnie oszacowano zapotrzebowanie na ciepło dla miasta. W kolejnych (Legnica) nie uwzględniono nowego przedsięwzięcia, dotyczącego modernizacji systemu zaopatrzenia miasta w ciepło w zakresie obejmującym budowę nowego źródła ciepła, opartego o paliwo gazowe, a w *Założeniach z 2017 r.* i *Założeniach z 2020 r.* (przyjętych przez Radę Miejską w Pszczynie)²⁶ nierzetelnie przedstawiono opis miejskiego systemu ciepłowniczego.

Niewskazanie w *Założeniach* celów ukierunkowanych na tworzenie efektywnego systemu ciepłowniczego

W *Założeniach* opracowanych przez 16 gmin (66,7%) nie wskazano celów wynikających z potrzeb gmin, jak również szczegółowych zadań w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło, w tym celów w zakresie tworzenia efektywnych systemów ciepłowniczych oraz ich rezultatów. W dokumentach tych przedstawiono podstawowe kierunki działania w zakresie zaopatrzenia w ciepło i/lub powielono plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych.

Przykłady

W *Założeniach z 2017 r.*²⁷ wskazano ogólne cele gospodarki energetycznej **Radomia**, które dotyczyły m.in. polepszenia jakości powietrza (poprzez realizację *Planu Gospodarki Niskoemisyjnej*) oraz podniesienia bezpieczeństwa energetycznego. Nie wskazano szczegółowych celów i zadań w zakresie zaopatrzenia w ciepło, a także zakładanych rezultatów planowanych działań. Natomiast w odniesieniu do nowych terenów pod zabudowę ustalono zaopatrzenie w ciepło z sieci ciepłowniczej centralnej, a w przypadku braku technicznych możliwości dopuszczono stosowanie OZE, pomp ciepła, kolektorów słonecznych, systemów fotowoltaicznych, indywidualnych instalacji centralnego ogrzewania (typu: ogrzewanie elektryczne, kotłownie gazowe lub olejowe i na paliwo stałe o sprawności co najmniej 80,0%). W *Założeniach* zaprezentowano plany inwestycyjne Radomskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej RADPEC SA na lata 2015–2017.

Miasto st. Warszawa nie określiło w *Założeniach z 2020 r.*²⁸ własnych zadań w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło. We wstępie do *Założeń z 2020 r.* zapisano, że nie wskazują one żadnych konkretnych przedsięwzięć materialnych ani organizacyjnych do realizacji przez kogokolwiek a ukazują jedynie wizję potrzeb i możliwości ich zaspokajania. Dalsze działania miały być podejmowane po zderzeniu informacji z *Założeń z 2020 r.* z rynkiem, w szczególności energetycznym. W załączniku 3 do *Założeń z 2020 r.* (tablica nr 16.01) określono inwestycje do realizacji w zakresie rozbudowy systemów sieciowych dla podmiotów wytwarzających i dystrybutorów, w tym dla operatora sieci ciepłowniczej Veolia Energia Warszawa SA. Dyrektor Biura Infrastruktury wyjaśnił, że *Założenia* nie są dokumentem, który miałyby realizować skonkretyzowane warunki zaopatrzenia w ciepło, w tym niezbędne działania w obszarze rozwoju i modernizacji infrastruktury ciepłowniczej. Izba nie podziela tej argumentacji. Do zadań własnych gminy należy planowanie i organizacja zaopatrzenia wspólnoty w energię ciepłą (art. 18 ust. 1 pkt 1 *Prawa energetycznego*), co m.in. oznacza potrzebę opracowania projektu *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło* (art. 19 ust. 1 *Prawa energetycznego*). *Założenia* są więc strategicznym, sformalizowanym dokumentem planistycznym uchwalanym przez radę gminy, mającym stanowić skuteczne narzędzie w realizacji przez gminę powyższego

²⁶ Odpowiednio: w dniu 27 kwietnia 2017 r. i 26 listopada 2020 r.

²⁷ Przyjętych w dniu 28 sierpnia 2017 r.

²⁸ W dniu 27 sierpnia 2020 r.

ustawowego obowiązku. Nie mogą więc zawierać jedynie wizji potrzeb i możliwości ich zaspokajania. Powinny określać zadania dotyczące tworzenia warunków do powstawania nowych i właściwego wykorzystywania już istniejących urządzeń i instalacji służących zaopatrzeniu w ciepło, w tym zapewniających jego właściwy przesył w granicach jst.

W ocenie NIK nieprawidłowości i zaniechania w opracowaniu *Założeń* wynikały z niezrozumienia przez władze gmin roli tego dokumentu jako głównego narzędzia w kształtowaniu polityki energetycznej gminy, w tym w planowaniu i organizowaniu zaopatrzenia w ciepło. Niepodjęcie analizy w zakresie możliwości zastosowania dostępnych środków w celu zmodernizowania systemu ciepłowniczego na mniej emisyjny i w konsekwencji nieustalenie skonkretyzowanych lokalnych priorytetów rozwoju systemu dystrybucji ciepła oraz potrzeb mieszkańców w tym zakresie (nieoszacowanie potrzeb w przyszłości), a także niewskazanie wynikających z tego kierunków działań, utrudniało (lub wręcz uniemożliwiało) skuteczną i efektywną realizację zadań w zakresie rozwoju i transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku efektywnego energetycznie. Ponadto brak aktualnych *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło* (lub nieuwzględnienie w nich aktualnych warunków zaspokajania zapotrzebowania na ciepło) mógł stanowić podstawę dla przedsiębiorstw energetycznych, odpowiadających za dystrybucję ciepła na danym terenie, do odmowy przyłączenia do sieci. Zgodnie bowiem z art. 7 ust. 5 *Prawa energetycznego* przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane kierować posiadane środki finansowe w pierwszej kolejności na realizację zadań objętych *Założeniami* i *Planami zaopatrzenia*. Pozostałe środki mogą przeznaczać swobodnie, kierując się wyłącznie rachunkiem ekonomicznym. Niewskazanie więc w *Założeniach* (bądź niedysponowanie przez gminę aktualnymi *Założeniami*), warunków określających kierunki rozwoju sieci ciepłowniczej powoduje, że przedsiębiorstwa energetyczne, nie są zobowiązane do realizacji inwestycji związanych z podłączeniem nowych odbiorców na terenach, na których nie przewidziano w *Założeniach* (bądź *Planach zaopatrzenia*) rozbudowy sieci ciepłowniczej. Określenie warunków zaopatrzenia w ciepło w oparciu o nieaktualne uwarunkowania stanowi więc ryzyko w zakresie dostępności mieszkańców do sieci ciepłowniczej.

Dobre praktyki

W *Założeniach* z 2014²⁹ określono trzy cele w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia gminy miejskiej Kraków w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, tj.: zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, zapewnienie warunków do wzrostu gospodarczego przy zminimalizowanym wzroście zapotrzebowania na energię pierwotną oraz ograniczenie oddziaływania systemów energetycznych na środowisko. W każdym z powyższych celów zdefiniowano cele szczegółowe, dla których określono zakres problemowy poprzez zadania kierunkowe i zadania szczegółowe. Określono również rezultaty planowanych działań. Dla celu szczegółowego zapewnienie bezpieczeństwa w zakresie

²⁹ Przyjętych w dniu 2 października 2014 r.

zaopatrzenia w ciepło określono pięć zadań kierunkowych³⁰, które miały być realizowane przez 11 zadań szczegółowych, w tym: budowę sieci ciepłowniczych w obszarach rozwojowych i strategicznych; budowę sieci ciepłowniczych do nowych odbiorców energii cieplnej w granicach obszaru urbanizacji miasta; rozbudowę sieci ciepłowniczej w celu likwidacji ogrzewania paliwami stałymi (zakres koniecznej rozbudowy sieci ciepłowniczej miał zostać określony w PONE) oraz modernizację sieci ciepłowniczych, urządzeń sieciowych i armatury oraz stacji wymienników ciepła³¹. Rezultatami planowanych działań miało być zapewnienie dostaw ciepła z sieci ciepłowniczej do wszystkich chętnych odbiorców w granicach obszaru urbanizacji miasta, przy zachowaniu wymaganych parametrów jakościowych; zapewnienie wieloźródłowego zasilania dla sieci ciepłowniczej; zapewnienie zasilania odbiorców w sytuacjach awaryjnych; podłączenie 200–300 nowych odbiorców na rok o łącznej mocy zamówionej 20–30 MWE/rok, budowę około 7–10 km/rok sieci ciepłowniczej dla podłączenia nowych odbiorców oraz modernizacja około 2–3 km/rok sieci ciepłowniczej poprzez wymianę na rury preizolowane.

5.2.4. Wykonanie oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych na obszarze gminy

Niewywiązanie się z obowiązku określonego w art. 18 ust. 1 pkt 5 *Prawa energetycznego*

Większość gmin (80% objętych kontrolą) nie wypełniła obowiązku określonego w art. 18 ust. 1 pkt 5 *Prawa energetycznego*, polegającego na wykonaniu oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy. Obowiązek ten od 1 października 2016 r. stanowił jedno z zadań własnych gminy. Władze gmin wyjaśniły niewykonanie tego obowiązku koniecznością wykonania oceny potencjału tylko w przypadku opracowania projektu *Planu zaopatrzenia w ciepło*³². Ocena potencjału stanowi element obligatoryjny powyższego planu. Prezydenci podali również, że wykonanie takiej oceny było w gestii przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie gmin.

³⁰ Zapewnienie wieloźródłowych dostaw ciepła do sieci ciepłowniczej; utrzymanie potencjału wytwórczego u dostawców ciepła do sieci ciepłowniczej na poziomie zapewniającym pokrycie planowanego zapotrzebowania na ciepło; modernizacja i rozbudowa sieci ciepłowniczej w granicach obszaru urbanizacji miasta; zapewnienie odbiorcom zasilanym z sieci ciepłowniczej zasilania w sytuacjach awaryjnych w sposób ciągły lub przy obniżonych parametrach; rozwój lokalnych źródeł ciepła, z preferencją dla źródeł wykorzystujących energię odnawialną oraz źródeł pracujących w wysokosprawnej kogeneracji.

³¹ Pozostałe zadania szczegółowe to: budowa spięć pierścieniowych 2φ400 mm „Zabłocie”, 2φ300 mm „Zawiła” oraz 2φ300 mm „Reduta”; budowa połączenia ciepłociągiem 2φ600 mm ZTPO z siecią ciepłowniczą; zwiększenie sprzedaży energii w dostawie całorocznej (ciepła woda, wentylacja, klimatyzacja); wykonanie oceny stanu technicznego sieci magistralnych, pod kątem możliwości wystąpienia awarii; wykonanie analizy sposobu zaopatrzenia w ciepło dla obszaru objętego strategicznym projektem miejskim „Kraków Nowa Huta Przyszłości” z uwzględnieniem możliwości rozbudowy sieci ciepłowniczej; wykonanie analizy sposobu zaopatrzenia w ciepło dla obszaru Centrum Miasta Krakowa, obejmującej tereny w granicach II obwodnicy komunikacyjnej z uwzględnieniem możliwości rozbudowy sieci ciepłowniczej i budowy lokalnych źródeł ciepła w sytuacjach, gdy brak było możliwości zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło w oparciu o sieć ciepłowniczą z preferencją dla źródeł wykorzystujących energię odnawialną oraz źródeł pracujących w wysokosprawnej kogeneracji.

³² Gdy plany przedsiębiorstw energetycznych, o których mowa w art. 16 *Prawa energetycznego* nie zapewniają realizacji uchwalonych przez radę gminy *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło*, zgodnie z art. 20 ust. 2 *Prawa energetycznego* gminy opracowują projekt *Planu zaopatrzenia w ciepło*.

Przykłady

Zastępca Prezydenta Legnicy wyjaśnił, że analiza stanu istniejącego wykazała, iż system ciepłowniczy funkcjonujący na obszarze miasta, zapewnia wystarczający poziom bezpieczeństwa dostaw, jak również jest w stanie zapewnić prognozowane zapotrzebowanie na energię ciepłą, przy założeniach deklarowanych inwestycji przez dystrybutorów energii ciepłej. W związku z powyższym nie zachodziła konieczność opracowania projektu *Planu zaopatrzenia w ciepło*, przy czym właśnie projekt *Planu* powinien zawierać m.in. ocenę potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy. NIK nie podzieliła takiej argumentacji, bowiem ustawodawca nakazał gminom dokonywanie oceny potencjału, a konieczność ujęcia jej w *Planie* jest odrębnym zadaniem, określonym w art. 20 ust. 1 i 2 pkt 4 *Prawa energetycznego*.

Prezydent Głogowa wskazał, że zarządcą infrastruktury ciepłowniczej była Energetyka sp. z o.o., w której gmina nie posiadała udziałów i była jedynie odbiorcą ciepła. W związku z faktem, że gmina nie była właścicielem systemów ciepłowniczych, nie była też zobowiązana do przeprowadzenia oceny potencjału. Zdaniem Prezydenta ocenę powinien wykonać podmiot wytwarzający i dystrybuujący ciepło. Izba nie zgadza się z przedstawioną argumentacją. Przepis art. 18 ust. 1 pkt 5 *Prawa energetycznego* wprost wskazują gminę jako podmiot odpowiedzialny za wykonanie oceny potencjału. Ponadto przepisy *Prawa energetycznego* nie zawierają przesłanek wyłączających dokonanie oceny potencjału.

W swoich wyjaśnieniach Prezydenci wskazywali także, że ocena potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy została zawarta w aktualizacji *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło*.

Przykład

Prezydent Gniezna poinformował, że ocenę potencjału zawarto w treści *Założeń z 2018 r.*³³ NIK nie podziela tej opinii. Zawarcie w dokumencie stwierdzenia, że zastosowanie układów skojarzonych wytwarzania energii ciepłej i elektrycznej, sprawia, iż powstają nowe źródła energii odnawialnej oraz, że w przypadku Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Gniezno sp. z o.o. powstanie odnawialnego źródła energii, zintegrowanego z miejskim systemem ciepłowniczym, poprawi bilans energii odnawialnej w całkowitej produkcji energii miasta, a także, że zastosowanie kogeneracji w przypadku zakładów przemysłowych poprawia ich efektywność energetyczną, nie stanowią bowiem oceny tego potencjału. Taka ocena powinna przede wszystkim zawierać opis zapotrzebowania na ogrzewanie, prognozę zmian tego zapotrzebowania w określonym okresie (np. w ciągu najbliższych 15 lat – skoro projekt *Założeń*, zgodnie z art. 19 ust. 2 *Prawa energetycznego* sporządza się co najmniej na okres 15 lat, to ocena potencjału zawarta w *Założeniach* powinna odnosić się do tego samego okresu) z uwzględnieniem zmian zapotrzebowania, określenie zapotrzebowania na ogrzewanie, które może być zaspokojone z wysokosprawnej kogeneracji (łącznie z mikrokogeneracją lokalną oraz przez systemy ciepłownicze), określenie potencjału w zakresie dodatkowej wysokosprawnej kogeneracji oraz strategię, działania jakie można podjąć w celu wykorzystania określonego potencjału a także oszacowanie przewidywanych oszczędności w energii pierwotnej.

³³ Przyjętych w dniu 21 lutego 2018 r.

Niedokonanie oceny potencjału, o której mowa w art. 18 ust. 1 pkt 5 *Prawa energetycznego*, uniemożliwiało określenie możliwych do zastosowania rozwiązań w systemie ciepłowniczym jako istotnego elementu poprawy efektywności energetycznej infrastruktury gmin. W szczególności w gminach, na terenach których odnotowuje się wysokie straty ciepła³⁴, przeprowadzenie oceny potencjału efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych dałoby gminie informację jaka występuje różnica pomiędzy obecnymi całkowitymi stratami w sieciach przesyłowych, a stratami minimalnymi, jakie występowałyby w tych samych sieciach, gdyby zastosować w nich najlepsze dostępne praktyki.

5.2.5. Uwzględnianie w dokumentach strategicznych i programach operacyjnych gmin potrzeb rozwoju efektywnego systemu ciepłowniczego

Zadania
w zakresie poprawy
gospodarowania ciepłem

Wszystkie gminy objęte kontrolą posiadały programy, w których ujęto działania dotyczące poprawy efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego, w tym 25 gmin (100% skontrolowanych) posiadało studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego (miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego) PGN oraz POŚ, a 11 gmin (44,0%) PONE. Ponadto 17 gmin (68,0%) objętych było programem ochrony powietrza obowiązującym w województwie, w którym położona była gmina. Zaplanowane w poszczególnych programach przedsięwzięcia, dotyczące transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku efektywnego energetycznie były ze sobą spójne i we wszystkich gminach dotyczyły przede wszystkim: modernizacji źródeł wytwarzania ciepła (zastąpienie wysokoemisyjnych technologii węglowych rozwiązaniami niskoemisyjnymi w postaci gazu lub kogeneracji lub zeroemisyjnymi – OZE) rozbudowy (bądź modernizacji) sieci ciepłowniczej, termomodernizacji budynków (gminnych, użyteczności publicznej, mieszkalnych – wielorodzinnych i indywidualnych) oraz udzielaniu dotacji dla osób fizycznych na wymianę przestarzałych pieców węglowych. Skonkretyzowane zadania, w tym: termin realizacji zadania, podmiot odpowiedzialny za realizację oraz wysokość nakładów inwestycyjnych (w tym źródła finansowania), a także konkretny efekt ekologiczny (ograniczenie emisji CO₂³⁵, ograniczenie zużycia energii i wzrost zużycia energii z OZE) zawierały plany gospodarki niskoemisyjnej.

Niespójność zadań
określonych
w Założeniach
z innymi strategicznymi
dokumentami gmin

Założenia dotyczące siedmiu gmin³⁶ były niespójne z innymi strategicznymi dokumentami. Większość rozbieżności dotyczyła nieuwzględnienia w *Założeniach* zadań i kierunków rozwoju systemów ciepłowniczych określonych w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego (bądź studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego). Nie spełniono więc warunku określonego w art. 18 ust. 2 pkt 1 *Prawa energetycznego*, że gmina realizuje swoje zadanie własne w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło zgodnie z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, a w przypadku braku takiego planu

³⁴ Głogów, Legnica, Włocławek, Zabrze, Zgierz.

³⁵ Również ograniczenie emisji PM10, PM2,5 i benzo(a)pirenu.

³⁶ Bydgoszcz, Głogów, Kielce, Legionowo, Pabianice, Piotrków Trybunalski, m.st. Warszawa.

z kierunkami rozwoju gminy zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. W trzech *Założeniach* (Bydgoszcz, Kielce, Głogów) nie uwzględniono natomiast zadań związanych z rozwojem systemu ciepłowniczego prezentowanych w POŚ.

Przykłady

W *Założeniach z 2020 r. m.st. Warszawy* nie wskazano kierunków działań i nie wyznaczono celów rozwoju sieci gazowej dla przyjętych w trzech miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego³⁷ ustaleń, że w obszarach występowania deficytu zasięgu ciepła systemowego, zaopatrzenie w ciepło będzie następować z lokalnych lub indywidualnych urządzeń zasilanych w paliwo gazowe z sieci.

W *Założeniach z 2018 r.*³⁸ **Kielc** nie określono działań dla przyjętego w POŚ³⁹ kierunku interwencji: *Poprawa efektywności energetycznej, w tym poprzez eliminację węgla jako głównego paliwa w lokalnych kotłowniach i indywidualnych gospodarstwach domowych na rzecz przyłączenia do sieci ciepłej lub stosowania ekologicznych nośników energii*. W POŚ zakładano modernizację bądź wymianę nieefektywnych źródeł ciepła, w tym kotłowni należących do Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. (MPEC) oraz budowę jednostki OZE o mocy 6 MW. Tymczasem w *Założeniach z 2018 r.* w punkcie dotyczącym oceny systemu ciepłowniczego, stwierdzono, że istnieje dość wysokie bezpieczeństwo energetyczne z punktu widzenia zasilania MPEC, wynikające z wykorzystania paliw węglowych. Podkreślono konkurencyjność węgla jako nośnika energii. W konsekwencji na terenie gminy istniały dokumenty, które z jednej strony promowały działania związane z eliminacją węgla jako głównego paliwa stosowanego przy wytwarzaniu ciepła, a z drugiej strony uznawały to paliwo za bezpieczny i tani nośnik energii.

Powyższe nieprawidłowości powodowały, że zadania własne gmin związane z planowaniem i organizacją zaopatrzenia w ciepło były realizowane w niespójny sposób i nie były oparte o rzetelną analizę uwarunkowań.

5.3. Realizacja programów w zakresie tworzenia i rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych

Wprowadzane z udziałem Ministra programy wsparcia dla sektora ciepłownictwa nie w pełni uwzględniały potrzeby tej branży, nie obejmowały bowiem niektórych źródeł ciepła, wymagających kosztownych modernizacji (np. warunki programu *Ciepłownictwo powiatowe* uniemożliwiały udział w nim systemów ciepłowniczych w miastach powiatowych). Zostały ponadto zainicjowane z opóźnieniem w stosunku do występujących potrzeb. Programy ze środków krajowych uruchomiono dopiero w 2019 r. W większości przypadków oszacowanie efektów działań pod-

³⁷ Uchwała nr XXXII/972/2020 Rady Miasta Stołecznego Warszawy z dnia 2 lipca 2020 r. w sprawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego rejonu Przedpola Pałacu Wilanowskiego, uchwała nr LXXIII/2065/2018 Rady Miasta Stołecznego Warszawa z dnia 30 sierpnia 2018 r. w sprawie uchwalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego w rejonie ulicy Siedliskowej część pierwsza, uchwała nr XXXVI/893/2016 Rady Miasta Stołecznego Warszawy z dnia 20 października 2016 r. w sprawie uchwalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego rejonu ulicy Żelaznej – część południowa.

³⁸ Przyjętych w dniu 21 stycznia 2018 r.

³⁹ Przyjętym w dniu 30 listopada 2018 r.

jętych przez Ministra nie jest możliwe, ponieważ nie upłynęły jeszcze terminy zakończenia realizacji programów. Inicjatywy legislacyjne także nie przyniosły w pełni oczekiwanych rezultatów. Nie osiągnięto zakładanego w OSR projektu ustawy o *promowaniu CHP* wolumenu mocy zainstalowanej planowanej do osiągnięcia w latach 2019–2021 w wysokości 2400 MW. Do października 2021 r. zrealizowano 15,4% zaplanowanego wskaźnika.

Działania w zakresie modernizacji i rozwoju systemów ciepłowniczych prowadzone na terenie skontrolowanych gmin nie były do końca skuteczne. Nie zrealizowano kluczowych inwestycji mających doprowadzić do przekształcenia systemów ciepłowniczych w efektywne energetycznie. Stopień realizacji pozostałych zadań odbiegał od wartości zaplanowanych co obniżało poziom efektywności tych systemów. Nie osiągnięto części zaplanowanych celów wskazanych w dokumentach strategicznych. Gminy nie wywiązywały się również z obowiązków monitorowania realizacji strategicznych programów związanych z poprawą efektywności energetycznej.

Działania związane z rozwojem efektywnych systemów ciepłowniczych na poziomie administracji rządowej zaplanowano przede wszystkim w ustawie o *wspieraniu CHP*, Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 oraz w programach: *Ciepłownictwo Powiatowe*, *Polska Geotermia Plus* i *Energia Plus*. Na poziomie administracji samorządowej działania te zaplanowane były w *Założeniach do planu zaopatrzenia z ciepła*, gminnych *Programach Ochrony Środowiska* oraz w *Planach Gospodarki Niskoemisyjnej* i *Programach Ograniczenia Niskiej Emisji*.

5.3.1. Efekty mechanizmów wsparcia rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych

Nieosiągnięcie zakładanego poziomu rozwoju wysokosprawnej kogeneracji

Udział wysokosprawnej kogeneracji w produkcji ciepła pozostawał w kontrolowanym okresie na podobnym poziomie. Nie osiągnięto zakładanych w OSR projektu ustawy o *promowaniu wysokosprawnej kogeneracji* na lata 2019–2021 wolumenów mocy zainstalowanej bloków kogeneracyjnych objętych wsparciem. W OSR planowano objęcie wsparciem jednostek kogeneracyjnych o łącznym wolumenie mocy zainstalowanej 2400 MW (w tym: w 2019 r. – 750 MW, w 2020 r. – 1050 MW i w 2021 r. – 600 MW). Według danych Prezesa URE w latach 2019–2021 (do października) wsparciem objęto jednostki kogeneracji opalanej gazem ziemnym o mocy zainstalowanej 368,7 MW (15,4% planowanego w OSR wolumenu mocy objętego wsparciem). Dyrektor Generalny URE poinformował, że przyczynami, które mogły mieć wpływ na nieobjęcie wsparciem instalacji o zaplanowanym w OSR wolumenie mocy zainstalowanej były m.in.:

- konieczność dostosowania zachowania uczestników rynku energii cieplnej do zupełnie nowego systemu wsparcia w formie aukcji w miejsce dotychczas funkcjonujących świadectw pochodzenia z kogeneracji, co wymagało odpowiedniego czasu;
- bariery w podjęciu decyzji o budowie jednostki kogeneracji, szczególnie w jednostkach niemających doświadczenia na rynku energii elektrycznej z uwagi na wyższe koszty inwestycji, większą trudność w realizacji inwestycji, czasochłonność oraz konieczność uczestniczenia w rynku

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

energii elektrycznej, co mogło mieć znaczenie zwłaszcza w przypadku podmiotów, które nie miały doświadczenia w tym zakresie i odpowiedniego zaplecza merytorycznego;

- polityka UE zakładająca eliminację gazu jako paliwa energetycznego (w ramach tzw. taksonomii), co powodowało niepewność działalności inwestycyjnej w zakresie realizacji jednostek kogeneracyjnych wykorzystujących gaz.

Według danych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki udział ciepła z kogeneracji w 2020 r. wyniósł 65,2% produkcji ciepła ogółem, podobnie jak w 2019 r. (65,0%), natomiast w 2018 r. udział ten wynosił 63,5% i był większy o 2,4 punktu procentowego w porównaniu z 2017 r. Nieznacznie zwiększył się udział przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji – spośród 370 wytwórców ciepła biorących udział w badaniu w 2020 r., 34,6% wytwarzało ciepło w kogeneracji (w 2019 r. – 33,0%, w 2018 r. – 32,0%, w 2015 r. 25,0%).

Minister nie skorzystał z uprawnienia wynikającego z § 152 ust. 2 uchwały Nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. *Regulamin pracy Rady Ministrów*⁴⁰ i nie wykonał ewaluacji ex post przepisów *ustawy o wspieraniu CHP*. Podjął natomiast, wspólnie z organizacjami branżowymi, działania zmierzające do identyfikacji barier legislacyjnych wpływających na niewielkie zainteresowanie systemem wsparcia oraz wypracowanie odpowiednich rozwiązań mogących je wyeliminować. Według założeń Ministerstwa *projekt nowelizacji ustawy o promowaniu CHP* miał zostać opracowany w 2022 r.

Brak analizy funkcjonowania wsparcia wprowadzonego ustawą o wspieraniu CHP

NIK zauważa, że wprowadzone w 2021 r. zmiany *ustawy o promowaniu CHP* pozwoliły na zachowanie w systemie wsparcia niewykorzystanego w latach wcześniejszych, natomiast nie wprowadziły mechanizmu na zachowanie niewykorzystanego wsparcia (wolumenów energii) w latach następnych, choćby niewykorzystanego wsparcia w 2021 r. W 2021 r. (do 30 października) w aukcji na premię kogeneracyjną wytwórcy wykorzystali 22% budżetu aukcji, a w naborze na premię kogeneracyjną indywidualną (instrument przeznaczony dla energetyki zawodowej, w tym dla jednostek o mocy powyżej 50 MW) nie złożono żadnej oferty. NIK zauważa, że równolegle funkcjonują dwa systemy wsparcia wytwarzania energii w wysokosprawnej kogeneracji, z których mogą korzystać przedsiębiorcy wytwarzający ciepło w skojarzeniu. Oprócz wsparcia z *ustawy o promowaniu CHP* elektrociepłownie mogą korzystać ze wsparcia w ramach rynku mocy. Minister nie dysponował opracowaniami, które wskazywałyby wpływ rynku mocy na efektywność systemu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

W I Osi Priorytetowej POIiŚ *Zmniejszenie emisyjności gospodarki* (działanie 1.5, 1.6 i 1.7) przewidziano wsparcie ze środków UE na budowę/modernizację źródeł ciepła i zwiększenia zasięgu sieci ciepłowniczych. Do 30 czerwca 2021 r. alokacja w działaniach 1.5 i 1.6 została wykorzystana odpowiednio

Wstępny etap realizacji zadań określone w POIiŚ

⁴⁰ M.P. z 2022 r. poz. 348.

98% i 90%⁴¹. W przypadku działań 1.5 i 1.6 ostatnie konkursy zostały rozstrzygnięte w 2020 r., co powodowało, że wydatkowanie wsparcia nastąpiło po około dwóch latach od przydzielenia środków. W działaniu 1.7 zakontraktowano środki stanowiące 61,0% udostępnionej alokacji. Niepełne wykorzystanie alokacji w tym działaniu było wynikiem rozwiązania umów wsparcia projektów z przyczyn leżących po stronie beneficjentów. W związku z błędami w audytach energetycznych oraz braku możliwości ich wykonania przy spełnieniu założeń określonych we wnioskach o dofinansowanie m.in. z uwagi na wzrost kosztów inwestycji oraz brak zdolności sfinansowania inwestycji przez wspólnoty mieszkaniowe i spółdzielnie. Do dnia 30 czerwca 2021 r. na realizację projektów w trzech ww. działaniach zrealizowano płatności w kwocie 314 583,9 tys. euro, co stanowiło 39,4% dostępnej alokacji. Według stanu na 30 czerwca 2021 r. szacowane wskaźniki rezultatu zmniejszenia emisji CO₂ w działaniach 1.5, 1.6 i 1.7 kształtowały się powyżej planowanych wartości, a wskaźniki produktu zbliżały się wartości docelowych planowanych do osiągnięcia w 2023 r.⁴²

Równoległe ze wsparciem z POIiŚ dostępne były środki z budżetu państwa z Programu Priorytetowego *Wsparcie projektów realizowanych w ramach poddziałania 1.1.1, działań 1.2, 1.5 i 1.6 Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020*. Program dedykowany był beneficjentom I Osi Priorytetowej PO IŚ i stanowił uzupełnienie finansowania projektów, które uzyskały dofinansowanie ze środków UE. Z dostępnej alokacji zwrotnych form dofinansowania w kwocie do 2 000 000 tys. zł do października 2021 r. dofinansowano 56 projektów kwotą 620 000 tys. zł. Nabór wniosków odbywał się w trybie ciągłym do 30 czerwca 2022 r.

Realizacja programów wsparcia wdrażanych przez NFOŚiGW

W latach 2016–2021 NFOŚiGW wdrażał trzy programy (*Ciepłownictwo powiatowe, Polska Geotermia Plus i Energia Plus*⁴³), których celem było wsparcie rozwoju: nowych źródeł ciepła i energii elektrycznej (w tym OZE), sieci ciepłowniczych i magazynów energii. Wdrożenie programów zaplanowano na lata 2019–2025. Beneficjentami dotacji i pożyczek (budżet programów wyniósł łącznie 5 mld zł) były osoby fizyczne, wspólnoty

⁴¹ Kontraktacja w ramach działań: 1.5 – 1 176 981,4 tys. zł; 1.6 – 1 211 821,2 tys. zł; 1.7 – 600 982,0 tys. zł.

⁴² W działaniu 1.5 wskaźnik rezultatu *Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych (CI)* kształtuje się na poziomie 291 706,2 ton równoważnika CO₂ (112,0% wskaźnika); zaplanowano wybudowanie 879,8 km sieci ciepłowniczych co pozwoli na wykonanie w 98,0% wskaźnika produktu *Długość wybudowanych lub zmodernizowanych sieci ciepłowniczych*. W działaniu 1.6 wskaźnik rezultatu *Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych (CI)* kształtuje się na poziomie 2 795 096,1 ton równoważnika CO₂ (225,0% wskaźnika), wskaźniki produktu *Liczba wybudowanych lub zmodernizowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w ramach wysokosprawnej kogeneracji* kształtuje się w ilości 175 sztuk wobec planowanych 93 sztuk, wskaźnik *Liczba wybudowanych lub zmodernizowanych jednostek wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w ramach wysokosprawnej kogeneracji z OZE* kształtuje się na poziomie 34 sztuk wobec planowanych 10 sztuk. W działaniu 1.7 wskaźnik rezultatu *Szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych (CI)* kształtuje się na poziomie 286 295,9 ton równoważnika CO₂ (2951,0% wskaźnika), wybudowanie 149,75 km sieci ciepłowniczych zapewni realizację na poziomie 95,0% wskaźnika produktu *Długość wybudowanych lub zmodernizowanych sieci ciepłowniczych*.

⁴³ Program Priorytetowy *Energia Plus* dedykowano zmniejszeniu oddziaływania przedsiębiorstw na środowisko naturalne (nie był więc bezpośrednio dedykowany efektywnym systemom ciepłowniczym). Ze środków *Programu* mogły być finansowane biogazownie i kogeneracja.

lub spółdzielnie mieszkaniowe, spółki ciepłownicze oraz przedsiębiorcy prowadzący działalność gospodarczą. Do 31 czerwca 2021 r. wypłacono wsparcie w kwocie 193,6 mln zł (dotacje na kwotę 35,0 mln zł, pożyczki na kwotę 158,6 mln zł). We wszystkich trzech programach z uwagi na niezakończoną realizację dofinansowania projektów, nie osiągnięto jeszcze wskaźników celów programu (wskaźniki planowane), np. zmniejszenie emisji CO₂, dodatkowa zdolność wytwarzania energii z OZE i dodatkowa zdolność wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji.

Przykład

W programie *Ciepłownictwo powiatowe* wskaźnik zmniejszenia emisji CO₂ zrealizowano na poziomie 19,1% (15,3 tys. Mg/rok) zakładanej minimalnej wartości, wskaźnik dodatkowej zdolności wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 25,4% (6,3 MW) minimalnej zakładanej wartości, a wskaźnik dodatkowej zdolności wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji zrealizowano na poziomie 8,7% (2,2 MW) minimalnej zakładanej wartości. Na wypłaty w programie wykorzystano kwotę 47 858,5 tys. zł (9,6% budżetu). Dotacje wypłacono na kwotę 10 384,0 tys. zł i pożyczki na kwotę 37 474,5 tys. zł.

Niski stan wykorzystania środków i realizacji wskaźników monitorowania efektów wynikał z wczesnego etapu wdrażania zaplanowanych programów i niezakończonych procesów inwestycyjnych. Było to konsekwencją późnego wprowadzenia tych programów. Ich wdrożenie zaplanowano dopiero od 2019 r. Z wyjaśnień Dyrektora DC wynikało, że konieczność wypracowania bodźców i zachęt do transformacji systemów ciepłowniczych w kierunku efektywnych energetycznie pojawiła się dopiero w kontekście zaostrzającej się polityki klimatycznej UE, tworzącej presję na rozwój i transformację systemów ciepłowniczych oraz nałożenie w PEP 40 odrębnego celu dotyczącego zwiększenia procentowego udziału liczby efektywnych systemów ciepłowniczych. NIK nie podziela tej argumentacji. Od 2014 r. Ministerstwo posiadało pełną wiedzę o zmieniających się warunkach gospodarczych i ekonomicznych wpływających na działalność podmiotów sektora ciepłowniczego i w konsekwencji o konieczności dokonania zmian systemowych w tym sektorze.

NIK zauważa też, że warunki programu *Ciepłownictwo powiatowe* ograniczają liczbę beneficjentów z uwagi na budżet tego programu, który według danych NFOŚiGW zostanie wyczerpany po ocenie aktualnie złożonych wniosków. Program zakłada wsparcie inwestycji w efektywne systemy ciepłownicze, w tym w formie dotacji, tylko dla spółek kapitałowych z większościowym udziałem samorządu terytorialnego, ujętych na liście 139 miast średnich tracących funkcje społeczno-gospodarcze. Tym samym poza wsparciem w formie dotacji pozostają spółki samorządów produkujące ciepło na cele komunalno-bytowe nieujęte na tej liście. NIK zauważa, że rozszerzenie katalogu beneficjentów programu *Ciepłownictwo powiatowe* do 255 miast ujętych na liście wykorzystywanej przy alokacji środków w działaniu 1.5, umożliwiłoby objęcie pomocą w formie dotacji dodatkowo 116 systemów ciepłowniczych w miastach powiatowych.

5.3.2. Działania w zakresie poprawy efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego realizowane na terenie skontrolowanych gmin

Nieskuteczna realizacja zadań w zakresie uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego określonego w art. 7b ust. 4 *Prawa energetycznego*

Mimo podjęcia działań projektowych i realizacyjnych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze (będące właścicielami źródła ciepła) działające na terenie 9 kontrolowanych gmin⁴⁴ (z 16, w których system ciepłowniczy nie spełniał ustawowych kryteriów systemu efektywnego energetycznie), żaden z systemów ciepłowniczych w okresie objętym kontrolą nie uzyskał statusu efektywnego energetycznie w rozumieniu art. 7b ust. 4 *Prawa energetycznego*. Wynikało to przede wszystkim ze zmiennych koncepcji realizowanych inwestycji oraz z braku środków finansowych i nieskuteczności w pozyskiwaniu finansowania zewnętrznego na realizację inwestycji.

Przykład

W 2011 r. **Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej sp. z o.o.** zleciła opracowanie *Wielowariantowej koncepcji etapowego rozwoju RADPEC S.A. do roku 2023 opartego o nadbudowę istniejących źródeł węglowych układem kogeneracyjnym*. Koncepcja uwzględniała budowę instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych (ITPOK). W 2013 r. spółka uzyskała ostateczną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia oraz decyzję lokalizacyjną dla ITPOK o wydajności 110 000 ton odpadów/rok. W *Wojewódzkim Planie Gospodarki Odpadami dla województwa mazowieckiego*⁴⁵ została ujęta natomiast instalacja spółki o wydajności do 60 000 ton/rok. W związku z ograniczeniem administracyjnym wydajności planowanej instalacji w 2017 r. spółka podjęła decyzję o odstąpieniu od jej realizacji. Podjęła działania w celu uzyskania warunków przyłączenia do sieci gazowej oraz sporządziła studium wykonalności budowy silnikowych, gazowych układów kogeneracyjnych o mocy ok. 2 MWe. W lipcu 2012 r. Mazowiecka Spółka Gazownictwa (MSG) wstrzymała wydawanie warunków przyłączenia. Wydawanie warunków zostało wznowione w 2013 r., jednak wówczas spółka zaangażowała się już w realizację dofinansowanego ze NFOŚiGW projektu o nazwie: *Zmniejszenie strat energii w sieci ciepłowniczej miasta Radomia* i odłożyła w czasie projekt realizacji źródła kogeneracyjnego do zakończenia realizacji projektu sieciowego. W 2015 r. spółka ponownie wystąpiła do MSG o wydanie warunków przyłączenia do sieci gazowej. Warunki te MSG wydał na początku 2017 r. (2 lata po złożeniu wniosku), a termin realizacji określił na 70 miesięcy (ponad 5 lat). Wobec długiego okresu realizacji przyłączenia, spółka podjęła działania zmierzające do opracowania nowej koncepcji budowy źródła kogeneracyjnego w oparciu o jednostkę wielopaliwową. Paliwami, jakie miały znaleźć zastosowanie w nowym źródle były RDF/preRDF i węgiel kamienny i/lub biomasa. W dniu 7 sierpnia 2017 r. spółka uchwaliła program inwestycyjny *RADPEC 2023+*, w ramach którego przewidziano do realizacji dwa komplementarne projekty: budowę bloku kogeneracyjnego na terenie Ciepłowni Południe w oparciu o dwa węglowe kotły parowe i jeden parowy kocioł opalany RDF pracujące na wspólną turbinę (tzw. duoblok) oraz modernizację istniejących źródeł ciepła w zakresie ograniczenia emisji do poziomów określonych w konkluzjach BAT. W ramach realizacji duobloku, spółka sporządziła raport oddziaływania na środowisko (2018 r.), pozyskała ostateczną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach projektu (2019 r.), sporządziła projekt budowlany oraz pozyskała prawomocne pozwolenie na budowę (2019 r.). Pozyskała również warunki przyłączenia jednostki

⁴⁴ Gliwice, Gniezno, Nysa, Piotrków Trybunalski, Włocławek, Radom, Rybnik, Świdnica, Tomaszów Mazowiecki.

⁴⁵ Przyjętym uchwałą nr 209/16 Sejmiku Województwa Mazowieckiego z dnia 19 grudnia 2016 r.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

kogeneracyjnej do sieci elektroenergetycznej oraz oferty finansowania projektu przez banki (2020 r.). Przeprowadziła również dwa przetargi na wybór Generalnego Wykonawcy (w 2020 r. i 2022 r.). Oba zakończyły się unieważnieniem. Wszystkie oferty były wyższe, niż kwota jaką spółka przeznaczył na realizację zamówienia. Spółka podjęła działania dotyczące modyfikacji projektu.

Niewykonywanie przez przedsiębiorstwa, działające na terenie pozostałych sześciu gmin⁴⁶, działań planistycznych jak i wykonawczych związanych z dostosowaniem źródła ciepła do wymogów wynikających z art. 7b ust. 4 *Prawa energetycznego* wyjaśniono prowadzonymi pracami legislacyjnymi związanymi ze zmianą kryteriów uznawania systemu ciepłowniczego za efektywny energetycznie, brakiem przepisów prawnych nakładających na gminy taki obowiązek, a także wzrastającymi cenami gazu i nieopłacalnością ekonomiczną modernizacji źródła ciepła.

Przykład

Przedsiębiorstwo Inżynierii Komunalnej sp. z o.o. w Pszczynie⁴⁷ w 2002 r. przeprowadziło modernizację systemu ciepłowniczego, polegającą na likwidacji starej kotłowni (zasilanej węglem) i budowie sześciu nowych kotłowni: pięciu niskoparametrowych (wykorzystujących jako paliwo⁴⁸ gaz ziemny) i jednej wysokoparametrowej kotłowni gazowo-olejowej oraz przebudowie sieci ciepłowniczej. Uzyskano system wytwarzania energii cieplnej przyjazny środowisku – nie powodujący emisji CO₂⁴⁹. System nie spełniał jednak przesłanek systemu efektywnego energetycznie. Burmistrz wyjaśnił, iż z powodu braku produkcji ciepła w okresie od maja do września, a także niewytwarzania w kotłowniach należących do PIK ciepłej wody użytkowej przez cały rok i mimo technicznej możliwości zastosowania kogeneracji nie było ekonomicznego uzasadnienia do wykorzystania urządzeń tego typu do produkcji.

Zarówno stopień jak i zakres realizacji zadań związanych z transformacją systemu ciepłowniczego w kierunku bardziej efektywnego, był w poszczególnych gminach zróżnicowany. Wykonanie zadań związanych z modernizacją źródeł wytwarzania ciepła, rozbudową (bądź modernizacją) sieci ciepłowniczej, termomodernizacją budynków oraz wymianą pieców węglowych, określonych w PGN wyniósł od 26% do 100%. Tylko jedna gmina – Nysa zrealizowała zadania zaplanowane w PGN w całości. Niektóre zadania były realizowane w niepełnym zakresie, a częściowo w ogóle zaniechano realizacji. Niewykonanie zadań wynikało głównie z braku środków, w tym na pokrycie wkładu własnego lub oczekiwania na przyznanie dofinansowania (projekty na listach rezerwowych). Skuteczność realizacji przyjętych programów obniżał brak monitoringu oraz oceny efektów podejmowanych przedsięwzięć, w tym oceny przyczyn niepowodzenia wielu zadań inwestycyjnych.

Niepełna realizacja zadań związanych z transformacją systemu ciepłowniczego

⁴⁶ Katowice (Dalkia Polska Energia SA), Legionowo, Legnica, Pabianice, Nowy Sącz i Pszczyna.

⁴⁷ Będące właścicielem zarówno źródła ciepła jak i sieci dystrybucyjnej na terenie Pszczyny. Dalej: PIK.

⁴⁸ Odsetek zrealizowanych zadań podano dla zadań określonych PGN – wszystkie gminy posiadały ten dokument.

⁴⁹ W całym okresie objętym kontrolą PIK nie ponosił kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO₂.

Przykłady

Na 106 zadań z zakresu tworzenia i rozwoju efektywnego systemu ciepłowniczego w mieście **Bydgoszcz**⁵⁰, zrealizowano 49 (46,2% planu), a kolejne 20 (18,9%) było w trakcie realizacji. Nie zrealizowano, głównie z przyczyn finansowych 37 zadań (34,9% planu), w tym m.in. budowy instalacji do spalania biomasy z modernizacją kotła węglowego, budowy bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 238 MW i modernizacji elektrofiltru kotła w związku z bezskutecznymi próbami wyboru wykonawcy w reżimie ustawy z dnia 19 września 2019 r. *Prawo zamówień publicznych*⁵¹. Jako przyczynę niezrealizowania zadań inwestycyjnych wskazywano brak opłacalności inwestycji⁵².

Spośród 20 przedsięwzięć (związanych z transformacją systemu ciepłowniczego w kierunku efektywnego energetycznie) zaplanowanych do realizacji w *Planie Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Kielce*⁵³, do dnia 31 grudnia 2020 r.⁵⁴ zrealizowano osiem zadań (40,0% planu), na które wydatkowano 36,7 mln zł (16,3% planu⁵⁵), siedem zadań było w trakcie realizacji (35,0% planu), a pięć inwestycji (25,0% planu) nie zostało rozpoczętych. Nie podjęto dwóch zadań związanych z termomodernizacją budynków w związku z rezygnacją podmiotów prywatnych z wykonania tych projektów (nieopłacalność oraz brak technicznej możliwości wykonania). Nie zostały także rozpoczęte trzy zadania związane z przebudową sieci ciepłowniczej, których realizacja została przesunięta w czasie w związku z planowaną dostępnością środków z WFOŚiGW oraz z uwagi na fakt, iż jeden z podmiotów zainteresowanych nie złożył deklaracji partycypacji w kosztach budowy⁵⁶.

Z 15 zadań zawartych w *Planie Gospodarki Niskoemisyjnej dla miasta Mielec*⁵⁷ dotyczących ciepłownictwa zrealizowano siedem (46,7% planu). Trzy zadania zrealizowano częściowo, w tym z zaplanowanej termomodernizacji ośmiu budynków użyteczności publicznej zmodernizowano pięć obiektów, z zaplanowanej termomodernizacji budynków mieszkalnych o powierzchni 200,0 tys. m² zmodernizowano budynki o powierzchni 93,7 tys. m², a z zaplanowanej wymiany źródeł ciepła w budynkach mieszkalnych o powierzchni 169,0 tys. m² wymieniono źródła ciepła w 83 budynkach, nie ustalając stopnia realizacji przyjętego wskaźnika. Nie zrealizowano zadania związanego z termomodernizacją trzech budynków ze względu na inne

⁵⁰ Zaplanowanych m.in. w: *Aktualizacji planu działania na rzecz zrównoważonej energii – plan gospodarki niskoemisyjnej dla Miasta Bydgoszczy na lata 2014–2020+; Programie Ochrony Środowiska na lata 2013–2016 z perspektywą do 2020 roku; Aktualizacji założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe do 2025 roku; Planie Adaptacji do zmian klimatu; Strategii Rozwoju Bydgoszczy do 2030 roku i Programie Ochrony Powietrza – zbadanych w trakcie kontroli.*

⁵¹ Dz. U. z 2021 r. poz. 1129, ze zm.

⁵² Podmiotem odpowiedzialnym za realizację było PGE Energia Ciepła SA Oddział Elektrociepłownia w Bydgoszczy.

⁵³ Przyjętego Uchwałą Nr XIV/257/2015 Rady Miasta Kielce z dnia 8 października 2015 r., zaktualizowanego Uchwałą Nr XXV/531/2016 Rady Miasta Kielce z dnia 14 czerwca 2016 r. i Uchwałą Nr III/44/2018 Rady Miasta Kielce z dnia 6 grudnia 2018 r.

⁵⁴ W PGN przedstawiono program zadań w perspektywie do 2020 r.

⁵⁵ W PGN określono 20 zadań związanych z rozwojem systemu ciepłowniczego, za których realizację odpowiedzialna była gmina Kielce lub jednostki podległe, na łączną kwotę 225 525,2 tys. zł.

⁵⁶ Budowa miała dotyczyć zmiany sposobu zasilania w ciepło budynku należącego do spółdzielni mieszkaniowej.

⁵⁷ Przyjętym w 2015 r. i zaktualizowanym w 2019 r.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

priorytety powiatu mieleckiego, a jednego budynku z uwagi na ograniczone możliwości sfinansowania (zadanie zaplanowano do realizacji na lata 2022–2024). Nie wykonano również instalacji OZE w budynkach socjalnych oraz w budynkach użyteczności publicznej z uwagi na nieuzyskanie wsparcia finansowego w zakładanym terminie oraz instalacji OZE w gospodarstwach domowych na terenie Mielca z uwagi na nieuzyskanie dotychczas wsparcia finansowego (projekt na liście rezerwowej RPO). Nie wykonano również zadania związanego ze zmniejszeniem niskiej emisji poprzez wymianę nieefektywnych źródeł ciepła z możliwością instalacji nowoczesnych kotłów węglowych (rozwiązano umowę o dofinansowanie z RPO). Przyczyną takiego stanu było wycofanie się lub nieprzystąpienie do realizacji potencjalnych beneficjentów wsparcia finansowego (właściciele domów jednorodzinnych), głównie w związku z brakiem pewności, co do stabilnych cen nośników energii (gazu ziemnego).

Pomimo realizacji zadań związanych z: modernizacją źródeł wytwarzania ciepła, rozbudową (bądź modernizacją) sieci ciepłowniczej oraz termomodernizacją budynków, poziom emisji CO₂ ze źródeł spalania, działających na terenie 19 gmin, dla których uzyskano dane, kształtował się na podobnym poziomie. W 2015 r. wyniósł 9 054 700,0 Mg, a w 2020 r. 8 954 366,9 Mg, tj. zmniejszył się o 1,1% (w 2016 r. wyniósł 9 644 379,1 Mg, w 2017 r. – 9 903 011,8 Mg, w 2018 r. – 9 713 676,1 Mg i w 2019 r. – 9 284 940,6 Mg). Wprowadzie udział sieci preizolowanych w ogólnej długości sieci ciepłowniczych wzrósł we wszystkich 23 gminach, dla których uzyskano dane, jednak nie wpłynęło to w zasadniczy sposób na ograniczenie strat ciepła. Co prawda w 2020 r. w stosunku do 2015 r. łączne straty ciepła na terenie kontrolowanych gmin zmniejszyły się o 3,1% (o 333 852,7 GJ, z poziomu 10 631 630,2 GJ do poziomu 10 297 777,4 GJ), to jednak w prawie połowie kontrolowanych gmin (48,0%) wzrosły one średnio o 11,9% (od 2,1% w Głogowie, poprzez 13,5% w Łodzi do 56,2% w Tomaszowie Mazowieckim). Udział strat ciepła w ilości zużytego ciepła zmniejszył się w okresie objętym kontrolą na terenie 13 gmin, a wzrósł na terenie 12 pozostałych kontrolowanych gmin. Na koniec 2020 r. wskaźnik ten we wszystkich gminach był wyższy od pożądanego poziomu wskazywanego w dokumentach rządowych (4,0%), a w 16 gminach również od wskazywanego średniego poziomu w kraju (12,9%).

Zadania dotyczące likwidacji źródeł ciepła generujących niską emisję (w tym źródeł węglowych) prowadzone były na terenie wszystkich 25 kontrolowanych gmin⁵⁸. Łącznie wymieniono 54 203 szt. takich źródeł⁵⁹, przy czym prawie połowa wymienionych źródeł (38,3% – 20 769 szt.) dotyczyła Krakowa. Środki wydatkowane na ten cel przez kontrolowane gminy wyniosły łącznie 529 685,1 tys. zł.

Nie było możliwe oszacowanie, w jakiej skali w kontrolowanych gminach zlikwidowano ww. źródła ciepła, ponieważ większość urzędów gmin nie prowadziła inwentaryzacji takich źródeł. 21 gmin (84 % kontrolowanych) podjęło działania bez przeprowadzenia inwentaryzacji takich źródeł.

Niepełne efekty zadań w zakresie transformacji energetycznej

Nieskuteczna realizacja zadań w zakresie ograniczenia niskiej emisji

⁵⁸ Przede wszystkim w ramach PONE.

⁵⁹ Nie uzyskano danych odnośnie liczby wymienionych źródeł dla Włocławka i Głogowa.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

Wiedza o liczbie źródeł niskiej emisji umożliwiłaby rzetelne programowanie działań. Bez takich informacji nie było możliwe ani oszacowanie kosztów działań, ani rozplanowanie tych działań w poszczególnych okresach, uwzględniając realne możliwości ich wykonania. Uniemożliwiało to również ocenę pełnej skuteczności podejmowanych w tym zakresie działań.

Przykład

Miasto st. Warszawa w przyjętej w dniu 27 lutego 2006 r. *Polityce energetycznej*⁶⁰ jako jeden z celów szczegółowych określiło wypracowanie programu działania w zakresie sukcesywnej likwidacji niskiej emisji na obszarze Warszawy. Jednak w latach 2006–2019 nie przeprowadziło inwentaryzacji źródeł emisji. Dopiero w grudniu 2021 r. (realizując obowiązek określony w POP) rozpoczęło taką inwentaryzację, przy czym nie zweryfikowano wszystkich źródeł (niektórym adresom przypisano źródła inne niż źródła niskiej emisji). Ostatnią weryfikację dokonano 11 marca 2022 r. W latach 2017–2021 (w ciągu czterech lat) zlikwidowano 4310 węglowych źródeł. Uwzględniając liczbę źródeł ciepła na koniec 2021 r., szacunkowo przez pięć lat zlikwidowano nieco ponad 20,0% źródeł ciepła powodujących niską emisję.

Dwie gminy (m.st. Warszawa i Głogów) realizowały zadania związane z likwidacją niskiej emisji ze zwłoką odpowiednio: ponad dziesięć i pięć lat od zaplanowania zadań w tym zakresie.

Przykład

W POP dla województwa dolnośląskiego⁶¹ **gminie Głogów** przypisane zostało zadanie w zakresie wymiany starych, niskosprawnych kotłów, w których spalane było paliwo stałe (węgiel) na nowoczesne kotły wysokiej sprawności (retortowe lub gazowe, elektryczne, pompy ciepła). Faktyczne działania w tym zakresie podjęto w 2019 r. (po pięciu latach) kiedy to na podstawie uchwały nr VI/54/19 z dnia 27 lutego 2019 r. w sprawie przyjęcia regulaminu udzielania dotacji celowych osobom fizycznym ze środków budżetu Gminy Miejskiej Głogów na zadanie pn. „Program Ograniczenia Niskiej Emisji w Gminie Miejskiej Głogów” poprzez wymianę pieców na paliwa stałe na inne źródło ogrzewania w ramach dofinansowania ze środków Gminy Miejskiej Głogów, rozpoczęto miejski program wymiany pieców.

Ograniczona poprawa jakości powietrza

Realizacja zadań mających ograniczyć niską emisję spowodowała zmniejszenie emisji benzo(a)pirenu⁶². We wszystkich gminach, w których prowadzono pomiar poziomu stężenia tego związku chemicznego, poziom stężenia w 2020 r. był niższy niż w 2015 r. Jednak w większości gmin (95,8% w których prowadzono pomiary) nadal poziom ten przekraczał dopuszczalną normę – 1 ng/m³. Zawierał się on w przedziale od około 2,0 ng/m³ (Bydgoszcz, Łódź, Radom i Włocławek) poprzez 6,4 ng/m³ (Pszczyna), 9,0 ng/m³ (Rybnik) do 10,9 ng/m³ (Nowy Sącz). Największe zmniejszenie stężenia benzo(a)pirenu w 2020 r. w porównaniu z 2015 r. (powyżej 50,0%) nastąpiło na tere-

⁶⁰ Uchwałą Nr LXIX/2063/2006 Rady miasta stołecznego z dnia 27 lutego 2006 r. w sprawie przyjęcia polityki energetycznej m. st. Warszawy do 2020 r.

⁶¹ Przyjętego uchwałą nr XLVI/1544/14 Sejmiku Województwa Dolnośląskiego z dnia 12 lutego 2014 r. w sprawie uchwalenia Programu ochrony powietrza dla województwa dolnośląskiego. Dz. Urz. Woj. Doln. poz. 985, ze zm.

⁶² Przedstawiono dane odnośnie kształtowania się stężenia benzo(a), bowiem zgodnie z danymi Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Instytutu Ochrony Środowiska – Państwowego Instytutu Badawczego (przypis nr 16), w 2019 r. udział emisji benzo(a)pirenu z gospodarstw domowych stanowiła 89,0% w ogólnej emisji tego związku.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

nie siedmiu gmin: Grudziądz (56,7%), Krakowa (w zależności od stacji od 52,9 do 53,0%), Łodzi (50,0%), Mielca (50,9%) Pabianic (51,9%), Piotrkowa Trybunalskiego (56,8%) i Tomaszowa Mazowieckiego (75,0%), a najmniejsze (poniżej 30%) na terenie pięciu gmin: Głogowa (25,0%), Legionowa (25,0%), Nowego Sącza (9,2%), Pszczyny (16,9%) i Rybnika (18,2%).

Większość gmin (76,0%) nie prowadziło oceny realizacji zadań określonych w PGN, w tym postępów w ich wdrażaniu. Nie sporządzano raportów zawierających ocenę porównawczą działań planowanych i zrealizowanych oraz wskazań zmian korygujących, pomimo rekomendowanych takich czynności w tych dokumentach. Za realizację niektórych działań odpowiedzialne były podmioty zewnętrzne. Gminy nie zapewniły sobie możliwości uzyskania informacji o przebiegu realizacji zadań wykonywanych przez te podmioty, jak również nie podejmowały prób uzyskania takich danych. Nie posiadały w związku z tym wiedzy czy realizowane zadania przyczyniają się do osiągnięcia wskaźników w zakresie ograniczenia zużycia energii, zwiększenia produkcji energii z OZE oraz redukcji emisji CO₂.

Brak monitoringu realizacji strategicznych programów gminy

Przykład

W **Planie Gospodarki Niskoemisyjnej dla Miasta Gniezna**⁶³ zadania w zakresie monitorowania obejmowały coroczne sporządzanie raportu zawierającego analizę stanu realizacji zadań oraz osiągnięte rezultaty w zakresie redukcji emisji oraz zużycia energii. W okresie obowiązywania PGN sporządzono jeden raport (w 2018 r.), w którym wskazano na niski stan realizacji założonych celów w zakresie redukcji emisji i zużycia energii oraz zalecono śledzenie efektów realizacji projektów i sporządzenie kolejnego raportu w 2019 r. Nie został on jednak sporządzony. Nie dokonano również aktualizacji *Planu*.

Z 25 kontrolowanych gmin prawie połowa (12) nie sporządzała sprawozdań z realizacji POŚ, co było działaniem niezgodnym z art. 18 ust. 2 *Prawa ochrony środowiska*, który nakłada na organ wykonawczy gminy obowiązek opracowania takiego raportu co dwa lata.

Rzetelnie prowadzony monitoring pozwoliłby na aktualizację zapisów w kontekście wyznaczonych celów oraz proponowanych zmian projektów w zakresie polityki niskoemisyjnej, jak również na wprowadzanie odpowiednich korekt i ewentualne podjęcie działań zaradczych.

Cztery gminy nie prowadziły monitoringu wykonania zadań określonych w *Założeniach do planu zaopatrzenia w ciepło* pomimo takich rekomendacji zawartych w tym dokumencie.

Przykład

W obu aktualizacjach *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło* przyjętych przez Radę **Miasta Gliwice** w 2015 r.⁶⁴ i w 2019 r.⁶⁵ w częściach dotyczących systemu monitoringu ustalono, że raz w roku (w *Założeniach z 2015 r.* wskazano termin – do końca września danego roku) sporządzany winien być *Raport podstawowy*,

⁶³ Przyjęty uchwałą Rady Miasta Gniezna Nr XI/91/2015 z 2 września 2015 r., zmieniony uchwałami Rady Miasta Gniezna: Nr XIX/199/2016 z 23 marca 2016 r., Nr XXIX/317/2016 z 30 listopada 2016 r., Nr III/50/2018 z 19 grudnia 2018 r., Nr XXIII/332/2020 z 26 sierpnia 2020 r.

⁶⁴ Uchwała nr V/79/2015 z dnia 26 marca 2015 r.

⁶⁵ Uchwała nr IV/76/2019 z dnia 28 marca 2019 r.

jako rezultat monitorowania realizacji *Założeń* przez Prezydenta Miasta. Monitoring ten miał polegać na dokonaniu oceny utrzymania bezpieczeństwa energetycznego, postępu w ograniczaniu obciążenia środowiska przez systemy energetyczne i realizacji przedsięwzięć *Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło*, a w przypadku *Założeń z 2015 r.* dodatkowo oceny racjonalizacji kosztów usług energetycznych. W kontrolowanym okresie nie sporządzono ani jednego rocznego raportu z realizacji *Założeń*.

Rezygnacja z takiego mechanizmu skutkowałą brakiem narzędzi bieżącej oceny postępu realizacji przedsięwzięć określonych w *Założeniach*, identyfikowanie odchyleń w realizacji celów, a także ich weryfikowanie i modyfikowanie.

5.4. Nadzór nad funkcjonowaniem systemów ciepłowniczych

Minister nierzetelnie wykonywał obowiązek monitorowania efektywnych systemów ciepłowniczych. Nie opracował systemu gromadzenia informacji o ilości i lokalizacji systemów ciepłowniczych w Polsce, w tym liczby systemów efektywnych energetycznie. Nie wykonał również aktualizacji oceny potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, która powinna być dokonana co pięć lat. W siedmiu gminach (28,0% kontrolowanych gmin) nie prowadzono bieżącego monitoringu zgodności planów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych z *Założeniami*. W większości pozostałych gmin nadzór nad realizacją celów tworzenia i rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych ujętych w planach rozwoju odpowiednich przedsiębiorstw ograniczał się do instrumentów nadzoru właścicielskiego, takich jak zatwierdzanie strategicznych dokumentów opracowanych przez Zarząd.

5.4.1. Monitorowanie rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych

Brak monitoringu rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych

W latach 2016–2021 Minister nie wprowadził rozwiązań dotyczących monitorowania ilości, lokalizacji i udziału systemów efektywnych energetycznie w liczbie systemów ciepłowniczych w Polsce. W rezultacie nie posiadał wiedzy o liczbie i lokalizacji efektywnych systemów ciepłowniczych i nie mógł na bieżąco monitorować w jakim stopniu realizowany jest określony w PEP 40 wskaźnik dotyczący osiągnięcia przez 85,0% spośród systemów ciepłowniczych (lub chłodniczych), w których moc zamówiona przekraczała 5 MW kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego (do końca 2030 r.). Nie posiadał również wiedzy czy nie wystąpiła konieczność zastosowania środków zaradczych.

Za celowością wprowadzenia całościowych rozwiązań monitorowania systemów ciepłowniczych przemawiały obowiązki wynikające z przepisów art. 10c *Prawa energetycznego*. Na Ministra nałożono obowiązek sporządzenia oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych i jej aktualizacji, co pięć lat. Oceny powinna poprzedzić analiza wprowadzenia określonych wariantów wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 10 c ust. 2 *Prawa energetycznego*). Pierwszą ocenę, zawartą w dokumencie *Kompleksowa ocena potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Polsce*, przekazano KE w 2015 r. zaznaczając, że z uwagi na brak

regulacji nie były systemowo gromadzone wystarczające informacje o systemach ciepłowniczych i że przekazane przez Polskę dane należy traktować wyłącznie, jako dane poglądowe. Pomimo upływu pięciu lat od wykonania oceny opartej na danych szacunkowych, nie podejmowano działań w celu wypracowania kompleksowych rozwiązań monitorowania systemów ciepłowniczych i wysokosprawnej kogeneracji. Prace nad wprowadzeniem do *Prawa energetycznego* obowiązków związanych z rozwojem efektywnych systemów ciepłowniczych podjęto w 2021 r. w związku z koniecznością monitorowania wykonania celu 7. PEP 40 dedykowanego systemom ciepłowniczym i kogeneracji.

Minister nie zrealizował ustawowego obowiązku określonego w art. 10c ust. 1 i 3 *Prawa energetycznego*, dotyczącego sporządzenia raz na pięć lat aktualizacji oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych i powiadomieniu KE o jej sporządzeniu. Po wykonaniu w 2015 r. *Kompleksowej oceny potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Polsce*, jej aktualizacja powinna zostać wykonana w 2020 r. (art. 10c ust. 3 *Prawa energetycznego*). KE zobowiązała Polskę⁶⁶ do zgłoszenia kompleksowej oceny najpóźniej do dnia 31 grudnia 2020 r. Minister dopiero na 2022 r. zaplanował środki na przeprowadzenie zamówienia publicznego w celu wyboru wykonawców opracowania oceny. Jednocześnie nie poinformował KE o niedotrzymaniu wyznaczonego terminu. Zareagował dopiero na ponowne wezwanie KE⁶⁷ nakazujące zgłoszenie kompleksowej oceny najpóźniej w terminie 10 miesięcy od otrzymania powiadomienia, tj. do 31 marca 2022 r. Minister zwrócił się z prośbą o przedłużenie terminu na przedłożenie kompletnego dokumentu końca 2022 r. Zwłokę w opracowaniu dokumentu wyjaśniono brakiem zabezpieczenia w latach 2019–2020 środków na wykonanie oceny, pomimo corocznego występowania o nie. NIK nie podziela takiej argumentacji. Minister miał wiedzę, że co pięć lat jest zobligowany opracować analizę. Miał też doświadczenie i wiedzę, jakie koszty generowało przygotowanie oceny w 2015 r. i ile wymagało to czasu. Wiedza ta pozwalała na rzetelne i wiarygodne zaplanowanie działań z takim wyprzedzeniem, by zapewnić niezbędne zasoby do zrealizowania ustawowego obowiązku w wyznaczonym, znanym od kilku lat terminie.

W wyniku niezrealizowania ustawowego obowiązku Minister nie posiadał aktualnej wiedzy o stanie ciepłownictwa w powyższym zakresie, a w konsekwencji o zakresie i rodzaju działań, mających służyć zwiększenia liczby efektywnych systemów ciepłowniczych, co w konsekwencji miało doprowadzić do poprawy jakości powietrza, ograniczenia zjawiska ubóstwa energetycznego oraz zwiększenia udziału OZE w sektorze ogrzewania i chłodzenia.

5.4.2. Nadzór gminy nad funkcjonowaniem systemu ciepłowniczego

Na koniec 2015 r. aktywa ogółem spółek ciepłowniczych działających na terenie kontrolowanych gmin wyniosły 18,5 mld zł i w stosunku do stanu na koniec 2020 r. zwiększyły się do 24,1 mld zł (o 29,8%), a na koniec I połowy 2021 r. wynosiły 21,8 mld zł (o 17,5% wyższe w stosunku do końca 2015 r., lecz mniejsze o blisko 10% niż w 2020 r.). Kapitał własny spółek wzrósł z poziomu

Niezrealizowanie obowiązku wynikającego z art. 10c ust. 1 i 3 *Prawa energetycznego*

Kształtowanie się sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie gmin

⁶⁶ Pismem z dnia 8 kwietnia 2019 r.

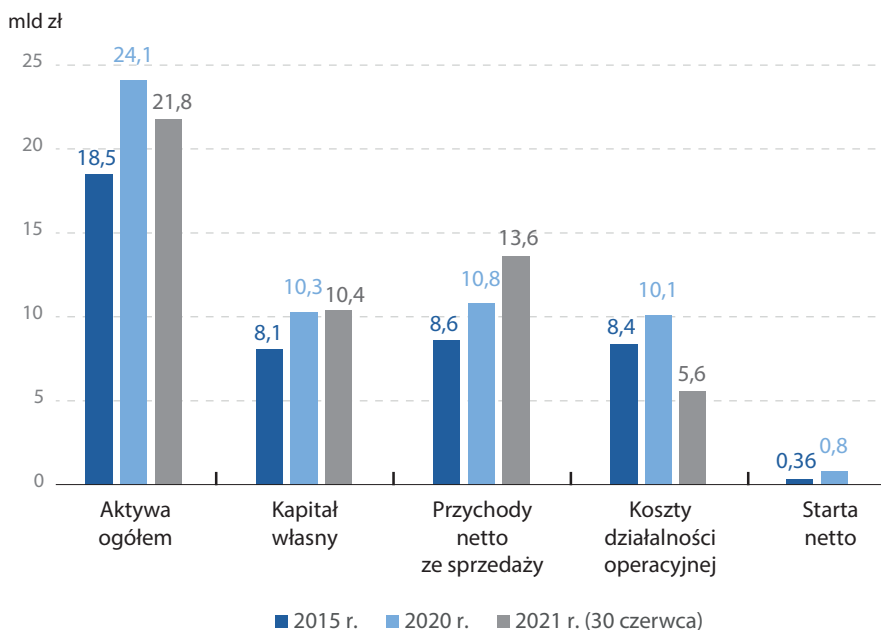
⁶⁷ Z dnia 31 maja 2021 r.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

8,1 mld zł na koniec 2015 r. do poziomu 10,3 mld zł na koniec 2020 r., tj. o 27,5%. Przy czym na koniec I półrocza 2021 r. wynosił 10,4 mld zł i był wyższy o 28,2% niż na koniec 2015 r. Przychody netto ze sprzedaży wzrosły o 25,2%, z poziomu 8,6 mld zł koniec 2015 r. do wysokości 10,8 mld zł na koniec 2020 r. (na dzień 30 czerwca 2021 r. wyniosły 13,6 mld zł). Koszty działalności operacyjnej wzrosły w latach 2015–2020 o 16,9%, z poziomu 8,4 mld zł w 2015 r. do poziomu 10,1 mld zł na koniec 2020 r. (na 30 czerwca 2021 r. wyniosły 5,6 mld zł). Przy czym koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ wzrosły z poziomu 172,8 mln zł na koniec 2015 r. do poziomu 1,1 mld zł na koniec 2020 r., tj. o 546,1%. Na dzień 30 czerwca 2021 r. poniesiono koszty związane z zakupem uprawnieniami do emisji CO₂ w wysokości 514,9 mln zł. Z 32 przedsiębiorstw ciepłowniczych, w 2015 r. stratę poniosło 5 przedsiębiorstw w kwocie 853,1 mln zł, a 27 przedsiębiorstw uzyskało zysk w kwocie 493,4 mln zł. Natomiast w 2020 r. stratę poniosło już 11 przedsiębiorstw w kwocie 1,1 mld zł, a zysk 21 przedsiębiorstw w łącznej kwocie 288,6 mln zł. Strata netto spółek osiągnięta na koniec 2015 r. wynosiła 359,7 mln zł, a na koniec 2020 r. 799,4 mln zł, tj. wzrosła o ponad 100%. Wpływ na wielkość straty netto w 2015 r. miała strata dwóch przedsiębiorstw działających na terenie Bydgoszczy i Katowic w łącznej kwocie – 835,3 mln zł, a w 2020 r. strata przedsiębiorstw działających na terenie Katowic i Warszawy w łącznej kwocie – 994,9 mln zł⁶⁸. W całym okresie kontrolnym (2015–2021 I połowa) stratę netto ponosiły dwie spółki⁶⁹.

Infografika nr 8

Kształtowanie się danych ekonomicznych przedsiębiorstw ciepłowniczych działających na terenie kontrolowanych gmin



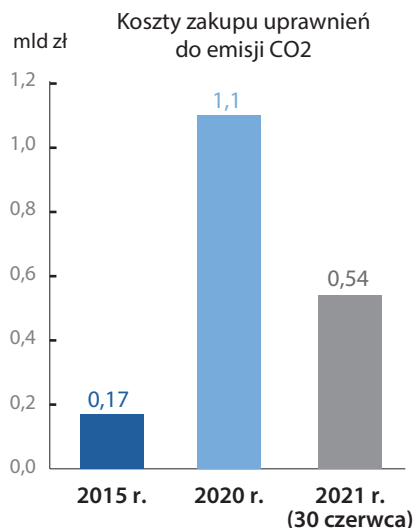
Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od przedsiębiorstw ciepłowniczych.

⁶⁸ Istotny wpływ na wynik finansowy spółki działającej na terenie Katowic miał odpis z tytułu utraty wartości środków trwałych (na skutek przeprowadzenia testu CGU zgodnie z MSR 36).

⁶⁹ Działające na terenie Zgierza oraz Głogowa i Legnicy.

Infografika nr 9

Wydatki ponoszone na zakup uprawnień do emisji CO₂ przez przedsiębiorstwa ciepłownicze działające na terenie kontrolowanych gmin



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych uzyskanych od przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Według danych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zamieszczonych w opracowaniu *Energetyka ciepła w liczbach – 2020*, rok 2020 był kolejnym, w którym rosły koszty sektora ciepłowniczego – po 2,0% wzroście w 2018 r., 6,2% w 2019 r. – koszty wzrosły o dalsze 7,2% w 2020 r. Do wzrostu kosztów działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2020 r. przyczynił się głównie wzrost kosztów uprawnień do emisji CO₂, kosztów zakupu energii elektrycznej, a także usług obcych. Ponadto 2020 r. był już drugim od 2013 r. (pierwszy to 2019 r.), w którym przychody osiągnięte przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze nie umożliwiły pokrycia kosztów prowadzenia działalności związanej z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło. Wynik finansowy brutto ukształtował się na poziomie (-)473 812,5 tys. zł (w 2019 r. wynosił (-)543 067,1 tys. zł), tym samym wskaźnik rentowności przedsiębiorstw ciepłowniczych był również ujemny i wynosił (-)2,4% (w 2019 r. wynosił (-)2,9%).

W siedmiu gminach (28,0% skontrolowanych gmin) nie prowadzono bieżącego monitoringu zgodności planów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych z *Założeniami do planu zaopatrzenia w ciepło*. Brak takiego monitoringu uniemożliwiało rzetelną ocenę, czy wystąpiły przesłanki zobowiązujące do uchwalenia *Planu zaopatrzenia w ciepło*, zgodnie z art. 20 ust. 1 *Prawa energetycznego*. Istotą tego obowiązku jest weryfikacja, czy plany przedsiębiorstw energetycznych zapewniają realizację *Założeń*, a w przypadku zaistnienia sytuacji niezapewnienia realizacji *Założeń* powstaje obowiązek sporządzenia przez organ wykonawczy gminy na podstawie *Założeń* projektu *Planu zaopatrzenia w ciepło* dla gminy lub jej części, zgodnego z *Założeniami*.

Monitoring zgodności planów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych z *Założeniami*

Przykład

Pomimo zapisu wskazanego zarówno w *Założeniach z 2013 r.* jak i w *Założeniach z 2019 r.*⁷⁰, iż do zadań własnych **Urzędu Miasta Nowy Sącz** należy analiza planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, działających na terenie miasta, której celem będzie ocena zachowania ich spójności z *Założeniami*, w Urzędzie nie zorganizowano i nie przeprowadzono takiego monitoringu.

Pozostałe gminy weryfikację zgodności planów rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych z *Założeniami* prowadziły przede wszystkim w ramach bieżącego nadzoru właścicielskiego nad spółkami z udziałem JST.

Tylko w jednej z kontrolowanych gmin (Rybnik) wystąpiła konieczność opracowania *Planu zaopatrzenia w ciepło*⁷¹ z uwagi na brak zapewnienia ze strony przedsiębiorstw energetycznych działających na terenie miasta wprowadzenia rozwiązań zapewniających kontynuację dostaw ciepła do miejskiego systemu ciepłowniczego od sezonu grzewczego 2022/2023. *Plan* przewidywał taką przebudowę Elektrowni w Rybniku aby umożliwić produkcję ciepła w skjarzeniu z produkcją energii elektrycznej w sposób adekwatny do potrzeb miejskiego systemu ciepłowniczego i połączenie tego systemu z Elektrownią Rybnik. W związku z wycofaniem się PGE Energia Ciepła SA z projektu, uchwałą Nr 421/XXV/2020 Rady Miasta Rybnika z dnia 24 września 2020 r. utraciła moc uchwała w sprawie przyjęcia *Planu zaopatrzenia w ciepło*. Projekt pn. *Zabezpieczenie dostaw ciepła dla miasta Rybnika po 2022 r.* realizowała PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa SA. Przewidywał on wybudowanie nowych źródeł wytwórczych ciepła opartych o wysokosprawne kotły gazowe, zapewniające uruchomienie dostaw ciepła do sieci ciepłowniczej w sezonie grzewczym 2022/2023 (I Etap) oraz w jego trakcie budowę gazowych jednostek kogeneracyjnych, stanowiących uzupełnienie kotłów gazowych i zapewniających pokrycie podstawy zapotrzebowania na ciepło, a docelowo powstanie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego.

Dostosowanie do wymogów konkluzji BAT

Przedsiębiorstwa ciepłownicze, działające na terenie 17 gmin poddanych kontroli, zobowiązane były do dostosowania swojej działalności do konkluzji BAT, ze względu na posiadanie źródeł energetycznego spalania o mocy dostarczanej w paliwie powyżej 50 MW. Z informacji uzyskanych od siedmiu podmiotów wynikało⁷², że podjęły one działania w celu dostosowania pozwolenia zintegrowanego do niezbędnych wymogów jak również podjęły działania inwestycyjne przede wszystkim w zakresie budowy (modernizacji) instalacji odsiarczania i odazotowania spalin. Łączna wydatkowana kwota środków wyniosła 3 462 310,2 tys. zł.

Przykład

W związku z dostosowaniem do wymogów konkluzji **BAT PGE Energia Ciepła SA Oddział nr 1 w Krakowie** zrealizowała zadania związane z: modernizacją Instalacji Mokrego Odsiarczania (IMOS), modernizacją elektrofiltrów; modernizacją oczyszczalni ścieków z IMOS; uzupełnieniem istniejących

⁷⁰ Przyjętych odpowiednio: uchwałą Nr XLV/446/2013 Rady Miasta Nowego Sącza z dnia 26 marca 2013 r. i Uchwałą Nr IX/84/2019 Rady Miasta Nowego Sącza z dnia 26 lutego 2019 r.

⁷¹ Przyjętego uchwałą Nr 465/XXX/2017 Rady Miasta Rybnika z dnia 19 kwietnia 2018 r.

⁷² Również od podmiotów wydających pozwolenie zintegrowane.

WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

instalacji katalitycznych SCR w EC Kraków (K 3 i 4) w trzecią warstwę katalityczną, dostosowaniem do konkluzji BAT monitoringu emisji do powietrza dla emitorów oraz dostosowaniem laboratoriów do wymagań konkluzji BAT. Łącznie w latach 2015–2020 na ten cel poniesiono wydatki w wysokości 28 705,9 tys. zł. Na lata 2021–2022 zaplanowano wydatki w kwocie 33 904,7 tys. zł.

Przedsiębiorstwa działające na terenie trzech gmin zrealizowały inwestycje skutkujące obniżeniem mocy dostarczonej w paliwie poniżej 50 MW i w konsekwencji zakwalifikowaniem źródeł spalania jako średni (nie podlegający konkluzjom BAT).

Przykład

W 2018 r. **Nyska Energetyka Ciepła sp. z o.o.** przeprowadziła modernizację istniejącej na terenie zakładu instalacji, która obejmowała: modernizację kotła WR-25 nr 1 na kocioł WR-12 wraz z instalacją odpylania oraz modernizację instalacji odpylania kotła WR-25 N. Spowodowało to zmniejszenie mocy znamionowej zainstalowanych urządzeń i w konsekwencji zmianę kategorii ciepłowni centralnej z dużego obiektu energetycznego spalania na średni obiekt energetycznego spalania i konieczność dostosowania do standardów emisji wynikających z dyrektywy MPC (a nie z konkluzji BAT). Z informacji uzyskanych od spółki wynikało, że wszystkie źródła były do niej dostosowane.

6. ZAŁĄCZNIKI

6.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe

Cel główny kontroli	Czy działania administracji publicznej zapewniają rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych?
Cele szczegółowe	<ol style="list-style-type: none">1. Czy administracja publiczna w planowaniu energetycznym rzetelnie uwzględniała potrzeby rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych?2. Czy działania w zakresie rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych były skuteczne?
Zakres podmiotowy	Kontrolą objęto Ministerstwo Klimatu i Środowiska ze względu na kompleksowy nadzór nad działem administracji rządowej <i>energia</i> . 25 Urzędów gmin z uwagi na realizację zadań własnych związanych z zaopatrzeniem w energię ciepłą.
Kryteria kontroli	Ministerstwo Klimatu i Środowiska – kontrola pod względem legalności, gospodarności, celowości i rzetelności (art. 5 ust. 1 ustawy o NIK). Urzędy gmin – kontrola pod względem legalności, gospodarności i rzetelności (art. 5 ust. 2 ustawy o NIK).
Okres objęty kontrolą	2016–2021 (I połowa) z uwzględnieniem dowodów i faktów wykraczających poza ten okres, mających wpływ na kontrolowany obszar. Czynności kontrolne przeprowadzone były w dniach od 3 sierpnia 2021 r. do 28 marca 2022 r.
Działania na podstawie art. 29 ustawy o NIK	W trakcie kontroli w trybie art. 29. 1 ustawy o NIK uzyskano informacje i wyjaśnienia od: <ul style="list-style-type: none">• Prezesa Zarządu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej o wsparciu finansowym udzielanym gminom i podmiotom z sektora ciepłownictwa;• Głównego Inspektora Ochrony Środowiska o stanie powietrza na obszarze Gmin objętych kontrolą;• przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i prowadzących dystrybucję energii cieplnej o sytuacji ekonomicznej danego przedsiębiorstwa, poziomie zanieczyszczeń poszczególnych substancji emitowanych przez źródła ciepła, a także o realizacji planów rozwoju przedsiębiorstw na obszarach gmin objętych kontrolą.
Pozostałe informacje	Wyniki kontroli przedstawiono w 26 wystąpieniach. Do sześciu wystąpień kierownicy podmiotów kontrolowanych złożyli łącznie 23 zastrzeżenia. W procedurze rozpatrywania zastrzeżeń uwzględniono trzy zastrzeżenia, 12 uwzględniono w części, a osiem oddalono. Minister Klimatu i Środowiska złożył zastrzeżenia po terminie wynikającym z art. 62 ustawy o NIK. Prezes NIK postanowieniem nr KGP.410.006.01.2021 z dnia 26 kwietnia 2022 r. odmówił przyjęcia zgłoszonych zastrzeżeń jako wniesionych po terminie. W wystąpieniach pokontrolnych sformułowano łącznie 79 wniosków pokontrolnych. Z informacji o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych wynika, że zarówno Minister Klimatu i Środowiska jak i gminy przyjęły i przystąpiły do realizacji wniosków sformułowanych w wystą-

ZAŁĄCZNIKI

pieniach pokontrolnych. Spośród 79 sformułowanych wniosków pokontrolnych 24 zostało zrealizowanych, 54 pozostawały w realizacji, a jeden nie został zrealizowany.

W kontroli uczestniczyły: Departament Gospodarki Skarbu Państwa i Prywatyzacji oraz siedem delegatur NIK.

Lp.	Jednostka organizacyjna NIK przeprowadzająca kontrolę	Nazwa jednostki kontrolowanej	Imię i nazwisko kierownika jednostki kontrolowanej
1.	Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Anna Moskwa
2.		Urząd Miasta Stołecznego Warszawy	Rafał Trzaskowski
3.		Urząd Miejski w Kielcach	Bogdan Wenta
4.		Urząd Miasta Legionowo	Roman Smogorzewski
5.		Urząd Miejski w Mielcu	Jacek Wiśniewski
6.		Urząd Miejski w Radomiu	Radosław Witkowski
7.		Urząd Miasta Zgierz	Przemysław Staniszewski
8.	Delegatura w Bydgoszczy	Urząd Miasta Bydgoszczy	Rafał Bruski
9.		Urząd Miejski w Grudziądzu	Maciej Glamowski
10.		Urząd Miasta Włocławek	Marek Wojtkowski
11.	Delegatura w Katowicach	Urząd Miejski w Gliwicach	Adam Neuman
12.		Urząd Miasta Katowice	Marcin Krupa
13.		Urząd Miejski w Pszczynie	Dariusz Skrobol
14.		Urząd Miasta Rybnika	Piotr Kuczera
15.		Urząd Miejski w Zabrze	Małgorzata Mańka-Szulik
16.	Delegatura w Krakowie	Urząd Miasta Krakowa	Jacek Majchrowski
17.		Urząd Miasta Nowego Sącza	Ludomir Handzel
18.	Delegatura w Łodzi	Urząd Miasta Łodzi	Hanna Zdanowska
19.		Urząd Miejski w Pabianicach	Grzegorz Mackiewicz
20.		Urząd Miasta w Piotrkowie Trybunalskim	Krzysztof Chojniak
21.		Urząd Miasta w Tomaszowie Mazowieckim	Marcin Witko
22.	Delegatura w Opolu	Urząd Miejski w Nysie	Kordian Kolbiarz
23.	Delegatura w Poznaniu	Urząd Miejski w Gnieźnie	Tomasz Budasz
24.	Delegatura we Wrocławiu	Urząd Miejski w Głogowie	Rafał Rokaszewicz
25.		Urząd Miasta Legnicy	Tadeusz Krzakowski
26.		Urząd Miejski w Świdnicy	Beata Moskal-Słaniewska

Wykaz jednostek kontrolowanych

Wykaz ocen kontrolowanych jednostek⁷³

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			Prawidłowe	Nieprawidłowe
1.	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zidentyfikowanie barier i ograniczeń w rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych; ▪ podjęcie działań diagnostycznych i projektujących strategiczne podejście do ciepłownictwa; ▪ wprowadzenie programów wsparcia dla sektora ciepłownictwa; ▪ podejmowanie inicjatyw legislacyjnych mających ułatwić rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nieopracowanie <i>Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.</i> (Strategia miała być przedstawiona do akceptacji Radzie Ministrów w IV kw. 2021 r.); ▪ niezrealizowanie działania wyznaczonego na 2021 r. w PEP 40 w zakresie zapewnienia zwiększenia wykorzystania ciepła odpadowego (kontynuację prac zaplanowano na 2022 r.); ▪ nieuwzględnianie w programach wsparcia dla sektora ciepłownictwa pełnych potrzeb tego sektora (wsparcie nie obejmowało wszystkich przedsiębiorców i nie wszystkie źródła ciepła); ▪ brak oczekiwanych rezultatów podejmowanych inicjatyw legislacyjnych; ▪ niewprowadzenie mechanizmów monitorowania systemów ciepłowniczych; ▪ niewykonanie obowiązku wynikającego z art. 10c ust. 3 <i>Prawa energetycznego</i> (zaktualizowanie <i>Oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokoprężnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na terenie kraju</i>).
2.	Urząd Miasta Stołecznego Warszawy	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Określenie w przyjętych programach i dokumentach strategicznych działań związanych z poprawą efektywności energetycznej miejskiego systemu ciepłowniczego; ▪ podjęcie działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej miejskiego systemu ciepłowniczego. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prowadzenie działań w zakresie rozwoju efektywnego systemu ciepłowniczego (przez ponad osiem lat) w sytuacji braku zaktualizowanych <i>Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło</i>; ▪ niespełnianie przez <i>Założenia z 2020 r.</i> niektórych wymogów określonych w <i>Prawie energetycznym</i>; ▪ brak spójności <i>Założeń z innymi dokumentami strategicznymi</i>; ▪ nieosiągnięcie celu zasadniczego i celów pomocniczych określonych w <i>Planie działań na rzecz zrównoważonego zużycia energii dla Warszawy w perspektywie do 2020 r.</i>; ▪ nieskuteczna realizacja zadania związanego z likwidacją niskiej emisji (skuteczność działań obniżał brak przeprowadzenia inwentaryzacji koniecznych do wymiany pieców na paliwo stałe); ▪ nierzetelne wypełnianie zadań w zakresie monitorowania realizacji strategii i programów wykonawczych, zwieryających zadania związane z rozwojem systemu ciepłowniczego miasta); ▪ brak bieżącego monitoringu <i>Założeń</i> (co utrudniało ocenę czy plany przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii ciepłej zapewniają ich realizację – czy zaszyła przesłanka określona w art. 20 ust. 1 <i>Prawa energetycznego</i>); ▪ niesporządzenie raportów z PGN i Planu działań na rzecz zrównoważonego zużycia energii dla Warszawy w perspektywie do 2020 r.

⁷³ W brzmieniu pisma ośrodkowego nr 1/2019 Prezesa Najwyższej Izby Kontroli z dnia 19 lutego 2019 r. zmieniającego pismo ośrodkowe w sprawie wzoru informacji o wynikach kontroli.

3.	Urząd Miasta Kielce	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Podjęmowanie działań zmierzających do zmniejszenia negatywnego oddziaływania na środowisko procesów zaopatrzenia w ciepło; realizacja inwestycji związanych z budową i modernizacją sieci ciepłowniczych (zmniejszających emisję dwutlenku węgla). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niezdiagnozowanie stanu lokalnego rynku ciepła pod względem szans i zagrożeń dla rozwoju systemu ciepłowniczego oraz nieokreślenie w obowiązujących strategiach i programach działań docelowego modelu systemu ciepłowniczego i ścieżki transformacji ukierunkowanej na stworzenie efektywnego systemu; ▪ niezrealizowanie obowiązku dokonania oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokospławnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych na obszarze miasta; ▪ nierzetelne opracowanie niektórych elementów <i>Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło</i>; ▪ nie w pełni skuteczna realizacja działań zmierzających do zmniejszenia negatywnego oddziaływania na środowisko procesów zaopatrzenia w ciepło; ▪ brak działań umożliwiających przeprowadzenie oceny stopnia realizacji i skuteczności założeń przyjętych w PGN i w POŚ w sposób uchwalony w tych dokumentach (brak raportów z realizacji POŚ).
4.	Urząd Miasta Legionowo	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Podjęmowanie działań związanych z poprawą efektywności systemu ciepłowniczego <ul style="list-style-type: none"> – modernizacja sieci ciepłowniczej oraz źródeł ciepła; ▪ spójność działań dotyczących zaopatrzenia w ciepło, wskazanych do realizacji w programach przyjętych przez Radę Miasta, z prowadzoną polityką energetyczną; ▪ podejmowanie działań mających na celu pozyskanie zewnętrznego finansowania na inwestycje z zakresu poprawy efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niespełnianie przez <i>Założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe</i> ustawowych wymogów określonych w art. 19 ust. 3 pkt 3a <i>Prawa energetycznego</i>; ▪ nieuwzględnienie w <i>Założeniach</i> wymagań określonych w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, nakazujących ogrzewanie budynków z miejskiej sieci ciepłowniczej lub ze źródeł ekologicznych.; ▪ niespełnianie przez <i>Założenia</i> w okresie objętym kontrolą ustawowego warunku aktualności (od 2012 r. Prezydent Legionowa nie opracował ich aktualizacji); ▪ niedokonanie oceny potencjału wytwarzanie energii elektrycznej w wysokospławnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy; ▪ niezapewnienie w pełni mechanizmów monitorowania osiągniętych efektów działań w zakresie zaopatrzenia w ciepło. Dla zadań planowanych do realizacji w ramach POŚ i PGN nie określono wartości docelowych wskaźników. Z kolei dla zadań ujętych w kolejnym POŚ nie określono wskaźników monitorujących, jak również ich wartości docelowych. W obu POŚ nie określanie efektów ekologicznych spodziewanych do osiągnięcia w wyniku realizacji zadań; ▪ realizacja nie w pełnym zakresie (w stosunku do założeń) zadań wpływających na poprawę efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego.

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*)	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			Prawidłowe	Nieprawidłowe
5.	Urząd Miasta Mielec	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> Uwzględnianie w przyjmowanych strategiach i programach działań utrzymujących status efektywnego miejskiego systemu ciepłowniczego; tworzenie warunków do zwiększenia zasięgu i możliwości przyłączenia nowych odbiorców do miejskiej sieci ciepłowniczej; realizowanie działań zwiększających efektywność miejskiego systemu ciepłowniczego i w konsekwencji poprawiających jakość powietrza; pozyskiwanie finansowania zewnętrznego na zadania związane z efektywnością energetyczną. 	<ul style="list-style-type: none"> Wykonanie aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe z przekroczeniem terminów ustalonych w Prawie energetycznym; nierzetelne ustalenie w Załozeniach z 2019 r. poziomu zaopatrzenia miasta na ciepło; ogólnikowe sformułowanie w Załozeniach kierunków polityki miasta w zakresie zaopatrzenia w ciepło – co zmniejsza rolę tych Założeń jako wyznacznika działań organizujących zaopatrzenie w ciepło oraz ocenę czy plany przedsiębiorstw energetycznych zapewniają realizację tych Założeń.
6.	Urząd Miejski w Radomiu	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> Uwzględnienie w planowaniu energetycznym potrzeby tworzenia efektywnego systemu ciepłowniczego (podejmowano decyzje o jego docelowym modelu, spełniającym wymogi ustawowe); wyznaczenie w programach: PGN, PONE, POŚ niezbędnych działań w celu rozbudowy i modernizacji miejskiego systemu ciepłowniczego. 	<ul style="list-style-type: none"> Nieskuteczne działania modernizujące system ciepłowniczy – pomimo opracowania planów w zakresie transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku efektywnego, nie rozpoczęto działań inwestycyjnych; nieaktualizowanie Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w ustawowym terminie; nierzetelne opracowanie Założeń – nieuwzględnienie w nich niezbędnych działań w celu rozbudowy i modernizacji systemu ciepłowniczego; nierzetelne określenie w Załozeniach niektórych elementów wymaganych art. 19 ust. 3 Prawa energetycznego; niedokonanie oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłownicznych; nieskuteczne działania w zakresie rozbudowy i modernizacji miejskiego systemu ciepłowniczego – nieosiągnięcie zakładanych efektów (określone w POŚ, PONE i PGN); niemonitorowanie postępów realizacji Założeń.
7.	Urząd Miasta Zgierz	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> Uwzględnianie w przyjmowanych dokumentach strategicznych oraz programach działań sprzyjających utrzymaniu statusu efektywnego miejskiego systemu ciepłowniczego; tworzenie warunków do zwiększenia zasięgu i możliwości przyłączenia nowych odbiorców do miejskiej sieci ciepłowniczej; podejmowanie działań zwiększających efektywność miejskiego systemu ciepłowniczego i ograniczenia negatywnego wpływu na środowisko procesów zaopatrzenia w ciepło; skuteczne aplikowanie o fundusze zewnętrzne na realizację zadań związanych ze zmniejszeniem negatywnego wpływu na środowisko procesów zaopatrzenia w ciepło. 	<ul style="list-style-type: none"> Niedokonanie aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w terminie wymaganym Prawem energetycznym; niedokonanie oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłownicznych lub chłodniczych na terenie gminy; nieprzeprowadzenie kompleksowej inwentaryzacji indywidualnych źródeł ciepła funkcjonujących na terenie gminy przed rozpoczęciem realizacji zadań związanych z ograniczeniem niskiej emisji; nieokreślenie skali potrzeb w zakresie przyłączenia nowych odbiorców do miejskiej sieci ciepłowniczej.

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*)	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			Prawidłowe	Nieprawidłowe
8.	Urząd Miasta Bydgoszczy	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uwzględnianie w dokumentach strategicznych zadań dotyczących rozwoju efektywnego systemu ciepłowniczego; ▪ aktualizowanie Założeń w terminach wymaganych <i>Prawem energetycznym</i>; ▪ realizowanie zadań w zakresie rozbudowy sieci ciepłowniczej, termomodernizacji budynków i wymiany źródeł ciepła na ekologiczne; ▪ monitorowanie i sporządzanie sprawozdań dotyczących realizacji poszczególnych dokumentów programowych; ▪ prowadzenie nadzoru nad działalnością Komunalnego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. (zapewniającego wpływ na strategię działania i dokonanie oceny skuteczności podejmowanych przez spółkę działań). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niespójność Założeń z 2018 r. z POŚ na lata 2013–2016 (nieuwzględnienie w Założeniach zadań związanych z modernizacją źródeł ciepła systemowego, które zostały określone w POS); ▪ nieprzygotowanie i nieprzyjęcie POŚ mającego obowiązywać od 2017 r.
9.	Urząd Miejski w Grudziądzu	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizowanie zadań w zakresie modernizacji źródeł ciepła systemowego oraz rozwoju sieci ciepłowniczej i termomodernizacji budynków; ▪ udzielanie dotacji na wymianę nieefektywnych źródeł ciepła; ▪ prowadzenie nadzoru nad działalnością spółek energetycznych w zakresie tworzenia efektywnych systemów ciepłowniczych (zapewniającego wpływ na strategię działania i dokonanie oceny skuteczności podejmowanych przez spółki działań). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niedokonywanie w ustawowym terminie aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło co skutkowało, że w całym okresie objętym kontrolą gmina działała bez głównego narzędzia kształtowania polityki energetycznej oraz planowania i organizowania zaopatrzenia w ciepło; ▪ niezorganizowanie systemu monitoringu realizacji celów i zadań sformułowanych w Założeniach oraz nieprowadzenie monitoringu zgodności planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych z przyjętymi w Założeniach celami i zadaniami; ▪ niedokonywanie bieżącej oceny i niesporządzanie raportów z wykonania zadań określonych w trzech dokumentach strategicznych gminy; ▪ nierzetelne sporządzanie sprawozdań z realizacji Strategii Rozwoju Miasta za lata 2016–2020 i POP za 2016 r. ▪ niezrealizowanie wszystkich zadań związanych z modernizacją źródeł ciepła i termomodernizacją budynków.
10.	Urząd Miasta Włodawek	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizowanie zadań mających wpływ na system ciepłowniczy – zakończenie inwestycji ograniczającej emisję w ciepłowni MPEC; ▪ realizowanie zadań określonych w PGN. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nieopracowanie aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ustawowym terminie – powodowało to, że w całym okresie kontrolnym gmina działała bez głównego narzędzia kształtowania polityki energetycznej oraz planowania i organizowania zaopatrzenia w ciepło; ▪ niedopełnienie obowiązków dotyczących monitorowania POŚ na lata 2014–2017 oraz PGN.

11.	Urząd Miejski w Gliwicach	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uwzględnianie w dokumentach strategicznych i planistycznych potrzeb rozwoju efektywnego systemu ciepłowniczego; ▪ podejmowanie działań mających na celu poprawę stanu jakości powietrza i w konsekwencji doprowadzenie do transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku efektywnego energetycznie (termomodernizacja i modernizacja budynków oraz wymiana nieefektywnych źródeł ciepła oraz modernizacja i rozbudowa miejskiego systemu ciepłowniczego); ▪ sprawowanie rzetelnego nadzoru nad funkcjonowaniem systemu ciepłowniczego (zbieżność celów określonych w planach rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego z Założeńiami i PGN). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nskuteczne działania w celu budowy wysokosprawnej kogeneracji przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej – Gliwice sp. z o.o.; ▪ dokonywanie aktualizacji Założeń z naruszeniem terminu wynikającego z Prawa energetycznego; ▪ sporządzenie oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych w sposób ogólny, bez uwzględnienia uwarunkowań występujących na terenie miasta; ▪ brak bieżącego monitorowania zadań przyjętych do realizacji oraz niepozyskiwanie danych dotyczących aktualnego stanu przedsięwzięć związanych z transformacją systemu ciepłowniczego (w szczególności przez podmioty zewnętrzne).
12.	Urząd Miasta Katowice	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dysponowanie diagnozą stanu lokalnego rynku ciepła pod względem szans i zagrożeń dla rozwoju efektywnego systemu ciepłowniczego; ▪ uwzględnianie w Strategii rozwoju gminy oraz w programach operacyjnych zadań związanych z transformacją systemu ciepłowniczego w kierunku efektywnego systemu ciepłowniczego; ▪ zagwarantowanie odpowiednich środków na realizację zaplanowanych zadań; ▪ prowadzenie monitoringu pozwalającego na ocenę czy plany przedsiębiorstw energetycznych zapewniają realizację Założeń. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nieuwzględnienie wszystkich uwarunkowań systemu ciepłowniczego – niedokonanie oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na terenie gminy; ▪ przyjęcie aktualizacji Założeń z opóźnieniem (trzy miesiące) w stosunku do terminu określonego w Prawie energetycznym, opracowanie kolejnej aktualizacji Założeń w terminie nie pozwalającym na jej przyjęcie zgodnie z terminem określonym w Prawie energetycznym; ▪ wskazywanie nierzetelnych danych w sprawozdaniach z realizacji programów operacyjnych (PGN i PONE).
13.	Urząd Miasta Pszczyna	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spójność opracowanych strategii oraz programów operacyjnych i rozwojowych z Założeńiami, ▪ realizacją zadań związanych z poprawą jakości powietrza – eliminacja niskiej emisji; ▪ zagwarantowanie odpowiednich środków na realizację zadań związanych z poprawą jakości powietrza. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nieprzeprowadzenie aktualizacji Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło w terminie określonym w Prawie energetycznym; ▪ zawarcie nierzetelnego opisu miejskiego systemu ciepłowniczego w PGN, PONE i Założeńiach z 2017 r. i 2020 r.; ▪ nieprecyzyjne wykonanie analizy oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych; ▪ niewskazanie w POŚ wskaźników monitorowania lub wskazanie ich w sposób nieprecyzyjny nie podając wielkości wyjściowych i docelowych; ▪ nadzorowanie w sposób nierzetelny i niezgodny z zapisami zawartymi w dokumencie realizacji zadań określonych w PGN; ▪ nieosiągnięcie zaplanowanych wartości niektórych mierników przyjętych w PGN; ▪ niewystarczający nadzór nad działalnością podmiotu prowadzącego działalność w zakresie produkcji i dystrybucji ciepła w kwestii zapewnienia realizacji Założeń przez opracowane przez przedsiębiorstwo plany jego rozwoju.

14.	Urząd Miasta Rybnika	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prawidłowe zdiagnozowanie stanu lokalnego rynku ciepła pod względem szans i zagrożeń dla rozwoju systemu ciepłowniczego; ▪ uwzględnienie zarówno w <i>Założeniach</i> jak i w dokumentach strategicznych i programach operacyjnych uwarunkowania systemu ciepłowniczego oraz celów nastawionych na tworzenie efektywnego systemu ciepłowniczego; podejmowanie działań związanych z ograniczeniem niskiej emisji; ▪ dokonywanie oceny realizacji <i>Założeń</i> oraz monitorowanie systemu ciepłowniczego na terenie miasta, w tym pod kątem uwzględniania zadań z nich wynikających w planach rozwoju przedsiębiorstw ciepłownicznych; ▪ zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych na realizację zadań związanych z transformacją systemu ciepłowniczego. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Przekroczenie (ponad 3 lata) terminu aktualizacji <i>Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło</i>.
15.	Urząd Miejski w Zabrze	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zdiagnozowanie stanu lokalnego rynku ciepła pod względem szans i zagrożeń dla rozwoju systemu ciepłowniczego; ▪ uwzględnienie w <i>Założeniach</i> do planu zaopatrzenia w ciepło uwarunkowań systemu ciepłowniczego; ▪ określenie w <i>Założeniach</i> oraz dokumentach strategicznych i programach operacyjnych spójnych celów nastawionych na tworzenie efektywnego systemu ciepłowniczego; ▪ realizowanie zadań określonych w <i>Założeniach</i> oraz w dokumentach strategicznych (i programach operacyjnych) dotyczących efektywnego systemu ciepłowniczego; ▪ prowadzenie zgodnie z planem zadań związanych z modernizacją i rozwojem systemu ciepłowniczego, likwidacją niskiej emisji i termomodernizacją; ▪ zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych na realizację zadań związanych z transformacją systemu ciepłowniczego; ▪ dokonywanie oceny realizacji <i>Założeń</i> pod kątem uwzględniania zadań z nich wynikających w planach rozwoju Zabrzeńskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej sp. z o.o. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aktualizowanie <i>Założeń</i> po terminie wynikającym z <i>Prawa energetycznego</i>; ▪ nieokreślenie dla zdefiniowanych w <i>Założeniach</i> celów i zadań nastawionych na tworzenie efektywnego systemu ciepłowniczego ich zakresu rzeczowego oraz przypisanych mierników; ▪ nieprzeprowadzenie inwentaryzacji indywidualnych źródeł ciepła przed uruchomieniem programu pomocowego na ich wymianę.

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*)	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			Prawidłowe	Nieprawidłowe
16.	Urząd Miasta Krakowa	pozytywna	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Przeanalizowanie szans i zagrożeń rozwoju systemu ciepłowniczego; ▪ określenie w politykach i programach działań związanych z modernizacją i rozwojem systemu ciepłowniczego; ▪ spójność celów określonych w politykach i programach działań w zakresie modernizacji i rozwoju systemu ciepłowniczego z celami określonymi w tym zakresie w <i>Założeniach</i>; ▪ posiadanie wiedzy na temat ryzyk związanych z funkcjonowaniem systemu ciepłowniczego i w sposób aktywny (poprzez nadzór nad dystrybutorem ciepła) wpływanie na jego funkcjonowanie; ▪ skuteczna i efektywna realizacja programów sprzyjających rozwojowi systemu ciepłowniczego, w tym programu związanego z likwidacją niskiej emisji. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nieopracowanie ustawowo wymaganych aktualizacji <i>Założeń</i> (w 2017 r. i w 2020 r.); ▪ Niedokonanie oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji i efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych na terenie gminy.
17.	Urząd Miasta Nowego Sącza	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uwzględnianie w dokumentach strategicznych zadań dotyczących transformacji systemu ciepłowniczego; ▪ zrealizowanie (w Miejskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej w Nowym Sączu sp. z o.o.) inwestycji dot. budowy nowego kotła na biomase; i planistycznych szans i zagrożeń dla rozwoju systemu ciepłowniczego, wskazanie celów strategicznych i kierunków działań oraz zidentyfikowanie możliwych do wdrożenia przedsięwzięć; ▪ prowadzenie działań związanych z termomodernizacją budynków użyteczności publicznej oraz mających na celu ograniczenie niskiej emisji; ▪ wprowadzenie zachęty do wymiany indywidualnych źródeł ciepła w postaci budynków mieszkalnych, w których zastosowano niskoemisyjne źródła ogrzewania. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niewykonanie ustawowego obowiązku aktualizacji <i>Założeń</i>; ▪ nieprzedstawienie w sposób rzetelny w <i>Założeniach</i> z 2019 r. środków poprawy efektywności energetycznej; ▪ niemonitorowanie zgodności planów rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego z <i>Założeniami</i> (brak wiedzy czy plany przedsiębiorstwa ciepłowniczego wpisywały się w realizację <i>Założeń</i>); ▪ niemonitorowanie stanu realizacji PGN oraz POŚ; ▪ niewykonanie ustawowego obowiązku sporządzenia raportów z realizacji POŚ; ▪ niedokonanie oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych; ▪ nieokreślenie w dokumentach strategicznych i planistycznych spodziewanych rezultatów wymienionych działań i ich możliwego wpływu na efektywność miejskiego systemu ciepłowniczego; ▪ niska skuteczność realizacji zadań w zakresie wymiany indywidualnych źródeł ciepła.

18.	Urząd Miasta Łodzi	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wskazanie w dokumentach strategicznych celów i działań dotyczących transformacji systemu ciepłowniczego; ▪ realizowanie zadań związanych z transformacją systemu ciepłowniczego zgodnie z przyjętym harmonogramem i zaplanowanymi efektami w zakresie ograniczenia zużycia energii i ograniczenia emisji dwutlenku węgla; ▪ zapewnienie spójności Założeń z dokumentami strategicznymi; ▪ zabezpieczenie środków finansowych na realizację zadań związanych z transformacją ciepłowniczą w Wieloletnich Prognozach Finansowych oraz korzystanie z dostępnych programów wsparcia. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nieprzeprowadzenie oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokospawnej kogeneracji i efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych; ▪ niesporządzenie (dwukrotnie) aktualizacji Założeń w ustawowo wymaganym terminie; ▪ niedokonywanie analiz czy plany rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego (dystrybutora) zapewniły realizację Założeń; ▪ niestanowienie w Założeniach systemu monitorowania zadań w zakresie zaopatrzenia w energię ciepłą w tym mierniki realizacji celów; ▪ nieposiadanie bieżącej informacji o stopniu realizacji zadań w zakresie transformacji systemu ciepłowniczego określonych w PGN przez podmioty zewnętrzne.
19.	Urząd Miejski w Pabianicach	negatywna	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prowadzenie regularnego nadzoru nad spółką ciepłowniczą i funkcjonowaniem systemu ciepłowniczego; ▪ prawidłowe zabezpieczenie środków na realizację inwestycji wpływających na poprawę sposobu gospodarowania energią ciepłą, w tym skuteczne wykorzystywanie dostępnych mechanizmów pomocowych i informowanie o możliwościach wsparcia; ▪ współfinansowanie w 2019 r. zadań związanych z likwidacją niskiej emisji, realizowanych przez mieszkańców. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niedokonanie analizy szans i zagrożeń dla funkcjonowania efektywnego systemu ciepłowniczego na terenie gminy; ▪ nieprzeprowadzenie oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokospawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych na obszarze gminy; ▪ nieuchwalenie Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło (przez niemal cały okres objęty kontrolą miasto było pozbawione podstawowego narzędzia w realizacji zadań własnych w zakresie zaopatrzenia w ciepło); ▪ niedochowanie ustawowego terminu opracowania POŚ; ▪ niepodejmowanie działań umożliwiających przeprowadzenie oceny stopnia realizacji i skuteczności założeń przyjętych w PGN oraz w POŚ, w sposób uchwalony w tych dokumentach, a także pozwalających pozyskiwać informacje o realizowanych inwestycjach od podmiotów prywatnych – w konsekwencji nie dokonywano modyfikacji tych założeń i nie podejmowano adekwatnej interwencji, pozwalającej osiągnąć cele obu dokumentów; ▪ nieprzyjęcie pracownikom urzędu zadań dotyczących monitorowania zgodności planów rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego z polityką miasta w zakresie dostaw ciepła (analiza taka odbywała się wyłącznie podczas posiedzeń Rady Nadzorczej w formie omówienia).
20.	Urząd Miasta w Piotrkowie Trybunalskim	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Podejmowanie i realizowanie działań mających na celu poprawę stanu jakości powietrza i w konsekwencji doprowadzenie do transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku efektywnego energetycznie; ▪ pozyskiwanie środków zewnętrznych na realizację zadania dot.: Budowa systemu kogeneracji w ramach restrukturyzacji systemu ciepłowniczego w Piotrkowie Tryb.; 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niedokonanie pełnej oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokospawnej kogeneracji i efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych na terenie gminy; ▪ niedokonanie aktualizacji Założeń w 2018 r. i 2021 r., co skutkowało brakiem spójności z kierunkami rozwoju sieci ciepłej, przyjętymi w zaktualizowanym w 2017 r. Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego Miasta; ▪ nieuwzględnienie w Założeniach z 2015 r. możliwości wykorzystania istniejącej nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem ciepła użytkowego wytwarzanego w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych;

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*)	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			Prawidłowe	Nieprawidłowe
21.	Urząd Miasta w Tomaszowie Mazowieckim	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ informowanie podmiotów zewnętrznych (w tym osoby fizyczne) o możliwości uzyskania dofinansowania na termomodernizację i montaż OZE; ▪ udział w programach funduszy ochrony środowiska (umożliwienie mieszkańcom pozyskanie dofinansowania na wymianę źródeł ciepła na bardziej ekologiczne); ▪ prowadzenie nadzoru nad funkcjonowaniem systemu ciepłowniczego (szczególnie po utworzenie spółki ciepłowniczego ze 100% udziałem miasta). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ przyjęcie wskaźników realizacji danych działań określonych w większości dokumentach rozwoju, planowania przestrzennego i ochrony środowiska bez określenia poziomu bazowego oraz docelowego (t odpowiednich dla nich terminów); ▪ niedysponowanie pełną wiedzą w zakresie realizacji zadań ukierunkowanych na tworzenie i rozwój efektywnego systemu ciepłowniczego oraz minimalizujących zużycie energii i redukujących zanieczyszczenia powietrza przez podmioty zewnętrzne (niezależne od gminy).
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Uwzględnianie w planowaniu energetycznym potrzeb tworzenia efektywnego systemu ciepłowniczego; ▪ przeanalizowanie szans i zagrożeń dla rozwoju efektywnego systemu ciepłowniczego i uwzględnienie wyników analiz przy wyznaczaniu kierunków dalszych działań; ▪ terminowa aktualizacja Założeń; ▪ spójność przyjętych w Założeniach kierunków działań w zakresie ograniczenia niskiej emisji i poprawy efektywności energetycznej z dokumentami strategicznymi i programami określającymi politykę gminy w zakresie rozwoju, planowania przestrzennego i ochrony środowiska; ▪ podejmowanie działań służących tworzeniu efektywnego systemu ciepłowniczego (w miarę posiadanych środków); ▪ zabezpieczenie środków finansowych na wykonanie zadań przewidzianych w dokumentach strategicznych i programowych, a także podejmowanie działań na rzecz pozyskania finansowania zewnętrznego dla zaplanowanych zadań; ▪ sprawowanie skutecznego nadzoru nad funkcjonowaniem systemu ciepłowniczego – rzetelne prowadzenie monitoringu wykonania zadań przez spółkę ciepłowniczą i zgodności tych planów z Załoženiami. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nieskuteczna realizacja działań w zakresie modernizacji systemu ciepłowniczego (wynikająca głównie z przyczyn ekonomicznych); ▪ nie pełne określenie w Założeniach możliwości wykorzystania alternatywnych źródeł energii i ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych; ▪ niedokonanie pełnej oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej oraz efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego i chłodniczych na terenie gminy; ▪ niewykonanie wszystkich zadań określonych w PGN i POŚ a służących tworzeniu efektywnego systemu ciepłowniczego; ▪ prowadzenie monitoringu realizacji przedsięwzięć określonych w POŚ i PGN niezgodnie z wytycznymi określonymi w tych programach (co wynikało z niepełnych danych pozyskiwanych w tym zakresie od niezależnych podmiotów).

22.	Urząd Miejski w Nysie	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Określenie w <i>Założeniach</i> zadań inwestycyjnych zmierzających do ograniczenia zarówno wysokiej jak i niskiej emisji; ▪ spójność kierunków zadań określonych w <i>Założeniach</i> z dokumentami strategicznymi i programowymi określającymi politykę gminy w zakresie jej rozwoju, planowania przestrzennego i ochrony środowiska; ▪ podejmowanie działań w zakresie modernizacji źródeł ciepła sieciowego, poprawy efektywności energetycznej budynków oraz zachęcenia i wspierania finansowania likwidacji indywidualnych, nieefektywnych źródeł ciepła opalanych węglem; ▪ zrealizowanie wszystkich obligatoryjnych zadań wynikających z PGN. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niedokonanie szczegółowej oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych na swoim obszarze; ▪ niesporządzenie dokumentu, który w sposób jednoznaczny definiowałby utrudnienia w transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku osiągnięcia efektywności energetycznej; ▪ nieprzeprowadzenie pełnej inwentaryzacji źródeł ciepła opalanych węglem przed uruchomieniem programu pomocowego; ▪ niesporządzenie wymaganych PGN raportów monitoringu realizacji zadań ujętych w tym dokumencie (skutkowało to brakiem pełnych obiektywnych danych dotyczących skuteczności podejmowanych działań), a także nieprzeprowadzenie ewaluacji osiągniętych celów w trakcie i po realizacji PGN; ▪ niezwracanie się do innych podmiotów (oprócz spółki ciepłowniczej) o przekazanie informacji, co do zakresu i efektów realizacji zadań w zakresie wskazanym w dokumentach strategicznych gminy, dotyczących niskiej emisji.
23.	Urząd Miejski w Gnieźnie	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Podejmowanie działań mających na celu poprawę stanu jakości powietrza i w konsekwencji doprowadzenie do transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku efektywnego energetycznie; ▪ definiowanie w dokumentach strategicznych celów i kierunków działań w zakresie modernizacji systemu ciepłowniczego, rozbudowy sieci ciepłowniczej oraz wskazywanie przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła; ▪ pozyskiwanie środków na realizację przedsięwzięć związanych z racjonalizacją zużycia ciepła oraz modernizacją sieci ciepłowniczej; ▪ sprawowanie bieżącego nadzoru nad realizacją planów rozwoju spółki ciepłowniczej, a także ich spójnością z <i>Założeniami</i>. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niedokonanie w sposób terminowy i rzetelny aktualizacji <i>Założeń</i> oraz oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych na swoim obszarze; ▪ nieuwzględnienie z <i>Założeniami</i> wszystkich kierunków zagospodarowania określonych w <i>Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego</i>; ▪ nie do końca skuteczna realizacja zadań określonych w PGN; ▪ nierzetelne wykonywanie zadań w zakresie monitorowania i oceny PGN oraz niewprowadzanie odpowiednich korekt w tym dokumencie.
24.	Urząd Miejski w Głogowie	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Realizowanie działań określonych w dokumentach strategicznych dotyczących ograniczenia zanieczyszczenia powietrza powstającego w procesach zaopatrzenia w ciepło; ▪ istotna poprawa w zakresie wysokiej emisji – spełnianie przez źródła wytworzenia ciepła konkluzji BAT; ▪ realizacja działań zaplanowanych w PGN. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nieaktualizowanie <i>Założeń</i> w terminie wymaganym <i>Prawem energetycznym</i>; ▪ nieuwzględnienie w <i>Założeniach</i> (ze względu na brak przeprowadzenia ich aktualizacji) postanowień zawartych w Strategii Rozwoju Miasta Głogowa na lata 2013–2026; ▪ nieposiadanie informacji o spełnianiu przez miejski system ciepłowniczy warunków efektywności energetycznej (wskazanych w art. 7b ust. 4 <i>Prawa energetycznego</i>); ▪ niewykonanie oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na terenie gminy; ▪ niedysponowanie aktualnymi (po 2016 r.) danymi, dotyczącymi stopnia udziału w całości zanieczyszczeń powietrza poszczególnych procesów zaopatrzenia w ciepło odbiorców w gminie (w szczególności w jakim stopniu za niską emisję odpowiadają indywidualne źródła emisji);

Lp.	Nazwa jednostki kontrolowanej	Ocena kontrolowanej działalności*)	Stany mające wpływ na wydaną ocenę:	
			Prawidłowe	Nieprawidłowe
25.	Urząd Miasta Legnicy	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wpisywanie się realizowanych przez gminę zadań dotyczących transformacji systemu ciepłowniczego w obowiązujące w gminie programy strategiczne; ▪ skuteczne i terminowe podejście do wdrożenie przepisów dotyczących konkluzji BAT. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ brak poprawy stanu jakości powietrza (który był jednym z podstawowych celów strategicznych założonych w <i>Strategii Rozwoju Miasta Głogowa na lata 2013–2026</i>; ▪ opóźnienie wdrażania programu wymiany indywidualnych źródeł ciepła oraz niesystematyczne przeprowadzanie kontroli spalania odpadów w gospodarstwach domowych; ▪ niesporządzenie raportu z realizacji POŚ; ▪ niedysponowanie wiedzą na temat podejmowanych działań oraz osiągniętych efektów ekologicznych przez inne (niż gmina) podmioty, które realizowały zadania w ramach PGN; ▪ niedokonywanie analizy realizacji planów rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego w zakresie pozwalającym ocenić czy zaistniała przesłanka określona w art. 20 ust. 1 <i>Prawa energetycznego</i>; ▪ nieprzekazanie Zarządowi Województwa Dolnośląskiego sprawozdań z realizacji POŚ za lata 2016–2019 i przekazanie z opóźnieniem (ponad siedmiomiesięcznym) sprawozdania za 2019 r. a także niewskazanie w sprawozdaniach za 2019 r. i 2020 r. wszystkich wymaganych działań realizowanych na terenie gminy.
			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nieuwzględnienie w <i>Założeniach</i> strategicznego przedsięwzięcia przedsiębiorstwa energetycznego działającego na terenie gminy (w obszarze komunalnej energetyki ciepłej); ▪ nieokreślenie w <i>Założeniach</i> celów gminy w zakresie planowania i organizacji zaopatrzenia w ciepło obszaru gminy; ▪ niedokonywanie oceny potencjału wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na terenie gminy; ▪ niesporządzenie POŚ obejmującego rok 2021; ▪ prowadzenie bieżącego monitoringu realizacji programów strategicznych w sposób niezapewniający stosownej wiedzy na temat aktualnego stanu ich realizacji (brak możliwości stwierdzenia skuteczności realizowanych zadań); ▪ niezrealizowanie systemu monitoringu i ewaluacji PGN oraz POŚ według przyjętych w tych programach założeń (brak szczegółowej wiedzy odnośnie przebiegu realizacji tych programów). Niesporządzenie ustawowo wymaganych raportów z wykonania POŚ za lata 2017–2018 i 2019–2020; ▪ nieopracowanie szczegółowego planu rzeczowo-finansowego dla POP (co uniemożliwiało dokonanie oceny stopnia jego realizacji w wymiarze rzeczowym, finansowym i osiągniętych efektów ekologicznych oraz energetycznych); ▪ niezapewnienie systemu bieżącego monitoringu planów rozwoju przedsiębiorstwa energetyki ciepłej w tym analizie ich zgodności z <i>Założeniami</i>. 	

26.	Urząd Miejski w Świdnicy	opisowa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Spójność kierunków działań przyjętych w Założeniach w zakresie poprawy efektywności energetycznej (sieci przesyłowych i budynków) i ograniczenia źródeł niskiej emisji z dokumentami strategicznymi i programowymi określającymi politykę miasta w zakresie rozwoju, planowania przestrzennego i ochrony środowiska; ▪ realizacja zadań w zakresie ograniczenia niskiej emisji; ▪ zapewnienie odpowiednich środków (w tym z dostępnych mechanizmów wsparcia) na realizację zadań w zakresie poprawy efektywności energetycznej i wymianę indywidualnych źródeł ciepła. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Niezaktualizowanie Założeń do planu zaopatrzenia w ciepło w terminie wynikającym z Prawa energetycznego; ▪ niesprecyzowanie w obligacyjnych elementach Założeń zakresu rzeczowego zadań do wykonania; ▪ niewykonanie oceny potencjału wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych; ▪ niedysponowanie pełną wiedzą w zakresie zjawisk utrudniających rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych; ▪ niewykonanie ustawowego obowiązku związanego z opracowaniem raportu z realizacji POS za lata 2018–2019; ▪ nieprowadzenie monitoringu efektów procesu wdrażania PGN; ▪ przedprorowadzeniem inwentaryzacji indywidualnych źródeł ciepła przed rozpoczęciem realizacji zadania w zakresie ich wymiany; ▪ brak procedur dotyczących bieżącego monitoringu planu rozwoju przedsiębiorstwa ciepłowniczego zgodnie z zapisami Założeń.
-----	--------------------------	---------	--	--

*) pozytywna/negatywna/w formie opisowej

6.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno- -ekonomicznych

Analiza stanu prawnego **Regulacje Unii Europejskiej**

Funkcjonowanie i rozwój ciepłownictwa zależy w dużej mierze od transponowanych do polskiego prawa regulacji Unii Europejskiej. Unia Europejska realizuje politykę energetyczno-klimatyczną poprzez formułowanie celów w zakresie OZE, efektywności energetycznej oraz emisji CO₂, pyłów i innych substancji itd. Dla planowania działań w ciepłownictwie w Polsce istotne jest ustalenie celów do lat 2030 i 2050.

Do 2030 r. Unia Europejska, jako całość, planuje osiągnąć następujące cele:

- redukcja emisji gazów cieplarnianych o minimum 40% w stosunku do 1990 r. (w sektorach objętych dyrektywą EU ETS (w tym w energetyce i ciepłownictwie) redukcja ma wynieść 43% w stosunku do 2005 r.),
- poprawa efektywności energetycznej o 32,5% w stosunku do prognozy z 2007 r.,
- wzrost udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto w państwach Unii Europejskiej do 32%.

Unijne akty prawne kluczowe dla modernizacji ciepłownictwa

Poprawa jakości powietrza

1. **Dyrektywa CAFE (Clean Air for Europe)** w sprawie jakości powietrza w Europie – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy⁷⁴.

Jest to podstawowy akt prawny dotyczący metodyki pomiarów i dopuszczalnych poziomów zanieczyszczeń powietrza w państwach UE – pyłów zawieszonych (PM10 i PM2,5), dwutlenku siarki (SO₂), tlenku węgla (CO), dwutlenku azotu (NO₂) i benzenu.

2. **Dyrektywa NEC (National Emission Ceilings)** o krajowych pułapach emisji na lata 2020–2030 -Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE⁷⁵.

Dotyczy redukcji emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych – NO_x, SO₂, PM2,5, amoniaku, metanu i niemetanowych lotnych związków organicznych. Określa cele redukcyjne na lata 2020, 2025 i 2030. Dodatkowo nakłada na państwa członkowskie obowiązek przekazywania Komisji Europejskiej programów kontroli zanieczyszczenia powietrza wraz z informacjami z monitoringu, bilansów i prognoz emisji.

⁷⁴ Dz. Urz. UE L 152 z 11.06.2008, str. 1, ze zm.

⁷⁵ Dz. Urz. UE L 344 z 17.12.2016, str. 17

3. **Dyrektywa IED (Industrial Emissions Directive)** w sprawie emisji przemysłowych – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)⁷⁶.

Dotyczy emisji przemysłowych z dużych obiektów spalania (>50 MW całkowitej mocy dostarczonej w paliwie). Wprowadza zasady zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom powstającym w wyniku działalności przemysłowej oraz zasady kontroli tych zanieczyszczeń. Wynikające z tej dyrektywy konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik – BAT (od 17 sierpnia 2021 r.) określają zaostrzone wymogi w zakresie dopuszczalnych wielkości emitowanych zanieczyszczeń. Dodatkowo konkluzje BAT objęły także substancje pozostające dotąd poza wymogami unijnymi, takie jak rtęć, chlorowodór, fluorowodór oraz amoniak.

Decyzja wykonawcza komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE⁷⁷

Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej opublikował w dniu 27 stycznia 2021 r. wyrok w sprawie T-699/17 ze skargi Rzeczypospolitej Polskiej przeciwko Komisji Europejskiej o stwierdzenie nieważności *Konkluzji BAT*. Trybunał stwierdził nieważność *Konkluzji BAT* ze względów formalnych, ale utrzymał w mocy dotychczasowe *Konkluzje* do czasu uchwalenia nowych, zgodnie ze wskazaną w wyroku procedurą głosowania. Obecnie obowiązujące *Konkluzje BAT* pozostają w mocy do czasu uchwalenia nowych, co powinno nastąpić w terminie roku od ogłoszenia wyroku. Oznacza to, że od 17 sierpnia 2021 roku wszystkie tzw. duże obiekty energetycznego spalania (czyli m.in. elektrownie o mocy >50 MWe) będą musiały spełniać wymogi zawarte w obecnych *Konkluzjach BAT*, a orzeczenie TSUE nie wpłynie w żaden sposób na toczące się obecnie postępowania administracyjne i sądowe.

Trybunał uzasadnił utrzymanie w mocy dotychczasowych *Konkluzji* koniecznością zachowania pewności prawa, jednolitych warunków wydawania pozwoleń zintegrowanych oraz potrzebą zapewnienia wysokiego poziomu ochrony środowiska. Zwrócił też uwagę na unijny cel poprawy jakości środowiska.

Konkluzje BAT są bezpośrednio wiążące w państwach członkowskich (nie wymagają implementacji do prawa krajowego). Stanowią realizację zasady zastosowania najlepszych *dostępnych technik* (ang. best available techniques – *BAT*) w sektorze przemysłowym (w tym energetycznym). *Konkluzje BAT* dla tzw. *dużych obiektów energetycznego spalania* paliw zawierają opis najlepszych *technik* jakie powinny być stosowane w tych instalacjach oraz poziomy emisji, które powinny zostać osiągnięte przy zastosowaniu najlepszych *dostępnych technik*. *Konkluzje BAT* służą za punkt *odniesienia* przy ustalaniu warunków pozwoleń na emisję

⁷⁶ Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17

⁷⁷ Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, str. 1

4. **Dyrektywa MCP (Medium Combustion Plants)** w sprawie ograniczenia emisji ze średnich obiektów energetycznych – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania⁷⁸.

Wprowadza przepisy określające standardy emisyjne dla dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NOx) i cząstek stałych (pyłów) dla obiektów energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej w paliwie 1–50 MW. Standardy obowiązują nowe obiekty – od 20 grudnia 2018 r. źródła istniejące > 5 MWt – od 2025 r., a źródła istniejące 1–5 MWt – od 2030 r. Ustanawia też zasady monitorowania emisji CO₂.

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych: obszar ETS i obszar non-ETS

5. **Dyrektywa ETS** w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814⁷⁹.

Odnosi się do obszaru handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (ETS). Elektrociepłowne i ciepłownie o mocy powyżej 20 MWt uzyskują prawo do 30% rocznie bezpłatnych uprawnień w okresie 2021–2025, a po 2025 r. do stopniowo ograniczanej puli. Określa zasady przydziału środków z Funduszu Modernizacyjnego oraz definiuje sposób wykorzystania przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂. Wprowadza obowiązek konkurencyjnego przetargu przy inwestycjach korzystających z bezpłatnych uprawnień.

6. **Rozporządzenie w sprawie włączenia emisji z użytkowania gruntów** i leśnictwa do ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 – Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/841 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie włączenia emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w wyniku działalności związanej z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem do ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 i zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 oraz decyzję nr 529/2013/UE⁸⁰.

Dotyczy obszaru non-ETS (m.in. budynki, odpady, rolnictwo i transport). Wprowadza prawnie wiążące cele redukcji emisji gazów cieplarnianych. W przypadku Polski obowiązkowa redukcja emisji amoniaku i gazów cieplarnianych (GHG) w 2030 r. ma wynieść 7% w stosunku do 2005 r.

Pakiet legislacyjny „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”

7. **Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków** – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej⁸¹.

⁷⁸ Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1

⁷⁹ Dz. Urz. UE L 76 z 19.03.2018, str. 3

⁸⁰ Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 1, ze zm.

⁸¹ Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 75

Jej celem jest wsparcie państw członkowskich i inwestorów w osiągnięciu do 2050 r. długoterminowego celu dotyczącego emisji gazów cieplarnianych i dekarbonizacji zasobów budowlanych. Dyrektywa określa zasadę zachowania równowagi kosztów między dekarbonizacją dostaw energii a zmniejszeniem końcowego zużycia energii. Zgodnie z jej przepisami od 2021 r. wszystkie nowe budynki muszą się charakteryzować niemal zerowym zużyciem energii. Dyrektywa wprowadza też obowiązek opracowania krajowych długoterminowych strategii na rzecz renowacji budynków oraz określenia kluczowych etapów i środków służących realizacji celu na 2050 rok. Państwa członkowskie były zobowiązane wdrożyć dyrektywę do 10 marca 2020 r.

8. **Dyrektywa o efektywności energetycznej** – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. *zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej*⁸²

Indykatywny cel unijny wynosi minimum 32,5% poprawy efektywności energetycznej do 2030 r. w stosunku do prognoz zużycia energii opracowanych w 2007 r. Państwa członkowskie są zobowiązane określić swój orientacyjny wkład (oszczędności energii pierwotnej lub końcowej bądź zmniejszenie energochłonności) do celu unijnego. Państwa członkowskie mogą wyznaczać cel na podstawie zużycia energii pierwotnej lub końcowej. Przyjęto także obowiązkowy krajowy cel rzeczywistej oszczędności energii na lata 2021–2030 w wysokości nie mniejszej niż 0,8% rocznego końcowego zużycia energii uśrednionego dla ostatnich trzech lat przed dniem 1 stycznia 2019 r.

9. **Dyrektywa OZE w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych** – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. *w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (wersja przekształcona)*⁸³.

Wprowadza wiążący cel unijny 32% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 2030 r. Ustala coroczny poziom wzrostu udziału ciepła i chłodu z OZE oraz ciepła odpadowego w strumieniu ciepła dostarczanego odbiorcom, który wynosi minimum 1,3 punktu procentowego (rok do roku) (lub 1,1 punktu procentowego, jeśli tylko OZE) do 2030 r.

Polskie regulacje krajowe

Obwieszczenie w sprawie PEP 2030⁸⁴ określa:

1. Zakres działań podejmowanych na szczeblu krajowym, wpisujących się w realizację celów polityki energetycznej określonych na poziomie UE. Polityka energetyczna wyznacza w obszarze OZE cele wynikające z dyrektywy 2009/28/WE, mianowicie osiągnięcie co najmniej 15% udziału OZE w energii finalnej oraz dalszy wzrost tego wskaźnika w latach następnych, 10% udziału biopaliw w rynku paliw transportowych w 2020 r., a także zwiększenie wykorzystania biopaliw II generacji.

⁸² Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 210.

⁸³ Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, ze zm.

⁸⁴ „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”, przyjęta uchwałą Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r., ogłoszona w załączniku do Obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11).

2. Działania skierowane na ochronę lasów przed nadmiernym eksploataowaniem dla pozyskiwania biomasy oraz zrównoważone wykorzystanie obszarów rolniczych na cele OZE, w tym biopaliw, tak aby nie doprowadzić do konkurencji pomiędzy energetyką odnawialną i rolnictwem oraz zachować różnorodność biologiczną.
3. Działania mające na celu dywersyfikację źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach.
4. Prognozę zapotrzebowania na paliwo i energię do 2030 r.

KPD⁸⁵ określa:

1. Krajowe cele dotyczące udziału energii z OZE w sektorze transportowym, sektorze energii, elektroenergetycznym, sektorze ogrzewania i chłodzenia w 2020 r.
2. Cele pośrednie dla okresów 2011–2012, 2013–2014, 2015–2016 oraz 2017–2018 wskazujące orientacyjny kurs w dojściu do celu ogólnego w 2020 r.
3. Udział energii ze źródeł odnawialnych w 2020 r., w poszczególnych sektorach wynosi dla: ciepłownictwa/chłodnictwa (systemy sieciowe i nie sieciowe) – 17,05%, elektroenergetyki – 19,13% oraz transportu – 11,36%, z uwzględnieniem nadwyżki na potrzeby mechanizmu współpracy międzynarodowej⁸⁶.
4. Kierunek rozwoju technologii wykorzystania OZE, które mogą być rozwijane w przyszłości w polskich warunkach oraz rozwoju rynku energii, przy uwzględnieniu strony ekonomicznej, technicznej i formalno-prawnej.

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030⁸⁷ określa:

1. Obecą politykę klimatyczno-energetyczną i środki obejmujące wdrażanie pięciu wymiarów unii energetycznej w celu realizacji obowiązku wynikającego z rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013⁸⁸.
2. Krajowe założenia i cele w pięciu wymiarach: obniżenie emisyjności (udział energii OZE w końcowym zużyciu energii brutto – 23%), efektywność energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, badania naukowe, innowacje i konkurencyjność.

⁸⁵ „Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”, przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 7 grudnia 2010 r.

⁸⁶ Współpraca międzynarodowa w zakresie odnawialnych źródeł energii polega na przekazaniu w danym roku określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii między Rzeczpospolitą Polską a innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej, Konfederacją Szwajcarską lub państwami członkowskimi Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA).

⁸⁷ Przyjęty w dniu 18 grudnia 2019 r. przez Komitet do spraw Europejskich i przekazany w dniu 30 grudnia 2019 r. przez Ministra Aktywów Państwowych do Komisji Europejskiej.

⁸⁸ Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1

3. Polityki i działania służące realizacji założeń i celów określonych w ramach pięciu wymiarów unii energetycznej.

Założenia przyjęte w KPEiK bazowały na obowiązujących krajowych strategiach rozwoju oraz na projektach dokumentów strategicznych znajdujących się na zaawansowanym etapie przygotowania. Do takich projektów należał w listopadzie 2019 r. projekt **PEP 2040**, który ostatecznie Rada Ministrów zatwierdziła w dniu 2 lutego 2021 r.⁸⁹ Dokument zawierał założenie w zakresie doboru technologii służących budowie niskoemisyjnego systemu energetycznego. Według zapisów PEP 2040 stanowił on wkład w realizację Porozumienia paryskiego zawartego w grudniu 2015 r. podczas 21. konferencji stron Ramowej konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (COP21) z uwzględnieniem konieczności przeprowadzenia transformacji w sposób sprawiedliwy i solidarny. PEP 2040 określiła trzy filary, na których oparto osiem celów szczegółowych PEP 2040 wraz z działaniami niezbędnymi do ich realizacji oraz projektami strategicznymi służącymi ich realizacji. Szóstym celem szczegółowym określonym w PEP 2040 jest Rozwój OZE w ramach, którego zadeklarowano osiągnięcie, co najmniej 23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. (w elektroenergetyce – co mniej 32% netto, w ciepłownictwie i chłodnictwie – przyrost 1,1 punktu procentowego rok do roku, w transporcie – 14%).

Wszystkie działania wskazane przez **PEP 2040** mają opierać się na trzech filarach:

1. **Sprawiedliwej transformacji**, przy której będzie likwidowane ubóstwo energetyczne, a likwidowane miejsca pracy związane z wydobywaniem paliw kopalnych będą uzupełniane przez **nowe gałęzie przemysłu związane z OZE (także w ciepłownictwie) i energetyką jądrową**.
2. **Zeroemisyjnym systemie energetycznym**, w którym oprócz morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej poczesne miejsce będzie mieć energetyka lokalna i obywatelska, co **dla ciepła może oznaczać ożywienie działalności prosumenckiej** nie mniejsze niż obserwowane ostatnio przy wytwarzaniu energii elektrycznej.
3. **Dobrej jakości powietrza**, co powoduje **konieczność transformacji ciepłownictwa**, zwłaszcza lokalnego, a więc ciepła wytwarzanego w przydomowych paleniskach.

Dla ciepłownictwa kluczowymi elementami *PEP 2040* są następujące wytyczne:

1. **Do 2040 r. potrzeby ciepłne** wszystkich gospodarstw domowych **mają być pokrywane przez ciepło systemowe oraz przez zeroemisyjne lub niskoemisyjne źródła indywidualne**.
2. Powinien nastąpić istotny **wzrost mocy** zainstalowanych w fotowoltaice ok. 5–7 GW w 2030 r. i ok. 10–16 GW w 2040, co umożliwi **niskokosztowe korzystanie z energii elektrycznej stosowanej do napędu pomp ciepła** i przechodzenie na wytwarzanie ciepła z energii elektrycznej autoproducentów i prosumentów.

⁸⁹ „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku”, przyjęta uchwałą Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r., ogłoszona w załączniku do Obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. poz. 264).

3. Oczekuje się, że **gaz ziemny** będzie **paliwem pomostowym** w transformacji energetycznej, a w 2030 r. osiągnięta zostanie zdolność transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów zdekarbonizowanych, co umożliwi niskoemisyjne wytwarzanie ciepła w kogeneracji, zarówno w działalności gospodarczej, jak i na własne potrzeby. Możliwość korzystania z paliwa zdekarbonizowanego ułatwi transformację przedsiębiorstw energetycznych w kierunku efektywnych systemów ciepłowniczych (odpowiedni udział ciepła z kogeneracji, ciepła z OZE lub ciepła odpadowego w systemie).
4. Zrealizowanie niskoemisyjnego kierunku transformacji źródeł indywidualnych powinno nastąpić poprzez **stosowanie pomp ciepła, kolektorów słonecznych oraz ogrzewania elektrycznego**, co ułatwi osiągnięcie celu odejścia od spalania węgla w gospodarstwach domowych w miastach do 2030 r., a na obszarach wiejskich do 2040 r.

Najbardziej oczekiwany innowacjami dla ciepłownictwa mogą być:

- technologie **magazynowania ciepła**, które pozwolą na optymalizację i efektywną pracę źródeł wytwarzających ciepło i energię elektryczną w kogeneracji niezależnie od mijających się szczytów zapotrzebowania na te produkty, co zwiększy bezpieczeństwo pracy całego systemu elektroenergetycznego;
- **magazyny energii elektrycznej**, które pozwolą na dalszy dynamiczny rozwój źródeł opartych na energii słonecznej i wiatrowej, gdyż zniwelują ich najpoważniejszą wadę niestabilności i uzależnienia od warunków naturalnych;
- **technologie wodorowe**, zwłaszcza technologie pozwalające na pozyskiwanie „zielonego wodoru”, które pozwolą rozwijać lokalne klastry wodorowe opierające się na lokalnej produkcji wodoru powiązanej ze zdecentralizowaną produkcją energii odnawialnej (w tym „zielonego ciepła”) i lokalnym popycie, a dedykowana infrastruktura wodowa może wykorzystywać wodór do wytwarzania i dostarczania ciepła do budynków mieszkalnych i komercyjnych.

Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji⁹⁰ dotyczy określenia zasad udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach kogeneracji oraz wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji i miała na celu zastąpienie wcześniejszego mechanizmu wsparcia kogeneracji, opartego na systemie świadectw pochodzenia, aukcyjnym oraz efektywnym ekonomicznie systemem wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii i ciepła, ograniczenie niekorzystnych zjawisk środowiskowych, takich jak niska jakość powietrza, promowanie efektywnych energetycznie rozwiązań. Ponadto ciepło wytworzone z takiej jednostki kogeneracji musi być dostarczone do publicznej sieci ciepłowniczej. W rozdziale 2 ustawy (art. 4–14) określono zasady uczestnictwa w systemie wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji – m.in. wsparcie w przypadku wprowadzania *ciepła* wpro-

⁹⁰ Dz. U. z 2022 r. poz. 553.

wadzanego do publicznej sieci ciepłowniczej zasilanej przez istniejącą jednostkę kogeneracji – jak stanowi w art. 9 ustawy wsparcie, o którym mowa w rozdziałach 3 i 5, nie przysługuje dla nowej jednostki kogeneracji, jeżeli ciepło wytworzone w tej jednostce będzie wprowadzane do publicznej sieci ciepłowniczej zasilanej przez istniejącą jednostkę kogeneracji, z wyłączeniem przypadku, gdy nowa jednostka kogeneracji zastępuje jedną lub więcej jednostek wytwórczych lub stanowi niezbędną rozbudowę jednostek wytwórczych, w celu zapewnienia dostarczania ciepła do tej sieci ciepłowniczej. W rozdziale 3 ustawy (art. 15–28) ustalono zasady uczestnictwa w aukcyjnym systemie wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Rozdział 4 ustawy (art. 29–35) określa zasady uczestnictwa w systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej dla wytwórców energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Rozdział 5 ustawy (art. 36–55) stanowi o zasadach uczestnictwa w systemie wsparcia dla jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW. Z kolei rozdział 8 ustawy (art. 76–80) zawiera obowiązki informacyjne wytwórców energii elektrycznej z kogeneracji korzystających ze wsparcia określonego ustawą.

Ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków⁹¹ – określa zasady: 1) finansowania ze środków Funduszu Termomodernizacji i Remontów części kosztów przedsięwzięć termomodernizacyjnych i remontowych oraz przedsięwzięć niskoemisyjnych; 2) funkcjonowania centralnej ewidencji emisyjności budynków. W rozdziałach: 2, 3 i 4 ustawy określono warunki przyznawania premii: termomodernizacyjnej, remontowej oraz kompensacyjnej. W rozdziale 4b ustawy (art. 11b–11e) zawarto przepisy dotyczące przedsięwzięć niskoemisyjnych realizowanych przez gminę. W rozdziale 5 ustawy określono zasady finansowania przedsięwzięć niskoemisyjnych, termomodernizacyjnych i remontowych

Sprawny i niezawodny sektor energetyczny jest ważny dla rozwoju gospodarczego i przestrzennego gminy. Dlatego rola podstawowej JST w sferze energetyki staje się coraz większa w kontekście wytwarzania rozproszonego oraz inwestycji sieciowych.

Założenia do planu zaopatrzenia gminy w paliwa gazowe, energię elektryczną i ciepło pozwalają na zdobycie informacji o stanie zaopatrzenia gminy w energię oraz identyfikację zagrożeń. Ponadto poprzez podjęcie odpowiednich decyzji gmina może motywować i wspomagać przedsiębiorstwa energetyczne i mieszkańców w oszczędzaniu energii i ochronie środowiska. Planowanie energetyczne w gminie jest więc nie tylko obowiązkiem narzuconym przez ustawę *Prawo energetyczne*, ale daje możliwość kreowania lokalnej polityki energetycznej przez lokalne władze. Realizacja założeń do planu zaopatrzenia wymaga ścisłej współpracy przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców reprezentowanych w procesie planowania zaopatrzenia przez władze gminy. Daje to pewność dla decyzji władz gminy podejmowanych w interesie jej mieszkańców i zrównoważonego rozwoju gminy. Dla zachowa-

⁹¹ Dz. U. z 2022 r. poz. 438.

nia spójności z planami przedsiębiorstw energetycznych założenia do planów zaopatrzenia gminy w paliwa gazowe, energię elektryczną i ciepło powinny być opracowywane na okres piętnastu lat, które co trzy lata byłyby aktualizowane, podobnie jak plany rozwoju operatorów systemu elektroenergetycznego.

Pozycję gmin w Polsce jako podmiotów odpowiedzialnych za planowanie energetyczne określa ustawa z dnia 8 marca 1990 r. *o samorządzie gminnym*⁹². Zgodnie z art. 7 ust. 1 pkt 3 powołanej ustawy zaspokajanie zbiorowych potrzeb wspólnoty należy do zadań własnych gminy, które obejmują między innymi sprawy zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz. Uszczegółowienie zadań własnych gmin w zakresie zadań związanych z planowaniem zabezpieczenia energetycznego oraz z finansowaniem niektórych zadań określono w art. 18 i art. 19 *ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne*⁹³. Na podstawie art. 19 ust. 5 *Prawa energetycznego* projekt gminnych założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe obligatoryjnie podlega zaopiniowaniu przez samorząd województwa w zakresie koordynacji współpracy z innymi gminami oraz w zakresie zgodności z polityką energetyczną państwa.

W art. 18 ust. 1 *Prawa energetycznego* wyodrębniono pięć grup szczegółowych zadań gminy w omawianym zakresie m.in.:

1. planowania i organizacji zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe,
2. planowania i organizacji działań mających na celu racjonalizację zużycia energii i promocję rozwiązań zmniejszających zużycie energii na obszarze gminy,
3. oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na jej terytorium⁹⁴.

Nowa **ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej**⁹⁵ w art. 6 ust.2 dokonała zmiany zakresu obowiązku, określając, że jednostka sektora publicznego realizuje swoje zadania, stosując co najmniej jeden ze środków poprawy efektywności energetycznej, którymi są:

1. realizacja i finansowanie przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej;
2. nabycie urządzenia, instalacji lub pojazdu, charakteryzujących się niskim zużyciem energii oraz niskimi kosztami eksploatacji;
3. wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na urządzenie, instalację lub pojazd, o których mowa w pkt 2, lub ich modernizacja;
4. realizacja przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozumieniu *ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków*⁹⁶;

⁹² Dz. U. z 2022 r. poz. 559, ze zm.

⁹³ Dz. U. z 2022 r. poz. 1385.

⁹⁴ Pkt 5 dodany nową ustawą z dnia 20 maja 2016 r. *o efektywności energetycznej* (Dz.U z 2016 r. poz. 831 – ogłoszenie ustawy) z dniem 1 października 2016 r.

⁹⁵ Dz. U. z 2021 r. poz. 2166, ze zm.

⁹⁶ Dz. U. z 2021 r. poz. 554.

5. wdrażanie systemu zarządzania środowiskowego, o którym mowa w art. 2 pkt 13 *rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1221/2009 z dnia 25 listopada 2009 r. w sprawie dobrowolnego udziału organizacji w systemie ek zarzadzania i audytu we Wspólnocie (EMAS), uchylającego rozporządzenie (WE) nr 761/2001 oraz decyzje Komisji 2001/681/WE i 2006/193/WE*⁹⁷, potwierdzone uzyskaniem wpisu do rejestru EMAS, o którym mowa w art. 5 ust. 1 *ustawy z dnia 15 lipca 2011 r. o krajowym systemie ek zarzadzania i audytu (EMAS)*⁹⁸.
6. realizacja gminnych programów niskoemisyjnych, o których mowa w *ustawie z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków*⁹⁹.

W praktyce gmina – w celu przedstawienia rzetelnej oceny zaopatrzenia w nośniki energii – będzie musiała pozyskiwać informacje od przedsiębiorstw energetycznych posiadających na jej terenie jednostki wytwórcze wytwarzające energię w kogeneracji w celu oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Analogicznie będzie wyglądała kwestia oceny potencjału efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych oraz obowiązku realizacji tych zadań zgodnie z miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego albo z ustaleniami zawartymi w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

22 maja 2021 weszły w życie przepisy znowelizowanej ustawy o efektywności energetycznej¹⁰⁰. Wprowadzone zmiany mają na celu optymalizację zużycia energii i poprawę warunków dla rozwoju nowych usług energetycznych, wpisując się tym samym w założenia polityki klimatyczno-energetycznej. W odniesieniu do ciepłownictwa, nowe przepisy umożliwią realizowanie przez podmioty zobowiązane programów bezzwrotnych dofinansowań w celu współfinansowania przedsięwzięć polegających na przyłączaniu odbiorców końcowych do sieci ciepłowniczej lub wymianie źródeł ciepła u tych odbiorców, a następnie zaliczanie uzyskanych oszczędności na poczet realizacji przez te podmioty obowiązku efektywnościowego. Rozwiązanie to przyspieszy również proces modernizacji indywidualnych źródeł ciepła.

⁹⁷ Dz. Urz. UE L 342 z 22.12.2009, str. 1, ze zm.

⁹⁸ Dz. U. z 2020 r. poz. 634, ze zm.

⁹⁹ Pkt 6 dodany *ustawą z dnia 6 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz niektórych innych ustaw* (Dz.U. z 2019 r. poz. 51), obowiązuje od 11 lutego 2019 r. Gminny program niskoemisyjny może zostać ustanowiony przez gminę, na zasadach określonych w ustawie, w celu ograniczenia emisji zanieczyszczeń i poprawy jakości powietrza w gminie, w szczególności poprzez realizację przez gminę przedsięwzięć niskoemisyjnych na rzecz najmniej zamożnych gospodarstw domowych, finansowanych w części ze środków Funduszu Termomodernizacji i Remontów. Przedsięwzięcia niskoemisyjne ujęte w gminnym programie niskoemisyjnym będą realizowane w drodze porozumienia, zawieranego przez ministra właściwego do spraw gospodarki z gminą, która jest gotowa uczestniczyć w sfinansowaniu wymiany lub likwidacji starych urządzeń grzewczych na nowe, spełniające standardy niskoemisyjne oraz termomodernizacji jednorodzinnych budynków mieszkalnych osób ubogich energetycznie m.in. wraz z wymianą lub likwidacją starych urządzeń grzewczych i tym samym poprawić jakość powietrza na swoim obszarze.

¹⁰⁰ Ustawa z dnia 20 kwietnia 2021 o zmianie ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. poz. 868).

Art. 19 *Prawa energetycznego* określa tryb sporządzania założeń do planu zaopatrzenia gminy, który musi się odnosić jednocześnie do wszystkich trzech nośników energii i obejmować obszar całej gminy. Ustalenia zawarte w dokumentach planowania przestrzennego gminy mają dla gminy charakter wiążący przy sporządzaniu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Ponadto określono obowiązek realizacji ww. zadań zgodnie z odpowiednim programem ochrony powietrza przyjętym na podstawie art. 91 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska*¹⁰¹, mającym na celu osiągnięcie dopuszczalnych oraz docelowych poziomów substancji w powietrzu w strefach, gdzie nastąpiło ich przekroczenie.

Opracowywany przez wójta (burmistrza, prezydenta miasta) projekt założeń powinien określać:

1. ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;
2. przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych;
3. możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych;
4. możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 6 ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. *o efektywności energetycznej*;
5. zakres współpracy z innymi gminami.

Na przedsiębiorstwach energetycznych ciąży obowiązek składania propozycji niezbędnych do opracowania projektu założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Zakres treściowy tych propozycji może dotyczyć wszystkich elementów treści projektu założeń. Art. 20 *Prawa energetycznego* stanowi, że projekt planu zaopatrzenia jest opracowywany w sytuacji, gdy okazuje się, że plany przedsiębiorstw energetycznych nie zapewniają realizacji założeń do planu zaopatrzenia. Uchwalone założenia są dokumentem, na podstawie którego sporządzany jest plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla obszaru gminy, określając prawa i obowiązki podmiotów uczestniczących w rozbudowie sieci, w tym zarówno przedsiębiorstw sieciowych, jak i osób ubiegających się o przyłączenie. Plan zaopatrzenia stanowi zatem swoiste uzupełnienie planów przedsiębiorstw energetycznych w zakresie, w jakim plany te nie zapewniają realizacji uchwalonych przez organ uchwałodawczy i kontrolny gminy założeń do planu zaopatrzenia. Projekt planu winien być zgodny z uchwalonymi przez radę gminy założeniami do planu zaopatrzenia w nośniki energii. Projekt planu powinien zawierać m.in. propozycje w zakresie rozwoju i modernizacji poszczególnych systemów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, wraz z uzasadnieniem

¹⁰¹ Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, ze zm.

ekonomicznym. Zarówno założenia do planu, jak i sam plan są opracowywane przez organ wykonawczy gminy i następnie są uchwalane przez organ uchwałodawczy i kontrolny.

Część zadań w zakresie zaopatrzenia wspólnoty lokalnej w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest zasadniczo domeną przedsiębiorstw energetycznych, co nie wyklucza możliwości prowadzenia przez gminę działalności gospodarczej polegającej np. na przesyłaniu oraz dystrybucji ciepła, energii elektrycznej oraz paliw gazowych w formie gminnego zakładu budżetowego. Jednocześnie, gmina może przez swój udział kapitałowy uczestniczyć w spółce prawa handlowego o charakterze użyteczności publicznej, a wyjątkowo również funkcjonującej poza obszarem. W pozostałym zakresie konieczna będzie współpraca pomiędzy gminą a przedsiębiorstwami energetycznymi, w szczególności w kontekście procesów infrastrukturalnych, racjonalizacji planowania inwestycyjnego, organizacji warunków formalnoprawnych pod przyszłą rozbudowę sieci oraz prognozy zapotrzebowania odbiorców na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. W celu realizacji planu zaopatrzenia, gmina może zawierać umowy z przedsiębiorstwami energetycznymi. Zgodnie z art. 7 ust. 5 *Prawa energetycznego* przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach o szczegółowych warunkach funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, gazowego i systemów ciepłowniczych oraz o szczegółowych zasadach kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie oraz w założeniach lub planach, o których mowa w art. 19 i 20 *Prawa energetycznego*.

Transformacja energetyczna, w tym dotycząca ciepłownictwa ma na celu nie tylko ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, poprawę bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki, ale również poprawę warunków życia obywateli UE.

Realizacja tych celów ma nastąpić poprzez w szczególności: rozwój kogeneracji, zwiększenie wykorzystania źródeł OZE i instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych w ciepłownictwie systemowym, uciepłownienie elektrowni, modernizację i rozbudowę systemu dystrybucji ciepła i chłodu, popularyzację magazynów ciepła i inteligentnych sieci.

Jak szacuje organizacja przedsiębiorstw ciepłowniczych, sprostać wyzwaniom prowadzonej przez UE polityki dekarbonizacji, będzie wymagało poniesienia w okresie najbliższych 10 lat nakładów inwestycyjnych na przedsięwzięcia z zakresu transformacji energetycznej rzędu 53–101 mld zł, zatem zakładając równomierne rozłożenie tych nakładów na 10 lat, na wszystkie przedsiębiorstwa koncesjonowane zajmujące się dostarczaniem ciepła do odbiorców, nakłady inwestycyjne tych przedsiębiorstw musiałyby łącznie wzrosnąć corocznie od 5,3 mld zł do 10,1 mld zł (dodatkowo, poza nakładami już ponoszonymi lub przewidzianymi już do poniesienia) i stanowić dodatkowo od 35% do 67% łącznych rocznych przychodów z działalności ciepłowniczej (bez obrotu) – vide *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2020 r.* – str. 250.

Transformacja ciepłownictwa w Polsce odbywać się będzie także poprzez wykorzystanie funduszy krajowych i unijnych wskazanych w PEP 2040, tj. m.in. Polityki Spójności, Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, ReactEU oraz pozostałych instrumentów, np. programy priorytetowe NFOŚiGW i środki Wspólnej Polityki Rolnej oraz nowych instrumentów, które będą wspierać transformację systemu energetycznego w Polsce, np. Funduszu Modernizacyjnym oraz krajowym funduszu celowym, zasilanym środkami ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂, tj. Funduszu Transformacji Energetyki.

Dostosowanie ciepłownictwa w Polsce do polityki klimatyczno-energetycznej UE, powinno odbywać się przy zachowaniu podstawowych celów *Prawo energetyczne*, a więc ochrony środowiska i równoważenia interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych.

Programy UE i inne źródła finansowania dostępne dla samorządów gminnych, w tym przede wszystkim programy operacyjne, powinny być głównym źródłem wspierania realizacji założeń do gminnych planów zaopatrzenia lub planów zaopatrzenia w paliwa i energię opracowywanych i uchwalanych w perspektywie rozwinięcia, uzupełnienia i konkretyzacji treści planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych. Ze środków Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020 w ramach poddziałania 1.3.3. Ogólnopolski system efektywności energetycznej oraz OZE, którego beneficjentem jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), a instytucją wsparcia doradczego dla sektora publicznego, mieszkaniowego oraz przedsiębiorstw Ministerstwo Energii, mogła być też finansowana budowa ogólnopolskiej sieci doradców, zlokalizowanych na terenie każdego województwa, szkolenia oraz działania informacyjno-edukacyjne w zakresie efektywności energetycznej, OZE i rozwoju gospodarki niskoemisyjnej¹⁰² zwiększających świadomość społeczeństwa, wsparcie w przygotowaniu, weryfikacji i wdrożeniu planów gospodarki niskoemisyjnej, wsparcie związane z przygotowaniem i realizacją inwestycji w zakresie efektywności energetycznej i OZE, aktywne promowanie gospodarki niskoemisyjnej, prowadzenie działań szkoleniowo-doradczych przyczyniających się do utworzenia sieci tzw. energetyków gminnych.

7 grudnia 2021 r. w Monitorze Polskim opublikowana została „Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040”¹⁰³. W dokumencie wskazano 6 celów szczegółowych, a pierwszym z nich jest „Wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie”.

¹⁰² Gminny program niskoemisyjny powinien być zgodny z planem gospodarki niskoemisyjnej oraz z planem zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną, oraz paliwa gazowe, oraz programem ochrony powietrza, o ile taki dokument jest w gminie uchwalony. Zgodność tych dokumentów ma na celu zapewnienie spójnego kierunku rozwoju gminy w zakresie ochrony powietrza oraz działań antysmogowych na jej terenie.

¹⁰³ Uchwała Nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.” (M.P. poz. 1138).

6.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności

1. Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2022 r. poz. 559, ze zm.).
2. Ustawa z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679).
3. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385).
4. Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21, poz. 104 ze zm.).
5. Ustawa z dnia z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, ze zm.).
6. Ustawa z dnia 15 lipca 2011 r. o krajowym systemie ek zarządzania i audytu (EMAS) (Dz. U. z 2020 r. poz. 634, ze zm.).
7. Ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków (Dz. U. z 2022 r. poz. 438).
8. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166, ze zm.).
9. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, ze zm.).
10. Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925).
11. Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1083, ze zm.).
12. Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553).
13. Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2022 r. poz. 503).
14. Ustawa z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju (Dz. U. z 2021 r. poz. 1057, ze zm.).
15. Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1092).
16. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. Nr 16, poz. 92).
17. Rozporządzenie Ministra Środowiska dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2021 r. poz. 845).
18. Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 22 września 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2017 r. poz. 1988) – uchylone z dniem 8 maja 2020 r.
19. Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło Dz. U. z 2020 r. poz. 718 ze zm. – weszło w życie 8 maja 2020.

ZAŁĄCZNIKI

20. Uchwała Nr 239 Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie przyjęcia Koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030 (M.P. z 2012 r. poz. 252).
21. Uchwała Nr 58 Rady Ministrów z dnia 15 kwietnia 2014 r. w sprawie przyjęcia Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 r.” (M.P. poz. 469).
22. „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”, przyjęta uchwałą Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r., ogłoszona w załączniku do Obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11).
23. „Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku”, przyjęta uchwałą Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r., ogłoszona w załączniku do Obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (M.P. poz. 264).
24. Uchwała Nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.” (M.P. poz. 1138).
25. „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030”, przyjęty w dniu 18 grudnia 2019 r. przez Komitet do spraw Europejskich i przekazany w dniu 30 grudnia 2019 r. przez Ministra Aktywów Państwowych do Komisji Europejskiej.
26. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012, str. 1, ze zm.).
27. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 210)
28. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 75).
29. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) (Dz. Urz. UE L 334 z 17.12.2010, str. 17).
30. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, ze zm.), która utraciła moc z dniem 1 lipca 2021 r. – tzw. Dyrektywa RED I.
31. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, ze zm.), która weszła w życie 24 grudnia 2018 r., z terminem transpozycji do 30 czerwca 2021 r. – tzw. Dyrektywa RED II.

32. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystszej powietrza dla Europy (Dz. Urz. UE L 152 z 11.06.2008, str. 1, ze zm.).
33. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE (Dz. Urz. UE L 344 z 17.12.2016, str. 17).
34. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015, str. 1).
35. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 (Dz. Urz. UE L 76 z 19.03.2018, str. 3).
36. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. UE L 153 z 18.06.2010, str. 13, ze zm.).
37. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylecia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013 (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 1, ze zm.).
38. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/841 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie włączenia emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w wyniku działalności związanej z użytkowaniem gruntów, zmianą użytkowania gruntów i leśnictwem do ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 i zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 oraz decyzję nr 529/2013/UE (Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 1, ze zm.).
39. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) 1221/2009 z dnia 25 listopada 2009 r. w sprawie dobrowolnego udziału organizacji w systemie ekozarządzania i audytu we Wspólnocie (EMAS), uchylające rozporządzenie (WE) nr 761/2001 oraz decyzje Komisji 2001/681/WE i 2006/193/WE (Dz. Urz. UE L 342 z 22.12.2009, str. 1, ze zm.).
40. Decyzja wykonawcza komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz. Urz. UE L 212 z 17.08.2017, str. 1).

6.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli

1. Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej
2. Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
3. Marszałek Senatu Rzeczypospolitej Polskiej
4. Prezes Rady Ministrów
5. Minister Klimatu i Środowiska
6. Prezes Trybunału Konstytucyjnego
7. Rzecznik Praw Obywatelskich
8. Sejmowa Komisja do Spraw Kontroli Państwowej
9. Sejmowa Komisja do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych
10. Senacka Komisja Gospodarki Narodowej i Innowacyjności
11. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
12. Prezydenci miast/burmistrzowie/wójtowie

6.5. Stanowisko Ministra do informacji o wynikach kontroli



Minister Klimatu i Środowiska

Anna Moskwa

DC-WKiC.081.1.2021.PB
2386535.9031479.7291675
Warszawa, 16-12-2022

Pan
Marian Banaś
Prezes
Najwyższej Izby Kontroli

Szanowny Panie Prezesie,

w związku z kontrolą P/21/020 „Rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych”, przeprowadzoną w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, mając na uwadze Informację o wynikach kontroli (dalej: „Informacja”) przekazaną pismem z dnia 28 listopada 2022 r., znak: KGP.430.015.2022, które wpłynęło do Ministerstwa Klimatu i Środowiska w dniu 2 grudnia 2022 r., stosownie do postanowień art. 64 ust. 2 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli (Dz. U. z 2022 r. poz. 623), przekazuję moje stanowisko do Informacji.

I.

Na wstępie należy odnieść się krytycznie do sformułowania zawartego w pkt 2. Informacji pt. „OCENA OGÓLNA”, dotyczącego braku opracowania strategii modernizacji ciepłownictwa przez ministra właściwego do spraw energii. Dotychczasowe mechanizmy wsparcia zostały ocenione jako niewystarczające i nieadekwatnie zaadresowane. W opinii NIK, że pomimo zidentyfikowania barier i ograniczeń w rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych, minister właściwy ds. energii z opóźnieniem podjął działania diagnostyczne i projektujące strategiczne podejście do ciepłownictwa.

Główne cele strategii MKiŚ dla ciepłownictwa zawarte są w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. (dalej: „PEP2040”) oraz Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu; dotyczą one m.in. 1,5 mln nowych gospodarstw domowych przyłączonych do sieci, wzrostu udziału OZE w sektorze oraz wzrostu liczby systemów ciepłowniczych o statusie efektywnego do 85 proc. Udział ciepła systemowego w ogólnym bilansie zużycia ciepła klasyfikuje Polskę w czołówce europejskiej, nie mniej jednak konieczne są inwestycje modernizacyjne całego systemu ciepłowniczego począwszy od wytwórców i dystrybutorów, aż po odbiorców końcowych.

Systemy ciepłownicze w Polsce muszą sprostać wielu wymaganiom i zmianom technologicznym. Realizowane przez przedsiębiorstwa branży ciepłowniczej inwestycje wymagają zmian strukturalnych i organizacyjnych. Infrastruktura systemów ciepłowniczych w Polsce jest zróżnicowana zarówno pod względem stanu technicznego, jak i wskaźników ekonomicznych.

Zmienność regulacyjna po stronie Unii Europejskiej determinuje wybór właściwego modelu rozwoju ciepłownictwa. Minister właściwy ds. energii jest zobowiązany dostosowywać model transformacji sektora do kolejnych pakietów klimatycznych Unii Europejskiej (dalej: „UE”), rozbudowywanych o coraz bardziej rygorystyczne założenia. W 2019 roku ustanowiono pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”, natomiast już w 2021 UE rozpoczęła pracę nad nowym pakietem *Fit for 55*.

Historycznie polskie ciepłownictwo oparte zostało na wykorzystywaniu do produkcji ciepła paliwa węglowego. Obecnie odejście od tego paliwa zgodnie z wymaganiami UE jest szczególnie utrudnione w systemach, gdzie źródła wytwarzania ciepła stanowią jednostki o dużej mocy zainstalowanej. Nie możliwym jest ich szybkie zastąpienie jednostkami OZE, np. opalanymi biomasą. Jednostki oparte o źródła odnawialne (m.in. pompy ciepła, kolektory słoneczne czy źródła geotermalne), nie są w stanie dostarczyć wystarczającej mocy oraz temperatury nośnika do zastąpienia wszystkich eksploatowanych jednostek węglowych i zapewnić ciągłość dostaw.

Obecnie dostępną alternatywą, pozwalającą na szybką zmianę miks paliwowego jest gaz ziemny. Transformacja sektora w kierunku powszechnego wykorzystania gazu ziemnego generuje jednak określone wyzwania i zagrożenia. Jednym z nich jest m.in. strukturalne uzależnienie Rzeczypospolitej Polskiej od dostaw tego paliwa z zagranicy.

Stopniowa zmiana miks paliwowego zarówno w oparciu o źródła OZE jak i gaz ziemny, zgodna z Polityką energetyczną Polski do 2040 r. możliwa była m.in. dzięki uruchomieniu terminalu LNG wraz z jego rozbudową, Baltic Pipe, interkonektora PL-LT oraz PL-SK.

W okresie 1,5-roku od zatwierdzenia PEP2040 funkcjonowanie sektora energii uległo znaczącemu przemodelowaniu. Atak Federacji Rosyjskiej na Ukrainę spowodował bezprecedensowe wzrosty cen na rynkach surowców energetycznych, a w konsekwencji również cen energii elektrycznej. Z kolei założenia tegorocznego planu REPowerEU oraz prace prowadzone nad pakietem *Fit for 55* implikują wzrost cen uprawnień do emisji CO₂.

Rosyjska inwazja na Ukrainę zachwiała podstawami polityki energetycznej UE, prowadząc do rewizji założeń transformacji klimatycznej, w szczególności tempa i dróg osiągnięcia celów, w tym w zakresie udziału paliw kopalnych w strukturze miks energetycznego do 2030 r.

Niezwłocznie, po rozpoczęciu napaści Rosji na Ukrainę Rząd Rzeczypospolitej Polskiej podjął strategiczną decyzję o modyfikacji zapisów w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040) w sposób, który pozwoli zneutralizować lub ograniczyć ryzyka związane z potencjalnymi sytuacjami kryzysowymi w kraju oraz na arenie międzynarodowej,

a jednocześnie umożliwi realizację głównego celu polityki energetycznej, tj. zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego, przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki i zmniejszeniu oddziaływania sektora energii na środowisko.

W dn. 29 marca br. Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji PEP2040, przedłożone przez Ministra Klimatu i Środowiska. W ramach przyjętych założeń istniejące filary PEP2040 (tj. sprawiedliwa transformacja, budowa zeroemisyjnego systemu oraz poprawa jakości powietrza) uzupełniono o nowy filar: suwerenność energetyczną, której szczególnym elementem jest zapewnienie szybkiego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) oraz pochodnych (LPG, olej napędowy, benzyna, nafta) z Federacji Rosyjskiej.

Mając na względzie nowe uwarunkowania silnie oddziaływujące na sektor energii, założenia do aktualizacji PEP2040 przewidują implementację następujących działań kierunkowych:

- 1) Zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowa mocy opartych o źródła krajowe. Inwestycje w sektorze energetycznym będą ukierunkowane na zapewnienie stabilności pracy systemów.
- 2) Dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii powinien pozwolić na budowanie niezależności i suwerenności energetycznej, a jednocześnie wpłynie na poprawę jakości życia wynikającej z lepszej jakości środowiska naturalnego.
- 3) Poprawa efektywności energetycznej, która obejmować będzie w sposób szczególny zintensyfikowane działania termomodernizacji i renowacji budynków oraz wykorzystanie niskotemperaturowych źródeł ciepła, ale także działania proefektywnościowe w przemyśle.
- 4) Dalsza dywersyfikacja dostaw i zapewnienie alternatyw dla węglowodorów polegać będzie w szczególności na przyspieszeniu budowy gazowego pływającego terminalu FSRU w Zatoce Gdańskiej wraz z rozbudową sieci krajowej oraz rozbudową podziemnych magazynów gazu ziemnego. Długookresowo dążyć się będzie do zastępowania popytu na gaz ziemny i ropę naftową alternatywnymi, nowoczesnymi źródłami energii tj. wodór, biometan, biokomponenty, niskoemisyjne paliwa syntetyczne czy energia elektryczna.
- 5) Decyzje inwestycyjne w gazowe moce wytwórcze będą dostosowane do dostępności paliwa. Brak przewidywalności na rynku gazu w ujęciu średniookresowym może wpłynąć na zwiększenie poziomu wykorzystania istniejących jednostek węglowych. Natomiast plany inwestycyjne dotyczące nowych mocy gazowych będą podlegać weryfikacji pod kątem ekonomiki produkcji.
- 6) Dążyć się będzie do utrzymania w gotowości do pracy jednostek węglowych zgodnie z ich technicznym czasem życia (dłuższym niż wynika to z przesłanek ekonomicznych, wrażliwych na ceny uprawnień do emisji CO₂), co zagwarantuje dostawy energii i umożliwi lepszą integrację OZE w systemie energetycznym. Zintensyfikowane będą również działania mające na celu rozwój czystych technologii węglowych (CTW).
- 7) Konsekwentnie wdrażana będzie energetyka jądrowa oparta przede wszystkim o duże reaktory tj. powyżej 1000 MW. Równoległe do prowadzonych prac w zakresie budowy pierwszej polskiej elektrowni jądrowej kontynuowane będą wysiłki mające na celu perspektywiczne wdrożenie mikro/małych reaktorów modułowych (ang. mikro/small modular reactor, MMR/SMR).

8) Rozwój sieci i magazynowania energii ma kluczowe znaczenie dla integracji rozproszonych, a w szczególności odnawialnych źródeł energii. Dlatego konsekwentnie prowadzona będzie budowa nowoczesnej i zautomatyzowanej infrastruktury sieciowej, a także intensyfikowane będą prace związane z rozwojem magazynów energii, w tym elektrowni wodnych szczytowo-pompowych oraz magazynów prosumenckich.

9) Polska będzie podejmować również wysiłki negocjacyjne w celu reformy mechanizmów polityki klimatycznej Unii Europejskiej, tak aby możliwe było przeprowadzanie niskoemisyjnej i ambitnej transformacji, kontrybuując do realizacji celów UE, przy uwzględnieniu czasowego zwiększonego wykorzystania konwencjonalnych mocy wytwórczych, bez ponoszenia nadmiernych kosztów wynikających z polityki klimatycznej.

Obecny kryzys energetyczny, zintensyfikowane prace nad zmianami kluczowych klimatycznych aktów prawnych UE, wzrost cen nośników energii, a także ich dostępność wymagają przemodelowania projektu Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r., z perspektywą do 2040 r. analogiczne jak w przypadku PEP 2040. Pierwotnie zakładany udział gazu ziemnego w miksie paliwowym wymaga adaptacji do nowych uwarunkowań.

Mając na uwadze fakt, że ilość gazu zużywanego w Polsce nie powinna przekroczyć możliwości dostaw z innych kierunków niż rosyjski, ciepłownictwo systemowe powinno zrewidować zasadność realizacji nowych inwestycji w źródła wykorzystujące gaz. Nie należy zakładać powszechnej rezygnacji z budowy jednostek wykorzystujących gaz ziemny. Koniecznym będzie dalsze wykorzystywanie kogeneracyjnych jednostek węglowych, połączone z równoległą implementacją jednostek OZE. Należy położyć nacisk na wykorzystanie potencjału lokalnie dostępnych nośników energii. Decydującym, w kontekście możliwości transformacji, jest lokalny charakter ciepłownictwa, który powoduje unikalność każdego systemu ciepłowniczego, a tym samym doboru optymalnych dla niego rozwiązań.

Działania związane z dostosowywaniem lub budową systemów ciepłowniczych, zwłaszcza systemów ciepłowniczych o statusie efektywnych energetycznie, powinny być przedmiotem naturalnych procesów inwestycyjnych. Wybór sposobu finansowania i technologii zależy od indywidualnych decyzji inwestycyjnych poszczególnych przedsiębiorców. Dlatego też Minister Klimatu i Środowiska wydając rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2022 r. poz. 37, poz. 597 i poz. 2437) wziął pod uwagę uwarunkowania rynku i wyzwania inwestycyjne.

Inwestycje obejmujące budowę nowych oraz modernizację już istniejących jednostek wytwórczych w ciepłownictwie systemowym były, są i będą wspierane ze środków publicznych. Ministerstwo Klimatu i Środowiska w ramach nadzoru nad Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej zabezpiecza środki finansowe przeznaczone na dofinansowanie tego typu przedsięwzięć, a także współpracuje z innymi instytucjami w celu wypracowania efektywnego modelu wdrażania projektów.

Kluczowym narzędziem wsparcia w ostatnim okresie był Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POLiŚ), wdrażany przez Narodowy Fundusz Ochrony

Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW). W działaniu 1.5 POIiŚ *Efektywna dystrybucja ciepła i chłodu* wsparcie skierowane było na poprawę efektywności dystrybucji ciepła i/lub chłodu, głównie na cele komunalno-bytowe. W ramach 5 naborów wniosków w trybie konkursowym, a w jednym przypadku w trybie pozakonkursowym, udostępniono kwotę w wysokości 1 936,93 mln zł. W wyniku oceny projektów w oparciu o kryteria formalne i merytoryczne dofinansowano 113 projektów na łączną kwotę 1 118,50 mln zł.

Ponadto w ramach działania 1.6 POIiŚ *Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe* wsparcie zadedykowano inwestycjom polegającym na wysokosprawnym wytwarzaniu energii. NFOŚiGW ogłosił 9 naborów wniosków, w których uruchomił kwotę 2 384,76 mln zł, a dofinansowanie uzyskało 142 projekty na kwotę 2 062,42 mln zł.

Przedsiębiorstwa energetyczne sektora ciepłowniczego mogły również wykorzystywać środki w ramach działania 1.1.1 POIiŚ *Wspieranie inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł*, gdzie na podstawie 7 konkursów dofinansowano m.in. ciepłownie i elektrociepłownie biomasowe, kwotą ponad 219,00 mln zł.

Ponadto NFOŚiGW realizuje program *pn. Energia Plus*, którego celem jest zmniejszenie negatywnego oddziaływania przedsiębiorstw na środowisko, w tym poprawa jakości powietrza poprzez wsparcie przedsięwzięć inwestycyjnych. Program jest realizowany ze środków krajowych do 2025 r., jego budżet wynosi 4 000,00 mln zł.

Dodatkowo w zakresie wsparcia geotermii kluczowymi są programy priorytetowe NFOŚiGW *Polska Geotermia Plus* (z budżetem o wysokości 600,00 mln zł) oraz *Udostępnianie wód termalnych w Polsce* (budżet w ciągu ostatnich miesięcy został zwiększony do 480,00 mln zł). Pierwszy program wspiera budowę bądź rozbudowę instalacji geotermalnych, drugi zaś rozpoznanie złóż.

NFOŚiGW wdrożył program priorytetowy *Ciepłownictwo powiatowe*, dedykowany budowie nowych jednostek wytwórczych w mniejszych systemach ciepłowniczych, znajdujących się w tzw. Polsce powiatowej. W pierwszej edycji programu rozdysponowano 500,00 mln zł. Planowane jest zwiększenie budżetu. Dalsze środki w wysokości 300,00 mln euro będą pochodziły z Instrumentu na rzecz Odbudowy i Wzmacniania Odporności, którego wydatkowanie jest formułowane w Krajowym Planie Odbudowy.

Od czerwca 2021 r. funkcjonuje inny instrument finansowy – Fundusz Modernizacyjny (FM), ustanowiony w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814 i wdrożony do polskiego porządku prawnego ustawą z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r. poz. 1047). Jest to nowy instrument służący wsparciu realizacji celów polityki energetyczno-klimatycznej. Polska jest jego największym beneficjentem (udział Polski w Funduszu Modernizacyjnym wynosi 43,41%). Obecnie środki finansowe z FM przypadające dla Polski wynoszą ponad 30 mld zł, a ich ostateczna wielkość

uzależniona będzie od cen uprawnień do emisji w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji EU ETS.

Dotychczas wdrożono następujące programy dedykowane modernizacji ciepłownictwa ze środków Funduszu Modernizacyjnego:

- *Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu* (2 mld zł).
- *Kogeneracja dla Ciepłownictwa* (3 mld zł).
- *Racjonalna gospodarka odpadami: Wykorzystanie paliw alternatywnych na cele energetyczne* (3 mld zł), który wspiera jednostki wykorzystujące paliwa alternatywne na cele energetyczne.
- Program dla usprawniania oraz unowocześniania sieci ciepłowniczych w kierunku inteligentnym pn. *Digitalizacja sieci ciepłowniczych* (0,5 mld zł).

Równolegle finalizowane są prace nad kolejnymi programami ze środków Funduszu Modernizacyjnego wspierającymi OZE. Zaakceptowany został program *Kogeneracja powiatowa* (1 mld zł) oraz nie-priorytetowy program wsparcia OZE (2 mld zł). Jest to szczególny sukces administracji, ze względu na podwyższone wymagania względem programów w obszarze nie-priorytetowym.

Obecnie trwają intensywne prace nad programem *Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko*, będącego kontynuacją programu POLiŚ. W ramach celu szczegółowego 2.1 *Wspieranie efektywności energetycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych* ciepłownictwo systemowe może liczyć na 1 174 mln euro (5 mld zł). Środki te będą adresowane przede wszystkim do modernizacji i rozwoju sieci dystrybucyjnych ciepła systemowego.

Wymienione programy były dedykowane transformacji sektora ciepłownictwa w kierunku systemów efektywnych energetycznie poprzez budowę instalacji odnawialnych źródeł energii oraz wysokosprawnej kogeneracji.

Dotatkowo stale funkcjonuje mechanizm wsparcia kogeneracji ustanowiony ustawą z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2022 r. poz. 553 z późn. zm.), który zabezpiecza wsparcie operacyjne. Jest to szczególnie istotne w sytuacji gwałtownych zmian cen paliw wpływających na koszty zmienne.

Zaostrzenie polityki klimatycznej UE, przyjęcie w ostatnich latach tzw. „Europejskiego Zielonego Ładu” i w konsekwencji przedstawienie propozycji pakietu legislacyjnego Fit for 55 doprowadziło do konieczności przyspieszenia transformacji i rozwoju systemów ciepłowniczych.

Podczas negocjacji w 2018 r. poprzedniego pakietu legislacyjnego w obszarze energii: *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, Komisja Europejska nie formułowała wymogu neutralności klimatycznej netto w 2050 r. Wymóg taki nie był również sformułowany w przekazanym do Komisji Europejskiej w 2019 r. Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu („KPEiK”).

Nasilenie dyskusji o konieczności zmian w polityce klimatycznej oraz w legislacji spowodowało skokowy wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, co wymusiło podjęcie działań po stronie polskiej i w konsekwencji nałożenie w PEP2040 odrębnego celu dotyczącego

zwiększenia procentowego udziału efektywnych systemów ciepłowniczych w ogólnej liczbie systemów ciepłowniczych w Polsce, prowadzącego do ograniczenia emisji. Pojawiła się konieczność wypracowania mechanizmów wsparcia oraz zachęt regulacyjnych skłaniających przedsiębiorstwa energetyczne do podejmowania działań na rzecz transformacji klimatycznej sektora ciepłowniczego. Mając na uwadze fakt, że klasyfikacja systemu ciepłowniczego jako efektywnego, ma miejsce w odniesieniu do jego jednostek wytwórczych, podstawowy ciężar jego osiągnięcia spoczywał i nadal spoczywa na wytwórcach ciepła w systemach ciepłowniczych. Dystrybutorom ciepła w tych systemach należy przypisać rolę wspierającą. Jeżeli natomiast dany system jest nieefektywny, dystrybutor ma ograniczoną możliwość pozyskiwania wsparcia inwestycyjnego ze środków publicznych na rozwój sieci.

Intensyfikacja działań w obszarze ciepłownictwa stała się jedną z przesłanek do powołania w maju 2020 r. w Ministerstwie Klimatu – Departamencie Ciepłownictwa – zajmującego się wyłącznie ciepłownictwem systemowym.

Zgodnie z art. 3 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne to podmiot prowadzący działalność gospodarczą m. in. w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii (w tym ciepła) lub obrotu nimi. Zatem w świetle powyższej definicji, przedsiębiorstwem energetycznym jest przede wszystkim podmiot prowadzący działalność gospodarczą we wskazanym w ustawie zakresie. Ustawodawca w art. 3 ustawy – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2021 r. poz. 162 z późn. zm.) zdefiniował działalność gospodarczą jako zorganizowaną działalność zarobkową, wykonywaną we własnym imieniu i w sposób ciągły. Jednocześnie przedsiębiorstwami energetycznymi są tylko tacy przedsiębiorcy, którzy prowadzą działalność gospodarczą w specyficznych obszarach – wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji (m. in. ciepła). Są to dziedziny działalności gospodarczej objęte szczególną regulacją z uwagi na istotne znaczenie jakie odgrywają w zapewnieniach bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, a także ochrony interesów uczestników tego rynku.

Nawiązując do powyższego należy zauważyć, że podmiot prowadzący działalność gospodarczą, zobowiązany jest – zgodnie z art. 355 § 2 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz. U. z 2022 r. poz. 1360 z późn. zm.) – do dołożenia należytej staranności w zakresie jej prowadzenia. Szczególnym przykładem takiej działalności jest wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła. Stosownie bowiem do art. 32 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, wykonywanie działalności tego rodzaju, w większości przypadków wymaga uzyskania koncesji. Przedsiębiorca prowadzący działalność koncesjonowaną powinien działać zgodnie z przepisami obowiązującego prawa i wykonywać działalność w zgodzie z nimi, a ponadto jest obowiązany do działania z najwyższą starannością wynikającą zarówno z zawodowego charakteru tej działalności, jak i faktu, że działalność ta podlega szczególnym rygorom.

Stanowisko takie znajduje poparcie m. in. w wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 28 stycznia 2009 r., sygn. akt XVII AmE 136/08: *„Sąd w pełni podziela także stanowisko pozwanego [Prezes URE – przyp. MKiŚ], zgodnie z którym przedsiębiorca prowadzący profesjonalną działalność gospodarczą zobowiązany jest – zgodnie*

z art. 355 § 2 k.c. do dołożenia należytej staranności w zakresie jej prowadzenia. (...) Słusznie wskazał pozwany, że w przypadku prowadzenia koncesjonowanej działalności poziom staranności wymaganej od przedsiębiorcy jest wyższy niż przeciętny poziom staranności przyjęty w obrocie gospodarczym.”.

W związku z powyższym należy uznać, że przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, powinny także brać czynny udział w przygotowaniach swoich przedsiębiorstw do transformacji zarówno w kierunku niskoemisyjnym, jak i osiągnięcia statusu energetycznie efektywnego systemu ciepłowniczego. Brak zaangażowania w takie działania należy potraktować jako brak dochowania należytej staranności przy wykonywaniu działalności koncesjonowanej.

Dodatkowo, niezbędne jest zwrócenie uwagi na fakt, że uwzględnienie środków na transformację w kształtowanej taryfie dla ciepła wymaga akceptacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w trakcie postępowania administracyjnego w sprawie zatwierdzenia tej taryfy. Obciążenie kosztami inwestycji oraz amortyzacji po zrealizowanej inwestycji może okresowo zwiększać opłaty odbiorców ciepła, co powoduje, że intensywna faza transformacji przy aktualnym stanie polskiego ciepłownictwa musi dokonywać się etapami, celu zachowana równowagi kształtowania cen ciepła dla odbiorców.

II.

Stwierdzenie Pana Prezesa zawarte w pkt 3. Informacji pt. „SYNTEZA” na temat spóźnionych i nieskutecznych działań w celu opracowania strategicznego dokumentu wskazującego kierunki rozwoju rynku ciepła wymaga szczególnego odniesienia.

Departament Ciepłownictwa w Ministerstwie Klimatu został powołany w maju 2020 r. i od początku jego istnienia podejmowano działania, mające na celu wzmocnienie procesu oceny działalności sektora, w tym monitorowania liczby efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych w kraju, a także pozyskiwania informacji o barierach związanych z osiągnięciem przez systemy ciepłownicze takiego statusu.

Ma to bezpośrednie przełożenie na przygotowanie aktów prawnych, ich uzasadnienia oraz ocenę skutków regulacji. Właściwym przykładem tej sytuacji mogą być starania, które zostały formalnie ujęte w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw procedowanym przez Ministra Klimatu i Środowiska (numer UC99 wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów). Do istotnych przepisów zaproponowanych i umieszczonych w inicjatywy Departamentu Ciepłownictwa w ww. projekcie należą zmiany w ustawie – Prawo energetyczne wprowadzone w treści art. 3 wymienionego powyżej projektu ustawy.

Funkcjonowanie Departamentu Ciepłownictwa nakłada się z podjęciem prac nad przygotowaniem Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. (dalej: „Strategia”), wraz z niezbędnymi analizami. Dokument został poddany procesowi konsultacji publicznych, nie mniej w związku z dynamicznymi zmianami otoczenia rynkowego i politycznego w 2022 roku koniecznym jest skorygowanie części obszarów strategicznych.

Uwzględnienia wymaga fakt, że Polska jako państwo członkowskie UE jest zobowiązana wdrażać prawo europejskie w obszarze klimatu i środowiska, co determinuje istotne zmiany legislacyjne, znacznie zastrzegające cele klimatyczne dotyczące także sektora ciepłowniczego. Rozważane scenariusze transformacji sektora wymagają uwzględnienia aktualnej sytuacji geopolitycznej, wpływającej na konieczność zapewnienia niezbędnych środków i narzędzi do zachowania bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Z powyższego względu niezbędna stała się także modyfikacja zapisów w PEP2040. Podjęta rewizja ma na celu dobranie optymalnej krajowej ścieżki w nowych ramach geopolitycznych i gospodarczych, w szczególności biorąc pod uwagę ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen energii.

Wskazane powyżej okoliczności wpłyną w sposób istotny na kształt Strategii, która musi być spójna z aktualnymi celami PEP 2040. Prace nad Strategią toczą się sukcesywnie, a procesy konsultacji będą wznowione bez zbędnej zwłoki, w miarę pozyskiwania nowych prognoz rynkowych i określenia wiążących celów dla całej UE w przyjętych dyrektywach pakietu Fit for 55.

III.

Na temat braku mechanizmu monitorowania rozwoju efektywnych systemów ciepłowniczych i nierzetelnej realizacji obowiązku monitorowania efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o czym mowa w pkt 3. Informacji pt. „SYNTEZA” informuję, co następuje.

Podważyć należy stwierdzenie, że minister do spraw energii nierzetelnie realizował obowiązki monitorowania efektywnych systemów ciepłowniczych, ze względu na brak takiego obowiązku. Nawet przywołanie art. 10c ustawy – Prawo energetyczne nie stanowi wprost o obowiązku dotyczącym monitorowania ilości, lokalizacji i udziału systemów efektywnych energetycznie w liczbie systemów ciepłowniczych w Polsce, tylko dotyczy oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych.

Po wejściu w życie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, (RED II), kiedy znaczenie systemów efektywnych wzrosło, Minister Klimatu i Środowiska podjął działania zmierzające zarówno do pogłębienia wiedzy w tym zakresie, jak i zmian przepisów prawa. W szczególności przystąpił do redagowania przepisów implementowanych w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (numer UC99 w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów).

Brak podejmowania bezpośrednich działań, mających na celu wypracowanie i wprowadzenie narzędzi monitoringu efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych w latach 2016 – 2020 wynikał z braku w przepisach prawa obowiązku nałożonego na przedsiębiorstwa dostarczające ciepło, uzyskania statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Należy podkreślić, że czynnikiem, dla którego status efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego mógł być atrakcyjny, była możliwość uzyskania

wsparcia inwestycyjnego w formie pomocy publicznej na infrastrukturę sieciową wyłącznie przez uczestników efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. W systemach „nieefektywnych”, wsparcie mogło być przyznane na jednostki wytwórcze, mające status lub pretendujące do uzyskania statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, jednakże nie zawsze było to osiągnięte niezwłocznie, ze względu na konieczność dokonania złożonego i wieloletniego programu inwestycyjnego.

Nie dostrzegano konieczności tworzenia przepisów o obowiązku uzyskania statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Nie było takiego wymogu również ze strony UE, a jedynym impulsem do osiągnięcia takiego statusu była możliwość uzyskania wsparcia na modernizację infrastruktury sieci ciepłowniczej. Dodatkowe przywileje wynikają także z przyjętej w 2018 r. rewizji dyrektywy w sprawie promowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II), wdrażanej w ramach wymienionego projektu ustawy o OZE (UC99).

IV.

Odnośnie wniosków zawartych w pkt 4. Informacji pt. „WNIOSKI” przedstawiam następujące ustosunkowanie się do zawartych tam kwestii.

1. Uwaga dotycząca zbyt ogólnikowego brzmienia art. 18 ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne, mająca na celu usunięcie braku wskazania terminu na wykonanie oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy, oraz usunięcie braku określenia niezbędnego zakresu przedmiotowego i merytorycznego oceny powyższego potencjału jest zawarta w grupie przepisów określających zadania własne gmin. Inne zadania, np. planowanie oświetlenia miejsc publicznych, czy planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło nie wskazuje szczegółowych zasad ani terminów wykonania tych zadań.

Natomiast art. 19 ustawy – Prawo energetyczne, wskazuje, iż projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata.

Zgodnie z art. 19 ust. 5 Projekt założeń powinien określać:

- 1) *ocenę stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe;*
- 2) *przedsięwzięcia racjonalizujące użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych;*
- 3) *możliwości wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych;*
- 3a) *możliwości stosowania środków poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 6 ust. 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej;*
- 4) *zakres współpracy z innymi gminami.*

Te przepisy nakazując weryfikację oceny stanu aktualnego co 3 lata w pełni konsumują i uszczegóławiają obowiązek oceny potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na obszarze gminy. Takie podejście, z uwagi na stricte

lokalny charakter ciepłownictwa, jest w pełni uzasadnione i efektywne, szeroko mające zastosowanie w innych krajach o podobnych potencjale ciepłownictwa jak Polska.

Niezależnie od powyższego należy wskazać, że zgodnie ze Sprawozdaniem z dnia 30 czerwca 2022 r. z działalności Zespołu ds. lokalnego bezpieczeństwa energetycznego: „Zespół rekomenduje rozpoczęcie prac legislacyjnych w zakresie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. w zakresie:

1. wprowadzenia efektywnych systemów współpracy i wymiany informacji pomiędzy JST a przedsiębiorstwami energetycznymi, w tym operatorami systemów elektroenergetycznych oraz operatorami systemów gazowych;
2. wprowadzenie szerszego obowiązku konsultacyjnego w zakresie planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe;
3. rezygnację z założeń do planów na rzecz wprowadzenia opracowywania planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe;
4. nadanie planom zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe statusu aktu prawa miejscowego, tj. nadanie im wiążącego charakteru,
5. zapewnienie zachęt finansowych poprzez powiązanie faktu opracowania i realizacji planów zaopatrzenia z uzyskaniem środków finansowych w ramach programów realizowanych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

W celu zaadresowania powyższych kwestii opracowano projekt zmiany w ustawie – Prawo energetyczne oraz ustawie z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, który stanowi załącznik 2. do niniejszego sprawozdania. Projekt został skonsultowany, zarówno wewnątrz Ministerstwa Klimatu i Środowiska i jednostkach podległych, jak również z przedstawicielami sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego oraz organizacjami reprezentującymi JST.

Rekomenduje się kontynuację prac nad projektem legislacyjnym, w tym przede wszystkim rozpoczęcie procesu legislacyjnego, w celu przyjęcia proponowanych zmian.”

W projekcie legislacyjnym znowelizowany art. 19, w najistotniejszych dla niniejszego wyjaśnienia kwestiach otrzymuje brzmienie:

„Art. 19. 1. Wójt (burmistrz, prezydent miasta) opracowuje projekt planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, zwany dalej „planem zaopatrzenia”.

2. Projekt planu zaopatrzenia zawiera:

1) opis aktualnego stanu zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe w gminie, w tym pełną ewidencję źródeł energii na terenie gminy;

(...)

5) informację o wykorzystywaniu lokalnych zasobów paliw i energii, z uwzględnieniem ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, energii elektrycznej i ciepła użytkowego wytwarzanych w kogeneracji, w tym usług elastyczności elektroenergetycznej, oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych oraz możliwości wykorzystania odpadów na cele energetyczne;

6) środki poprawy efektywności energetycznej w rozumieniu art. 6 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej;

(...)

8. Rada gminy określa, w drodze uchwały, będącej aktem prawa miejscowego, plan zaopatrzenia. Plan zaopatrzenia sporządza się dla obszaru gminy co najmniej na okres 15 lat i aktualizuje co najmniej raz na 3 lata.

(...).”

2. Wskazanie potrzeby niezwłocznego opracowania *Strategii dla ciepłownictwa* i przedłożenie go Radzie Ministrów wymaga następującego wyjaśnienia.

Pierwsze zgłoszenie o wpisanie Strategii do wykazu prac Rady Ministrów (dalej: „RM”) wpłynęło do Kancelarii Prezesa Rady Ministrów (dalej: „KPRM”) w dniu 9 kwietnia 2021 r., natomiast drugie w dniu 3 sierpnia 2021 r. W odpowiedzi na pierwszy wniosek, Departament Ciepłownictwa otrzymał projekt uwag Centrum Analiz Strategicznych (dalej: „CAS”) do Strategii. Po uwzględnieniu uwag do dokumentu i ponownym złożeniu wniosku o wpis do wykazu prac RM, Strategia uzyskała pozytywną decyzję Zespołu Programowania Prac Rządu (dalej: „ZPPR”).

Zgodnie z decyzją ZPPR, podjętą w trybie obiegowym 3 września 2021 r., do wykazu prac RM został wprowadzony projekt uchwały RM w sprawie przyjęcia Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. pod nr ID195.

Poniżej link do Biuletynu Informacji Publicznej KPRM dotyczący Projektu uchwały RM w sprawie przyjęcia Strategii dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.

<https://www.gov.pl/web/premier/projek-uchwaly-rady-ministrow-w-sprawie-przyjecia-strategiidla-cieplownictwa-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r2>

Strategia znajduje się aktualnie na końcowym etapie opracowania i będzie podstawą do kolejnych zmian w przepisach prawa dotyczących zmiany modelu rynku ciepła i polityki taryfowej. Dokument został zaakceptowany w dniu 21 lutego 2022 r. przez Kierownictwo Ministerstwa, celem skierowania do konsultacji publicznych oraz międzyresortowych. W związku z aktualną sytuacją związaną z konfliktem zbrojnym w Ukrainie i ponowną koniecznością zrewidowania zapisów Strategii związanych z wykorzystaniem gazu ziemnego, możliwa jest korekta niektórych założeń i wniosków w wymienionym dokumencie.

Strategia dla ciepłownictwa została poddana konsultacjom w czerwcu 2022 r. Ponownie należy zaznaczyć, że aktualizowana jest Polityka energetyczna Polski. Strategia dla ciepłownictwa jako dokument o niższej randze, realizujący założenia Polityki energetycznej Polski, będzie musiała realizować cele objęte aktualizacją.

Równolegle, w toku analizy uwag zgłoszonych w trakcie konsultacji w Strategii zostały zidentyfikowane obszary wymagające zmian, do których m. in. należały:

- zbyt wysoka zależność scenariuszy od gazu ziemnego w proponowanych scenariuszach (18% w business-as-usual, 38% w scenariuszu optymalnej transformacji oraz 39% w scenariuszu ambitnej transformacji),
- nie w pełni satysfakcjonujący sposób powiązania dokumentu z pakietem „Fit for 55” oraz planem REPowerEU,
- zbyt mały nacisk położony na kwestie dostaw ciepła o odpowiednich parametrach w szczególności dotyczących współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej oraz temperatury.

3. W kwestii potrzeby zorganizowania systemu pozyskiwania informacji o liczbie lokalizacji i udziale systemów efektywnych energetycznie w liczbie systemów ciepłowniczych w Polsce jako niezbędnym elemencie oceny, do której minister właściwy ds. energii jest zobowiązany na podstawie art. 10c ust. 1 i 2 ustawy – Prawo

energetyczne, od początku funkcjonowania Departamentu Ciepłownictwa w Ministerstwie Klimatu i Środowiska (wcześniej Ministerstwo Klimatu) podejmowane są działania mające na celu dążenie do monitorowania liczby efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych w Polsce, a także pozyskiwane są działania dotyczące gromadzenia informacji o barierach związanych z uzyskaniem statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Starania w tym zakresie zostały formalnie ujęte w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw procedowanym przez Ministra Klimatu i Środowiska (numer UC99 w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów).

Do istotnych przepisów mających na celu pozyskiwanie informacji o liczbie efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych i chłodniczych, które zostały zaproponowane i umieszczone z inicjatywy Departamentu Ciepłownictwa w ww. projekcie należą poniższe zmiany w ustawie – Prawo energetyczne:

„w art. 7b:

(...)

d) dodaje się ust. 5 - 8 w brzmieniu:

5. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku,;

1) przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, sprawozdanie za poprzedni rok kalendarzowy z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4, zawierające :

a) procentowe udziały energii z:

- odnawialnych źródeł energii z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii ,

- ciepła odpadowego,

- ciepła pochodzącego z kogeneracji

w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w poprzednim roku kalendarzowym,

b) wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,

c) sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego,

d) – (...) – g);

2) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w pkt 1 lit. a – c.”

(...).”

Konieczność przygotowania rozwiązań w zakresie monitoringu stanu i barier uzyskiwania statusu efektywnych systemów ciepłowniczych została także uwzględniona w PEP 2040, co dało dodatkowy impuls do zaimplementowania w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw powyżej wskazanych przepisów.

Prace analityczne wykonywane na rzecz aktualizacji oceny potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wykazały problemy w zakresie systemu zbierania informacji o wytwarzaniu i potrzebach cieplnych – szczególnie małych odbiorców. Stwierdzono, że koniecznym jest zbudowanie nowego systemu gromadzenia danych, w tym statystycznych – kompatybilnego z wymaganiami dyrektywy oraz z wymaganiami tajemnicy statystycznej

Z uwagi na wymóg aktualizacji kompleksowej oceny potencjału zastosowania wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych co pięć lat, zgodnie z art. 14 ust. 1 dyrektywy 2012/27/UE, podjęte zostały działania w zakresie aktualizacji przygotowanego i przekazanego UE w 2015 r. dokumentu, a dane dotyczące rozpoczętych prac związanych z wypełnieniem obowiązku wynikającego z art. 10c ustawy – Prawo energetyczne, w dużej mierze zostały pozyskane z Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE).

Komisja Europejska w dniu 25 września 2019 r. znacząco rozszerzyła zakres swoich zaleceń w sprawie treści kompleksowej oceny potencjału efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia zgodnie z art. 14 dyrektywy 2012/27/UE, co w sposób znaczący zwiększyło zakres prac nad aktualizacją przedmiotowego dokumentu.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska wobec tak znaczących zmian w wymaganiach dotyczących danych, informacji i analiz podjęło decyzję ws zlecenia dodatkowych działań, w tym opracowania ekspertyz jednostkom zewnętrznym.

Ograniczenia budżetowe spowodowane pandemią nie pozwoliły na wcześniejszą alokację środków w wysokości niezbędnej do wykonania analiz i produktów przez ekspertów zewnętrznych. Środki finansowe zostały zabezpieczone w najszybszym możliwym terminie, tj. na 2022 r. – procedura zamówienia publicznego została przeprowadzona w bieżącym roku.

W dniu 1 sierpnia 2022 r. została podpisana umowa nr DC/WKiC/1/2022 z Audytelem Spółka Akcyjna, która została zawarta w wyniku rozstrzygnięcia postępowania o udzielenie zamówienia publicznego pn.: Przygotowanie wybranych analiz, prognoz i opracowań na potrzeby aktualizacji dokumentu pn. „Kompleksowa ocena potencjału efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia” zgodnie z zapisami art. 14 dyrektywy 2012/27/UE prowadzonego w trybie przetargu nieograniczonego zgodnie z ustawą z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz.U. z 2022 r. poz. 1710, z późn.zm.).

Zgodnie z ww. umową, dzieło zostanie opracowane i dostarczone Zamawiającemu w terminie 20 tygodni od dnia zawarcia Umowy. Po odebraniu dzieła, wykonane analizy i produkty zostaną dołączone i staną się integralną częścią aktualizacji dokumentu pn. „Kompleksowa ocena potencjału efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia” oraz zostaną niezwłocznie przekazane do Komisji Europejskiej.

Pomimo powyżej opisanych trudności, prace dotyczące monitoringu efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych są na wysokim stopniu zaawansowania. Etap realizacji kompleksowej oceny potencjału efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia i przekazania efektów do KE zmierza do dotrzymania drugiego terminu określonego w korespondencji z KE.

Niezależnie od powyższego, od 1 lipca 2021 r. właściciele lub zarządcy budynków zobowiązani są do złożenia w Centralnej Ewidencji Emisyjności Budynków (CEEB) deklaracji dotyczącej źródeł ciepła i spalania paliw. Ewidencja obejmie wszystkie źródła ogrzewania i spalania paliw do 1 MW, co znacznie ułatwi tworzenie analiz na potrzeby oceny potencjału w zakresie ogrzewania i chłodzenia w przyszłych latach, dla indywidualnych i lokalnych źródeł.

Określenie potrzeb cieplnych i sposobu ich pokrywania przez ciepło sieciowe lub przez niskoemisyjne indywidualne źródła ciepła, na mocy art. 16 ustawy z dnia 28 października 2020 r. o zmianie ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2020 r. poz. 2127) tworzy się centralną ewidencję emisyjności budynków w celu gromadzenia jednolitych, ustandaryzowanych i spójnych danych dotyczących budynków i lokali oraz eksploatowanych w nich:

- źródeł ciepła, w tym zasilania z sieci ciepłowniczej;
- źródeł energii elektrycznej;
- źródeł spalania paliw, w rozumieniu art. 157a ust. 1 pkt 7 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2022 r. poz. 2556 z późn. zm.), o nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 1 MW, niewymagającego pozwolenia, o którym mowa w art. 181 ust. 1 pkt 1 i 2 tej ustawy, albo zgłoszenia, o którym mowa w art. 152 ust. 1 tej ustawy – na potrzeby identyfikacji i diagnozowania źródeł niskiej emisji oraz planowania i podejmowania efektywnych działań publicznych eliminujących źródła tej emisji w oparciu o utworzoną ewidencję.

Na podstawie art. 27d ustawy z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków (Dz. U. z 2022 r. poz. 438 z późn. zm.) dane i informacje zgromadzone w ewidencji będą w przyszłości udostępniane, o ile będą one niezbędne do realizacji ustawowych zadań – m. in. ministrowi właściwemu do spraw klimatu oraz ministrowi właściwemu do spraw energii.

V.

Biorąc pod uwagę przeprowadzoną kontrolę P/21/020 „Rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych” w Ministerstwie Klimatu i Środowiska oraz szczegółowo przygotowaną Informację o wynikach kontroli rekomenduję uwzględnienie zaprezentowanego stanowiska, które zawiera wiele istotnych czynników wpływających na analizowany obszar. Zaangażowanie Ministra Klimatu i Środowiska w transformację polskiego sektora ciepłowniczego wyraża się w formie wielowymiarowych działań, których rezultaty przyczyniają się do kompleksowego promowania rozwiązań systemowych wyrażających się m.in. w rozwoju efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Efektem

zintensyfikowanych działań są realizowane inwestycje w zakresie nowych źródeł wytwarzania ciepła, które sukcesywnie przybliżają systemy ciepłownicze w Polsce do statusu systemów efektywnych.

Z wyrazami szacunku
Anna Moskwa
Minister Klimatu i Środowiska
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
/ - podpisany cyfrowo/

6.6. Opinia Prezesa NIK do stanowiska Ministra



PREZES
NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI
MARIAN BANAŚ

Opinia Prezesa
Najwyższej Izby Kontroli
w sprawie stanowiska Ministra Klimatu i Środowiska
do Informacji o wynikach kontroli *Rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych*

Na podstawie art. 64 ust. 2 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli (Dz. U. z 2022 r. poz. 623) przedstawiam opinię do stanowiska Ministra Klimatu i Środowiska zawartego w piśmie z dnia 16 grudnia 2022 r. (znak: DC-WKiC.081.2021.PB 2386535.9031479.7291675).

Stanowisko Ministra Klimatu i Środowiska powtarza argumentację przedstawioną w toku kontroli i poddaną przez NIK szczegółowej i wnikliwej analizie.

1. Nieopracowanie strategicznego dokumentu określającego sprecyzowane, stałe, wieloletnie kierunki na poziomie krajowym zmian w ramach transformacji sektora ciepłowniczego i promowanych technologii co stanowiło jedną z kluczowych barier rozwoju tego sektora, a ustalenia kontroli wskazują na negatywne skutki takiego stanu.
2. Wprowadzone mechanizmy wsparcia modernizacji ciepłownictwa nie przyniosły oczekiwanych rezultatów. W szczególności uzyskano jedynie 15,4% planowanego udziału kogeneracji w produkcji ciepła.
3. Nieobjęcie wsparciem przedsiębiorców i niektórych źródeł wymagających modernizacji przesądzało o niepodejmowaniu działań modernizacyjnych tych źródeł.
4. Brak sporządzenia systemu gromadzenia danych o liczbie i lokalizacji systemów ciepłowniczych w Polsce, w tym o liczbie systemów efektywnych energetycznie, powodował, że Minister nie dysponował bieżącą informacją, które systemy ciepłownicze były efektywne energetycznie i na terenie jakich gmin funkcjonowały. Skutkowało to nie w pełni rzetelnymi danymi zawartymi w ocenie potencjału wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywnych systemów ciepłowniczych, dokonanej w 2015 r.

24.01.2023 r.

PREZES
Najwyższej Izby Kontroli

Marian Banaś